

Reporting Environnemental 2021

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 le site internet du Groupe) 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 2021, les entités ayant mis en œuvre un Système de Management Environnemental (SME) représentaient 75,6% du chiffre d'affaires pertinent ⁽¹⁾. 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.

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

Pourcentage du chiffre d'affaires pertinent couvert

Intitulé des indicateurs	ENGIE 2021	2021		
		hors EQUANS	ENGIE 2020	ENGIE 2019
Par une certification EMAS	5,00%	7,30%	3,72%	3,06%
Par une certification ISO 14001 (non EMAS)	56,94%	57,71%	57,26%	58,46%
Par d'autres certifications SME externes	2,40%	0,78%	2,81%	2,87%
TOTAL CERTIFICATIONS EXTERNES	64,34%	65,80%	63,79%	64,39%
Par une certification interne (mais pas par un SME certifié)	11,23%	9,38%	11,92%	8,33%
TOTAL SME INTERNES OU EXTERNES	75,58%	75,18%	75,71%	72,73%

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.

Un système de lettres de conformité environnementale garantit l'implication du management opérationnel.

Éléments méthodologiques

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.

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 leur 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 (ex. : 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.

Sur les données publiées dans le présent rapport il convient de préciser les éléments suivants :

- 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 ;
- pour les installations brûlant du gaz naturel et ne disposant pas de systèmes de mesures automatisées, un facteur par défaut a été mis en place pour les émissions de SOx et pour les émissions de particules fines (facteurs recommandés par l'EMEP, *European Monitoring and Evaluation Programme*) ;
- 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 en 2011 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 consommations d'eau douce et d'eau non-douce ;
- 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 ;
- les émissions de CO₂ 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 ne comptabilise pas d'émissions de CO₂ associées à leur combustion lorsqu'ils sont utilisés pour la production d'énergie ;
- le potentiel de réchauffement global (PRG) permet de comparer la capacité de réchauffement des différents gaz à effet de serre par rapport au CO₂. Les PRG utilisés pour convertir les émissions de GES du Groupe en CO₂ équivalents sont les tout derniers PRG publiés par le GIEC (5^e rapport d'évaluation du GIEC - 2014), considérés sur une échelle de 100 ans. En 2021, le PRG du méthane a été réévalué de 34 à 36 pour tenir compte du CO₂ provenant de l'oxydation du méthane dans l'atmosphère (note b du tableau 8.7 du 5^e rapport d'évaluation du GIEC) ;
- les émissions spécifiques de GES de la production d'énergie en kg éq.CO₂/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 ;
- à des fins de cohérence, le facteur pour convertir l'énergie thermique produite (GWth) en énergie électrique (GWhe) est fixé à 0,44 pour toutes les activités de production d'énergie du Groupe et à 0,25 pour les incinérateurs ;
- 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 ;
- l'indicateur d'efficacité énergétique concerne les centrales à combustibles fossiles et à biocombustibles. Il inclut également la chaleur fournie par des tiers ;
- 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 émissions de NOx, de SOx et de particules fines sont calculées localement sur la base de mesures. Depuis cette année, si des mesures discontinues sont effectuées sur un site, une moyenne des mesures sur les cinq dernières années est réalisée lorsque cela est possible. Ce changement méthodologique, qui permet d'éviter des incohérences liées à des mesures ponctuelles, a notamment entraîné une augmentation de 3% des émissions de NOx en 2019. Quand il n'est pas possible de mesurer ces émissions, une méthode de calcul est fournie pour les émissions de NOx et des facteurs d'émission standards basés sur les consommations de combustibles sont utilisés pour les SOx et les particules fines. Ces facteurs d'émission sont issus des référentiels de l'Agence de Protection de l'Environnement américaine (US EPA) ;
- 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 énergie-climat française de 2019 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 (-6,7 Mt en 2020) et a retraité les données 2018 et 2019 à des fins de cohérence (-8,5 Mt en 2018 et -8,9 Mt en 2019). 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 ;

- en 2018, les centrales de Glow en Thaïlande ont été cédées à Global Power Synergy Public Company Ltd. (GPSC). Ces installations devaient quitter le périmètre ENGIE d'ici fin 2018 mais y sont finalement restées jusqu'au 18 mars 2019 suite à des retards occasionnés par les procédures administratives thaïlandaises. À des fins de cohérence, les valeurs 2019 ont été corrigées pour tenir compte de cette activité. Cela inclut notamment les consommations de combustibles, 1,8 Mt d'émissions directes de GES et la production d'énergie. Les autres indicateurs (management, déchets, air, eau) ont été estimés sur la base de la production 2019 et des données collectées en 2018. Deux autres entités plus modestes, Viking Energy of Lincoln et

Viking Energy of McBain aux États-Unis, ont été réintégrées en 2020 sur le même principe ;

- la méthodologie de calcul de la catégorie d'émissions indirectes "Achats de produits et services", dans "Autres émissions indirectes de GES", a été revue en 2021. D'une part, une formule de calcul relative à la prise en compte de l'inflation a été corrigée. D'autre part, des doubles comptages ont été identifiés et déduits des volumes de dépenses. Par ailleurs, un volume de dépenses non encore catégorisées a été pris en compte en extrapolant la nature de ces dépenses sur la base du volume déjà catégorisé. Cette extrapolation a permis d'estimer les émissions de GES associées à ce volume de dépenses non encore catégorisées. Suite à cette révision méthodologique, les données 2020 et 2019 ont été retraitées à des fins de cohérence. Ainsi, pour 2020, la catégorie "Achats de produits et services" passe de 18,6 Mt CO₂ à 9,5 Mt CO₂. Pour 2019, ce poste passe de 17,8 Mt CO₂ à 8,3 Mt CO₂ ;
- 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.

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 ⁽¹⁾ 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 2021 s'établit à 187,3 gCO₂éq./kWh, en diminution de 11,8% par rapport à 2020 et de 57,7% par rapport à 2012. Quant aux émissions directes absolues de CO₂ éq. du Groupe, dites "émissions de scope 1", elles ont baissé de près de 1,07 million de tonnes en un an, passant de 38,6 à 37,5 millions de tonnes, soit une réduction de 3%.

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 du CDP (ex-Carbone Disclosure Project).

Intitulé des indicateurs	Unité	2021			
		ENGIE 2021	hors EQUANS	ENGIE 2020	ENGIE 2019
Émissions totales directes de GES - Scope 1 □□	t CO ₂ éq.	37 528 756	35 846 799	38 597 694	46 191 405
dont émissions de la production d'énergie	t CO ₂ éq.	35 221 682	33 702 530	36 396 877	43 724 817
dont émissions directes de CH ₄	t CO ₂ éq.	1 624 082	1 624 082	1 516 355	1 726 874
- Part de la Distribution de gaz	t CO ₂ éq.	1 197 204	1 197 204	1 123 286	1 278 578
- Part du Transport de gaz	t CO ₂ éq.	247 550	247 550	237 814	305 097
- Part du Stockage de gaz	t CO ₂ éq.	92 691	92 691	78 678	80 678
- Part des Terminaux Méthaniers	t CO ₂ éq.	86 637	86 637	76 577	62 521
dont autres émissions (véhicules, gaz fluorés, autre...)	t CO ₂ éq.	682 992	520 186	684 462	739 714
Intensité carbone de la production d'énergie □□	kg CO ₂ éq./MWhéq.	187,3	180,6	212,4	220,0

□□ Vérifiés par les Commissaires aux comptes avec avis d'assurance "raisonnable" pour l'exercice 2021

(1) À La part de la production d'énergie à partir de sources non fossiles a augmenté de 87,5% en sept ans passant de 30,6% en 2015 à 57,4% en 2021

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, 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	2021			
		ENGIE 2021	hors EQUANS	ENGIE 2020	ENGIE 2019
Émissions indirectes associées à l'énergie (dites de "Scope 2") □□	t CO ₂ éq.	1 922 614	1 903 934	2 330 625	2 534 464
Émissions indirectes liées à la consommation d'électricité	t CO ₂ éq.	1 253 861	1 238 105	1 215 892	1 454 795
Émissions indirectes liées à la consommation de vapeur, chaleur ou froid	t CO ₂ éq.	668 753	665 829	1 114 733	1 079 669
Autres émissions indirectes de GES (dites de "Scope 3")	t CO₂ éq.	126 904 619	121 806 153	124 679 358	124 319 451
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 ₂ éq.	17 908 003	17 765 961	19 343 594	20 467 749
Investissement (émissions de GES des installations mises en équivalence)	t CO ₂ éq.	31 465 816	31 465 816	31 150 692	31 127 157
Utilisation des produits vendus (combustibles vendus à des consommateurs finaux, hors marché)	t CO ₂ éq.	65 548 797	65 548 797	61 496 829	60 882 185
Achats de produits et services	t CO ₂ éq.	8 473 633	5 076 127	9 529 278	8 257 876
Immobilisations des biens	t CO ₂ éq.	3 508 370	1 949 452	3 158 965	3 584 484

□□ Vérifiés par les Commissaires aux comptes avec avis d'assurance "raisonnable" pour l'exercice 2021

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 2021, 20,07 GW équivalents électriques installés (GWéq).

Intitulé des indicateurs	Unité	2021			
		ENGIE 2021	hors EQUANS	ENGIE 2020	ENGIE 2019
Renouvelable – Puissance nette installée (électrique et thermique) □□	MWéq.	20 069	20 008	17 289	16 315
Renouvelable – Électricité et Chaleur produites □□	GWhéq.	63 074	62 841	55 480	61 556
Énergie produite – part du grand hydraulique	Pourcentage	61,0%	61,2%	64,0%	71,8%
Énergie produite – part du petit hydraulique	Pourcentage	1,3%	1,3%	1,7%	1,4%
Énergie produite – part de l'éolien	Pourcentage	23,7%	23,8%	18,0%	12,3%
Énergie produite – part du géothermique	Pourcentage	0,3%	0,3%	0,3%	0,2%
Énergie produite – part du solaire	Pourcentage	4,8%	4,8%	5,1%	3,2%
Énergie produite – part de la biomasse et du biogaz	Pourcentage	8,9%	8,6%	10,9%	11,1%
Renouvelable et Non Renouvelable – Électricité et Chaleur produites	GWhéq.	188 052	186 577	171 343	198 785
Part du renouvelable dans le total de l'électricité et de la chaleur produite	Pourcentage	33,5%	33,7%	32,4%	31,0%

□□ Vérifiés par les Commissaires aux comptes avec avis d'assurance "raisonnable" pour l'exercice 2021

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	2021			
		ENGIE 2021	hors EQUANS	ENGIE 2020	ENGIE 2019
Consommation d'énergie primaire - total (excluant l'autoconsommation) □□	GWhéq.	318 311	313 840	284 606	342 573
Part du charbon/lignite	Pourcentage	10,04%	10,18%	10,12%	12,05%
Part du gaz naturel	Pourcentage	36,56%	36,32%	46,19%	42,31%
Part du fioul (lourd et léger)	Pourcentage	0,76%	0,73%	0,71%	0,70%
Part de l'uranium	Pourcentage	44,72%	45,36%	33,59%	35,85%
Part de la biomasse et du biogaz	Pourcentage	4,34%	4,23%	5,68%	5,57%
Part des autres combustibles	Pourcentage	3,25%	3,05%	3,37%	3,22%
Part des combustibles pour le transport	Pourcentage	0,33%	0,13%	0,33%	0,30%
Consommation d'électricité et d'énergie thermique (excluant l'autoconsommation) □□	GWhéq.	8 846	8 781	8 697	9 244
Efficacité énergétique des centrales à combustibles fossiles (inclus Biomasse/Biogaz) □□	Pourcentage	44,5%	44,7%	45,1%	45,0%

□□ Vérifiés par les Commissaires aux comptes avec avis d'assurance "raisonnable" pour l'exercice 2021 (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'ONDRAF (l'Organisme national des déchets radioactifs et des matières fissiles enrichies) 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 6.2.2 - Notes aux comptes consolidés - Note 20.

Intitulé des indicateurs	Unité	2021			
		ENGIE 2021	hors EQUANS	ENGIE 2020	ENGIE 2019
Émissions gazeuses radioactives					
Gaz rares	TBq	36,12	36,12	47,35	35,09
Iodes	GBq	0,03	0,03	0,04	0,02
Aérosols	GBq	0,27	0,27	0,25	0,26
Déchets nucléaires radioactifs (faible et moyenne activités)	m ³	186	186	225	149
Rejets liquides radioactifs					
Émetteurs Bêta et Gamma	GBq	11,46	11,46	16,50	17,21
Tritium	GBq	83,49	83,49	86,50	65,07

Les facteurs de risques relatifs à l'énergie nucléaire sont présentés à la Section 2.2.5 "Risques industriels".

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 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 2021, ENGIE s'est vu décerner la note A- 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* et l'outil *Aqueduct* du *World Resource Institute* qui permet de cartographier différents

risques liés à l'eau. En 2021, 37 sites sont localisés en zone de stress hydrique extrême soit 4,7% 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 37 ont des besoins en eau douce importants (supérieur à 100 000 m³ /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. Dès 2013, le Groupe a calculé l'empreinte eau dans l'analyse des cycles de vie de 1 kWh d'électricité, puis en 2016 celle de 1 kWh de gaz. L'ensemble des démarches engagées par le Groupe a permis de réduire de 71,5% ses prélèvements d'eau douce sur son activité de production électrique depuis 2012.

Intitulé des indicateurs	Unité	2021			
		ENGIE 2021	hors EQUANS	ENGIE 2020	ENGIE 2019
Eau douce					
Prélèvement total	Mm ³	2 406	2 402	2 088	2 814
Rejet total	Mm ³	2 340	2 336	2 039	2 746
Eau non douce					
Prélèvement total	Mm ³	5 249	5 249	5 195	6 003
Rejet total	Mm ³	5 218	5 218	5 167	5 976
Consommation totale	Mm ³	96	96	77	94

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.

Cette ambition se concrétise principalement par un taux de valorisation de plus de 84,2% pour les déchets non dangereux et de 15,3% pour les déchets dangereux en 2021. 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	2021			
		ENGIE 2021	hors EQUANS	ENGIE 2020	ENGIE 2019
Quantité totale de déchets et sous-produits non dangereux évacués (y compris les boues)	t	2 881 300	2 849 189	2 857 579	3 440 457
Cendres volantes, refiorms	t	1 674 129	1 673 325	1 583 111	1 719 517
Cendres cendrées, mâchefers	t	703 776	703 412	804 701	1 047 170
Sous-produits de désulfuration	t	69 841	69 841	66 332	120 365
Boues	t	21 269	16 237	25 221	21 360
Bois flotté	t	11 508	11 508	12 970	5 305
Quantité totale de déchets et sous-produits non dangereux valorisés (y compris les boues)	t	2 425 380	2 411 640	2 464 614	2 352 567
Quantité totale de déchets et sous-produits dangereux évacués (boues incluses et à l'exclusion des déchets radioactifs) □□	t	33 787	30 426	38 139	52 524
Quantité totale de déchets et sous-produits dangereux valorisés (boues incluses et à l'exclusion des déchets radioactifs) □□	t	5 180	4 933	11 511	16 291

□□ Vérifiés par les Commissaires aux comptes avec avis d'assurance "raisonnable" pour l'exercice 2021

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 poussières ; installation de brûleurs bas-NOx 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. Une forte amélioration avait notamment été observée en 2019 grâce à la réorientation du portefeuille d'actifs de production d'ENGIE.

Intitulé des indicateurs	Unité	2021			
		ENGIE 2021	hors EQUANS	ENGIE 2020	ENGIE 2019
Émissions de NO _x	t	49 819	48 831	49 022	52 799
dont production d'énergie	t	49 574	48 586	48 752	52 469
Émissions de SO ₂	t	106 028	105 984	119 584	124 276
dont production d'énergie	t	106 007	105 962	119 568	124 218
Émissions de poussières	t	5 820	5 693	6 312	4 662
dont production d'énergie	t	5 815	5 688	6 305	4 654
Émissions de mercure	kg	198,02	194,21	304,73	312,14
dont production d'énergie	kg	197,90	194,09	304,63	312,01

3.5.4.8 La gestion de la biodiversité

La biodiversité (faune, flore) constitue un patrimoine naturel essentiel au bien-être et à la santé humaine. ENGIE en dépend aussi du fait de son utilisation des ressources en biomasse et de la régulation des eaux et du climat assurée par la biodiversité.

La biodiversité est menacée par le changement climatique, la pollution, la modification des habitats, l'invasion d'espèces exotiques et la surexploitation des ressources. 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.

Afin de préserver la biodiversité, de remédier à ses impacts dans le cadre du processus "Éviter, réduire et compenser", le Groupe s'est engagé dès 2010 à intégrer la biodiversité dans sa stratégie et ses activités.

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.

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 2016, les plans d'action biodiversité sont intégrés à une démarche plus globale de gestion intégrée et concertée de l'environnement à l'échelle des sites pour l'ensemble des entités du Groupe. La méthode d'identification des sites en matière de biodiversité est basée sur leur proximité à une aire protégée.

En 2018, le Groupe a renforcé ses engagements à l'échelle internationale en adhérant à l'initiative "act4nature". Les engagements individuels pris dans ce cadre sont majoritairement atteints. Cette mobilisation se traduit notamment par l'animation du réseau interne d'experts en constante progression en termes de nombre de participants, la mise à disposition d'un outil de localisation des aires protégées et des sites (IBAT), ou encore la réalisation d'une brochure interne sur la biodiversité. Tous les détails sont disponibles sur le site internet.

En 2020, le Groupe renouvelle ses engagements en matière de biodiversité au travers des deux dispositifs "act4nature international" et "entreprises engagées pour la nature".

À fin 2021, tous les objectifs sont lancés et font l'objet d'un plan d'action, l'état d'avancement est actualisé annuellement (voir <https://www.engie.com/groupe/responsabilite-societale/objectifs-rse/biodiversite>).

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	2021			
	ENGIE 2021	hors EQUANS	ENGIE 2020	ENGIE 2019
% du CA pertinent couvert par un plan de prévention des risques environnementaux	84,2%	95,8%	82,7%	80,4%
% du CA pertinent couvert par un plan de gestion des crises environnementales	89,9%	95,1%	88,4%	85,2%

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

Intitulé des indicateurs	2021			
	ENGIE 2021	hors EQUANS	ENGIE 2020	ENGIE 2019
Plaintes liées à l'environnement	13	11	6	10
Condammations liées à l'environnement	2	2	2	1
Montant des indemnités (en milliers d'euros)	697	697	14	13
Dépenses environnementales (en milliers d'euros)	632 836	529 243	553 019	466 365

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

- la personne morale INEO AQUITAINE a fait l'objet d'une convocation le 26/11/21 devant l'Office français de la biodiversité (OFB) pour des déchets "inertes" (cailloux et terres) stockés temporairement sur un terrain classé "habitat d'espèces protégées" en attendant leur transport vers une déchetterie ou leur utilisation comme remblai d'excavations. Le classement de ce terrain n'était pas connu d'INEO AQUITAINE ;
- sur un terrain appartenant au site de pompage-turbinage de Ffestiniog au Royaume-Uni, une planche d'un caillebotis s'est cassée au passage d'un promeneur ;
- des nuisances sonores ont été rapportées par un résident vivant à proximité du site de pompage-turbinage de Dinorwig au Royaume-Uni ;
- un épandage d'ammoniac (NH3) a été signalé lors d'une intervention d'ENGIE Refrigeration aux Pays-Bas ;
- en Belgique, les gestionnaires de parcs éoliens ont reçu deux plaintes pour nuisances sonores, deux pour des fuites

d'huile, deux liées aux désagréments associés à l'effet stroboscopique des éoliennes et une pour des chutes de concrétions glacées ;

- deux plaintes ont été formulées aux États-Unis pour des nuisances sonores relatives à deux parcs éoliens.

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 Leini en Italie consécutive au contrôle d'une cuve d'homogénéisation dont un échantillon d'eau a révélé un taux de sulfates supérieur aux normes en vigueur. La mise en conformité a été réalisée dans les délais requis.

Enfin, GRTgaz a été condamné le 1^{er} février à une amende de 650 k€ et à la remise en état des lieux pour défaut de reboisement sur une piste de travail du gazoduc "Arc de Dierrey", en France.

En 2021, les dépenses environnementales (investissements et dépenses courantes d'exploitation liés à la préservation de l'environnement) se montent à près de 633 millions d'euros.

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 certains 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.

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'élevaient à 1,176 milliards d'euros en 2021 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 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.