



Guide

Rapport sur les questions climatiques et la décarbonation

Recommandations pour les entreprises suisses
d'approvisionnement en énergie (EAE)

BCO2 – CH 2026

Impressum et contact

Éditeur

Association des entreprises électriques suisses AES
Hintere Bahnhofstrasse 10
CH-5000 Aarau
Téléphone +41 62 825 25 25
Fax +41 62 825 25 26
info@electricite.ch
www.electricite.ch

Auteurs et autrices de la première édition (1^{re} partie), version 2025

Prénom Nom	Entreprise	Fonction
Sébastien Batou	SIG	Membre du groupe de travail
Michela Bosia	AIL	Membre du groupe de travail
Gierina Cathomas	Repower	Membre du groupe de travail
Maxim Dikov	AEW	Membre du groupe de travail
Ezio Festini	SAK	Membre du groupe de travail
Stefan Frehner	Primeo Energie	Membre du groupe de travail
Kathrin Hofer	Swissgrid	Membre du groupe de travail
Urs Schön	ewz	Membre du groupe de travail
Remo Sigg	BKW	Membre du groupe de travail
Vidursika Visuvalingam	Axpo	Membre du groupe de travail
Cornelia Wolf	EKZ	Membre du groupe de travail
Mireille Salathé	AES	Membre du groupe de travail
Martin Rüdisüli	AES	Calcul/modélisation du facteur d'émission du mix d'électricité des consommateurs suisses

Conseil

Infras SA (Soutien technique, partie 1 Comptabilisation des gaz à effet de serre)

Autrices et auteurs de la première édition (2^e partie), révision 1^{re} partie, version 2026

Prénom Nom	Entreprise	Fonction
Sébastien Batou	SIG	Membre du groupe de travail
Michela Bosia	AIL	Membre du groupe de travail
Gierina Cathomas	Repower	Membre du groupe de travail
Maxim Dikov	AEW	Membre du groupe de travail
Ezio Festini	SAK	Membre du groupe de travail
Stefan Frehner	Primeo Energie	Membre du groupe de travail
Kathrin Hofer	Swissgrid	Membre du groupe de travail
Martin Pranjic	Axpo	Membre du groupe de travail
Urs Schön	ewz	Membre du groupe de travail
Remo Sigg	BKW	Membre du groupe de travail
Caroline Von Mering	EKZ	Membre du groupe de travail
Cornelia Wolf	EKZ	Membre du groupe de travail
Thomas Gascoü	Alpiq	Contribution au chapitre 4.3.3 Technologies de stockage
Mireille Salathé	AES	Membre du groupe de travail



Chronologie

Mai 2024 à mars 2025	Élaboration de la partie 1 dans le groupe de travail
Mai 2025 à juillet 2025	Consultation concernant la partie 1 auprès des commissions et groupements d'intérêt et des membres de la branche concernés
28.08.2025	Adoption de la partie 1 par la direction
Septembre 2025	Information au Comité
Mai 2025 à avril 2026	Élaboration de la partie 2 dans le groupe de travail, modification de la partie 1, suppression annexe 1 facteurs d'émission
Mai à juin 2026	Consultation concernant la partie 2 et modification de la partie 1 auprès des commissions, des groupements d'intérêt et des membres de la branche concernés
17.08.2026	Approbation de la version 2026 par la Direction
01.09.2026	Information au Comité

Ce document a été élaboré avec l'implication et le soutien de l'AES et de représentants de la branche.

L'AES approuve ce document à la date du 17.08.2026.

Copyright

© Association des entreprises électriques suisses AES

Tous droits réservés. L'utilisation des documents pour un usage professionnel n'est permise qu'avec l'autorisation de l'AES et contre dédommagement. Sauf pour usage personnel, toute copie, toute distribution ou tout autre usage de ce document sont interdits. Les auteurs déclinent toute responsabilité en cas d'erreur dans ce document et se réservent le droit de le modifier en tout temps sans préavis.



Table des matières

Préface	6
Introduction	7
1. Réglementations et normes	10
1.1 Vue d'ensemble	10
1.2 Explications	12
1.3 Autres normes	14
Partie 1: Comptabilisation des gaz à effet de serre	16
2. Principes de base	16
2.1 Greenhouse Gas Protocol (GHG Protocol)	16
2.2 Normes et guidance du GHG Protocol	16
2.3 Principes fondamentaux de la comptabilisation des GES	17
3. Périmètres de comptabilisation	18
3.1 Périmètres de comptabilisation selon le GHG Protocol	18
3.1.1 Périmètres de comptabilisation organisationnels (approche de consolidation)	18
3.1.2 Périmètre de comptabilisation opérationnel (scope)	18
3.2 Périmètres de comptabilisation des EAE	19
3.2.1 Définition des contrôles opérationnels	21
3.2.2 Cas particulier: contrôle opérationnel auprès des entreprises partenaires	22
4. Sources d'émissions d'une EAE	23
4.1 Émissions le long de la chaîne de valeur	23
4.2 Scope 1	25
4.2.1 Sources d'émissions pertinentes pour les EAE	25
4.2.2 Autres explications relatives aux différentes sources d'émissions	29
4.3 Scope 2	30
4.3.1 Méthodes de calcul Scope 2: location based vs market based	30
4.3.2 Sources d'émissions pertinentes pour les EAE	31
4.3.3 Autres explications relatives aux différentes sources d'émissions	32
4.4 Scope 3	34
4.4.1 Appréciation de la pertinence pour l'EAE	34
4.4.2 Approches de calcul	37
4.4.3 Catégories de Scope 3 significatives pour les EAE	37
5. Facteurs d'émission	43
Partie 2: objectif climatique et feuille de route objectif zéro émission net	45
6. Bases	45
6.1 Pourquoi définir un objectif climatique?	45
6.2 Objectifs climatiques et feuille de route objectif zéro émission net: exigences réglementaires	45
7. Élaboration d'objectifs climatiques et de feuilles de route zéro net	47
7.1 Analyse de l'évolution des émissions (2 ^e étape)	49
7.2 Objectif de zéro net et trajectoire de réduction (3 ^e étape)	50
7.2.1 Gestion des émissions résiduelles	54
7.3 Mesures (4 ^e étape)	56
7.3.1 Mesures par Scope	57



7.3.2	Décarbonation gaz isolants	61
7.3.3	Décarbonisation du parc automobile	62
7.3.4	Évaluation de l'empreinte carbone de l'acquisition (Scope 3).....	63
7.4	Intégration et stratégie d'entreprise (5 ^e étape).....	65
7.5	Suivi et réévaluation (6 ^e étape)	66
7.6	Rapport (7 ^e étape).....	68
Annexe 1:	émissions de CO ₂ dans le marquage de l'électricité	69
Sources		71

Liste des figures

Figure 1:	Aperçu des réglementations et des cadres dans le domaine du développement durable	10
Figure 2:	Arbre décisionnel pour le calcul des émissions par des sociétés (sans tenir compte du concept de contrôle opérationnel partagé selon le point 3.2.1 (4));(vert = oui; rouge = non)	22
Figure 3:	Étapes de la création de valeur relatives à l'EAE	23
Figure 4:	Émissions liées à l'énergie le long de la chaîne de création de valeur selon le Scope 2 des lignes directrices du GHG Protocol (WRI/WBCSD 2015, annexe B)	24
Figure 5:	Processus de décarbonation en 7 étapes	48
Figure 6:	Exemple d'évolution des émissions d'ici 2050 (Source: illustration propre, d'après senken.io)	55

Liste des tableaux

Tableau 1:	Réglementations dans le domaine du rapport sur les questions climatiques et de la décarbonation (état: juillet 2026)	12
Tableau 2:	Scopes 1, 2 et 3 selon le GHG Protocol	19
Tableau 3:	Exigences spécifiques des réglementations pertinentes relatives aux périmètres de comptabilisation	20
Tableau 4:	Sources d'émissions essentielles d'une EAE dans le Scope 1 selon les catégories	28
Tableau 5:	Exemple de comptabilisation des GES provenant d'émissions dans les bâtiments propres ou en location	30
Tableau 6:	Sources d'émissions essentielles d'une EAE dans le Scope 2 selon les catégories	32
Tableau 7:	Matrice de pertinence pour les EAE (Scope 3)	37
Tableau 8:	Principales sources d'émissions d'une EAE de catégorie 3.1	39
Tableau 9:	Principales sources d'émissions d'une EAE de catégorie 3.2	40
Tableau 10:	Principales sources d'émissions d'une EAE de catégorie 3.3	41
Tableau 11:	Principales sources d'émissions d'une EAE de catégorie 3.11	42
Tableau 12:	Exigences réglementaires relatives aux objectifs climatiques et feuille de route zéro net	46
Tableau 13:	Éléments constitutifs de l'objectif de zéro net	54
Tableau 14:	Mesures typiques d'EAE par Scope	61
Tableau 15:	Mesures pour la décarbonation des gaz isolants	62
Tableau 16:	Mesures pour la décarbonation du parc automobile	63
Tableau 17:	Exemples pour l'évaluation de l'empreinte carbone dans le cadre des acquisitions	65



Préface

Le présent document est un document de la branche publié par l'AES. Il fait partie d'une large réglementation relative à l'approvisionnement en électricité sur le marché ouvert de l'électricité. Les documents de la branche contiennent des directives et des recommandations reconnues à l'échelle de la branche concernant l'exploitation des marchés de l'électricité et l'organisation du négoce de l'énergie, répondant ainsi à la prescription donnée aux entreprises d'approvisionnement en électricité (EAE) par la Loi sur l'approvisionnement en électricité (LApEI) et par l'Ordonnance sur l'approvisionnement en électricité (OApEI).

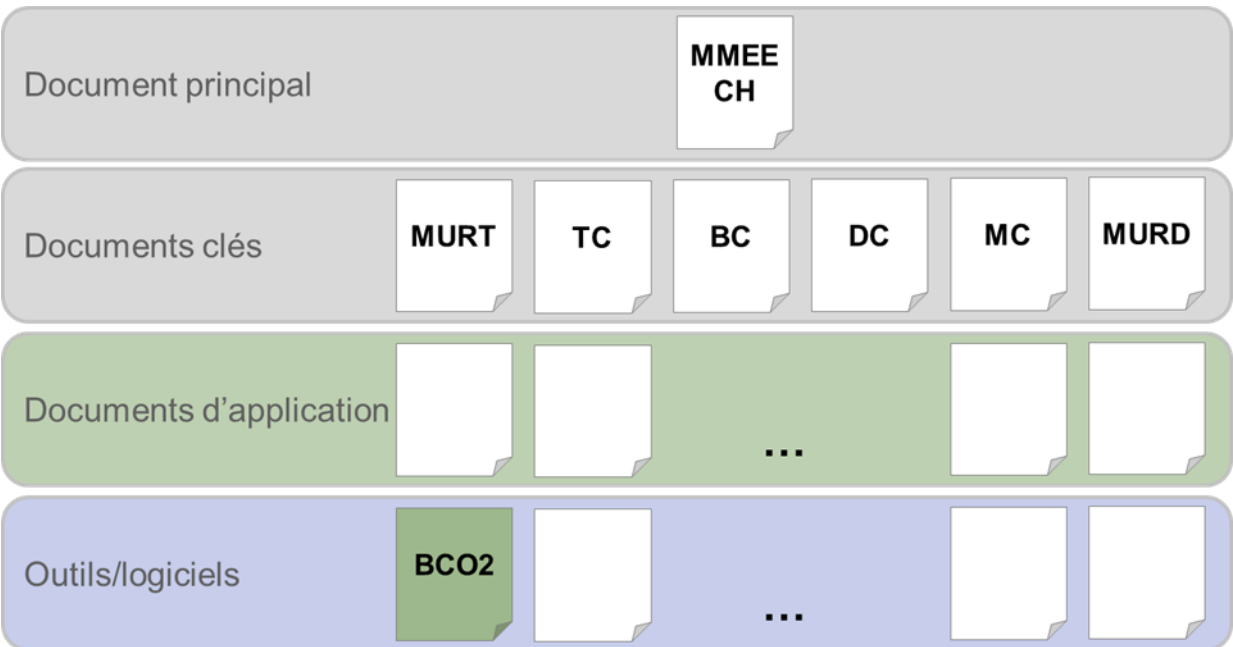
Les documents de la branche sont élaborés par des spécialistes de la branche selon le principe de subsidiarité; ils sont régulièrement mis à jour et complétés. Les dispositions qui ont valeur de directives au sens de l'OApEI sont des normes d'autorégulation.

Les documents sont répartis en quatre catégories hiérarchisées:

- Document principal: «Modèle de marché pour l'énergie électrique – Suisse (MMEE – CH)»
- Documents clés
- Documents d'application
- Outils/logiciels

Le présent document «Rapport sur les questions climatiques et décarbonation EAE» est un outil/logiciel.

Structure du document



Introduction

La décarbonation des entreprises revêt un caractère toujours plus important et urgent. En ratifiant l'Accord de Paris sur le climat, la Suisse s'est engagée à réduire ses émissions de gaz à effet de serre (GES) de 50 % d'ici 2030 par rapport à l'année 1990. La loi fédérale sur les objectifs en matière de protection du climat, sur l'innovation et sur le renforcement de la sécurité énergétique (LCI) intègre dans le droit national les objectifs climatiques internationaux de la Suisse jusqu'en 2050. L'art. 5 LCI prévoit que toutes les entreprises doivent avoir ramené leurs émissions à zéro net d'ici à 2050. Le secteur de l'énergie est l'un des principaux moteurs de la décarbonation dans le monde, notamment par la production et la distribution d'électricité renouvelable et d'autres formes d'énergie. En outre, les entreprises d'approvisionnement en électricité (EAE) peuvent contribuer à la réalisation des objectifs de réduction des GES de la Suisse en procédant à la décarbonation au sein de leur propre structure.

Les entreprises font face à une obligation croissante de rendre compte de leurs activités et de leur impact sur l'environnement, la société et la gouvernance d'entreprise (ESG). Dans le but d'améliorer la transparence et la comparabilité, le reporting ESG est de plus en plus réglementé. Depuis 2024, en Suisse, les grandes entreprises doivent établir des rapports sur les questions non financières conformément aux dispositions du Code des obligations relatives à la transparence. En outre, certaines d'entre elles sont soumises aux exigences de l'UE, notamment à la Corporate Sustainability Reporting Directive (CSRD). Il est particulièrement urgent d'établir un rapport minutieux incluant des objectifs. En particulier dans le domaine des rapports sur les questions climatiques, l'ordonnance relative au rapport sur les questions climatiques en Suisse et les European Sustainability Reporting Standards (ESRS) dans l'UE imposent des directives détaillées.

La mise en œuvre du Rapport sur les questions climatiques et la décarbonation posent des défis aux EAE. Parfois très génériques, les exigences, normes et recommandations sont aussi de temps à autre contradictoires. Il en résulte pour les EAE un important travail d'interprétation et une grande liberté en la matière, et que les bilans des GES des EAE suisses ne sont pas toujours comparables. De plus, les méthodes de calcul pour déterminer les émissions de GES — notamment les facteurs d'émission sur lesquels elles reposent — varient selon les normes, manquent parfois de transparence et ne sont souvent pas accessibles au public.

Le présent guide a été élaboré par des représentants et représentantes de la branche et s'adresse aux EAE suisses. Il vise d'une part à faciliter les premiers pas des entreprises procédant pour la première fois à l'établissement d'un rapport sur les questions climatiques et la décarbonation. Ces recommandations sur des thèmes spécifiques à la branche servent d'autre part à harmoniser l'élaboration de rapports ad hoc au sein de la branche, et sont donc également utiles aux entreprises établissant déjà un document sur le sujet. Les recommandations de l'AES sont signalées en conséquence dans le guide et résumées à la page suivante. Elles servent d'orientation pour les EAE.

Le guide est structuré comme suit:

- Aperçu des principales réglementations et normes en Suisse et au sein de l'UE ainsi que de leur classification pour les EAE suisses (chapitre 1)
- Bases et recommandations pour la comptabilisation des gaz à effet de serre des EAE (partie 1, chapitres 2 à 5)
- Bases et recommandations pour l'objectif de programme prévisionnel vers la neutralité carbone des EAE (partie 2, chapitres 6 à 7)



Résumé des recommandations

- En principe, le bilan des gaz à effet de serre (bilan des GES) doit être établi selon les normes et lignes directrices du Greenhouse Gas Protocol (GHG Protocol). Des exigences supplémentaires doivent être prises en compte dans le cas où l'EAE doit/souhaite établir son bilan selon les ESRS européens. Si le GHG Protocol ne fournit pas de ligne directrice, ou bien uniquement une orientation insuffisante/peu claire, il convient soit de trouver une solution individuelle, soit de s'orienter aux meilleures pratiques. Il est recommandé aux entreprises qui ne disposent pas de leur propre outil pour établir leur bilan des GES – en particulier les petites entreprises – d'utiliser le «Corporate Footprint Calculator (CFC)» de l'Office fédéral de l'environnement (OFEV) (**cf. chapitre 2.1**).
- L'établissement d'un bilan des GES aide les entreprises à comprendre les principales sources d'émissions et à prendre des mesures ciblées pour réduire ces dernières. Le rapport sert de base à la fixation d'objectifs de réduction. Lors de l'élaboration, il convient de procéder selon les principes du GHG Protocol, c'est-à-dire de façon progressive et axée sur le critère de la pertinence. Même avec des données initiales de faible qualité, il est possible d'identifier des mesures et de réduire les émissions. **Cf. chapitre 2.3.**
- En raison du nombre croissant d'exigences réglementaires, il est judicieux de viser la comptabilisation de l'ensemble des émissions tout au long de la chaîne de création de valeur (Scopes 1, 2 et 3), même si une EAE n'y est pas (encore) contrainte par la loi. **Cf. chapitre 3.2.**
- Il est recommandé aux EAE suisses, indépendamment de leur taille, de définir leurs périmètres organisationnels de comptabilisation selon l'approche *operational control*. **Cf. chapitre 3.2.**
- En principe, toutes les émissions des sociétés doivent faire l'objet d'un rapport, indépendamment du taux de participation — selon l'interprétation du contrôle opérationnel dans les Scopes 1, 2 ou 3. Il est important que l'attribution des émissions aux différents Scopes soit transparente et justifiée. **Cf. chapitre 3.2.1.**
- Les émissions provenant de l'électricité achetée et gérée par des centrales partenaires doivent être déclarées dans les Scopes 1 et 2, dans la mesure où il existe des indications d'un contrôle opérationnel. **Cf. chapitre 3.2.2.**
- Selon le GHG Protocol Corporate Standard, les doubles comptabilisations d'émissions doivent être évitées autant que possible. Cependant, la délimitation des émissions entre les Scopes est souvent difficile à réaliser, surtout pour les entreprises intégrées verticalement. Il est recommandé d'intégrer les doubles comptabilisations lorsque les efforts nécessaires à la délimitation exacte sont disproportionnés. **Cf. chapitre 4.1.**
- Pour le calcul des émissions du Scope 2, il convient de viser un double reporting (*location based* et *market based*). Cela fournit une meilleure base pour les mesures de réduction, sans dépendre exclusivement des progrès faits au niveau de la transition énergétique. **Cf. chapitre 4.3.1.**
- Lors de l'établissement de l'inventaire du Scope 3, il est possible de procéder par étapes et de commencer par collecter les données sur les catégories pertinentes. Il est recommandé d'élaborer une matrice de pertinence et de l'actualiser périodiquement. Pour fixer des objectifs climatiques et les mesures dans le domaine du Scope 3, il faut viser à moyen terme l'approche basée sur les programmes prévisionnels (*activity based*). **Cf. chapitre 4.4.1.**
- Recommandations spécifiques à la branche concernant les différentes sources d'émissions:
 - Émissions de méthane des lacs de retenue: cf. chapitre 4.2.2
 - Technologies de stockage (p. ex. installations de pompage-turbinage, batteries): cf. chapitre 4.3.3
 - Pertes liées au transport et à la distribution: cf. chapitre 4.4.3
 - Participations financières aux EAE: cf. chapitre 4.4.3
- Afin de permettre des comparaisons au sein et au-delà de la branche, il est recommandé d'utiliser les facteurs d'émission fournis par l'Office fédéral de l'environnement (OFEV) dans le cadre du «Corporate Footprint Calculator» (CFC). Dans l'annexe «Energy Splits» du CFC, les facteurs d'émission par technologie et par Scope sont indiqués sous la rubrique «Electricity». Des compléments et des écarts ne sont pas exclus et peuvent s'avérer pertinents dans certains cas particuliers. En principe, il est possible de déroger à cette règle si un examen plus approfondi est possible



(p. ex., si les limites du système pour la détermination du facteur d'émission basé sur la localisation sont plus précises). **Cf. chapitre 5.**

- Pour le facteur d'émission GES lié à la localisation du mix électrique suisse (p. ex. pour les pertes de réseau), il convient d'utiliser le facteur d'émission calculé et publié chaque année par l'AES pour l'année précédente. **Cf. chapitre 5.**
- Les EAE s'efforcent de réduire leurs émissions des Scopes 1 et 2 à zéro net, si possible d'ici 2040, mais au plus tard d'ici 2050. Il est en outre recommandé de prendre en compte dès que possible les émissions du Scope 3 et de fixer des objectifs de réduction pour les catégories concernées, afin de gérer de manière globale l'impact climatique tout au long de la chaîne de valeur et de soutenir la réalisation à long terme de l'objectif «zéro net» d'ici 2050 au plus tard. **Cf. chapitre 7.2.**
- Lors de la définition des objectifs propres à l'entreprise, il convient de tenir compte de la situation initiale individuelle des EAE. Celles-ci suivent des modèles économiques différents, se trouvent à des stades différents du rapport sur les questions climatiques et sont en partie liées aux objectifs des administrations municipales ou cantonales. De plus, la sécurité d'approvisionnement et la rentabilité doivent être prises en compte lors de la définition des objectifs climatiques. Dans certains cas spécifiques, l'objectif de zéro net d'ici 2040 peut s'avérer irréaliste à l'heure actuelle en raison de l'absence de solutions technologiques et économiques (p. ex. dans le domaine des réseaux de chaleur, de la mise à disposition de centrales de réserve ou en raison de l'absence de technologies à émissions négatives). Conformément à la législation suisse, ces EAE doivent viser un objectif de zéro émission net d'ici 2050 au plus tard. **Cf. chapitre 7.2.**
- Dans le cadre de l'objectif «zéro émission net», les EAE devraient réfléchir dès à présent aux émissions difficilement évitables et examiner les possibilités d'application et de neutralisation dans le domaine des technologies à émissions négatives. **Cf. chapitre 7.2.1.**
- Afin d'atteindre le zéro émission net fixé et d'élaborer un plan d'action spécifique à l'entreprise, des mesures ciblées de réduction des GES doivent être planifiées, évaluées et hiérarchisées. Ce plan s'oriente à l'état actuel de la technologie; il doit être régulièrement réexaminé et adapté, car il est probable que toutes les mesures nécessaires ne puissent pas être identifiées au jour d'aujourd'hui. Sur cette base, la réduction attendue peut être continuellement comparée aux objectifs de zéro net et la stratégie adaptée en conséquence. La décarbonation doit être mise en œuvre dans le contexte de la sécurité d'approvisionnement et de la rentabilité. Lorsque des mesures visant à garantir la sécurité d'approvisionnement ont une incidence sur le calendrier de la trajectoire de décarbonation, cela doit être documenté dans le cadre du suivi et pris en compte lors de la révision périodique des objectifs. **Cf. chapitre 7.3.**
- Dans le cadre du suivi régulier, il convient d'examiner la possibilité d'un «restatement», c'est-à-dire d'un recalcul des exercices précédents. Sont considérées comme significatives les variations qui, par rapport aux émissions de GES de l'exercice comptable en cours et/ou de l'année de référence, dépassent un certain seuil de signification dans le Scope concerné (Scope 1 + 2 ou Scope 3). Un seuil de 5 % s'est imposé, mais d'autres seuils de signification peuvent être utilisés pour des raisons spécifiques. Les *restatements* doivent être documentés de manière transparente et compréhensible. **Cf. chapitre 7.5.**
- Recommandations spécifiques à la branche concernant les différentes mesures:
 - décarbonation gaz isolants: cf. chapitre 7.3.2;
 - décarbonation du parc automobile: cf. chapitre 7.3.3;
 - évaluation de l'empreinte carbone lors de l'acquisition: cf. chapitre 7.3.4.



1. Réglementations et normes

1.1 Vue d'ensemble

- (1) Selon sa dimension internationale et sa taille, l'EAE est exposée à un large éventail de réglementations possibles en matière de développement durable, qui renvoient à leur tour à différents cadres et normes. Pour les EAE, il s'agit de vérifier si elles sont concernées au sens juridique du terme et de clarifier les attentes et les exigences des propriétaires en matière de comptabilisation et de réduction des GES.



Figure 1: Aperçu des réglementations et des cadres dans le domaine du développement durable

- (2) Le cadre réglementaire relatif au rapport sur les questions climatiques est en pleine mutation, tant en Suisse que dans l'Union européenne. Alors que certaines dispositions (notamment les exigences découlant des art. 964a ss. CO et de la LCI) sont déjà en vigueur, les futures dispositions en matière de reporting font actuellement l'objet de discussions politiques et sont progressivement concrétisées, notamment avec le projet de loi fédérale sur la gestion durable des entreprises (LGDE) ainsi que les évolutions de la CSRD et d'autres dispositions de l'UE. Le tableau 1 donne un aperçu des réglementations actuelles en matière de rapport sur les questions climatiques et la décarbonation, ainsi que de leur état d'avancement. Les réglementations en matière de développement durable qui vont au-delà du rapport sur les questions climatiques (par exemple, le respect des droits de l'homme et de l'environnement dans les chaînes d'approvisionnement mondiales, la Corporate Sustainability Due Diligence Directive, l'ordonnance sur les devoirs de diligence et la transparence concernant les minerais et métaux provenant de zones de conflit et le travail des enfants ainsi que la taxonomie de l'UE) ne sont pas abordées ici.

Réglementations (état au mois de juillet 2026)	Exigences principales	Entreprises touchées	Évolutions réglementaires
Loi sur le climat et l'innovation (LCI)/ordonnance sur la protection du climat (OCI)	Objectif de zéro net, promotion des voies de transition et de décarbonation; attentes croissantes quant à une stratégie climatique crédible Mise en œuvre par l'ordonnance sur la protection du climat et d'autres textes législatifs, notamment la loi sur le CO ₂	Toutes les entreprises CH	En vigueur depuis 01.01.2025 Constitue le cadre à long terme de la politique climatique suisse
Art. 964a ss. du CO (transparence sur les questions non financières)	Obligation de publication des questions environnementales et climatiques significatives, des risques, des mesures et des objectifs	Entreprises CH d'intérêt public à partir des seuils légaux: > 500 employés; > total du bilan de 20 millions de CHF ou chiffre d'affaires de 40 millions de CHF	En vigueur depuis 01.01.2022 Contre-projet indirect à l'initiative sur la responsabilité des entreprises 1.0 Serait abrogé à l'entrée en vigueur de la nouvelle LGDE (vers 2029)
Ordonnance relative au rapport sur les questions climatiques	Publication des risques et opportunités climatiques, de la gouvernance, de la stratégie, des analyses de scénarios, des plans de transition ainsi que des chiffres clés et des objectifs (y compris les émissions de GES)	Entreprises au sens de l'art. 964a CO	En vigueur depuis le 01.01.2024 Modification de l'ordonnance en consultation du 06.12.24 au 21.03.25 Lors de sa séance du 25.06.25, le Conseil fédéral a décidé de suspendre provisoirement la révision jusqu'à ce que la situation soit clarifiée au sein de l'Union européenne. ¹
Loi fédérale sur la gestion durable des entreprises (LGDE)	Alignement probablement plus poussé sur les ESRS; publication plus détaillée des objectifs climatiques, des plans de transition, des risques climatiques, des émissions et des mécanismes de pilotage liés au climat S'appuie sur la directive Omnibus de l'UE	Principalement les grandes entreprises (alignement sur la directive Omnibus de l'UE) Destinée aux entreprises suisses comptant > 1000 employés et > 450 millions de CHF de chiffre d'affaires net mondial	Projet de loi; contre-projet indirect à l'initiative sur la responsabilité des entreprises 2.0 Consultation au printemps 2026 Entrée en vigueur prévue vers 2029 (période transitoire comprise)
Corporate Sustainability Reporting Directive (CSRD)/European Sustainability Reporting Standards (ESRS) (E1 Climate Change)	Reporting en matière de durabilité selon les ESRS sur la base d'une double analyse de matérialité; en cas de thème climatique significatif, reporting selon la norme ESRS E1	Entreprises disposant de filiales dans l'UE ou soumises à des obligations de reporting au sein de l'UE Seuils fixés par la directive Omnibus	CSRD en vigueur depuis le 05.01.23 La directive Omnibus du 26.02.26 a simplifié et restreint le champ d'application et les obligations de reporting.

¹ Communiqué de presse du 25.05.2025



Directive Omnibus	Obligation d'appliquer les normes européennes de reporting en matière de développement durable (ESRS)	Entreprises de l'UE: > 1000 employés; chiffre d'affaires net mondial supérieur à 450 millions d'euros Entreprises non européennes: chiffre d'affaires net dans l'UE > 450 millions d'euros + filiale importante dans l'UE ou succursale dans l'UE avec un chiffre d'affaires net > 200 millions d'euros Sociétés en participation exclues	Les ESRS 2.0 réduisent l'étendue des obligations de reporting. En parallèle, le Value Chain Cap limite les données ESG et climatiques que les entreprises soumises à la CSRD peuvent exiger de fournisseurs non soumis à ces obligations. Les ESRS 2.0 ont été adoptés par la Commission le 03.07.26 Diverses autres normes sont en cours d'élaboration, par exemple le Non-EU European Sustainability Reporting Standard (N-ESRS)
Ordonnance du DE-TEC sur la garantie d'origine et le marquage de l'électricité (OGOM)	Marquage de l'électricité, y compris des émissions de CO ₂ directement générées	Tous les fournisseurs d'électricité en Suisse	Avec la loi fédérale sur un approvisionnement en électricité sûr reposant sur des énergies renouvelables (Mantelerlass), des modifications de l'OGOM sont entrées en vigueur le 01.01.25 (notamment le marquage des émissions de CO ₂)

Tableau 1: Réglementations dans le domaine du rapport sur les questions climatiques et de la décarbonation (état: juillet 2026)

1.2 Explications

- (1) **Loi sur le climat et l'innovation (LCI):** la loi fédérale sur les objectifs en matière de protection du climat, sur l'innovation et sur le renforcement de la sécurité énergétique (LCI, RS 814.310) a été adoptée lors de la votation populaire du 18 juin 2023. Elle est entrée en vigueur le 1^{er} janvier 2025, en même temps que l'ordonnance sur la protection du climat (OPC, RS 814.310.1) correspondante. En vertu de l'art. 5, al. 1 LCI, toutes les entreprises doivent avoir ramené leurs émissions à zéro net d'ici à 2050 au plus tard.² Pour ce faire, il convient de prendre en compte au moins les émissions directes et indirectes (Scopes 1 et 2). Afin d'atteindre cet objectif, les entreprises et les branches peuvent élaborer des feuilles de route (art. 5, al. 2 LCI). L'ordonnance sur la protection du climat énumère à l'annexe 1 les catégories d'émissions en amont et en aval. Celles-ci s'orientent vers les exigences prescrites par le GHG Protocol (cf. GHG 2024).

Les cantons visent au minimum l'objectif de zéro net à partir de 2040 pour leurs administrations centrales; il en va de même pour les entreprises liées à la Confédération (art. 10, al. 4 LCI). Pour ce faire, ils tiennent compte non seulement des émissions directes et indirectes (Scopes 1 et 2), mais aussi des émissions générées en amont et en aval de la chaîne de valeur par des tiers (Scope 3).

Par ailleurs, la LCI et l'ordonnance sur la protection du climat contiennent des principes directeurs ou garde-fous pour la trajectoire de réduction vers le zéro net, sous forme d'objectifs intermédiaires, de valeurs indicatives et d'exigences pour les feuilles de route des branches et des entreprises.

² Définition du zéro émission net: «réduction la plus importante possible des émissions de GES et compensation de l'effet des émissions restantes grâce au recours à des technologies d'émission négative.» (art. 2 LCI).



Contrairement aux objectifs, ces principes directeurs ne doivent pas être impérativement respectés, mais ils expriment la volonté du législateur de ne pas attendre l'échéance du zéro net pour réduire les émissions, mais de suivre une trajectoire de réduction généralement linéaire.

La première étape d'une feuille de route consiste à établir une comptabilisation des gaz à effet de serre (comptabilisation des GES) portant au moins sur les émissions directes (Scope 1) et indirectes (Scope 2) de GES (art. 3, let. a OCI). Outre les Scopes 1 et 2, il est recommandé de prendre en compte les émissions de GES générées par les processus en amont et en aval (Scope 3; art. 5 OCI).

- (2) **Transparence sur les questions non financières:** le contre-projet indirect à l'initiative sur la responsabilité des entreprises, entré en vigueur le 1^{er} janvier 2022, est réglé dans le code des obligations (CO) et le droit comptable («Transparence sur les questions non financières»). Entrée en vigueur le 1^{er} janvier 2024 (cf. DETEC 2022), l'ordonnance relative au rapport sur les questions climatiques (RS 221.434) concrétise le contenu de l'obligation de rapport prévue par le CO. Concrètement, elle règle le rapport des entreprises selon l'art. 964a CO sur les questions climatiques en tant que partie des questions environnementales dans le cadre des questions non financières selon l'art. 964b CO. Le rapport public porte d'une part sur le risque financier qu'une entreprise encourt du fait de ses activités liées au climat. D'autre part, l'impact de l'activité de l'entreprise sur le climat doit être publié (double matérialité). De plus, il faut décrire les objectifs de réduction des émissions directes et indirectes de GES de l'entreprise et la manière dont elle prévoit de les mettre en œuvre.

L'initiative populaire «Pour des grandes entreprises responsables – pour la protection de l'être humain et de l'environnement» a été déposée le 27 mai 2025. Le Conseil fédéral a décidé d'opposer à cette initiative populaire un contre-projet indirect sous la forme d'une loi fédérale sur la gestion durable des entreprises (LGDE).

- (3) **CSRD de l'UE/ESRS et directive Omnibus:** la Corporate Sustainability Reporting Directive (CSRD 2022³) est entrée en vigueur le 1^{er} janvier 2023. L'objectif de la directive est que les entreprises publient des informations comparables, détaillées et fiables sur le développement durable sur la base de normes globales. Des informations sur l'ensemble de la chaîne de valeur d'une entreprise sont requises, y compris sur ses propres activités, produits et services, relations commerciales et chaîne d'approvisionnement.

Les European Sustainability Reporting Standards (ESRS 2023⁴) sont des normes contraignantes qui précisent les exigences de la CSRD. Les ESRS comprennent 12 standards⁵ qui doivent être respectés en fonction des résultats de l'analyse de matérialité de l'entreprise, dès lors que celle-ci est soumise à la CSRD. L'ESRS E1 comprend les normes relatives au changement climatique. La «protection du climat» fait référence aux efforts déployés dans le cadre de l'approche générale de l'entreprise pour limiter l'augmentation de la température moyenne de la Terre à 1,5°C par rapport aux niveaux préindustriels, conformément à l'Accord de Paris. Cette norme comprend des exigences en matière d'informations sur les GES concernés. Elle contient également des informations sur la manière dont l'entreprise gère ses émissions de GES et les risques de transition qui y sont associés. L'ESRS E1 se réfère aux principes méthodologiques et aux lignes directrices du GHG Protocol, mais

³ Directive (UE) 2022/2464 du Parlement européen et du Conseil du 14 décembre 2022 modifiant le règlement (UE) no 537/2014 et les directives 2004/109/CE, 2006/43/CE et 2013/34/UE en ce qui concerne la publication d'informations en matière de durabilité par les entreprises (eur-lex.europa.eu) (eur-lex.europa.eu)

⁴ Règlement délégué (UE) 2023/2772 de la Commission du 31 juillet 2023 complétant la directive 2013/34/UE du Parlement européen et du Conseil en ce qui concerne les normes d'information en matière de durabilité (eur-lex.europa.eu)

⁵ Un aperçu de tous les ESRS est disponible sur <https://esrs-nachhaltigkeitsberichterstattung.de/esrs/umwelt/esrs-e1> (en allemand et en anglais)



pose parfois des exigences spécifiques (p. ex. en ce qui concerne les périmètres de comptabilisation).

La directive Omnibus (2026) a été adoptée en février 2026 et simplifie les exigences, notamment celles de la CSRD. Elle vise à réduire la charge administrative pesant sur les entreprises et à renforcer la compétitivité de l'économie européenne. Le *Value Chain Cap* est l'un des principaux changements apportés par le paquet Omnibus relatif à la CSRD. Il vise à empêcher que les entreprises qui ne sont pas elles-mêmes soumises à la CSRD ne soient excessivement sollicitées par des demandes de données volumineuses émanant de leurs clients soumis à l'obligation de déclaration. Pour les EAE suisses, le *Value Chain Cap* est particulièrement pertinent lorsqu'elles sont fournisseurs d'entreprises soumises à la CSRD, par exemple pour des clients industriels ou des groupes internationaux.

- (4) **Marquage de l'électricité conformément à l'OGOM:** à l'automne 2023, le Parlement a adopté la loi fédérale relative à un approvisionnement en électricité sûr reposant sur des énergies renouvelables (Mantelerlass). Diverses ordonnances ont été adaptées dans le cadre du Mantelerlass. L'ordonnance du DETEC du 01.11.2017 sur la garantie d'origine et le marquage de l'électricité (OGOM, RS 730.010.1) prévoit à l'art. 8, al. 1, let. c que le marquage de l'électricité doit figurer au moins une fois par année civile sur la facture d'électricité ou en annexe de celle-ci. Le marquage de l'électricité contient une comparaison graphique du produit fourni avec le mix du fournisseur de l'entreprise soumise à l'obligation de marquage de l'électricité, avec entre autres des indications sur les émissions de CO₂ directement générées par la production d'électricité (Scope 1). Pronovo met à disposition une liste des facteurs de CO₂ pertinents pour le marquage de l'électricité. Ces valeurs ne concernent que les émissions directes de CO₂ du Scope 1 (et non les émissions de CO₂e) et répondent à l'exigence légale minimale (cf. annexe 1).

1.3 Autres normes

- (1) L'**International Sustainability Standards Board (ISSB)** est un comité de normalisation créé dans le cadre des International Financial Reporting Standards (IFRS) Foundation afin de développer des normes relatives à la publication d'informations liées à la durabilité. En juin 2023, l'ISSB a publié les normes IFRS S1 (Exigences générales en matière de publication d'informations financières ayant trait au développement durable) et IFRS S2 (Informations relatives au climat). L'IFRS S1 est le cadre central pour la publication d'informations financières essentielles sur les risques et opportunités liés au développement durable tout au long de la chaîne de valeur d'une entreprise. L'IFRS S2 est une norme thématique qui définit les exigences des entreprises en matière de publication d'informations sur les risques et opportunités liés au climat. L'IFRS S2 se réfère aux principes méthodologiques et aux lignes directrices du Greenhouse Gas Protocols (GHG Protocol).
- (2) Les normes de la **Global Reporting Initiative (GRI)** sont d'autres normes supérieures reconnues dans le monde entier pour le rapport en matière de développement durable. Les normes GRI 305 définissent des exigences spécifiques pour la comptabilisation des GES:
- Saisie des émissions: les entreprises doivent enregistrer et déclarer leurs émissions directes (Scope 1) et indirectes (Scopes 2 et 3) de GES conformément au GHG Protocol.
 - Périmètre du rapport: les périmètres du rapport doivent être clairement définis et couvrir toutes les sources d'émissions pertinentes.



- Facteurs d'émission: des facteurs d'émission standardisés doivent être utilisés afin de garantir la cohérence et la comparabilité des données.
 - Comparabilité: les entreprises devraient comparer leurs émissions sur plusieurs périodes de déclaration afin d'identifier les tendances et les progrès.
 - Objectifs de réduction: les entreprises doivent publier leurs objectifs de réduction des émissions de GES et rendre compte des progrès réalisés dans la réalisation de ces objectifs.
- (3) La **Science Based Targets initiative (SBTi)** est une initiative internationale de protection du climat qui invite les entreprises à mettre en œuvre des objectifs climatiques volontaires. Ces objectifs, appelés «Science Based Targets», spécifient dans quelle mesure et jusqu'à quand les entreprises devraient réduire leurs émissions de GES afin de limiter le réchauffement global à 1,5°C, conformément à l'Accord de Paris. L'objectif est fixé selon une approche descendante dite top-down. Les entreprises qui participent à la SBTi s'engagent à respecter cet objectif en prenant des mesures de réduction de CO₂ appropriées. Pour la détermination des émissions de GES comme base de l'objectif, la SBTi se réfère aux principes méthodologiques et aux lignes directrices du GHG Protocol.
- (4) La **norme SN EN ISO 14064** est une série de normes internationales qui traitent de la comptabilisation et de la vérification des émissions de GES. La partie 1 de la norme (ISO 14064-1) contient des exigences et des lignes directrices pour la comptabilisation et la déclaration des émissions de GES et leur réduction au niveau de l'organisation. Son contenu s'inspire du GHG Protocol.



Partie 1: Comptabilisation des gaz à effet de serre

2. Principes de base

2.1 Greenhouse Gas Protocol (GHG Protocol)

- (1) Toutes les normes pertinentes (cf. chapitre 1), y compris les normes IFRS S2 reconnues au niveau international et les normes ESRS E1 européennes, font référence au Greenhouse Gas Protocol (GHG Protocol) en ce qui concerne la comptabilisation des GES. Le GHG Protocol établit des lignes directrices pour la mesure et la gestion des émissions de GES pour les secteurs privé et public et fournit aux entreprises et organisations de toutes les branches et de toutes les tailles une orientation pour l'élaboration de leur bilan des GES. Le GHG Protocol est un cadre comprenant un certain nombre de normes, de lignes directrices et d'outils de calcul. Le GHG Protocol Corporate Standard (WRI/WBCSD 2004) définit les périmètres de comptabilisation et classe les émissions en émissions directes (Scope 1) et indirectes (Scopes 2 et 3) (cf. chapitre 3).

Recommandation de l'AES: en principe, le bilan des gaz à effet de serre (bilan des GES) doit être établi selon les normes et lignes directrices du Greenhouse Gas Protocol (GHG Protocol). Des exigences supplémentaires doivent être prises en compte si l'EAE doit/veut établir son bilan selon les ESRS européens (cf. chapitre 3.2). Si le GHG Protocol ne fournit pas de ligne directrice, ou bien uniquement une orientation insuffisante/peu claire, il convient soit de trouver une solution individuelle, soit de s'orienter aux meilleures pratiques. Il est recommandé aux entreprises qui ne disposent pas de leur propre outil pour établir leur bilan des GES – en particulier les petites entreprises – d'utiliser le «Corporate Footprint Calculator (CFC)»⁶ de l'Office fédéral de l'environnement (OFEV).

2.2 Normes et guidance du GHG Protocol

- (1) Le GHG Protocol est une norme mondialement reconnue pour la comptabilisation et la déclaration des émissions de GES. Il a été développé par le World Resources Institute (WRI) et le World Business Council for Sustainable Development (WBCSD). Les normes et guidances suivantes du GHG Protocol sont pertinentes pour la comptabilisation et la déclaration des émissions de GES au niveau de l'entreprise⁷:
- Corporate Accounting and Reporting Standard
 - Corporate Value Chain (Scope 3) Standard
 - Scope 2 Guidance
 - Scope 3 Calculation Guidance
- (2) Outre les normes, le GHG Protocol met également à disposition des outils de calcul et d'autres guides⁸. En particulier, les outils intersectoriels (facteurs d'émission, combustion stationnaire, sources de transport/mobiles, etc.)

⁶ <https://pubdb.bfe.admin.ch/en/publication/download/12006> (État au: 09.07.26)

⁷ Tous les outils, normes et lignes directrices sont disponibles sur le site internet GHG (<https://ghgprotocol.org/>). Les lignes directrices du Scope 2 font l'objet d'un processus de révision et de consultation. La publication finale des lignes directrices révisées est prévue pour fin 2027. Il est possible qu'une mise en œuvre assortie de périodes transitoires (environ jusqu'en 2030) soit envisagée; les dates précises seront fixées lors de la publication finale. La révision des autres standards et lignes directrices est également prévue.

⁸ [Calculation Tools and Guidance | GHG Protocol](#) (État au 21.05.25)



2.3 Principes fondamentaux de la comptabilisation des GES

- (1) Le bilan des GES d'une entreprise mesure l'ensemble des émissions de GES générées directement ou indirectement par une entreprise tout au long de sa chaîne de création de valeur. Selon le GHG Protocol, sept gaz à effet de serre (notamment CO₂, CH₄ et SF₆) doivent être pris en compte et enregistrés dans l'unité équivalent CO₂ (CO₂e). L'échelle CO₂e tient compte des divers potentiels de réchauffement global (PRG) des différents gaz à effet de serre et fournit une évaluation complète de leur impact collectif sur le changement climatique⁹.
- (2) L'établissement d'un bilan des GES aide les entreprises à comprendre les principales sources d'émissions et à prendre des mesures ciblées pour réduire ces dernières. Le rapport doit donc aussi être établi en vue de fixer des objectifs de réduction (cf. partie 2 du présent guide).
- (3) Selon le GHG Protocol Corporate Standard (WRI/WBCSD 2004), les principes fondamentaux suivants doivent être respectés lors de l'établissement d'un inventaire des gaz à effet de serre au niveau de l'entreprise:
 - **Pertinence:** garantir que l'inventaire des GES reflète les principales émissions de l'entreprise. Une évaluation de la pertinence permet de garantir que le rapport contient les informations nécessaires à la prise de décision des utilisateurs, internes et externes.
 - **Exhaustivité:** enregistrer toutes les émissions de GES pertinentes conformément aux périmètres de comptabilisation définis. Si des émissions spécifiques ne sont pas prises en compte, cela doit être justifié.
 - **Cohérence:** utiliser des méthodes et des hypothèses uniformes afin de garantir la comparabilité des données dans le temps.
 - **Transparence:** documenter de manière claire et compréhensible toutes les informations, hypothèses et méthodes pertinentes. Cela vaut également en cas de modification de la méthodologie.
 - **Précision:** veiller à ce que les données soient aussi précises que possible afin de fournir une base de décision fiable.

Selon ces principes, il s'agit de fixer les périmètres de comptabilisation (cf. chapitre 3), d'identifier les sources d'émissions pertinentes et de les répartir par scope (cf. chapitre 4) ainsi que de définir la méthode de calcul des émissions (surtout les facteurs d'émission) (cf. chapitre 5).

Recommandation de l'AES: l'établissement d'un bilan des GES aide les entreprises à comprendre les principales sources d'émissions et à prendre des mesures ciblées pour réduire ces dernières. Le rapport sert de base à la fixation d'objectifs de réduction. Lors de l'élaboration, il convient de procéder selon les principes du GHG Protocol, c'est-à-dire de façon progressive et axée sur le critère de la pertinence. Même si la qualité des données est faible au départ, il est possible d'identifier des mesures et d'obtenir des réductions d'émissions.

⁹ Le GHG Protocol publie les valeurs PRG en vigueur. Version 2.0 du 7 août 2024: <https://ghgprotocol.org/sites/default/files/2024-08/Global-Warming-Potential-Values%20%28August%202024%29.pdf>. (État: juillet 2026)



3. Périmètres de comptabilisation

3.1 Périmètres de comptabilisation selon le GHG Protocol

- (1) Un aspect important des principes de pertinence et d'exhaustivité est la définition de périmètres de comptabilisation appropriés, qui reflètent l'activité et la réalité économique des relations commerciales de l'entreprise. Le choix du périmètre de comptabilisation dépend des caractéristiques de l'entreprise, de l'objectif prévu pour les informations et des besoins des utilisateurs.
- (2) Un périmètre de comptabilisation aussi standardisé que possible et dûment justifié contribue à ce que les sources d'émissions de Scope 1 pertinentes soient enregistrées par les entreprises qui peuvent et doivent entraîner une réduction des émissions.
- (3) Une distinction est opérée entre les périmètres de comptabilisation organisationnels et opérationnels. Le choix des périmètres de comptabilisation organisationnels a une influence directe sur les périmètres opérationnels (attribution par Scope). Il est donc judicieux de définir d'abord les périmètres de comptabilisation organisationnels, puis les périmètres de comptabilisation opérationnels.

3.1.1 Périmètres de comptabilisation organisationnels (approche de consolidation)

- (1) Lors de la définition des périmètres organisationnels, une entreprise établit une approche de consolidation des émissions de GES et l'applique de manière cohérente. Selon le GHG Protocol Corporate Standard (WRI/WBCSD 2004), les entreprises peuvent enregistrer leurs données relatives aux GES consolidées soit selon l'approche Equity-Share, soit selon l'approche Control.

Approche Equity-Share: une entreprise comptabilise les émissions de GES de son exploitation en fonction de sa part dans les fonds propres de l'exploitation. Cette part reflète l'intérêt économique.

Approche Control (plans financiers/opérationnels): une entreprise comptabilise 100 % des émissions de GES provenant d'activités sur lesquelles elle a un contrôle (financier/opérationnel). Ce dernier peut être défini soit en termes financiers, soit en termes opérationnels. Lorsqu'elles utilisent l'approche Control pour consolider les émissions de GES, les entreprises choisissent entre le critère de contrôle opérationnel et le critère de contrôle financier.

Si l'entreprise établissant un rapport possède et contrôle entièrement toutes ses activités, la limite organisationnelle est la même, quelle que soit l'approche utilisée. Pour les entreprises ayant des activités communes, les périmètres organisationnels et les émissions qui en résultent peuvent varier en fonction de l'approche utilisée.

3.1.2 Périmètre de comptabilisation opérationnel (scope)

- (1) Le GHG Protocol définit trois Scopes pour l'identification des émissions liées à l'activité commerciale, la catégorisation en émissions directes et indirectes et le choix du périmètre de comptabilisation des émissions indirectes. Le tableau 2 donne un aperçu des trois Scopes.

	Scope	Définition	Exemple
Émissions directes	Scope 1	Émissions directes provenant de sources appartenant à une entreprise ou contrôlées par celle-	Émissions provenant de combustibles et de carburants dans



		ci (selon le périmètre de comptabilisation organisationnel choisi).	des véhicules ou des installations appartenant à l'entreprise
Émissions indirectes	Scope 2	Émissions indirectes résultant de la consommation d'énergie achetée, comme l'électricité, la chaleur ou la vapeur, utilisée par l'entreprise	Consommation d'électricité pour les appareils de bureau ou consommation d'électricité des véhicules électriques de l'entreprise Pour les gestionnaires de réseau: émissions liées aux pertes d'énergies dans le réseau
	Scope 3	Toutes les autres émissions indirectes générées en amont (upstream) et en aval (downstream) le long de la chaîne de valeur d'une entreprise	Émissions provenant des biens et services achetés, des déplacements professionnels (s'ils ne sont pas effectués avec la flotte de véhicules de l'entreprise) et de l'élimination des déchets

Tableau 2: Scopes 1, 2 et 3 selon le GHG Protocol

- (2) Le Greenhouse Gas Protocol vise à éviter les doubles comptabilisations. D'une part, cela concerne les doubles comptages entre deux entreprises: si les émissions d'une entreprise sont enregistrées dans le Scope 1, elles sont comptabilisées dans le Scope 2 par une autre entreprise. D'autre part, les doubles comptabilisations au sein d'une même entreprise doivent être évitées. Les émissions enregistrées par une entreprise dans le Scope 1 ne sont pas enregistrées simultanément dans le Scope 2. Dans le Scope 3, les doubles comptabilisations ne peuvent toutefois pas être évitées et sont sciemment prises en compte.
- (3) Le périmètre de comptabilisation organisationnel a notamment une influence sur l'attribution des émissions d'actifs loués ou en leasing aux Scopes (cf. annexe F du GHG Protocol Corporate Standard; Categorizing GHG Emissions Associated with Leased Assets). Si l'on prend l'exemple des véhicules en leasing:
- Avec l'approche de comptabilisation *operational control*, tous les véhicules en leasing sont comptabilisés dans le Scope 1 ou 2 (véhicules électriques).
 - Avec les approches de comptabilisation *Financial Control* ou *Equity-Share*, les véhicules en leasing opérationnel (c'est-à-dire les véhicules qui ne sont pas sous le contrôle financier de l'entreprise), ou les émissions générées par la combustion de carburants (ou la consommation d'électricité) lors de leur exploitation, sont comptabilisés dans le Scope 3.8 (Upstream leased assets).

3.2 Périmètres de comptabilisation des EAE

- (1) L'un des objectifs du présent guide est que la branche applique des périmètres de comptabilisation aussi standardisés et ambitieux que possible lors de l'établissement des rapports sur les questions climatiques, afin que les émissions soient représentées de la manière la plus complète possible. En même temps, les besoins individuels des EAE doivent être pris en compte (p. ex. les exigences ESRS, la disponibilité des données, etc.).



- (2) Le GHG Protocol Corporate Standard exige au minimum la comptabilisation des émissions des Scopes 1 et 2, tandis que les émissions du Scope 3 sont facultatives. Le GHG Protocol ne précise pas quelle approche de consolidation doit être choisie pour fixer le périmètre de comptabilisation organisationnel. Toutes les autres normes courantes ainsi que les réglementations pertinentes pour les EAE suisses posent cependant des exigences spécifiques concernant les périmètres de comptabilisation (cf. tableau 3).

	Approche de consolidation	Scope
Loi sur le climat et l'innovation (LCI)	Aucune exigence	Scopes 1, 2 (minimum) Entreprises proches de la Confédération: Scopes 1, 2 et 3
Ordonnance relative au rapport sur les questions climatiques	Aucune exigence	Scopes 1, 2 et 3
CSRD (ESRS E1)	(3) Approche principale: Financial control - En sus: publication séparée des émissions ayant un impact opérationnel dans les Scopes 1 et 2	Scopes 1, 2 et 3

Tableau 3: Exigences spécifiques des réglementations pertinentes relatives aux périmètres de comptabilisation

- (4) **Scope:** contrairement au GHG Protocol, toutes les normes pertinentes, notamment GRI, ISSB S2, ESRS E1 et ISO 14064-1, exigent la comptabilisation de toutes les émissions tout au long de la chaîne de création de valeur dans les Scopes 1, 2 et 3.

Recommandation de l'AES: en raison du nombre croissant d'exigences réglementaires, il est judicieux de viser la comptabilisation de l'ensemble des émissions tout au long de la chaîne de création de valeur (Scopes 1, 2 et 3), même si une EAE n'y est pas (encore) contrainte par la loi. Il est toutefois possible de procéder de façon progressive et axée sur le critère de la pertinence, en particulier pour le relevé des émissions du Scope 3.

- (5) **Approche de consolidation:** les réglementations et normes pertinentes n'imposent aucune exigence concernant l'approche de consolidation à choisir, à l'exception des ESRS. Le choix du périmètre de comptabilisation organisationnel est donc libre pour les entreprises qui n'établissent pas leurs comptes selon les normes ESRS. Les principes suivants doivent être respectés:
- Le périmètre de comptabilisation doit être fixé de la manière la plus adaptée à la structure organisationnelle et aux exigences en matière de rapport. La cohérence avec les approches de consolidation pour les rapports financiers doit être prise en compte. Il convient d'envisager des écarts par rapport aux rapports financiers lorsque cela entraînerait la suppression d'émissions significatives. C'est le cas, par exemple, lorsqu'il existe des indices de contrôle opérationnel au sens du chapitre 3.2.1 pour une société non consolidée. Les écarts entre les rapports non financiers et les rapports financiers doivent être publiés de manière transparente.



- Pour que le bilan des GES soit cohérent, les seuils fixés doivent être appliqués de manière systématique à tous les secteurs d'activité. Tout écart doit être déclaré de manière transparente.
- En règle générale, les principes de comptabilisation devraient rester les mêmes au fil du temps.

Recommandation de l'AES: il est recommandé aux EAE suisses, indépendamment de leur taille, de fixer leurs périmètres de comptabilisation organisationnels selon l'approche *operational control*.

(6) Justification de l'approche *operational control*:

- L'approche *operational control* est déjà l'approche de consolidation la plus couramment utilisée dans la branche. L'application uniforme d'une approche de consolidation favorise l'harmonisation et la comparabilité des bilans des GES au sein de la branche.
- Les évolutions réglementaires montrent que les exigences de transparence sont de plus en plus élevées en ce qui concerne les émissions, qui peuvent être contrôlées par une entreprise sur le plan opérationnel.

3.2.1 Définition des contrôles opérationnels

- (1) Les émissions d'une société¹⁰ sont imputées à l'EAE sur la base du contrôle opérationnel.
- (2) Une EAE exerce un contrôle opérationnel sur une société et comptabilise 100 % des émissions de cette société dans le Scope 1 ou 2 si (cf. figure 2):
 - L'EAE exerce une influence opérationnelle directe (au sens d'une influence dominante¹¹) en raison d'un contrôle financier sur la société. En pratique, cela signifie généralement que les entreprises dans lesquelles une entreprise détient une participation de plus de 50 % sont consolidées par intégration globale et relèvent donc du contrôle opérationnel; **ou**
 - La gestion opérationnelle incombe à l'EAE qui dispose en même temps de tous les pouvoirs nécessaires pour introduire et mettre en œuvre des directives opérationnelles (référence au contrôle opérationnel).
- (3) En l'absence d'un contrôle opérationnel, mais que l'EAE est tout de même liée à la société (par exemple par une participation financière sans contrôle opérationnel), les émissions sont rapportées dans le Scope 3.
- (4) Lorsque des normes différentes¹² du GHG Protocol prévoient le concept de contrôle opérationnel partagé (p. ex. ESRS), les différentes EAE qui partagent le contrôle opérationnel peuvent se comptabiliser les émissions de la société en fonction de leur niveau individuel de contrôle opérationnel dans les Scopes 1 et 2.
- (5) Des indices de contrôle opérationnel au moins partagé peuvent être, p. ex. dans le cas des centrales électriques, des accords contractuels qui réglementent l'achat et la gestion de l'électricité ou qui

¹⁰ Le terme «société» est utilisé pour désigner tous les types de relations. Le chapitre 3.2.2 contient des informations relatives aux relations avec les centrales partenaires.

¹¹ La définition du principe de contrôle dans le cadre de l'obligation de consolidation du groupe selon l'art. 963, al. 2 CO donne des informations à ce sujet.

¹² La version actuelle de l'ESRS de l'UE reconnaît le concept de contrôle opérationnel proportionnel.



permettent de donner des instructions sur le volume de production de la centrale électrique (cf. également les explications relatives aux centrales partenaires au chapitre 3.2.2).

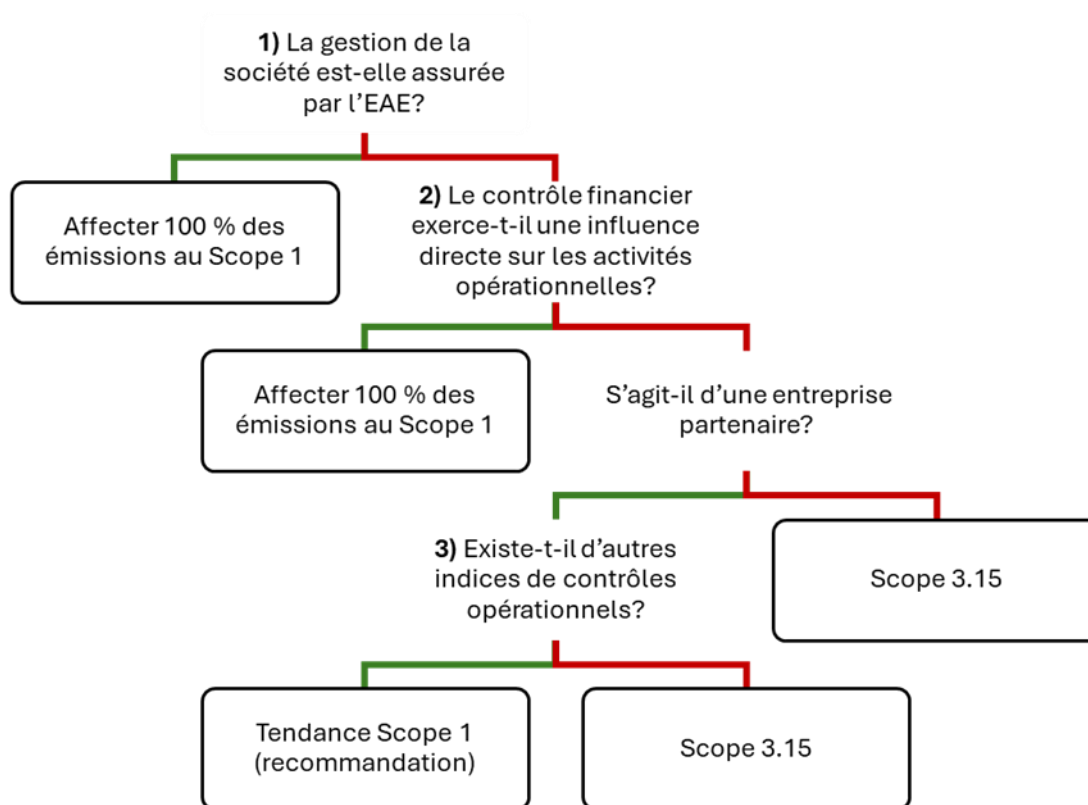


Figure 2: Arbre décisionnel pour le calcul des émissions par des sociétés (sans tenir compte du concept de contrôle opérationnel partagé selon le point 3.2.1 (4); (vert = oui; rouge = non)

Recommandation de l'AES: en principe, toutes les émissions des sociétés doivent faire l'objet d'un rapport, indépendamment du taux de participation — selon l'interprétation du contrôle opérationnel dans les Scopes 1, 2 ou 3. Il est important que l'attribution des émissions aux différents Scopes soit transparente et justifiée.

3.2.2 Cas particulier: contrôle opérationnel auprès des entreprises partenaires

- (1) Dans la branche de l'électricité, les centrales partenaires peuvent être à l'origine d'émissions importantes dans la chaîne de valeur d'une EAE. Il est donc important de choisir des périmètres de comptabilisation appropriés pour les centrales partenaires.
- (2) Les centrales partenaires des EAE sont généralement organisées en sociétés anonymes et appartiennent à plusieurs investisseurs. Les actionnaires supportent les coûts d'exploitation au prorata (financement par participation multiple). Le contrôle opérationnel peut alors revenir à un ou plusieurs actionnaires ou être confié à un tiers.



Recommandation de l'AES: les émissions provenant de l'électricité achetée et gérée par des centrales partenaires doivent être déclarées dans les Scopes 1 et 2, dans la mesure où il existe des indications d'un contrôle opérationnel.

- (3) Une participation majoritaire dans une entreprise partenaire n'est pas automatiquement synonyme de contrôle opérationnel. Si, par exemple, un partenaire stratégique détient une participation, il se peut que le contrôle opérationnel ne puisse être exercé avec tous les pouvoirs nécessaires pour introduire et mettre en œuvre des directives opérationnelles.
- (4) Par analogie avec le chapitre 3.2.1 (4), lorsque le contrôle opérationnel est exercé par plusieurs actionnaires, les différents partenaires peuvent comptabiliser les émissions du groupe de partenaires dans les Scopes 1 et 2, soit dans leur intégralité, soit proportionnellement au degré de contrôle opérationnel qu'ils exercent, qu'ils déterminent eux-mêmes. Dans chaque cas, il convient de clarifier cette question au sein du groupe de partenaires.
- (5) Pour les centrales partenaires dans lesquelles il existe une participation sans contrôle opérationnel et dont l'électricité n'est ni achetée ni gérée, les émissions sont comptabilisées dans le Scope 3 en fonction de la part de la participation (catégorie 15, investissements).

4. Sources d'émissions d'une EAE

4.1 Émissions le long de la chaîne de valeur

- (1) Les sources d'émissions le long de la chaîne de valeur d'une EAE dépendent des secteurs d'activité. Schématiquement, on distingue les entreprises multifluides, les entreprises intégrées verticalement et les gestionnaires de réseau (cf. figure 3).

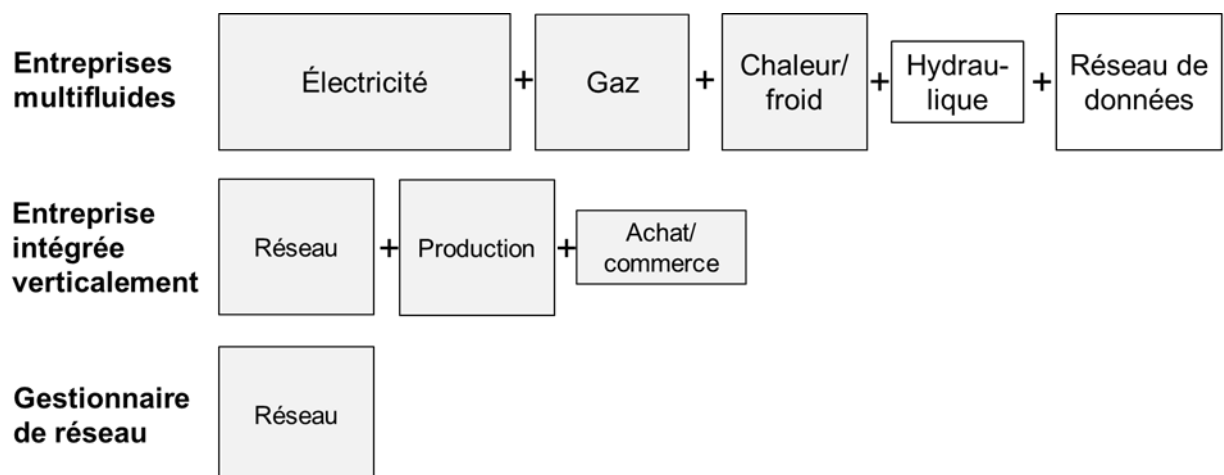


Figure 3: Étapes de la création de valeur relatives à l'EAE

- (2) Le présent guide se limite aux sources d'émissions liées à l'énergie (cf. chapitre 4) et à leurs facteurs d'émission (cf. chapitre 5). Les autres sources d'émissions possibles, notamment celles des entreprises multifluides (p. ex. approvisionnement en eau, réseau de données), ne sont pas prises en compte ici.



- (3) L'annexe B du Scope 2 des lignes directrices du GHG Protocol (WRI/WBCSD 2015) traite de la comptabilisation des émissions liées à l'énergie dans l'ensemble de la chaîne de création de valeur. La figure 4 répartit les émissions liées à l'énergie de tous les acteurs de la chaîne de valeur, de la production de combustible à la consommation d'énergie, dans les trois Scopes. Il ne s'agit ici que des émissions liées à l'énergie, respectivement, dans le Scope 3, des émissions de la catégorie 3.3 (Fuel- and energy-related activities).

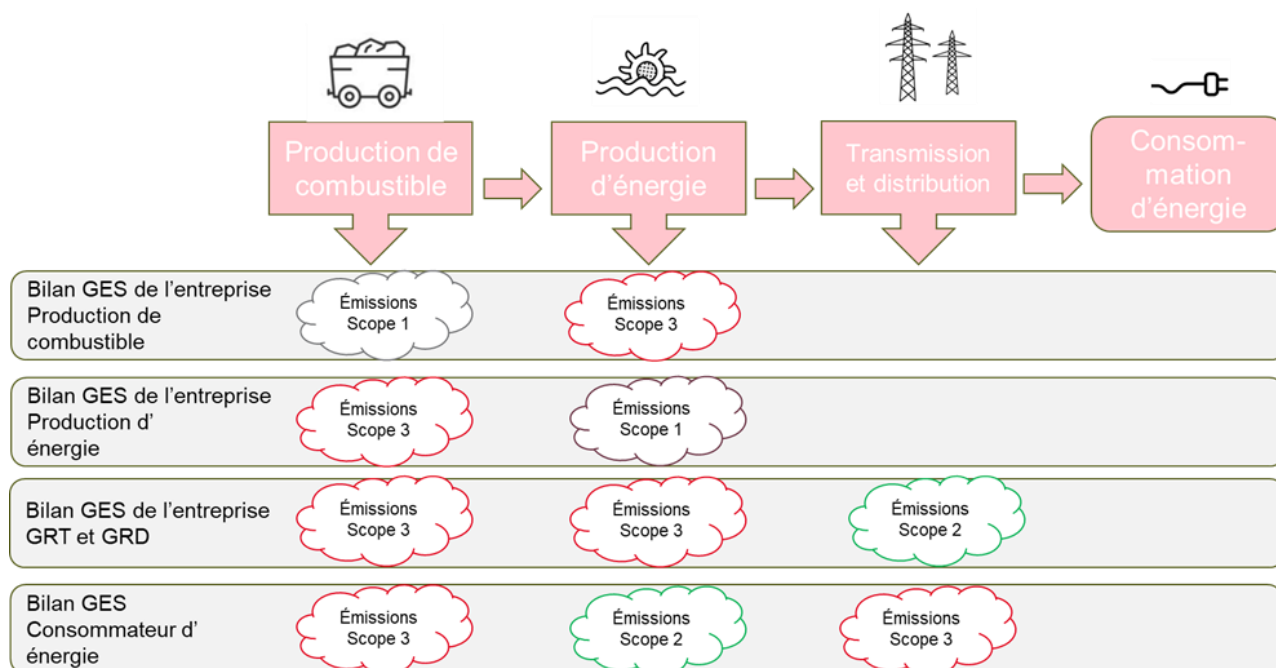


Figure 4: Émissions liées à l'énergie le long de la chaîne de création de valeur selon le Scope 2 des lignes directrices du GHG Protocol (WRI/WBCSD 2015, annexe B)

- (4) Dans le cas des EAE intégrées verticalement en particulier, les entreprises jouent plusieurs rôles dans la chaîne de valeur (p. ex. production et distribution d'électricité) tout en étant des consommateurs d'énergie (p. ex. consommation d'électricité pour les immeubles de bureaux). Dans ce cas, toutes les émissions tout au long des étapes de la chaîne de valeur apparaissent dans le bilan de EAE. Dans l'exemple de l'électricité, le principe est le suivant:

- Scope 1** – émissions directes résultant de la propre production d'électricité destinée à la vente/consommation propre;
- Scope 2** – émissions indirectes liées à la consommation d'électricité;
– pertes de réseau liées à l'exploitation du réseau;
- Scope 3 (Cat. 3.3)** – émissions en amont résultant de la consommation de combustibles de la production propre;
– émissions en amont résultant de la consommation d'électricité;
– émissions en amont des pertes de réseau;
– émissions directes résultant de l'électricité achetée pour la clientèle.

Les chapitres suivants dressent la liste des sources d'émissions pertinentes pour les EAE par Scope.

- (5) Il existe plusieurs exemples où il est difficile de délimiter les émissions au sein et entre les bilans GES des EAE. Trois exemples sont cités ci-dessous:

Exemple 1: Production propre pour la consommation propre et répartition sur le propre réseau

Si une EAE est aussi un gestionnaire de réseau de distribution et qu'elle produit elle-même l'énergie transportée plutôt qu'elle ne l'achète, la comptabilisation des émissions résultant des pertes d'énergie dans le Scope 2 conduit à un double comptage, car celles-ci sont déjà incluses dans le Scope 1 sous les émissions résultant de la production propre (cf. chapitre 4.3.3). Dans la pratique, il est toutefois difficile de faire la part des choses. S'il est possible de prouver que l'électricité provient de la production propre et que les émissions sont importantes, la délimitation peut en valoir la peine.

Exemple 2: Commerce intermédiaire d'électricité

L'annexe du GHG Protocol Corporate Standard prévoit que dans le cas de l'électricité purement négociée (l'EAE agit uniquement en tant qu'intermédiaire, achète de l'électricité à des fournisseurs tiers et la revend à des fournisseurs tiers), les émissions liées à la production de cette électricité ne sont déclarées qu'à titre d'«information optionnelle» dans le Scope 3 (catégorie Generation of purchased electricity, heat, steam for re-sale to non-end users).

Exemple 3: Construction et exploitation de centrales électriques

Les centrales électriques situées à l'étranger présentent souvent des structures complexes: une EAE est propriétaire de la centrale, une entreprise construit la centrale, une entreprise fournit les composants et une entreprise est responsable de l'exploitation. Si une EAE possède une centrale électrique, mais la fait exploiter par une autre entreprise, l'EAE indique les émissions résultant de l'exploitation dans le Scope 1 (par ex. SF6 provenant des installations de couplage de la centrale électrique) et les prestations de services nécessaires à l'exploitation dans le Scope 3.1 comme prestations de services, dans la mesure où la prestation de services n'est pas effectuée avec la propriété de l'EAE. Les émissions provenant de la construction de la centrale électrique entrent dans le Scope 3.2 du propriétaire au cours de l'année de construction.

Recommandation de l'AES: selon le GHG Protocol Corporate Standard, les doubles comptabilisations d'émissions doivent être évitées autant que possible. Cependant, la délimitation des émissions entre les Scopes est souvent difficile à réaliser, surtout pour les entreprises intégrées verticalement. Il est recommandé d'accepter les doubles comptabilisations lorsque les efforts nécessaires à la délimitation exacte sont disproportionnés.

4.2 Scope 1

4.2.1 Sources d'émissions pertinentes pour les EAE

Le tableau 4 énumère les sources d'émissions pertinentes typiques pour les EAE dans le Scope 1 selon l'approche *operational control*:

Source d'émissions	Catégorie	Pertinence	Explications/remarques
--------------------	-----------	------------	------------------------



Production propre d'électricité/d'eau	Économie électrique	En cas de contrôle opérationnel des centrales hydroélectriques	Émissions de GES directes résultant de la production d'électricité issue de centrales hydrauliques. Les groupes électrogènes de secours et les pertes de gaz isolants sont envisageables s'ils ne sont pas classés dans d'autres catégories. Les émissions de GES comme le méthane et le CO₂, qui proviennent naturellement des réservoirs des centrales de pompage-turbine ou des centrales au fil de l'eau, ne sont pas prises en compte ici (pour plus d'informations à ce sujet, cf. le chapitre 4.2.2). Comme la production d'électricité à partir d'éoliennes et d'installations photovoltaïques ne génère pas d'émissions directes, elles ne sont pas mentionnées ici.
Production propre d'électricité/bio-masse	Économie électrique	Si contrôle opérationnel des centrales électriques à bio-masse	Émissions directes de GES résultant de la production d'électricité et/ou de chaleur par des centrales à biomasse. Distinction possible entre la fermentation, le compostage, les copeaux de bois, le bois, les déchets de bois et les déchets verts. Cela inclut le CH₄ et le N₂O. Remarque: les émissions de CO₂ biogènes doivent être déclarées séparément conformément au GHG Protocol et n'entrent pas dans le bilan des GES de l'EAE (cf. WRI/WBCSD 2011, p. 59).
Production propre d'électricité/Énergie nucléaire	Économie électrique	En cas de contrôle opérationnel des centrales nucléaires	Électricité produite à partir d'installations nucléaires Les émissions directes proviennent du fonctionnement des chaudières auxiliaires, des pompes fonctionnant au diesel, des générateurs diesel de secours ainsi que des fuites potentielles de gaz d'isolation et d'extinction (SF₆).
Production propre d'électricité/fossile	Économie électrique	En cas de contrôles opérationnels de centrales électriques utilisant des agents énergétiques fossiles	Émissions directes de GES résultant de la production d'électricité et/ou de chaleur par des centrales électriques utilisant des agents énergétiques fossiles: - Centrales à gaz: CCGT (combined cycle gas turbine)/centrale à gaz à cycle combiné/OCGT (open cycle gas turbine) 1. Centrales thermique au fioul - Centrales à charbon: centrale au lignite et au charbon Remarque concernant les centrales à gaz: si du biogaz est utilisé, les émissions de CO₂ résultant de la combustion sont biogéniques



			et doivent être déclarées séparément. Elles n'entrent pas dans le bilan des GES de l'EAE.
Production propre d'électricité/Pile à combustible	Économie électrique	En cas de contrôle opérationnel de piles à combustible	Émissions directes de GES résultant de la production d'électricité et/ou de chaleur par des piles à combustible. On peut distinguer les installations au gaz naturel et à l'hydrogène, etc.
Production propre d'électricité/Usine d'incinération des ordures ménagères (UIOM)	Économie électrique	En cas de contrôles opérationnels d'UIOM	Émissions directes de GES provenant de la production d'électricité et/ou de chaleur des UIOM. Les émissions de CO ₂ biogènes doivent être déclarées séparément et ne font pas partie du bilan des GES de l'EAE.
Pertes de gaz isolants dans les centrales électriques	Économie électrique	En cas de contrôle opérationnel de centrales électriques	Entre autres le SF ₆ , s'il n'est pas déjà pris en compte dans la production propre.
Pertes de réfrigérant de centrales électriques	Économie électrique	En cas de contrôle opérationnel de centrales électriques	
Consommation de carburant groupe électrogène de secours	Économie électrique	En cas de contrôle opérationnel de centrales électriques	Émissions directes de GES (diesel) résultant du groupe électrogène de secours. Possibilités de distinction: 2. stationnaire 3. mobile
Propre production chaleur/froid	Réseaux et contracting énergétiques	Pour les entreprises multi-fluides, si elles exercent un contrôle opérationnel sur des installations de production	Émissions directes de GES résultant de la production de chaleur ou de froid. Possibilités de distinction: 4. énergie thermique issue de mazout - énergie thermique issue de copeaux de bois - énergie thermique issue de gaz naturel 5. énergie thermique issue de biogaz 6. énergie thermique issue d'UIOM Remarque: les émissions d'installations de contracting sont comptabilisées dans le Scope 1 tant qu'elles sont détenues/contrôlées par l'entreprise.
Pertes de réfrigérant, production de chaleur/froid	Réseaux et contracting énergétiques	Pour les entreprises multi-fluides, si elles exercent un contrôle opérationnel sur des	



		installations de production	
Gas isolants réseaux	Réseaux	En cas de contrôle opérationnel de réseaux	Émissions de GES directes résultant de l'exploitation des réseaux (entre autres le SF₆): Réseau de transport: niveaux de réseau 1 et 2 Réseau de distribution: niveaux de réseau 3 à 7 SF₆: mesure des pertes de SF₆ conformément à la directive de l'AES «Manipulation du SF₆ dans les entreprises électriques suisses». Prendre en compte les gaz isolants alternatifs comme remplacement à la solution de branche SF₆¹³
Groupes électrogènes de secours	Réseaux	En cas de contrôle opérationnel de réseaux	Émissions de GES résultant de la consommation à des fins de tests et de l'exploitation. Tout au plus, à déterminer par le biais de recharges de combustible pour les groupes électrogènes de secours.
Consommation de carburant de la flotte	Véhicules	Propres véhicules ou véhicules en leasing	Émissions directes résultant de la combustion de carburant lors du fonctionnement (indépendamment du fait qu'il s'agisse d'une utilisation privée ou professionnelle) Il peut s'agir de voitures de tourisme (p. ex. véhicules du pool ou véhicules de collaborateurs/de cadres, etc.) ou de véhicules de transport de marchandises (p. ex. camions, camionnettes, véhicules de service, etc.).
Chauffage et production d'eau chaude	Bâtiments administratifs et d'exploitation	En cas de contrôle opérationnel de la chaleur	Émissions directes résultant de la combustion de combustibles fossiles pour le chauffage et la production d'eau chaude propres (p. ex. par des chaudières à mazout ou à gaz), émissions résultant de groupes électrogènes de secours ou pertes directes de réfrigérants des systèmes de climatisation On opère une distinction entre objets propres, objets mis en location et objets loués (cf. chapitre 4.2.2).

Tableau 4: Sources d'émissions essentielles d'une EAE dans le Scope 1 selon les catégories

¹³ www.swissmem.ch/sf6



4.2.2 Autres explications relatives aux différentes sources d'émissions

- (1) **Émissions de méthane provenant de lacs de retenue:** les lacs de retenue produisent naturellement des émissions de GES telles que le méthane et le CO₂. Seules les émissions générées par des activités anthropiques doivent être prises en compte. Il s'agit notamment: a) des émissions de GES lors du premier remplissage du lac de retenue, b) des émissions annuelles nettes du lac de retenue.

Recommandation de l'AES: les émissions de méthane des lacs de retenue peuvent être prises en compte dans le Scope 1. La charge de travail par rapport au bénéfice lors du calcul de ces émissions est toutefois disproportionnée. Pour les nouvelles constructions, cet effort peut en valoir la peine, en tenant compte de méthodes appropriées.¹⁴

Il convient également de noter que les émissions de GES provenant de la construction des barrages pendant la phase de construction doivent être enregistrées dans les émissions du Scope 3.

- (2) **Bâtiments administratifs et d'exploitation:** dans les bâtiments loués, l'enregistrement des émissions de GES dépend de la personne qui a le contrôle des sources d'émissions respectives. Dans le GHG Protocol, la question de savoir s'il incombe au bailleur ou au locataire de comptabiliser les émissions directes pour les systèmes de chauffage ou de refroidissement dans le Scope 1 n'est pas définitivement clarifiée. La question est de savoir quelle est l'influence des parties locataires sur le bailleur et/ou sur la consommation d'énergie de chauffage. Dans la plupart des cas, un locataire a une influence sur la température ambiante en hiver, par exemple. L'influence est généralement moindre en ce qui concerne le système de chauffage, surtout lorsque plusieurs locataires sont logés dans le même immeuble (il faudrait alors encore coordonner les actions). Il est donc nécessaire de procéder à une analyse individuelle. Il est important que l'exclusion des émissions dans le Scope 1, ou leur comptabilisation dans le Scope 3.8 ou 3.13 soit justifiée dans tous les cas. Le tableau 5 présente un exemple de la manière dont les émissions des bâtiments peuvent être réparties.

Scopes	Propres bâtiments	Bâtiments et locaux loués	
		Exemple pour le bailleur	Exemple pour le locataire
Scope 1 Émissions directes	- Combustion de combustibles fossiles pour le chauffage, l'eau chaude (p. ex. par des chaudières à mazout ou à gaz) - Émissions des groupes électrogènes de secours - Pertes de réfrigérant provenant de systèmes de climatisation	- Émissions directes, générées par le bailleur, en particulier s'il exploite des systèmes de chauffage ou de refroidissement centralisés qui approvisionnent plusieurs unités de location	- Émissions directes, générées par le locataire, p. ex. par l'exploitation de groupes électrogènes de secours ou par l'utilisation de chaudières appartenant à l'entreprise
Scope 2 Émissions indirectes liées à la consommation d'électricité	- Émissions provenant de l'énergie achetée, telles que l'électricité, la vapeur, la chaleur ou le froid pour le bâtiment	- Émissions résultant de la consommation d'électricité, de vapeur, de chaleur ou de froid pour les espaces communs ou pour les systèmes centralisés (tels que	- Émissions indirectes résultant du soutirage d'électricité, de vapeur, de chaleur ou de froid utilisés par le locataire pour faire fonctionner ses locaux. Cela comprend typiquement

¹⁴ Le Land Sector and Removals Standard du GHG Protocol (cf. WRI/WBCSD 2026, Requirement 10.2) impose une prise en compte des émissions provenant des bassins d'accumulation. Ce standard entrera en vigueur le 1er janvier 2027. Pour les émissions provenant des bassins d'accumulation, en l'absence de calcul spécifique, l'OFEV (cf. chapitre 5) indique un facteur d'émission «Electricity, hydropower, at reservoir power plant CH».



		le chauffage ou la climatisation) gérés par le bailleur	l'éclairage, les appareils de bureaux, les systèmes de climatisation, etc.
Scope 3 Autres émissions indirectes	- Émissions résultant de l'extraction et du transport du gaz naturel pour le chauffage du bâtiment	- Émissions upstream liées à la production et à la fourniture des matériaux de construction utilisés pour la construction et l'entretien du bâtiment - Émissions générées par l'exploitation d'installations communes ou par la fourniture de services à l'ensemble des locataires.	- Émissions upstream résultant de la production et du transport de biens et services utilisés par le locataire dans son entreprise - Émissions en amont liées à l'utilisation (électricité, chauffage, refroidissement) de locaux loués. - Émissions générées par l'élimination des déchets provenant des surfaces louées

Tableau 5: Exemple de comptabilisation des GES provenant d'émissions dans les bâtiments propres ou en location

4.3 Scope 2

4.3.1 Méthodes de calcul Scope 2: location based vs market based

- (1) Alors que dans le Scope 1, les facteurs d'émission spécifiques sont généralement donnés par la teneur en carbone du combustible ou du carburant, il existe différentes approches pour le calcul des émissions dans le Scope 2. Selon le Scope 2 des lignes directrices du GHG Protocol, il existe en principe deux méthodes pour déterminer les facteurs d'émission dans le Scope 2, la méthode basée sur la localisation («location based») et la méthode basée sur le marché («market based») (WRI/WBCSD 2015, chapitre 4.1).

Location based: la méthode basée sur la localisation calcule les émissions en se basant sur les facteurs d'émission moyens des réseaux électriques qui fournissent l'électricité. Cette méthode prend en compte l'intensité moyenne des émissions de l'ensemble du réseau électrique où a lieu la consommation d'électricité.

Market based: la méthode basée sur le marché calcule les émissions en se basant sur les accords contractuels en vertu desquels l'entreprise achète de l'électricité à des sources spécifiques. Cette méthode utilise des facteurs d'émission issus d'instruments contractuels tels que les contrats de fourniture d'électricité ou les garanties d'origine, qui reflètent les émissions spécifiques de l'énergie achetée.

Les deux méthodes sont importantes pour obtenir une image complète des émissions du Scope 2. Le GHG Protocol exige, dans la mesure du possible, un **dual reporting** (une double déclaration), dans lequel les émissions sont calculées et déclarées selon les deux méthodes.

Recommandation de l'AES: pour le calcul des émissions du Scope 2, il convient de viser un *double reporting* (location based et market based). Cela fournit une meilleure base pour les mesures de réduction, sans dépendre exclusivement des progrès faits au niveau de la transition énergétique.



4.3.2 Sources d'émissions pertinentes pour les EAE

Le tableau 6 énumère les sources d'émissions pertinentes typiques pour les EAE dans le Scope 2 selon l'approche *operational control*:

Source d'émissions	Catégorie	Pertinence	Explications/remarques
Consommation d'électricité (bâtiments ou appareils)	Bâtiments administratifs et d'exploitation	En cas de contrôle opérationnel de bâtiments ou des appareils	Émissions générées par la production de l'électricité que le bâtiment ou les appareils soutirent du réseau électrique. Bien que le bâtiment ne soit pas directement à l'origine de ces émissions, celles-ci sont générées par la consommation d'énergie du bâtiment ou des appareils. Concernant la thématique avec/sans GO, il convient de se référer au chapitre 4.3.3. Remarque: les émissions biogènes sont ici négligeables. Si la part de biogène est néanmoins indiquée, les facteurs d'émission selon l'annexe 1 peuvent être utilisés.
Consommation de chauffage à distance (bâtiment)	Bâtiments administratifs et d'exploitation	En cas de contrôle opérationnel de bâtiments	Émissions générées par la production de chauffage à distance, que le bâtiment reçoit du réseau de chauffage urbain.
Consommation électrique des véhicules	Véhicules	Si contrôle opérationnel sur des véhicules (propres ou loués)	Émissions générées par la consommation de courant de véhicules électriques Pour le calcul des émissions, il convient de distinguer les véhicules qui circulent sur le site de l'EAE de ceux qui sont chargés en dehors de ce site.
Pertes de réseau	Réseaux	En cas de contrôle opérationnel du réseau	Les pertes d'électricité générées par le réseau de distribution et de transport comprennent: - Énergie d'exploitation des niveaux de réseau 2, 4 et 6: mesurée - Pertes des niveaux de réseau 1 à 7: pertes de transport calculées et pertes mesurées des propres sous-stations et transformateurs. Pertes de transport selon l'électricité transportée/distribuée par l'entreprise dans son propre réseau. - Les différences transitoires qui peuvent survenir en raison de questions de délimitation et de méthodes de calcul différentes peuvent également être incluses dans une approche conservatrice. Remarque: pour la comptabilisation des pertes de réseau, il est possible d'utiliser le facteur d'émission <i>location-based</i> du mix



			électrique suisse (cf. chapitre 5) et/ou des facteurs d'émission <i>market-based</i> (p. ex. sur la base de garanties d'origine).
Achat de chaleur/de froid auprès de tiers	Réseaux et contracting énergétiques	Pour les entreprises multi-fluides	
Achat d'électricité à des tiers pour la production de chaleur/froid	Réseaux et contracting énergétiques	Pour les entreprises multi-fluides	Électricité utilisée pour faire fonctionner des pompes à chaleur, si l'électricité n'est pas produite par l'entreprise, mais achetée.
Énergie de stockage/pertes (notamment dans les installations de pompage-turbine, accumulateurs)	Économie électrique	En cas de contrôle opérationnel de centrales de pompage-turbine	Cf. explications au chapitre 4.3.3.

Tableau 6: Sources d'émissions essentielles d'une EAE dans le Scope 2 selon les catégories

4.3.3 Autres explications relatives aux différentes sources d'émissions

- (1) **Consommation d'électricité des bâtiments administratifs et d'exploitation (cas particulier):** afin d'éviter une double comptabilisation entre les installations productrices d'énergie propres (Scope 1) et la consommation d'énergie couplée au réseau (Scope 2), la règle suivante s'applique selon le GHG Protocol: les fournisseurs d'électricité qui contrôlent leurs propres centrales électriques et injectent toute leur électricité dans le réseau local comptabilisent les émissions de la centrale électrique dans le Scope 1. En parallèle, l'EAE peut toutefois contrôler des bâtiments administratifs et des bureaux distincts, dont la consommation d'électricité serait comptabilisée dans le Scope 2. Dans ce cas, les émissions du Scope 2 incluent probablement les émissions des centrales électriques enregistrées dans le Scope 1, car les centrales de production propres alimentent la même zone de desserte que celle où a lieu la consommation d'électricité. Selon le GHG Protocol Corporate Standard, les entreprises devraient éviter d'enregistrer les mêmes émissions dans les Scopes 1 et 2. C'est pourquoi, dans ce cas, elles devraient traiter leur consommation d'électricité comme si celle-ci était fournie par leurs propres installations de production (p. ex. comme s'il s'agissait d'une «source sur site»). Dans ce cas, il n'y a pas d'émissions supplémentaires dans le Scope 2.
 - Mise en œuvre du calcul, *market based*: réglementation sur les garanties d'origine (GO). Pour cela, il faut que l'unité consommatrice ait un contrat ou un autre instrument selon la méthode «market based» avec l'installation de production (cf. WRI/WBCSD 2015, chapitre 5.6).
 - Mise en œuvre du calcul, «location based»: dans l'approche «location based», le facteur d'émission local du mix électrique suisse peut être utilisé. L'électricité autoproduite est prise en compte dans la pondération du facteur d'émission local avec un facteur d'émission égal à zéro. Ainsi, l'autoproduction n'est pas prise en compte dans le Scope 2.
- (2) **Pertes de réseau:** les pertes de réseau ne figurent pas dans le marquage de l'électricité. Comme la quantité de pertes de transport doit être compensée par les gestionnaires de réseau, il est tout de



même possible de leur attribuer une origine ou d'annuler la quantité correspondante.¹⁵ Cela correspond à l'approche basée sur le marché. L'approche basée sur la localisation calcule les émissions en se basant sur le facteur d'émission moyen des réseaux électriques qui fournissent l'électricité.

Selon l'annexe A du GHG Protocol Corporate Standard, il convient d'éviter les doubles comptabilisations: si une EAE est aussi un gestionnaire de réseau de distribution et qu'elle produit elle-même l'énergie transportée plutôt qu'elle ne l'achète, les émissions liées aux pertes d'énergie ne sont pas comptabilisées dans le Scope 2, car elles sont déjà comptabilisées dans le Scope 1 sous les émissions provenant de la production propre. Dans la pratique, il est toutefois difficile de faire cette distinction. S'il est possible de prouver que l'électricité provient de la production propre et que les émissions sont importantes, la délimitation peut en valoir la peine.

- (3) **Technologies de stockage (p. ex. installation de pompage-turbinage, batteries):** l'énergie de pompage des installations de pompage-turbinage constitue une forme de stockage d'énergie électrique. Dans ce processus, de l'électricité est utilisée pour pomper de l'eau vers un bassin situé en hauteur. Cette énergie peut être reconvertie en électricité à un moment ultérieur, avec un rendement d'environ 83 %. Un principe similaire s'applique aux systèmes de stockage par batterie (BESS). Là encore, l'électricité est soutirée du réseau ou d'installations de production propres, stockée temporairement, puis réinjectée à un moment différé. Les questions comptables sont fondamentalement les mêmes que pour les installations de pompage-turbinage: le processus de charge correspond à un soutirage d'électricité, tandis que lors de la décharge – compte tenu des pertes de stockage inhérentes au système – une partie de l'énergie utilisée n'est plus disponible. Ainsi, les systèmes de pompage-turbinage et de batteries doivent être traités de la même manière sur le plan comptable, en tant que formes de stockage d'énergie électrique.

Dans la pratique actuelle de la branche, deux approches sont privilégiées pour le bilan de l'électricité issue des systèmes de stockage d'énergie. Les deux sont considérées comme méthodologiquement appropriées, à condition qu'elles soient documentées de manière transparente, appliquées de manière cohérente au sein du bilan des GES de l'entreprise et justifiées de manière compréhensible:

7. **Approche brute:** les émissions liées à l'énergie électrique utilisée pour le pompage ou la charge du système de stockage sont intégralement (100 %) comptabilisées dans le Scope 2.
8. **Approche nette:** dans le Scope 2, seules les émissions liées aux pertes d'énergie inhérentes au processus de stockage (p. ex. environ 17 % pour les centrales de pompage-turbinage) sont prises en compte, en plus des émissions issues de la consommation électrique interne liée à l'exploitation du système de stockage.

Tant que des directives internationales contraignantes relatives à la comptabilisation des systèmes de stockage d'énergie n'auront pas été établies, notamment dans le cadre de la révision du standard GHG Protocol Scope 2, il n'est pas judicieux de modifier l'approche comptable appliquée jusqu'à présent. Compte tenu notamment de l'augmentation des investissements dans les systèmes de stockage par batterie (BESS), la mise en place d'un système de comptabilisation uniforme et reconnu par l'ensemble de la branche pour les premiers bilans reste néanmoins d'une importance capitale.

Recommandation de l'AES: pour la comptabilisation des GES des systèmes de stockage d'énergie dans le Scope 2, il est possible d'utiliser l'approche brute et/ou l'approche nette. L'approche retenue

¹⁵ Cf. Guide du marquage de l'électricité de l'OFEN (chapitre 3.6), version mars 2026



doit être documentée de manière transparente et être cohérente au sein du bilan des GES de l'entreprise.

Lors de la première comptabilisation des GES des systèmes de stockage d'énergie, l'approche nette doit être appliquée; les émissions résultant des pertes de stockage doivent être déclarées dans le Scope 2.

Justification de l'application de l'approche nette:

- L'approche nette permet d'éviter le double comptage des émissions, tant au sein du propre bilan des GES qu'entre les bilans des GES des différents acteurs. Les émissions directes issues de la production de l'électricité utilisée pour le stockage sont intégralement comptabilisées dans le Scope 1 et ne sont pas comptabilisées en plus dans le Scope 2. Dans le Scope 2, seules les pertes énergétiques réelles du processus de stockage sont prises en compte en tant que consommation d'électricité. L'électricité réinjectée dans les réseaux n'y est pas comptabilisée une seconde fois. Les consommateurs finaux enregistrent l'intégralité de l'électricité qu'ils achètent dans le Scope 2.
- L'approche nette correspond à la logique du marquage de l'électricité. Conformément aux directives de l'OFEN/Pronovo, les garanties d'origine (GO) sont délivrées exclusivement pour l'électricité issue d'apports d'eau naturels.¹⁶ L'électricité qui a été préalablement pompée vers une centrale à accumulation ne se voit pas attribuer GO. Pour les pertes survenant lors de la réinjection (environ 17 %), les GO doivent être dépréciées à hauteur de ces pertes. On peut en déduire que, d'un point de vue comptable, seule la part de l'énergie de pompage qui n'est pas réinjectée dans le réseau doit être comptabilisée comme consommation effective.
- Les installations de stockage sans consommation finale sont exemptées de la rémunération pour l'utilisation du réseau conformément à la LApEI (art. 14a, al. 1, let. b, LApEI). L'approche nette suit cette logique: selon le Modèle d'utilisation des réseaux suisses de distribution (MURD CH) de l'AES, les installations de stockage qui ne sont reliées à aucun consommateur final, qui prélèvent de l'énergie du réseau exclusivement à des fins de stockage et qui effectuent une injection ultérieure, sont exemptées de la rémunération pour l'utilisation du réseau. Selon le MURD, ces installations de stockage ne sont pas considérées comme des consommateurs finaux.
- Lors d'une consultation sur les lignes directrices du GHG Protocol relatives au Scope 2, divers acteurs internationaux (dont l'International Hydropower Association IHA) ont recommandé de comptabiliser les émissions issues des technologies de stockage dans le Scope 2 selon l'approche nette¹⁷.
- L'approche nette est méthodologiquement justifiée et appropriée jusqu'à l'introduction de prescriptions spécifiques et contraignantes pour la comptabilisation des installations de stockage d'énergie dans le standard GHG Protocol Scope 2.

4.4 Scope 3

4.4.1 Appréciation de la pertinence pour l'EAE

¹⁶ Cf. Guide du marquage de l'électricité (p. 20), version mars 2026

¹⁷ Final Survey Summary, p. 48 et suiv.: https://ghgprotocol.org/sites/default/files/2023-11/Scope%20%20Survey%20Summary_Final_0.pdf (état: juillet 2026)



- (1) Le GHG Protocol distingue 15 catégories différentes dans le Scope 3 (cf. tableau 7). Il est en principe recommandé de viser une couverture aussi large que possible des sources d'émissions, car l'inventaire des GES sert de base à un objectif de Scope 3.

Recommandation de l'AES: lors de l'établissement de l'inventaire du Scope 3, il est possible de procéder par étapes et de commencer par collecter les données sur les catégories pertinentes. Il est recommandé d'élaborer une matrice de pertinence et de l'actualiser périodiquement. Pour fixer des objectifs climatiques et les mesures dans le domaine du Scope 3, il faut viser à moyen terme l'approche basée sur les programmes prévisionnels (*activity based*) (cf. chapitre 4.4.2).

- (2) Les critères peuvent aider à évaluer la pertinence d'une catégorie de Scope 3. Les critères possibles sont les suivants:
- **Signification:** catégories dont les émissions contribuent de manière significative (p. ex. 1 %¹⁸) aux émissions totales anticipées du Scope 3.
 - **Risque:** catégories avec émissions contribuant à l'exposition aux risques de l'entreprise (p. ex. financier, géopolitique).
 - **Parties prenantes:** catégories d'émissions considérées de manière critique par les parties prenantes clés (p. ex. clients, fournisseurs, investisseurs, société).
 - **Influence:** catégories avec des émissions qui peuvent être potentiellement (directement) réduites/influencées par l'entreprise.

L'évaluation de la pertinence diffère d'une entreprise à l'autre, en fonction de leurs activités commerciales. Si une catégorie n'est pas prise en compte, les raisons doivent être indiquées de manière transparente. Le tableau suivant contient une estimation de la pertinence supposée pour les EAE par catégorie.

Catégorie	Pertinence supposée pour les EAE	Explication	Approches de calcul
3.1 Biens et services achetés	Signification, risque	Les émissions générées par l'achat de biens et de services sont probablement significatives pour les EAE. Les achats ont une influence considérable sur la création de valeur résiliente au sein de l'entreprise.	Cf. détails au chapitre 4.4.3
3.2 Biens d'équipement	Signification, parties prenantes, risque	Les émissions générées par la construction (p. ex. installations de production) ou la maintenance (p. ex. infrastructure de réseau) de biens d'équipement sont probablement significatives pour les EAE. Les émissions étant souvent liées à des installations/actifs propres, elles sont souvent déterminantes pour la prise en compte de l'ensemble du cycle de vie des produits proposés dans l'entreprise.	Cf. détails au chapitre 4.4.3
3.3 Émissions liées aux combustibles et à l'énergie	Signification, parties prenantes, influence, risque	Les émissions générées par les activités liées à l'énergie, notamment la production, la vente et la distribution d'électricité, sont probablement significatives pour les	Cf. détails au chapitre 4.4.3

¹⁸ Les normes concernées ne mentionnent aucune limite de signification. La limite doit être choisie judicieusement en fonction de l'activité commerciale et être rendue transparente. 1 % n'est qu'un exemple.



		EAE et sont directement liées aux activités principales des entreprises.	
3.4 Transport et répartition de produits (en amont)	Probablement pas de pertinence	Les émissions générées par les transports de produits en amont ne sont probablement pas pertinentes pour les EAE. Il est important de noter ici que les émissions en amont dues au transport et à la distribution de l'électricité doivent être comptabilisées dans la catégorie 3.3.	Vérification à l'aide de données basées sur les dépenses (<i>spend-based</i>) (cf. chapitre 4.4.2)
3.5 Déchets	Parties prenantes	Les émissions générées par l'élimination des déchets ne sont probablement pas significatives pour les EAE. Ce thème est toutefois souvent considéré comme essentiel, même en dehors du bilan des GES. Si des données sont déjà collectées, p. ex. le bilan des déchets, elles peuvent être utilisées pour le bilan des GES.	Basées sur les dépenses ou sur les rapports de l'entreprise chargée de l'élimination
3.6 Voyages d'affaires	Parties prenantes, influence	Les émissions générées par les voyages d'affaires des collaborateurs ne sont probablement pas significatives pour les EAE, mais peuvent être influencées par les décisions individuelles du personnel au sein de l'entreprise. Dans la mesure où des données sont déjà collectées, p. ex. via un outil central de gestion des déplacements, elles peuvent être utilisées pour établir le bilan des GES.	Rapport basé sur les dépenses ou rapport du fournisseur de voyages
3.7 Trajets pendulaires des employés	Parties prenantes, influence	Les émissions générées par les trajets pendulaires des collaborateurs ne sont probablement pas significatives pour les EAE, mais peuvent être influencées par les décisions individuelles des collaborateurs de l'entreprise. Il est possible d'estimer les émissions à partir de quelques données de référence, par exemple à l'aide d'une simple statistique sur la mobilité des pendulaires ¹⁹ et du nombre de collaborateurs et de collaboratrices.	Pendularité multipliée par le nombre de collaborateurs et collaboratrices (première approche)
3.8 Immobilisations louées ou en leasing	Probablement pas de pertinence	Les émissions générées par les immobilisations louées ou en leasing ne sont probablement pas pertinentes pour les EAE. Cela dépend essentiellement de la question de savoir si les émissions provenant notamment des bâtiments loués sont enregistrées dans le Scope 1 ou le Scope 3.8. Cf. explications au chapitre 4.2.2	
3.9 Transport et distribution (en aval)	Probablement pas de pertinence	Les émissions générées par les transports en aval ne sont probablement pas pertinentes pour les EAE.	
3.10 Traitement des produits vendus	Probablement pas de pertinence	Les émissions générées par le traitement des produits vendus ne sont probablement pas pertinentes pour les EAE.	
3.11 Utilisation des produits vendus	Signification, parties prenantes, influence, risque	Les émissions générées par l'utilisation des produits vendus, en particulier les produits énergétiques, sont probablement significatives pour les EAE et sont directement liées aux activités clés des entreprises.	Cf. détails au chapitre 4.4.3

¹⁹ p. ex., Statistiques Pendularité: <https://www.bfs.admin.ch/bfs/fr/home/statistiques/mobilite-transport/transport-personnes/pendularite.html> (état: juillet 2026)



3.12 Gestion des produits vendus à la fin de leur cycle de vie	Probablement pas de pertinence	Les émissions générées par l'élimination des produits vendus ne sont probablement pas pertinentes pour les EAE.	
3.13 Immobilisations louées ou en leasing	Probablement pas de pertinence	Les émissions générées par les immobilisations louées ou en leasing ne sont probablement pas pertinentes pour les EAE.	
3.14 Franchise	Probablement pas de pertinence	Les émissions générées par la franchise ne sont probablement pas pertinentes pour les EAE.	
3.15 Investissements	Signification, parties prenantes, risque	Les émissions générées par les investissements, notamment dans les installations de production sans contrôle opérationnel, sont probablement significatives pour les EAE et sont directement liées aux activités principales des entreprises.	Cf. détails au chapitre 4.4.3

Tableau 7: Matrice de pertinence pour les EAE (Scope 3)

4.4.2 Approches de calcul

- (1) Pour calculer les émissions, il existe en principe deux approches selon le Scope 3 des lignes directrices du GHG Protocol:

1. **Basée sur les dépenses (spend based):** l'approche basée sur les dépenses utilise des données financières pour calculer les émissions. Elle consiste à multiplier la valeur économique des biens ou services achetés par les facteurs d'émission correspondants.
2. **Basée sur l'activité (activity based):** l'approche basée sur l'activité repose sur l'enregistrement d'activités spécifiques et de leurs émissions. Des données détaillées sur les différentes activités sont collectées et multipliées par les facteurs d'émission correspondants. Il est toujours fait référence aux biens physiques et aux processus impliqués: par exemple, la combustion d'un litre de diesel ou l'achat d'une tonne de cuivre.

Le calcul des émissions peut se faire par étapes. Il est par exemple recommandé de déterminer dans un premier temps toutes les émissions selon l'approche basée sur les dépenses. Cela permet d'identifier les sources à forte intensité d'émissions. Dans un deuxième temps, il est possible de collecter des données spécifiques aux fournisseurs et/ou aux produits pour ces sources et de préciser le calcul des émissions. Une approche basée sur l'activité (*activity-based*) présente notamment des avantages pour la précision des émissions de GES du Scope 3 ainsi que pour la définition de plans et d'objectifs de décarbonation le long de la chaîne de valeur en amont.

4.4.3 Catégories de Scope 3 significatives pour les EAE

- (1) Selon la matrice de pertinence (cf. tableau 7), les catégories suivantes dans le Scope 3 sont considérées comme probablement significatives pour les EAE:
- Catégorie 3.1: Biens et services achetés
 - Catégorie 3.2: Biens d'équipement
 - Catégorie 3.3: Émissions liées aux combustibles et à l'énergie



- Catégorie 3.11: Utilisation des produits vendus
- Catégorie 3.15: Investissements

Ces catégories sont expliquées plus en détail ci-dessous et les principales sources d'émissions des EAE sont énumérées par catégorie. Les listes ne sont pas exhaustives et la répartition dans les catégories doit être considérée comme une proposition.

- (2) **Catégorie 3.1 Biens et services achetés:** les biens et services achetés comprennent les biens utilisés comme matériel de consommation ou achetés ou revendus dans le cadre d'une prestation de service (p. ex. les installations photovoltaïques qui ne sont pas utilisées pour la production propre, mais revendues). Les biens qui ne sont pas utilisés pendant une longue période, mais qui sont rapidement amortis (p. ex. les appareils informatiques), font également partie de cette catégorie. En cas d'incertitude quant à l'utilisation prévue, il est recommandé d'enregistrer le bien dans les biens achetés.

3.1 Groupe d'utilisation	Groupe de marchandises	Sources d'émissions essentielles d'une EAE	NOGA
IT et communication	Technologies smart grid + smart meter	Smart meter	2630
IT et communication	Prestations logicielles	Solutions de cybersécurité, système de gestion de données	6311, 6201, 6203, 6220
IT et communication	Serveur	Serveur	6310
IT et communication	Ordinateurs et ordinateurs portables	Ordinateurs, ordinateurs portables	2620
IT et communication	Accessoires	Dockings, clavier, souris, webcam, etc.	6190, 2620
Services (activités de construction)	Entretien et maintenance des infrastructures de réseau	Services fournis par des tiers	3314
Services (activités de construction)	Exploitation, entretien et maintenance des centrales électriques	Services fournis par des tiers	3311
Services (activités de construction)	Services de construction et d'ingénierie, y compris travaux de fondation et de terrassement	Services fournis par des tiers	7112, 4299, 4342
Prestations générales	Services liés à l'environnement et à la sécurité	Services fournis par des tiers	4324
Prestations générales	Services IT	Services fournis par des tiers	6220



Prestations générales	Gestion de projet	Services fournis par des tiers	7112
Prestations générales	Assurances	Services fournis par des tiers	6512
Prestations générales	Conseils d'entreprise	Services fournis par des tiers	7022
Prestations générales	Location de personnel, personnel salarié en régie	Services fournis par des tiers	7820
Prestations générales	Vente par correspondance et sur Internet	Services postaux	4791

Tableau 8: Principales sources d'émissions d'une EAE de catégorie 3.1

- (3) **Commandes de clients:** pour les commandes de clients (p. ex. modules solaires ou installations électriques), on peut opérer la distinction suivante:
- Si l'EAE se charge uniquement de l'installation du bien (et ne vend pas elle-même d'installations), il n'est pas nécessaire d'enregistrer les émissions upstream et downstream, car le service lié à l'installation lui-même ne génère pas d'autres émissions.
 - Si l'EAE est le vendeur de l'installation (c'est-à-dire qu'elle achète des installations photovoltaïques et des stations de recharge électrique pour les vendre ensuite à l'utilisateur final), les émissions upstream relèvent du Scope 3.1 et les émissions liées à l'utilisation, de la catégorie 3.11.
- (4) **Catégorie 3.2 Biens d'équipement:** sont enregistrés comme biens d'équipement (ou biens d'investissement) tous les biens qui sont portés à l'actif pour plusieurs années comme faisant partie intégrante de l'activité et qui ne sont pas affectés à une prestation de service. Les biens d'équipement sont comptabilisés en tant qu'actifs (inscrits à l'actif) et amortis sur leur durée d'utilisation. Cela inclut la construction d'infrastructures critiques pour l'activité d'une EAE, telles que les centrales électriques ou des parties de l'infrastructure de réseau, ainsi que les véhicules achetés.

3.2 Groupe d'application	Groupe de marchandises	Sources d'émissions essentielles d'une EAE	NOGA
Composants électriques et équipement	Transformateurs	< 5 MVA, > 5 MVA, transformateur, accessoires	2711
Composants électriques et équipement	Installations de couplage	Installations BT, HT, MT, accessoires	2712
Composants électriques et équipement	Câbles et canalisations	Mâts BT, HT, MT, câble de télécommunication, accessoires	2732
Composants électriques et équipement	Appareils de protection et pilotage	Technique de protection HT, MT, accessoires	2790
Composants électriques et équipement	Technique de mesure et de réglage		2651



Infrastructure, notamment de construction	Construction de centrales	Béton, acier, panneaux solaires, éolienne, accumulateur à batterie, etc.	4211, 4220, 2369
Infrastructure, notamment de construction	Construction de postes de couplage et bâtiment de transformation	Béton, acier	2711
Infrastructure, notamment de construction	Construction de réseaux de transport et de distribution	Mâts en bois, mâts et éléments en acier, accessoires	4222, 1610
Infrastructure, notamment de construction	Conduites et canaux	Tuyaux et canaux de protection pour câbles, accessoires	4221
Infrastructure, notamment de construction	Autres bâtiments	Centres de calcul, entrepôts, immeubles de bureaux	4222, 4100
Véhicules et moyens de transport	Véhicules particuliers	Essence, diesel, électrique, etc.	1920
Véhicules et moyens de transport	Stockage et transport	Essence, diesel, électrique, etc.	1920
Véhicules et moyens de transport	POIDS LOURDS	Essence, diesel, électrique, etc.	1920
Véhicules et moyens de transport	Véhicules industriels/de chantier	Essence, diesel, électrique, etc.	1920

Tableau 9: Principales sources d'émissions d'une EAE de catégorie 3.2

- (5) Dans les catégories 3.1 et 3.2, les groupes de marchandises spécifiques à l'entreprise doivent être identifiés. Ceux-ci peuvent être structurés soit selon les regroupements internes de l'approvisionnement, soit selon les codes NOGA. La répartition dans les catégories 3.1 et 3.2 n'est pas toujours claire et peut varier d'une entreprise à l'autre. Ce qui est plus décisif, c'est que tous les groupes de marchandises pertinents soient mentionnés.
- (6) **Pas d'actualisation des émissions sur la durée de vie des biens d'équipement (exemple: construction d'un barrage):** dans la comptabilité financière, les investissements en capital sont généralement amortis ou dépréciés sur leur durée de vie. Aux fins de la comptabilisation des émissions du Scope 3, les entreprises ne devraient pas actualiser les émissions liées à la production de biens d'équipement (cf. WRI/WBCSB 2013, p. 37). Elles devraient en revanche comptabiliser l'ensemble des émissions *cradle to gate* (upstream) des biens d'équipement l'année de leur acquisition. Les émissions générées par la construction d'un barrage, par exemple, devraient ainsi être comptabilisées à chaque fois dans la catégorie 3.2 tout au long de la phase de construction, jusqu'à l'achèvement. Chaque année, les émissions correspondant à la quantité de béton et d'acier au cours de l'année de référence correspondante sont comptabilisées. Dès que la construction est terminée, les émissions ne sont plus comptabilisées dans le Scope 3, respectivement seules les émissions dues à l'entretien du barrage sont comptabilisées.



Si les investissements importants n'ont lieu que toutes les quelques années, les émissions du Scope 3 dans la catégorie 3.2 peuvent varier considérablement d'une année à l'autre. Les investissements en capital exceptionnels ou ponctuels devraient donc être spécialement mentionnés ou soulignés dans le rapport.

- (7) **Catégorie 3.3 Émissions liées aux combustibles et à l'énergie:** émissions en amont des agents énergétiques primaires consommés directement, et indirectement pour la production d'électricité et de chaleur (si elles ne sont pas encore incluses dans le Scope 2). Il existe quatre sous-catégories:

- 3a: émissions en amont (cradle to gate) des combustibles et carburants (de l'extraction des matières premières jusqu'au site de consommation, mais sans la combustion)
- 3b: émissions en amont de l'électricité achetée (consommée dans l'entreprise), ou toutes les émissions en amont (cradle to gate) de l'extraction des matières premières à la production d'électricité (y compris la construction de la centrale électrique et de l'infrastructure, pour autant que la centrale électrique n'appartienne pas à l'entreprise d'approvisionnement en électricité), mais sans combustion dans une installation de production d'électricité
- 3c: toutes les émissions en amont (cradle to gate) de l'énergie consommée dans un système T&D, y compris les émissions générées par la combustion
- 3d: émissions résultant de la production d'électricité achetée et vendue aux consommateurs finaux

3.3	Sources d'émissions essentielles d'une EAE	Saisie minimale ²⁰ selon GHG Protocol
3a	Consommation de carburant de la flotte (essence, diesel, etc.)	émissions en amont (cradle to gate)
	Consommation de combustibles de tous les agents énergétiques pour le Scope 1 (charbon, gaz naturel, biogaz, biomasse, mazout, diesel, essence, etc.), p. ex. consommation de diesel pour les générateurs, consommation de mazout pour les bâtiments, combustibles pour les propres réseaux de chaleur	émissions en amont (cradle to gate)
3b	Consommation d'électricité dans l'entreprise analogue au Scope 2 p. ex. éclairage, consommation électrique de la flotte	émissions en amont (cradle to gate)
	Achat de chaleur à distance/contracting, si ne figure pas dans le 3.3a (pas de propre réseau de chauffage à distance)	émissions en amont (cradle to gate)
3c	Pertes de réseau sur le propre réseau	émissions en amont (cradle to gate)
3d	Courant acheté: consommation consommateur final	émissions directes (Scope 2 du consommateur final)

Tableau 10: Principales sources d'émissions d'une EAE de catégorie 3.3

²⁰ Selon le GHG Protocol, au moins ces émissions doivent être saisies. En option, les limites du système peuvent également être étendues. Les émissions «cradle to gate» englobent les phases d'extraction des matières premières, leur transport et les processus de production, mais excluent les émissions liées à l'utilisation du produit.



- (8) Les **pertes de transport et de distribution** sont comptabilisées par le consommateur final dans le Scope 3, catégorie 3 (Fuel— and energy-related activities). Le GHG Protocol ne précise toutefois pas si les gestionnaires de réseau doivent, ou non, également comptabiliser les pertes de réseau des niveaux de réseau en amont et/ou en aval dans le Scope 3. Ce n'est qu'en cas de participation financière au réseau que les émissions sont prises en compte dans le Scope 3 (catégorie 3.15).

Recommandation de l'AES: dans la pratique, ni Swissgrid ni la majorité des gestionnaires de réseau de distribution ne font le bilan des émissions provenant des niveaux de réseau en amont et/ou en aval dans le Scope 3. En conséquence, on peut actuellement renoncer à comptabiliser des émissions provenant des niveaux de réseau en amont et/ou en aval, dans la mesure où les exigences à cet égard ne changent pas du point de vue réglementaire. Il faut toutefois faire la transparence sur l'exclusion de ces émissions dans le rapport.

- (9) **Catégorie 3.11 Utilisation des produits vendus:** cette catégorie comprend les émissions liées à la consommation des produits vendus au cours de l'année de référence chez le client final. L'enregistrement porte sur les émissions directes pendant la phase d'utilisation des produits sur leur durée de vie prévue (c'est-à-dire les émissions de Scope 1 et Scope 2 générées pendant la durée d'utilisation).

3.11 Principales sources d'émissions d'une EAE	Saisie minimale selon le GHG Protocol
Consommation par le consommateur final de gaz naturel vendu	Émissions directes (Scope 1)
Consommation de biogaz vendu	Émissions directes (Scope 1)
Consommation par le consommateur final de GNL vendu	Émissions directes (Scope 1)
Consommation d'électricité des bornes de recharge vendues	Émissions directes (Scope 2, basée sur la localisation)
Consommation énergétique de systèmes de chauffage vendus (pompes à chaleur)	Émissions directes (Scope 2, basée sur la localisation)

Tableau 11: Principales sources d'émissions d'une EAE de catégorie 3.11

- (10) **Négoce d'électricité:** les intermédiaires de l'électricité qui ne vendent pas l'électricité à un consommateur final ne déclarent pas les émissions dans le Scope 3, catégorie 3.3. Selon le GHG Protocol, les émissions résultant du négoce intermédiaire d'électricité peuvent être indiquées de manière facultative et en dehors des émissions du Scope 3 en tant qu'information supplémentaire (cf. WRI/WBCSB 2004, p. 28).
- (11) **Catégorie 3.15 Investissements:** les participations dans des sociétés/entreprises qu'une EAE ne contrôle pas et sur lesquelles elle ne peut pas exercer d'influence opérationnelle sont traitées comme des participations purement financières. Les émissions provenant de ces participations sont intégrées dans la catégorie 3.15 en tant qu'émissions indirectes, en reprenant les émissions de Scopes 1 et 2 de ces sociétés/entreprises en fonction du taux de participation. Si le bilan carbone de l'entreprise n'est pas disponible, une approche approximative fondée sur les dépenses peut être utilisée. Dans ce cas, les investissements financiers sont multipliés par des facteurs d'émission moyens dérivés de secteurs économiques ou de produits comparables (p. ex. données EEIO [*Environmentally Extended*



Input-Output]). En cas de participation financière au réseau, les émissions liées aux pertes de réseau entrent proportionnellement dans cette catégorie.

Dans l'économie électrique, il convient de faire une distinction claire entre un simple contrat de soutirage et une participation financière:

- a) En cas de simple soutirage, les émissions sont déclarées dans la catégorie 3.3.
- b) Pour la participation financière, les émissions du Scopes 1 et 2 de l'entreprise dans laquelle l'entité déclarante détient une participation doivent être déclarées dans la catégorie 3.15 en fonction du taux de participation, à moins qu'il n'existe un contrôle opérationnel (cf. chapitre 3.2.2).

Selon le Corporate Value Chain Standard du GHG Protocol (WRI/WBCSD 2011, tableau 5.9), il est stipulé que pour les participations sans contrôle financier ou influence notable (en général moins de 20 % de parts), un seuil individuel de matérialité peut être défini, en dessous duquel l'entreprise exclut les participations du bilan Scope 3.15. Le GHG Protocol cite comme exemple de seuil une participation de 1 %. Si des émissions sont exclues, cela doit être rendu public et justifié de manière transparente. Selon le GHG Protocol (WRI/WBCSD 2011, chapitre 6.3), les raisons suivantes sont invoquées pour une éventuelle exclusion des émissions: 1. la catégorie n'est pas applicable; 2. les données sont manquantes; 3. les émissions sont considérées comme négligeables. En revanche, si les émissions provenant des participations sont significatives, elles ne peuvent, selon le GHG Protocol, pas être exclues du bilan Scope 3.

Recommandation de l'AES: les émissions (Scopes 1 et 2) de sociétés/entreprises qu'une EAE ne contrôle pas et sur lesquelles elle ne peut exercer aucune influence opérationnelle sont comptabilisées comme des participations purement financières dans la catégorie 3.15 en fonction du taux de participation. La production d'énergie peut être liée à des émissions élevées, ce qui, dans le cas de participations, a un impact correspondant sur le bilan Scope 3. Ce faisant, il convient de respecter les prescriptions du GHG Protocol, selon lesquelles les émissions importantes ne doivent pas être exclues. Si des émissions sont exclues en raison d'un seuil individuel de matérialité selon le GHG Protocol (WRI/WBCSD 2011, tableau 5.9), cela doit être publié et justifié de manière transparente.

5. Facteurs d'émission

- (1) Les facteurs d'émission indiquent la quantité d'un gaz à effet de serre donné libérée par grandeur de référence, par exemple lors de la combustion de combustibles fossiles. Ils sont généralement exprimés en unités telles que le kilogramme équivalent CO₂ (CO₂e) par unité de référence (p. ex. mégajoule d'énergie ou litre de carburant).
- (2) L'Office fédéral de l'environnement (OFEV) met à la disposition des entreprises suisses l'outil «Corporate Footprint Calculator» ainsi que l'annexe correspondante «Energy Splits», qui contient les facteurs d'émission pour les trois Scopes, afin de leur permettre d'établir leur bilan de GES.²¹

Recommandation de l'AES: afin de permettre des comparaisons au sein et au-delà de la branche, il est recommandé d'utiliser les facteurs d'émission fournis par l'Office fédéral de l'environnement (OFEV) dans le cadre du «Corporate Footprint Calculator» (CFC). Dans l'annexe «Energy Splits» du CFC, les facteurs d'émission par technologie et par Scope sont indiqués sous la rubrique

²¹ [Corporate Footprint Calculator \(OFEV\)](#), [Energy Splits \(OFEV\)](#), état mars 2026



«Electricity». Des compléments et des écarts ne sont pas exclus et peuvent s'avérer pertinents dans certains cas particuliers. En principe, il est possible de déroger à cette règle si un examen plus approfondi est possible (p. ex., lorsque les limites du système pour la détermination du facteur d'émission basé sur la localisation sont plus précises ou lorsque l'on dispose de facteurs d'émission spécifiques à chaque centrale).

- (3) Conformément à la *Scope 2 guidance* du GHG Protocol (WRI/WBCSD 2015, chapitre 6.6), les facteurs d'émission doivent toujours être attribués de manière appropriée aux consommations d'électricité correspondantes. Cela signifie que, pour chaque quantité d'électricité consommée, il convient d'utiliser un facteur d'émission qui reflète le plus fidèlement possible les conditions réelles d'approvisionnement. Il convient notamment de veiller à ce que cette attribution soit correcte tant sur le plan géographique (en fonction du réseau électrique concerné) que temporel (par rapport à l'exercice ou à la période de consommation) et, dans le cas de l'approche fondée sur le marché, sur le plan contractuel. Il est donc important que le facteur d'émission de GES pour le mix électrique suisse soit actualisé chaque année dans le cadre de l'approche «location based» afin de garantir une représentation aussi précise que possible des émissions générées. L'AES calcule annuellement le facteur d'émission de GES pour l'électricité en Suisse. La méthodologie, les résultats de l'année précédente ainsi que les prévisions sont publiés chaque année sous forme de rapport avant fin janvier.²² La somme des facteurs des Scopes 1+2 (CH et UE) correspond au facteur d'émission pour la comptabilisation des émissions liées à la consommation d'électricité dans le Scope 2. La somme des facteurs du Scope 3 (CH et UE) correspond au facteur d'émission utilisé pour comptabiliser les émissions en amont dans le Scope 3, catégorie 3.

Recommandation de l'AES: pour le facteur d'émission GES lié à la localisation du mix électrique suisse, il convient d'utiliser le facteur d'émission calculé et publié chaque année par l'AES pour l'année précédente.

²² www.electricite.ch/teneur-co2



Partie 2: objectif climatique et feuille de route objectif zéro émission net

6. Bases

6.1 Pourquoi définir un objectif climatique?

- (1) Les objectifs climatiques constituent un élément central d'une stratégie d'entreprise tournée vers l'avenir. Compte tenu des efforts mondiaux visant à réduire les émissions de GES ainsi que des attentes réglementaires et sociétales croissantes, la définition d'objectifs climatiques contraignants crée un cadre stratégique permettant de façonner activement le processus de transformation de l'approvisionnement énergétique et de rester compétitif à long terme.
- (2) La définition d'objectifs climatiques offre aux EAE divers avantages stratégiques et opérationnels:
 - Les objectifs climatiques permettent une planification stratégique à long terme, par exemple en matière d'investissements dans les installations de production, les infrastructures ou les chaînes d'approvisionnement.
 - Des mesures de décarbonation ciblées, qui s'appuient sur un objectif précis, améliorent la prévisibilité des coûts énergétiques et la disponibilité des matières premières.
 - Elles contribuent à réduire les risques liés à la transition, notamment ceux liés aux changements réglementaires, à la tarification du CO₂ ou aux évolutions technologiques du système énergétique.
 - Les gains d'efficacité résultant des économies d'énergie et de la préservation des ressources peuvent réduire directement les coûts d'exploitation.
 - Les objectifs climatiques renforcent la réputation et la crédibilité auprès de la clientèle.
 - Les objectifs climatiques améliorent les résultats des notations et augmentent les chances de remporter des appels d'offres.
 - La clientèle des EAE a souvent besoin de ces informations pour établir son propre bilan de GES ou définir sa trajectoire de réduction.

6.2 Objectifs climatiques et feuille de route objectif zéro émission net: exigences réglementaires

- (1) Les rapports sur les questions climatiques sont un élément central des réglementations modernes en matière de développement durable et visent à présenter de manière transparente les risques, les opportunités et les impacts liés au climat sur le modèle économique. Les cadres réglementaires tels que l'ESRS ou l'IFRS S2 exigent des informations systématiques dans les domaines de la gouvernance, de la stratégie, de la gestion des risques, des mesures et des chiffres clés. Les grandes entreprises actives à l'international doivent vérifier au cas par cas à quelles obligations de publication elles sont soumises. Cette partie du guide se concentre sur les exigences et les recommandations relatives aux objectifs et mesures climatiques.
- (2) Pour les entreprises suisses, la loi sur le climat et l'innovation (LCI) constitue la base légale centrale pour un objectif zéro émission net (cf. chapitre 1). Conformément à l'art. 5, al. 1, LCI, toutes les entreprises doivent atteindre zéro émission net (Scopes 1 et 2) au plus tard en 2050. Les cantons visent au minimum l'objectif de zéro net à partir de 2040 pour leurs administrations centrales; il en va de même pour les entreprises liées à la Confédération (art. 10, al. 4 LCI). Certaines entreprises



s'engagent, dans le cadre de standards volontaires (tels que l'initiative Science Based Targets [SBTi]), à atteindre un objectif zéro émission net à long terme ainsi que des objectifs intermédiaires.

- (3) Pour atteindre cet objectif, les entreprises peuvent élaborer des feuilles de route. Celles-ci ne sont actuellement pas contraignantes, mais constituent un instrument de pilotage pratique. Une feuille de route ou un «plan de transition» crédible devrait comporter des objectifs quantifiables dressés à moyen et long terme en matière de CO₂, des mesures pertinentes, ainsi qu'un calendrier de mise en œuvre réaliste. La feuille de route zéro net, ou l'objectif de zéro net, les trajectoires de réduction et les mesures constituent la base stratégique de la décarbonation durable de l'entreprise. Dans le contexte suisse, le terme «feuille de route zéro net» s'est imposé et sera donc utilisé ci-après.
- (4) Le tableau suivant présente les exigences de réglementations et standards pertinents (cf. chapitre 1) pour les entreprises suisses, en mettant l'accent sur l'objectif zéro émission net et la feuille de route correspondante.

	Exigences relatives aux objectifs et à la feuille de route
Loi sur le climat et l'innovation (LCI) Ordonnance sur la protection du climat (OCI)	Fixation des objectifs: - zéro émission net d'ici 2050 (obligatoire pour Scopes 1 et 2) - zéro émission net d'ici 2040 pour l'administration fédérale centrale (obligatoire pour Scopes 1 et 2) - viser zéro émission net d'ici 2040 pour l'administration et les entreprises liées à la Confédération - objectif Scope 3 recommandé pour les catégories concernées Feuille de route: - feuille de route zéro net conseillée - feuille de route obligatoire uniquement pour les entreprises qui sollicitent des aides financières pour la mise en œuvre de technologies et de processus innovants (art. 6 LCI) - directive relative à la feuille de route zéro net pour la mise en œuvre
Ordonnance relative au rapport sur les questions climatiques/ art. 964a-c CO Prévu (env. 2029): LGDE	Standard requis: actuellement TCFD, à l'avenir, une norme internationalement reconnue (p. ex. ISSB, ESRS) Objectifs: - objectifs CO₂ obligatoires - alignement sur les objectifs climatiques suisses Feuille de route: - l'art. 964b CO exige, outre les objectifs de CO₂, des mesures, une évaluation de l'impact de ces mesures ainsi que des indicateurs clés de performance pertinents - exigences minimales recommandées pour la feuille de route zéro net
CSRD, resp. ESRS E1 (European Sustainability Reporting Standards) Directive Omnibus	Fixation des objectifs: Publication d'information lorsque cela est pertinent au regard de la matérialité - Scopes 1 et 2 - Scope 3 pour les catégories pertinentes - aligné sur l'objectif de 1,5°C, fondé sur la science - zéro émission net d'ici 2050 Feuille de route: conformément aux ESRS E1-1, il convient d'indiquer s'il existe un plan de transition; en l'absence d'un tel plan, il convient d'indiquer si et quand un tel plan doit être adopté.

Tableau 12: Exigences réglementaires relatives aux objectifs climatiques et feuille de route zéro net



7. Élaboration d'objectifs climatiques et de feuilles de route zéro net

- (1) Sur la base des prescriptions légales et des standards applicables, ainsi que de l'expérience des EAE ayant déjà élaboré des objectifs et des feuilles de route zéro net, sept étapes du processus de décarbonation ont été identifiées (cf. figure 5). Ces étapes sont récurrentes, mais se déroulent généralement de manière échelonnée dans le temps, le calendrier de mise en œuvre et les modalités opérationnelles pouvant varier.



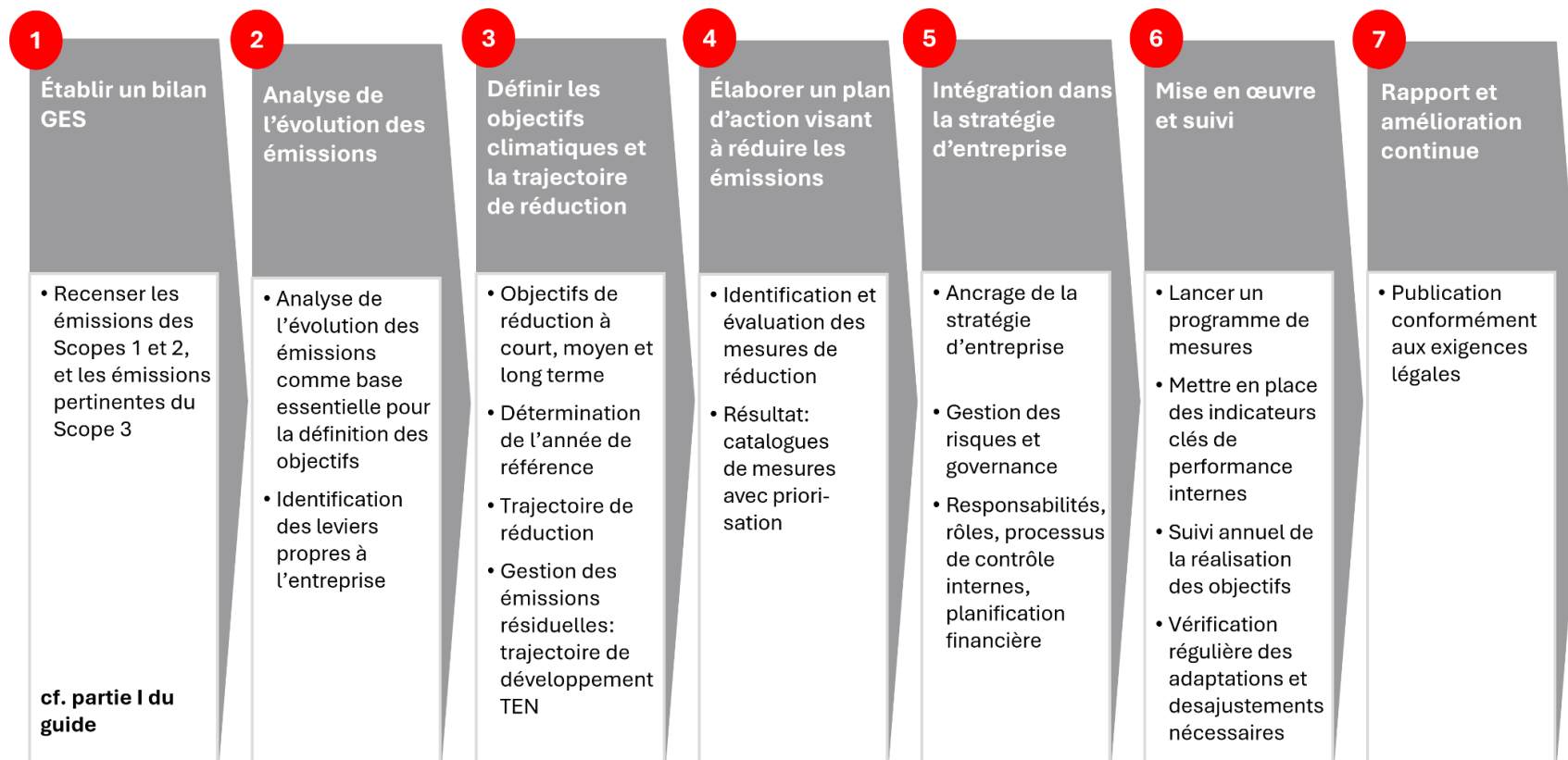


Figure 5: Processus de décarbonation en 7 étapes

- (2) **Établir un bilan GES (1^{re} étape):** la définition d'objectifs et de feuilles de route pour la décarbonation d'une entreprise commence par un bilan des GES solide. Des recommandations pour l'établissement de ce bilan sont présentées dans la première partie du présent guide (cf. chapitres 2 à 5). Sur la base de données fiables, l'EAE peut identifier les principales sources d'émissions, déterminer les potentiels de réduction, hiérarchiser les mesures et mesurer les progrès. Une documentation minutieuse et une gestion structurée des données constituent donc le fondement de l'ensemble du processus de décarbonation.

7.1 Analyse de l'évolution des émissions (2^e étape)

- (1) La décarbonation implique de transformer radicalement l'approvisionnement en énergie et d'accorder à l'électricité un rôle encore plus central. Selon l'étude de l'AES «Avenir énergétique 2050», la consommation d'électricité du pays augmente d'environ 50 % pour atteindre env. 91 TWh en 2050 par rapport à 2025. La nécessité de renouveler les infrastructures énergétiques suisses et leur développement en fonction des besoins pour soutenir la transition énergétique peuvent, p. ex. entraîner une hausse des émissions à court ou moyen terme.
- (2) Pour les EAE, l'analyse de l'évolution future des principaux facteurs d'émissions constitue un élément central de la stratégie zéro net. Afin de définir les objectifs et les mesures, il est utile de modéliser l'évolution des émissions en fonction de leur importance relative et de la planification stratégique de l'entreprise. Les principaux facteurs déterminants des émissions de GES actuelles et futures sont l'évolution des ventes des produits proposés (p. ex., l'électromobilité, le remplacement des systèmes de chauffage, etc.), le développement et la modernisation des infrastructures énergétiques, ainsi que des facteurs exogènes (p. ex. les progrès technologiques, l'évolution du marché, les conditions météorologiques, la réglementation). Les aspects suivants, par exemple, sont notamment pertinents pour évaluer l'évolution des émissions de GES en ce qui concerne les infrastructures énergétiques:
- Estimation des infrastructures énergétiques à renouveler et à développer d'ici 2050, en se basant notamment sur la durée de vie des installations existantes et des besoins futurs (p. ex. prévisions concernant la puissance de production installée et la technologie, la longueur et la technologie de l'infrastructure de réseau, le nombre de postes et la technologie des appareillages de commutation, etc.). Dans l'idéal, les EAE s'appuient sur les plans stratégiques et opérationnels pluriannuels existants relatifs au développement des infrastructures.
 - En fonction du niveau de détail de la planification stratégique et opérationnelle pluriannuelle, des hypothèses concernant le développement futur des infrastructures et le calendrier de mise en œuvre sont nécessaires, par exemple sur la base de données empiriques historiques et sur des données prévisionnelles telles que la Stratégie énergétique 2050 de la Confédération. Pour garantir la traçabilité des projections, une documentation claire et transparente ainsi qu'une concertation interne sur les hypothèses sont utiles.
 - Estimation des émissions de GES générées lors de la construction et de l'exploitation (Scopes 1 et 2) des infrastructures prévues, ainsi que lors de la maintenance et de l'exploitation des infrastructures existantes jusqu'en 2050. À cette fin, on peut par exemple utiliser les valeurs moyennes issues des analyses du cycle de vie et du bilan des GES de l'EAE, extrapolées sur la base du développement des infrastructures prévu (p. ex. gCO₂e/kWh produit, kg de CO₂/km de réseau rénové, kg CO₂/MVA, etc.).
 - Lors de l'utilisation de valeurs moyennes historiques, il convient de noter que les progrès technologiques futurs en matière d'efficacité, de consommation de ressources, de technologie et d'autres aspects liés au climat ne sont pas pris en compte. La prise en compte des progrès



exogènes en matière de décarbonation tout au long de la chaîne de valeur s'accompagne toutefois d'un effort considérable et d'incertitudes.

- (3) L'objectif est d'identifier les principaux facteurs déterminants de l'évolution des émissions de GES et d'en déduire des domaines d'action sur lesquels il est possible d'agir. En outre, une estimation de l'évolution des émissions est utile pour évaluer le niveau d'ambition des objectifs intermédiaires ainsi que les réductions d'émissions nécessaires pour atteindre ces objectifs.

7.2 Objectif de zéro net et trajectoire de réduction (3^e étape)

- (1) Pour les entreprises suisses, la loi sur le climat et l'innovation (LCI) constitue la base légale centrale pour un objectif de zéro net (cf. chapitre 1). Cela signifie que, d'ici 2050 au plus tard, toutes les entreprises devront afficher zéro émission nette (Scopes 1 et 2).
- (2) Les entreprises de droit public sont en outre soumises à une obligation d'orientation supplémentaire: elles s'alignent généralement sur les objectifs climatiques de leur unité administrative respective. En tant qu'organisations de droit public détenues par les pouvoirs publics, les EAE s'engagent généralement à respecter les objectifs fixés dans le règlement climatique de l'unité administrative concernée et à soutenir celle-ci dans la mise en œuvre dudit règlement.
- (3) La SBTi, largement soutenue à l'échelle internationale, s'est imposée comme la norme en matière d'objectifs de réduction volontaires fondés sur la science. L'objectif des directives de la SBTi est de réduire les émissions sur la base de connaissances scientifiques et de définir une trajectoire claire et vérifiable vers la transition en direction du zéro net. La SBTi définit les «Science Based Targets» comme des objectifs de réduction des GES des entreprises qui correspondent au niveau de décarbonation que la science du climat juge nécessaire pour limiter le réchauffement climatique à 1,5°C par rapport au niveau préindustriel. Pour définir des objectifs fondés sur la science pour les trois Scopes, la SBTi propose aux entreprises une aide sous la forme du «Corporate Net-Zero Standard» ainsi que des guides et des outils Excel associés.²³ Pour certains aspects de la définition d'objectifs fondés sur des données scientifiques, la SBTi propose plusieurs options parmi lesquelles les entreprises peuvent choisir. Les réglementations internationales (p. ex., la CSRD) exigent elles aussi en principe des objectifs basés sur la science, mais pas nécessairement conformes à la SBTi.
- (4) Le secteur de l'énergie joue un rôle central dans la réduction des émissions et la facilitation des transformations intersectorielles. Les émissions des EAE constituent des émissions de Scope 2 pertinentes pour leur clientèle, et en raison de leur propriété majoritairement publique (environ 90 %), les EAE assument une responsabilité particulière et ont un rôle de modèle à jouer. C'est pourquoi des standards volontaires fondés sur des données scientifiques (p. ex. SBTi) prévoient des objectifs de zéro net pour le secteur de l'électricité d'ici 2040. En conséquence, plusieurs entreprises suisses et européennes de distribution d'électricité alignent leurs objectifs climatiques sur ces normes et s'inspirent des directives de la SBTi.
- (5) Atteindre l'objectif de zéro net s'accompagne toutefois de défis technologiques et économiques. On peut notamment citer:
 - Dans le cadre de cette transition, on peut assister, à un transfert des émissions vers les EAE à court et moyen terme: la décarbonation du secteur du chauffage et d'autres secteurs transfère en

²³ Le Corporate Net-Zero Standard de la SBTi est en cours de révision. Un projet de nouvelle norme (version 2.0) a été publié en mars 2025 et devrait entrer en vigueur en 2027. Compte tenu des résultats de la consultation publique, la version actuelle devrait encore faire l'objet de modifications.



partie les émissions des consommateurs finaux vers les EAE, ce qui peut entraîner à court terme une augmentation des émissions de ces dernières, bien que les émissions à l'échelle du système diminuent. Il faut donc s'attendre, dans les années à venir, à une augmentation ou, tout au moins, à une faible baisse des émissions pour certaines sources et catégories d'émissions.

- La longue durée de vie des centrales électriques et de l'infrastructure de réseau peut contribuer à ralentir la décarbonation. Il est donc d'autant plus important de prendre en compte systématiquement et dès le début l'impact climatique dans le processus décisionnel.
- Les objectifs climatiques et les mesures de décarbonation doivent être considérés au regard de la sécurité d'approvisionnement et de l'accessibilité financière.
- Compte tenu de l'état actuel de la technologie et de la durée de vie économique des infrastructures énergétiques, il est aujourd'hui prévisible que des émissions inévitables, ou du moins «difficilement évitables», subsisteront dans le secteur de l'énergie en 2050. Citons par exemple les émissions provenant des UIOM, les émissions de SF₆, les chaudières de pointe dans le domaine du chauffage, ainsi que les émissions liées à l'utilisation de véhicules spéciaux. Réaliser l'objectif de zéro net dépend donc essentiellement de la disponibilité et de la mise à l'échelle des technologies à émissions négatives (TEN), qui sont nécessaires pour neutraliser les sources d'émissions restantes.

- (6) Pour élaborer des objectifs climatiques à moyen et long terme ainsi que des feuilles de route, il est important de présenter dès le début et en toute transparence les exigences, les opportunités et les défis liés à l'objectif de zéro net. Outre les directives nationales et internationales, le bilan des GES propre à l'entreprise, l'évolution prévue des émissions ainsi que les objectifs d'entreprises comparables au sein et en dehors du secteur servent de lignes directrices. Les objectifs de zéro net définis selon une approche descendante aident à fixer l'ambition de l'EAE sous la forme d'un objectif d'orientation.

Recommandation de l'AES: les EAE s'efforcent de réduire leurs émissions des Scopes 1 et 2 à zéro net, si possible d'ici 2040, mais au plus tard d'ici 2050. Il est en outre recommandé de prendre en compte dès que possible les émissions du Scope 3 et de fixer des objectifs de réduction pour les catégories concernées, afin de gérer de manière globale l'impact climatique tout au long de la chaîne de valeur et de soutenir la réalisation à long terme de l'objectif de zéro net d'ici 2050 au plus tard.

Lors de la définition des objectifs propres à l'entreprise, il convient de tenir compte de la situation initiale individuelle des EAE. Celles-ci suivent des modèles économiques différents, se trouvent à des stades différents du rapport sur les questions climatiques et sont en partie liées aux objectifs des administrations municipales ou cantonales. De plus, la sécurité d'approvisionnement et la rentabilité doivent être prises en compte lors de la définition des objectifs climatiques. Dans certains cas spécifiques, l'objectif de zéro net d'ici 2040 peut s'avérer irréaliste à l'heure actuelle en raison de l'absence de solutions technologiques et économiques (p. ex. dans le domaine des réseaux de chaleur, de la mise à disposition de centrales de réserve ou en raison de l'absence de technologies à émissions négatives). Conformément à la législation suisse, ces EAE doivent viser un objectif de zéro net d'ici 2050 au plus tard.

- (7) L'objectif de zéro net comprend, outre l'année cible à long terme, d'autres éléments (année de référence, objectifs intermédiaires, trajectoire de réduction) dont il convient de tenir compte lors de la mise en œuvre. La directive «Feuille de route zéro net» relative à l'art. 5 LCI fournit des indications à cet égard (cf. OFEN 2025). L'utilisation d'autres méthodes est possible, mais celles-ci doivent être conformes à des méthodes ou standards scientifiquement reconnus (p. ex. SBTi).



- (8) Le tableau suivant présente des points spécifiques pour chaque élément de l'objectif destiné aux EAE suisses. Il s'agit de valeurs empiriques issues de la branche, dont il convient de s'écarter dans des cas particuliers, p. ex. pour satisfaire à une validation SBTi ou aux exigences de l'ESRS.



Élément	Scopes 1 et 2	Scope 3
Année de référence	- L'année de référence doit être représentative; ne pas choisir une année marquée par une production très atypique ou une situation exceptionnelle sur le marché de l'énergie. - Il est judicieux de collecter d'abord les données sur deux ou trois ans, puis de choisir l'année de référence. - Un bilan des GES doit être disponible pour l'année de référence. - Ne pas utiliser de moyenne sur plusieurs années, car cela n'est souvent pas autorisé, ne correspond pas aux meilleures pratiques et est difficile à communiquer.	- Pour le Scope 3, il vaut mieux attendre que la base de données soit solide et que les principaux facteurs soient connus. - En particulier pour les principaux facteurs, la fixation d'objectifs doit se fonder sur des données basées sur l'activité, faute de quoi les écarts risquent d'être importants par la suite et une révision des objectifs deviendra nécessaire. - Alternative: approche progressive avec une méthode basée sur les dépenses. Inconvénient: une révision sera nécessaire dès que des données plus précises seront disponibles.
Année cible zéro net	- Si possible, zéro net en 2040 (exercice) – au plus tard en 2050.	- Conformément à la loi sur le climat et l'innovation (LCI), définir un objectif de Scope 3 est actuellement facultatif en Suisse. Il est toutefois judicieux de ne pas ignorer ces émissions et de se fixer des objectifs de réduction appropriés (p. ex. pour les catégories concernées) suffisamment tôt. En effet, pour atteindre la neutralité carbone d'ici 2050 dans l'ensemble du système, la décarbonation des émissions du Scope 3 soit inévitable. - Fixer un objectif de Scope 3 distinct des Scopes 1 et 2. - Dans le Scope 3, il peut être judicieux de définir un objectif global associé à des sous-objectifs par catégorie pertinente (p. ex. dans la vente/le négoce d'énergie).
Années cibles intermédiaires	- Choisir des objectifs intermédiaires pour les années 2030 et 2040. Ces derniers ne doivent pas nécessairement être fixés dès le départ. - Des objectifs intermédiaires supplémentaires pour 2035 et 2045, si nécessaire.	- Fixer un objectif intermédiaire à moyen et à long terme.



Trajectoire/taux de réduction	- La transparence comme principe. - Trajectoire de réduction représentant la diminution (en valeur absolue) des émissions de Scopes 1 et 2 de l'entreprise. L'objectif final correspond à la quantité de CO₂e correspondant aux émissions difficilement évitables ou à zéro émission brute. Pour les entreprises à forte production d'énergie (électricité et chaleur), il est judicieux de fixer un objectif d'intensité complémentaire (p. ex. en CO₂e/MWh). Cela permet également de prendre en compte le développement des énergies renouvelables, car il existe une incitation à réduire les émissions par quantité d'énergie. - Dans la mesure du possible, la trajectoire de réduction devrait être linéaire, bien qu'il soit possible de s'en écarter dans des cas particuliers. Les raisons d'une trajectoire non linéaire peuvent être: les investissements dans le secteur énergétique ont un long cycle de vie, ce qui peut ralentir la décarbonation; les solutions de décarbonation dans certains secteurs d'activité ne sont pas encore disponibles sur le marché; ou l'entreprise a déjà mis en œuvre les mesures les plus importantes pour décarboner ses activités. - En interne, on peut également recourir à l'approche du budget carbone: le budget carbone d'une entreprise décrit la quantité maximale d'émissions de CO₂e qu'elle est encore autorisée à rejeter pour rester en conformité avec les objectifs climatiques fixés. - Approche distincte pour la mise en place des TEN.	- En fonction de la catégorie, des objectifs d'intensité peuvent également s'avérer pertinents dans le Scope 3 (par exemple pour la catégorie 3.3). - Approche distincte pour la mise en place des TEN dans le Scope 3.
-------------------------------	---	--

Tableau 13: Éléments constitutifs de l'objectif de zéro net

7.2.1 Gestion des émissions résiduelles

(1) La loi sur le climat et l'innovation définit «zéro émission net» et «technologies d'émission négative» comme suit:

- **Zéro émission net:** réduction la plus importante possible des émissions de GES et compensation de l'effet des émissions restantes grâce au recours à des technologies d'émission négative (art. 2, let. d LCI).
- **Technologies d'émission négative (TEN):** procédés biologiques et techniques visant à extraire de l'atmosphère du CO₂ et à le fixer durablement dans les forêts, les sols, les produits en bois ou d'autres puits de carbone (art. 2, let. a LCI).



- (2) Une fois toutes les mesures de prévention et de réduction mises en œuvre, il subsiste des émissions résiduelles inévitables qui doivent être éliminées de l'atmosphère à l'aide de technologies à émissions négatives. Dans la branche de l'énergie, on entend par émissions inévitables ou difficilement évitables les émissions de GES qui, même dans le cadre de mesures de décarbonation très ambitieuses – y compris un développement à grande échelle des énergies renouvelables ainsi que le recours systématique à toutes les technologies de prévention techniquement disponibles –, ne peuvent être totalement éliminées pour des raisons techniques ou économiques. Ces émissions résiduelles doivent être présentées de manière transparente. La figure 6 illustre ce principe à l'aide d'un exemple de feuille de route zéro net d'ici 2040.

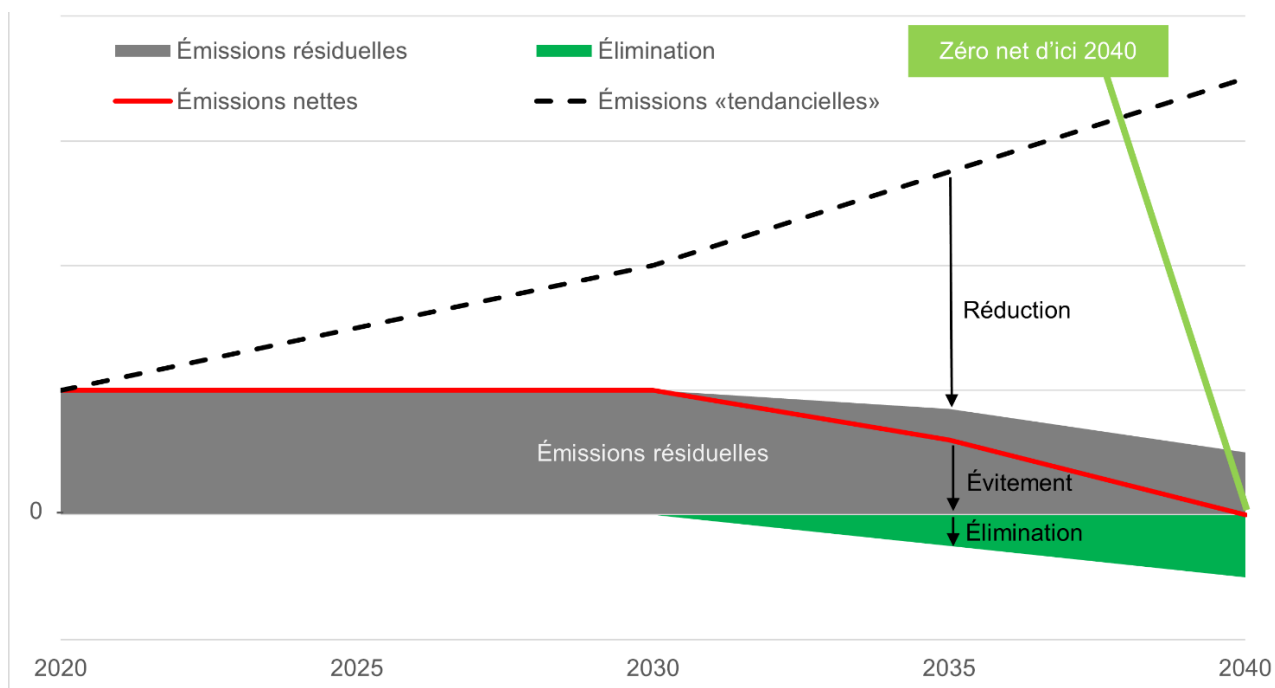


Figure 6: Exemple d'évolution des émissions d'ici 2050 (Source: illustration propre, d'après senken.io)

- (3) Conformément aux explications relatives à l'ordonnance sur la protection du climat (OCI), la cascade suivante doit être respectée pour atteindre l'objectif de zéro net:
1. Éviter l'utilisation de sources d'énergie primaire fossiles.
 2. Captage du CO₂ (CSC, CCUS et CCU).
 3. Technologies à émissions négatives (TEN).

La première étape consiste à éviter les émissions en remplaçant les sources d'énergie primaire fossiles par des technologies existantes ou nouvelles, par exemple l'électrification.

La deuxième étape concerne le captage et, si possible, le stockage permanent du CO₂ d'origine fossile ou issu de processus industriels directement au niveau des installations. Étant donné que le CO₂ capté provient de sources fossiles ou de processus industriels, il s'agit d'une mesure de réduction des émissions et non d'une TEN.

- Dans le cadre du CSC (captage et stockage du CO₂ ou Carbon Capture and Storage en anglais), le CO₂ est stocké de manière permanente dans le sous-sol.
- Dans le cadre du CCUS (Carbon Capture, Utilization and Storage), le CO₂ est intégré dans des produits et stocké à long terme.
- Dans le cadre du CCU (Carbon Capture and Utilisation), le CO₂ est réutilisé sans faire l'objet d'un stockage permanent. Le CCU est considéré comme une technologie de transition, à condition qu'un stockage permanent ultérieur soit prévu ou que les sources d'énergie fossiles soient remplacées.

La troisième étape est mise en œuvre si des émissions subsistent après la première et la deuxième étape (par exemple, parce que le CSC ne réduit les émissions que de 90 %). Dans ce cas, il convient de recourir aux TEN. Les TEN extraient le CO₂ de l'atmosphère et le stockent de manière permanente. Ce CO₂ peut également provenir de sources biogènes, car la biomasse a préalablement absorbé du CO₂ de l'atmosphère. Les mesures telles que les investissements dans les énergies renouvelables, qui évitent certes des émissions futures, mais ne retirent ni ne stockent de CO₂ de l'atmosphère, ne sont donc pas considérées comme des TEN. Parmi les exemples de TEN, on peut citer le captage direct du CO₂ dans l'air et son stockage ou *Direct Air Carbon Capture and Storage* (DACCS), la bioénergie avec captage et stockage du CO₂ (*Bioenergy with Carbon Capture and Storage* BECCS), le charbon végétal, l'altération accélérée ou le reboisement. Conformément à la directive relative à l'art. 5 LCI, les émissions négatives peuvent être générées au sein de l'entreprise et/ou acquises sous forme de certificats de CO₂ conformément à la loi sur le CO₂ (cf. OFEN 2025, p. 27). À l'heure actuelle, seules les certifications internationales dites ITMO (*Internationally Transferred Mitigation Outcomes*) et les certifications nationales pour les émissions négatives répondent aux exigences relatives à ces certificats de CO₂ (cf. OFEV 2026). À cela s'ajoute le marché volontaire du carbone ou *Voluntary Carbon Market* (VCM). En Suisse, le marché volontaire de la compensation carbone n'est actuellement pas réglementé par l'État, et il n'existe aucune règle contraignante définissant clairement si, et dans quelle mesure, les certificats de CO₂ volontaires issus du VCM peuvent être pris en compte dans les objectifs zéro net. Le cadre réglementaire devrait encore évoluer, notamment dans le contexte de la révision de la loi sur le CO₂ et des normes internationales.

Recommandation de l'AES: dans le cadre de l'objectif de zéro net, les EAE devraient réfléchir dès à présent aux émissions difficilement évitables et examiner les possibilités d'application et de neutralisation dans le domaine des technologies à émissions négatives.

7.3 Mesures (4^e étape)

- (4) Pour atteindre les objectifs fixés, il convient de planifier et de mettre en œuvre des mesures visant à réduire les émissions de GES. Dans le cadre de la stratégie de décarbonation, il faut examiner au cas par cas les mesures pertinentes. Il est recommandé d'évaluer ces dernières selon des critères sélectionnés. Sur cette base, les mesures peuvent être hiérarchisées et un plan d'action spécifique à l'entreprise peut être établi. Voici quelques exemples de critères:
 - efficacité (estimation de la réduction des GES)
 - rentabilité (viabilité financière)
 - faisabilité technique
- (1) Le plan d'action s'appuie sur l'état actuel de la technologie. Les objectifs fixés doivent être régulièrement réexaminés et les mesures perfectionnées, car il est probable que nous ne puissions pas



identifier aujourd'hui toutes les mesures nécessaires pour atteindre les objectifs dans 10 à 20 ans ou plus. Sur la base de cet examen, la réduction attendue peut être comparée à l'objectif de zéro émission nette fixé.

Recommandation de l'AES: afin d'atteindre l'objectif de zéro net fixé et d'élaborer un plan d'action spécifique à l'entreprise, des mesures ciblées de réduction des GES doivent être planifiées, évaluées et hiérarchisées. Ce plan s'oriente à l'état actuel de la technologie; il doit être régulièrement réexaminé et adapté, car il est probable que toutes les mesures nécessaires ne puissent pas être identifiées au jour d'aujourd'hui. Sur cette base, la réduction attendue peut être continuellement comparée aux objectifs de zéro net et la stratégie adaptée en conséquence. La décarbonation doit être mise en œuvre dans le contexte de la sécurité d'approvisionnement et de la rentabilité. Lorsque des mesures visant à garantir la sécurité d'approvisionnement ont une incidence sur le calendrier de la trajectoire de décarbonation, cela doit être documenté dans le cadre du suivi et pris en compte lors de la révision périodique des objectifs.

7.3.1 Mesures par Scope

- (1) Une liste des mesures types par Scope et par catégorie pour les EAE a été dressée. Elle est fournie à titre indicatif et n'est pas exhaustive. Il s'agit de mesures mises en œuvre au sein de leur propre chaîne de valeur. Les émissions évitées lors de l'utilisation d'un produit ou d'un service en dehors de la chaîne de valeur propre – p. ex. lorsque des clients passent d'un chauffage au fioul à une pompe à chaleur – ne peuvent pas être prises en compte dans l'objectif de zéro net, conformément au Protocole GHG.

Scope 1		
Mesure	Catégorie	Exemples/explications
Développement de la production d'énergie renouvelable pour réduire l'intensité des émissions	Économie électrique	Prise en compte dans un objectif d'intensité (p. ex. en CO ₂ e/MWh) Défis/dépendances: possibilités de stockage
Remplacement de la production d'électricité à partir de combustibles fossiles	Économie électrique	Grande efficacité pour réduire les émissions absolues de CO ₂ Exemples: démantèlement de centrales électriques fonctionnant avec des agents énergétiques fossiles, telles que les centrales à gaz à cycle combiné et les centrales à charbon
Gestion et remplacement des gaz isolants	Économie électrique	Exemples: amélioration de la gestion opérationnelle du SF ₆ , gaz isolants alternatifs pour les installations de couplage Plus de détails au chapitre 7.3.2
Alternatives aux groupes électrogènes de secours fonctionnant aux combustibles fossiles	Économie électrique	Exemples: utilisation de combustibles synthétiques ou remplacement par des batteries (si techniquement possible)
Conversion des installations de biomasse pour réduire les fuites de méthane	Économie électrique	Exemples: conversion de centrales à énergie totale équipées (CETE) en installations d'épuration du biogaz avec utilisation de réservoirs d'eau sous pression afin de réduire les fuites de méthane.



Optimisation de l'exploitation des centrales électriques et de la production de chaleur/froid	Économie électrique/réseaux énergétiques	Exemples: analyse des données et optimisation (p. ex. gestion de la demande), mise en œuvre de la stratégie de régulation basée sur un jumeau numérique, renouvellement des techniques de mesure, de commande et de réglage, regroupement de réseaux énergétiques, extension des accumulateurs de chaleur Maintenance prédictive (moins de pannes, amélioration de l'exploitation)
Remplacement des combustibles fossiles dans les réseaux de chauffage et de refroidissement	Réseaux énergétiques	Exemples: remplacement des systèmes de chauffage fossiles par des pompes à chaleur fonctionnant à partir d'énergies renouvelables ou de la récupération de chaleur; modernisation des chaudières; utilisation de biogaz et de carburants synthétiques à la place des combustibles fossiles
Remplacement des fluides frigorigènes nuisibles au climat	Réseaux énergétiques	Exemple: utilisation de fluides frigorigènes naturels et respectueux du climat dans l'exploitation des pompes à chaleur
Mesures d'efficacité énergétique pour la technique et l'enveloppe du bâtiment	Bâtiments administratifs et d'exploitation	Mesures d'efficacité énergétique dans les bâtiments propres (avec contrôle opérationnel) visant à réduire les émissions directes issues de la combustion de combustibles fossiles pour le chauffage et la production d'eau chaude (p. ex. via des chaudières au fioul ou au gaz), les émissions provenant des groupes électrogènes de secours ou les pertes directes de fluides frigorigènes des systèmes de climatisation. Exemples: remplacement du système de chauffage; remplacement du fluide frigorigène dans les pompes à chaleur ou les systèmes de climatisation propres; isolation thermique (façade, toiture, sol); remplacement des fenêtres
Propulsion alternative parc automobile	Véhicules	Exemple: remplacer le parc automobile par des voitures électriques
Carburants alternatifs pour les véhicules	Véhicules	Exemple: utilisation de carburants synthétiques
Utilisation efficace du parc automobile (fossile)	Véhicules	Exemples: gestion de flotte, EcoDrive, optimisation des itinéraires pour les camions/véhicules de service
Mesure supplémentaire: Direct Carbon Capture (p. ex. CSC, CCU, CCUS)	Économie électrique/réseaux énergétiques	Dans la chaîne de valeur propre: lorsqu'une réduction des émissions de CO ₂ par d'autres moyens n'est pas possible, des mesures de stockage permanent du CO ₂ d'origine fossile ou issu des processus doivent être mises en œuvre.
Scope 2		
Mesure	Catégorie	Exemples/explications



Consommation d'électricité propre 100 % renouvelable	Bâtiments administratifs et d'exploitation	Production propre issue d'énergies renouvelables <i>Market-based:</i> - Achat effectif (p. ex. PPA) d'électricité de source renouvelable pour la consommation propre - Optimisation avec GO ²⁴
Mesures d'efficacité énergétique pour la technique et l'enveloppe du bâtiment	Bâtiments administratifs et d'exploitation	Mesures d'efficacité énergétique dans les bâtiments propres (avec contrôle opératif); exemples: - Ventilation contrôlée des locaux avec récupération de chaleur - Free cooling/ventilation nocturne - Éclairage (passer aux LED) - Optimisation de l'exploitation via un système de gestion technique des bâtiments - Solutions de stockage de l'électricité Complément: vérifier les conventions d'objectifs cantonales pour les différents sites
Valorisation de la chaleur résiduelle issue de l'industrie et du secteur tertiaire, eaux usées	Réseaux énergétiques/bâtiments administratifs et d'exploitation	Exemple: utiliser la chaleur résiduelle des centres de données
Consommation d'électricité de la flotte de véhicules électriques 100 % renouvelable	Véhicules	Consommation de la production d'électricité propre ou optimisée avec GO
Utilisation efficace de la flotte de véhicules électriques	Véhicules	Exemples: gestion de flotte, EcoDrive, optimisation des itinéraires des camions/véhicules de service, forfait salarial pour les collaborateurs rechargeant leur voiture électrique à domicile (véhicule de fonction)
Couvrir les pertes de réseau avec GO	Réseaux	
Réduire les pertes de réseau	Réseaux	Exemples: élévation de la tension niveau moyenne tension, utilisation de transformateurs de distribution à faibles pertes, prise en compte du taux de perte lors de l'acquisition de conducteurs/câbles
Scope 3		
Mesure	Catégorie	Exemples/explications

²⁴ Conformément au GHG Protocol, les instruments contractuels doivent provenir du même marché que celui sur lequel se trouvent les exploitants qui utilisent de l'électricité (critère «*same market*» [même marché]). Conformément à la directive de l'OFEN relative aux feuilles de route zéro net (cf. OFEN 2025), seuls les GO suisses ainsi que les Power Purchase Agreements (PPA) conclus pour des installations de production en Suisse peuvent être pris en compte dans un objectif de zéro net. Cette interprétation restrictive du critère «*same market*» n'est actuellement pas inscrite dans la loi. Il convient de suivre l'évolution réglementaire à cet égard.



Achat de matériaux à faible empreinte carbone/décarbonation des chaînes d'approvisionnement	3.1/3.2	Prise en compte de l'empreinte carbone lors de la planification et de l'acquisition, p. ex. au moyen d'écobilans, d'un prix interne du CO₂, de passeports de matières premières permettant de calculer et d'évaluer de manière comparable l'empreinte carbone spécifique aux composants, de déclarations environnementales de produits ou d'autres justificatifs Optimisation des ressources lors de la planification et de l'approvisionnement dans une optique d'économie circulaire, p. ex. utilisation de matériaux secondaires dans le cadre des spécifications techniques ou comme critère lors des achats Prise en compte dans les projets de construction, notamment par l'optimisation de l'utilisation des engins, le recours à des modèles de location et de partage, ainsi que l'achat privilégié d'engins de chantier durables et à faibles émissions. Prise en compte des externalités lors de l'évaluation coût-bénéfice des variantes (prix interne du CO₂) Partenariats avec fournisseurs (p. ex. gestion active des fournisseurs)
Réduire les réserves/surcapacités	3.1/3.2	Planifier et s'approvisionner en fonction des besoins avérés; sans réserve (réseaux et production), «maintenance prédictive» Optimiser la durée de vie des installations existantes en privilégiant la réparation au remplacement
Planification du réseau optimisée	3.1/3.2	Les gestionnaires de réseau s'appuient notamment sur le principe fondamental de la planification du réseau en Suisse: le principe RORE «Réseau Optimisé avant Renforcement avant Extension». Ce dernier comprend 20 mesures qui permettent un développement des énergies renouvelables aussi respectueux que possible du climat. Il privilégie l'utilisation efficace des lignes existantes afin de minimiser la construction de nouvelles installations de réseau et de réduire les émissions de GES liées aux projets de construction.
Approvisionnement en énergies renouvelables pour la clientèle finale	3.3	Chaîne de valeur en amont et en aval du courant et du chauffage. Plus faible pour les énergies renouvelables (car les combustibles ne doivent pas être extraits ni transportés), mais les chaînes en amont des énergies renouvelables ne sont pas non plus exemptes de CO₂ (extraction du minerai de fer, production d'acier, etc.)
Décarboner la branche du gaz	3.11	Développer le biogaz



Principes de l'économie circulaire	3.12	Appliquer les principes de l'économie circulaire au traitement en fin de vie (pales de rotor, panneaux, utilisation en cascade des batteries)
Intégration des critères ESG dans les décisions d'investissement	3.15	Prioriser les investissements dans des projets et des entreprises à faibles émissions, jusqu'à la sortie progressive
Mobilité: «initiatives» relatives à la culture d'entreprise dans le domaine des voyages d'affaires et des trajets domicile-travail	3.6/3.7	Exemples: - Encourager l'utilisation des transports en commun par les employés - Mettre en place une gestion de la mobilité - Directives relatives à l'utilisation des moyens de transport pour les voyages d'affaires - Système de gestion des places de stationnement - Budget interne de CO₂ pour les voyages en avion

Tableau 14: Mesures typiques d'EAE par Scope

7.3.2 Décarbonation gaz isolants

- (1) Le SF₆ (hexafluorure de soufre) est un gaz à effet de serre très puissant dont le potentiel de réchauffement global est de 24 300 selon le 6^e rapport d'évaluation du GIEC (1 kg de SF₆ a le même impact que 24,3 tonnes de CO₂). Son utilisation est en principe interdite, mais des dérogations s'appliquent aux applications dans lesquelles le SF₆ ne peut être remplacé par d'autres substances. La manipulation et la déclaration du SF₆ sont régies par l'ordonnance sur la réduction des risques liés aux produits chimiques (ORRChim). À partir de 2026, de nouvelles interdictions concernant la mise sur le marché et la mise en service des stations de couplage contenant du SF₆ entreront progressivement en vigueur en Suisse. À cet égard, l'ORRChim s'aligne sur le règlement européen sur les gaz fluorés. Sont concernées les installations de couplage à tous les niveaux de tension, mais en premier lieu aux niveaux les plus bas, puis, à partir de 2032, également au niveau de tension le plus élevé. Le SF₆ est utilisé comme gaz isolant et d'extinction lorsqu'une conception compacte, une sécurité élevée et une puissance de couplage fiable des installations de couplage sont nécessaires.
- (2) La décarbonation des gaz isolants constitue pour de nombreuses entreprises un levier important pour réduire leurs émissions de GES. Étant donné que les installations de couplage restent en service pendant plus de 40 à 50 ans, la mise en œuvre de cette mesure s'étendra sur plusieurs décennies. Outre le remplacement total du SF₆, il est également possible d'utiliser des gaz isolants alternatifs moins nocifs pour le climat. Le remplacement du SF₆ comme isolant peut s'accompagner d'un agrandissement des bâtiments abritant les installations de couplage, ce qui représente un défi dans les régions densément urbanisées. Le tableau suivant présente, de manière simplifiée, les mesures possibles et leur mise en œuvre. Celles-ci doivent impérativement s'appuyer sur l'ORRChim.

Approche	Effet	Consignes de mise en œuvre
Remplacement du SF ₆	- Réduction des émissions de GES	- Transition vers des milieux isolants sans SF ₆ (air propre – mélange N ₂ /O ₂ , air sec, gaz alternatifs tels



	- Réduction des risques réglementaires - Démantèlement simplifié des installations sans SF₆	que les mélanges C4-FN, p. ex. g3, et air à pression atmosphérique) - Lorsque l'espace n'est pas un facteur limitant, il est possible de passer à des installations de couplage isolées à l'air - Passage aux sectionneurs à vide (technologie du vide), c'est-à-dire une technologie de couplage sans SF₆ comme agent d'extinction - Recommandation: planifier de manière proactive et précoce le remplacement/la mise à niveau des installations au SF₆
Optimisation de l'exploitation du SF ₆	- Réduction des émissions de GES	- Surveillance continue de l'étanchéité afin de réduire les fuites incontrôlées de SF₆. Surveillance numérique de l'état à l'aide de capteurs de température et de charge - Éviter les interventions inutiles grâce à de bons processus de contrôle et à la maintenance prédictive, afin de réduire l'ouverture des installations et, par conséquent, les risques de fuite - Manipulation optimisée lors du remplissage de SF₆ (p. ex., utilisation d'un nombre réduit de bouteilles de SF₆ pour le remplissage) - Aspiration et recyclage professionnels du SF₆ Voir également la directive de l'AES «Manipulation du SF₆ dans les entreprises électriques suisses»
Mesures supplémentaires lors de la construction d'installations et de bâtiments, concernant le Scope 3	- Réduction des émissions de GES	- Composants robustes de l'installation présentant une usure moindre des matériaux et des fréquences de maintenance réduites - Une conception plus compacte et une consommation moindre de matériaux pour les installations peuvent également réduire l'empreinte carbone - Des matériaux de construction respectueux du climat, tels que le béton recyclé ou le bois, pour les bâtiments abritant les installations, en tenant compte des exigences techniques et de sécurité, telles que les réglementations en matière de protection contre les incendies

Tableau 15: Mesures pour la décarbonation des gaz isolants

7.3.3 Décarbonisation du parc automobile

- (1) La décarbonation de leur parc automobile constitue, pour de nombreuses entreprises, un levier important pour réduire leurs émissions de GES. Dans le domaine des véhicules, il existe différentes mesures qui contribuent à la réduction des émissions de GES. Aujourd'hui, de nombreuses entreprises misent principalement sur l'électrification de leurs véhicules, en particulier dans le domaine des voitures particulières et des véhicules utilitaires légers (VUL). L'électrification s'accompagne souvent d'autres avantages, tels que l'amélioration de l'efficacité énergétique et la baisse des coûts d'exploitation (Opex). En ce qui concerne les poids lourds (PL), il existe actuellement moins de véhicules



alternatifs prêts à être commercialisés, ou bien ceux-ci sont nettement plus chers à l'achat. Dans une optique de décarbonisation, il vaut la peine d'examiner ici d'autres mesures, p. ex. l'utilisation de carburants alternatifs ou l'optimisation des itinéraires et du taux de remplissage. Une liste de mesures individuelles avec leurs effets ainsi que des conseils pratiques pour leur mise en œuvre est dressée ci-après.

Approche	Effet	Consignes de mise en œuvre
Électrification	- Réduction des émissions de GES - Amélioration de l'efficacité énergétique - Possibilité de réduire les coûts d'exploitation	- Particulièrement adapté aux voitures particulières et VUL - Une infrastructure de recharge doit être à disposition - Réduction optimisée des émissions de GES grâce à l'utilisation d'électricité issue de sources renouvelables (GO) Recommandation: remplacement des véhicules selon le cycle de renouvellement habituel
Utilisation de carburants alternatifs	- Réduction des émissions de GES	- Carburants synthétiques ou biogènes, p. ex. bio-diesel, HVO100 Recommandation: utiliser comme technologie de transition jusqu'à ce que les véhicules électriques soient prêts pour le marché, p. ex. pour les PL ou les véhicules spéciaux
Autres optimisations	- Réduction des kilomètres parcourus avec des carburants fossiles/de la consommation de carburant et, par conséquent, des émissions de GES	- Optimiser le taux de remplissage - Optimiser les itinéraires - Encourager l'autopartage/le covoiturage - Formation Eco-Drive

Tableau 16: Mesures pour la décarbonation du parc automobile

- (2) Les EAE sont souvent confrontées à l'entretien d'infrastructures, p. ex. dans le cadre de l'exploitation des réseaux ou des centrales électriques, et utilisent pour cela des véhicules répondant à des spécifications particulières. Il n'existe aujourd'hui souvent aucune alternative électrique commercialisable pour ces véhicules. À titre de solution transitoire, on peut envisager ici l'utilisation de carburants alternatifs comme le biodiesel ou le HVO100. Les émissions directes de GES peuvent ainsi être considérablement réduites. Cependant, cela fait disparaître les autres avantages de l'électrification en termes d'amélioration de l'efficacité énergétique et de réduction potentielle des coûts d'exploitation.

7.3.4 Évaluation de l'empreinte carbone de l'acquisition (Scope 3)

- (1) Le développement et la modernisation des infrastructures de la branche, adaptés aux besoins, peuvent entraîner une augmentation des besoins en matériaux de construction et, par conséquent, accroître les émissions en amont relevant du Scope 3. Pour de nombreuses EAE, les biens d'investissement constituent l'une des principales catégories d'émissions relevant du Scope 3. Les



principaux facteurs sont ici les matériaux très émissifs, tels que l'acier, le béton, l'aluminium et le cuivre, qui sont utilisés dans le cadre de la production d'électricité et des infrastructures de réseau.

- (2) La prise en compte de l'empreinte carbone lors de la planification et de l'acquisition de composants d'infrastructure très émissifs constitue un levier important pour la gestion et la décarbonation des émissions en amont relevant du Scope 3. En parallèle, cette approche favorise les principes de l'économie circulaire en privilégiant les matériaux et les composants qui nécessitent moins de ressources tout au long de leur cycle de vie et qui présentent une grande réutilisabilité, réparabilité et recyclabilité. En règle générale, les émissions en amont, dites «*cradle-to-gate*» ou du berceau à la porte, dépendent notamment des facteurs suivants, qui peuvent avoir une influence significative sur l'empreinte carbone calculée par composant:
- le poids et l'origine des principaux matériaux émissifs utilisés pour la fabrication des biens d'investissement;
 - la part des matériaux secondaires utilisés (part recyclée), en particulier ce que l'on appelle le «*post-consumer recycled content*» ou contenu recyclé post-consommation;
 - la technologie et la localisation des principaux processus de fabrication, y compris le mix électrique utilisé et les pertes de matériaux;
 - les distances et les moyens de transport;
 - les facteurs d'émission utilisés.
- (3) Alors que les fabricants effectuent de plus en plus souvent des calculs de l'empreinte carbone des produits fabriqués selon des normes internationales (p. ex. ISO 14040 et 14044), l'un des défis réside dans la traçabilité et la comparabilité des calculs effectués par les fournisseurs. Cela s'explique notamment par des bases de calcul différentes (p. ex., bases de données utilisées pour les facteurs d'émission, le niveau de détail des matériaux et des processus pris en compte, etc.). Il est donc important de définir des directives claires lors de l'établissement des bases de calcul, en particulier dans le cadre des appels d'offres. Voici quelques exemples:

Approche	Effet	Consignes de mise en œuvre
Directives pour la réalisation des calculs par les fournisseurs	- Calcul de l'empreinte carbone par les fournisseurs	Directives claires à l'intention des fournisseurs pour les calculs, p. ex. 9. référence aux normes pertinentes - Définition des limites du système, p. ex. A1-A3 (du berceau à la porte), potentiel de réchauffement global (PRG) - Vérification requise (oui/non) par un tiers, p. ex. EPD et documentation justificative pour les données utilisées 10. Exigences concernant les bases de données et la gestion des versions, p. ex. Ecoinvent, DETEC, KBOB, etc. N.B. Restrictions concernant la disponibilité, la traçabilité et la comparabilité des calculs.



Évaluation des aspects significatifs pour l'empreinte carbone	- Évaluation de critères sélectionnés pertinents pour l'empreinte carbone	Exemples: - % de matériaux secondaires utilisés (p. ex. acier, cuivre, aluminium – séparément) - % d'énergies renouvelables dans la fabrication des composants - % de clinker dans le ciment N.B. Les critères sélectionnés ne permettent pas d'évaluer directement l'impact sur la réalisation des objectifs climatiques ni d'utiliser ces informations pour le bilan des GES. Il est recommandé de définir des exigences concernant la documentation justificative nécessaire à la validation ainsi que la méthodologie de calcul, notamment en ce qui concerne le % de matériaux recyclés.
Modèle de calcul uniforme de l'empreinte carbone	- Calcul de l'empreinte carbone selon un projet uniforme basé sur des données standardisées fournies par les fournisseurs - Promotion d'alternatives respectueuses du climat – outre les critères économiques et techniques - La méthodologie d'évaluation peut être adaptée progressivement à la réalisation des objectifs climatiques et aux progrès technologiques - Informations pertinentes pour le devoir de diligence tout au long de la chaîne d'approvisionnement (p. ex. sites de production)	Modèle conforme aux passeports de matières premières (<i>Raw Material Passports</i>), qui requiert des informations standardisées de la part des fournisseurs pour les composants d'infrastructure émissifs. En règle générale, cela comprend: - Poids et origine des matériaux essentiels spécifiés par type de composant - % de matériaux recyclés pour les matériaux spécifiés - Site et technologie des processus de fabrication en amont - Lieu de fabrication de la production finale par le fournisseur - Part des énergies renouvelables utilisées pour les processus de fabrication spécifiés (uniquement finale ou en amont) Le modèle multiplie les données fournies par les fournisseurs par des facteurs d'émission spécifiques au pays, au matériau et/ou au processus, issus d'une base de données uniforme (p. ex. sous forme de macros dans Excel), et permet ainsi une évaluation comparable de l'empreinte carbone. Pour chaque point de données, il est recommandé de fournir les justificatifs et définitions requis.

Tableau 17: Exemples pour l'évaluation de l'empreinte carbone dans le cadre des acquisitions

7.4 Intégration et stratégie d'entreprise (5^e étape)

- (1) Lorsque les EAE poursuivent des objectifs climatiques fixés selon une approche «descendante», il est essentiel de ne pas les considérer isolément, mais de les intégrer de manière cohérente dans la planification stratégique, opérationnelle et financière ainsi que dans les processus décisionnels de l'entreprise. Une telle intégration globale garantit que les objectifs n'existent pas seulement sur le papier, mais qu'ils produisent réellement des effets et sont mis en œuvre dans les activités quotidiennes. La mise en œuvre dépend fortement de chaque entreprise. Voici quelques exemples:



Intégration stratégique	- Ancrage dans la stratégie d'entreprise pluriannuelle et les objectifs annuels de l'entreprise (dans le cadre d'une trajectoire de réduction linéaire) - Rapport interne annuel à la direction et au conseil d'administration - Intégration formelle des risques (et opportunités) liés au climat dans la gestion des risques de l'EAE
Mise en œuvre opérationnelle	- Directives pour la prise en compte de l'impact climatique lors de la planification, de l'acquisition et de la réalisation de projets (p. ex. outils internes de calcul des émissions de CO₂, listes de contrôle, directives sur la pondération de l'impact climatique quantifié dans la prise de décision, etc.) - Directives individuelles concrètes/trajectoires de réduction pour différents départements - Élaboration de trains de mesures avec les départements concernés et suivi interdépartemental des mesures - Sensibilisation et formation des collaborateur·trice·s - Champions de l'activité opérationnelle - Prise en compte dans le cadre de la convention d'objectifs conclue avec les cadres
Ancrage financier	- Utilisation d'un prix interne du CO₂ lors des décisions d'investissement, dans le but de rendre l'impact climatique compréhensible, comparable et visible.

7.5 Suivi et réévaluation (6^e étape)

- (2) La décarbonation est un processus itératif. Il est important de prévoir un suivi régulier et une réévaluation dans le cadre de la stratégie de mise en œuvre. Les éléments suivants peuvent y contribuer:
- **Définir des sous-objectifs internes:** des sous-objectifs concrets sont fixés pour les principaux domaines d'action afin de rendre les progrès mesurables, de recueillir des données empiriques et de suivre systématiquement la mise en œuvre.
 - **Prévoir des révisions régulières:** des révisions périodiques garantissent que les progrès technologiques et les nouvelles connaissances soient intégrés dans la planification des mesures. Cela permet d'identifier des mesures supplémentaires, d'apporter les adaptations nécessaires aux mesures existantes et de piloter le portefeuille de manière ciblée.
 - **Optimisation ciblée:** la combinaison des sous-objectifs et des révisions crée de la transparence, favorise l'amélioration continue et garantit que les mesures sont mises en œuvre de manière efficace et flexible.
- (3) Une réévaluation, c'est-à-dire un nouveau calcul des exercices précédents (également appelé «recalcul»), est effectuée afin de garantir la comparabilité entre les exercices. Dans le contexte du Protocole GHG, une réévaluation ne concerne pas le recalcul des objectifs, mais exclusivement le recalcul des données d'émissions historiques – en particulier le scénario de référence (émissions de l'année de référence) – afin que celles-ci restent comparables après des changements structurels ou méthodologiques. Une réévaluation doit être envisagée dans les cas suivants:
1. **Changements significatifs dans les limites organisationnelles du système**, p. ex. en raison d'une croissance inorganique, c.-à-d. l'acquisition ou la cession d'entreprises ou d'actifs



2. **Changements significatifs dans les limites opérationnelles du système**, p. ex. des changements d'activité, des changements dans la qualité des données (correction d'erreurs de calcul, etc.) ou des changements dans la méthodologie de comptabilisation

(4) Les principes suivants doivent être respectés lors d'une réévaluation:

- Si une entreprise souhaite corriger a posteriori son bilan climatique (p. ex. ses chiffres d'émissions), elle doit s'assurer que les données corrigées sont documentées, traçables et vérifiables, afin que les déclarations ne soient pas considérées ultérieurement comme trompeuses (problématique du *greenwashing*).
- Les entreprises devraient élaborer une politique de recalcul de l'année de référence et y définir un «seuil de signification». Il est recommandé d'utiliser une méthodologie de comptabilisation rigoureuse (p. ex., des standards établis en matière de comptabilisation des GES) afin de préserver la crédibilité.

(5) **Seuil de signification:** ni la réglementation applicable en Suisse ni le GHG Protocol n'imposent de seuil. Les entreprises disposent d'une certaine marge de manœuvre, mais doivent la mettre en adéquation avec les bonnes pratiques. Une pratique courante en matière de réévaluation selon le GHG Protocol consiste à fixer un seuil de signification quantitatif de 5 % des émissions totales de GES par Scope (Scope 1+2 ou Scope 3). Le seuil de 5 % est souvent appliqué, car il correspond au principe de matérialité, largement répandu dans le reporting financier; il est bien accepté par les cabinets d'audit et offre un juste équilibre: les changements ayant un impact substantiel sur l'évolution des émissions sont systématiquement recalculés, tandis que les fluctuations mineures – dues par exemple à l'actualisation des facteurs d'émission – n'entraînent pas de recalculs inutiles. Ce seuil garantit ainsi à la fois la praticabilité, la comparabilité et la fiabilité de l'historique des émissions.

Recommandation de l'AES: dans le cadre du suivi régulier, il convient d'examiner la possibilité d'un «restatement», c'est-à-dire d'un recalcul des exercices précédents. Sont considérées comme significatives les variations qui, par rapport aux émissions de GES de l'exercice comptable en cours et/ou de l'année de référence, dépassent un certain seuil de signification dans le Scope concerné (Scope 1 + 2 ou Scope 3). Un seuil de 5 % s'est imposé, mais d'autres seuils de signification peuvent être utilisés pour des raisons spécifiques. Les réévaluations doivent être documentées de manière transparente et compréhensible.

(6) Il convient de tenir compte des points suivants:

- Si plusieurs changements surviennent au cours d'un même exercice comptable, ceux-ci doivent également être pris en compte de manière cumulative pour l'évaluation de leur importance.
- Lors de l'actualisation des facteurs d'émission, il convient de distinguer les changements de méthodologie (p. ex. modification de la base de données ou erreur de calcul, ce qui implique une réévaluation) des autres changements (p. ex., progrès techniques, ce qui n'implique pas de réévaluation).
- En cas de croissance organique (p. ex., augmentation de la production, gains d'efficacité), le GHG Protocol n'autorise pas de réévaluation (cf. WRI/WBCSD 2004, p. 39).



7.6 Rapport (7^e étape)

- (1) En Suisse, le rapport sur les questions climatiques est régi à la fois par des exigences réglementaires et par des pratiques éprouvées. L'ordonnance relative au rapport sur les questions climatiques s'appuie sur le Code des obligations et précise les obligations de publication des aspects liés au climat. Certaines entreprises sont en outre soumises à des prescriptions internationales. Vous trouverez plus de détails à ce sujet aux chapitres 1.1 et 1.2 du guide. Il est par ailleurs de bonne pratique d'intégrer le rapport sur les questions climatiques dans le reporting général sur le développement durable et de s'appuyer pour cela sur des normes et des cadres établis. Ces derniers sont présentés au chapitre 1.3; ils contiennent des prescriptions détaillées concernant les indicateurs pertinents et les contenus relatifs aux émissions et à d'autres aspects liés au climat. Cette interaction entre les exigences légales et les approches fondées sur des standards jette les bases d'un rapport sur les questions climatiques complet et uniforme.
- (2) L'audit externe constitue un aspect important du rapport sur les questions climatiques. Dans certains cas, il est imposé par la loi, par exemple pour les entreprises relevant de la Corporate Sustainability Reporting Directive (CSRD) de l'UE. Les entreprises peuvent également demander un audit externe de leur propre initiative afin de conférer davantage de crédibilité et de poids à leur rapport sur les questions climatiques. Cette démarche est particulièrement valorisée lors d'évaluations externes et peut contribuer à distinguer positivement une entreprise auprès de ses parties prenantes.



Annexe 1: émissions de CO₂ dans le marquage de l'électricité

L'ordonnance du DETEC du 01.11.2017 sur la garantie d'origine et le marquage de l'électricité (OGOM, RS 730.010.1) prévoit à l'art. 8, al. 1, let. c que le marquage de l'électricité doit figurer au moins une fois par année civile sur la facture d'électricité ou en annexe de celle-ci. Le marquage de l'électricité contient une comparaison graphique du produit fourni avec le mix du fournisseur de l'entreprise soumise à l'obligation de marquage de l'électricité, avec entre autres des indications sur les émissions de CO₂ directement générées par la production d'électricité (Scope 1). Pronovo met à disposition une liste des valeurs de CO₂ pertinentes pour le marquage de l'électricité. Ces valeurs concernent exclusivement les émissions directes (Scope 1) de CO₂ (et non les émissions de CO₂e) et constituent l'exigence légale minimale pour le marquage de l'électricité. Les émissions de CO₂ doivent être indiquées en gCO₂/kWh tant pour la gamme de produits que pour la gamme de fournisseurs de l'année de fourniture²⁵.

Pour établir le bilan des GES d'une entreprise conformément au Greenhouse Gas Protocol (GHG Protocol), il convient de prendre en compte tous les gaz à effet de serre²⁶ pertinents, ainsi que les émissions directes et indirectes liées à la production d'électricité relevant du Scope 2 (cf. guide, chapitre 2.3 (1)). Les émissions conformément aux exigences minimales pour le marquage de l'électricité s'écartent de ces exigences en raison de différences d'approche (gaz à effet de serre et Scope). Les exigences minimales ne suffisent donc pas à informer les client·e·s professionnel·le·s qui souhaitent établir un bilan des GES.

Recommandation de l'AES: indiquer les émissions de CO₂ directes (Scope 1) dans le marquage de l'électricité ou sur la facture d'électricité (conformément à l'art. 8, al. 1, let. c, OGOM). En outre, un lien direct vers des informations complémentaires présentant les valeurs d'émissions selon le GHG Protocol peut être ajouté. Par exemple, via les sources d'information suivantes:

- site internet
- portail client
- fiche d'information par produit à télécharger
- autres supports d'information

Les informations complémentaires doivent également indiquer les émissions de GES du mix de produits et de fournisseurs correspondant en CO₂e/kWh. Si cela s'avère pertinent, d'autres distinctions peuvent être établies, par exemple par groupe de clients.

Facteurs d'émission à utiliser:

Exigences minimales conformément à l'art. 8, al. 1, let. c OGOM pour le marquage de l'électricité

Facteurs selon la liste Pronovo actuelle²⁷

²⁵ Cf. Guide du marquage de l'électricité (p. 6), version mars 2026

²⁶ Dioxyde de carbone (CO₂), méthane (CH₄), protoxyde d'azote (N₂O), perfluorocarbones (PFC), hydrofluorocarbures (HFC), hexafluorure de soufre (SF₆) et trifluorure d'azote (NF₃)

²⁷ <https://pronovo.ch/?wpdmdl=16500>; (état au 28.01.25)



Valeurs d'émission selon le GHG Protocol pour les informations complémentaires

En principe: facteurs d'émission issus des comptabilisations des GES propres

Recommandation (cf. chapitre 5): facteurs selon le Corporate Footprint Calculator (CFC – OFEV)

Guide: CFC v.1.1 – Feuille de calcul «5 BG Data»

Filtrer par

- Colonne B – Typ: Electricity
- Colonne H – Included emissions: Direct
- Colonne J – Category: Low voltage

Utiliser les facteurs par défaut «not covered by GOs»



Sources

OFEV/Treeze (2021): Umweltbilanz Strommixe Schweiz 2018. Avril 2021 (en allemand uniquement)

OFEV (2025): Émissions de gaz à effet de serre visées par la loi sur le CO₂ et l'Accord de Paris. Avril 2025.

OFEV (2026): Aide à l'exécution relative à l'évaluation des indications climatiques au titre de la LCD état janvier 2026 (<https://www.bafu.admin.ch/fr>)

OFEN (2025): Feuilles de route zéro net Directive. Version du 10 mars 2026 (<pubdb.bfe.admin.ch>)

OFEN/Treeze (2021): Electricity Mixes in Life Cycle Assessments of Buildings Avril 2021.

CSDDD (2024): Directive (UE) 2024/1760 du Parlement européen et du Conseil du 13 juin 2024 sur le devoir de vigilance des entreprises en matière de durabilité et modifiant la directive (UE) 2019/1937 et le règlement (UE) 2023/2859 (<eur-lex.europa.eu>)

CSR (2024): Corporate Sustainability Reporting Directive (CSRD) — Vue d'ensemble de la nouvelle directive de l'UE sur la publication d'informations en matière de durabilité par les entreprises (<csr-in-deutschland.de>)

CSRD (2022): Directive (UE) 2022/2464 du Parlement européen et du Conseil du 14 décembre 2022 modifiant le règlement (UE) n° 537/2014 et les directives 2004/109/CE, 2006/43/CE et 2013/34/UE sur la publication d'informations en matière de durabilité par les entreprises (<eur-lex.europa.eu>)

EFRAG (2024): Implementing Guidance EFRAG IG 2 Value Chain (<efrag.org>)

ESRS (2023): Règlement délégué (UE) 2023/2772 de la Commission du 31 juillet 2023 complétant la directive 2013/34/UE du Parlement européen et du Conseil en ce qui concerne les normes d'information en matière de durabilité (<eur-lex.europa.eu>)

GHG (2024): Greenhouse Gas Protocol (<ghgprotocol.org>)

Momblanco H., Aiuto K., Huckins S. (2024): Overview of GHG Protocol Integration in Regulatory Climate Disclosure Rules, mars 2024 (<GHG Protocol-Integration.pdf>)

Directive Omnibus (2026): directive (UE) 2026/470 du Parlement européen et du Conseil du 24 février 2026 modifiant les directives 2006/43/CE, 2013/34/UE, (UE) 2022/2464 et (UE) 2024/1760 en ce qui concerne certaines exigences d'information en matière de durabilité applicables aux entreprises et certaines exigences relatives au devoir de vigilance des entreprises en matière de durabilité (<eur-lex.europa.eu>)

SBTi (2024): Ambitious corporate climate action - Science Based Targets (<sciencebasedtargets.org>)

TCFD (2017): Task Force on Climate-related Financial Disclosures: Recommendations of the Task Force on Climate-related Financial Disclosures (<FINAL-2017-TCFD-Report.pdf>)

TCFD (2021): Task Force on Climate-related Financial Disclosures: Implementing the Recommendations of the Task Force on Climate-related Financial Disclosures (TCFD-Implementing_Guidance.pdf)



DETEC (2022): Le Conseil fédéral a fixé au 1^{er} janvier 2024 l'entrée en vigueur de l'ordonnance relative au rapport sur les questions climatiques pour les grandes entreprises ([admin.ch](https://www.admin.ch))

World Resources Institute (WRI) & World Business Council for Sustainable Development (WBCSD) (2004): The Greenhouse Gas Protocol: A Corporate Accounting and Reporting Standard (édition révisée). ([ghgprotocol.org](https://www.ghgprotocol.org))

World Resources Institute (WRI) & World Business Council for Sustainable Development (WBCSD) (2011): The Greenhouse Gas Protocol: Corporate Value Chain (Scope 3) Accounting and Reporting Standard. Supplement to the GHG Protocol Corporate Accounting and Reporting Standard ([ghgprotocol.org](https://www.ghgprotocol.org))

World Resources Institute (WRI) & World Business Council for Sustainable Development (WBCSD) (2013): The Greenhouse Gas Protocol: Technical Guidance for Calculating Scope 3 Emissions. Supplement to the Corporate Value Chain (Scope 3) Accounting and Reporting Standard ([ghgprotocol.org](https://www.ghgprotocol.org))

World Resources Institute (WRI) & World Business Council for Sustainable Development (WBCSD) (2015): The Greenhouse Gas Protocol: Scope 2 Guidance. An amendment to the GHG Protocol Corporate Standard ([ghgprotocol.org](https://www.ghgprotocol.org))

World Resources Institute (WRI) & World Business Council for Sustainable Development (WBCSD) (2026): The Greenhouse Gas Protocol: Land Sector and Removals Standard. Supplement to the GHG Protocol Corporate Standard and Scope 3 Standard ([ghgprotocol.org](https://www.ghgprotocol.org))

