Note méthodologique du reporting environnemental 2022

EXTRAIT DU DOCUMENT D'ENREGISTREMENT UNIVERSEL

3.5.3 LES SYSTÈMES DE MESURE ET DE CONTRÔLE DE LA PERFORMANCE, UN PRÉREQUIS À L'EXERCICE DE LA RESPONSABILITÉ ENVIRONNEMENTALE

Afin de piloter le déploiement de sa politique environnementale, de maitriser les risques environnementaux et de favoriser la communication de ses performances environnementales aux parties prenantes, ENGIE met en œuvre un système de *reporting* spécifique, allant au-delà des exigences de la loi française et prenant en compte les préconisations de la *Global Reporting Initiative* (GRI).

Le *reporting* environnemental est intimement lié à celui de la performance opérationnelle et devient ainsi un outil de management. Cette volonté de faire de l'environnement une partie intégrante du management est portée par la Direction Générale du Groupe.

Éléments méthodologiques

Organisation et périmètre

Le *reporting* environnemental d'ENGIE est mis en œuvre grâce à un outil dédié permettant une remontée structurée des données. Cet outil, appelé EARTH, est une solution informatique de *reporting* environnemental, qui permet la gestion du réseau de correspondants et coordinateurs environnement, la gestion et la documentation du périmètre de *reporting* environnemental, la saisie, le contrôle et la consolidation des indicateurs, l'édition de rapports et enfin, la mise à disposition de la documentation nécessaire à la production et à la collecte des données (procédures et instructions de *reporting*).

EARTH est déployé dans chaque *hub* régional et couvre ainsi l'ensemble du Groupe ENGIE.

Les entités juridiques incluses dans le périmètre de *reporting* sont celles dont l'activité est pertinente en termes d'impact environnemental et qui sont intégrées globalement ou proportionnellement selon les règles de consolidation financière (IFRS) au cours de l'année. Par conséquent, les entités juridiques dont la seule activité est le négoce d'énergie, des activités financières ou de l'ingénierie sont exclues du périmètre, tout comme les entités juridiques consolidées par mise en équivalence. Les entités incluses dans le *reporting* rapportent les performances et les impacts des installations industrielles dont elles détiennent le contrôle technique opérationnel, y compris les installations opérées pour compte de tiers. En 2022, ENGIE a néanmoins commencé à déployer son questionnaire complet auprès des entités mises en équivalence de la GBU *Energy Solutions* et la GBU Infrastructures afin de disposer d'informations environnementales sur un périmètre plus large.

Ainsi, en accord avec les règles de consolidation financière, 100% des impacts collectés sont consolidés lorsque les entités sont en intégration globale. Pour les entités en intégration proportionnelle, les impacts environnementaux sont consolidés proportionnellement au taux d'intégration financière du Groupe, pour autant que le contrôle technique opérationnel lui appartienne à 100% ou qu'il soit au moins partagé avec d'autres actionnaires.

Pour les cessions intervenant en cours d'année, les entités concernées remplissent le questionnaire environnemental avec les données disponibles au dernier jour du mois qui précède la cession. S'il n'est pas possible de collecter l'ensemble des indicateurs environnementaux, ceux-ci sont extrapolés sur la base de l'activité principale (exemple : la production d'énergie pour une centrale) et des données historiques. Pour les acquisitions réalisées en cours d'année, il peut arriver que leur système de management environnemental ne soit pas suffisamment mature pour permettre de répondre à tous les indicateurs environnementaux. Dans ce cas, les indicateurs manquants sont extrapolés sur la base de l'activité principale et des indicateurs disponibles dans des entités au profil technique similaire. Une correction de ces valeurs extrapolées peut être réalisée a posteriori l'année suivante, au terme du premier exercice complet.

Pour le calcul des indicateurs de management environnemental de type "part du chiffre d'affaires (CA) pertinent couvert par une certification environnementale, par un plan de gestion de crise environnementale, etc.", un chiffre d'affaires pertinent est estimé pour chaque entité juridique. Pour obtenir ce CA pertinent, les activités jugées non pertinentes en termes d'impact environnemental (négoce, finance, ingénierie) sont soustraites du chiffre d'affaires consolidé de chaque entité juridique.

Le déploiement des procédures et des instructions à travers l'ensemble du Groupe repose sur un réseau de correspondants et de coordinateurs environnementaux dûment mandatés. Ces procédures et instructions de travail au niveau Groupe et des régions ou des pays décrivent en détail les phases de collecte, contrôle, consolidation, validation et transmission des données environnementales aux différents niveaux de l'organisation ainsi que les règles de définition du périmètre et de consolidation. Elles sont assorties de documents techniques fournissant des lignes directrices méthodologiques pour le calcul de certains indicateurs. En fonction de ses activités, chaque entité se voit attribuer un profil qui détermine les indicateurs auxquels elle doit répondre. La liste des entités entrant dans le périmètre de *reporting* environnemental est validée par chaque région ou pays.

Les définitions des indicateurs utilisés pour mesurer la performance environnementale des métiers du Groupe ont été revues sur base des commentaires des Commissaires aux comptes. Elles ont par ailleurs bénéficié des commentaires des responsables opérationnels représentés dans des groupes de travail dédiés. L'ensemble de la documentation est disponible sur simple requête auprès du Groupe (Direction de la RSE).

Jusqu'en 2016, ENGIE indiquait pour chaque indicateur publié un "taux de couverture" qui correspondait au taux de réponses obtenues auprès de l'ensemble des entités interrogées. Depuis 2017, grâce à la mise en œuvre du nouvel outil de *reporting* EARTH, le taux de couverture est de 100% pour tous les indicateurs.

Un certain nombre de choix méthodologiques ont été faits pour réaliser le reporting environnemental. Ces éléments sont décrits dans les cinq paragraphes qui suivent.

Généralités

- La fiabilité du périmètre couvert par le *reporting* environnemental est une des priorités d'ENGIE qui évolue dans un contexte international de cessions et d'acquisitions d'activités. Avant chaque campagne de *reporting*, un rapprochement est effectué entre le périmètre financier et les informations remontées par les responsables environnement de chaque *Hub* régional pour vérifier à quelles entités financières sont rattachées les entités

industrielles qui contribuent dans l'outil EARTH. En outre, des rapprochements sont réalisés plusieurs fois par avec PERFORM, la base de données d'ENGIE dédiée à la performance opérationnelle des installations de production d'énergie, pour réaliser un contrôle supplémentaire de l'exhaustivité du périmètre.

- Les impacts environnementaux significatifs générés par les sous-traitants dans une installation du Groupe pendant des activités de services matériels sont inclus dans les impacts Groupe sauf lorsqu'une clause contractuelle spécifique prévoit que le sous-traitant est tenu responsable des impacts générés sur le site pendant la fourniture du service. Les données fournies par les sous-traitants ne font pas systématiquement l'objet de vérifications internes avant d'être agrégées aux données du Groupe et n'engagent que les sous-traitants. La réglementation et les obligations légales dans le domaine de l'environnement pouvant être différentes d'un pays à l'autre, certaines données sont parfois plus difficiles à collecter.
- ENGIE est signataire, depuis 2007, du *CEO Water Mandate* marquant ainsi sa volonté de préserver les ressources en eau. Les indicateurs relatifs à l'eau sont conformes aux indicateurs GRI et se répartissent en quatre catégories : prélèvement, rejet, consommation, réutilisation/recyclage. Depuis 2015, la matérialité des indicateurs eau publiés a été revue et les Commissaires aux comptes vérifient les entrées, sorties et les consommations d'eau douce et d'eau non-douce ainsi que sur la consommation totale.

Indicateurs hors GES

- Les émissions de NO_x, de SO_x et de particules fines sont calculées localement sur la base de mesures. Si des mesures discontinues sont effectuées sur un site, une moyenne des mesures sur les cinq dernières années est réalisée lorsque cela est possible pour éviter des incohérences liées à des mesures ponctuelles. Pour les installations brûlant du gaz naturel et ne disposant pas de systèmes de mesures automatisées, une méthode de calcul est fournie pour les émissions de NO_x et un facteur par défaut a été mis en place pour les émissions de SO_x (0,281 g/GJ pci) et un autre pour les émissions de particules fines (0,9 g/GJ pci), tous deux recommandés par l'EMEP, le *European Monitoring and Evaluation Programme*.
- Soucieux du devenir des déchets générés par ses activités, le Groupe dispose d'indicateurs sur la production et la valorisation de ses déchets d'activité. Il s'appuie pour cela sur les définitions de déchets et de valorisation établies par les réglementations locales. Pour éviter une déclaration erronée des stocks, seuls les tonnages emportés et pesés sur le site doivent être rapportés comme évacués. Les tonnages qui doivent être rapportés sont des tonnages humides ou secs, selon la manière dont ils ont été évacués : si les déchets évacués étaient humides, les tonnages rapportés sont humides et inversement pour les déchets secs. Par exception, si les déchets sont stockés de façon définitive sur place, les tonnages secs associés doivent également être rapportés comme évacués. Dans ce dernier cas, les déchets ne sont jamais valorisés. Les déchets générés par la construction ou le démantèlement des installations industrielles, par le *repowering* ou modernisation d'installations et par la réhabilitation des sols ne sont pas couverts par les indicateurs de déchets d'activité.
- ENGIE exploite des installations hydrauliques dont certaines disposent de réservoirs d'eau. Compte tenu des difficultés à modéliser l'évaporation de chaque site, l'eau évaporée n'est pas encore comptabilisée dans le *reporting* environnemental.
- Les stations de pompage-turbinage sont dorénavant traitées comme les batteries, comme préconisé par la taxonomie européenne. A ce titre, la consommation d'électricité correspond à la différence entre l'électricité fournie par le réseau et celle restituée au réseau. Cette dernière n'est par conséquent plus comptabilisée dans la production d'électricité d'ENGIE. Cette modification a été appliquée avec effet rétroactif depuis 2015 à des fins de cohérence.
- À des fins de cohérence, le facteur pour convertir l'énergie thermique produite (GWhth) en énergie électrique (GWhe) est fixé à 0,25 pour les incinérateurs et à 0,61 pour toutes les activités d'achat et de production d'énergie du Groupe. Ce dernier facteur a été mis à jour avec effet rétroactif depuis 2015 à des fins de cohérence sur la base du règlement délégué 2015/2402 de la Commission EU.
- L'indicateur d'efficacité énergétique concerne les centrales à combustibles fossiles et à biocombustibles. Il inclut également la chaleur fournie par des tiers ainsi que les gaz sidérurgiques (voir la note relative à la chaleur et celle relative aux gaz sidérurgiques ci-après).

Indicateurs GES : émissions directes (scope 1)

- Les émissions de CO_2 issues de la combustion de combustibles fossiles ont été calculées sur la base des facteurs d'émissions publiés par le GIEC (*IPCC Guidelines for National GHG Inventories, Vol. 2 Energy* – 2006). Néanmoins, les facteurs d'émission du charbon peuvent varier grandement selon la provenance. Pour cette raison, chaque entité de *reporting* consommant du charbon fournit un facteur d'émission calculé localement. Il en est de même pour les combustibles alternatifs pour lesquels il n'est pas possible d'utiliser de facteurs d'émission standards.
- La biomasse et le biogaz consommés par ENGIE dans ses installations génèrent une énergie comptabilisée dans la production d'ENGIE et, conformément aux conventions dans ce domaine, ENGIE comptabilise les émissions de CH_4 et de N_2O associées à leur combustion lorsque ces combustibles sont utilisés pour la production d'énergie mais pas celles de CO_2.
- Le Potentiel de Réchauffement Global (PRG) permet de comparer la capacité de réchauffement des différents gaz à effet de serre par rapport au CO_2. Les PRG utilisés pour convertir les émissions de GES du Groupe en CO_2 équivalents sont les tout derniers PRG publiés par le GIEC (6^e rapport d'évaluation du GIEC – 2022), considérés sur une échelle de 100 ans. En 2022, le PRG du méthane a donc été réévalué de 36 à 29,8.
- Les émissions spécifiques de GES de la production d'énergie en kg éq.CO_2/MWh sont calculées sur le périmètre des *hubs* régionaux et des GBU pour lesquels il s'agit d'une activité principale : Génération Europe, Amérique du Nord, Amérique latine, Brésil, Asie-Pacifique, Moyen-Orient, Asie du Sud et Centrale et Turquie, Benelux, Europe du Nord – du Sud et de l'Est, Royaume-Uni, France BtoB, France Réseaux et France Renouvelables.
- ENGIE réalise des prestations de valorisation de gaz résiduels pour un client producteur d'acier, ArcelorMittal. Cette prestation permet de satisfaire en grande partie les besoins en électricité d'ArcelorMittal et réduit donc ses émissions de GES en évitant une importante consommation d'électricité du réseau. En analysant les émissions de GES associées à ces prestations, ENGIE a constaté que 100% des émissions sont inhérentes au processus de fabrication de l'acier. Au terme de ce processus, la réglementation impose en effet aux producteurs d'acier la combustion, généralement faite par torchage, des gaz résiduels. ENGIE intervient dans ce processus uniquement pour en tirer une énergie autrement perdue en cas de torchage, en se substituant à ArcelorMittal pour la combustion mais sans générer d'émissions de GES supplémentaires. C'est pour cette raison que la méthodologie de *reporting* d'ArcelorMittal inclut la comptabilisation des émissions directes des centrales externes auxquelles les gaz résiduels sont livrés pour valorisation. Cet état de fait est confirmé par la loi n°2019-1147 du 8 novembre 2019 relative à l'énergie et au climat et les décrets associés fixant des plafonds d'émission de gaz à effet de serre pour les centrales électriques à combustibles fossiles. En effet, le décret n° 2019-1467 du 26 décembre 2019 stipule que "Les émissions issues des gaz de récupération utilisés dans des installations de production d'électricité ne sont pas comptabilisées". Par conséquent, ENGIE exclut dorénavant

ces émissions de GES de son scope 1 et les centrales de DK6 en France et de Knippegroen et Rodenhuize en Belgique, ne rapportent plus d'émissions associées aux gaz sidérurgiques. S'agissant de gaz résiduels et non d'un combustible avec une chaîne d'approvisionnement, ENGIE ne comptabilise pas d'émissions associées à une chaîne amont du combustible dans son scope 3. À l'exception des émissions de GES associées à la combustion de gaz sidérurgiques, l'ensemble des indicateurs environnementaux de ces entités sont comptabilisés dans les données consolidées, tout comme leur production d'énergie.

Indicateurs GES : émissions indirectes (scopes 2 et 3)

- La nature des achats de chaleur comptabilisés dans le scope 2 a évolué en 2022. Dorénavant, la chaleur provenant des Unités de Valorisation Energétique (UVE) ou hors UVE n'est plus comptabilisée dans le calcul des émissions de scope 2. ENGIE s'aligne ainsi sur la pratique française en la matière telle que décrite dans la méthodologie du Syndicat National du Chauffage Urbain (SNCU) pour répondre à l'enquête annuelle sur les Réseaux de Chaleur et de Froid. Cette enquête fait office de statistique nationale pour le Ministère de la Transition Energétique et de base de calcul du contenu CO_2 et du taux EnRR de chaque réseau publié dans l'arrêté "DPE". Les achats de chaleur pris en considération concernent uniquement la chaleur produite hors UVE. Sur la base des MWh achetés, un taux de pertes moyen de 16,5% fourni par le SNCU est utilisé pour connaître les MWh de chaleur perdue lors du transport et réalisé le calcul du scope 2. En 2022, la chaleur achetée produite hors UVE représente 8,11% de toute la chaleur acquise. Faute de données antérieures permettant la distinction entre chaleur d'UVE et hors UVE, le même pourcentage a été appliqué rétroactivement depuis 2015 à des fins de cohérence.
- Deux changements méthodologiques intervenus en 2022 ont eu un impact significatif sur le scope 2 en particulier, avec effet rétroactif depuis 2015. Il s'agit de l'exclusion de la chaleur récupérée des UVE et du passage des stations de pompage-turbinage du statut d'installations de production d'électricité à celui de batteries, Suite aux retraitements induits, le scope 2 de 2021 est passé de 1 903 934 tCO_2eq à 552 962 tCO_2eq (-71%) et celui de 2020 de 2 330 625 tCO_2eq à 613 714 tCO_2eq (- 73,7 %). Pour mesurer l'impact de ces mesures, la baisse par rapport à 2021 est causée par le changement concernant le pompage-turbinage à hauteur de -37% environ et par le changement sur la chaleur des UVE à hauteur de 34%.
- Dans la catégorie d'émissions indirectes "Utilisation des produits vendus (combustibles vendus à des consommateurs finaux, hors marché)", le terme "consommateurs finaux" fait référence aux clients qui consomment eux-mêmes le gaz naturel acheté. Sont donc exclus du calcul les volumes vendus aux plateformes de négoce, aux revendeurs, aux Entreprises Locales de Distribution ou à d'autres intermédiaires non détenus par ENGIE.
- En 2022, trois sources d'émissions ont été ajoutées dans le scope 3 pour le rendre toujours plus exhaustif :
  - les émissions de la chaîne amont de l'électricité achetée pour la revente ont été calculées et représentent 62,5% de la catégorie émissions liées à l'énergie non incluses dans les catégories "émissions directes" de GES et "émissions indirectes de GES associées à l'énergie" et 18,3% de l'ensemble du scope 3 en 2022. Les émissions des TWh vendus sont déterminées en calculant dans un premier temps les émissions de la production d'ENGIE. Les facteurs d'émission utilisés pour cela incluent l'ACV complète, construction des installations incluses sauf pour les installations de combustion pour lesquelles les facteurs sont appliqués à leurs consommations réelles de combustibles, méthode plus précise que le calcul sur base de l'ACV pour ce type d'installations. Ces émissions de la production sont ensuite déduites de celles des ventes totales d'ENGIE dans les pays concernés, calculées sur la base de facteurs moyens européens incluant l'ACV complète, construction incluse ;
  - suite à l'élargissement de la collecte de données environnementales aux entités mises en équivalence de la GBU *Energy Solutions* et de la GBU Infrastructures, la catégorie "investissements" inclut dorénavant les émissions directes de toute la production d'énergie mais également celles des autres activités comme les infrastructures gazières ;
  - les ventes de biomasse et de biométhane à des utilisateurs finaux sont maintenant collectées pour compléter la catégorie "usage des produits vendus" en calculant les émissions biogéniques. Ce dernier ajout permet également de compléter la première catégorie évoquée dans ce paragraphe avec les émissions de la chaîne amont de ces deux combustibles.