

# Décarbonation de la production d'électricité : un système sous tension

Revue du secteur de l'électricité en 2021

**Ahmed Ayadi**  
Carbon Data Analyst

**Alix Sainte-Marie**  
Carbon Data Analyst

# Table des matières

<b>Synthèse</b> .....	<b>3</b>
<b>Les messages clés</b> .....	<b>4</b>
<b>Les enjeux du secteur de l'électricité</b> .....	<b>5</b>
<b>Un secteur au cœur de la transition énergétique</b> .....	<b>5</b>
Le mix mondial ne bouge pas.....	5
Année 2021 : Nouveau record des émissions .....	7
Le défi de l'intermittence .....	7
Les risques et les opportunités de transition .....	8
<b>Activités couvertes</b> .....	<b>8</b>
<b>Méthodologie CIA sectorielle</b> .....	<b>10</b>
<b>Sources d'émissions de GES</b> .....	<b>10</b>
Production de l'électricité et de la chaleur .....	10
Transport et Distribution de l'électricité.....	11
Fourniture de l'électricité.....	11
<b>Calcul des notes sectorielles</b> .....	<b>12</b>
<b>Représentativité de l'échantillon</b> .....	<b>14</b>
<b>Résultats clés</b> .....	<b>16</b>
<b>Classement général</b> .....	<b>17</b>
<b>Focus sur l'activité de production d'électricité</b> .....	<b>18</b>
Des intensités carbone variables par région.....	19
Entreprises ayant engagé leur décarbonation : profils de réduction des intensités carbone.....	21
Objectifs de réduction des émissions.....	22
Stratégie de décarbonation des entreprises analysées .....	24
<b>Focus sur le transport et la distribution</b> .....	<b>25</b>
Pertes électriques.....	25
Fuites de SF <sub>6</sub> .....	26
Stratégies de décarbonation .....	27
<b>Conclusion</b> .....	<b>29</b>

# Synthèse

L'électricité cristallise les enjeux de la transition énergétique. D'une part, le secteur est très émissif. Il est responsable de plus d'un tiers des émissions mondiales de gaz à effet de serre liées à l'énergie. D'autre part, l'électrification des usages avec des modes de production bas-carbone est un pilier indispensable pour décarboner les différents secteurs économiques.

Les efforts se multiplient pour décarboner le système électrique mondial. En 2021, les investissements dans les modes de production renouvelables ont dépassé les 440 milliards de dollars, un montant quatre fois supérieur à celui des investissements alloués aux centrales fossiles durant la même année. Par conséquent, la part des énergies renouvelables dans le mix électrique mondial est en constante augmentation. Cette augmentation a été principalement propulsée par le développement des énergies solaire et éolienne qui ont enregistré les taux de croissance les plus élevés du secteur. En moyenne, la production combinée des parcs solaires et éoliens a augmenté de 22% annuellement au cours des deux dernières décennies et leur part dans le mix électrique global a atteint le seuil des 10% pour la première fois en 2021.

Cependant, les efforts de décarbonation restent insuffisants. Selon l'Agence Internationale de l'Énergie (AIE), les investissements de transition devraient tripler d'ici 2030 afin d'aligner l'économie mondiale avec le scénario NZE (net zéro) et limiter ainsi la température de réchauffement planétaire à 1,5°C.<sup>1</sup> De plus, ces investissements sont aujourd'hui inégalement répartis et restent principalement concentrés en Chine et dans les pays développés. Par ailleurs, le développement des énergies décarbonées n'a pas réussi à ce jour à réduire notre dépendance aux combustibles fossiles. En effet, le charbon demeure la première source de production électrique représentant plus d'un tiers de la production mondiale. Pire encore, l'année 2021 a marqué un nouveau record de la production des centrales à charbon et par conséquent un nouveau record des émissions de gaz à effet de serre du secteur.

Une transition est tout de même enclenchée. Le coût de production des énergies renouvelables a sensiblement baissé au cours des dernières années. Les technologies sont de plus en plus matures et leur déploiement s'accélère à travers la planète. Les entreprises du secteur prennent conscience de la nécessité d'agir face à l'urgence climatiques. Elles commencent à interroger leurs modèles de fonctionnement et à orienter leurs activités vers des modes de production décarbonés.

Dans cette étude, **nous avons analysé 153 entreprises du secteur de l'électricité avec la méthodologie *Carbon Impact Analytics (CIA)***. Ces entreprises représentent plus d'un tiers de la production électrique mondiale et plus de trois quarts de la capitalisation boursière globale du secteur. L'étude des résultats de ces analyses nous permet d'apprécier les traits de la transition énergétique, de comparer les performances des différents acteurs et d'évaluer l'alignement de leurs stratégies de transition avec différents scénarios climatiques.

---

<sup>1</sup> AIE, World Energy Investment 2022.

# Les messages clés

- **Chez les producteurs d'électricité, nous observons deux groupes diamétralement opposés :** ceux qui produisent exclusivement de l'électricité décarbonée d'un côté et les acteurs du charbon, du gaz et du fioul de l'autre. Chez les acteurs intégrés (à la fois producteurs et transporteurs et/ou distributeurs d'électricité), nous observons peu de profils purement décarbonés.
- **Les acteurs les plus polluants ont très peu réduit leurs intensités carbone au cours des cinq dernières années.** La plupart de ces acteurs ont publié des objectifs de réduction de leurs émissions, néanmoins ces objectifs sont globalement peu ambitieux et ne sont pas alignés avec l'objectif de limiter le réchauffement planétaire à moins de 2°C.
- **Certaines entreprises font tout de même exception à la règle.** *PGE Polska Grupa Energetyczna* est l'entreprise la plus polluante de l'échantillon (en intensité, exprimée en tCO<sub>2</sub>e/MWh produit). Le producteur polonais a publié une stratégie de transition très ambitieuse visant à sortir du charbon (90% de son mix énergétique) et à atteindre une part de 50% de renouvelables en 2030 avant de passer à 100% de renouvelables à l'horizon 2050.
- **A l'échelle d'un producteur, la décarbonation est possible et certains acteurs en font la preuve.** *Ørsted* est l'entreprise ayant enregistré la réduction la plus importante de son intensité carbone. Le producteur danois a réalisé une transformation spectaculaire de son mix énergétique en une décennie. En 2008, l'entreprise produisait 80% de son électricité à partir de combustibles fossiles (dont 50% à partir de charbon). Aujourd'hui, elle est devenue le leader mondial de l'éolien en mer. Son mix de production est décarboné à plus de 90%.
- **La décarbonation de l'électricité est en marche à l'échelle mondiale, mais son allure varie en fonction des régions.** Les acteurs asiatiques doivent faire face à la forte hausse de la demande en électricité et restent fortement dépendants du charbon qui représente plus de la moitié de leur production électrique. Par ailleurs, la part du charbon dans le mix électrique européen et nord-américain a baissé considérablement au cours des deux dernières décennies. Il a été remplacé principalement par le gaz, notamment aux États Unis avec l'essor du gaz de schiste. Enfin, la part des énergies solaire et éolienne est en constante augmentation sur les trois continents, mais sa vitesse de croissance est variable.
- **Les gestionnaires de réseau ont un rôle primordial à jouer pour intégrer des sources non pilotables (solaires et éoliennes) en quantité significative.** Cela nécessite de disposer de flexibilité afin de garantir la stabilité du réseau électrique. Certains acteurs se penchent sérieusement sur le sujet en développant des plans d'investissements ambitieux visant à adapter leurs réseaux à cette évolution. D'autres affichent moins de maturité sur les enjeux climatiques. L'intégration de nouvelles capacités renouvelables est très peu abordée voire inexistante dans leurs plans stratégiques.

# Les enjeux du secteur de l'électricité

## Un secteur au cœur de la transition énergétique

Au cours des dernières décennies, un consensus scientifique s'est établi sur l'impact des activités humaines sur le climat. Les émissions de gaz à effet de serre d'origine anthropique réchauffent la planète à un rythme sans précédent<sup>2</sup>. Ce constat est devenu indéniable et les efforts pour atténuer ses effets se sont intensifiés.

L'énergie constitue la pierre angulaire de la problématique. Les énergies fossiles ont transformé nos sociétés et façonné notre monde actuel. Aujourd'hui, près de deux tiers des émissions mondiales de gaz à effet de serre sont liées à l'énergie<sup>3</sup>.

Dans ce contexte, le secteur de l'électricité cristallise les enjeux de transition énergétique. D'une part, le secteur est très émissif. Avec 14,6 gigatonnes de CO<sub>2</sub> équivalent émises en 2021, il est responsable de plus d'un tiers des émissions de gaz à effet de serre liées à l'énergie<sup>4</sup>. D'autre part, le développement des énergies bas-carbone représente une opportunité et une condition indispensable afin de transformer notre système énergétique et de réduire nos émissions. En effet, l'électrification est un pilier fondamental pour décarboner les différents secteurs économiques. Sortir des énergies fossiles nécessite, en plus de la sobriété énergétique, d'électrifier les usages. Nous devons remplacer les machines fonctionnant aux combustibles fossiles avec des alternatives électriques, tout en augmentant très rapidement la part de l'électricité décarbonée dans le mix énergétique mondial. Des efforts considérables seront nécessaires, d'autant que le scénario NZE (net zéro) de l'Agence Internationale de l'Énergie (AIE) suppose une forte augmentation de la demande mondiale en électricité qui triplerait d'ici 2050<sup>5</sup>.

### Le mix mondial ne bouge pas

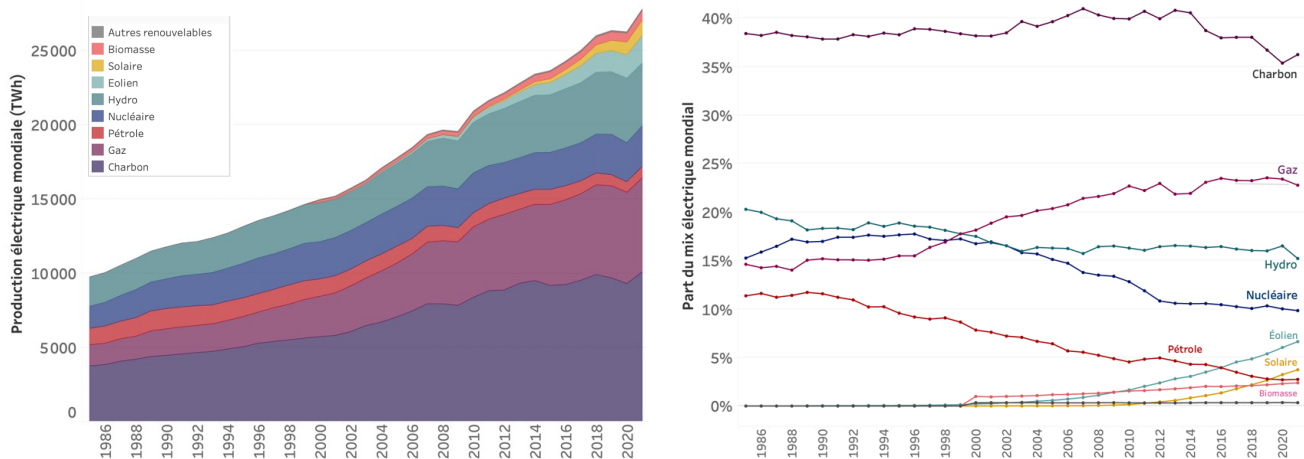
L'électricité est donc à la fois le problème et la solution. Le secteur est très émissif principalement à cause de sa forte dépendance au charbon qui constitue encore la première source utilisée dans le monde (cf. Figure 2). Néanmoins, le développement des énergies renouvelables (solaire, éolienne, hydraulique, biomasse et géothermie) s'est accéléré au cours des dernières décennies. Depuis l'année 2000, la production d'électricité renouvelable (toutes sources confondues) a augmenté avec une moyenne annuelle de 4,9%, nettement supérieure à la croissance moyenne de la production mondiale de l'électricité qui était de 2,6%. La croissance des renouvelables a été principalement propulsée par le développement à grande échelle des énergies solaire et éolienne. La production solaire a augmenté de 39% et la production éolienne a augmenté de 20% annuellement durant la même période. La maturité des technologies, les aides gouvernementales et la baisse des coûts de production ont favorisé les investissements dans ces énergies. La Chine s'affirme aujourd'hui comme leader mondial du solaire et de l'éolien, représentant à elle seule plus de la moitié de la hausse de la production mondiale en 2021.

<sup>2</sup> GIEC, Changement climatique 2021 : Les bases scientifiques physiques.

<sup>3</sup> <https://www.iea.org/data-and-statistics/data-tools/greenhouse-gas-emissions-from-energy-data-explorer>.

<sup>4</sup> AIE, Global Energy Review: CO<sub>2</sub> Emissions in 2021.

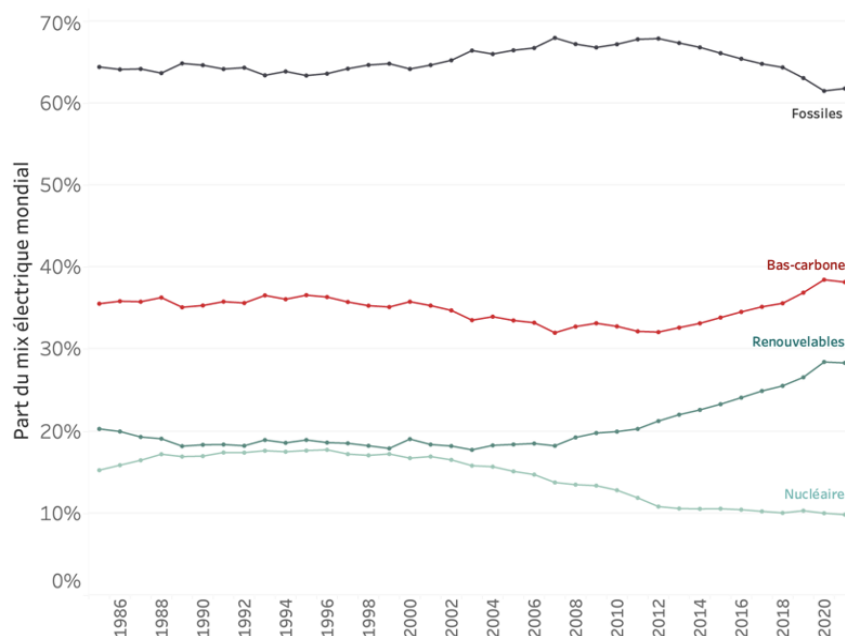
<sup>5</sup> AIE, Net Zero by 2050 A Roadmap for the Global Energy Sector.



Source: Our World in Data , Electricity Mix

Figure 1 : Évolution de la production électrique globale par source (à gauche) et évolution de la part de chaque source dans le mix électrique mondial (à droite)

Cependant, la forte croissance des énergies renouvelables n'a pas changé le mix électrique global. Aujourd'hui, près de deux tiers de l'électricité mondiale est produite à partir de combustibles fossiles (charbon et gaz principalement). Cette répartition n'a pas sensiblement changé durant les dernières décennies, la baisse du pétrole ayant été compensée par une hausse du gaz. Par ailleurs, la part des modes de production bas carbone a augmenté au cours de la dernière décennie grâce au développement des renouvelables. Néanmoins, cette augmentation a été freinée par la baisse de la part du nucléaire dans le mix mondial.



Source: Our World in Data , Electricity Mix

Figure 2 : Évolution de la part des énergies renouvelables, nucléaire et fossiles dans le mix électrique mondial



## Année 2021 : Nouveau record des émissions

Le constat est paradoxal. Les efforts se multiplient pour transformer le système électrique dans un contexte d'urgence climatique. Pourtant, la part du charbon et des combustibles fossiles a peu changé depuis des décennies.

L'année 2021 en est la parfaite illustration. La part des énergies solaire et éolienne a franchi le cap des 10% du mix électrique mondial pour la première fois. Elle est passée de 9,3% en 2020 à 10,3% en 2021. Néanmoins, cette évolution n'a pas été suffisante pour couvrir la hausse de la demande en électricité induite par le rebond de l'économie mondiale après la crise sanitaire. La production mondiale a augmenté de plus de 5%, marquant le taux de croissance le plus élevé depuis 2010. La hausse des prix du gaz combinée à des conditions climatiques défavorables pour l'hydroélectricité<sup>6</sup> ont conduit à une forte sollicitation des centrales à charbon. La production de ces centrales a augmenté de plus de 9% couvrant plus de la moitié de la hausse de la demande en électricité. La production électrique à base de charbon a atteint un nouveau record en absolu conduisant ainsi à un record des émissions de gaz à effet de serre du secteur.

## Le défi de l'intermittence

La part des énergies renouvelables dans la production électrique mondiale, bien qu'encore insuffisante, est en constante augmentation sur les 15 dernières années. Selon les projections de l'AIE, les énergies renouvelables devraient couvrir près de 90% de la production mondiale dans un scénario où les émissions globales de gaz à effet de serre atteignent le net zéro en 2050. Combinées, les énergies solaire et éolienne représenteraient plus de la moitié de la production<sup>7</sup>.

Or, le développement des énergies variables (solaire et éolienne) implique une forte contrainte sur le réseau électrique du fait de leur intermittence. En effet, la stabilité du système électrique repose sur l'équilibre permanent entre l'offre et la demande. Les gestionnaires de réseau disposent de réserves opérationnelles leur permettant d'équilibrer le système face aux aléas de production et aux pics de consommation. Ces réserves sont principalement constituées de centrales thermiques qui sont par nature pilotables, c'est-à-dire qu'elles peuvent ajuster rapidement leur production pour suivre la demande. La transition vers un système où les énergies solaire et éolienne non pilotables sont majoritaires devrait donc être accompagnée d'un développement de nouvelles sources de flexibilité afin d'assurer la sécurité de l'approvisionnement en électricité.<sup>8</sup> Plusieurs sources de flexibilité pourraient être envisagées et contribuer conjointement à la stabilité du système : des technologies de stockage à grande échelle (batteries pour faire face aux fluctuations quotidiennes et des installations hydrauliques de pompage-turbinage pour faire face aux fluctuations hebdomadaires), des nouvelles centrales de pointe fonctionnant aux biocarburants ou aux combustibles fossiles avec des systèmes de captage de carbone, le développement d'interconnexions électriques et la flexibilité de la demande (pilotage des appareils connectés au réseau en fonction de la production en électricité).

---

<sup>6</sup> A l'échelle mondiale, la production des centrales hydroélectriques a diminué de 15 TWh malgré une augmentation de la capacité de 50 GW. Source : AIE, <https://www.iea.org/reports/hydroelectricity>.

<sup>7</sup> AIE, Net Zero by 2050 A Roadmap for the Global Energy Sector.

<sup>8</sup> RTE, Conditions et prérequis en matière de faisabilité technique pour un système électrique avec une forte proportion d'énergies renouvelables à l'horizon 2050.

## Les risques et les opportunités de transition

L'électricité est au cœur de la transition énergétique. Dans la majorité des scénarios disponibles, la production augmente pour satisfaire une demande accrue liée à l'électrification des usages. Les États favorisent les investissements dans les énergies renouvelables afin d'atteindre leurs objectifs de réduction de gaz à effet de serre. Dans plusieurs régions du monde, les producteurs de renouvelables bénéficient d'avantages financiers et fiscaux leur permettant d'assurer leur compétitivité. De nouveaux acteurs entrent sur le marché, attirés par la croissance du secteur et par les incitations étatiques.

D'autre part, les producteurs dépendants des énergies fossiles sont particulièrement exposés à l'augmentation du prix du carbone et aux restrictions réglementaires portant sur les émissions des centrales fossiles. A ces risques s'ajoute la fragilité que provoque la volatilité des prix des combustibles et les problèmes de réputation engendrés par la prise de conscience des enjeux climatiques.

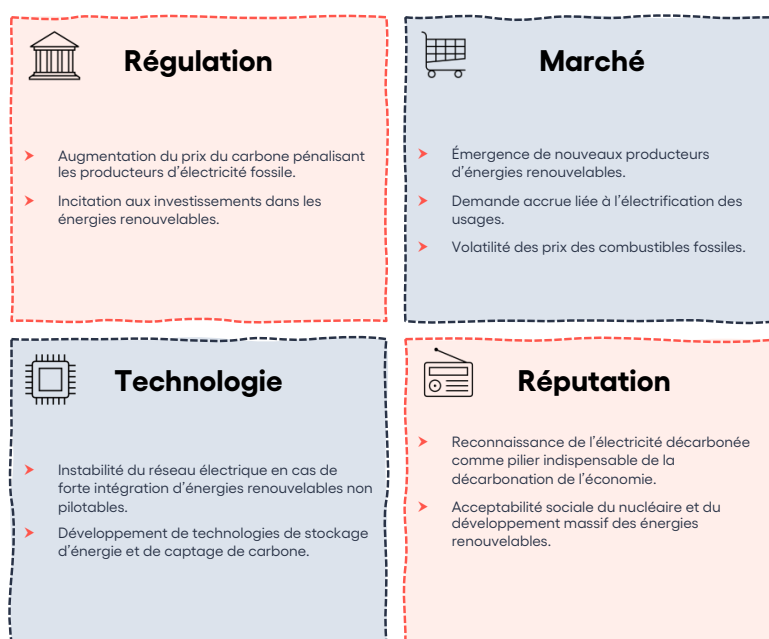


Figure 3 : Risques et opportunités de transition du secteur

## Activités couvertes

Les activités analysées couvrent l'ensemble de la chaîne de valeur du secteur de l'électricité, à savoir la production, le transport, la distribution et la fourniture de l'électricité.

La **production de l'électricité** s'effectue dans des centrales qui transforment des énergies primaires (disponibles dans la nature) en énergie électrique. Les énergies primaires sont de nature thermique, (combustibles fossiles, nucléaire, biomasse, déchets, solaire thermique, géothermie), mécanique (hydraulique et éolienne) et électromagnétique (solaire photovoltaïque).



Aussitôt l'électricité produite dans une centrale électrique, elle est acheminée vers des postes de distribution ou directement aux grands consommateurs (industries lourdes, transports ferroviaires, etc.) via des lignes à très haute tension (400 et 225 kV) et haute tension (80 et 63 kV). On parle de **transport de l'électricité**. L'utilisation des lignes à haute tension permet de minimiser les pertes électriques durant cette étape.

Se déroule ensuite l'étape de **distribution** qui consiste à livrer l'électricité vers le consommateur final (sauf les rares sites industriels évoqués ci-dessus). Après une ou deux descentes en tension dans des transformateurs, la distribution s'effectue sur des lignes moyenne (20 kV) ou basse tension (400 ou 230 V) qui alimentent les usines, bâtiments, et autres utilisateurs.

**La fourniture de l'électricité** consiste en la commercialisation de l'énergie électrique auprès des consommateurs. Le fournisseur est en pratique un pur négociant, qui achète l'électricité auprès d'un producteur ou sur le marché de l'électricité pour la revendre au client final. Mais il ne gère pas l'équilibre du réseau ni les dispositifs de production et n'est pas responsable de l'alimentation physique effective de ses clients. Il gère des opérations de contractualisation et de facturation. Certains fournisseurs font partie du même groupe qu'un producteur d'électricité (en France EDF et Total par exemple), mais les deux activités sont gérées de manière séparée.

Les producteurs d'électricité ont souvent une activité secondaire de **production de chaleur**. La chaleur est produite dans des centrales de cogénération (production simultanée d'électricité et de chaleur) ou dans des centrales spécifiques à partir de diverses sources (combustibles fossiles, biomasse, déchets, géothermie, solaire thermique...).

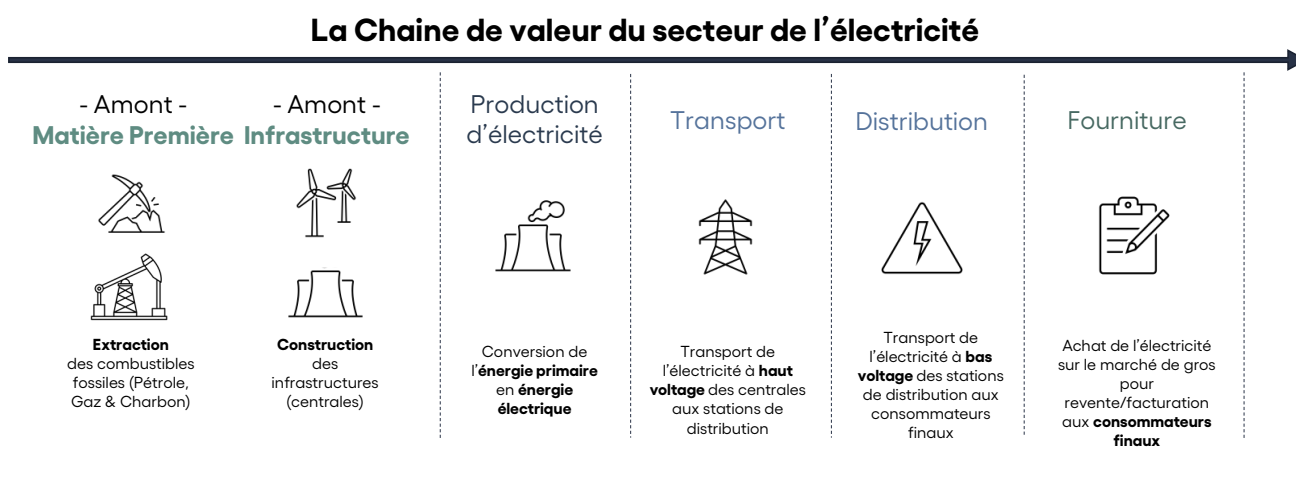


Figure 4 : Chaîne de valeur du secteur de l'électricité

# Méthodologie CIA sectorielle

Quand une entreprise est analysée avec la méthodologie [CIA](#)<sup>9</sup>, ses activités sont décomposées en suivant la segmentation de son chiffre d'affaires. Chaque activité est évaluée selon des critères spécifiques, et une note lui est attribuée. Les notes sectorielles sont ensuite agrégées et pondérées en fonction de la part de revenu correspondante, pour obtenir une note CIA globale<sup>10</sup>.

Pour le secteur de l'électricité, nous distinguons quatre activités : la production d'électricité, la production de chaleur, le transport et la distribution d'électricité et la fourniture d'électricité. Chaque activité présente des enjeux de décarbonation et des sources d'émissions de gaz à effet de serre qui lui sont spécifiques.

## Sources d'émissions de GES

Les émissions de gaz à effet de serre représentent le principal indicateur permettant d'évaluer les performances des entités analysées. Nous nous intéressons ici aux principales sources d'émissions spécifiques à chaque activité. Nous négligeons les émissions minoritaires telles que celles liées aux bureaux et aux véhicules de l'entreprise, ou aux déplacements des employés.

Pour chaque activité, nous calculons les émissions scope 1&2 qu'elle génère en nous basant sur les données physiques disponibles dans les rapports publics de l'entreprise. Nous comparons ensuite la valeur calculée avec celle publiée par l'entreprise. Quand l'information publiée est jugée fiable, nous l'utilisons pour le calcul des indicateurs et des notes sectorielles correspondantes. Dans le cas contraire, nous utilisons les émissions calculées. Pour les émissions scope 3, nous nous basons toujours sur les émissions que nous avons calculées. Les informations publiées sur le scope 3 sont souvent insuffisantes et leurs périmètres et méthodologies de calcul ne sont pas toujours spécifiés. L'utilisation des émissions calculées permet d'avoir une approche homogène pour toutes les entreprises du secteur.

## Production de l'électricité et de la chaleur

Les deux activités ont des sources d'émissions similaires. La combustion dans les centrales thermiques représente la principale source des émissions directes (scope 1) qu'elles génèrent. La quantité d'émissions produites dépend de la nature du combustible utilisé et du rendement de la centrale. Les centrales à charbon sont les plus émissives, suivies par les centrales à fioul. Viennent ensuite, les incinérateurs de déchets, les centrales à gaz et les centrales à biomasse. Les centrales solaires, nucléaires, la plupart des centrales hydrauliques et les éoliennes n'émettent peu ou pas d'émissions lors de leur fonctionnement. Par ailleurs, les centrales hydroélectriques en zone tropicale émettent du méthane du fait de la décomposition de la matière organique dans les réservoirs. Ces émissions sont comptabilisées dans le scope 1 des entreprises concernées.

Nous calculons des émissions scope 3 amont liées à l'extraction des combustibles fossiles utilisés dans les centrales thermiques et à la construction des centrales. Pour le faire, nous utilisons un facteur d'émission spécifique à chaque combustible et à chaque type de centrale.

<sup>9</sup> Le guide méthodologique CIA est disponible ici : <https://www.carbon4finance.com/our-latest-carbon-impact-analytics-methodological-guide2>.

<sup>10</sup> Notons que pour l'analyse de la stratégie de décarbonation, des investissements de transition et des objectifs de réduction des émissions de l'entreprise, seulement l'activité principale est évaluée. Nous évaluons cependant la stratégie relative à une seconde activité de l'entreprise si elle représente une part importante de son chiffre d'affaires.

Nous calculons également des émissions évitées quand l'intensité carbone de production de l'électricité ou de la chaleur (émissions de GES par unité d'énergie produite) est inférieure à l'intensité mondiale requise par le scénario de développement durable (SDS) de l'AIE.

## Transport et Distribution de l'électricité

Les émissions directes (scope 1) des activités de transport et de distribution proviennent principalement des fuites d'Hexafluorure de soufre (SF<sub>6</sub>). Le SF<sub>6</sub> est un excellent isolant. Il est communément utilisé dans les équipements électriques à moyenne et haute tension. Son potentiel de réchauffement global est très élevé, de 23 500 fois celui du CO<sub>2</sub> à cent ans.

Les émissions indirectes (scope 2) proviennent des pertes électriques sur les lignes de transport et de distribution. Une partie de l'électricité qui transite sur ces lignes est perdue par effet Joule. Les émissions liées à la production de cette électricité constituent le scope 2 des gestionnaires de réseau.

Nous calculons des émissions scope 3 amont (extraction de combustibles fossiles et construction de centrales) liées à l'électricité perdue sur le réseau. Nous calculons également des émissions réduites grâce à la réduction du taux de pertes électriques et de fuites de SF<sub>6</sub> de l'entreprise durant les cinq dernières années.

## Fourniture de l'électricité

Les fournisseurs d'électricité n'émettent pas d'émissions scope 1&2 conséquentes : ce sont des négociants qui ont donc des activités purement tertiaires. Nous calculons uniquement des émissions scope 3 amont liées à l'extraction des combustibles fossiles, à la construction des centrales et à la production de l'électricité achetée puis revendue. Nous calculons également des émissions évitées si l'intensité carbone (scope 3) de l'électricité vendue par l'entreprise (intensité moyenne de la plaque géographique de l'entreprise) est inférieure à l'intensité mondiale requise par le scénario de développement durable (SDS) de l'AIE.

Le graphique suivant récapitule les différentes sources d'émissions pour chaque activité :

	Production d'électricité	Transport et Distribution	Fourniture d'électricité	Production de chaleur
Scope 3 Amont	Émissions liées à l' <b>extraction</b> des combustibles fossiles et à la <b>construction</b> des centrales.	Émissions liée à l' <b>extraction</b> des combustibles fossiles et à la <b>construction</b> des centrales.	Émissions liée à l' <b>extraction</b> des combustibles fossiles, à la <b>construction</b> des centrales et à la <b>production</b> de l'électricité.	Émissions liée à l' <b>extraction</b> des combustibles fossiles et à la <b>construction</b> des centrales.
Scope 1&2	<ul style="list-style-type: none"> <li>Émissions directes de la <b>combustion</b> des centrales thermiques.</li> <li>Émissions de <b>méthane</b> des centrales hydroélectriques en zone <b>tropicale</b>.</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>Fuites de <b>SF<sub>6</sub></b> (scope 1)</li> <li>Émissions liées aux <b>pertes électriques</b> (scope 2)</li> </ul>		Émission directes de la <b>combustion</b> des centrales thermiques.
Emissions économisées	Émissions <b>évitées</b> quand l' <b>intensité carbone</b> de l'entreprise (scope 1,2 et 3) est <b>inférieure</b> à celle requise par le scénario <b>SDS</b> de l'AIE .	Émissions réduites grâce à la <b>réduction du taux de perte électrique</b> et des <b>fuites de SF<sub>6</sub></b> sur le réseau de l'entreprise au cours des cinq dernières années.	Émissions <b>évitées</b> quand l' <b>intensité carbone</b> de l'entreprise (scope 3) est <b>inférieure</b> à celle requise par le scénario <b>SDS</b> de l'AIE .	Émissions <b>évitées</b> quand l' <b>intensité carbone</b> de l'entreprise (scope 1,2 et 3) est <b>inférieure</b> à celle requise par le scénario <b>SDS</b> de l'AIE .

Figure 5 : Sources d'émissions de GES incluses dans la méthodologie CIA pour le secteur de l'électricité

# Calcul des notes sectorielles

Comme mentionné précédemment, la note globale CIA d'une entreprise est décomposée en sous-notes pour chacun de ses secteurs d'activité. Ces notes sectorielles sont elle-même subdivisées en trois piliers : la **performance passée** qui estime la trajectoire de décarbonation de l'entreprise basée sur l'évolution de sa performance durant les cinq dernières années, la **performance actuelle** qui mesure la position de l'entreprise à l'année d'analyse et enfin la **performance future**, qui évalue l'ambition de décarbonation future de l'entreprise.

L'intensité carbone, qui représente la quantité de gaz à effet de serre émise par unité d'énergie générée, sert d'indicateur clé pour mesurer les performances des producteurs d'électricité et de chaleur. La note de performance actuelle de ces acteurs dépend de leur intensité présente. Pour évaluer leur performance passée, nous examinons comment l'intensité carbone a évolué sur une période de cinq ans. À partir de ces données, nous projetons l'évolution future de cette intensité jusqu'en 2035 en utilisant un taux de croissance annuel composé (CAGR) basé sur les variations observées au cours des cinq dernières années. Cette projection est ensuite comparée aux trajectoires d'intensité carbone définies par divers scénarios de l'AIE. Une entreprise dont l'évolution de l'intensité est alignée avec un scénario net zéro se voit ainsi attribuer la meilleure note pour ce critère. Enfin, pour la note de performance future, nous évaluons principalement l'objectif de réduction des émissions de l'acteur, ses investissements dans de nouvelles capacités décarbonées ainsi que sa stratégie de transition vers des modes de production bas-carbone.

Concernant l'activité de transport et de distribution d'électricité, les entreprises se distinguent essentiellement par deux mesures clés : le pourcentage de perte électrique sur leurs réseaux et l'intensité des émissions de SF<sub>6</sub> par unité d'électricité gérée. Pour évaluer la performance passée d'un acteur, nous observons l'évolution de ces deux indicateurs au cours des cinq dernières années et projetons ces données jusqu'en 2030. Cette démarche permet une comparaison standardisée entre les différentes entreprises. En effet, deux variables sont centrales dans cette évaluation : la valeur actuelle d'un indicateur et son taux d'évolution sur les cinq dernières années. À titre d'exemple, une entreprise A ayant une intensité de fuites de SF<sub>6</sub> plus élevée que celle d'une entreprise B pourrait tout de même obtenir une meilleure note si elle réduit ces fuites plus efficacement et que la projection en 2030 indique qu'elle surpassera l'entreprise B en termes de performance.

Concernant la note de performance actuelle, nous considérons, en plus du taux de perte sur le réseau de l'acteur, l'intensité carbone moyenne du pays ou de la région où l'entreprise exerce ses activités. Ce choix méthodologique repose sur l'influence significative que les gestionnaires de réseaux peuvent avoir pour favoriser la transition énergétique. En effet, même s'ils n'ont pas de levier d'action direct sur l'intensité de l'électricité qui transite sur leurs réseaux, ces acteurs ont un rôle décisif à jouer pour permettre l'intégration de nouvelles capacités renouvelables, contribuant ainsi à la décarbonation du mix électrique dans leur zone d'opération.

Enfin, pour les fournisseurs d'électricité, nous nous basons sur l'intensité carbone moyenne de la plaque géographique de l'entreprise pour évaluer sa performance actuelle. Les détails et la pertinence des achats d'électricité décarbonée (PPA, certificats d'origine, etc...) sont difficilement vérifiables, ce qui empêche une évaluation spécifique de l'intensité à l'échelle de l'entreprise. Ceci crée un biais géographique considérable pour l'activité de fourniture d'électricité. Les effets de ce biais restent tout de même limités, étant donné que l'activité présente une part minoritaire du chiffre d'affaires des entreprises analysées.

Les indicateurs de performances du secteur de l'électricité sont résumés dans le graphique suivant :

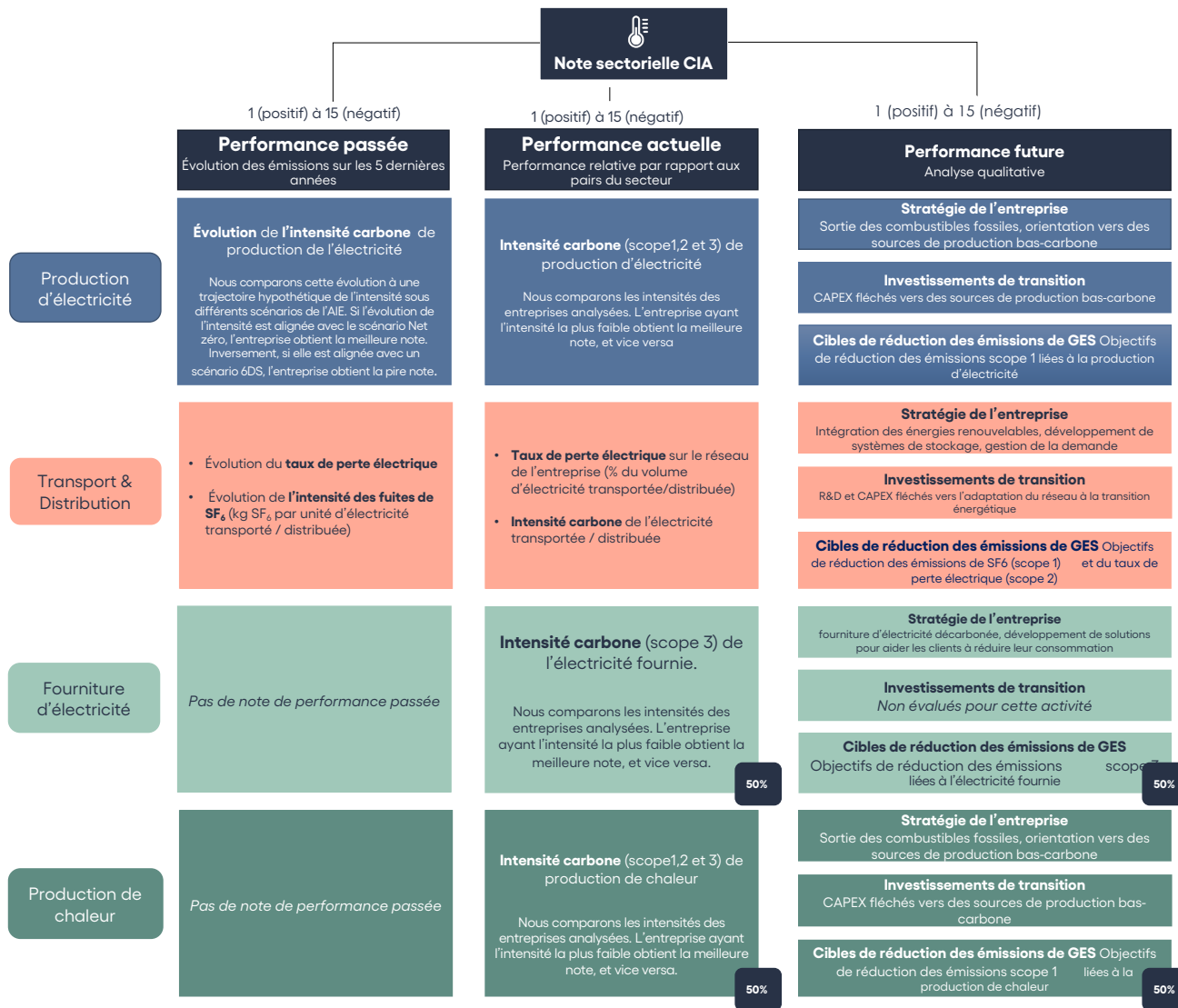


Figure 6 : Indicateurs de performance utilisés pour le calcul des notes sectorielles, le poids de chaque pilier (passé, présent et futur) est présenté sous forme de pourcentage de la note sectorielle.

# Représentativité de l'échantillon

L'échantillon étudié comporte 153 entreprises, parmi lesquelles 52 sont producteurs d'électricité, 19 sont transporteurs et distributeurs et 82 sont des entreprises intégrées qui regroupent les deux activités. Parmi les producteurs, 19 entreprises produisent exclusivement de l'électricité renouvelable.

Ces entreprises représentent les plus grandes capitalisations boursières du secteur. En effet, 79 des 100 premières capitalisations mondiales sont analysées et la couverture de l'échantillon s'étend à 76% de la valeur boursière globale du secteur de l'électricité<sup>11</sup>.

L'échantillon représente principalement les acteurs des pays développés et nouvellement industrialisés. Les Etats-Unis sont le pays le plus représenté avec 34 entreprises, suivis de la Chine avec 14 entreprises puis de la France avec 8 entreprises.

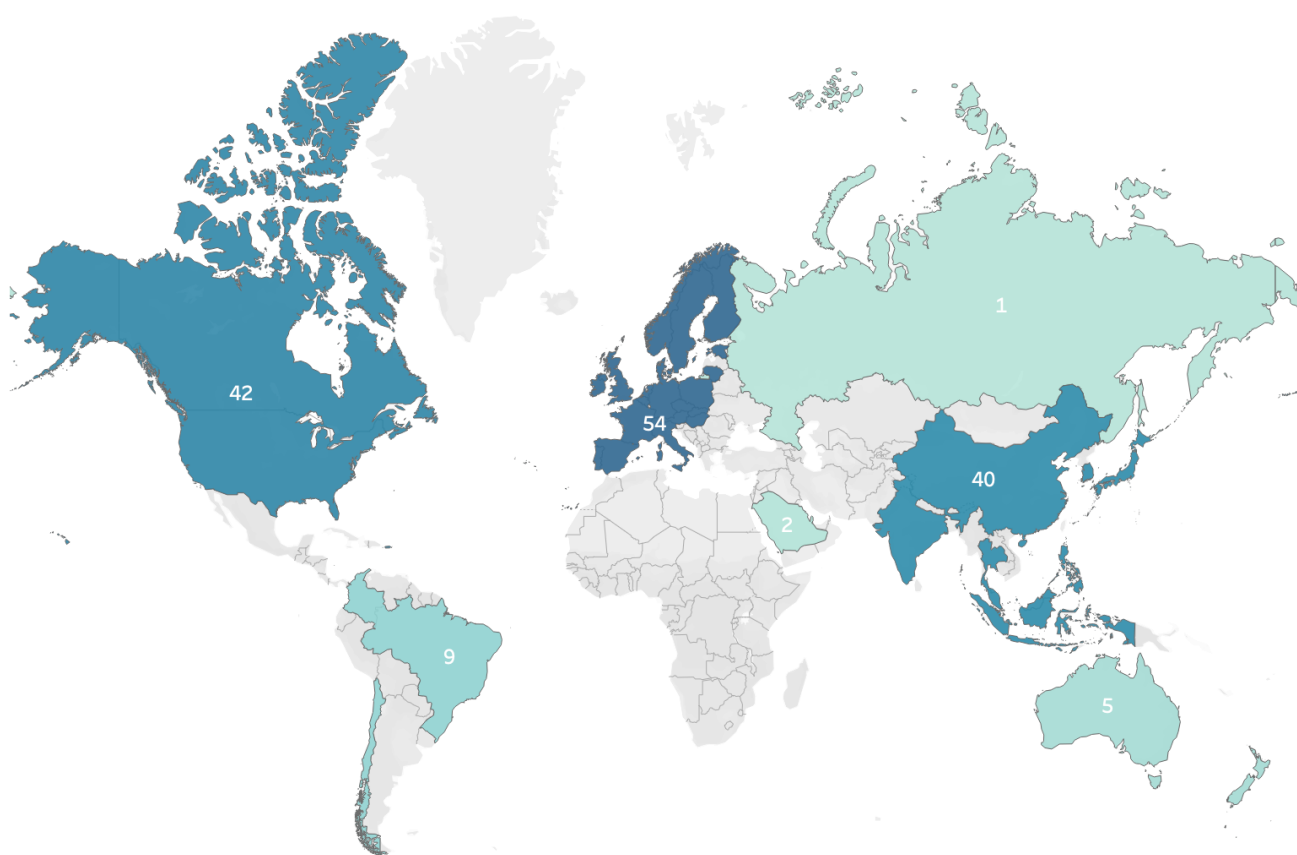


Figure 7 : Distribution géographique des entreprises analysées

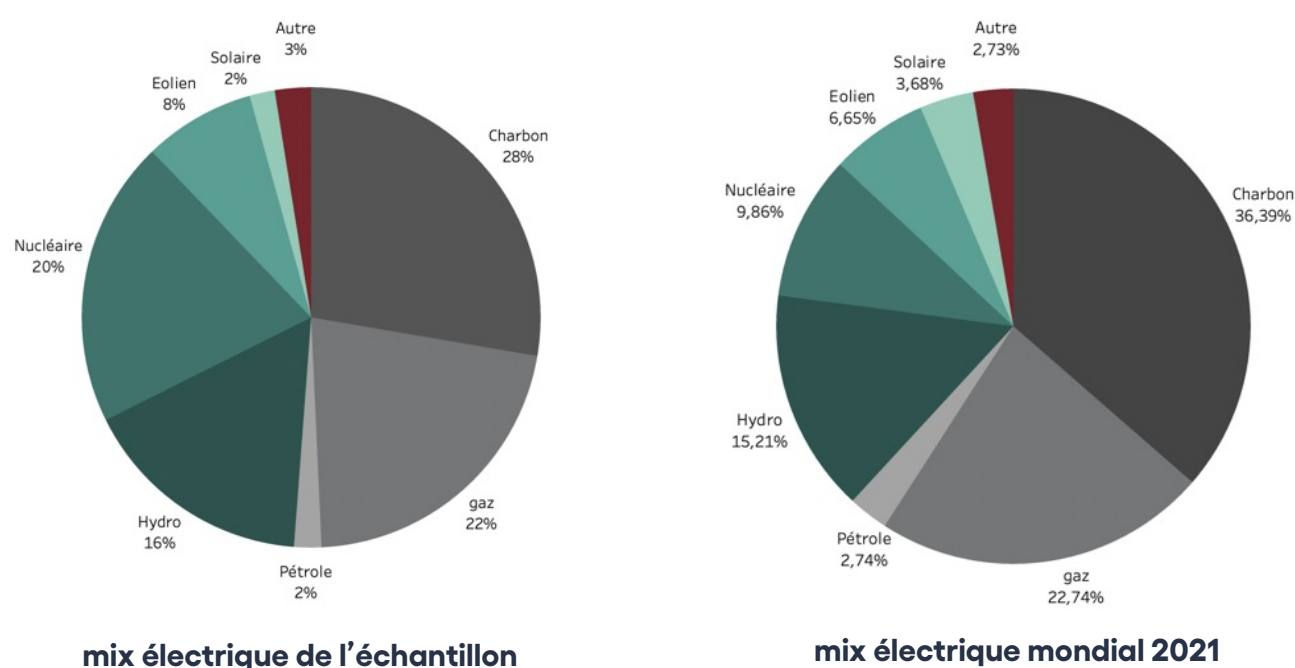
Les acteurs des pays en développement sont très peu représentés dans l'échantillon. La couverture est très faible en Amérique latine et au Moyen-Orient, elle est inexistante en Afrique et

<sup>11</sup> La couverture de l'échantillon est calculée en se basant sur les données de notre fournisseur de données financières FactSet. Pour le faire, nous avons divisé la somme des capitalisations boursières des entreprises de notre échantillon par la somme des capitalisations des entreprises appartenant au segment Utilities de Factset. Le segment Utilities englobe les activités de production, de fourniture, de transport et de distribution d'électricité ainsi que les activités de distribution d'eau et de gaz naturel. Afin de limiter le calcul au secteur de l'électricité, nous avons exclu toutes les entreprises dont l'activité principale est la distribution de l'eau ou du gaz.



en Asie centrale. Plusieurs facteurs peuvent expliquer ce constat. L’Afrique par exemple est le continent le moins électrifié au monde avec 43% de sa population sans accès à l’électricité.<sup>12</sup> En 2021, le continent a produit 800 TWh d’électricité, soit 3% de la production mondiale pour un sixième de la population de la planète. Plusieurs États africains gardent une situation de monopole ou de quasi-monopole sur le marché de l’électricité et certains cadres réglementaires freinent les investissements dans le secteur. Les producteurs africains sont donc généralement des entreprises publiques ou des acteurs privés de petite taille et sont ainsi absents des principaux indices boursiers mondiaux. Ces indices constituent la principale source que nous avons utilisée pour construire notre échantillon.

Les entreprises analysées ont produit 9600 TWh d’électricité soit un tiers de la production mondiale en 2021<sup>13</sup>. La figure suivante montre le mix électrique de l’échantillon et le compare au mix électrique mondial en 2021.



Source: Our World in Data , Electricity Mix

Figure 8 : Représentativité du mix électrique de l'échantillon

On observe notamment une surreprésentation du nucléaire dans notre échantillon. La part de l’énergie nucléaire s’élève à 20% de la production totale de l’échantillon contre moins de 10% dans le mix électrique mondial. Ceci est cohérent avec la distribution géographique des entreprises analysées, la production nucléaire mondiale étant concentrée dans des pays développés et nouvellement industrialisés qui sont présents dans notre échantillon.

<sup>12</sup> AIE, Africa Energy Outlook 2022.

<sup>13</sup> Les analyses sont basées sur les dernières données d’activité disponibles. Parmi les 153 entreprises de l’échantillon, 140 ont été analysées en se basant sur les données de 2021 et 13 entreprises ont été analysées en se basant sur les données de 2020.

# Résultats clés

Nous avons analysé les 153 entreprises de l'échantillon avec la méthodologie CIA décrite ci-dessus. Pour chacune de ces entreprises, nous avons calculé une note globale CIA allant de 1 (meilleure performance) à 15 (pire performance). Le graphique suivant présente la distribution des notes obtenues par les différents acteurs :

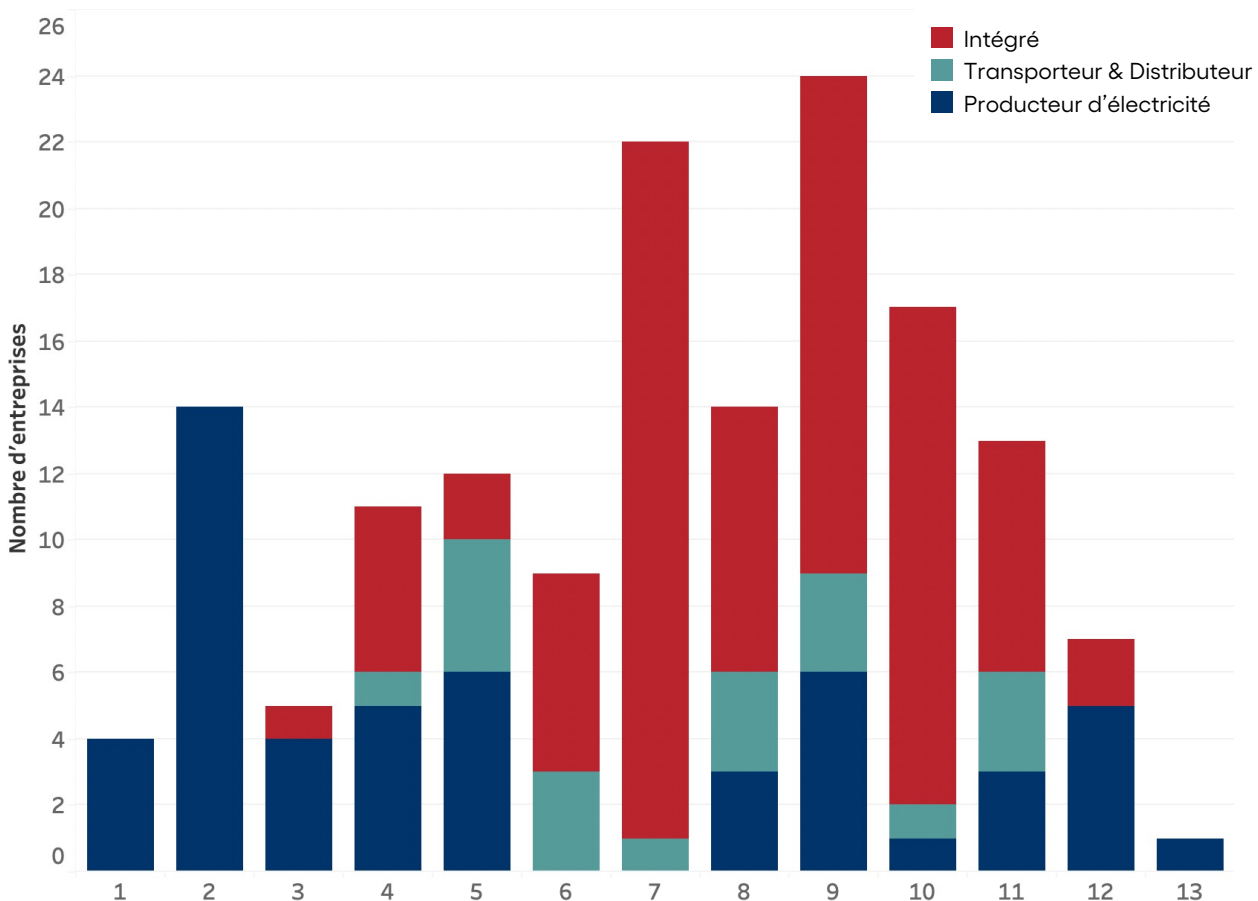


Figure 9 : Distribution des notes globales CIA par type d'acteur

Parmi les producteurs d'électricité nous distinguons deux types d'acteurs :

Le premier groupe (notes de 1 à 5) est composé d'entreprises qui intègrent une grande part d'énergie décarbonée (renouvelable et nucléaire) dans leur mix électrique. L'intensité carbone moyenne du groupe est de 84 gCO<sub>2</sub>e/kWh. Les acteurs les mieux notés (notes de 1 à 3) produisent **plus de 90 % de leur électricité à partir de sources décarbonées**<sup>14</sup>.

Le deuxième groupe (notes de 8 à 13) est composé de producteurs qui dépendent sensiblement des énergies fossiles. L'intensité moyenne du groupe est de 660 gCO<sub>2</sub>e/kWh. Les acteurs les plus mal notés (notes 12 et 13) produisent **la majeure partie de leur électricité à partir de charbon** (50% à 90% de la production totale).

<sup>14</sup> Toutes les entreprises concernées ont une part d'électricité décarbonée supérieure à 90% du volume de production total, à l'exception d'ERG SPA. Le mix électrique de l'entreprise est composé de renouvelables (76%) et de gaz (24%). L'entreprise a réussi à réduire considérablement son intensité durant les cinq dernières années et a obtenu une très bonne note de performance future au vu de sa stratégie de sortie du gaz et de spécialisation dans les énergies solaire et éolienne, ce qui a contribué positivement à sa note globale.

Les entreprises intégrées affichent une tendance similaire. Les acteurs les mieux notés sont généralement ceux qui ont réussi à intégrer une part considérable d'électricité décarbonée, tandis que les plus mal notés dépendent du charbon et des combustibles fossiles. Toutefois, cette tendance est moins prononcée. Les acteurs intégrés ont aussi des activités de transport et de distribution d'électricité, et pour certains une activité gazière également. Ces activités ont tendance à ramener la note globale de l'entreprise vers la moyenne puisqu'elles ont un impact – positif ou négatif – moindre que la production d'électricité. Par exemple, un producteur d'énergie renouvelable qui transporte du gaz verra sa note CIA se détériorer, et un producteur d'électricité à partir de charbon qui est aussi impliqué dans le transport de gaz verra sa note CIA s'améliorer.

Pour les entreprises de transport et de distribution, les notes des différents acteurs sont plus concentrées autour de la note moyenne. Ces acteurs sont différenciés par les performances de leur réseau électrique (taux de perte, fuite de SF<sub>6</sub>), mais aussi par le poids de l'activité de transport et de distribution de gaz. En effet, sur les 19 entreprises concernées, 5 acteurs ont également une activité gazière qui a généralement un impact négatif sur la note globale. Par ailleurs, le manque d'informations dans les rapports de certaines entreprises (non-publication des taux de pertes ou des émissions de SF<sub>6</sub>) a affecté négativement leurs notes.

## Classement général

La figure suivante présente la note globale CIA pour une sélection d'acteurs.<sup>15</sup> Pour chaque entreprise, nous visualisons également la segmentation de son chiffre d'affaires par activité ainsi que sa capitalisation boursière.

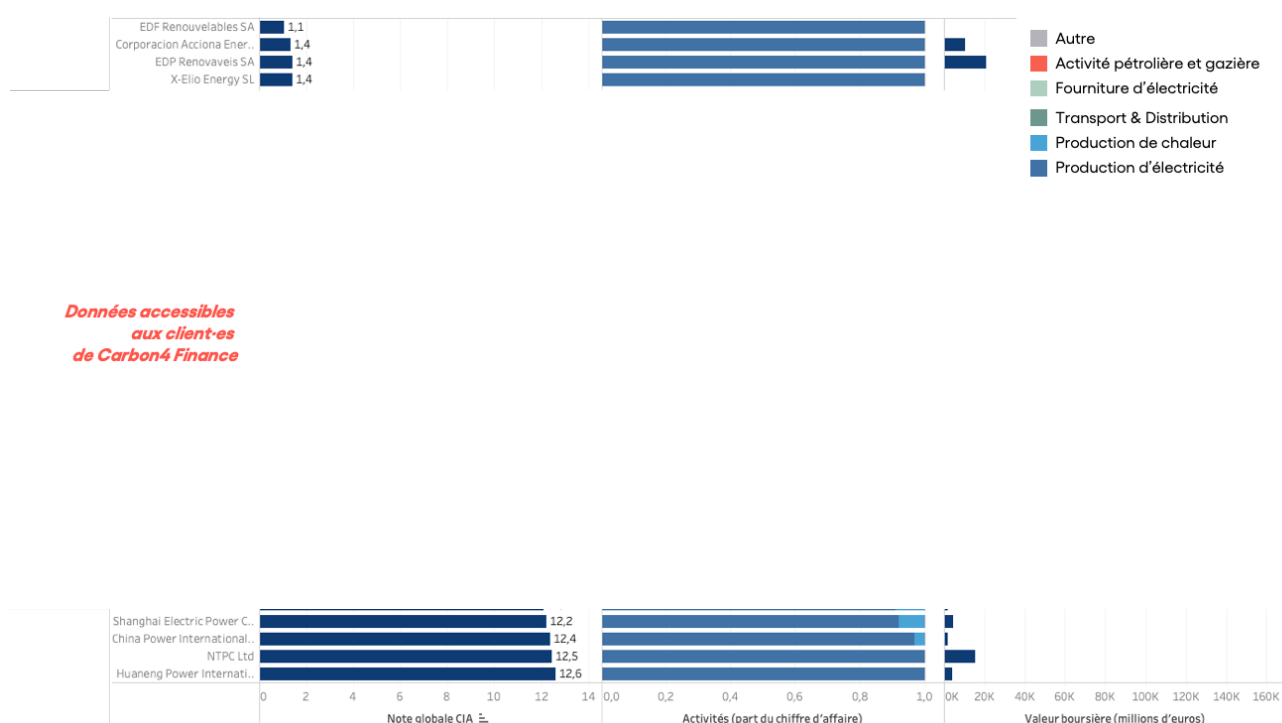


Figure 10 : Résultats des analyses CIA pour une sélection d'acteurs. La note CIA (sur 15) est indiquée à côté de chaque barre. Pour rappel, une note élevée correspond à une mauvaise performance.

<sup>15</sup> La sélection comporte les dix entreprises les mieux notées, les dix entreprises les moins bien notées, les dix plus grands producteurs d'électricité (en termes de volume de production) ainsi que les dix plus grandes capitalisations boursières de l'échantillon.

Nous observons la présence notable d'activités pétrolières et gazières chez les entreprises intégrées. Ces activités concernent plus de la moitié des acteurs intégrés de l'échantillon (48 entreprises). Il s'agit principalement d'activités de transport, de distribution et de fourniture de gaz. Nous remarquons également que les acteurs intégrés représentent les plus grandes capitalisations boursières du secteur.

## Focus sur l'activité de production d'électricité

Dans le graphique suivant nous visualisons les notes sectorielles de l'activité de production d'électricité pour une sélection d'acteurs. La sélection a été effectuée en suivant la même démarche décrite précédemment. Nous visualisons également l'intensité carbone de production d'électricité (scope 1,2 et 3 en tCO<sub>2</sub>e/MWh) à côté de chaque barre.

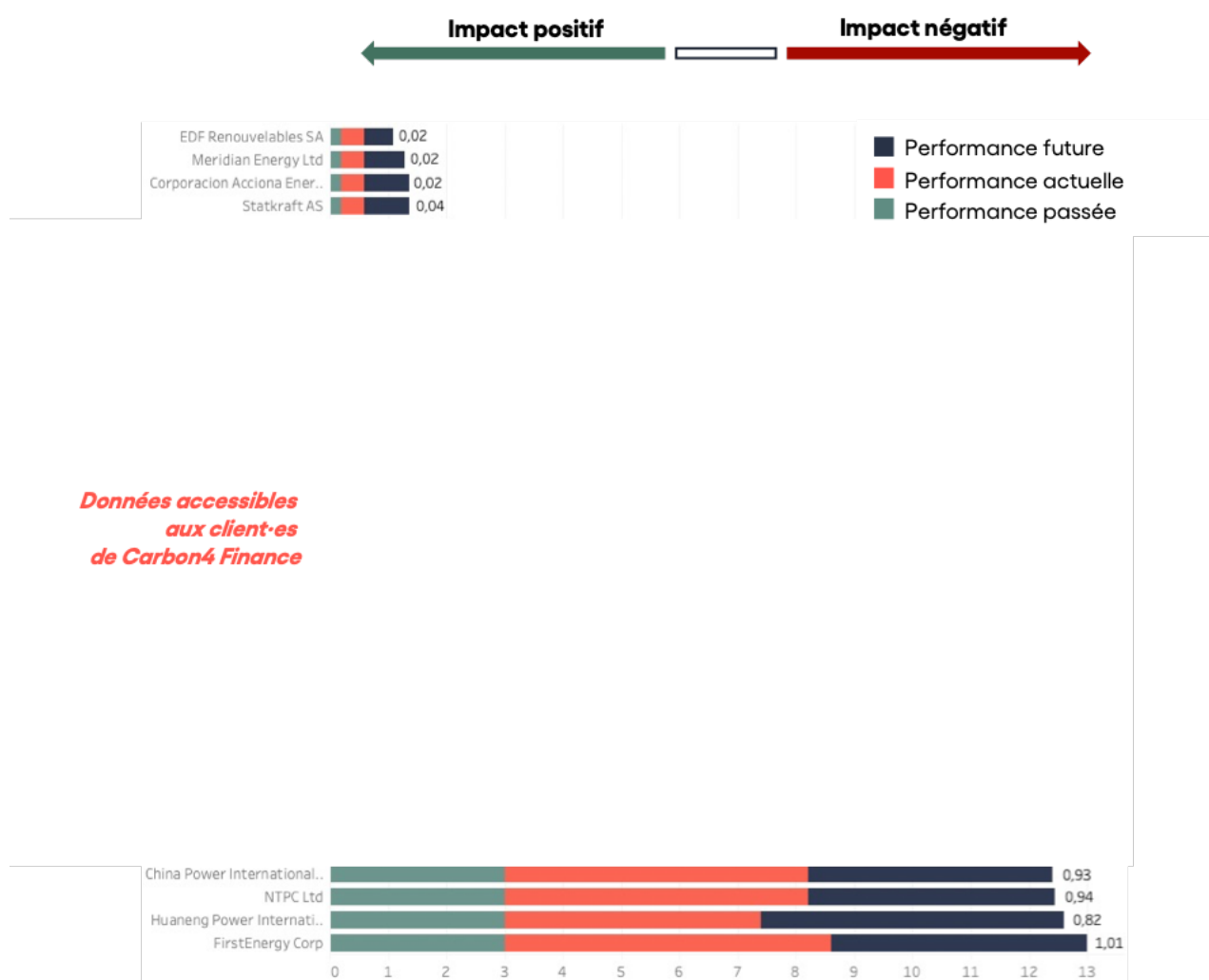


Figure 11 : Notes sectorielles de production d'électricité pour une sélection d'acteurs. Une barre longue indique un score CIA élevé et donc une mauvaise performance de l'acteur concerné. Pour la production d'électricité, la note de performance passée contribue à hauteur de 20% de la note sectorielle. Sa contribution (barre verte) varie donc entre 1 et 3. D'autre part, les notes de performance présente et future constituent 80% de la note sectorielle (40% chacune). Leurs contributions respectives (barres rouge et bleue) varient entre 1 et 6.

Les entreprises les mieux notées ont des intensités carbone très faibles. Elles obtiennent ainsi les meilleures notes de performance actuelle. Ce groupe est majoritairement constitué d'entreprises

qui ont été fondées pour produire de l'électricité renouvelable. Au contraire, nous retrouvons peu d'entreprises qui ont transitionné d'un mix électrique carboné à un mix décarboné. Cependant, dans les deux cas, ces acteurs obtiennent une bonne note de performance passée car ils se sont alignés ou sont déjà alignés avec une économie bas-carbone. En outre, l'exposition de ces acteurs aux risques de transition est très faible et leur impact sur le climat est positif, résultant en une très bonne note de performance future.

Inversement, en bas de l'échelle, nous retrouvons les acteurs du charbon et des combustibles fossiles. Leur intensité carbone élevée résulte en une mauvaise note de performance actuelle. Ces acteurs n'ont pas sensiblement réduit leur intensité au cours des cinq dernières années. Ils reçoivent une mauvaise note de performance passée également. Par ailleurs, ils n'ont pas défini de stratégie claire pour sortir des combustibles fossiles et orienter leurs activités vers des modes de production décarbonés. Ils obtiennent ainsi une mauvaise note de performance future.

Entre ces deux extrêmes, figurent des acteurs qui ont commencé leur chemin de décarbonation. Leur note varie en fonction de leur intensité passée et actuelle, mais aussi en fonction des stratégies qu'ils mettent en place pour assurer leur transition énergétique. Ces stratégies sont influencées par les contraintes des marchés régionaux dans lesquelles ils opèrent. Les politiques énergétiques, les mécanismes de régulation et la disponibilité des ressources façonnent le mix énergétique des producteurs d'électricité et orientent leurs choix d'investissement, conduisant à une disparité des efforts de décarbonation à l'échelle globale.

## Des intensités carbone variables par région

La transition énergétique est un enjeu global, auquel tous les acteurs doivent contribuer. Cependant, les efforts de décarbonation engagés au cours des dernières années ne sont pas homogènes à travers la planète. Dans le graphique suivant, nous visualisons l'intensité carbone de production d'électricité des entreprises analysées par région. La taille des cercles est proportionnelle au volume de production de chaque entreprise :

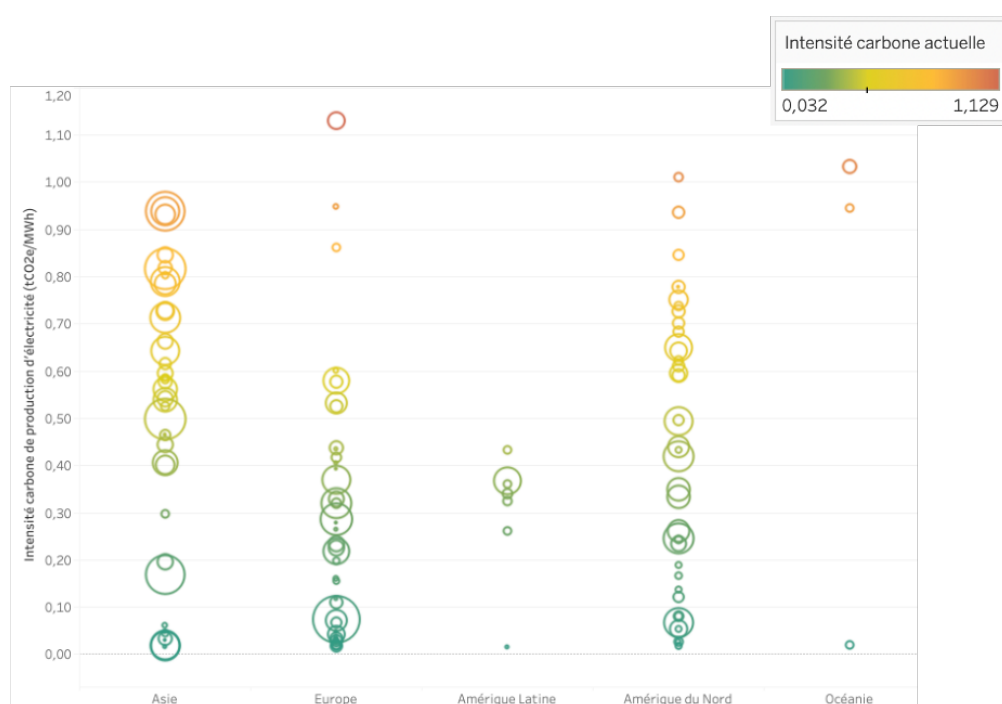


Figure 12 : Intensités carbone des entreprises analysées par région

Nous observons une disparité régionale des intensités. Avec une intensité moyenne de 0,27 tCO<sub>2</sub>e/MWh, les entreprises européennes sont moins carbonées que leurs homologues asiatiques et nord-américaines (respectivement 0,56 tCO<sub>2</sub>e/MWh et 0,38 tCO<sub>2</sub>e/MWh). Ces valeurs, calculées sur l'échantillon étudié, sont représentatives des intensités moyennes globales de ces continents et traduisent une différence notable de leurs profils énergétiques.

L'Asie, en l'occurrence, est très dépendante du charbon qui représente plus de la moitié de sa production électrique (45% pour l'échantillon analysé). Le charbon, du fait de son abondance sur le territoire, a subvenu à l'augmentation exponentielle de la demande en électricité induite par la forte croissance démographique et économique qu'a connu la région au cours des dernières décennies. L'Inde et la Chine en sont les plus grands consommateurs. Ils représentent à eux seuls plus de deux tiers de la consommation mondiale du combustible. Plus de la moitié de la consommation des deux géants asiatiques provient des centrales électriques chinoises<sup>16</sup>.

D'autre part, l'Europe et l'Amérique du Nord sont beaucoup moins dépendantes du charbon. La part de ce combustible dans le mix électrique des deux continents a baissé considérablement au cours des dernières décennies. Aujourd'hui, elle représente 15% du mix électrique européen et 18% du mix nord-américain. Le charbon a été remplacé en partie par le gaz, notamment aux États-Unis où l'essor du gaz de schiste a bouleversé la matrice énergétique du pays. Le développement des énergies solaire et éolienne a également contribué à la baisse de la part du combustible dans la production électrique des deux régions.

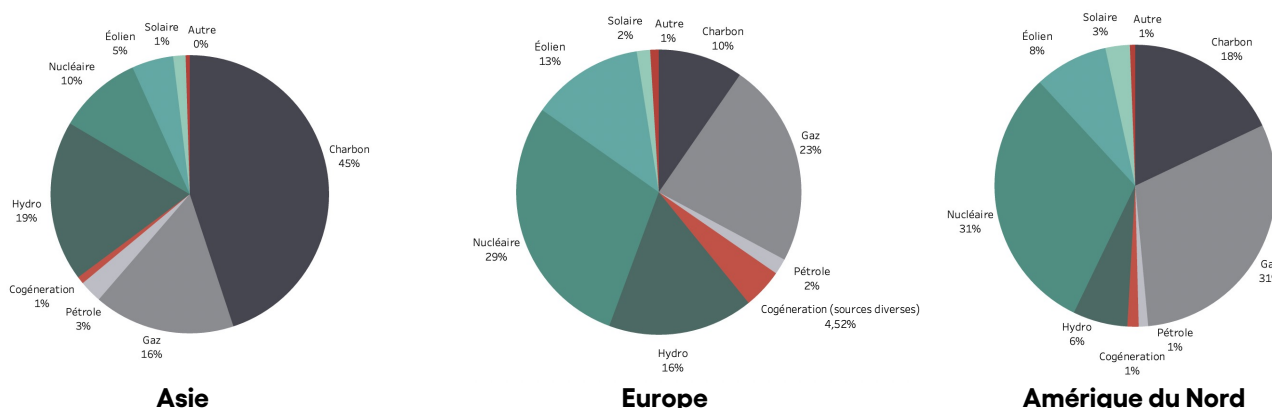


Figure 13 : Mix électrique de l'échantillon par région

L'Europe a donc une longueur d'avance dans la quête de décarbonation de sa production électrique. Ceci traduit les efforts engagés pour encourager les investissements dans les énergies renouvelables et pour réduire la dépendance aux fossiles. Néanmoins, d'autres facteurs historiques ont à leur tour façonné le mix électrique européen. En France, par exemple, la crise pétrolière des années 70 a propulsé le programme nucléaire du pays. Aujourd'hui, l'électricité française est décarbonée à près de 90% dont 70% provenant du nucléaire. Le pays bénéficie d'une intensité carbone très faible, non seulement grâce aux efforts de décarbonation engagés au cours des dernières années, mais surtout grâce à la volonté de réduire son exposition aux importations des combustibles fossiles à la suite de la crise.

Afin de visualiser les traits de la transition énergétique du secteur de l'électricité, observons l'évolution de l'intensité carbone des entreprises analysées au cours des cinq dernières années. Cet indicateur détermine la note de performance passée de ces acteurs et permet de distinguer ceux qui ont engagé la décarbonation de leur mix électrique.

<sup>16</sup> AIE, Coal 2021.



## Entreprises ayant engagé leur décarbonation : profils de réduction des intensités carbone

Dans l'échantillon étudié, 124 entreprises ont une activité principale de production d'électricité (activité ayant la part la plus importante du chiffre d'affaires), parmi lesquelles, 76 entreprises n'ont pas réduit leurs intensités carbone au cours des cinq dernières années ou n'ont pas publié de données historiques permettant de calculer le taux de réduction. Parmi ces entreprises, 25 produisent de l'électricité décarbonée (plus de 90% de leur mix électrique) et sont donc déjà alignées avec la transition bas-carbone. Pour le reste, nous retrouvons des profils variés avec des intensités hétérogènes.

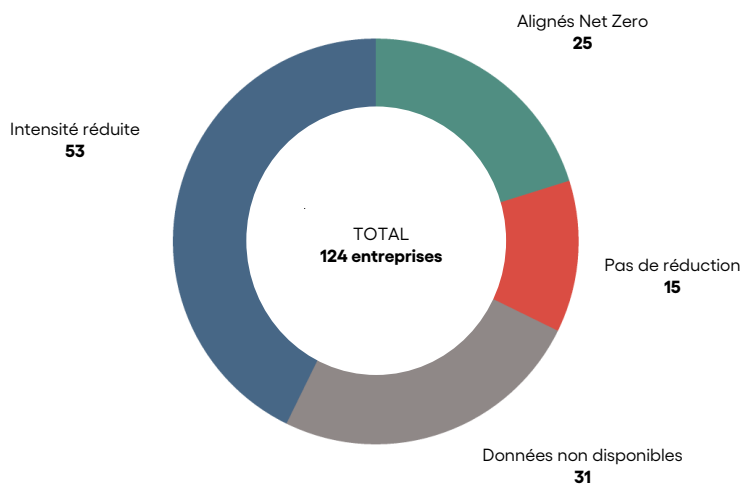


Figure 14 : Réduction de l'intensité carbone des entreprises analysées au cours des cinq dernières années

53 entreprises de l'échantillon (soit 43%) ont ainsi réussi à réduire leur intensité carbone au cours des cinq dernières années. Dans le graphique suivant, nous visualisons les moyennes annuelles des taux de réduction de cette intensité. La taille des bulles est proportionnelle au volume de production et leur couleur traduit l'intensité carbone actuelle des acteurs concernés.

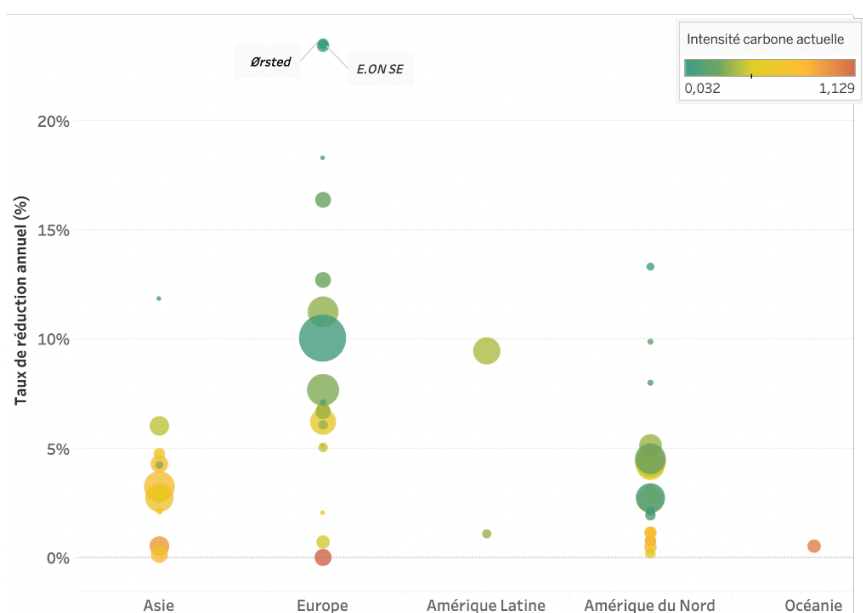


Figure 15 : Réduction annuelle moyenne de l'intensité carbone des acteurs analysés au cours des cinq dernières années

Nous observons une tendance régionale similaire. Les acteurs européens sont ceux qui ont réussi le plus à réduire leurs intensités carbone. Nous remarquons également que les acteurs les plus polluants (couleur jaune et orange) ont peu réduit leurs intensités.

*E.ON* et *Ørsted* affichent les taux de réduction les plus élevés, avec une réduction annuelle moyenne de 23% et 24% respectivement. *E.ON* a réalisé cette performance à travers la scission et la vente de ses activités fossiles. En 2016, l'entreprise a cédé ses activités de production d'électricité à partir de combustibles fossiles à une nouvelle entité : Uniper. Elle a ensuite finalisé la vente de ses participations dans Uniper en 2018. *Ørsted*, à son tour, a réalisé une transformation spectaculaire de son mix électrique<sup>17</sup> en une décennie en fermant la majorité de ses centrales à charbon et en convertissant ses centrales de cogénération à la biomasse. En 2008, l'entreprise produisait 80% de son électricité à partir de combustibles fossiles (dont 50% à partir de charbon). Aujourd'hui, le producteur danois est devenu le leader mondial des éoliennes offshore. Son mix électrique est décarboné à plus de 90%.

Notons que les deux entreprises ont réalisé cette performance en suivant deux approches différentes. *Ørsted*, à travers la fermeture et la conversion de ses centrales à charbon, contribue à la décarbonation du mix électrique de sa zone d'opération et à l'accélération de la sortie des combustibles fossiles. *E.ON*, en revanche, a simplement transféré le problème : bien que l'entreprise ait décarboné ses opérations et minimisé son risque de transition, ses centrales fossiles vendues continuent d'émettre sous la gestion d'un autre acteur. Même si l'impact des deux stratégies sur la transition énergétique globale est sensiblement différent, les deux acteurs obtiennent la même note de performance passée. Il s'agit d'une limite de la méthodologie CIA qui ne permet pas de différencier ces deux approches.

## Objectifs de réduction des émissions

Afin de visualiser l'alignement des producteurs d'électricité avec les scénarios de transition énergétique de l'AIE, examinons les objectifs de réduction des émissions de GES publiés par ces acteurs.

Parmi les 124 entreprises ayant une activité principale de production électrique, 25 sont déjà alignées avec un scénario net zéro de l'AIE du fait de leur faible intensité carbone. Parmi les acteurs restants, 84 entreprises ont publié des objectifs de réduction des émissions de GES de leurs centrales électriques.

24 objectifs de réduction publiés sont jugés non pertinents. Afin d'évaluer la pertinence d'un objectif, nous examinons la description fournie par l'entreprise. Nous nous assurons que tous les éléments permettant l'évaluation de la trajectoire de réduction sont disponibles, à savoir l'année de référence, l'année cible, le taux de réduction chiffré ainsi que le périmètre des émissions concernées. Les objectifs de neutralité annoncés sans étapes intermédiaires chiffrées sont jugés non pertinents.

---

<sup>17</sup> Nous n'abordons pas ici la vente du segment hydrocarbure qu'*Ørsted* a cédé au pétrochimiste Ineos en 2017 et qui n'est pas directement lié au secteur de l'électricité.

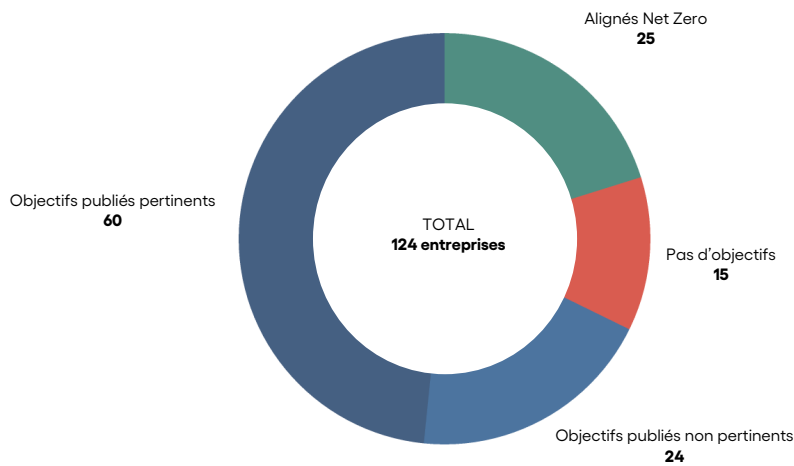


Figure 16 : Distribution des entreprises analysées selon leurs objectifs de réduction de GES

Quand un objectif de réduction est jugé pertinent, nous l'évaluons en nous basant sur des scénarios climatiques. Pour cela, nous calculons l'intensité carbone cible de l'entreprise (c'est-à-dire l'intensité carbone qu'elle atteindrait si elle parvenait à réduire ses émissions conformément à l'objectif fixé) et la comparons à l'intensité carbone mondiale de la production d'électricité dans différents scénarios de l'AIE (NZE, SDS, STEPS et 6DS). À partir de ces scénarios, nous estimons la température d'alignement de l'objectif de réduction étudié, c'est-à-dire la température de réchauffement planétaire (en 2100) associée à l'intensité carbone cible de l'acteur.

Dans le graphique suivant, nous visualisons la répartition des acteurs analysés selon la température d'alignement de leurs objectifs de réduction. Dans chaque barre, la couleur traduit l'intensité carbone actuelle des entreprises qui la composent :

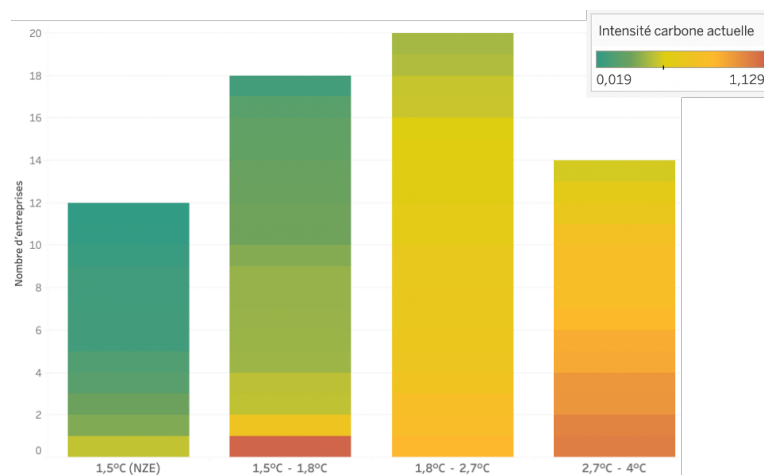


Figure 17 : Distribution des entreprises analysées selon les températures d'alignement de leurs objectifs de réduction

Nous observons une corrélation entre l'intensité carbone actuelle des entreprises et la température d'alignement de leurs objectifs de réduction. Les entreprises ayant les intensités les plus faibles (couleur verte) ont les températures d'alignement les plus basses. Inversement les

entreprises les plus émettrices (couleur jaune et orange) n'ont pas fixé d'objectifs assez ambitieux pour décarboner leurs activités.

Nous remarquons cependant une exception flagrante à la règle. *PGE Polska Grupa Energetyczna* est l'entreprise ayant l'intensité carbone la plus élevée de l'échantillon (couleur rouge). L'entreprise est le premier producteur d'électricité en Pologne. Elle est largement dépendante du charbon qui constitue plus de 90% de sa production électrique. Cependant, PGE a établi une stratégie de transition très ambitieuse. L'entreprise vise un mix énergétique de plus de 50% de renouvelables d'ici 2030, et de 100% de renouvelables d'ici 2050. Les émissions de ses centrales électriques seraient ainsi réduites de 80% d'ici 2030. Si elle réussit à transitionner l'entièreté de son activité aux renouvelables, son intensité carbone serait alignée avec le scénario net zéro de l'AIE.





## Stratégie de décarbonation des entreprises analysées

Les objectifs de réduction des émissions sont un indicateur clé permettant d'évaluer la stratégie de transition énergétique des acteurs analysés. Nous examinons cependant d'autres critères stratégiques, à savoir l'évaluation et la prise en compte des risques climatiques, les investissements dans des capacités de production décarbonées et la gouvernance des enjeux climatiques au sein de l'entreprise.

Dans le tableau suivant, nous visualisons les principaux traits des stratégies de quatre acteurs analysés. *EDF* et *Engie* obtiennent une très bonne note de performance future au vu de leurs investissements massifs dans les énergies décarbonées et de leurs objectifs de réduction ambitieux. *PGE Polska* obtient une note moyenne. L'entreprise a dévoilé une stratégie très ambitieuse pour sortir du charbon et se spécialiser dans les renouvelables. Néanmoins, elle n'a pas développé de plan de fermetures ou de conversion de ses centrales à charbon. Ces dernières seront transférées à une nouvelle entité gérée par l'état polonais. En outre, les enjeux climatiques sont encore peu pris en compte dans la structure de gouvernance de l'entreprise. Enfin, *NTPC*, premier producteur d'électricité en Inde, reçoit une mauvaise note à cause de l'absence d'une stratégie de transition. L'entreprise est fortement dépendante du charbon (plus de 90% de sa production) et ne compte pas réduire cette dépendance. *NTPC* vise à réduire son intensité carbone de 10% d'ici 2032. Au vu de son intensité actuelle élevée (0,94 tCO<sub>2</sub>e/MWh), cet objectif n'est pas suffisant pour contribuer à la transition énergétique. Pour comparaison, considérons le *Scenário 6DS* développé par l'AIE<sup>18</sup>, qui représente une trajectoire *business-as-usual* selon laquelle l'augmentation moyenne de la température mondiale par rapport aux niveaux préindustriels devrait atteindre 4°C d'ici la fin du siècle. Selon ce scénario, en Inde, l'intensité moyenne en 2030 est égale à 0,77 tCO<sub>2</sub>e/MWh. Nous considérons donc que la trajectoire des émissions directes de *NTPC* est alignée avec une augmentation de température de 4°C.

---

<sup>18</sup> AIE, Energy Technology Perspectives 2016.

Entreprise	Performance future (/15)	Stratégie	Investissements de transition *	Horizon temporel	Cible de réduction des émissions de GES
 EDF	1	EDF va arrêter ses activités de production à partir de charbon (0,7% de sa production actuelle) en 2030. L'entreprise oriente ses investissements vers des modes de production décarbonés et travaille sur le développement de technologies bas-carbone (stockage d'électricité, captage et stockage du carbone).	93%	2018 - 2030	EDF vise une intensité carbone de 35 gCO <sub>2</sub> / kWh.
 ENGIE	2	Engie arrête ses centrales à charbon (5% de sa production actuelle) en 2025 en Europe et en 2027 dans le reste du monde. L'entreprise investit uniquement dans des nouvelles capacités décarbonées et vise à atteindre 58% de renouvelables en 2030.	100%	2017 - 2030	Engie vise une intensité carbone de 158 gCO <sub>2</sub> /kWh (52% de réduction).
 PGE <small>Polska Grupa Energetyczna</small>	7	PGE a établi un plan très ambitieux pour sortir du charbon et décarboner son mix électrique. L'entreprise vise un mix énergétique de plus de 50% de renouvelables d'ici 2030, et de 100% de renouvelables d'ici 2050. Cependant, PGE n'a pas engagé de plan de fermeture ou de reconversion de ses centrales à charbon. Ces centrales seront transférées à un nouvel organisme de l'état polonais.	50%	2020 - 2030	PGE vise à réduire ses émissions de GES liées à la production d'électricité de 80%.
 एनटीपीसी NTPC	11	NTPC investit encore dans des nouvelles centrales à charbon et n'a pas établi de stratégie pour décarboner son mix électrique (plus de 90% de charbon). L'entreprise n'a pas effectué d'analyse de risques climatiques. Ses investissements dans des capacités bas-carbone sont marginaux.	12%	2020 - 2032	NTPC vise à réduire son intensité carbone de 10%.

\* Les investissements de transition représentent la part des nouvelles capacités décarbonées dans les dépenses d'investissements (CAPEX) allouées à la production d'électricité.

Table 1 : exemples de stratégies de décarbonation de producteurs d'électricité

## Focus sur le transport et la distribution

101 entreprises de l'échantillon ont une activité de transport ou de distribution de l'électricité. Ces entreprises se différencient principalement par le taux de pertes électriques sur leur réseau et par leurs émissions d'hexafluorure de soufre (SF<sub>6</sub>), mais aussi par leurs stratégies d'intégration des énergies renouvelables et de développement de sources de flexibilité sur le réseau.

Les deux activités présentent des ordres de grandeurs différents pour les pertes électriques et les fuites de SF<sub>6</sub>. Les lignes haute tension des réseaux de transport nécessitent des équipements de sécurité et d'isolation plus importants. Elles ont donc des taux de fuite de SF<sub>6</sub> plus conséquents. Inversement, la tension électrique élevée sur ces lignes favorise leur performance et minimise les pertes électriques par effet Joule lors du transport.

### Pertes électriques

Observons les taux de pertes enregistrés sur les réseaux de transport et de distribution des acteurs analysés :

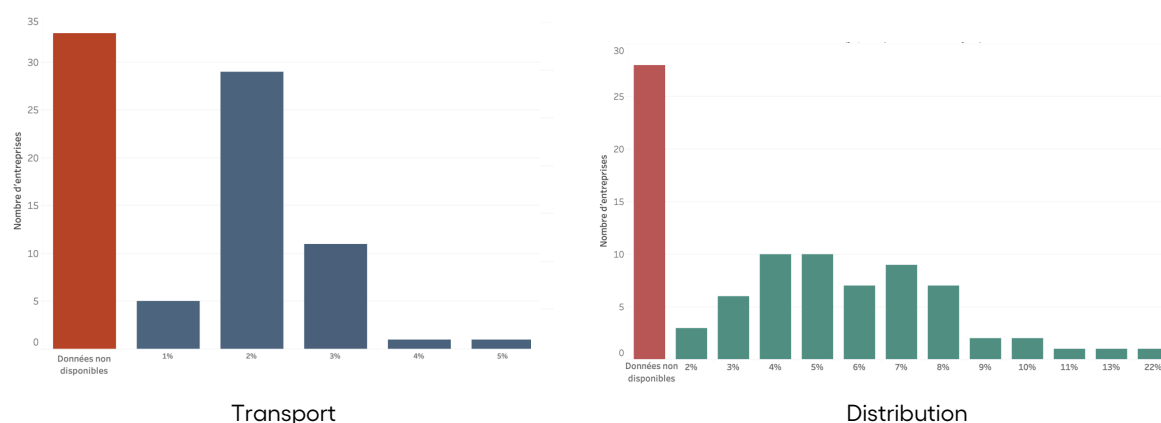


Figure 18 : Pertes électriques (% du volume d'électricité total) des acteurs analysés

Nous constatons une grande disparité des taux de pertes sur les réseaux de distribution. Les entreprises analysées affichent des performances variables. Les pertes électriques constituent ainsi un bon indicateur de différenciation entre ces acteurs. Inversement, les transporteurs d'électricité affichent des taux de perte homogènes. Près de deux tiers des acteurs ayant publié des données ont enregistré des pertes avoisinant les 2%.

Notons que 33 transporteurs (41%) et 28 distributeurs d'électricité (31%) n'ont pas publié les données des pertes électriques sur leurs réseaux. Ces entreprises sont pénalisées sur la note de performance passée pour leur manque de transparence qui empêche l'estimation de l'évolution des pertes. Elles obtiennent la pire note (15/15) pour ce critère. Pour la note de performance actuelle, nous nous appuyons sur les taux de perte moyens des plaques géographiques dans lesquelles ils opèrent.

## Fuites de SF<sub>6</sub>

La figure suivante présente les intensités de fuite de SF<sub>6</sub> des acteurs de transport et de distribution analysés. La taille des cercles est proportionnelle au volume d'électricité transporté ou distribué par chaque acteur. Nous segmentons les entreprises par région géographique pour plus de lisibilité :

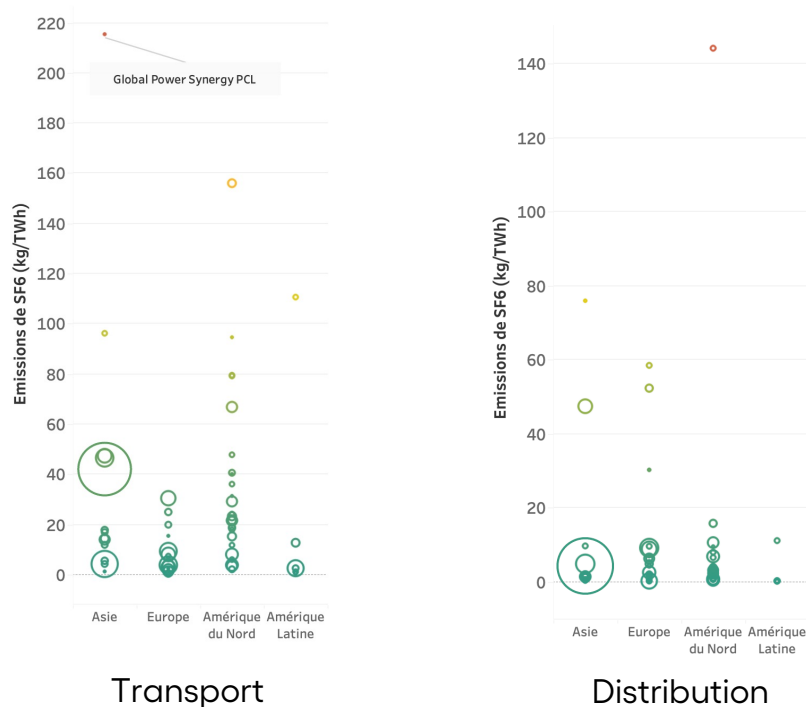


Figure 19 : intensités de fuite de SF<sub>6</sub> (kg de SF<sub>6</sub> / TWh) des acteurs analysés

Avec 215 kg de SF<sub>6</sub>/TWh, Global Power Synergy PCL (Thaïlande) est l'entreprise ayant enregistré l'intensité d'émissions de SF<sub>6</sub> la plus élevée, loin devant les autres acteurs. Ramenée à son équivalent en CO<sub>2</sub>, cette valeur est égale à 0,005 tCO<sub>2</sub>e / MWh et reste donc marginale par rapport aux intensités enregistrées par les producteurs d'électricité.

Cependant, la question des fuites d'Hexafluorure de soufre n'est pas à prendre à la légère. Il est vrai que ce gaz contribue actuellement très peu au changement climatique, du fait de ses faibles volumes d'émission. Néanmoins, le SF<sub>6</sub> est le gaz à effet de serre le plus puissant avec un potentiel



de réchauffement 23 500 fois plus élevé que celui du CO2 en cent ans à masse égale. En outre, sa structure moléculaire stable lui confère un temps de séjour extrêmement long dans l'atmosphère, de 3200 ans. Son effet à long terme est donc non négligeable, surtout si on prend en compte son utilisation accrue avec l'augmentation de la demande en électricité et le développement nécessaire des réseaux électriques au cours des prochaines décennies. Additionnellement, même si leur impact reste minoritaire, les gestionnaires de réseau sont soumis à une législation sur l'utilisation des gaz fluorés qui continue à se durcir (amendement de Kigali au Protocole de Montréal en 2016 et plus récemment, la révision du cadre législatif de l'UE sur les émissions de gaz fluorés voté par le parlement européen en mars 2023). De plus, et contrairement à d'autres secteurs, des alternatives au SF<sub>6</sub> existent et sont déjà utilisées (Siemens' Blue portfolio, Hitachi Energy's EconiQ™ portfolio, etc.). La maîtrise des fuites de SF<sub>6</sub> et la recherche d'alternatives pour l'isolation des équipements électriques représentent ainsi un enjeu majeur pour les gestionnaires de réseau.

## Stratégies de décarbonation

28 entreprises de l'échantillon étudié ont une activité principale de transport ou de distribution d'électricité. Dans le graphique suivant, nous visualisons les notes de performance future obtenues par ces acteurs :



*Données accessibles  
aux client-es  
de Carbon4 Finance*

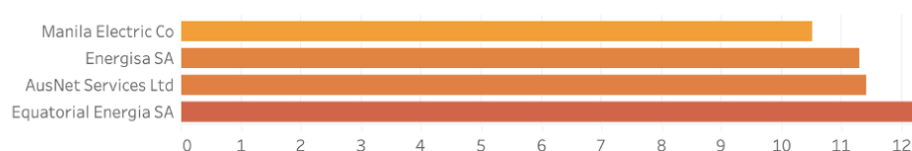





Figure 20 : Notes de performance future pour les activités de transport et de distribution d'électricité

Regardons de plus près des exemples de stratégies des acteurs de transport et de distribution :

Terna obtient la meilleure note de performance future. L'entreprise italienne investit dans de nouvelles interconnexions régionales et travaille sur le renforcement de son réseau électrique afin de l'adapter à l'intégration de nouvelles capacités renouvelables.

D'autre part, Elia Group, gestionnaire de réseau belge, finance des programmes de recherche visant à développer des alternatives à l'usage du SF<sub>6</sub> dans les équipements électriques.

Enfin, Equatorial Energia a obtenu la plus mauvaise note de l'échantillon. L'entreprise n'a pas développé de stratégie pour adapter son réseau à la transition énergétique et la question du changement climatique est très peu abordée dans ses rapports.

Entreprise	Performance future (/15)	Stratégie	Investissements de transition *	Horizon temporel	Cible de réduction des émissions de GES
 Terna	2	Terna est consciente de son rôle majeur dans la transition énergétique en tant que gestionnaire de réseau. L'entreprise oriente ses investissements vers le développement d'interconnexions régionales et vers le renforcement de son réseau de transport pour permettre l'intégration des énergies renouvelables. L'entreprise investit également dans des systèmes de stockage d'énergie et de gestion de la demande.	99%	2021-2025	Terna vise un taux de fuite de SF <sub>6</sub> inférieur à 0,45%
 elia group	7	Elia mentionne des investissements visant à renforcer son réseau pour permettre une meilleure intégration des énergies renouvelables. L'entreprise vise à arrêter l'usage de SF <sub>6</sub> dans ses équipements et finance un programme de recherche afin de trouver des alternatives commercialisables au gaz fluoré.	Non quantifiés	–	–
 equatorial ENERGIA	12	La question du changement climatique est très peu évoquée dans les rapports d'Equatorial Energia. L'entreprise ne mentionne pas de projets visant à adapter son réseau à la transition énergétique.	Non quantifiés	–	–

\* Les investissements de transition représentent la part des dépenses d'investissement (CAPEX) visant à adapter le réseau électrique à la transition énergétique.

Table 2 : exemples de stratégies de décarbonation des acteurs de transport et de distribution d'électricité

# Conclusion

Le secteur de l'électricité est en pleine mutation. Les entreprises prennent conscience de la nécessité d'agir face à l'urgence climatique. Les énergies renouvelables se développent à un rythme croissant et les acteurs des combustibles fossiles commencent à interroger la pérennité de leur modèle.

L'échantillon étudié permet d'apprécier les tendances du secteur. Nous constatons une diversité des profils entre les acteurs qui se sont déjà alignés avec la transition énergétique ou qui ont fixé des objectifs ambitieux pour décarboner leurs activités et ceux qui peinent à trouver leur chemin de décarbonation et à réduire leur dépendance aux énergies fossiles. Nous observons également une disparité régionale des mix énergétiques. Les acteurs asiatiques sont plus dépendants du charbon que leurs homologues européens et nord-américains. Les efforts engagés pour accélérer le développement des énergies décarbonées sur le continent restent insuffisants pour réduire cette dépendance.

La production des centrales à charbon, et par conséquent les émissions globales de gaz à effet de serre du secteur, ont continué à croître pour atteindre un nouveau record en 2022. Cependant, les énergies solaire et éolienne ont continué à leur tour à gagner du terrain. Leur part combinée a dépassé les 12% du mix électrique global, et leur croissance a permis de couvrir 80% de la hausse de la demande en électricité. Les tendances actuelles laissent espérer que le pic des émissions du secteur serait atteint dans les années à venir.

La vitesse de la transition est tout de même incertaine. Si l'objectif de limiter le réchauffement planétaire à 1,5°C reste toujours une possibilité théorique, sa réalisation dépendra de la vitesse de déploiement des politiques publiques et de l'évolution des investissements dans les énergies décarbonées. La crise énergétique provoquée par l'invasion de l'Ukraine a ravivé l'intérêt et propulsé les investissements dans les renouvelables<sup>19</sup>. Ces énergies, en plus de leur rôle capital dans la lutte contre le changement climatique, se montrent ainsi comme une alternative durable aux combustibles fossiles, ouvrant la voie vers la sécurité énergétique en proposant des sources d'énergie compétitives, durables et facilement déployables.

Nous vivons une décennie décisive dans l'histoire de notre planète. Les efforts de décarbonation se multiplient mais restent insuffisants pour limiter les impacts du changement climatique. Des politiques ambitieuses et des investissements substantiels seront nécessaires afin d'accélérer la transition vers une économie décarbonée. Les efforts qui seront entrepris durant les années à venir seront décisifs pour le futur de l'humanité.

---

<sup>19</sup> AIE, Renewables 2022 Analysis and forecast to 2027.



Créée en 2016 et basée à Paris, **Carbon4 Finance** apporte au secteur financier l'expertise du cabinet de conseil Carbone 4, qui depuis 2007 propose des services de comptabilité carbone, d'analyse de scénarios et de conseil dans tous les secteurs économiques.

Carbon4 Finance propose un ensemble complet de solutions de données climatiques couvrant à la fois le risque physique (méthodologie CRIS : Climate Risk Impact Screening) et le risque de transition (méthodologie CIA : Carbon Impact Analytics). Ces méthodologies reconnues permettent aux organisations financières de mesurer l'empreinte carbone de leur portefeuille, d'évaluer l'alignement avec un scénario compatible avec 2°C et de mesurer le niveau des risques qui découlent des événements liés au changement climatique.

Carbon4 Finance applique une approche rigoureuse "bottom-up" basée sur la recherche, ce qui signifie que chaque actif est analysé individuellement et de manière discriminatoire.

Pour plus d'informations, veuillez consulter le site [www.carbon4finance.com](http://www.carbon4finance.com)