



Deuxième rapport ACPR/AMF de suivi et d'évaluation des engagements climatiques des acteurs de la Place :

Politiques sectorielles et expositions des acteurs aux énergies fossiles

Pré-rapport

[Extrait du rapport commun ACPR-AMF sur l'évaluation des engagements climatiques des acteurs de la Place financière de Paris – Chapitre 2 – traitant des politiques sectorielles portant sur les énergies fossiles, des expositions à ces énergies et proposant une série de préconisations]



Contexte des travaux

L'Autorité de contrôle prudentiel et de résolution (ACPR) et l'Autorité des marchés financiers (AMF) ont publié le 18 décembre 2020 un premier rapport sur le suivi des engagements climatiques pris par les acteurs de la place financière de Paris (banques, assureurs et sociétés de gestion)¹.

Ce rapport restituait les premiers travaux effectués dans le cadre de ce suivi et formulait un certain nombre de préconisations visant à crédibiliser les engagements pris et à renforcer la transparence des informations publiées. Ce rapport a également été l'occasion d'analyser en détails les politiques de sortie du charbon des acteurs financiers et leur mise en œuvre, à la suite de la déclaration de Place de juillet 2019, qui invitait les institutions financières françaises à adopter une stratégie charbon, avec un calendrier global de désengagement.

Le rapport 2021 poursuit ces analyses et les complète avec de premières évaluations des engagements des acteurs de la Place vis-à-vis des autres énergies fossiles (pétrole et gaz), avec un focus sur les énergies non conventionnelles. Il présente aussi de premières estimations sur l'exposition des banques et assureurs français à ces énergies fossiles.

Les travaux ont été menés par les autorités sur base des informations publiques et de questionnaires détaillés envoyés aux plus grands acteurs de la Place (9 banques, 17 assureurs et 20 sociétés de gestion)², complétés par des entretiens et échanges bilatéraux entre les mois de juillet et septembre. Comme en 2020, le rapport complet sur le suivi et l'évaluation des engagements en faveur de la lutte contre le changement climatique sera publié en décembre prochain. Il pourra, le cas échéant, compléter les résultats présentés ici.

Après un bref panorama sur l'évolution de la consommation des énergies fossiles et leur contribution au réchauffement climatique (section 1), le rapport détaille les résultats des travaux menés pour les banques (section 2), les assureurs (section 3) et les sociétés de gestion (section 4). Il analyse enfin la mise en œuvre des préconisations 2020, avant de les mettre à jour et de les compléter (section 5).

Les principales conclusions sont présentées succinctement ci-après et détaillées ensuite par secteur.

¹ https://acpr.banque-france.fr/sites/default/files/medias/documents/20201218_rapport_vf.pdf

² Voir liste en Annexe 1.

Principales conclusions

Les derniers rapports du Groupe d'experts intergouvernemental sur l'évolution du climat (GIEC) et de l'Agence internationale de l'énergie (AIE) ont récemment souligné l'ampleur des changements économiques qu'implique l'atteinte des objectifs de l'Accord de Paris, en particulier en ce qui concerne le secteur de l'énergie. Dans ce contexte, ce deuxième rapport de l'ACPR et de l'AMF se penche sur les évolutions des politiques sectorielles « charbon » des acteurs financiers de la Place de Paris et étend l'analyse aux politiques « pétrole » et « gaz » ainsi qu'aux énergies fossiles non conventionnelles. Il poursuit également les premiers travaux menés sur l'exposition de la Place à ces énergies, et met en évidence les importants défis méthodologiques liés.

Les principales conclusions de l'exercice 2021 sont les suivantes :

- **Les institutions financières ont mis à jour et complété leur politique « charbon » en 2020, avec, dans certains cas, un durcissement des critères et/ou seuils d'exclusion appliqués ;** l'ensemble des banques et des assureurs ainsi que la plupart des grands gérants de la Place affichent désormais une date de sortie du secteur, généralement à 2030 pour les pays de l'OCDE et 2040 pour le reste du monde ; en complément, un nombre croissant d'acteurs exclut désormais aussi le financement d'entreprises du secteur développant de nouveaux projets, même si la notion de « développeurs » continue à être définie de façon hétérogène par les acteurs de la Place ;
- En revanche, **les préconisations formulées en 2020 par les Autorités pour renforcer la transparence des politiques et leur comparabilité, ainsi que le suivi par les acteurs de leurs expositions sont encore peu appliquées ;** de même, les stratégies de sortie, ainsi que les éventuelles étapes pour respecter les objectifs affichés, sont rarement décrites ;
- Au global, plus de deux ans après l'engagement de Place de juillet 2019 sur le charbon, **si la mobilisation collective est réelle, les approches et niveaux d'ambition (tels que reflétés notamment par les critères et seuils retenus dans les politiques) restent encore hétérogènes d'un acteur à l'autre ;**
- **Concernant le pétrole et le gaz, les politiques, encore peu développées chez les acteurs non bancaires, se concentrent généralement sur certaines énergies non conventionnelles ;** elles restent souvent imprécises et couvrent des périmètres variés ;
- **L'exposition des acteurs de la Place aux entreprises liées au secteur du charbon reste très faible,** sensiblement inférieure à 1 % des actifs, avec des disparités entre acteurs ; le calcul de ces expositions reste cependant dépendant des données utilisées et des contraintes méthodologiques, que ce soit pour l'identification des entreprises liées au secteur du charbon ou pour la manière de prendre en compte le cas des entreprises dont le modèle d'affaires est diversifié (pondération des expositions selon la part estimée de l'activité liée au charbon); ces calculs ne prennent par ailleurs pas en compte les éventuelles stratégies de transition des acteurs, dimension pourtant essentielle et qui nécessite d'évaluer plus finement les expositions individuelles au secteur ;
- En ce qui concerne le calcul des expositions au pétrole et au gaz, les estimations sont encore très fragiles, en raison de l'absence d'une liste publique d'entreprises, sur le modèle de la *Global Coal Exit List* (GCEL) de l'ONG URGEWALD, de la complexité de la chaîne de valeur de ces secteurs, et des divergences d'appréciation entre acteurs. Sur la base des déclarations recueillies, l'exposition à ces deux énergies fossiles, ressort, en 2020, à environ 193 milliards d'euros pour les banques, et à un peu moins de 30 milliards d'euros pour les assurances. La publication prochaine de la *Global Oil and Gas Exit List* (GOGEL) pourra permettre de nouveaux travaux. Cependant, tant pour le suivi des risques, que pour répondre aux futures obligations de *reporting* du règlement européen SFDR et de l'article 29 de la Loi Énergie et climat et aux demandes de transparence, **les acteurs de la Place doivent accélérer les travaux pour pouvoir rendre compte de façon robuste et**

transparente de leurs expositions aux énergies fossiles, dont les énergies non conventionnelles, fondées sur des définitions communes et prenant en compte l'intégralité de la chaîne de valeur, ainsi que le périmètre d'affaire le plus large possible ;

- Les préconisations formulées en 2020 pour les politiques charbon restent donc largement valables. Elles doivent être, dans une large mesure, étendues aux autres énergies fossiles, tant pour leur contribution au réchauffement climatique, que pour répondre aux risques financiers accrus pesant sur le secteur. **Les Autorités encouragent ainsi les acteurs de la Place de Paris à mettre rapidement en place des politiques robustes, transparentes et comparables portant sur toutes les énergies fossiles.** Ces politiques devraient s'inspirer des leçons et des travaux menés pour le charbon, et prendre en compte les projections disponibles et les évolutions attendues en termes de niveau et de nature d'investissement dans les secteurs concernés pour pouvoir atteindre les objectifs de l'Accord de Paris.

Sommaire

Contexte des travaux	2
Principales conclusions	3
 Chapitre 1 - Contexte des politiques portant sur les énergies fossiles	 7
1. Usages et évolution de la consommation du charbon, du pétrole et du gaz	7
2. Importance pour le climat	9
 Chapitre 2 - Les politiques « fossiles » des banques	 10
1. Politiques sectorielles et d'exclusion	10
1.1 Le suivi des politiques « charbon »	10
1.2 Les principaux traits des politiques « pétrole et gaz » des établissements bancaires	12
2. L'exposition des banques aux ressources fossiles (charbon, pétrole et gaz)	15
2.1 L'approche et les limites méthodologiques	15
2.2 Les résultats	16
2.2.1 Une première évaluation établie à partir des déclarations des établissements	16
2.2.2 La mesure de l'expositions sur la base de l'état « grands risques »	17
 Chapitre 3 - La politique « fossile » des assurances	 19
1. Politiques sectorielles et d'exclusion	19
1.1 Le suivi des politiques « charbon »	19
1.2 Les politiques consacrées au pétrole et au gaz (conventionnels et non conventionnels)	21
1.2.1 Conventionnels	21
1.2.2 Non conventionnels	22
2. Les expositions des organismes d'assurances aux énergies fossiles	23
2.1 L'approche et les limites méthodologiques	23
2.2 Les expositions des organismes d'assurance aux ressources fossiles	24

Chapitre 4 - Les politiques « fossiles » des gérants français26

1. Politiques sectorielles et d'exclusion	26
1.1 Suivi des politiques « charbon »	26
1.1.1 Mise à jour des politiques relative au charbon et prise en compte d'une date de sortie du charbon	26
1.1.2 Critères et seuils d'exclusion retenus	27
1.2 Politiques sectorielles consacrées au pétrole et au gaz	28
1.2.1 Des politiques généralement peu précises et encore restreintes	28
1.2.2 Premiers constats sur la mise en œuvre : des politiques encore peu mordantes.....	31
2. Expositions des fonds français et évolutions.....	32
2.1 Approche et limites méthodologiques	32
2.2 Évaluation agrégée des expositions des fonds français	32
2.2.1 Dynamique d'investissement de la Place de Paris	32
2.2.2 Étude de l'exposition « charbon » des 20 plus grandes SGP de la Place	34
2.2.3 Analyse par émetteur.....	34
2.3 Étude 2021 sur les expositions en portefeuille	36

Chapitre 5 - Suivi des préconisations sur le charbon et nouvelles préconisations portant sur l'ensemble des énergies fossiles37

1. Principales préconisations pour les banques et les assureurs.....	37
2. Principales préconisations pour les sociétés de gestion et suivi des préconisations 2020	39
2.1 Concernant le charbon	39
2.2 Concernant le pétrole et le gaz.....	43
2.3 Préconisations pour les sociétés de gestion.....	43

Annexe 1 – Liste des acteurs étudiés.....45

Annexe 2 – Évolution des seuils de la Global Coal Exit List (GCEL) et impact sur le nombre d'émetteurs.....46

Annexe 3 - Zone Arctique : une définition qui influe significativement sur le périmètre d'une politique : Illustration avec les politiques de deux sociétés de gestion47

Chapitre 1 - Contexte des politiques portant sur les énergies fossiles

Les énergies fossiles (à titre essentiel, des hydrocarbures) représentent une source d'énergie issue de la transformation de matières organiques sur une période de plusieurs millions d'années et stockées sous terre. Elles sont non renouvelables et leur combustion génère des gaz à effet de serre dont l'accumulation dans l'atmosphère est responsable du réchauffement climatique.

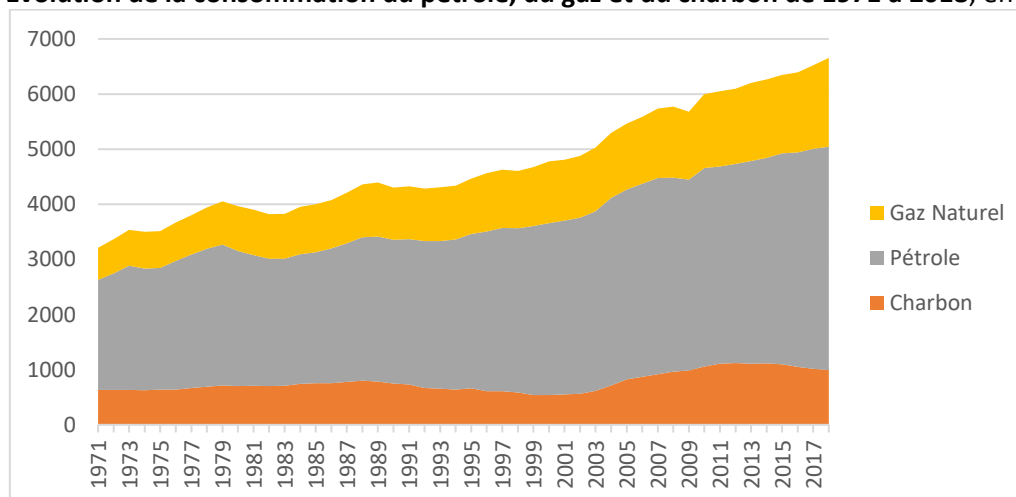
Trois d'entre elles, le charbon, le pétrole et le gaz, sont progressivement devenues, depuis le XIXe siècle, les principales sources d'énergie, pour atteindre, en 2020, 83 % de la consommation énergétique mondiale³.

1. Usages et évolution de la consommation du charbon, du pétrole et du gaz

Alors que le charbon recouvre deux grandes catégories d'usage industriel - le charbon métallurgique, également appelé charbon de coke ou sidérurgique, principalement destiné à la production d'acier, et le charbon thermique, destiné à un usage purement énergétique⁴, le pétrole est utilisé dans trois principaux secteurs : le transport⁵, la pétrochimie (cosmétiques, engrais, matières plastiques, colorants...) et le chauffage, tant domestique qu'industriel. Le gaz est, quant à lui, avant tout employé par l'industrie (pétrochimie, raffinage...) et le secteur électrique - ces deux usages représentant à eux seuls environ 66 % de sa consommation dans le monde. Il est par ailleurs également utilisé pour un usage domestique (chauffage, cuisson) –environ 17 % de la consommation de gaz dans le monde⁶.

La consommation mondiale de ces trois énergies n'a cessé de croître depuis l'ère préindustrielle. Cette évolution s'explique principalement du fait de la forte demande des pays développés au cours de l'après-guerre, puis, à partir des années 1990-2000, de celle des pays émergents, notamment de la Chine ou de l'Inde.

Schéma n°1 : Évolution de la consommation du pétrole, du gaz et du charbon de 1971 à 2018, en Mtep⁷



Source : Agence Internationale de l'Energie, Key World Energy Statistics 2020.

³ BP, *Statistical Review of World Energy* 2021.

⁴ La frontière est cependant poreuse puisque le charbon métallurgique peut être employé dans la production d'énergie. Cf. l'édition 2020 du rapport commun de l'ACPR-AMF sur les engagements climatiques des institutions financières françaises.

⁵ Le transport représentait, en 2018, 49,3 % de la consommation mondiale de pétrole (source : IPF Énergies nouvelles)

⁶ Source : IPF Énergies nouvelles (chiffres 2018)

⁷ Mtep ou mégatonne équivalent pétrole. Il s'agit là d'une unité d'énergie correspondant à un million de tonnes d'équivalent pétrole, soit environ 42 Gigajoules.

La consommation mondiale de pétrole représentait ainsi 33,1 % de la consommation mondiale d'énergie primaire en 2019, soit 95,2 millions de barils⁸ par jour (Mb/j). Cette consommation a néanmoins connu, en 2020, une chute historique d'environ 9 %, en raison de l'arrêt de nombreux moyens de transport et de la très forte contraction de l'activité économique durant la pandémie de Covid-19⁹.

Si la consommation mondiale de gaz naturel, établie à environ 4000 Giga mètres cubes (Gm3) en 2019, a, elle aussi, fléchi en 2020, également du fait de la crise sanitaire, la baisse enregistrée, la plus importante jamais connue en volume, a été cependant moins sensible que celle du pétrole, avec une diminution limitée à 1,8 % en 2020 par rapport à 2019¹⁰.

La consommation de charbon connaît, pour sa part, un déclin régulier depuis 2018. Cette tendance s'est accrue en 2020, également du fait de la crise liée à la Covid-19, avec un recul d'environ 4 %, après une baisse de 2 % en 2019, qui s'expliquait alors principalement par le développement des énergies renouvelables et un prix plus attractif du gaz.

Les perspectives à court et moyen termes pour ces trois sources d'énergie apparaissent aujourd'hui cependant incertaines, tant elles dépendent de nombreux facteurs.

Selon l'Agence internationale de l'énergie (AIE)¹¹, la demande de pétrole devrait ainsi repartir à la hausse à partir de 2023, notamment en raison de la lenteur des évolutions réglementaires sur le climat et du fait du retour de la croissance, essentiellement en provenance des pays émergents. Les prévisions de consommation pourraient de ce fait atteindre 104,1 millions de barils/jour en 2026, soit une hausse par rapport au niveau d'avant la crise sanitaire, mais à un niveau inférieur à celui projeté lors du précédent rapport de l'AIE en 2020.

Si la demande en gaz devrait également croître en 2021 d'environ 3,2 %, soit un niveau supérieur à celui de 2019, avant tout du fait d'une forte demande de l'Asie et, de façon moins importante, par les pays du Moyen-Orient, cette tendance reste, d'après l'AIE, sujette à plusieurs inconnues, telles que l'effectivité de la croissance industrielle, et surtout la compétitivité du prix du gaz par rapport à celui des autres énergies, notamment du charbon.

Les prévisions de l'Agence internationale de l'énergie¹² font également état d'une probable augmentation de la consommation du charbon en 2021 (environ 4,5 %), essentiellement tirée par l'Asie (Chine, Inde et Asie du Sud-est) à la fois en raison de la hausse des prix du gaz et du retour de la croissance économique : en 2020, la Chine a continué ainsi d'ouvrir en moyenne une trentaine de centrales à charbon par an.

⁸ Un baril = 159 litres.

⁹ Cf. <https://www.connaissancedesenergies.org/bp-statistical-review-world-energy-2021-les-chiffres-cles-de-lenergie-dans-le-monde-210712>

¹⁰ Cf. <https://www.connaissancedesenergies.org/les-chiffres-cles-du-gaz-dans-le-monde-en-2020-presentes-par-la-filiere-210514>

¹¹ Cf. *Oil 2021 report. Analysis and forecast to 2026*; cf. également le *Gas 2021 report*.

¹² Cf. *Coal Global energy review 2021*.

2. Importance pour le climat

Les émissions mondiales de gaz à effet de serre ont atteint, en 2017, 53,5 Gt équivalent CO₂, soit un doublement par rapport aux années 1970. Cette même année, la combustion du charbon a représenté 39 % des émissions de CO₂, le pétrole, 31 %, et le gaz naturel 18 %, hors émissions provenant de l'utilisation des terres, du changement d'affectation des terres et de la foresterie (UTCATF¹³).¹⁴ Dans son ensemble, le secteur de l'énergie est aujourd'hui à l'origine des trois quarts des émissions de gaz à effet de serre.

Or, selon les scénarios du Groupe d'experts intergouvernemental sur l'évolution du climat (GIEC), pour limiter à 2 °C l'augmentation moyenne des températures par rapport à l'ère préindustrielle avec une probabilité supérieure à 66 %, le budget carbone restant¹⁵ est de 1170 Gt CO₂ à partir de 2018 et de seulement 420 Gt CO₂ si l'ambition est de limiter cette augmentation des températures à 1,5 °C. Pour y parvenir, l'essentiel des ressources énergétiques fossiles devrait donc rester inexploité.

Dans son rapport spécial publié en 2018, le GIEC estimait ainsi que pour maintenir l'augmentation des températures mondiales à 1,5°C, la part du pétrole dans la fourniture d'énergie primaire devrait diminuer entre 2020 et 2050, et ce dans la plupart des scénarios analysés, dans une fourchette comprise entre -39 % et -77 %, celle du gaz devant elle se séduire d'environ -13 % à -62 %.

Plus récemment, l'Agence internationale de l'énergie a élaboré un ensemble de plus de 400 mesures qui doivent permettre d'atteindre la neutralité carbone d'ici 2050 et de limiter le réchauffement climatique à une hausse de 1,5°C d'ici la fin du siècle en cohérence avec l'Accord de Paris sur le climat¹⁶. Parmi celles-ci, l'AIE préconise, en même temps qu'un déploiement immédiat et massif de toutes les technologies énergétiques propres et efficaces disponibles, une série de changements radicaux tels que l'arrêt immédiat de tout investissement dans de nouveaux projets d'exploitation de gisements de gaz, de pétrole et de charbon ainsi que dans ceux d'installation de nouvelles centrales à charbon non équipées de techniques de capture, utilisation et stockage du CO₂¹⁷. Le rapport indique aussi que, dans le scénario « net zero » retenu, en dehors des projets déjà engagés en 2021, aucun nouveau gisement de pétrole ou de gaz n'est nécessaire, ni aucune nouvelle mine de charbon ou extension de mines de charbon.¹⁸ Par ailleurs, le rapport recommande la fin de la vente des voitures à moteur thermique à partir de 2035 et invite à des efforts pour atteindre une hausse de 4 % par an de l'efficacité énergétique globale d'ici à 2030.

¹³ En Anglais : *Land use, land-use change, and forestry* (LULUCF).

¹⁴ Le reste, 12 %, est lié aux procédés industriels comme la fabrication de ciment (hors combustion d'énergie). Cf. <https://www.statistiques.developpement-durable.gouv.fr/chiffres-cles-du-climat-france-europe-et-monde-edition-2020-0>

¹⁵ Un budget carbone correspond à une quantité maximale d'émissions de CO₂ associé à une probabilité raisonnable d'éviter la hausse moyenne des températures au-dessus d'un certain niveau.

¹⁶ Rapport publié le 18 mai 2021 et intitulé « Zéro émission nette d'ici 2050. Une feuille de route pour le secteur mondial de l'énergie », cf. [Net Zero by 2050: A Roadmap for the Global Energy Sector](#).

¹⁷ "No investment in new fossil fuel supply projects, and no further final investment decisions for new unabated coal plants". L'AIE qualifie la consommation d'énergies fossiles dans des sites sans technologies de CCUS (*carbon capture, usage and storage*) de "unabated".

¹⁸ "Beyond projects already committed as of 2021, there are no new oil and gas fields approved for development in our pathway, and no new coal mines or mine extensions are required."

Chapitre 2 - Les politiques « fossiles » des banques¹⁹

1. Politiques sectorielles et d'exclusion

1.1 Le suivi des politiques « charbon »

Depuis le précédent rapport commun²⁰, plusieurs constats peuvent être dressés à partir des réponses qui ont été apportées au nouveau questionnaire adressé aux établissements en avril 2021 :

Tout d'abord, les engagements continuent, pour l'heure, à porter exclusivement sur le charbon thermique. Les raisons avancées sont identiques à celles mentionnées lors de l'exercice 2020 : non seulement ce type de charbon est responsable de l'essentiel des émissions du secteur énergétique (environ 75 %), mais les solutions de substitution demeurent aussi complexes que coûteuses.

La plupart des établissements bancaires ont procédé à une mise à jour de leur politique « charbon » : ainsi BNPP (juillet 2020), CDC (juin 2021), SOCIÉTÉ GÉNÉRALE (juillet 2020), CRÉDIT MUTUEL AF (février 2021), CRÉDIT MUTUEL ARKEA (avril 2021), ou encore HSBC Continental Europe (mai 2021). Cette actualisation n'entraîne pas systématiquement une modification de cette politique : ainsi plusieurs banques n'ont, à l'issue de cette « mise à jour », pas modifié le contenu de leur politique charbon. Par ailleurs, certaines actualisations ont davantage consisté en une formalisation plus précise d'une politique qui, jusqu'alors, faisait davantage l'objet de principes généraux ou de chartes : la BANQUE POSTALE a, ainsi, en 2021, validé un document spécifiquement dédié au charbon, tout en adoptant une série de standards encadrant cette politique et la rendant plus à même de figurer dans des comparaisons internationales, sa politique d'exclusion étant jusqu'alors restée informelle.

De façon générale, le mouvement déjà observé dans le précédent rapport – un durcissement lent mais apparemment régulier des politiques d'exclusion au gré des révisions successives des politiques « charbon » – se poursuit : les nouvelles politiques adoptées se traduisent en effet mais seulement pour un tiers des établissements analysés, par une exigence accrue en termes de seuils ou de critères d'exclusion précédemment adoptés, soit par l'abaissement d'un ou plusieurs seuils déjà mis en place, soit par l'adjonction de seuils supplémentaires²¹.

De même, alors qu'en 2020, quatre établissements n'avaient pas communiqué de date de sortie du charbon, en 2021, l'ensemble des banques étudiées affichent désormais une telle date, un établissement ayant même décidé de fixer à 2027 la date de sortie, initialement prévue en 2030²².

¹⁹ Comme lors du précédent rapport commun de l'ACPR et de l'AMF, neuf groupes bancaires sont ici étudiés : L'AGENCE FRANÇAISE DE DÉVELOPPEMENT (AFD), BNP PARIBAS, LA BANQUE POSTALE, HSBC FRANCE, CRÉDIT AGRICOLE SA, BPCE NATIXIS, SOCIÉTÉ GÉNÉRALE, LA CAISSE DES DÉPÔTS, CRÉDIT MUTUEL (ALLIANCE FEDERALE ET ARKEA).

²⁰ https://acpr.banque-france.fr/sites/default/files/medias/documents/20201218_rapport_vf.pdf

²¹ Ainsi, par exemple, CM ARKEA qui fait passer, pour ses nouveaux investissements et financements bancaires, le seuil de chiffres d'affaires en même temps que celui de la part du charbon dans le mix énergétique des entreprises concernées de 30 % à 10% et qui réduit également le seuil de capacité installée (de 10 à 5 GW) en même temps que celui de la production (de 20 à 10 Mt/s) ; la SOCIETE GENERALE abaisse de 50 % à 25 % son seuil de chiffres d'affaires, que ce soit pour les clients déjà existants ou les nouveaux clients, seuil qui doit en principe passer à 0% à partir du 1er janvier 2022 pour les entreprises qui possèdent des actifs charbon thermique (mines ou centrales). La CAISSE DES DEPÔTS, de son côté, a décidé de compléter son seuil de chiffre d'affaires en appliquant à ses nouveaux investissements un seuil de capacité absolue de production minière (10 Mt) et de production installée de 10 GW.

²² Si, en 2020, la Banque postale n'avait communiqué aucune date, estimant que celle-ci n'était pas nécessaire dans la mesure où l'établissement avait exclu, depuis 2015 les financements « charbon », celle-ci a souhaité pouvoir afficher une date de sortie dans le présent rapport après avoir constaté quelques reliquats dans son portefeuille d'activité.

Tableau n 1 : Annonce par les banques de leur date de sortie du charbon

Établissement	Type de charbon concerné	Date de sortie : Europe /OCDE	Date de sortie : Reste du monde
AFD ²³	Thermique	2013	2013
BNP PARIBAS	Thermique	2030	2040
BPCE NATIXIS	Thermique	2030	2040
CA SA	Thermique	2030	2040
SG	Thermique	2030	2040
CDC ²⁴	Thermique	2030	2040
CM AF	Thermique	2030	2030
CM ARKEA	Thermique	2027	2027
HSBC ²⁵	Thermique	2030	2030
LBP	Thermique	2030	2030

Source : Questionnaire ACPR 2021 – Engagements publics des groupes bancaires. Les changements par rapport à 2020 apparaissent en italique.

Néanmoins, la fixation d'une date définitive de sortie s'accompagne rarement d'une description des étapes intermédiaires permettant de préparer une telle sortie. De plus, l'adoption systématique de critères croisés, à l'image de ceux proposés par la *Global Coal Exit List*²⁶, et dont la juxtaposition permet une plus large couverture de la chaîne charbon, relève encore davantage de l'exception que de la règle, nombre d'établissements préférant ne retenir que deux d'entre eux.

Par ailleurs, si la totalité des banques analysées ici s'interdisent, de façon générale, le financement des nouveaux projets « charbon », la notion de « développeur » continue à recouvrir des réalités différentes selon les banques. Ainsi un acteur exclut-il uniquement de ses financements l'exploitation des nouvelles mines, tandis que l'accroissement des capacités d'une centrale disposant déjà d'une puissance installée supérieure à 3 GW est soumis à examen.

Le précédent rapport avait souligné, en 2020, l'hétérogénéité des approches, tant en termes de périmètres d'affaires que d'activités commerciales concernés, rendant ainsi complexe la comparabilité de ces politiques. Ce constat peut être renouvelé en 2021. À titre d'exemple, le terme même de « financement » peut, selon les cas, couvrir l'ensemble des produits et de services bancaires ou de marchés de capitaux connexes, ou non. De même, les activités commerciales concernées par les politiques « charbon » peuvent comprendre, selon les établissements, les principaux segments de la chaîne de valeur « charbon » (extraction, centrales thermiques) ou, de façon plus large, son ensemble, c'est-à-dire intégrant également le transport, le commerce ou la transformation.

Enfin, comme en 2020, il est à noter que les politiques « charbon » des banques ne concernent que le financement « direct » de l'activité et ne s'appliquent pas aux financements ou aux refinancements d'autres établissements financiers, ou des sociétés *holdings*, qui peuvent être eux-mêmes exposés sur le charbon.

²³ Le Conseil d'administration de l'AFD a adopté en 2013 une résolution interdisant le financement de projets de centrales à charbon, à l'exception toutefois des centrales incluant un dispositif opérationnel de captage et de stockage de CO₂.

²⁴ Au-delà des dates annoncées, la CDC s'est engagée, au 1er janvier 2022, à ne plus détenir de titres d'entreprises dont le chiffre d'affaires est exposé au charbon thermique et qui n'auront pas annoncé de plan de désengagement du charbon thermique aligné sur une sortie d'ici 2030 dans les pays de l'OCDE et d'ici 2040 dans le reste du monde

²⁵ Il s'agit ici de la politique « groupe ».

1.2 Les principaux traits des politiques « pétrole et gaz » des établissements bancaires

Quatre traits principaux caractérisent les politiques pétrole et gaz des neuf banques ici étudiées :

Si l'ensemble des établissements dispose, aujourd'hui, d'une politique « pétrole et gaz », **ces politiques se concentrent néanmoins sur les hydrocarbures dits non conventionnels** (dans son acception la plus large). Les secteurs conventionnels ne font, le plus souvent, pas l'objet de restrictions ou de seuils particuliers, à l'exception du financement de nouveaux projets d'exploration et/ou d'exploitation de nouvelles réserves.²⁷

Encadré n°1 : Les ressources énergétiques conventionnelles et « non conventionnelles »

Il n'existe aujourd'hui aucun consensus sur une définition claire permettant de différencier les hydrocarbures conventionnels des autres pétroles et gaz dits « non conventionnels ».

Certains acteurs considèrent ainsi que seuls les hydrocarbures piégés dans des formations rocheuses peu perméables nécessitant des techniques d'extraction particulière comme la fracturation hydraulique ou chimique relèvent de la catégorie des non conventionnels et, à ce titre, ne retiennent dans leur définition que les sables bitumineux, ainsi que le pétrole et le gaz de schiste²⁸. D'autres incluent dans cet ensemble les pétroles lourds et extra-lourds, qui font également appel à des méthodes d'extraction et de raffinage spécifiques. D'autres encore estiment que les « non conventionnels » s'étendent aux hydrocarbures exploités dans des conditions particulières ou de fait d'un environnement sensible, comme les gaz/méthane de houille, les hydrates de méthane, le pétrole et le gaz en offshore eaux profondes ou en Arctique. Les limites de la zone arctique elles-mêmes font débat²⁹, quelques établissements retenant celle du Groupe de travail sur la Conservation de la Flore et de la Faune Arctiques (CAFF) tandis que d'autres font appel à celle du Code polaire de l'Organisation Maritime Internationale

La question de la définition des ressources énergétiques « conventionnelles » ou « non conventionnelles » peut être abordée sous un angle technique ou sous l'angle de la classification. Les deux approches sont cohérentes et complémentaires.

La *Society of Petroleum Engineers (SPE)* fournit les définitions suivantes des ressources énergétiques conventionnelles et non conventionnelles en adoptant un point de vue technique et opérationnel :

1. Ressources énergétiques conventionnelles :

Ce sont des ressources (pétrole et gaz) confinées dans un gisement et dont la distribution résulte de la structure du gisement, et de l'action des forces de gravité. Les ressources hydrocarbures initialement en place sont encadrées par un aquifère sous-jacent et une roche de couverture et présentent des contacts eau-huile et huile-gaz clairement définis. Ces ressources sont mobiles et peuvent être mises en mouvement vers les puits de production sous l'action d'un gradient hydrodynamique et de la compétition entre forces capillaires, visqueuses et gravitaires.

²⁷ Selon l'IFPEN, les réserves correspondent aux volumes de pétrole récupérables aux conditions techniques et économiques du moment dans des gisements exploités ou en passe de l'être. Les réserves prouvées sont les quantités de pétrole dont l'existence est établie et dont les probabilités de récupération dans le cadre des données disponibles, de la technique d'extraction et des conditions économiques, sont d'au moins 90%.

²⁸ Cette définition restrictive constitue aujourd'hui le plus petit dénominateur commun des banques de la Place de Paris.

²⁹ Ces définitions retiennent ainsi tantôt la ligne de latitude 66°33' Nord qui définit le cercle polaire arctique, d'autres la ligne de Köppen qui circonscrit l'isotherme de 10°C pour le mois de juillet, d'autres encore la limite de l'arbre qui marque la limite continentale sud de la végétation sans arbres typique du climat polaire ou toundra, sans compter les diverses définitions qui reposent sur des critères humains.

2. Ressources énergétiques non conventionnelles :

Elles sont définies par (1) leur topologie, (2) leurs processus de récupération.

Topologie : Ce sont des accumulations qui s'étendent sur un large périmètre et ne présentent pas de contacts eau-huile ou eau-gaz clairement définis.

Processus de récupération : Ces ressources non conventionnelles ne peuvent pas être produites par des schémas de puits habituels compte tenu du fait que leur faible mobilité ne leur permet pas de s'écouler vers les puits de production, en raison soit de leur forte viscosité (huiles lourdes, sables bitumineux) ou de perméabilités du milieu particulièrement faibles (gaz et huiles de schiste, méthane de houille). Par ailleurs, s'agissant des pétroles non conventionnels, leur vente nécessite une étape supplémentaire de mise à niveau (*upgrading*) pour les amener aux spécifications du marché.

En cohérence avec ces définitions, l'AIE fournit les classifications suivantes :

- Liquides non conventionnels : pétrole de réservoirs étanches (*tight oils*), les liquides de gaz naturel (condensats), les bruts extra-lourds et les bitumes.
- Gaz non conventionnels : gaz « serré » ou de réservoirs étanches (*tight gas*), gaz de schiste, gaz de houille

Les productions mondiales respectives en 2019 sont les suivantes :

World production 2019	Liquides (Mboe/d)		Gaz (bcm)	
Conventionnel	65,0		2998	
Non conventionnel	Tight oil	7,7	Tight gas	285
	NGL*	18,7	Shale gas	719
	EHOB**	3,7	Coalbed methane	82
	Other	1,0	Other	5
Total	95,4		4089	

*Liquides de gaz naturel. **Pétrole et bitumes extra-lourds. Source : AIE, World Energy Outlook 2020.

En septembre 2021, le Comité scientifique de l'Observatoire de la finance durable a publié une série de recommandations sur les hydrocarbures non conventionnels et les stratégies d'alignement. Tout en reconnaissant la nécessité d'avancer avec précaution dans les définitions des hydrocarbures dits « non conventionnels », tant cette dénomination peut-être sujet à évolution, il estime cependant qu'il convient de retenir comme « non conventionnels » les hydrocarbures suivants : le gaz de couche ou gaz de charbon (*coal bed methane*), le pétrole et gaz de réservoir compact (*tight oil and gas*), les schistes bitumineux et l'huile de schiste (*oil shale/shale oil*), le gaz et l'huile de schiste (*shale gas*), le pétrole issu de sables bitumineux (*oil sand*), le pétrole extra-lourd (*extra heavy oil*), les hydrates de méthane (*gas hydrates*) et, par extension, « le pétrole et gaz offshore ultra profonds ainsi que les ressources fossiles pétrolières et gazières dans l'Arctique³⁰. Le Comité scientifique de l'Observatoire préconise par ailleurs de définir la zone Arctique en retenant la définition, la plus large, de l'*Arctic Monitoring and Assessment Program* (AMAP).

Définitions de l'Arctique	Surface	Estimation % d'actifs d'exploitation pétrole et gaz en zone Arctique couverts**
Arctic Monitoring & Assessment program (AMAP)*	33,4.10 ⁶ km ²	100%
Conservation of Arctic Flora and Fauna (CAFF)	Terrestre : 7.10 ⁶ km ² Total : N.D.	80%
Extension maximale des glaces de mer (National Snow and Ice Data Center)	14,77.10 ⁶ km ² en mars 2021	17%

* Définition reprise par le Conseil scientifique de l'Observatoire de la finance durable ** Source : Reclaim Finance, septembre 2021 : <https://reclaimfinance.org/site/arctic-map/> Source : AMF d'après AMAP, CAFF, NSIDC et Reclaim Finance.

³⁰ Recommandations du Comité scientifique et d'expertise portant sur les hydrocarbures non conventionnels et les stratégies d'alignement, 22 septembre 2021, p. 10.

Pris dans leur acception la plus large, les hydrocarbures « non conventionnels » font l'objet d'une politique au sein de la quasi-totalité des établissements analysés. Ces politiques sont en revanche extrêmement diverses.

Certains établissements ont en effet mis en place une exclusion totale (AFD, LBP) ; d'autres, limitent leur exclusion aux gaz et pétrole de schiste, parfois aux seuls « nouveaux projets en Arctique ou portant sur les sables bitumineux » ; d'autres encore suivent une politique d'« analyse spécifique » sur les sables bitumineux ou mettent en place des critères d'exclusion spécifiques, comme un pourcentage maximal du chiffre d'affaires liés aux non conventionnels (CDC) ; certains opèrent en revanche une distinction entre transactions dédiées, pour lesquelles une exclusion est décrétée, et les « nouveaux produits et services aux entreprises qui dérivent la majorité de leurs revenus de l'exploration en Arctique », ou celles « pour lesquelles les non conventionnels représentent une part importante de leur revenu ». Enfin, selon les groupes bancaires, les exclusions ou limitations affichées portent, tantôt, sur la totalité de la chaîne de production, allant de la recherche et du forage aux terminaux de distribution et au transport, tantôt sur quelques un de ces segments.

Les secteurs conventionnels peuvent, quant à eux, faire l'objet de l'exclusion de financement de nouveaux projets et/ou d'exploitations de nouvelles réserves. C'est le cas de la BANQUE POSTALE, d'HSBC, de la CAISSE DES DÉPÔTS et de l'AFD qui excluent entièrement ces nouveaux projets ; d'autres attendent, pour mettre à jour leur politique sur les énergies conventionnelles, la publication de la liste d'exclusion « Pétrole et gaz » (*Global Oil and Gas Exit List*) annoncée pour la fin de l'année 2021 par l'ONG URGEWALD ; d'autres encore, comme HSBC, la SOCIÉTÉ GÉNÉRALE, ou encore BNP PARIBAS ont adopté une politique se bornant à l'évitement du torchage, à la récupération des émissions de méthane, ou encore au respect de principes et de critères environnementaux et sociaux, comme ceux de l'Équateur.

Au-delà, seules la CAISSE DES DÉPÔTS, l'AFD³¹ et la BANQUE POSTALE ont, pour l'heure, mis en place une politique restrictive pour le pétrole et le gaz « classiques ». La CDC déclare ainsi entamer un dialogue avec les entreprises concernées afin d'adopter une stratégie de transition alignée avec un scénario permettant de plafonner le réchauffement à 1,5°C par la réduction des émissions associées ou encore en analysant tout projet d'investissement dans les infrastructures de production, de transport ou de raffinage. L'AFD, quant à elle, exclut de ses financements, depuis mars 2019, les projets de construction, d'expansion ou de rénovation de centrale de production d'électricité à base de fioul ou de diesel³², de même que les projets d'exploration ou de production, ou dédiés exclusivement au transport de pétrole et de gaz, cette exclusion restant toutefois elle-même accompagnée d'une limite liée à la zone géographique concernée.³³ La BANQUE POSTALE a, enfin, très récemment annoncé pour 2030 l'arrêt de ses financements de ces deux sources d'énergies fossiles.

³¹ Il est toutefois à noter que l'AFD intervient avant tout sur des financements dédiés et non sur des financements de corporate,

³² Hors cas de centrales hybrides dont les émissions sont inférieures à 500 kg de CO₂/MWh.

³³ L'AFD rappelle ainsi qu'elle « pourra envisager le financement de la production d'électricité raccordée au réseau national à partir de gaz naturel dans les PMA ou les pays en crise, situés en Afrique, Moyen-Orient et Caraïbes, et seulement si le projet s'intègre dans la transition énergétique du pays, notamment en contribuant à l'intégration des énergies renouvelables intermittentes ».

2. L'exposition des banques aux ressources fossiles (charbon, pétrole et gaz)

2.1 L'approche et les limites méthodologiques

Le rapport commun 2020 avait souligné à plusieurs reprises la difficulté rencontrée pour mesurer l'exposition « charbon » des groupes bancaires, les montants déclarés recouvrant des périmètres différents en termes d'opérations financières ou d'affaires commerciales prises en compte lors du calcul.

Afin de pallier une partie de ces limites, un groupe de travail rassemblant l'ACPR et les principaux établissements bancaires a été mis en place en 2021 afin de parvenir à un consensus et d'harmoniser, autant que possible, les méthodologies. Au terme de ces échanges, les participants se sont entendus sur une approche commune pour le calcul des expositions « fossiles » et de procéder comme suit :

- Concernant la définition des activités commerciales à prendre en compte, ne pas exclure a priori de segments de la chaîne de valeur mais, pour les champs plus complexes ou pour lesquels l'évaluation s'avère complexe (par exemple, le transport, lorsque cette activité n'est pas dédiée, ou encore le stockage...), d'évaluer, dans la mesure du possible, l'exposition à partir d'une liste (Trucost, GCEL...) ;
- Concernant le périmètre des activités financières, procéder, sur la base du meilleur effort, à une évaluation de l'exposition en prenant en compte l'ensemble des instruments financiers aux énergies fossiles (prêts, mais aussi titres, lignes de crédit, lignes de liquidité, produits de couverture, en précisant l'approche qui aura été retenue).

Cette méthode a donc, en principe, présidé au calcul des expositions par les établissements, dont les résultats figurent ci-après.

Toutefois, si certaines banques ont respecté l'approche proposée, d'autres ont estimé ne pas être en mesure de pouvoir la suivre. Les principales raisons invoquées sont des données insuffisantes, le manque d'antériorité, ou des outils ne permettant pas d'opérer des distinctions suffisantes, notamment entre les différents types d'hydrocarbures, et particulièrement entre les conventionnels et les non conventionnels. À titre d'exemple, les classifications NACE ou ICB proposent ainsi des secteurs d'activité ne recouvrant qu'imparfaitement les périmètres proposés dans le questionnaire de l'ACPR. Ainsi certaines banques ne disposent pas d'une classification de leurs titres ni de leurs dérivés par secteur et, dans leurs calculs, n'ont donc pris en compte, pour le hors bilan, que les autorisations de crédit (moins les utilisations). D'autres enfin n'ont indiqué aucun montant pour certains postes (le plus souvent, celui des positions hors bilan), celui-ci étant « en cours d'évaluation ».

Dès lors, plusieurs des chiffres communiqués restent davantage des estimations. Pour cette raison, les montants agrégés présentés ci-dessous doivent être pris avec précaution et dégagent plutôt une tendance et un ordre de grandeur qu'un calcul exact. Cette estimation représente, néanmoins, un net progrès par rapport au précédent rapport, et, en 2021, un réel effort a été fourni par les banques pour parvenir à une connaissance plus fine de ces expositions.

Afin de proposer une approche complémentaire au questionnaire, l'ACPR a, de même qu'en 2020, procédé, en parallèle, à une autre estimation mesurée à partir de l'état « grands risques », avec les mêmes limites que celles déjà mentionnées dans le précédent rapport.³⁴ Toutefois, si le calcul de l'exposition « charbon » a pu ici, comme

³⁴ Pour mémoire : 1/Le seuil de *reporting* des banques pour la déclaration des grands risques entraîne une première limite. Ce seuil étant supérieur à 300 millions d'euros, il induit un biais à la sous-estimation des montants d'exposition 2/À l'inverse, la politique de transition interne aux entreprises n'est pas prise en compte : ainsi, la transition d'une entreprise A évoluant au cours du temps de 100 % de son chiffre d'affaires consacré au charbon à une activité mixte de 50 % charbon et de 50 % en

en 2020, être pondéré par la part du chiffre d'affaires des entreprises du secteur effectivement consacrée « au charbon » à partir des données de la *Global Coal Exit List*, l'absence de liste équivalente pour le pétrole et le gaz, au moment de la rédaction de ce rapport, n'a pas permis d'opérer, pour l'évaluation de l'exposition à ces hydrocarbures, une telle pondération. La sortie, prévue en novembre 2021 de la *Global Oil and Gas Exit List (GOGEL)*, devrait, à l'avenir, permettre d'affiner cette évaluation.

Il est enfin à noter que les données « charbon » fournies par URGEWALD pour sa *Global Coal Exit List (GCEL)* ont elles-mêmes évolué par rapport à 2020, l'ONG ayant renforcé ses seuils d'exclusions. Ce renforcement a, en conséquence, profondément modifié la liste qui inclut désormais 2 954 émetteurs, soit une augmentation de 30 % par rapport à 2020 (2 271) (voir Annexe 2). Par ailleurs, environ 290 émetteurs sont passés sous les seuils de la GCEL 2020, en raison de l'évolution de leur modèle d'affaires. Ce changement de périmètre a dû être pris en compte lors du nouveau calcul de l'exposition à partir de la base « grands risques ».

2.2 Les résultats

2.2.1 Une première évaluation établie à partir des déclarations des établissements

Sur la base des montants transmis et avec toutes les réserves mentionnées précédemment, l'exposition charbon des établissements retenus pour cette étude ressortirait, en 2020, à environ 5,4 milliards d'euros, celle sur les hydrocarbures conventionnels, à 174,2 milliards d'euros, les expositions déclarées sur le non conventionnel restant stables.

Tableau n°2 : Exposition déclarée aux énergies fossiles des banques, en millions d'euros

	Charbon (au 31.12. 2020)	Hydrocarbures conventionnels		Hydrocarbures non conventionnels	
		2015	2020	2015	2020
Prêts bancaires	2 843,3	72 609,6	95 990	6 750	8902,8
Titres	105,5	1201,5	5 371,5	³⁵	99,5
Positions hors bilan	2 495	72 836	72 854,6	11 334,6	9 998
TOTAL	5 443,3	146 647,1	174 216,1	18 084,6	19 000,3

Source : ACPR, à partir des déclarations des établissements bancaires de l'échantillon.

Ces résultats déclaratifs appellent plusieurs remarques :

- Certains chiffres sont, au-delà des complexités méthodologiques, à prendre avec précaution, sous réserve de l'adéquation entre ce qui est déclaré et l'exposition réelle ;
- Au-delà des montants bruts, l'exposition des banques au charbon, reste, comme cela a déjà été souligné en 2020, très faible, représentant, selon les établissements, pour les prêts de 0 à 0,95 % du total de leur crédit et, pour les positions hors bilan, de 0 à 1,6 % du total de leur hors bilan. Rapportée à la totalité des

énergie renouvelable, n'est ici pas prise en compte. De ce fait, l'exposition charbon n'est pas pondérée et l'exposition d'une banque sur cette entreprise reste donc labellisée comme finançant du « charbon » à 100 %. Une telle approche, bien que permettant d'évaluer les montants d'exposition à l'instant t, ne prend par construction pas en compte la dimension de la transition qui est pourtant une dimension essentielle.

³⁵ Données lacunaires.

prêts des établissements ici analysés, l'exposition charbon des crédits bancaires ressort, fin 2020, à 0,05 % et à 0,17% si on rapporte le montant à l'ensemble des prêts faits aux seules entreprises non financières³⁶ ;

- Sans surprise, l'exposition au pétrole et gaz est, en revanche, plus forte, recouvrant, là encore, d'importantes différences selon les banques, l'éventail de cette exposition, allant, par exemple pour les prêts, de 0 à 6,9 % du total de leur crédit. L'exposition totale au pétrole et au gaz du secteur croît, en montants, de 19 % entre 2015 et 2020, avant tout du fait d'une augmentation d'environ 30 % de la part des prêts consacrés à ces sources d'énergie. Rapportée à la totalité des prêts et avances des établissements ici analysés, l'exposition pétrole-gaz des crédits bancaires atteint, au 31 décembre 2020, 1,9 %.
- L'évolution de la part de l'exposition aux énergies fossiles par rapport à l'encours total de crédit peut, dans certain cas, diminuer fortement alors qu'elle augmente, dans le même temps, en volume. Ainsi, pour plusieurs établissements, on constate une stabilisation, voire une diminution de la valeur relative des prêts par rapport à l'encours total, alors que ceux-ci augmentent en valeur absolue (cette augmentation allant pour certains établissements, jusqu'à 50 %) ;
- La part du hors bilan dans l'exposition totale au pétrole et au gaz du secteur bancaire est loin d'être négligeable : en 2015, celle-ci est ainsi presque aussi importante que pour celle des prêts et, en 2020, continue à représenter près de 42 % du total d'exposition déclarée au pétrole et au gaz. Toutefois ces montants recouvrent principalement des opérations de couverture ou de produits dérivés et ne constituent pas des financements directs du secteur concerné ;
- Enfin, le montant global obtenu pour l'exposition aux non conventionnels recèle, là aussi, d'importantes disparités : l'exposition d'un seul établissement concentre ainsi, pour les années 2015 et 2020, environ 90 % du total.

2.2.2 La mesure de l'expositions sur la base de l'état « grands risques »

Pour le calcul de l'exposition charbon, seules quatre banques³⁷ sont « captées » par l'état « grands risques », les autres n'apparaissant pas, soit du fait de leur absence d'exposition aux entreprises de la Global Coal Exit List (GCEL), soit du fait d'expositions dont les montants sont inférieurs au seuil de déclaration de 300 millions d'euros. En revanche, sept des neuf banques de l'échantillon³⁸ sont prises en compte pour le calcul de l'exposition au pétrole et au gaz.

Au-delà des limites de la méthode, déjà soulignées, il est à noter que les différents secteurs identifiés par cette approche, qui croisent la classification ICB avec des travaux de recherche internes, ne permettent pas, pour l'heure, d'aboutir à l'exhaustivité. Ce biais induit donc un risque de ne pas prendre en compte certaines entreprises pourtant liées aux énergies fossiles. De ce fait, les résultats obtenus doivent être également pris comme des ordres de grandeur et des tendances.

Comme pour le précédent rapport, pour la plupart des établissements, les expositions issues de l'exploitation de l'état « grands risques » varient sensiblement, **pour l'exposition au charbon**, par rapport à ceux obtenus par la méthode déclarative avec un montant total environ 40 % supérieur à celui obtenu à l'issue des questionnaires en raison d'un champ d'activité plus important. *A contrario*, l'exposition déclarée par un d'entre eux ressort comme deux fois plus importante que celle issue de l'état « grand risques », probablement en raison de la limite du seuil

³⁶ Ce dernier chiffre est proche de celui de la FBF, qui, pour 2020, estime l'exposition charbon des banques françaises, à 0,16 % du total des prêts *corporate* (au sens FINRREP 18), soit 2, 1 milliards d'euros.

³⁷ BNP PARIBAS, CRÉDIT AGRICOLE SA, BPCE et SOCIETE GENERALE.

³⁸ Soit BNP PARIBAS, CRÉDIT AGRICOLE SA, BPCE, LA BANQUE POSTALE, GROUPE CRÉDIT MUTUEL, SOCIETE GENERALE, dont les données ont été analysées sur la période 2015-2020. L'AFD et la CAISSE DES DEPOTS ne sont pas suivies, et les données disponibles pour HSBC n'ont pu être analysées qu'à partir du quatrième trimestre 2019.

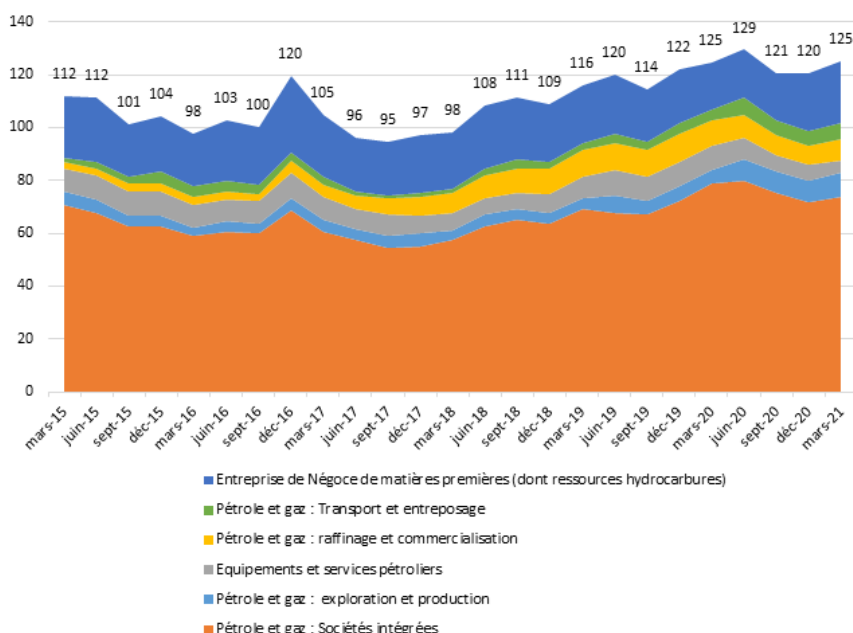
de 300 millions d'euros. Toutefois, au regard du total des expositions grands risques³⁹, cette exposition reste faible : entre 0,2 et 0,3 % de l'exposition totale des banques étudiées. Par ailleurs, si les montants totaux financés apparaissent, pour le charbon, relativement stables, ce pourcentage est en légère baisse par rapport à 2015 (0,4 %), avec, là encore, des différences sensibles selon les établissements qui vont de la simple stabilité à une baisse de près de 50 %.

L'approche « Grands risques » concernant **la mesure de l'exposition des banques au pétrole et au gaz** ne permet pas une distinction entre conventionnel et non conventionnel, au-delà même des difficultés de définition déjà évoquées.

Deux analyses ont été conduites, l'une, dite ici « restreinte », prenant en compte les compagnies intégrées, la production d'énergie à partir du gaz, les secteurs de l'exploration et de la production, de l'équipement et des services, du raffinage, du transport et du stockage, presque entièrement dédiés à ces deux sources d'énergie ; l'autre, dite « élargie », intégrant également le secteur plus complexe des entreprises « commerciales » (*trading companies*). Pour les deux estimations, les résultats obtenus par l'ACPR sont, cette fois, sensiblement inférieurs aux montants déclarés : dans le cas de la première approche, de moitié – que ce soit pour 2015 ou 2020, dans l'autre, et, pour les deux dates, de 60 %. Là encore, il est probable que l'application du seuil de déclaration de 300 millions d'euros explique en grande partie ces différences. Quelle que soit l'approche retenue, la croissance de cette exposition entre 2015 et 2020, prise en chiffres absolus, est de l'ordre de 20 %.

Toutefois, rapportée au total des expositions grands risques, cette exposition au pétrole et au gaz, quel que soit le cas de figure envisagé, diminue sensiblement entre les deux dates, mais de façon irrégulière. L'exposition « élargie » passe ainsi de 4,8 à 3,6 % de l'exposition totale, cette diminution se constatant également, dans le cas de l'exposition « restreinte » (de 3,9 à 2,9 %). La prise en compte, ou non, dans le calcul, des activités financières et souverain n'affecte pas cette tendance.

Schéma n°2 : Exposition des six principales banques au pétrole et au gaz entre 2015 et 2020
(somme des risques bruts, en milliards d'euros)



Source : ACPR.

³⁹ Expositions brutes : prêts, créances, dérivés, engagements, garanties données, instruments de K propres. Avant techniques d'atténuations du risque de crédit.

Chapitre 3 - La politique « fossile » des assurances

1. Politiques sectorielles et d'exclusion

1.1 Le suivi des politiques « charbon »

- Mise à jour des politiques précédentes

Lors de la publication du précédent rapport commun, la totalité des organismes avaient déterminé une politique d'exclusion du charbon. Les perspectives d'amélioration résident ainsi dans la clarté, la comparabilité et l'exigence de ces politiques. Comme pour les banques, et pour les mêmes raisons, ces politiques portent uniquement sur le charbon thermique.

Les politiques sectorielles concernant le secteur du charbon sont devenues plus exigeantes.

Les organismes ont renforcé leurs politiques d'exclusion par rapport au dernier exercice, soit en ajoutant **des critères d'exclusion complémentaires**, soit en **abaissant les seuils** à partir desquels une entreprise pouvait être exclue d'un portefeuille.

Ainsi, outre les critères « relatifs » d'exclusion⁴⁰, on constate une **généralisation des critères « absolus »** portant sur la production annuelle de charbon (exprimé en millions de tonnes) ou sur la capacité installée des centrales au charbon (exprimé en gigawatts). Ainsi, 9 organismes sur les 17 étudiés ont ajouté au moins un critère absolu par rapport au dernier exercice, portant désormais à 16 sur 17 le nombre de groupes dotés de critères absolus pour leur politique charbon.

De la même manière, **en ce qui concerne l'abaissement des seuils**, 12 organismes sur les 17 étudiés ont abaissé au moins l'un des seuils à partir desquels une entreprise pouvait être exclue d'un portefeuille⁴¹. Certains organismes se donnent ainsi des objectifs lissés dans le temps, avec une trajectoire d'abaissement des seuils pour atteindre l'objectif d'exclusion totale du charbon dès 2030/2040. Tous les organismes sont en effet désormais dotés d'une date de sortie définitive du charbon thermique : les cinq organismes qui n'avaient pas précisé de date de sortie définitive du charbon thermique lors du dernier exercice ont tous fixé une échéance à 2030 pour la zone UE/OCDE, parfois à 2040 pour le reste du monde.

Enfin, des critères d'exclusion concernant les développeurs⁴² ont désormais été adoptés par la totalité de l'échantillon étudié.

⁴⁰ Ces critères sont exprimés en pourcentage du chiffre d'affaires d'une entreprise ou en pourcentage de la production énergétique/électrique des énergéticiens lié au charbon thermique. Ils figuraient dans la quasi-intégralité des politiques d'exclusion lors du dernier exercice

⁴¹ Par exemple, lorsqu'une entreprise était exclue à partir de 30 % de chiffre d'affaires lié au secteur du charbon, cette même entreprise sera désormais exclue lorsque sa part liée au charbon est supérieure à 15 % en 2026.

⁴² Soit les entreprises qui développent ou prévoient de nouveaux plans d'expansion d'infrastructures (mines ou centrales à charbon thermique) ou de capacité installée

En ce qui concerne l'activité d'assureur (passif du bilan), sept organismes ont par ailleurs déclaré avoir une politique d'exclusion envers les souscripteurs (ce décompte ne présume pas de la qualité de ces politiques qui comportent des critères variés et portent sur divers périmètres). Un organisme (ALLIANZ) a même prévu d'harmoniser les critères d'exclusion à l'actif (investissement) et au passif (souscription) en 2023 pour le secteur du charbon. Certains organismes justifient l'absence de politiques au passif par l'absence d'expositions aux énergies fossiles dans leur rôle d'assureur, liée au type de clientèle (particuliers ou PME), à la spécialisation sectorielle (par exemple, le domaine de la santé), ou encore aux produits proposés (absence d'assurances de biens ou de responsabilité).

Encadré n°2 : Les risques climatiques financiers et le passif du bilan des assureurs

Contrairement aux établissements de crédit ou gestionnaires d'actif, le risque climatique affecte à la fois l'actif et le passif d'un assureur. Les risques financiers liés au climat divergent toutefois selon que l'on considère l'un ou l'autre. Le passif, soit l'activité d'assureur, est en effet moins concerné par le risque de transition par rapport à l'actif du bilan, soit l'activité d'investisseur.

L'ACPR a en effet d'ores et déjà eu l'occasion de souligner à plusieurs reprises les risques financiers représentés par le changement climatique au passif : « les risques associés à l'augmentation de la fréquence et du coût des événements climatiques extrêmes, y compris l'augmentation induite de la mortalité et des maladies tropicales, ont des conséquences directes sur la tarification des polices d'assurance et peuvent, à terme, poser la question de l'assurabilité de certains risques, avec des implications éventuelles pour les politiques publiques »⁴³. À l'issue de son premier stress test climatique, l'ACPR mis en évidence que le coût des sinistres pourrait être multiplié par 5 ou 6 dans certains départements français entre 2020 et 2050.

Ce constat, qui témoigne de la continuité de la dynamique de Place déjà soulignée lors du dernier exercice, doit toutefois être nuancé par l'absence d'harmonisation des critères d'exclusion ainsi que, dans certains cas, par une transparence toute relative en termes de périmètre et donc d'impact effectif des politiques.

- Solidité des politiques actuelles

Comme pour les banques, l'absence d'harmonisation des critères des politiques d'exclusion n'est toujours pas compensée par une transparence dans la communication à même de permettre leur comparabilité, en dépit des préconisations formulées par l'ACPR en 2020 (cf. section 5).

Le constat d'une hétérogénéité des critères des politiques d'exclusion concernant le charbon thermique réalisé lors du dernier exercice reste valable. Ainsi, les critères d'exclusion relatifs sont compris entre 10 et 30 % du chiffre d'affaires pour les activités de production ou d'exploration et entre 10 et 30 % du mix énergétique pour les activités de production d'électricité ou d'énergie. Les critères absolus sont compris entre 10 et 100 millions de tonnes de production annuelle et/ou de 5 à 10 GW de puissance installée.

Dans le même temps, certains éléments concernant les périmètres des politiques, auxquels s'appliquent les critères d'exclusion, sont encore trop souvent peu, voire non, précisés. Ainsi, la distinction entre l'application de la politique d'exclusion au portefeuille actuel et son application aux nouveaux investissements n'est pas clairement exprimée dans de nombreux cas. Par conséquent, l'investisseur potentiel/le public ignore si les critères retenus concernent uniquement les nouveaux investissements ou si un désinvestissement est également réalisé sur les encours existants au regard de ces mêmes critères. Ce point est d'ailleurs à relier au sujet connexe de l'engagement actionnarial et du dialogue entretenu avec les entreprises en portefeuille abordé plus avant dans le présent rapport.

⁴³ ACPR, Analyses et synthèses n°102, *Les assureurs français face au risque de changement climatique*, 2019.

De la même manière, la clarté d'information dans les réponses aux questionnaires ou dans la documentation publique sur les différentes étapes des chaînes de valeur prises en compte dans la politique d'exclusion est fortement variable d'un organisme à l'autre. Ce sujet est distinct de celui du niveau d'ambition du périmètre de la chaîne de valeur retenu pour l'application de la politique d'exclusion, également variable d'un organisme à l'autre : certains organismes se concentrent sur l'amont de la chaîne de valeur (extraction, production) tandis que d'autres organismes appliquent leur politique d'exclusion sur un périmètre plus ambitieux en incluant également l'aval (transport, stockage, activités de service). Or, à défaut d'une harmonisation, une communication claire et précise sur le périmètre de la chaîne de valeur considéré est indispensable pour permettre une comparabilité entre les différentes politiques d'exclusion des organismes. Les réponses aux questionnaires sur ce point sont encore trop souvent peu précises (« toute la chaîne de valeur ») voire inexistantes. La documentation publique ne permet que rarement d'établir clairement le périmètre retenu.

Enfin, comme pour les banques, si l'ensemble des organismes ont bien adopté une date de sortie définitive du charbon thermique, cet engagement s'accompagne trop rarement d'un échéancier graduel, permettant d'apprécier la trajectoire vers une telle transition.

Tableau n°3 : Dates de sortie du charbon annoncées par les organismes d'assurances

Groupe d'Assurance	Date de sortie : Europe/OCDE	Date de sortie : Reste du monde
ACM	2030	2030
AG2R	2030	2030
ALLIANZ	2040	2040
AVIVA	2030	2030
AXA	2030	2040
BNP CARDIF	2030	2040
CA ASSURANCES	2030	2030
CCR	2030	2030
CNP Assurances	2030	2040
COVÉA	2030 OCDE	2040 hors OCDE
GENERALI	2030	2040
GROUPAMA	2030	2040
MACIF	2030	2030
MACSF	2030	2030
NATIXIS ASSURANCES	2030	2040
SCOR	2030	2040
SOCIÉTÉ GÉNÉRALE ASSURANCES	2030	2040

Source : Questionnaire ACPR 2021– Engagements publics des assureurs. Les changements par rapport à 2020 apparaissent en italique.

1.2 Les politiques consacrées au pétrole et au gaz (conventionnels et non conventionnels)

1.2.1 Conventionnels

Une minorité d'assureurs a développé des politiques consacrées au fossile conventionnel. Trois assureurs sur dix-sept ont des politiques visant à réduire leurs expositions aux hydrocarbures conventionnels (hors charbon). Un autre dispose d'une politique sur l'exploitation d'hydrocarbures conventionnels sur certains sites (comme l'Arctique ou certaines zones protégées, considérés par l'assureur en question comme des hydrocarbures conventionnels, ce que d'autres organismes classent au contraire dans la catégorie des non-conventionnels).

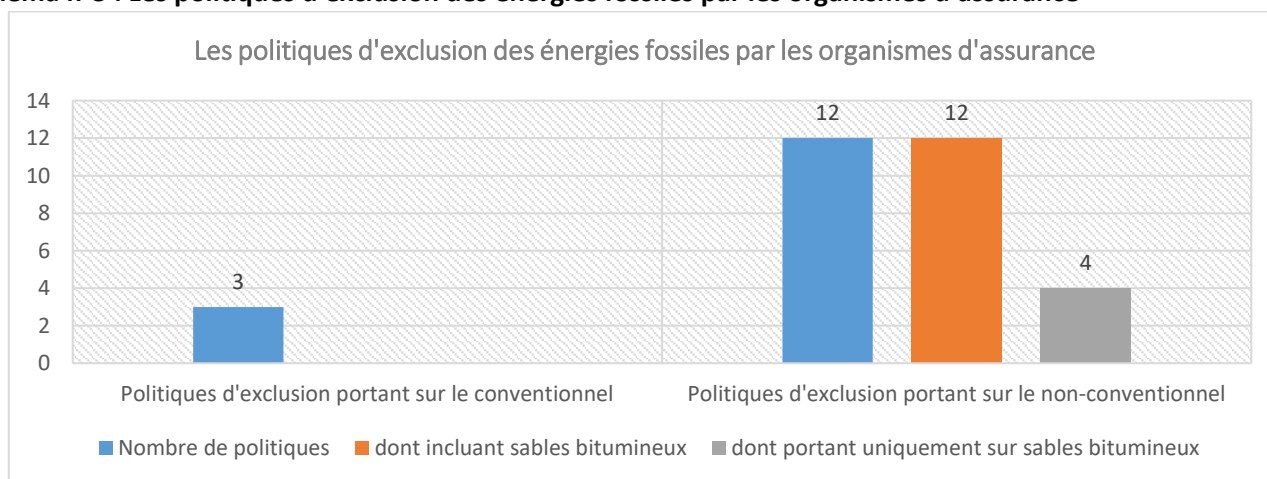
Parmi les trois assureurs dotés de politiques d'exclusion sur les énergies fossiles conventionnelles, l'un n'exclut que les investissements dédiés à des infrastructures pétrolières *greenfield*. Le deuxième a concentré sa politique d'exclusion sur les entreprises du pétrole et gaz en amont de la chaîne de production (*upstream*) qui n'ont pas pris l'engagement de s'aligner sur l'Accord de Paris et d'être neutre en carbone en 2050⁴⁴, ou qui n'ont pas publié de stratégie de réduction de leur intensité carbone. Enfin, le troisième s'engage à réduire d'au moins 10 % d'ici 2025 son exposition globale au secteur de l'extraction du pétrole et du gaz. Ainsi, les politiques sectorielles liées au fossile conventionnel ne couvrent pas toute la chaîne de valeur, ou sont liées à des cadres d'analyse peu précis (comme des stratégies de réduction « crédibles »), ou fixant des horizons lointains dans le temps (neutralité à l'horizon 2050).

1.2.2 Non conventionnels

La définition des fossiles dits « non conventionnels » varie selon les organismes. Cette définition recouvre le plus souvent des hydrocarbures relativement difficiles à exploiter par des méthodes « conventionnelles », soit à l'aide d'un simple forage. Ainsi, le pétrole et gaz de schiste, extraits à l'aide de la fracturation hydraulique sont reconnus comme « non conventionnels » par douze assureurs. Outre les méthodes d'extraction, les hydrocarbures non conventionnels peuvent également recouvrir des hydrocarbures issus de mélanges avec d'autres matériaux et non récupérables à l'état naturel. Les sables bitumineux sont catégorisés par onze assureurs comme des hydrocarbures non conventionnels. Le pétrole lourd ou extra-lourd ou les hydrates de gaz sont également cités. De façon plus rare, la définition recouvre des hydrocarbures conventionnels situés dans des zones géographiques sensibles (comme l'Arctique pour sept assureurs, ou l'eau profonde pour quatre assureurs). Seuls quatre organismes sur 17 n'ont pas encore adopté de définition précise des fossiles non conventionnels, et ceux-ci sont le plus souvent en attente de définitions venant de la Fédération Française des Assurances.

En dépit de cette variabilité dans les définitions retenues pour déterminer le périmètre des énergies fossiles non-conventionnelles, une majorité des organismes ont adopté des politiques d'exclusion portant sur ces dernières (12 des 17 organismes étudiés). Les sables bitumineux sont le plus petit dénominateur commun de ces politiques, puisque la totalité des politiques les ciblent explicitement, et quatre d'entre elles portent uniquement sur les sables bitumineux

Schéma n°3 : Les politiques d'exclusion des énergies fossiles par les organismes d'assurance



Source : Questionnaire ACPR 2021– Engagements publics des assureurs.

⁴⁴ Sur les engagements de neutralité carbone des entreprises, un rapport récent de la Commission Climat et finance durable de l'AMF détaille les concepts sous-jacents et les enjeux, notamment méthodologiques (cf. Neutralité carbone et entreprises : premières conclusions et enjeux identifiés, octobre 2021).

Les organismes ont privilégié le segment spécifique du secteur des énergies fossiles non-conventionnelles pour leurs politiques d'exclusion. Toutefois, compte tenu de l'hétérogénéité des définitions d'un hydrocarbure « non conventionnel » (voir *supra*, Encadré n°1), l'adoption d'une définition commune semble un nécessaire préalable à l'approfondissement des politiques sectorielles sur ce secteur très spécifique. En effet, seuls sept organismes ont pu fournir des données sur leurs expositions liées aux hydrocarbures non conventionnels, alors que onze organismes déclarent avoir une politique sur ce secteur.

2. Les expositions des organismes d'assurances aux énergies fossiles

2.1 L'approche et les limites méthodologiques

Pour mesurer les expositions des assureurs au charbon, l'ACPR s'est appuyée sur deux méthodes : la première tient compte des montants déclarés par les organismes dans leurs réponses au questionnaire de l'ACPR ; la seconde consiste à utiliser les bases titres des principaux assureurs dont dispose l'ACPR, cette approche ayant déjà été utilisée lors du précédent rapport.⁴⁵

Cependant, alors que l'ACPR a cette fois encore, pondéré la mesure des expositions sur le charbon en croisant sa base titres, comme en 2020, avec les données de la liste GCEL actualisée,⁴⁶ elle n'a pu se livrer à un exercice équivalent pour le pétrole et le gaz, en l'absence de liste fiable accessible au moment de la publication de ce pré-rapport⁴⁷. Il a donc été décidé de reporter la mesure de l'exposition des assureurs au pétrole et au gaz, dans l'attente de cette publication. En ce qui concerne le charbon, les expositions ont été pondérées pour prendre en compte la part du charbon dans l'activité de l'entreprise, telle que rendue publique par l'entreprise, ou telle qu'estimée par l'association URGEWALD (par exemple, en fonction du pourcentage du chiffre d'affaires de l'entreprise lié au charbon).⁴⁸

⁴⁵ Échantillon sur l'ensemble des assureurs et sur les 16 principaux assureurs, distinction avant et après mise en transparence, pondération de la part de charbon présente dans la production des entreprises sur lesquels les établissements sont exposés, périmètre des entités au niveau individuel et niveau groupe.

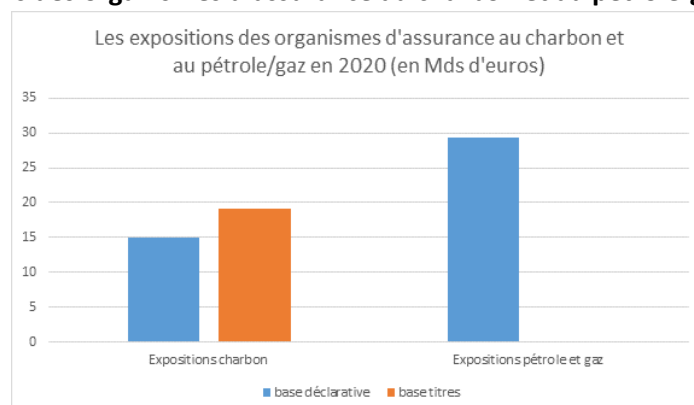
⁴⁶ Comme cela déjà pu être mentionné précédemment, la version actualisée et renforcée de la liste GCEL a naturellement eu pour effet une plus large prise en compte des expositions charbons et donc une révision à la hausse des estimations antérieures. À titre d'exemple, les expositions au charbon représentaient en 2019 0,47 % du total des placements des 16 plus grands assureurs avec la liste GCEL 1, 0,65 % avec la liste GCEL 2.

⁴⁷ La liste complète étant annoncée pour la fin de l'année 2021.

⁴⁸ En l'absence de données précises dans la GCEL, la valeur chiffrée indiquée a été prise en compte : ainsi, lorsque la GCEL indique « CA charbon > 20 % » ou « < 20 % », l'exposition a été pondérée à 20 %, ce qui peut donc minorer ou majorer la part réelle du charbon dans l'activité de l'entreprise considérée.

2.2 Les expositions des organismes d'assurance aux ressources fossiles

Schéma n°4 : Les expositions des organismes d'assurance au charbon et au pétrole-gaz



Source : ACPR. Expositions déclarées par les 17 plus grands assureurs (base déclarative) et expositions directes et indirectes (après mise en transparence) de l'ensemble des assureurs (129 assureurs) pour les calculs ACPR (base titres, à partir de la liste URGEWALD).

Les expositions au charbon en 2020

Quelle que soit la méthode retenue, cet exercice confirme non seulement la faible exposition des assureurs au secteur du charbon, mais également la dynamique baissière d'une année à l'autre.

Les assureurs déclarent ainsi une exposition au secteur du charbon ressortissant à 0,6 % du total des placements, soit environ 14,9 milliards d'euros d'encours. Dans le détail, au regard des chiffres fournis, l'exposition au charbon est comprise en 2020 entre 0 et 3,5 % du total des placements selon les entités.

Au passif, un seul organisme a fourni des expositions, les autres organismes déclarant avoir des expositions résiduelles ou inexistantes par rapport au secteur du charbon.

Ces résultats sont comparables avec ceux obtenus avec l'approche bases titres avec laquelle l'exposition au charbon au niveau individuel de l'ensemble des assureurs apparaît assez faible, que ce soit avant ou après mise en transparence⁴⁹. Ce résultat est en cohérence avec les résultats obtenus l'an dernier. Avant mise en transparence et au niveau individuel, l'exposition au charbon de l'ensemble des assureurs évolue sur la période 2016-2020 de 0,9 % à 0,6 %, représentant un encours de 16,5 milliards d'euros en 2020. Après mise en transparence, l'exposition évolue de 1 % en 2016 à 0,6 % en 2020, représentant un encours de 19,2 milliards d'euros. Au niveau groupe⁵⁰, l'exposition relative est même inférieure (0,56 % des expositions en 2020).

En reprenant l'échantillon des 16 plus grands assureurs utilisé dans le précédent rapport, l'exposition au charbon avant mise en transparence au niveau solo est de 0,65 % en 2019 et de 0,59 % en 2020, pour des encours de respectivement 12,5 milliards d'euros et 11,8 milliards d'euros.

La base déclarative a par ailleurs permis de noter que les assureurs ont accéléré leur processus de désinvestissement en 2020 dans le secteur du charbon. En effet, en 2020, près de 725 millions d'euros ont été désinvestis dans le secteur du charbon selon les données partagées par les organismes, soit près de la moitié du montant total désinvesti sur la période 2015-2020 (1,4 milliards d'euros).

⁴⁹ La mise en transparence consiste, lorsque l'information est disponible, à substituer les titres d'OPC situés dans les portefeuilles des assureurs par les titres dans lesquels ces OPC investissent.

⁵⁰ Échantillon constitué de 32 groupes (contre 134 organismes au niveau individuel).

Projets liés à l'exploitation de nouvelles réserves

Enfin, les organismes ont également été interrogés sur le montant et le pourcentage des placements investis dans des projets liés à l'exploitation de nouvelles réserves fossiles. Le constat qui suit vaut ainsi tant pour le charbon et que pour la partie pétrole et gaz. La plupart des organismes ne sont pas en mesure de faire la distinction entre les nouveaux investissements pour l'exploitation de nouveaux sites et les investissements pour l'amélioration de sites existants en tant qu'investisseur. Les investissements portant sur les titres financiers des émetteurs (actions, obligations) ne permettraient pas de connaître l'utilisation qui en est faite, à la différence d'un financement par prêt. Certains organismes démontrent toutefois sur la base d'une analyse interne (meilleur effort) des expositions résiduelles aux projets liés à l'exploitation de nouvelles réserves fossiles. Concernant le charbon, certains organismes s'appuient toutefois sur la liste fournie par URGEWALD pour exclure l'ensemble des développeurs identifiés (cf. ci-après les estimations pour les fonds français à partir de cette liste).

Les expositions au pétrole et au gaz en 2020

Les assureurs ayant effectivement remis des données représentent 60 % du total des placements de l'échantillon utilisé pour le rapport (12 organismes ayant remis des données sur le pétrole et le gaz, pour un échantillon de 17 assureurs). Sur cette base, l'exposition au secteur du pétrole et du gaz ressort à 1,2 % du total des placements, soit un montant de 29,4 milliards d'euros.

La quasi-totalité des organismes n'a pu fournir des données quant aux désinvestissements sur les hydrocarbures. Le seul organisme l'ayant réalisé n'a, quant à lui, pas précisé la distinction entre les secteurs conventionnels et non conventionnels. Ceci montre encore une fois le paradoxe de politiques sectorielles visant exclusivement le secteur des hydrocarbures non conventionnels en l'absence de méthodologies permettant de distinguer au sein des bilans assurantiels le conventionnel du non-conventionnel.

Chapitre 4 - Les politiques « fossiles » des gérants français

1. Politiques sectorielles et d'exclusion

1.1 Suivi des politiques « charbon »

Au 30 avril 2021, 17 SGP sur les 20 plus gros acteurs de la Place disposaient d'une politique de sortie du charbon thermique.

1.1.1 Mise à jour des politiques relative au charbon et prise en compte d'une date de sortie du charbon

Depuis la publication du précédent rapport, **deux nouvelles SGP se sont dotées d'une politique de sortie du charbon thermique, pour atteindre un total de 17** sur les 20 SGP considérées, contre 15 en 2020⁵¹. Les trois SGP qui ne disposent pas de stratégie de sortie du charbon n'en indiquent pas publiquement les raisons. Une seule des trois SGP concernées indique être en train de développer une politique.

S'agissant des SGP qui disposent d'une politique de sortie du charbon, alors que l'an dernier seulement 3 SGP sur les 20 principaux acteurs considérés s'étaient engagées à une date de sortie définitive du charbon thermique, elles sont, au 1^{er} septembre 2021, **15 à avoir défini une date de sortie**. La plupart des sociétés de gestion ont choisi une date de sortie à 2030 pour les émetteurs de l'OCDE, et 2040 pour les pays hors OCDE. Trois SGP définissent des dates plus rapprochées pour l'ensemble des émetteurs : 2027 pour une SGP et 2030 pour les deux autres. Cette dynamique positive répond aux préconisations des autorités et aux appels faits à la Place fin 2019.

Tableau n°4 : Dates de sortie du charbon annoncées par les sociétés de gestion

SOCIÉTÉS DE GESTION	Date de sortie : Europe/OCDE	Date de sortie : Reste du monde
AMUNDI SOCIÉTÉ GÉNÉRALE GESTION CPR ASSET MANAGEMENT	2030	2040
AVIVA INVESTORS FRANCE	Pas de politique au 1/9/2021	Pas de politique au 1/9/2021
AXA INVESTMENT MANAGEMENT AXA REAL ESTATE INVESTMENT MANAGERS SGP	2030	2040
BNP PARIBAS ASSET MANAGEMENT	2030	2040
COVÉA FINANCE	2030	2040
CRÉDIT MUTUEL AM	Pas de date de sortie	Pas de date de sortie
EUROTITRISATION	Pas de politique au 1/9/2021	Pas de politique au 1/9/2021
FEDERAL FINANCE GESTION	2027	2027
GROUPAMA ASSET MANAGEMENT	2030	2040
HSBC GLOBAL ASSET MANAGEMENT FRANCE	2030	2040
LA BANQUE POSTALE ASSET MANAGEMENT	2030	2040
LYXOR ASSET MANAGEMENT LYXOR INTERNATIONAL ASSET MANAGEMENT	2030	2040

⁵¹ 16 en incluant une SGP appliquant une politique groupe uniquement sur les mandats attribués par le groupe.

NATIXIS INVESTMENT MANAGEMENT INTERNATIONAL	Pas de politique au 1/9/2021*	Pas de politique au 1/9/2021*
OFI AM	2030	2030
OSTRUM	2030	2040
SWISS LIFE ASSET MANAGEMENT	Pas de date de sortie	Pas de date de sortie

* NIMI a publié sa politique charbon fin septembre 2021, qui n'indique pas de dates de sortie définitives. Source : AMF, à partir des politiques publiques au 1er septembre 2021. Les changements par rapport à 2020 apparaissent en italique.

Par ailleurs, désormais 12 SGP prévoient l'exclusion de tout ou partie des acteurs développant de nouvelles capacités liées au charbon, contre 5 en 2020. À cela s'ajoutent l'intégration de nouveaux critères d'exclusion et une baisse des seuils retenus pour ces exclusions (cf. ci-après). Enfin, et suivant ainsi la préconisation de l'AMF, la plupart des SGP (14) indiquent désormais proposer systématiquement à leurs clients de fonds dédiés ou de mandats d'appliquer leur politique (sans que cette proposition ne signifie que leurs clients acceptent, par exemple lorsqu'ils disposent de leur propre politique de sortie du charbon).

1.1.2 Critères et seuils d'exclusion retenus

De façon générale, les critères retenus pour les politiques d'exclusion demeurent très hétérogènes. Toutefois, les politiques continuent à se durcir. En facteur commun notable, de plus en plus de SGP utilisent la *Global Coal Exit List* (GCEL) de l'ONG allemande URGEWALD comme source de données (exclusive ou complétée par une autre source) pour évaluer les émetteurs par rapport aux seuils définis par leur politique. Comme indiqué plus haut (voir aussi Annexe 2), en novembre 2020, cette association a renforcé ses seuils d'exclusions relatifs et absolus. Dès lors, certaines SGP se basant sur les acteurs identifiés par la GCEL ont abaissé mécaniquement les seuils d'exclusion de leur politique (voir tableau ci-après). Ainsi, plusieurs SGP n'investissent plus ou prévoient de ne plus investir dans les entreprises qui réalisent plus de 20 % de leur chiffre d'affaires dans les activités liées au charbon thermique, alors que ce seuil se situait majoritairement à 30 % en juillet 2020. Le tableau 5 suivant présente les principaux critères utilisés par les SGP, leur récurrence et l'évolution depuis 2020.

Tableau n°5 : Principaux critères utilisés par les SGP, leur récurrence et l'évolution depuis 2020

Critères recensés	Nombre de SGP 2020*	Seuil min 2020	Seuil max 2020	Nombre de SGP 2021*	Seuil min 2021	Seuil max 2021	Seuils GCEL 2021 (2020)
<i>Toutes entreprises</i>							
Poids du charbon dans le CA (en %) - tout type de charbon confondu	2	30 %	50 %	2	30 %	50 %	
Poids du charbon thermique dans le CA (en %)	15	10 %	50 %	17	10 %	30 %	20 % (30 %)
Entreprise développant des projets (<i>seuil donné en exemple sur les électriciens</i>)	6	300 MW	3 000 MW	12**	300 MW	3 000 MW	300 MW (300 MW)
<i>Sociétés minières</i>							
Production de charbon thermique (Mt extraites)	8	10 Mt	100 Mt	11	10 Mt	100 Mt	10 Mt (20 Mt)
<i>Producteurs d'électricité</i>							
Capacité de production d'électricité issue du charbon (GW)	3	5 GW	10 GW	7	5 GW	10 GW	5 GW (10 GW)
Part d'électricité issue du charbon (en % de la production ou de la capacité installée)	9	20 %	30 %	12	10 %	30 %	20 % (30 %)

Intensité carbone (gCO ₂ /kWh, seuil 2017)	1	491***	1	491***	N/A
---	---	--------	---	--------	-----

Les cases vertes indiquent une augmentation du nombre de SGP faisant référence au critère ou un durcissement du seuil repris en 2021 par au moins une SGP par rapport à 2020. * Nombre de SGP parmi les 17 politiques analysées reprenant ce critère dans leur politique charbon ; sur ces 17 SGP, une SGP ne définit pas de critères quantitatifs dans sa politique. ** Pour une SGP, la politique s'applique à partir de 2022. *** Ce seuil choisi par une SGP doit évoluer en fonction du scénario de développement durable (« SDS ») de l'AIE. Source : AMF à partir des politiques publiques des SGP de l'échantillon.

Ainsi, globalement **les politiques de sortie du charbon des principales sociétés de gestion de la Place de Paris sont plus contraignantes par rapport à 2020**. Comme mentionné, la majorité des politiques excluent les entreprises construisant de nouvelles centrales électriques au charbon ou de nouvelles mines de charbon thermique conduisant à une expansion de leur capacité de production de l'électricité à partir de charbon. Elles sont également plus nombreuses désormais à définir un critère d'exclusion concernant les sociétés minières productrices de charbon thermique et les producteurs d'électricité.

1.2 Politiques sectorielles consacrées au pétrole et au gaz

Sur les 20 principales SGP en termes d'encours, seules 6 disposent d'une politique relative aux énergies fossiles autres que le charbon. Ces SGP représentent 17 % des encours investis dans des OPC de droits français. Six autres déclarent mener des travaux préparatoires devant aboutir en 2022, et sept indiquent ne pas souhaiter élaborer une politique concernant les secteurs pétrole et gaz.

L'absence de liste de référence permettant d'identifier les émetteurs liés à ces secteurs a été pointée par beaucoup de gérants interrogés et a complexifié les travaux menés par les SGP qui se sont déjà dotées d'une politique. Plusieurs acteurs ont indiqué attendre la sortie de la *Global Oil and Gas Exit List* (GOGEL) développée comme la GCEL par l'ONG URGEWALD et attendue d'ici fin 2021.

Si les efforts des premières SGP sont à noter, ce faible nombre illustre que la mobilisation des acteurs de la gestion reste encore largement à effectuer sur le sujet des énergies fossiles autre que le charbon. Plusieurs points de progression sont par ailleurs relevés pour les quelques politiques existantes.

1.2.1 Des politiques généralement peu précises et encore restreintes

La formalisation et le degré de précision des politiques pétrole et gaz sont considérablement moindres que celles constatées sur le charbon thermique. La complexité et la variété des acteurs qui composent le secteur pétrole et gaz complexifient sans doute l'exercice de rédaction d'une politique précise et claire. **Toutefois, les gérants devraient prendre en compte les préconisations et efforts menés pour la rédaction des politiques charbon lorsqu'ils se dotent d'une stratégie de sortie ou d'encadrement des autres énergies fossiles** qui permettent de garantir le caractère clair, exact et non trompeur de l'information communiquée et l'impact effectif des politiques.

Les politiques se concentrent majoritairement sur deux types de combustibles communément considérés comme non conventionnels :

- Les sables bitumineux, que les six SGP traitent dans leur politique,
- Les pétroles et/ou gaz de schiste dans une moindre mesure.

Les énergies fossiles conventionnelles ne sont traitées que par une seule SGP sur un horizon long terme. Cette dernière indique réfléchir à la mise en place de critères d'évaluation. Les autres combustibles – conventionnels ou non conventionnels – tels que répertoriés par le Conseil scientifique de l'Observatoire de la finance durable (cf. Encadré 3 ci-dessus) ne sont pas listés par les politiques analysées.

Tableau n°6 : Combustibles visés par les politiques « pétrole » et « gaz » des sociétés de gestion

Combustible visé par la politique	Pétrole issu de sables bitumineux	Pétrole et gaz de schiste	Pétrole extra-lourd	Offshore profond et /ou ultra profond	Pétrole conventionnel	Pétrole et gaz de réservoir compact	Schistes bitumineux et huile de	Gaz de couche ou gaz de charbon	Hydrates de méthane	Gaz conventionnel
Nombre de SGP	6	3	2	2	1	1	1	1	1	0

Source : AMF, à partir de l'analyse des 6 politiques recensées. Liste des combustibles reprise des recommandations du Conseil scientifique de l'Observatoire de la Finance durable.

La couverture des politiques reste aussi limitée, ce qui reflète aussi la complexité des chaînes de valeur des secteurs gazier et pétrolier (voir travaux du Conseil scientifique de l'Observatoire de la finance durable sur la chaîne de valeur). Les politiques se concentrent aujourd'hui sur **l'exploration, l'extraction et le transport**. La transformation n'est visée que par un seul gérant. La prise en compte de la fourniture d'infrastructures de transport et le type d'infrastructures ainsi visé varient d'une SGP à l'autre.

Tableau n°7 : Segments de la chaîne de valeur « pétrole » et « gaz » couverts par les politiques des SGP

Segment de la chaîne de valeur visé	Exploration / forage	Extraction / production	Aval Transport / Export (dont stockage)	Aval Autres	Infrastructures hors transport
Nombre de SGP	2	4	4	1	1

Source : AMF, à partir de l'analyse des 6 politiques recensées.

Seule une SGP indique une sortie du secteur pétrolier à horizon 2050, et justifie une présence dans le secteur gazier à cette période. **De même, aucune politique n'intègre à ce stade la question de l'arrêt du développement de nouvelles capacités de pétrole et de gaz dès 2021**, comme le recommande l'AIE. Trois SGP traitent de l'exploration ou du développement de nouvelles capacités pour les sables bitumineux ou en Arctique.

Par ailleurs, seules trois SGP indiquent clairement un critère et fixent un seuil au-delà duquel l'acteur sera exclu. Ces trois politiques sont largement construites autour de critères quantitatifs, principalement la part du chiffre d'affaires tiré d'une activité spécifique (ou des réserves). Ils se déclinent ensuite d'une politique à l'autre en fonction des activités considérées :

- Minier : % de chiffre d'affaires issu de l'extraction de sables bitumineux ou de pétrole et gaz de schiste ;
- Société de *pipeline* : % de chiffre d'affaires issu du transport de sables bitumineux.

Ces indicateurs sont parfois remplacés par un indicateur subjectif (par exemple, volume « significatif » de combustibles non conventionnels transportés).

Tableau n°8 : Types d'entreprises et critères recensés

Type d'entreprises concernées	Critères recensés	Nombre de SGP	Seuil min	Seuil max
Toutes	Poids du transport de sables bitumineux dans le chiffre d'affaires	1	20%	
Toutes	Poids dans le chiffre d'affaires de l'extraction de sables bitumineux	2	20%	
Toutes	Poids dans le CA de l'extraction du pétrole et gaz de schiste et des sables bitumineux	2	10%	« part significative »
Trading companies	"Significant part of their business"	1	« part significative »	
Entreprises d'exploration et d'exploitation	Poids de l' exploration et de l' exploitation des pétroles et gaz non conventionnels dans le CA	1	« part significative »	
Entreprises d'exploration et d'exploitation	Poids du pétrole et gaz non conventionnel dans les réserves totales	1	« part significative »	

Source : AMF à partir de l'analyse des 6 SGP ayant défini une politique sur les énergies fossiles autres que le charbon.

La **définition retenue du terme « Arctique »** a aussi un impact significatif sur les émetteurs visés par les politiques. Comme exposé plus haut (Cf. Encadré 1), elle fait l'objet d'interprétations très diverses, avec usage occasionnel de référentiels, tous différents dans l'échantillon. Certaines SGP incluent les zones terrestres dans l'Arctique, d'autres se limitent à l'*offshore*. Ces précisions importantes sont formulées soit dans le corps de la politique, soit en annexe, soit en note de bas de page. Loin d'être anodines, ces précisions peuvent pourtant faire varier du simple au double la surface de la zone visée par la politique. De même, la distinction *offshore/onshore* permet de savoir si des projets tels que Arctic LNG 2⁵² sont compatibles avec l'application de la politique. De très nombreux projets d'exploitation ont lieu sur terre, dans la zone prise en compte par l'AMAP (voir tableau ci-dessous), mais pas dans d'autres définitions. Il en résulte des écarts significatifs sur les activités qualifiées de « non conventionnelles » d'un même acteur. Par exemple, en fonction des fournisseurs de données extra-financières considérés, Gazprom voit son pourcentage d'activité en zone arctique varier d'un facteur de 2,5 : 30 % selon le premier fournisseur et 75 % selon le second fournisseur. L'annexe 3 illustre en carte ces différentes définitions.

Encadré n°3 : définitions des termes « Arctique », « eaux profondes » et « pétrole lourd » retenues par les gérants

Définition de la « zone Arctique »

Sur les 4 SGP qui visent la zone Arctique dans leur politique, deux la définissent précisément, avec des définitions très différentes. La première renvoie à un organisme créé suite à la Déclaration sur la protection de l'environnement arctique. La définition de la Conservation de la flore et de la faune arctiques (CAFF) ainsi évoquée couvre à la fois les zones terrestres et les zones marines. La seconde ne retient que la zone maritime couverte par les glaces au moment où elles sont à leur extension maximale (période indicative : février/mars). Ceci se traduit par une réduction de la zone concernée par rapport à la définition de l'Observatoire de la Finance Durable ou de celle présentée ci-dessus retenue par une autre SGP. Sont notamment exclues les mers de Barents ou de Norvège. Ces deux zones maritimes totalisent plus de 20 sites de production (voir ci-dessous). À noter aussi que cette zone couverte par les glaces va diminuer d'année en année en raison du réchauffement climatique.

⁵² Futur projet localisé dans la péninsule de Gydan en Russie, visant une capacité maximale de production de 20 Mt annuels de gaz naturel liquide.

Définition du « pétrole en eau profonde »

Ce critère est présent dans deux politiques, mais seule une SGP le définit comme les « *opérations d'exploration, de développement et de production sur des champs pétroliers offshore qui se situent à des profondeurs excédant 5 000 ft (1.500 m).* », une définition cohérente avec celle du Conseil Scientifique de l'Observatoire de la finance durable.

Définition des « pétroles lourds et extra-lourds »

Ce critère est présent dans deux politiques. Seule une SGP définit les caractéristiques du pétrole lourd (« *densité comprise entre 22.3° et 10° API* » (American Petroleum Institute)) et extra-lourd (« *densité inférieure à 10° API* »). Le pétrole lourd n'est pas défini par le Conseil Scientifique de l'Observatoire de la finance durable. En revanche, il fixe un seuil de densité supérieur pour les pétroles extra-lourds : 14° API, élargissant ainsi les pétroles qui rentrent dans la catégorie « extra-lourd » par rapport à la définition retenue par la SGP.

Au final, une seule SGP définit avec précision les termes « conventionnel », « non conventionnel », « Arctique » et « profond » (voir ci-après). Elle précise également avec détails les caractéristiques des différents combustibles non conventionnels en utilisant des référentiels reconnus par l'industrie. Dans les autres cas, **les politiques actuelles restent imprécises**, obligeant ainsi à interprétation.

1.2.2 Premiers constats sur la mise en œuvre : des politiques encore peu mordantes

Les premières analyses menées semblent indiquer que, les formulations retenues dans les politiques, souvent centrées sur la notion de « projet » ou de financements dédiés (généralement propres aux activités bancaires du groupe d'appartenance des SGP), conduisent à peu d'exclusions, voire, dans un cas, aucune exclusion systématique.

Les listes d'exclusion pétrole et gaz des autres SGP sont de taille très variable : moins de 100 émetteurs (3 SGP) à près de 1 000 émetteurs (1 SGP). Ceci démontre qu'en l'état, les politiques sur le secteur Pétrole et Gaz concernent encore très peu d'acteurs des univers d'investissement des SGP **et interroge sur l'impact réel de ces politiques sur les stratégies d'investissement**. À titre de comparaison, les politiques charbon qui dépendent directement de la GCEL mènent à des listes d'exclusion de près de 3 000 émetteurs. Enfin, on note que seule une SGP conserve le détail des désinvestissements réalisés en application des politiques, pratique qui devrait être plus largement adoptée, comme souligné déjà dans le cas du charbon thermique.

Encadré n°4 : Différence entre « conventionnel » et « non conventionnel » par les SGP

Sur les six SGP qui disposent d'une politique Pétrole et Gaz, cinq mentionnent la différence entre conventionnel et non conventionnel. La politique de la dernière SGP cible exclusivement les sables bitumineux.

La définition du non conventionnel par les SGP et par le Conseil Scientifique de l'Observatoire s'appuie sur le type de combustible et/ou par les techniques d'extraction. Selon les cas, les politiques définies par les gérants listent des exemples non exhaustifs de techniques ou de combustibles considérés comme non conventionnels, ou adoptent une approche plus rigoureuse, en s'appuyant sur une définition normative et exhaustive de ces énergies, en faisant référence à des critères techniques.

Aucune des définitions des SGP ne couvre l'exhaustivité des combustibles recensés par le Conseil Scientifique de l'Observatoire comme constitutifs des non conventionnels :

- toutes les SGP intègrent les sables bitumineux ;
- trois intègrent également les pétroles et gaz de schiste ;
- seule une SGP intègre également les pétroles lourds/extra lourds ; une autre les terminaux de liquéfaction gaz naturel ;
- aucun gérant n'intègre le gaz de couche, les hydrates de méthane, le pétrole et gaz de réservoir compact, les schistes bitumineux.

In fine, aucune SGP n'indique que sa politique s'applique à toutes les énergies non conventionnelles, mais uniquement aux combustibles et techniques d'extraction explicitement visés, ce qui permet d'être plus explicite quant aux énergies fossiles visées.

2. Expositions des fonds français et évolutions

2.1 Approche et limites méthodologiques

L'année 2020 a vu un durcissement des politiques charbon de la plupart des sociétés de gestion. Cependant, l'évaluation des expositions reste une tâche complexe, notamment en raison des enjeux de données et de définitions. À ce stade, une seule SGP publie son exposition globale au secteur du charbon. Ces données – à l'échelle plus large des émetteurs actifs dans le secteur des énergies fossiles – seront pourtant requises à partir du 30 juin 2023 pour les entités *prenant en compte les principales incidences négatives* de leurs décisions d'investissements sur les facteurs de durabilité, en application du règlement « SFDR »⁵³.

Comme l'année dernière, l'AMF a estimé l'exposition des fonds français en utilisant la GCEL (*Global Coal Exit List*), établie par l'ONG URGEWALD et utilisée par nombre de SGP (voir *supra*). La modification des seuils de la GCEL en 2021 (voir *supra* et Annexe 2) est donc à prendre en compte lors du calcul de l'exposition des fonds français, puisque cela modifie la part du portefeuille des SGP considérée comme « liée au charbon ». Par ailleurs, dans les estimations présentées ci-dessous, les calculs sont publiés à la fois sans et avec pondération du poids des émetteurs, en fonction de sa part d'activité liée au charbon, telle que rendue publique par l'entreprise ou telle qu'estimée par l'association URGEWALD.

À l'avenir, et notamment lorsqu'une liste publique permettant d'identifier les émetteurs concernés sera disponible, une estimation de l'exposition des fonds français au secteur du pétrole et du gaz pourra être fournie.

2.2 Évaluation agrégée des expositions des fonds français

2.2.1 Dynamique d'investissement de la Place de Paris

En utilisant la GCEL 2020, l'AMF a estimé l'exposition des OPC de droit français⁵⁴ en 2020 (soit environ la moitié des encours en gestion pour compte de tiers par les SGP françaises) et a étudié l'évolution entre 2019 et 2020. Cette évolution est toutefois marquée par l'impact économique de la pandémie, ainsi que par les nouveaux seuils de la GCEL, plus stricts (*cf. supra*), qui viennent mécaniquement augmenter les expositions. La variation de l'exposition est synthétisée dans le tableau 8 ci-dessous, en valeur absolue et ramenée à l'encours total :

⁵³ *Sustainable finance disclosures regulation*. Article 4 du règlement (UE) 2019/2088 du Parlement et du Conseil du 27 novembre 2019. Voir aussi *Joint ESA Supervisory Statement on the application of the Sustainable Finance Disclosure Regulation*, février 2021, p. 5.

⁵⁴ Cette étude ne porte que sur les titres disposant d'un ISIN détenus par les organismes de placements collectifs de droit français (OPC de droits français à fin 2020 : 2 067 Mds€). Celle-ci ne couvre donc notamment pas : (i) les titres ne disposant pas d'un ISIN (par exemple, créances ou prêts), (ii) les actifs qui ne sont pas des titres (par exemple, exposition via des instruments financiers à terme sur ces acteurs ou sur des indices incluant ces acteurs) ; ou (iii) les actifs détenus à travers des mandats (environ 1 680 Mds€ à fin 2020 selon les données de l'Association française de gestion) et ou des fonds de droit étranger gérés directement ou par délégation par les gérants français (environ 600 Mds€ à fin 2020). L'évaluation porte donc sur au plus 47 % des actifs gérés pour le compte de tiers sur le marché français. Cette mesure vise donc davantage à donner une indication sur la tendance de l'évolution de l'exposition que d'indiquer une valeur précise.

Tableau n°9 : Calculs de l'exposition des fonds français au « charbon » à partir de la liste GCEL

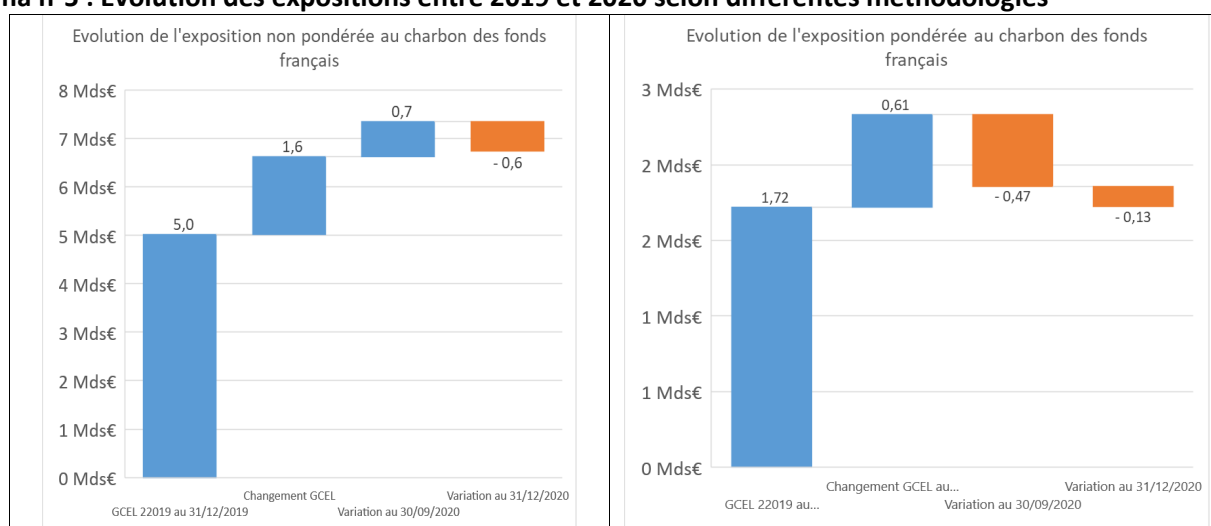
Exposition absolue (et ramenée à l'encours total)	Exposition aux émetteurs non pondérée			Exposition pondérée par l'exposition de l'émetteur au charbon		
	31/12/2019	30/09/2020	31/12/2020	31/12/2019	30/09/2020	31/12/2020
GCEL 2019	5,01 Mds€* (0,26 %)	N/A	N/A	1,72 Mds€ (0,09 %)	N/A	N/A
GCEL 2020	6,63 Mds€ (0,32 %)	7,35 Mds€ (0,36 %)	6,74 Mds€ (0,33 %)	2,33 Mds€ (0,11 %)	1,86 Mds€ (0,09 %)	1,72 Mds€ (0,08 %)
Augmentation d'exposition <i>pro forma</i> 2019 liée au changement de GCEL*	+1,62 Mds€ (+0,06 %)	N/A	N/A	+0,61 Mds€ (+0,03 %)	N/A	N/A

* Chiffre publié dans le rapport 2020.

Source : AMF, à partir de la liste des émetteurs répertoriés dans la GCEL et des encours communiqués à la Banque de France

À noter que, outre les seuils, les ISIN sont également un paramètre qui varie entre les deux versions : les ISIN de la version 2019 de la GCEL n'intègrent pas les ISIN créés en 2021 et la version 2020 ne reprend pas les ISIN clos sur 2019. Les deux graphiques suivants illustrent les évolutions, même s'il ne s'agit que d'une estimation imparfaite de l'impact de la GCEL à ces deux dates.

Schéma n°5 : Évolution des expositions entre 2019 et 2020 selon différentes méthodologies



Source : AMF, à partir de la base titres et des listes GCEL.

Toutes choses étant égales par ailleurs, et comme déjà souligné en 2020, les encours charbon ne représentent qu'une **faible part des encours totaux** de la Place. Ces encours évoluent au niveau agrégé de manière peu prévisible et dans de faibles proportions : +11 % de décembre 2019 à septembre 2020, puis – 9 % de septembre 2020 à décembre 2020. Au niveau individuel, l'évolution des encours est aussi hétérogène : les tests menés montrent ainsi qu'en 2020, autant de fonds ont continué à investir dans des émetteurs liés au charbon (tels que définis par la GCEL) que de fonds ont désinvesti, et cela dans les mêmes proportions.

Au global, là où la plupart des SGP ont annoncé dès 2018 des plans de sorties de charbon à horizon 2030 ou 2040, et des durcissements progressifs des politiques charbon, plus de trois ans après ces annonces, les effets de ces politiques ne semblent pas se traduire par une baisse des expositions agrégées à court terme, même si ces politiques s'inscrivent dans le temps plus long des plans de transition des émetteurs.

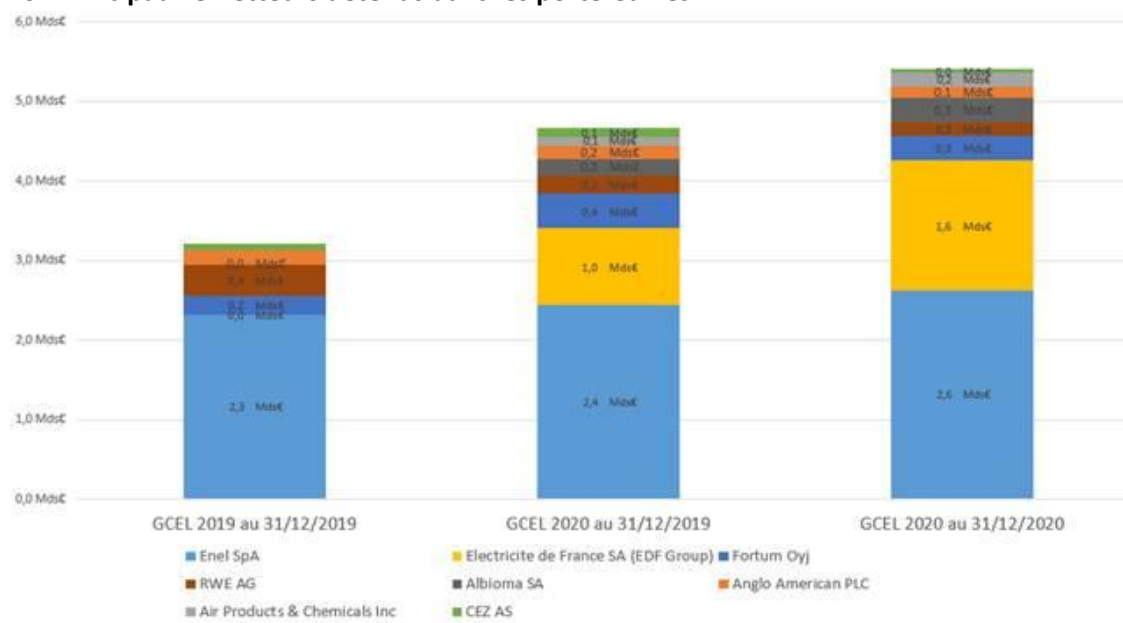
2.2.2 Étude de l'exposition « charbon » des 20 plus grandes SGP de la Place

L'AMF s'est ensuite concentrée sur les vingt SGP les plus importantes de la Place, concentrant à elles seules 63 % des encours « charbonnés » de la Place (tels que définis par la GCEL) et 75 % des encours totaux de fonds français. À quelques exceptions près, l'ensemble de ces SGP a une politique de désengagement du charbon. À partir des calculs d'exposition basés sur la GCEL, il apparaît que 11 des 20 plus grandes SGP ont diminué leur exposition « charbon » (non pondérée) au cours de l'année 2020, et 17 des plus grandes SGP lorsque l'on prend en compte l'exposition « pondérée » (voir *supra*). En raison des limites de l'exercice, et de l'absence de recul sur une période plus longue, il reste cependant difficile de mesurer les conséquences des politiques charbon des gérants sur les investissements ou désinvestissements des acteurs français dans le secteur.

2.2.3 Analyse par émetteur

Comme en 2020, le calcul de l'exposition des fonds français aux émetteurs de la *Global Coal Exit List* montre une importante concentration des investissements sur un petit nombre d'émetteurs. Le graphique suivant illustre l'évolution des expositions vis-à-vis des huit principaux émetteurs identifiés comme liés au charbon par la GCEL, représentant 82 % de l'exposition totale au « charbon » des fonds français.

Schéma n°6 : Principaux émetteurs détenus dans les portefeuilles



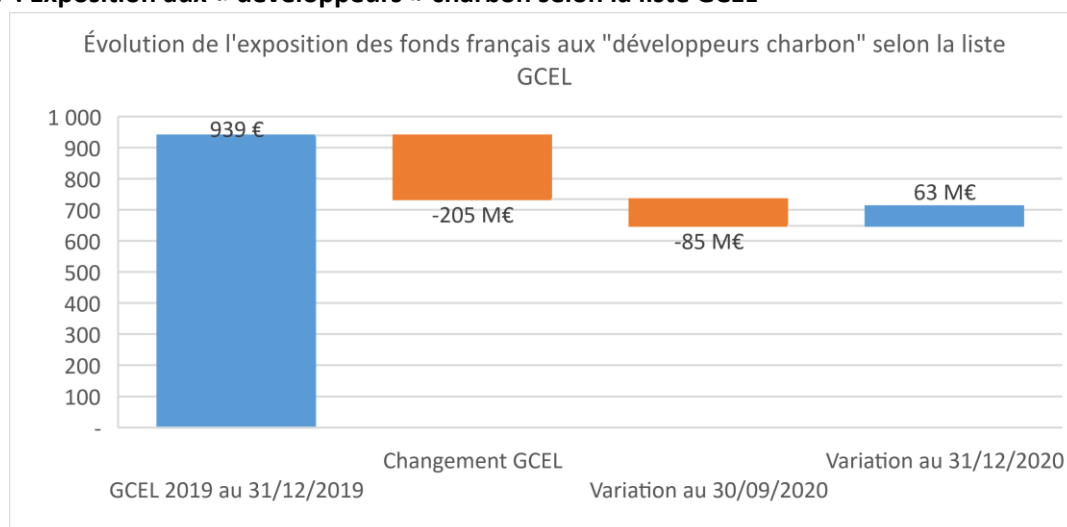
Source : AMF, à partir de la base titres et des listes GCEL.

Les principaux émetteurs présents en portefeuille restent globalement les mêmes entre 2019 et 2020 : l'énergéticien italien Enel Spa (39 %), l'énergéticien Allemand RWE (3 %), l'énergéticien nordique Fortum Oyl (5 %), même si l'on note une baisse de l'exposition aux deux groupes RWE (8 % en 2019 sur base de la liste GCEL 2019) et BHP Hilton (7 %). À noter que l'ajout dans la GCEL 2020 de l'énergéticien français EDF le positionne en deuxième place des émetteurs (24 %), derrière Enel Spa, et explique à lui seul une grande partie de la hausse de l'exposition entre les deux versions de la GCEL. À isopérimètre (*i.e.* comparaison de l'exposition des émetteurs listés par la GCEL 2020 à fin 2019 et 2020), l'augmentation des positions sur les titres EDF contribue à l'augmentation de l'exposition totale à hauteur de 0,6 milliards d'euros. Ainsi, les investissements sont dilués sur une base plus large d'émetteurs. Au total, 135 groupes internationaux « charbonniers » au sens de la GCEL 2020, sont financés par des fonds français.

Ces émetteurs présentent par ailleurs des différences notables, dans leur modèle d'affaires comme dans leur stratégie : certains ont par exemple défini une politique de transition énergétique impliquant une stratégie de sortie du charbon, ce qui n'est pas pris en compte dans les calculs effectués mais qui justifie la présence de ces émetteurs dans les portefeuilles. D'autres à l'inverse peuvent afficher des projets d'extension des capacités charbonnières. Ces disparités sont en partie reflétées par les expositions pondérées : EDF (24 % des expositions non pondérées) représente alors moins de 1 % de l'exposition pondérée des fonds français au charbon du fait du son mix électrique, mais est inclus par la GCEL via le critère en valeur absolue défini (5 GW de capacité installée).

Le suivi des « développeurs charbon » est particulièrement important. Le graphique suivant présente l'évolution de l'exposition des fonds français aux émetteurs considérés par la GCEL comme développant de nouvelles capacités.

Schéma n°7 : Exposition aux « développeurs » charbon selon la liste GCEL



Source : AMF, à partir de la base titres et des listes GCEL.

La baisse observée (d'environ 205 millions d'euros) résulte principalement de l'évolution du groupe nordique Fortum Oyl (200 millions d'euros d'exposition des fonds français), qui n'est plus considéré comme un « développeur charbon » par la liste GCEL 2020. En dehors de cet émetteur, l'exposition sur ce type d'entités est dispersée, avec un montant individuel inférieur à 100 million d'euros. En ce qui concerne les nouveaux développeurs identifiés par la liste GCEL 2020, ceux qui concentrent le plus d'encours de fonds français sont le groupe américain Air Products & Chemicals Inc, impliqué dans des activités de gazéification de charbon (181 millions d'euros d'encours), la société minière anglo-australienne BHP Group Ltd (101 millions d'euros d'encours), ainsi que les sociétés ITOCHU Corp., Mitsubishi Corp. et Mitsui & Co Ltd (plus de 50 millions d'euros d'encours chacune).

Au total, au 31 décembre 2020, **712 millions d'euros d'encours** (10 % de l'ensemble de l'exposition aux « charbonniers » des fonds français) concernaient des entreprises identifiées par la GCEL comme des « développeurs charbon ». Même s'il faut souligner que plusieurs SGP ont exprimé leur désaccord sur l'évaluation faite par l'ONG URGEWALD des plans de développement de plusieurs entreprises concernées, la question de l'investissement dans des entreprises envisageant le développement de nouvelles capacités reste un point d'attention majeur.

2.3 Étude 2021 sur les expositions en portefeuille

Comme en 2020, l'AMF a examiné la mise en œuvre des politiques charbon des SGP en leur demandant d'expliquer la raison de la présence d'émetteurs identifiés par la GCEL dans leurs portefeuilles sur la base d'un échantillon. Cette année, l'échantillon porte sur 1 365 lignes détenues par 517 fonds français et émises par 44 groupes différents. Ces lignes représentant 2,95 milliards d'euros d'expositions, soit 94 % de l'exposition des 15 SGP interrogées, et 44 % de l'exposition totale des fonds français (évaluée ci-dessus à un peu moins de 7 milliards d'euros).

- Pour 59 % des 2,6 milliards d'euros d'encours concernés (soit environ 1,5 milliards d'euros), les seuils retenus par la SGP sont supérieurs aux seuils de la GCEL ce qui explique que l'émetteur soit conservé dans les portefeuilles.
- Pour 20 % de ces encours (soit environ 600 millions d'euros), le gérant indique prendre en compte la stratégie de désengagement de la société du secteur du charbon thermique.

Des échanges ont par ailleurs eu lieu avec certains gérants sur d'autres écarts identifiés. Au global, les analyses menées montrent une application dans l'ensemble satisfaisante des politiques telles que définies par les SGP.

Chapitre 5 - Suivi des préconisations sur le charbon et nouvelles préconisations portant sur l'ensemble des énergies fossiles

1. Principales préconisations pour les banques et les assureurs

Concernant le « charbon »

L'ACPR avait pris acte, dans son rapport de 2020, d'une prise de conscience générale de la responsabilité du secteur financier dans la lutte contre le changement climatique et du besoin particulier de mettre en œuvre une politique active pour réviser à la baisse les financements et autres services fournis à l'industrie du charbon.

Par ailleurs, en dépit de nombreuses limites méthodologiques, une première mesure de l'exposition des banques et des assureurs à l'activité « charbon » attestait d'une exposition, en moyenne, relativement faible.

Ce double constat demeure. La nouvelle mesure de l'exposition au charbon, effectuée au 31 décembre 2020, confirme cette tendance et atteste également d'une lente décroissance des financements de ce secteur depuis 2015.

Par ailleurs, l'intégralité des banques et des assurances analysées dans la présente étude dispose à ce jour d'une date de sortie de l'activité « charbon », désormais clairement affichée.

Toutefois, les nombreuses remarques et les préconisations associées concernant tant la transparence sur les stratégies de sortie que les progrès à faire pour mesurer l'exposition charbon, ou encore les caractéristiques des seuils d'exclusion encadrant les politiques restent toujours valables à l'issue du présent rapport.

Ainsi, la description de la stratégie « charbon » demeure souvent éclatée entre plusieurs documents, ne permettant pas une lisibilité complète et un accès simple à l'information. Par ailleurs, les dates de sortie ne s'accompagnent pratiquement jamais d'une description de la stratégie de sortie, ni de la mention des éventuelles étapes permettant d'aboutir au respect des dates et des objectifs affichés, ni même de métriques permettant de juger de la conformité de la trajectoire de l'établissement avec ses objectifs.

En outre, si les critères et seuils d'exclusion annoncés par les banques et les assurances se sont renforcés, notamment par l'adoption de seuils plus exigeants ou de nouveaux critères, ce renforcement demeure très inégal, témoignant toujours d'approches différentes selon les établissements et aboutissant *in fine* à des ambitions très hétérogènes.

Concernant le pétrole et le gaz

À la différence de son édition 2020, le présent rapport a souhaité élargir son analyse à l'ensemble des hydrocarbures.

Comme pour le charbon, on constate pour le pétrole et le gaz une profonde hétérogénéité des politiques suivies, que ce soit dans les mesures adoptées, dans les périmètres retenus pour la mesure de leur exposition à ces sources d'énergie, ou, déjà, dans les définitions retenues par les établissements, particulièrement sur le sujet des hydrocarbures non conventionnels.

Cet état des lieux réclame donc un solide effort de clarification et d'harmonisation, clefs de la mesurabilité, de la transparence et de la comparabilité des politiques suivies en même temps que des risques encourus.

Par ailleurs, au regard des derniers rapports de l'Agence internationale de l'énergie, il paraît aujourd'hui essentiel que les banques et les assurances intègrent davantage les recommandations de celle-ci dans leur stratégie et leurs politiques « pétrole-gaz ».

Sur la base de ces observations, l'ACPR recommande aux établissements :

➤ **Sur les politiques « énergies fossiles » (charbon, pétrole et gaz)**

- De présenter les politiques liées aux énergies fossiles dans un seul document dédié pour en faciliter l'accès et le suivi ;
- D'intégrer de façon systématique les principaux éléments de la chaîne de valeur « charbon », « pétrole » et « gaz » dans ces politiques et de préciser le périmètre financier retenu (opérations, instruments financiers, services) auquel s'appliquent les politiques et les critères d'exclusion ;
- De simplifier les conditions d'application des critères d'exclusion afin de les rendre moins complexes et plus lisibles ;
- À l'image de ce qui est fait dans certains établissements et en lien avec les conclusions récentes de l'Agence internationale de l'énergie, d'explicitier l'approche adoptée à l'égard des investissements ou des crédits consentis dans de nouveaux projets de développement de l'offre de charbon, de gaz, de pétrole ;
- De préciser systématiquement si les critères d'exclusion contenus dans les politiques valent à la fois pour les nouveaux investissements et pour l'encours existant (désinvestissement) ou s'ils s'appliquent seulement à l'un de ces deux périmètres ;
- De mentionner, en ce qui concerne les organismes d'assurance, si les critères d'exclusion valent à la fois pour le versant actif (activité d'investisseur) et passif (activité assurantielle) du bilan, ou s'ils s'appliquent seulement à l'une de ses deux activités.

➤ **Sur la mesure des expositions et l'identification du champ des opérations**

- D'accélérer les travaux en cours visant à permettre une mesure plus robuste de l'exposition des établissements aux énergies fossiles, notamment par la mise en place de méthodes transparentes et vérifiables, en lien avec les avancées méthodologiques sur le sujet, et prenant en compte l'intégralité de la chaîne de valeur ainsi que le périmètre d'affaires le plus large possible (*a minima*, pour les banques, les prêts, les investissements et le hors bilan). Le rôle des fédérations dans cette démarche, pour une approche coordonnée et harmonisée mais aussi pour la diffusion de bonnes pratiques, est essentiel ;
- De préciser systématiquement les bases de données utilisées ;
- De quantifier, en ce qui concerne les organismes d'assurance, l'exposition au passif sur toute la chaîne de valeur du pétrole et du gaz. Préciser le détail de cette exposition sur les différentes branches de l'assurance non vie.

➤ **Sur la stratégie de sortie du charbon :**

- De préciser leur stratégie de sortie en décrivant la manière et les étapes destinées à préparer la sortie annoncée ;
- De compléter la palette des critères d'exclusion, de développer une approche harmonisée de ces critères d'exclusion et de mettre en place un processus de renforcement - en ligne avec les éventuelles dates de sortie déterminées - de l'exigence des seuils d'exclusion adoptés.

➤ Sur les énergies dites « non conventionnelles »

- D'adopter une définition commune de ces hydrocarbures « non conventionnels », par exemple en retenant celles récemment proposées par le Comité scientifique de l'Observatoire de la Finance Durable. Comme cela l'a été rappelé à propos du charbon, le rôle des fédérations dans cette démarche, pour une approche coordonnée et harmonisée, est fondamental ;
- À l'instar de ce qui est déjà pratiqué par certains établissements, de se doter d'une politique claire sur les fossiles dits « non conventionnels » et d'indiquer à cette occasion, comme en dispose l'article 29 de la loi Énergie et climat (LEC), les mesures « mises en place en vue d'une sortie progressive (...) des hydrocarbures non-conventionnels, en précisant le calendrier de sortie retenu ainsi que la part des encours totaux gérés ou détenus par l'entité couverte par ces politiques ».

2. Principales préconisations pour les sociétés de gestion et suivi des préconisations 2020

2.1 Concernant le charbon

L'AMF avait émis en 2020 quinze préconisations, dont trois préconisations générales pour la **définition d'une politique de sortie du charbon thermique**, ainsi que trois préconisations pour renforcer la **transparence des politiques**. Le tableau suivant résume la mise en œuvre de ces préconisations par les grands acteurs de la Place. Si la tendance est dans l'ensemble positive, des efforts sont encore nécessaires en termes de transparence pour expliquer l'absence de politique pour les SGP qui ne souhaitent pas en mettre en place, ainsi que le choix des seuils retenus et leur impact.

Tableau n°10 : Suivi des préconisations sur les politiques charbon et la transparence

PRÉCONISATIONS	Prise en compte par les SGP (% et nombre/total)
Caractéristiques de la politique relative au charbon thermique	
Disposez-vous d'une politique de désengagement précisant une date de sortie définitive du charbon thermique et les moyens mis en œuvre pour se désengager des entités développant de nouvelles capacités (mines, centrales électriques ou infrastructures) liées au charbon ?	71% (12/17)
Proposez-vous systématiquement aux clients de vos fonds dédiés ou aux mandants qui ne disposent pas de leur propre politique d'appliquer votre politique ?	82% (14/17)
Si vous ne souhaitez pas mettre en place de politique de sortie du charbon, indiquez-vous publiquement les raisons de ce choix ?	0% (0/3)
Critères et seuils retenus	
Justifiez-vous publiquement les seuils retenus, par exemple au regard de la typologie des acteurs qui pourront continuer à être financés en application de la politique, en citant les principaux ?	0% (0/16*)
Indiquez-vous publiquement les moyens permettant de couvrir dans la politique des acteurs majeurs de la chaîne de valeur du charbon thermique qui n'y sont pas soumis du fait des seuils relatifs prévus, par exemple via l'introduction de seuils en valeur absolue ?	31% (5/16*)
En cas de révision de votre politique, communiquez-vous sur l'impact estimé de l'engagement pris, par exemple au regard de l'exposition au secteur et au regard des acteurs qui pourront continuer à être financés en application de votre politique ?	6% (1/17)

* Une SGP a adopté une politique qui ne se base pas sur l'application de seuils.

Ainsi, **bien que les politiques se renforcent, les préconisations de l'AMF sur la transparence ont été très peu prises en compte par les acteurs**. Par exemple, aucune ne donne d'information sur les acteurs qui peuvent être conservés en portefeuille au regard des seuils prévus par la politique, et rares sont celles qui communiquent sur l'impact des révisions de politique (par exemple sur l'exposition actuelle ou le nombre d'émetteurs concernés) ou sur l'absence de seuils absolus permettant de couvrir des acteurs majeurs de la chaîne de valeur du charbon thermique. Pourtant, dès lors que les politiques sont de plus en plus souvent mises en avant par les acteurs, les communications devraient être accompagnées d'éléments permettant d'apprécier les impacts sur les portefeuilles des gérants. Par ailleurs,

des exemples devraient notamment être fournis, en particulier **lorsque des exemptions s'appliquent⁵⁵ ou pour justifier de cas particuliers d'acteurs majeurs du secteur maintenus en portefeuille**, ce que ne fait aucune SGP. Plusieurs SGP indiquent ne pas vouloir fournir ce type d'informations en considérant que leurs seuils d'exclusions sont déjà publics. Pour autant, citer les principaux émetteurs éligibles aux portefeuilles en dépit des seuils pratiqués constituerait une bonne pratique favorisant la compréhension des politiques adoptées par les gérants.

En ce qui concerne le **traitement des émetteurs affichant une intention de sortie du charbon**, la plupart des politiques en place prévoient la possibilité de conserver ces émetteurs en portefeuille, même s'ils excèdent les seuils définis (11 SGP en 2020, 13 SGP en 2021). Cependant, alors que les politiques laissent une marge de manœuvre importante aux gérants afin de juger des plans de sortie du charbon, les critères d'appréciation retenus et les choix faits par les gérants ne sont que très rarement rendus publics. Les préconisations sur la transparence vis-à-vis des critères justifiant qu'un émetteur excédant les seuils définis par la politique soit conservé en gestion extinctive ou puisse faire l'objet de nouveaux investissements sont ainsi très peu suivies par les SGP. De même, celles portant sur les modalités de surveillance des émetteurs.

Tableau n°11 : Suivi des préconisations sur le traitement des émetteurs affichant une intention de sortie du charbon

PRÉCONISATIONS	Prise en compte par les SGP (% de « Oui » et nombre sur total)
Traitement des émetteurs affichant une intention ou un engagement de sortie du charbon	
Explicitiez-vous publiquement les critères justifiant qu'un émetteur excédant les seuils définis par la politique soit conservé en gestion extinctive ou puisse faire l'objet de nouveaux investissements ?	6% (1/16*)
Précisez-vous publiquement les critères retenus dans votre approche de dialogue ou d'engagement actionnarial, les modalités de cette intervention et, le cas échéant, le délai maximum au-delà duquel cette démarche peut se solder par une exclusion en cas d'absence d'amélioration constatée ?	12% (2/17)
Vous engagez vous à réaliser une surveillance qui puisse conduire à une exclusion sur des émetteurs qui pourraient afficher une intention ou un engagement de sortie du charbon thermique en ayant recours à des cessions d'actifs sans plan de fermeture ou en continuant à mener des projets de développement de nouvelles capacités de production d'électricité à partir de charbon ou d'extraction ?	6% (1/17)

* Une SGP ne prévoit aucune dérogation possible en cas de dépassement des seuils par un émetteur.

Plusieurs SGP répondent qu'il est difficile de définir des critères et de s'y engager publiquement en raison des différences importantes entre les engagements pris par les acteurs du charbon. Elles soulignent qu'une analyse au cas par cas est menée. Pour autant, plusieurs SGP ont indiqué disposer, en pratique, de durées maximales au-delà desquelles l'échec des démarches d'engagement actionnarial menées conduisent à une exclusion de l'émetteur. Ces durées vont de 12 à 18 mois à partir de la date du comité RSE ayant pris la décision d'exclure l'émetteur concerné. Les politiques pourraient ainsi être complétées en précisant ces seuils.

Par ailleurs, dans l'analyse des stratégies de sortie du charbon des émetteurs, très peu de SGP requièrent que les « actifs charbon » soient **fermés et non cédés**. Alors que la cession d'un actif charbon n'a pas d'effet sur les émissions de gaz à effet de serre (GES) au niveau global, leur fermeture, oui. Une seule SGP s'est explicitement engagée à ne conserver que les entreprises qui ont des plans de fermeture ou transformation d'actifs, et non leur cession, et prend en compte les conditions dans lesquelles ces opérations sont réalisées (impact sociaux et sociétaux notamment).

⁵⁵ Par exemple, une SGP excluant les entités tirant plus de 10 % de leurs revenus dans l'extraction et la vente de charbon à des électriciens, n'exclut pas certaines entreprises au motif qu'elles ne vendent pas en externe la production de charbon extraite, mais l'utilisent pour leurs propres besoins de production d'électricité.

Le rapport 2020 démontrait par ailleurs l'impact déterminant des sources de données et des retraitements opérés sur la mise en œuvre des politiques charbon. En raison des différences entre fournisseurs de données, différents acteurs du même groupe appliquant la même politique peuvent ne pas avoir la même appréciation sur un même émetteur. Dès lors, le rapport 2020 préconisait une plus grande transparence sur les sources de données utilisées et les éventuels retraitements effectués, ainsi qu'un renforcement de la cohérence dans l'application des politiques au sein d'un groupe.

Tableau n°12 : Suivi des préconisations sur les données utilisées par les gérants

PRÉCONISATIONS	Prise en compte par les SGP (% de « Oui » et nombre/total)
Données utilisées pour identifier les émetteurs soumis à la politique charbon	
Disposez-vous de procédures claires sur l'utilisation des données d'exposition au charbon thermique et de procédez-vous régulièrement à des contrôles sur celles-ci proportionnés (i) à l'utilisation qui en est faite et (ii) au risque de conserver par erreur un émetteur qui dépasserait les seuils fixés ?	61% (11/18)*
Indiquez-vous dans la politique les sources de données utilisées et les éventuels retraitements sur ces données ?	76% (13/17)
Dans le cas de la mise en œuvre de votre politique relative au charbon thermique au niveau de votre groupe, mettez-vous en place une approche cohérente au sein du groupe sur les données utilisées et les retraitements opérés par chaque entité soumise à celle-ci ?	29% (4/16)

* Une SGP a mis en place ces procédures, bien qu'elle n'ait pas publié de politique charbon publique.

Les analyses menées montrent des progrès, avec **une proportion importante de SGP indiquant désormais de façon plus transparente les données utilisées**. Pour autant, les approches restent hétérogènes : certaines SGP se contentent de lister l'ensemble des fournisseurs de données utilisés sans indiquer pour quel type de données ils le sont (par exemple, pour les plans de développements ou le poids de charbon dans le chiffre d'affaires), alors que d'autres publient des arbres de décisions précis sur les sources de données utilisées à différentes étapes de l'application de la politique charbon.

Les contrôles menés par les SGP sur la qualité des données restent par ailleurs relativement peu cadrés. Les procédures sont essentiellement liées à la source des données et leur utilisation. Par exemple, elles ne prévoient pas *ex-ante* des contrôles minimaux sur la qualité des données sous-jacentes pour les émetteurs les plus importants en portefeuille, ou ceux dont les seuils sont proches des seuils d'exclusion. En revanche, les gérants peuvent exclure un émetteur lorsqu'ils estiment que celui-ci a été maintenu en contradiction avec la politique charbon en place.

Ce manque de contrôles crée un risque de non-conformité avec les politiques, en maintenant à tort en portefeuille des acteurs dépassant les seuils. Par ailleurs, en indiquant seulement les sources publiques d'où sont issues leurs données sans vérifications internes, **les SGP sont dépendantes vis-à-vis de leurs fournisseurs de données**, ce qui peut se traduire par des cessions mécaniques des titres sans possibilité pour la SGP de disposer d'une analyse différente au regard des dispositions prévues par leurs politiques. Des tests de qualité de données fondés sur le recoupement de plusieurs sources de données et une revue approfondie pour les acteurs présentant une exposition significative peuvent dès lors constituer des bonnes pratiques. Il est ainsi proposé d'étendre la position AMF applicable à l'utilisation par les SGP de données d'émissions de gaz à effet de serre.

Encadré n°5 : Extension de la doctrine de l'AMF aux données utilisée dans le cadre de politiques sectorielles

L'AMF a défini fin 2020 une position sur l'utilisation de données d'émissions de gaz à effet de serre par la SGP et les contrôles liés. Au vu de l'importance des données utilisées pour la mise en œuvre des politiques sectorielles, l'AMF étend et adapte cette position.

Position applicable aux sociétés de gestion de portefeuille agréées en France

Contrôle des données relatives aux politiques applicables aux énergies fossiles :

(1) Afin de disposer de données fiables, les SGP qui ont défini des politiques applicables aux énergies fossiles doivent mettre en place un dispositif de contrôle de la qualité et de la cohérence de ces données, proportionné à l'importance de l'utilisation de ces données et le risque de continuer à détenir par erreur des expositions sur un émetteur qui devrait être exclu en raison de l'application des politiques.

Enfin, l'application d'une politique décidée au niveau du groupe n'est pas systématiquement cohérente. Les pratiques sont par ailleurs hétérogènes : dans certains cas, les seuils sont appliqués de façon autonome par chaque entité du groupe ; dans d'autres, les données utilisées sont les mêmes, mais les retraitements peuvent être différents. Enfin, dans la grande majorité des cas, la gestion des exceptions à la politique sont indépendantes et chaque entité peut apprécier de façon indépendante les efforts menés par les émetteurs pour justifier le maintien en portefeuille. Si des efforts vers une plus grande cohérence semblent en cours chez plusieurs SGP, la situation actuelle nuit à la lisibilité et la compréhension de la mise en œuvre des engagements des groupes financiers. Ces incohérences sont d'autant plus dommageables lorsque les politiques publiées par la tête de groupe prévoient une application à l'ensemble des filiales, mais qu'en pratique chaque entité peut la décliner différemment et de façon autonome – avec le risque de conclusions différentes sur des entités identiques.

Enfin, l'AMF avait souligné en 2020 l'importance de prévoir une stratégie ordonnée de désengagement. Ceci passe notamment par le **suivi de l'exposition des émetteurs liés au charbon présents en portefeuille**, même s'ils sont en deçà des seuils d'exclusion. L'objectif est de pouvoir piloter la baisse progressive de l'exposition et identifier les émetteurs impliquant un désengagement pour atteindre l'objectif final de sortie totale. Trois préconisations avaient été émises en ce sens.

Tableau n°13 : Suivi des préconisations sur le suivi par les gérants des expositions au charbon

PRÉCONISATIONS	Prise en compte par les SGP (% de « Oui » et nombre/total)
Suivi des expositions	
Mesurez-vous l'exposition globale et par acteur à la chaîne de valeur du charbon thermique pour veiller tant à la bonne application de la politique qu'à la bonne gestion des risques ?	47% (9/19)*
Prévoyez-vous une estimation de l'évolution de cette exposition, en particulier si vous avez pris des engagements de sortie totale du charbon thermique ?	21% (4/19)*
Conservez-vous le détail des désinvestissements réalisés en application de votre politique charbon ?	71% (12/17)

* Deux SGP ont mis en place ces procédures, bien qu'elles n'aient pas publié de politique charbon publique.

Aujourd'hui, seules 9 sociétés de gestion de l'échantillon prévoient une estimation de l'évolution de leur exposition totale au secteur du charbon. À titre d'illustration, plusieurs SGP considèrent prendre en compte cette préconisation par l'application de leur politique d'exclusion. En termes de bonnes pratiques, si certains acteurs (notamment signataires de la *Taskforce on climate-related financial disclosures* (TCFD)) publient des métriques parfois poussées sur leurs expositions, l'intégration de ces informations dans la gestion des risques des portefeuilles est peu avancée. Par ailleurs, les SGP restent encore nombreuses (un tiers de l'échantillon) à ne pas conserver le **détail des désinvestissements réalisés** en application de la politique charbon, ce qui soulève des questions importantes de suivi et d'audit.

2.2 Concernant le pétrole et le gaz

Lors du *Climate Finance Day* du 29 octobre 2020, le Ministre de l'économie et des finances a appelé la Place financière à renforcer son ambition climatique, y compris en matière de sortie du charbon et des énergies non-conventionnelles⁵⁶. Pour les énergies non conventionnelles, il s'agit donc tout d'abord pour la plupart des SGP de définir des politiques sectorielles, avec un enjeu important de rationalisation des définitions retenues, plus crucial encore que pour le charbon, et important pour le suivi des engagements de Place.

Une question spécifique porte sur la distinction conventionnel / non conventionnel, généralement mentionnée dans les politiques mais qui ne donne pas nécessairement d'indication sur le niveau d'ambition ou le périmètre visé. En effet, elles citent plutôt les combustibles ou les techniques d'extraction visés sans s'appuyer sur cette distinction. Ce point de définition est en revanche important pour le suivi de l'exposition de la Place aux énergies non conventionnelles. Par ailleurs, le décret d'application⁵⁷ de l'article 29 de la Loi Énergie et Climat de 2020 prévoit la publication par les sociétés de gestion (entre autres) « *des politiques mises en place en vue d'une sortie progressive du charbon et des hydrocarbures non-conventionnels en précisant le calendrier de sortie retenu ainsi que la part des encours totaux gérés ou détenus par l'entité couverte par ces politiques* ».

2.3 Préconisations pour les sociétés de gestion

Sur la base de ces observations, l'AMF reprend donc l'essentiel des préconisations de 2020, en les mettant à jour et en les étendant aux politiques « pétrole » et « gaz ». L'AMF souhaite ainsi, comme l'ACPR pour les banques et les assureurs, encourager les gérants de la Place à mettre rapidement en place des politiques robustes, transparentes et comparables, en s'inspirant des leçons et des travaux menés pour le charbon. L'AMF formule ainsi les préconisations suivantes :

➤ Sur les politiques « énergies fossiles » (charbon, pétrole et gaz)

- Lorsque cela n'est pas fait, de **se doter d'une politique pour les secteurs charbon, pétrole et gaz**, et, en lien avec les **conclusions récentes de l'Agence internationale de l'énergie**, d'explicitier l'approche adoptée notamment à l'égard des investissements impliquant de nouveaux projets de développement de l'offre de charbon, de gaz et de pétrole, ainsi que ceux envisageant l'ouverture de nouvelles centrales à charbon ;
- **D'intégrer l'ensemble de la chaîne de valeur « charbon », « pétrole » et « gaz » dans ces politiques, et de préciser le périmètre des encours sous gestion** auquel elles s'appliquent ;
- **De présenter les politiques applicables aux énergies fossiles dans un seul document dédié** pour en faciliter l'accès et le suivi ;
- **De proposer aux clients de fonds dédiés ou aux mandants** qui ne disposent pas de leurs propres politiques d'appliquer les politiques de la société de gestion ;
- Pour les sociétés de gestion qui ne veulent pas mettre en place de politiques, **d'indiquer publiquement les raisons de ce choix** ;

➤ Sur la mesure des expositions

- D'accélérer les travaux en cours visant à permettre une **mesure plus robuste des expositions aux énergies fossiles**, notamment par la mise en place de méthodes transparentes et vérifiables, en lien avec les avancées méthodologiques sur le sujet, et en prenant en compte l'intégralité de la chaîne de valeur. Ce suivi des expositions est indispensable pour la bonne application des politiques « charbon », « pétrole » et « gaz » ainsi que pour la bonne gestion des risques ;

⁵⁶ <https://www.tresor.economie.gouv.fr/Articles/2020/11/16/bruno-le-maire-et-olivia-gregoire-encouragent-la-place-de-paris-a-redoubler-d-efforts-afin-d-accelerer-le-developpement-d-une-finance-verte>

⁵⁷ <https://www.legifrance.gouv.fr/jorf/id/JORFTEXT000043541738>

- De **préciser les données utilisées** pour l'application des politiques et l'identification des émetteurs concernés ; dans le cas de la mise en œuvre de politiques relatives aux énergies fossiles au niveau d'un groupe, de mettre en place une approche cohérente sur les données utilisées et les retraitements opérés ;
 - De **justifier les critères et seuils retenus par les politiques**, en citant les principaux acteurs qui continueront à faire l'objet d'investissements, et d'envisager, si besoin, le durcissement progressif des politiques, par exemple via l'introduction de seuils en valeur absolue, en ligne avec les dates de sortie déterminées ;
 - D'explicitier les **critères justifiant qu'un émetteur excédant les seuils définis par les politiques soit conservé** en gestion extinctive ou dans le cadre d'une démarche d'engagement actionnarial, et les conditions dans lesquelles cette démarche peut se conclure par une exclusion (par exemple, au-delà d'un délai maximum) ;
 - Lors de la formalisation ou de la révision des politiques, de **communiquer l'impact estimé de l'engagement pris**, par exemple au regard de l'exposition au secteur ;
- **Sur les politiques relatives au charbon thermique :**
- Pour les sociétés de gestion qui ont défini une politique de sortie, d'indiquer, lorsque ce n'est pas encore le cas, une **date de sortie définitive du charbon thermique**⁵⁸ et de préciser leur stratégie de sortie en décrivant la manière et les étapes destinées à préparer la sortie annoncée ;
 - D'être vigilant, voire de considérer l'exclusion, des émetteurs affichant leur intention de sortie du charbon thermique en ayant recours à des cessions de leurs actifs sans plan de fermeture ou continuant dans le même temps à mener des projets de développement de nouvelles capacités, contrairement aux recommandations de l'Agence internationale de l'énergie.
- **Sur les énergies fossiles dites « non conventionnelles » :**
- D'adopter une **définition commune de ces hydrocarbures « non conventionnels »**, par exemple en retenant celles récemment proposées par le Conseil Scientifique de l'Observatoire de Place de la finance durable ;
 - De se doter d'une **politique claire sur les fossiles dits « non conventionnels »** et d'indiquer à cette occasion, comme en dispose l'article 29 de la loi Énergie et climat (LEC), les mesures *« mises en place en vue d'une sortie progressive (...) des hydrocarbures non-conventionnels, en précisant le calendrier de sortie retenu ainsi que la part des encours totaux gérés ou détenus par l'entité couverte par ces politiques »*.

Enfin, la **position AMF 2020 relative aux contrôles des données** et applicable aux sociétés de gestion de portefeuille agréées en France, est étendue de la façon suivante :

(1) Afin de disposer de données fiables, les SGP qui ont défini des politiques applicables aux énergies fossiles doivent mettre en place un dispositif de contrôle de la qualité et de la cohérence de ces données, proportionné à l'importance de l'utilisation de ces données et au risque de continuer à détenir par erreur des expositions sur un émetteur qui devrait être exclu par l'application des politiques.

⁵⁸ Cette date s'entendant comme une date à partir de laquelle les SGP ne détiendront plus d'exposition à des émetteurs ayant une partie de leur activité liée à la chaîne de valeur du charbon thermique.

Annexe 1 – Liste des acteurs étudiés

BANQUES

1. AGENCE FRANCAISE DE DEVELOPPEMENT (AFD)
2. GROUPE BNP PARIBAS
3. GROUPE BPCE
4. GROUPE CRÉDIT AGRICOLE SA
5. GROUPE CAISSE DES DEPÔTS
6. GROUPE CRÉDIT MUTUEL
7. HSBC France
8. LA BANQUE POSTALE
9. GROUPE SOCIÉTÉ GÉNÉRALE

ORGANISMES D'ASSURANCE

1. ALLIANZ HOLDING France
2. AVIVA France
3. AXA SA
4. BNP PARIBAS CARDIF
5. CCR
6. CNP ASSURANCES
7. COVÉA
8. CRÉDIT AGRICOLE ASSURANCES
9. GENERALI France
10. GROUPAMA SA
11. GROUPE DES ASSURANCES DU CRÉDIT MUTUEL
12. MACSF SGAM
13. MUTUELLE ASSURANCE DES COMMERÇANTS ET INDUSTRIELS DE FRANCE ET DES CADRES ET SALAIRES DE L'INDUSTRIE ET DU COMMERCE
14. NATIXIS ASSURANCES
15. SCOR SE
16. SGAM AG2R LA MONDIALE
17. SOGECAP

SOCIÉTÉS DE GESTION

1. AMUNDI ASSET MANAGEMENT
2. AVIVA INVESTORS France
3. AXA INVESTMENT MANAGERS PARIS
4. AXA REIM SGP
5. BNP PARIBAS ASSET MANAGEMENT
6. CM-CIC ASSET MANAGEMENT
7. COVÉA FINANCE
8. CPR ASSET MANAGEMENT
9. EUROTITRISATION
10. FEDERAL FINANCE GESTION
11. GROUPAMA ASSET MANAGEMENT
12. HSBC GLOBAL AM France
13. LA BANQUE POSTALE ASSET MANAGEMENT
14. LYXOR ASSET MANAGEMENT
15. LYXOR INTERNATIONAL ASSET MANAGEMENT
16. NATIXIS INVESTMENT MANAGERS INTERNATIONAL
17. OFI ASSET MANAGEMENT
18. OSTRUM ASSET MANAGEMENT
19. SOCIÉTÉ GÉNÉRALE GESTION
20. SWISS LIFE ASSET MANAGEMENT FRANCE

Annexe 2 – Évolution des seuils de la Global Coal Exit List (GCEL) et impact sur le nombre d'émetteurs

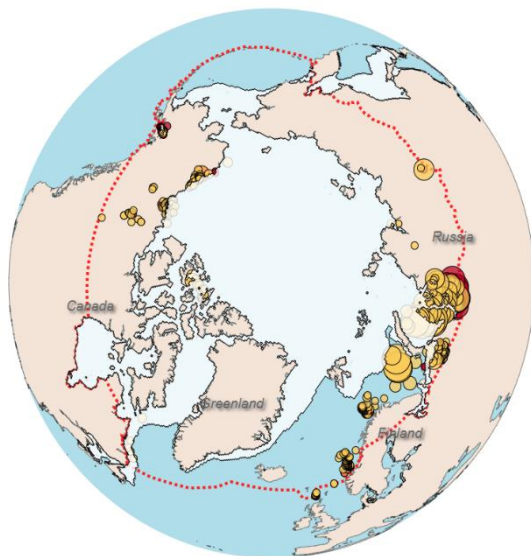
		GCEL 2019	GCEL 2020
Nombre d'émetteurs		2 270	2 953 (+30%)*
Miniers	Nombre d'entreprises actives**	915	1 475 (+61%)
	Part moyenne du charbon dans le CA	74%	77% (+3 pts)
	Gt de charbon extraites (12 mois)	10	11 (+5%)
	Développeurs miniers (en % du total d'émetteurs miniers)	36%	28% (-8 pts)
Électriciens	Nombre d'entreprises actives**	1 167	1 579 (+35%)
	Part du charbon thermique dans le CA	62%	66% (+4 pts)
	Part moyenne du charbon dans le mix électrique	76%	76% -
	Capacités installées de production d'électricité à partir de charbon (GW)	2 906	2923 -
	Développeurs de capacités électriques (en % du total d'électriciens)	39%	34% (- 5 pts)
Nombres d'autres acteurs: services, finance...		526	608 (+16%)
Nombre de développeurs d'infrastructures		63	93 (+48%)

* Avec 889 nouveaux émetteurs entre 2019 et 2020 et 216 émetteurs sortants.

** Une part significative d'émetteurs de la GCEL a à la fois une activité minière et une activité de production d'énergie électrique.

Source : AMF, à partir des listes GCEL.

Annexe 3 - Zone Arctique : une définition qui influe significativement sur le périmètre d'une politique : Illustration avec les politiques de deux sociétés de gestion



Keys

Geographical limits:

- Area covered by the policy of the selected financial actor
- Boundary of the Arctic area covered by the AMAP

Oil and gas field status:

- Discovered
- Under further evaluation
- Under development
- Producing

Périmètre retenu par SGP 1 : extension maximale des glaces de mer sur 12 mois.

Il couvre 17 % des actifs de production découverts recensés par Rystad Energy UCube.



Périmètre retenu par SGP 2 : Conservation of Arctic Flora and Fauna

Il couvre 80 % des actifs de production découverts recensés par Rystad Energy UCube.

Source : Annexe interactive du rapport « Drill, baby, drill », Reclaim Finance, sept. 2021, avec les données de Rystad Energy UCube.

