

# REPORTING ENVIRONNEMENTAL 2022

EXTRAIT DU DOCUMENT D'ENREGISTREMENT UNIVERSEL



## 3.5 INFORMATIONS ENVIRONNEMENTALES

ENGIE est confronté aux principaux enjeux environnementaux : changement climatique, qualité et disponibilité des ressources naturelles (air, eau, sols et ressources énergétiques) et protection de la biodiversité et des écosystèmes. Si les métiers du Groupe ont parfois un impact sur les milieux et les ressources naturelles, le Groupe s'attache à les mesurer et à les réduire dans le cadre d'un processus de management environnemental de ses activités.

Les enjeux et les ambitions d'ENGIE dans ce domaine sont exprimés dans la politique environnementale du Groupe (consultable sur la page internet suivante : <https://www.engie.com/groupe/responsabilite-societale/politiques>) et se traduisent dans les indicateurs de performance déployés sur l'ensemble des activités. Les enjeux intègrent également les risques identifiés dans le cadre du plan de vigilance en

matière d'environnement. Une équipe, en charge de l'expertise et de la coordination, est spécifiquement dédiée à la responsabilité environnementale au sein de la Direction RSE du Groupe. Elle s'appuie, dans chaque région ou pays, sur un coordinateur environnement qui anime son propre réseau de correspondants, coordonne les actions, complète l'expertise du siège par ses connaissances opérationnelles et met en œuvre le *reporting* environnemental.

Un bilan annuel est rédigé par la Direction de la Responsabilité Sociétale d'Entreprise, transmis au Comex puis présenté au Comité pour l'Éthique, l'Environnement et le Développement Durable du Conseil d'Administration. Ce bilan est également enrichi du rapport fourni par les *hubs* régionaux en accompagnement de la lettre de conformité environnementale, ainsi que des résultats des audits environnementaux commandités par le Comex.

### 3.5.1 LE CADRE LÉGISLATIF ET RÉGLEMENTAIRE

Le Groupe suit activement les évolutions réglementaires (présentées dans le Chapitre 2 "Facteurs de risque et contrôle"), faisant connaître ses positions lors de leur élaboration et appliquant les nouvelles réglementations dès leur publication. En particulier, le Groupe appelle à une harmonisation des réglementations internationales et à une plus grande intégration entre les différentes politiques environnementales et énergétiques. Le Groupe s'était

fortement engagé en amont de la COP21 en faveur d'un accord climatique international ambitieux en ligne avec le respect d'une hausse maximum de température de 2°C, et en faveur de la généralisation de réglementations donnant un prix au carbone qui constituerait un signal fort pour l'investissement dans les technologies bas carbone et la réduction des émissions de gaz à effet de serre. À cette fin, le Groupe est actif au sein de la *Carbon Pricing Leadership Coalition* (CPLC).

### 3.5.2 LE MANAGEMENT ENVIRONNEMENTAL

À la clôture de l'exercice 2022, les entités ayant mis en œuvre un Système de Management Environnemental (SME) représentaient 75,6% du chiffre d'affaires pertinent <sup>(1)</sup>. C'est au

niveau local, au regard des conditions économiques et de l'intérêt d'une telle démarche que le besoin d'obtenir une certification externe est évalué.

#### Pourcentage du chiffre d'affaires pertinent couvert

Intitulé des indicateurs	ENGIE 2022 hors Equans	ENGIE 2021 hors Equans	ENGIE 2020 avec Equans
Par une certification EMAS	8,86%	7,30%	3,72%
Par une certification ISO 14001 (non EMAS)	59,12%	55,76%	56,41%
Par d'autres certifications SME externes	0,03%	0,78%	2,81%
<b>TOTAL CERTIFICATIONS EXTERNES</b>	<b>68,01%</b>	<b>63,85%</b>	<b>62,93%</b>
Par une certification interne (mais pas par un SME certifié)	7,59%	9,38%	11,92%
<b>TOTAL SME INTERNES OU EXTERNES</b>	<b>75,6%</b>	<b>73,2%</b>	<b>74,9%</b>

(1) Chiffre d'affaires généré après exclusion des activités jugées non pertinentes en termes d'impact environnemental : activités tertiaires, trading, commercialisation, etc.

Là où la mise en place d'un système de management certifié ou enregistré n'est pas économiquement justifiée, les entités sont incitées à définir un système interne de gestion garantissant la prise en compte de l'environnement dans la conduite de leurs activités. Ainsi, certaines entités du Groupe ont défini leur propre standard de système de management.

Lors de la mise en place de SME internes et externes, des sessions de sensibilisation et de formation en lien avec les problématiques environnementales rencontrées sur site sont dispensées au personnel pour permettre l'appropriation de la méthodologie du SME.

### 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 maîtriser 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 environnemental, 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<sub>x</sub>, de SO<sub>x</sub> 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<sub>x</sub> et un facteur par défaut a été mis en place pour les émissions de SO<sub>x</sub> (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<sub>2</sub> 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<sub>4</sub> et de N<sub>2</sub>O associées à leur combustion lorsque ces combustibles sont utilisés pour la production d'énergie mais pas celles de CO<sub>2</sub>.
- Le Potentiel de Réchauffement Global (PRG) permet de comparer la capacité de réchauffement des différents gaz à effet de serre par rapport au CO<sub>2</sub>. Les PRG utilisés pour convertir les émissions de GES du Groupe en CO<sub>2</sub> équivalents sont les tout derniers PRG publiés par le GIEC (6<sup>e</sup> 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<sub>2</sub>/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 Énergétique (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 Énergétique et de base de calcul du contenu CO<sub>2</sub> 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<sub>2</sub>eq à 552 962 tCO<sub>2</sub>eq (-71%) et celui de 2020 de 2 330 625 tCO<sub>2</sub>eq à 613 714 tCO<sub>2</sub>eq (-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.

3

## 3.5.4 LES ACTIONS DU GROUPE

### 3.5.4.1 Le changement climatique

#### Émissions directes

Les informations présentées dans cette Section et dans la Section 2.2.2 "Risques découlant des enjeux climatiques et environnementaux" rendent compte des risques financiers liés aux effets du changement climatique et des mesures que prend l'entreprise pour les réduire en mettant en œuvre une stratégie bas-carbone dans toutes les composantes de son activité telles que demandées par l'article L. 225-37 du Code de commerce.

Par le développement d'un mix énergétique faiblement carboné <sup>(1)</sup> et des activités d'efficacité énergétique, le Groupe a placé la lutte contre le changement climatique et en faveur de la transition énergétique au cœur de son ambition stratégique. Ainsi, l'intensité carbone de la production d'énergie en 2022 s'établit à 151,8 gCO<sub>2</sub>eq./kWh, en diminution de 14,8% par rapport à 2022 et de 65% par rapport à 2012. Quant aux émissions directes absolues de CO<sub>2</sub> eq. du Groupe, dites "émissions de scope 1", elles ont baissé de près de 6,03 millions de tonnes en un an, passant de 35,86 à 29,83 millions de tonnes, soit une réduction de 16,8%.

Ces résultats témoignent de la volonté du Groupe de s'inscrire sur une trajectoire de ses émissions compatibles avec l'objectif de l'Accord de Paris de ne pas dépasser +2°C à horizon 2050, ce qui correspond à une réduction de 85% d'ici 2050 de ses émissions directes par rapport à 2012 : objectif de désengagement total du charbon, croissance des énergies vertes (électricité renouvelable et biogaz).

De plus, le Groupe soutient les recommandations de la *Task-force on Climate-related Financial Disclosures* (TCFD) pour plus de transparence sur les risques et opportunités liés aux impacts du changement climatique, suit les travaux émetteurs-investisseurs, et produira pour la première année un rapport TCFD dans le cadre de la publication de son cahier climat. Ce rapport TCFD sera amené à évoluer l'année prochaine pour intégrer les résultats des travaux d'évaluation financière en cours, comme requis par la TCFD. Le Groupe publie ses émissions de scopes 1, 2 et 3 (postes principaux) et répond chaque année au questionnaire *Climate Change* du CDP.

(1) À La part de la production d'énergie à partir de sources non fossiles a augmenté de 106,5% en huit ans passant de 28,6% en 2015 à 59% en 2022.

Intitulé des indicateurs	Unité	ENGIE 2022 hors Equans	ENGIE 2021 hors Equans	ENGIE 2020 avec Equans
Émissions totales directes de GES - Scope 1 ☐☐	t CO <sub>2</sub> éq.	29 832 102	35 860 798	38 606 036
dont émissions de la production d'énergie	t CO <sub>2</sub> éq.	27 917 242	33 697 812	36 394 644
dont émissions directes de CH <sub>4</sub>	t CO <sub>2</sub> éq.	1 263 608	1 624 082	1 516 355
- Part de la Distribution de gaz	t CO <sub>2</sub> éq.	947 586	1 197 204	1 123 286
- Part du Transport de gaz	t CO <sub>2</sub> éq.	192 740	247 550	237 814
- Part du Stockage de gaz	t CO <sub>2</sub> éq.	78 928	92 691	78 678
- Part des Terminaux Méthaniers	t CO <sub>2</sub> éq.	44 354	86 637	76 577
dont autres émissions (véhicules, gaz fluorés, autre...)	t CO <sub>2</sub> éq.	651 252	538 905	695 037
Intensité carbone de la production d'énergie ☐☐	kg CO <sub>2</sub> éq./MWh éq.	151,8	178,2	208,1

☐☐ Vérifiés par les Commissaires aux comptes avec avis d'assurance "raisonnable" pour l'exercice 2022 (voir Section 3.11).

L'adaptation, via l'anticipation des impacts négatifs du changement climatique, est clé pour rendre ainsi les infrastructures et activités d'ENGIE plus résilientes face aux aléas naturels (multiplication des événements extrêmes du type inondations, sécheresses et autres manifestations plus progressives du type montée du niveau de la mer, hausse de la température). Ces risques engendrés par le changement climatique sont de différentes natures : risques physiques, risques de rupture des chaînes de valeur, risques de réputation, risques réglementaires.

Afin de se prémunir contre ces risques, ENGIE met en place des actions concrètes parmi lesquelles, à titre d'exemples : la construction d'un mur d'enceinte contre le risque de crue exceptionnelle sur le site de Tihange (Belgique), le projet de végétalisation pour éviter l'érosion des sols en cas de tempête au Mexique (parc solaire de Slar Mina), le creusement de fossés et d'un bassin pour faire face au risque d'inondation au parc solaire de Capel Grande (Royaume-Uni).

Le Groupe a également mis en place une méthodologie pour aider ses différents sites à élaborer des plans d'action d'adaptation. L'utilisation d'outils, tels que le logiciel Aqueduct

de gestion et d'analyse des risques eau et des zones de stress hydrique, aide le Groupe à identifier les risques à l'échelle locale et permet de définir des stratégies d'adaptation adaptées aux problématiques et caractéristiques de chaque site.

S'adapter au changement climatique génère de multiples effets bénéfiques pour ENGIE : l'anticipation des risques permet de mieux gérer les actifs, de diminuer les coûts et d'étendre son marché à des nouveaux produits et services.

### Émissions indirectes

L'approche du Groupe en matière de comptabilité et de reporting des émissions de GES est basée sur la norme du GHG Protocol Corporate Standards (destinée aux entreprises) et la norme ISO 14064 (complétée par la norme ISO 14069). Ces normes constituent un cadre de référence internationalement reconnu.

ENGIE a procédé à une analyse des différentes catégories d'émissions afin d'identifier et de quantifier les catégories les plus pertinentes. À ce jour, les catégories ci-dessous ont été identifiées et quantifiées.

Intitulé des indicateurs	Unité	ENGIE 2022 hors Equans	ENGIE 2021 hors Equans	ENGIE 2020 avec Equans
Émissions indirectes associées à l'énergie (dites de "Scope 2") ☐☐	t CO <sub>2</sub> éq.	751 862	538.222	613.714
dont émissions indirectes liées à la consommation d'électricité	t CO <sub>2</sub> éq.	743 376	529.273	598.797
dont émissions indirectes liées à la consommation de vapeur, chaleur ou froid	t CO <sub>2</sub> éq.	8.486	8.948	14.917
Autres émissions indirectes de GES (dites de "Scope 3")	t CO <sub>2</sub> éq.	143 705 796	122 487 530	124 240 115
Chaîne amont des combustibles (émissions liées à l'énergie non incluses dans les catégories "émissions directes de GES" et "émissions indirectes de GES associées à l'énergie")	t CO <sub>2</sub> éq.	41 978 623	17 765 961	19 343 594
dont émissions de l'électricité achetée pour la revente (ajout 2022)	t CO <sub>2</sub> éq.	26 250 871	-	-
Investissement (émissions de GES des installations mises en équivalence)	t CO <sub>2</sub> éq.	32 136 497	31 465 816	31 150 692
dont émissions de la production d'énergie	t CO <sub>2</sub> éq.	31 626 021	31 465 816	31 150 692
dont émissions d'autres activités (ajout 2022)	t CO <sub>2</sub> éq.	510 476	-	-
Utilisation des produits vendus (combustibles vendus à des consommateurs finaux, hors marché)	t CO <sub>2</sub> éq.	61 304 676	65 561 753	61 496 829
dont ventes de gaz naturel et GNL	t CO <sub>2</sub> éq.	61 279 484	65 561 753	61 496 829
dont ventes de biomasse et de biométhane (ajout 2022)	t CO <sub>2</sub> éq.	25 192	-	-
Achats de produits et services	t CO <sub>2</sub> éq.	5 466 061	5 486 727	8 976 422
Immobilisations des biens	t CO <sub>2</sub> éq.	2 820 358	2 206 878	3 273 440

☐☐ Vérifiés par les Commissaires aux comptes avec avis d'assurance "raisonnable" pour l'exercice 2022 (voir Section 3.11).

### 3.5.4.2 Les énergies renouvelables

Le renforcement des capacités du Groupe en énergies renouvelables se poursuit, pour la production d'électricité ou de chaleur, et dans le cas du biogaz pour la mobilité. Les capacités en énergie renouvelable des installations contrôlées par ENGIE (hors mises en équivalence et installations non consolidées) représentent, en 2022, 22,07 GW équivalents électriques installés (GWééq).

Intitulé des indicateurs	Unité	ENGIE 2022 hors Equans	ENGIE 2021 hors Equans	ENGIE 2020 avec Equans
Renouvelable – Puissance nette installée (électrique et thermique) □□	MWééq.	22 077	20 374	17 676
Renouvelable – Électricité et Chaleur produites □□	GWhééq.	70 267	63 470	56 610
Énergie produite – part du grand hydraulique	Pourcentage	59,7%	60,6%	62,7%
Énergie produite – part du petit hydraulique	Pourcentage	1,2%	1,3%	1,7%
Énergie produite – part de l'éolien	Pourcentage	23,1%	22,7%	17,7%
Énergie produite – part du géothermique	Pourcentage	0,4%	0,4%	0,3%
Énergie produite – part du solaire	Pourcentage	7,0%	4,8%	5,0%
Énergie produite – part de la biomasse et du biogaz	Pourcentage	8,6%	10,2%	12,6%
Renouvelable et Non Renouvelable – Électricité et Chaleur produites	GWhééq.	183 871	189 066	174 912
Part du renouvelable dans le total de l'électricité et de la chaleur produite	Pourcentage	38,2%	33,6%	32,4%

□□ Vérifiés par les Commissaires aux comptes avec avis d'assurance "raisonnable" pour l'exercice 2022 (voir Section 3.11).

### 3.5.4.3 L'efficacité énergétique

Pour les installations de production d'électricité, la performance énergétique est directement liée au rendement de l'installation qui influe sur sa rentabilité. Tout en respectant les réglementations environnementales et les contraintes de marché de l'électricité, les améliorations apportées au parc de

production permettent d'optimiser son efficacité énergétique, et ainsi la consommation de matières premières. Ainsi, le remplacement d'anciennes turbines ou d'anciennes chaudières par des modèles récents a un impact positif immédiat sur l'efficacité d'une installation.

Intitulé des indicateurs	Unité	ENGIE 2022 hors Equans	ENGIE 2021 hors Equans	ENGIE 2020 avec Equans
Production d'énergie des installations contrôlées (périmètre du scope 1)	GWhééq.	183 871	189 066	174 912
Production d'énergie des installations mises en équivalence (périmètre du scope 3)	GWhééq.	92 222	88.544	93 230
Consommation d'énergie primaire – total (excluant l'autoconsommation) □□	GWh pci	278 433	313 840	284 606
Part du charbon/lignite	Pourcentage	4,79%	10,18%	10,12%
Part du gaz naturel	Pourcentage	41,35%	36,32%	46,19%
Part du fioul (lourd et léger)	Pourcentage	0,83%	0,73%	0,71%
Part de l'uranium	Pourcentage	44,68%	45,36%	33,59%
Part de la biomasse et du biogaz	Pourcentage	4,77%	4,23%	5,68%
Part des autres combustibles	Pourcentage	3,43%	3,05%	3,37%
Part des combustibles pour le transport	Pourcentage	0,14%	0,13%	0,33%
Consommation d'électricité et d'énergie thermique (excluant l'autoconsommation) □□	GWhééq.	6 715	7 430	7 437
Efficacité énergétique des centrales à combustibles fossiles (inclus Biomasse/Biogaz) □□	Pourcentage	49,6%	47,7%	48,0%

□□ Vérifiés par les Commissaires aux comptes avec avis d'assurance "raisonnable" pour l'exercice 2022 (voir Section 3.11).

### 3.5.4.4 L'énergie nucléaire

Le maintien d'un très haut niveau de sûreté des sept réacteurs nucléaires exploités par Electrabel est une priorité fondamentale du Groupe. En la matière, Electrabel attache également une grande importance à la limitation de l'impact (rejets, déchets) de ces installations sur leur environnement. Chaque centrale publie une déclaration environnementale annuelle sur le site internet d'Electrabel.

Les déchets issus des centrales nucléaires, notamment leurs déchets radioactifs, sont suivis par Electrabel, mais aussi par l'Organisme national des déchets radioactifs et des matières fissiles enrichies (ONDRAF) et sa filiale Belgoprocess, qui sont chargés de la gestion des déchets radioactifs provenant des

centrales nucléaires. La publication détaillée d'informations relatives aux volumes de combustibles ou de déchets radioactifs de haute activité est proscrite par l'Arrêté Royal belge du 17 octobre 2011 intitulé "Arrêté royal relatif à la protection physique des matières nucléaires et des installations nucléaires".

Les provisions relatives à l'aval du cycle du combustible nucléaire (opérations relatives au combustible après son utilisation dans un réacteur nucléaire) ainsi que celles relatives aux coûts de démantèlement des centrales nucléaires après leur fermeture sont reprises à la Section 1.6.5.2.

Intitulé des indicateurs	Unité	ENGIE 2022 hors Equans	ENGIE 2021 hors Equans	ENGIE 2020 avec Equans
Émissions gazeuses radioactives				
Gaz rares	TBq	32,19	36,12	47,35
Iodes	GBq	0,03	0,03	0,04
Aérosols	GBq	0,28	0,27	0,25
Déchets nucléaires radioactifs (faible et moyenne activités)	m <sup>3</sup>	182	186	225
Rejets liquides radioactifs				
Émetteurs Bêta et Gamma	GBq	14,95	11,46	16,50
Tritium	GBq	101,80	83,49	86,50

Les facteurs de risques relatifs à l'énergie nucléaire sont présentés à la Section 2.2.7 "Risques liés aux activités nucléaires".

### 3.5.4.5 L'eau

Acteur engagé dans la gestion de l'eau, ENGIE participe aux réflexions en cours sur le *corporate risk disclosure* et le *water stewardship* aux côtés d'organisations telles que le *CEO Water Mandate* du Pacte Mondial des Nations Unies et l'OCDE. Ces initiatives ont permis d'aboutir à une homogénéisation de définition et de la mise en œuvre du *water stewardship*. Le Groupe s'est donné un objectif de réduction des consommations d'eau pour l'énergie produite à échéance 2030 et poursuit la mise en œuvre de plans d'action pour les sites présentant un enjeu de stress hydrique élevé ou extrême. En 2022, ENGIE s'est vu décerner la note B par le *CDP Water Disclosure*.

Chaque année, dans le cadre de l'optimisation de sa production énergétique, ENGIE évalue le risque de stress hydrique pour les sites industriels du Groupe en utilisant l'index *Baseline*

*water stress* de l'outil *Aqueduct* du *World Resource Institute* qui permet de cartographier différents risques liés à l'eau. En 2022, 33 sites sont localisés en zone de stress hydrique extrême soit 4% des sites (hors solaire et éolien), pour lesquels des plans d'actions sont finalisés et en cours de déploiement. L'impact du stress hydrique est toutefois relatif en fonction de l'activité et des besoins en eau douce du site. Seuls 6 sites sur les 33 ont des besoins en eau douce importants (supérieur à 100 000 m<sup>3</sup> /an). Pour les autres, l'enjeu est davantage de contribuer de manière indirecte à la préservation des ressources en eau, par exemple en proposant la réutilisation de l'eau à d'autres acteurs du bassin versant. L'ensemble des démarches engagées par le Groupe a permis de réduire de 77,3% ses prélèvements d'eau douce sur l'ensemble de ses activités depuis 2012.

Intitulé des indicateurs	Unité	ENGIE 2022 hors Equans	ENGIE 2021 hors Equans	ENGIE 2020 avec Equans
Eau douce				
Prélèvement total	Mm <sup>3</sup>	1 658	2 402	2 088
Rejet total	Mm <sup>3</sup>	1 603	2 336	2 039
Eau non douce				
Prélèvement total	Mm <sup>3</sup>	5 215	5 249	5 195
Rejet total	Mm <sup>3</sup>	5 191	5 218	5 167
Consommation totale (Prélèvements - Rejets)	Mm <sup>3</sup>	80	96	77

### 3.5.4.6 Les déchets

Intégrant les recommandations d'un audit interne sur la gestion des déchets, ENGIE a traduit depuis, dans sa politique environnementale de 2017, sa volonté de réduire les quantités produites et celle d'augmenter le taux de valorisation de ses déchets. Le Groupe s'est doté d'objectifs opérationnels de réduction de production de ses déchets dangereux (-95% vs 2017) et non dangereux (-80% vs 2017).

Cette ambition de réduction est complétée par le suivi des taux de valorisation de plus de 79,8% pour les déchets non dangereux et de 21% pour les déchets dangereux en 2022. Les

sites industriels du Groupe sollicitent activement les filières de valorisation locale même si celles-ci restent tributaires de débouchés commerciaux régis par la loi de l'offre et de la demande.

Concernant le gaspillage alimentaire et les déchets associés, seule la restauration collective des employés est concernée. Dans ce domaine, ENGIE sélectionne des sous-traitants ayant inclus des mesures de lutte contre le gaspillage alimentaire dans leur cahier des charges.

Intitulé des indicateurs	Unité	ENGIE 2022 hors Equans	ENGIE 2021 hors Equans	ENGIE 2020 avec Equans
Quantité totale de déchets et sous-produits non dangereux évacués (y compris les boues)	t	1 459 706	2 843 003	2 857 579
• Cendres volantes, refioms	t	660 169	1 668 246	1 583 111
• Cendres cendrées, mâchefers	t	513 615	702 305	804 701
• Sous-produits de désulfuration	t	53 170	69 841	66 332
• Boues	t	13 484	16 237	25 221
• Bois flotté	t	10 783	11 508	12 970
Quantité totale de déchets et sous-produits non dangereux valorisés (y compris les boues)	t	1 164 816	2 405 454	2 464 614
Quantité totale de déchets et sous-produits dangereux évacués (boues incluses et à l'exclusion des déchets radioactifs) □□	t	23 506	30 240	38 139
Quantité totale de déchets et sous-produits dangereux valorisés (boues incluses et à l'exclusion des déchets radioactifs) □□	t	4 926	4 933	11 511

□□ Vérifiés par les Commissaires aux comptes avec avis d'assurance "raisonnable" pour l'exercice 2022 (voir Section 3.11).

### 3.5.4.7 Les polluants atmosphériques

ENGIE met en œuvre une grande variété de techniques pour continuer à réduire ses émissions : réduction à la source grâce à un bouquet énergétique adapté ; optimisation de la combustion et traitements des fumées ; mise en place de filtres ou injection d'eau pour réduire les particules totales (de toute taille) ; installation de brûleurs bas-NO<sub>x</sub> ou injection

d'urée (traitement secondaire) pour contrôler les oxydes d'azote ; choix de combustibles à très basse teneur en soufre pour réduire les émissions de dioxyde de soufre.

Le Groupe s'est doté d'objectifs opérationnels d'ici 2030 de réduction des émissions de NO<sub>x</sub> (-75% vs 2017), de SO<sub>2</sub> (-98% vs 2017) et de particules totales (-60% vs 2017).

Intitulé des indicateurs	Unité	ENGIE 2022 hors Equans	ENGIE 2021 hors Equans	ENGIE 2020 avec Equans
Émissions de NO <sub>x</sub>	t	33 517	48 831	49 022
dont production d'énergie	t	33 216	48 586	48 752
Émissions de SO <sub>2</sub>	t	7 418	105 984	119 584
dont production d'énergie	t	7 400	105 962	119 568
Émissions de poussières	t	3 398	5 693	6 312
dont production d'énergie	t	3 391	5 688	6 305
Émissions de mercure	kg	49,47	194,21	304,73
dont production d'énergie	kg	49,33	194,09	285,25

### 3.5.4.8 La gestion de la biodiversité

La biodiversité constitue un patrimoine naturel essentiel au bien-être et à la santé humaine, mais aussi aux activités économiques. ENGIE, par ses activités industrielles, a des impacts potentiels directs sur la biodiversité (continuité écologique, avifaune, ischiofaune, etc), et indirects via la chaîne d'approvisionnement. Le Groupe présente aussi des dépendances à la biodiversité du fait, notamment, de son utilisation de ressources en biomasse et de la régulation des eaux et du climat assurée par la biodiversité.

Selon les experts internationaux de l'IPBES <sup>(1)</sup>, la biodiversité est menacée par ordre d'importance: le changement d'usage des sols, la surexploitation des ressources, le changement climatique, la pollution et les espèces exotiques envahissantes. La fragmentation et les perturbations des habitats générées par l'emprise territoriale des sites et l'imperméabilisation des sols constituent le principal impact des activités d'ENGIE sur la biodiversité.

Dès 2010, le Groupe a intégré la biodiversité dans sa stratégie et ses activités. Il est désormais doté d'une politique dédiée et d'engagements clés au travers des dispositifs "act4nature international" et "Entreprises Engagées pour la Nature". Tous les détails concernant ces engagements et leurs avancées sont

disponibles sur le site internet d'ENGIE à l'adresse suivante : [www.engie.com/groupe/responsabilite-societale/objectifs-rse/biodiversite](http://www.engie.com/groupe/responsabilite-societale/objectifs-rse/biodiversite).

La restauration d'habitat naturel (haies, bandes enherbées, zones humides), la réduction des impacts des éoliennes sur la faune, le franchissement des ouvrages hydrauliques par les poissons, la contribution des bandes de servitude du réseau gaz aux continuités écologiques, la gestion différenciée des espaces verts sont des exemples d'objectifs et d'actions réalisés par le Groupe.

C'est dans une logique de respect de la séquence "Éviter, réduire et compenser" que le Groupe développe ses projets.

L'ensemble des sites du Groupe est analysé chaque année au regard de leur proximité aux différentes aires protégées (UICN, Ramsar, UNESCO naturel et mixte, KBA, MAB). Chaque site localisé à moins de 15 km d'une aire protégée travaille à la mise en œuvre de plans d'action développés en concertation avec les parties prenantes pertinentes.

Le Groupe a également pris un engagement fort d'avoir une gestion des sites respectueuse de la nature, en arrêtant l'usage des produits phytosanitaires et en contribuant à la restauration des continuités écologiques.

Intitulé de l'objectif	Unité	ENGIE 2022 hors Equans	ENGIE 2021 hors Equans	ENGIE 2020 avec Equans	Cible 2030
Développement de plans d'actions pour les sites industriels situés dans ou à proximité d'une zone sensible pour la biodiversité	%	60	41	21	100
Mise en place d'une gestion écologique des sites industriels du Groupe, à savoir entretien des espaces verts respectueux de la nature et zéro produit phytosanitaire	%	34	28	n.d.	100

Pour suivre son engagement, le Groupe s'appuie sur l'expertise et la compétence de ses deux partenaires : le comité français de l'UICN (Union Internationale pour la Conservation de la Nature) et France Nature Environnement. Depuis 2009, le comité français de l'UICN apporte à ENGIE son expertise pour

intégrer davantage la biodiversité dans sa stratégie, et depuis 2008, FNE contribue à la mise en relation avec des experts locaux et à la sensibilisation aux enjeux tels que l'application de la séquence "éviter-réduire-compenser" en France. Ces partenariats sont élaborés sur une base triennale.

### 3.5.4.9 La gestion des risques et des plaintes environnementaux

La gestion des risques environnementaux se décline en deux modules : la prévention des risques et la gestion de crise.

Intitulé des indicateurs	ENGIE 2022 hors Equans	ENGIE 2021 hors Equans	ENGIE 2020 avec Equans
% du CA pertinent couvert par un plan de prévention des risques environnementaux	96,0%	93,8%	81,9%
% du CA pertinent couvert par un plan de gestion des crises environnementales	95,3%	93,2%	87,5%

La gestion des plaintes environnementales est assurée par le Groupe. Une synthèse est donnée ci-dessous :

Intitulé des indicateurs	ENGIE 2022 hors Equans	ENGIE 2021 hors Equans	ENGIE 2020 avec Equans
Plaintes liées à l'environnement	8	11	6
Condamnations liées à l'environnement	1	2	2
Montant des indemnités (en milliers d'euros)	9	697	14
Dépenses environnementales (en milliers d'euros)	902 683	528 705	553 019

Les plaintes reçues par des filiales d'ENGIE sont les suivantes :

- en Belgique, les gestionnaires de parcs éoliens ont reçu deux plaintes pour nuisances sonores, une pour les désagréments associés à l'effet stroboscopique et une liée à des chutes de concrétions glacées. Une autre a été reçue pour nuisances sonores concernant la centrale turbojet de Zedelgem ;

- en Roumanie, une plainte a été reçue en raison des désagréments associés à l'effet stroboscopique ;
- aux Etats-Unis, le parc solaire de Whitehorn Solar LLC a reçu une plainte du voisinage pour le manque de fauchage autour du site. Le problème a été résolu ;

(1) Intergovernmental Science-Policy Platform on Biodiversity and Ecosystem Services.

- au Brésil, le voisinage de quatre gazoducs s'est plaint de la hauteur de la végétation sur les servitudes et des actions de fauchage ont été entreprises.

Pour toutes ces plaintes, des évaluations ont été menées ou sont en cours et un dialogue a été engagé avec les parties prenantes.

Il faut encore noter une amende acquittée par le site de Energia Mayakan au Brésil consécutive au contrôle du

### 3.5.4.10 Les nuisances

Toute activité industrielle est source de nuisances sonores. Afin de réduire ces impacts, les entités du Groupe effectuent régulièrement des travaux d'isolation phonique (capotage, barrières antibruit, confinement, etc.). Pour les projets plus récents, la réduction de cette nuisance potentielle est directement intégrée dès la conception.

Pour ses projets d'énergies renouvelables, en particulier dans l'éolien terrestre et le solaire photovoltaïque, ENGIE réalise des études d'impact et propose des mesures d'accompagnement destinées à éviter, réduire ou compenser les éventuels impacts sonores et visuels. Les actions consistent par exemple à définir et mettre en œuvre des plans de bridage des turbines (arrêt ou réduction de puissance sur

### 3.5.4.11 L'utilisation des sols

La protection du sol et des eaux souterraines fait partie intégrante de la politique environnementale du Groupe. Les conséquences environnementales liées à une pollution du sol peuvent s'avérer considérables, au même titre que les coûts des mesures ultérieures d'assainissement. Il est donc important de prévenir ce risque et de le couvrir par des provisions. Ces dernières s'élèvent à 1,332 milliard d'euros en 2022 et portent sur la réhabilitation de sites, le démantèlement d'installations non nucléaires et l'élimination programmée de produits. Dans ce domaine, ENGIE respecte la réglementation de chacun des pays dans lesquels le Groupe opère.

À titre d'exemple, une étude sur la pollution du sol de plusieurs sites de centrales électriques a été réalisée en Belgique. Les risques ont été évalués en collaboration avec les administrations environnementales compétentes et un projet d'assainissement est mis en place.

ENGIE détient plusieurs anciennes usines à gaz. Ces sites peuvent être touchés par les hydrocarbures, les métaux lourds et autres substances volatiles qui peuvent affecter la santé. Ils doivent donc être remis en état avant d'être réutilisés. En 1996, un plan de dix ans a fait l'objet d'un protocole entre Gaz de France et le gouvernement français pour la réhabilitation de ces sites qui sont depuis 2007 compatibles d'un point de vue sanitaire avec leur usage. Lors de la cession de ces anciens sites, ENGIE s'attache à vérifier que le projet de l'acquéreur est compatible avec le passif environnemental et industriel du site et que le risque pour l'environnement et les riverains est maîtrisé. Et pour l'ensemble des sites du Groupe, une surveillance des sols et des eaux souterraines est menée, conformément aux permis d'exploitation, afin de prévenir une éventuelle pollution.

Par ailleurs, pour renforcer l'ancrage territorial de ses activités, ENGIE a mis en place un dispositif structuré de dialogue avec ses parties prenantes, conforme aux principaux standards internationaux (AA1000, ISO 26000, principes du Pacte Mondial, lignes directrices de l'OCDE). Ce dispositif est fondé sur des rencontres régulières avec les ONG et associations, ainsi que sur le développement de partenariats

diamètre d'un tuyau d'évacuation d'eau qui ne correspondait pas à celui autorisé par le permis d'exploitation. Les travaux ont été réalisés pour mettre l'évacuation d'eau en conformité.

En 2022, les dépenses environnementales (investissements et dépenses courantes d'exploitation liés à la préservation de l'environnement) se sont montées à près de 903 millions d'euros.

certaines créneaux horaires et/ou pour certaines conditions de vent), à mener des actions spécifiques avec les constructeurs pour réduire la puissance acoustique des machines, à rechercher la meilleure insertion paysagère possible lors de la phase de conception et à réaliser, après construction, des plantations de végétation sur les sites ou chez les riverains lorsque l'impact visuel est avéré. À titre d'illustration, ENGIE s'est associé, en France, au projet "Respect" lancé dans le cadre des projets éoliens en mer du Tréport et des îles d'Yeu et de Noirmoutier pour mieux connaître les impacts biologiques liés aux empreintes sonores des projets et les réduire par le développement de technologies adaptées. Les résultats ont été intégrés dans les études d'impact et ont permis l'obtention des autorisations préfectorales en octobre 2018.

de long terme en lien avec les activités d'ENGIE. Défini au niveau Groupe, le dialogue est décliné dans chaque *hub* régional, selon les spécificités locales, en termes d'enjeux, d'activités ou de réglementations. Dans le cadre de ses nouveaux objectifs RSE à horizon 2030, ENGIE s'est fixé pour ambition en 2020 de couvrir 100% de ses activités industrielles par un mécanisme structuré de dialogue et de concertation avec les parties prenantes.

Les gazoducs constituent la principale occupation des sols d'ENGIE. Ces conduites de gaz étant enterrées, elles ne fragmentent pas les habitats naturels mais peuvent néanmoins générer des conflits d'occupation des sols. Pour cette raison, GRTgaz établit en France des conventions de servitude amiables avec l'ensemble des propriétaires des terrains traversés suite à des phases de concertation (taux de signature de convention amiable régulièrement > 90% sur les projets). Ces conventions définissent les restrictions d'usage des sols pour les propriétaires (interdiction de construire à l'endroit des canalisations et de planter une végétation dépassant 2,70 m) en contrepartie d'indemnisation. Un travail plus spécifique est mené avec la profession agricole pour préserver l'usage des terres par les agriculteurs dans le cadre de leur activité professionnelle.

Pour le développement de nouveaux sites de production d'énergie renouvelable éolienne et photovoltaïque, le choix du site est primordial. La nature arable des terres est un élément essentiel pris en compte bien en amont du projet pour éviter tout conflit ultérieur. En France, les appels d'offres pour les centrales photovoltaïques se font sous l'égide de la Commission de Régulation de l'Énergie. Proposer une implantation sur des terres arables fait perdre de précieux points dans les appels d'offres et cela constitue une raison supplémentaire pour sélectionner d'autres types de terrains. Pour les parcs éoliens, un développement sur des terres cultivables est possible dans la mesure où un état des lieux est réalisé avant et après le projet par un expert agricole indépendant. Cela permet de définir la juste indemnisation à verser aux propriétaires ou aux exploitants agricoles pour l'utilisation de ces terres.