

**Recommandations
du Comité Scientifique et d'Expertise
portant sur les hydrocarbures non conventionnels
et les stratégies d'alignement**



Publié le 22 septembre 2021



This project has received funding from the European Union's LIFE program under grant agreement LIFE18IPC/FR/000010 A.F.F.A.P. The European Commission is not responsible for any use that may be made of the information it contains.

Déclaration de principe

Le comité scientifique et d'expertise salue la création de l'Observatoire de la finance durable, une initiative qui sera d'autant plus utile qu'elle respectera cinq grands principes qui se retrouvent dans nombres de nos recommandations :

- Transparence
- Lisibilité
- Cohérence
- Fiabilité
- Pertinence

Ces cinq grands principes doivent être les piliers de chaque indicateur publié dans l'Observatoire de la finance durable.

Table des matières

I.	Recommandations sur les hydrocarbures non conventionnels	3
	Propos introductif et méthodologie retenue par le Comité	3
	Partie 1 – La définition des hydrocarbures non conventionnels	10
	Partie 2 – Le Périmètre de la chaîne de valeur	13
	Partie 3 – L'accompagnement de la transition	14
	Partie 4 – La place de l'exclusion dans les politiques sectorielles	20
	Annexes	23
II.	Recommandations sur les stratégies d'alignement	25
III.	Présentation du Comité Scientifique et d'Expertise	32

I. Recommandations sur les hydrocarbures non conventionnels

PROPOS INTRODUCTIF ET METHODOLOGIE RETENUE PAR LE COMITE

- Le Comité Scientifique et d'Expertise estime que **la crédibilité du verdissement de la Place de Paris repose tant sur une sortie du financement de l'industrie charbonnière d'ici 2030 dans les pays de l'Union européenne et de l'OCDE, et d'ici 2040 dans le reste du monde (tel que recommandé par l'avis du 25 février 2021) que sur un accompagnement effectif de l'industrie fossile dans sa décarbonation, en intégrant les enjeux liés à une transition juste.** C'est en ce sens que le Comité Scientifique et d'Expertise a souligné, dans son avis susmentionné que l'approche par principe (*i.e.* comparabilité, reproductibilité, exhaustivité et fiabilité) retenue pour le charbon pouvait être plus largement appliquée à l'ensemble des politiques sectorielles des acteurs de marché, en particulier sur le **pétrole et le gaz. Dans la perspective d'un alignement avec l'impératif scientifique de cesser tout nouveau projet d'énergies fossiles et de réduire la production pétrolière et gazière, le Comité Scientifique et d'Expertise publie ainsi des premières recommandations sur le pétrole et le gaz non conventionnels.**

1. La nécessaire transition de l'industrie pétrolière et gazière : rappel de la littérature

- La littérature scientifique est sans ambiguïté sur la transition de l'industrie pétrolière et gazière, et c'est dans ce cadre que le Comité Scientifique et d'Expertise a mené ses travaux. En particulier :
 - Le rapport spécial publié par le Groupe d'experts intergouvernemental sur l'évolution du climat (GIEC) en 2018 sur un réchauffement planétaire de 1,5 °C¹ souligne qu'entre 2020 et 2050, **l'énergie primaire fournie par le pétrole doit diminuer dans la plupart des scénarios, de l'ordre de -39 à -77 %** (dans la fourchette interquartile), **tandis que celle du gaz naturel doit diminuer de l'ordre de -13 à -62 %** (intervalle interquartile), avec un déploiement global des technologies de capture et de stockage de carbone (CSC) qui varie considérablement d'un scénario à l'autre (de zéro à 300 GtCO₂ de CO_{2eq} stocké en 2050). Aussi, dans les quatre stratégies d'atténuation étayées par le GIEC permettant de réduire les émissions nettes pour concrétiser une trajectoire limitant le réchauffement à 1,5°C (sans dépassement ou avec un dépassement minime), la part des combustibles fossiles est fortement réduite. Dans les scénarios P1 (avec réduction de la demande d'énergie jusqu'à 2050, où il n'est pas fait recours aux combustibles fossiles avec CSC), P2 (avec accroissement de l'intensité énergétique et des innovation technologiques) et P3 (avec réduction de la demande et schémas habituels de développement sociétal et technologique), la part du pétrole diminue respectivement de 87%, 50% et 81% par rapport à 2010, et celle du gaz naturel diminue respectivement de 74% et 53% (scénarios P1 et P2) et augmente de 21% par rapport à 2010 (scénario P3).
 - Le *Production Gap Report* des Nations Unies (2020)² souligne quant à lui qu'**une diminution de la production de combustibles fossiles de l'ordre de 6% par an entre 2020 et 2030 est nécessaire afin de ne pas dépasser un réchauffement planétaire de 1,5°C.** Cette réduction progressive de la production de combustibles fossiles à l'échelle mondiale qui serait compatible avec un maintien en dessous de 1,5°C ou 2°C pourrait être obtenue, selon les Nations Unies, par une combinaison différente de taux de déclin pour le charbon, le pétrole et le gaz, selon des hypothèses de coûts et de dépendances au CSC diverses.

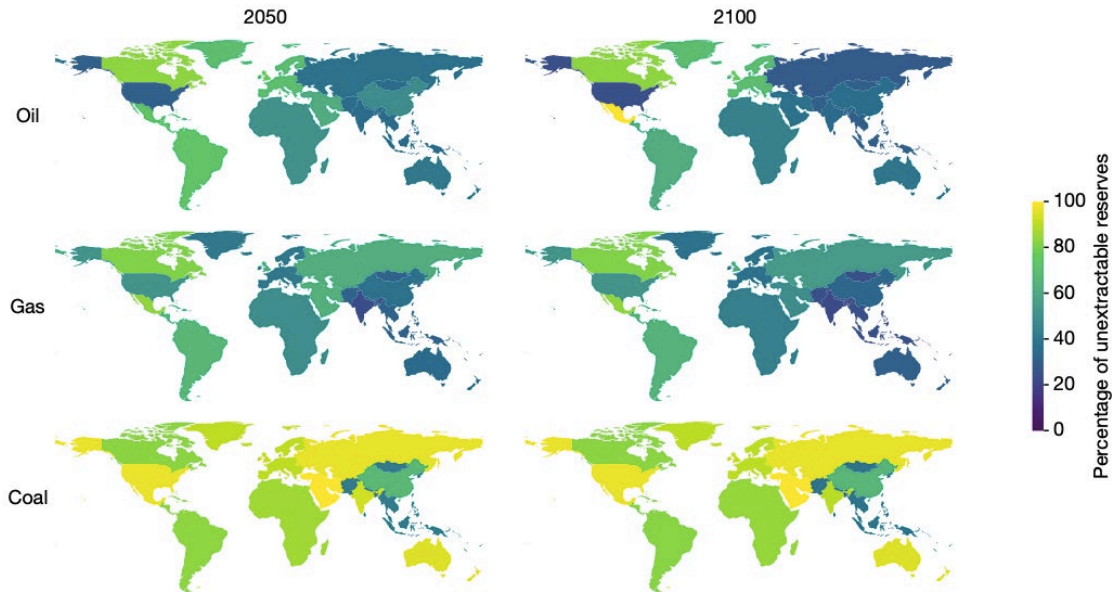
¹ Rogelj, J., D. Shindell, K. Jiang, S. Fifita, P. Forster, V. Ginzburg, C. Handa, H. Kheshgi, S. Kobayashi, E. Kriegler, L. Mundaca, R. Séférián, and M.V. Vilariño, 2018: Mitigation Pathways Compatible with 1.5°C in the Context of Sustainable Development. In: Global Warming of 1.5°C. An IPCC Special Report on the impacts of global warming of 1.5°C above pre-industrial levels and related global greenhouse gas emission pathways, in the context of strengthening the global response to the threat of climate change, sustainable development, and efforts to eradicate poverty [Masson-Delmotte, V., P. Zhai, H.-O. Pörtner, D. Roberts, J. Skea, P.R. Shukla, A. Pirani, W. Moufouma-Okia, C. Péan, R. Pidcock, S. Connors, J.B.R. Matthews, Y. Chen, X. Zhou, M.I. Gomis, E. Lonnoy, T. Maycock, M. Tignor, and T. Waterfield (eds.)]. Disponible en ligne : SR15_Chapter2_Low_Res.pdf (ipcc.ch)

² SEI, IISD, ODI, E3G, and UNEP. (2020). The Production Gap Report: 2020 Special Report. <http://productiongap.org/2020report>

- Le rapport « *Net Zero by 2050 A Roadmap for the Global Energy Sector* » de l'Agence internationale de l'énergie (AIE) publié en mai 2021 – qui développe un scénario « *net zero* » (ci-après « *NZE* ») - insiste quant à lui sur les enjeux de financement et d'investissement. Il met notamment l'accent sur la nécessaire diminution annuelle de l'investissement dans l'approvisionnement électrique issu de combustibles fossiles (de l'ordre de 575Mds\$/an en moyenne sur les cinq dernières années à 110Mds\$/an en 2050). **Selon l'AIE, l'investissement doit être limité au maintien de la production des gisements de pétrole et de gaz naturels existants** (*i.e.* utilisation en association avec des CSC, pour la production pétrochimique ou dans les secteurs où la réduction des émissions de gaz à effet de serre est plus difficile – avec une diminution de 55% de la demande de gaz et de 75 % pour le pétrole). En outre, **au-delà des projets déjà engagés à partir de 2021, aucun nouveau gisement de pétrole et de gaz n'est approuvé par l'AIE dans ce scénario** – ainsi qu'aucune nouvelle mine de charbon (ou extension de mine), avec une diminution d'ici 2050 de 90% de la demande de charbon (représentant alors 1 % de la consommation totale d'énergie). Plus précisément, l'AIE souligne que « *la priorité politique inébranlable accordée au changement climatique dans la trajectoire 1,5°C entraîne une forte baisse de la demande de combustibles fossiles, ce qui signifie que les producteurs de pétrole et de gaz se concentrent entièrement sur la production - et les réductions d'émissions - de l'exploitation des actifs existants* ». L'AIE indique également que « de nombreuses installations de liquéfaction de gaz naturel liquéfié actuellement en construction ou au stade de la planification » sont incompatibles avec l'atteinte de la neutralité carbone.
- Un article publié par Welsby et al. le 8 septembre 2021 dans la revue *Nature*³, et reprenant les travaux initialement menés par McGlade et Ekins (2015⁴) estime, sur le fondement d'un modèle d'évaluation de la quantité de combustibles fossiles à conserver dans le sol à l'échelle régionale et mondiale afin de ne pas dépasser l'objectif de réchauffement de 1,5°C, que d'ici à 2050, **près de 60% des réserves de pétrole et de gaz fossiles** (et 90% des réserves de charbon) **ne devraient pas faire l'objet d'une extraction** (« *unextractable reserves* »). Ces résultats sont ainsi plus élevés que les estimations disponibles sur les impossibilités d'extraction. En outre, l'article démontre que la production de pétrole et de gaz devrait décroître de 3% par an jusqu'à 2050 (pour atteindre un pic de production en 2021/2022 et *a fortiori* au cours de la prochaine décennie).

³ Welsby, D., Price, J., Pye, S. *et al.* Unextractable fossil fuels in a 1.5 °C world. *Nature* **597**, 230–234 (2021). <https://doi.org/10.1038/s41586-021-03821-8>. Disponible ici : <https://www.nature.com/articles/s41586-021-03821-8.pdf>

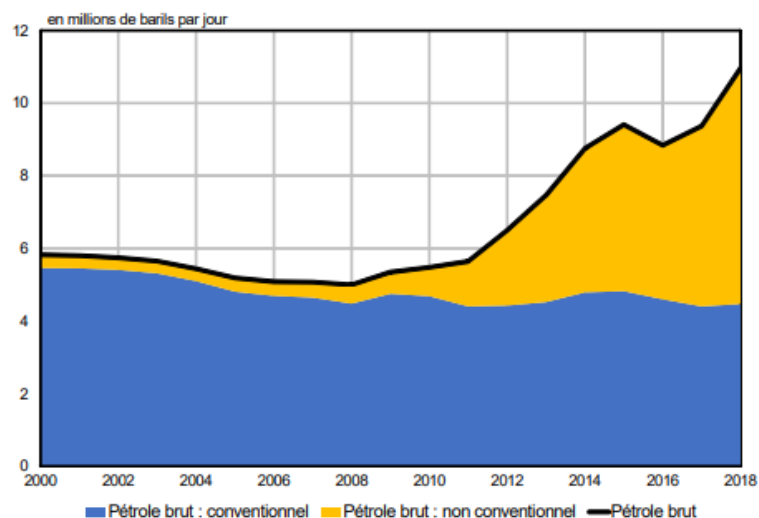
⁴ McGlade, Christopher, and Paul Ekins. 2015. The Geographical Distribution of Fossil Fuels Unused When Limiting Global Warming to 2°. *Nature* 517 : 187–190.



Distribution régionale et pourcentage des réserves de pétrole, gaz et charbon non extractibles (Welsby et al. 2021)

Le Comité Scientifique et d'Expertise s'est concentré sur les hydrocarbures non conventionnels pour deux raisons principales :

- D'abord, en raison de la **croissance récente du secteur non conventionnel** ces dernières annéesⁱ (bien qu'elle fût relativement marginale au début des années 2000), tel que relevé par l'AIE, et s'agissant en particulier de l'offre de pétrole de schiste provenant des Etats-Unisⁱⁱ. Un tel niveau de croissance met en péril l'atteinte des objectifs de température de l'Accord de Paris. Sur 186,2 milliards de boe (*barrel of oil equivalent*) liés à des projets en développement ou en cours d'évaluation (*i.e.* qui devraient rentrer en opération d'ici six ans au plus tard), 87,4 milliards - soit 46,9% - proviennent de secteurs non conventionnels (Rystad UCube Database, mai 2020).



Source : US Energy Information Administration (EIA).

Décomposition de la production de pétrole brut aux Etats-Unis (2000-2018)ⁱⁱⁱ

- Dans son discours prononcé lors du *Climate Finance Day* du 29 octobre 2020, le Ministre de l'Economie, des Finances et de la Relance a souligné : « *L'engagement pris de ne plus financer le secteur du charbon doit être mis en œuvre plus vite et de façon plus uniforme et ambitieuse par tous les acteurs, selon des critères communs et partagés. Cet engagement doit être répliqué dans le secteur des hydrocarbures dits non conventionnels* »⁵.

Compte tenu des enjeux plus larges liés à la croissance du secteur pétrolier et gazier et des lignes directrices publiées par des organismes tels que le GIEC et l'AIE, le Comité Scientifique et d'Expertise établira ultérieurement des recommandations sur l'intégralité du secteur pétrolier et gazier^{iv}.

2. Les hydrocarbures non conventionnels : justification d'un point de vue climatique, environnemental et financier

Le désengagement des énergies fossiles revêt un potentiel fort dans l'atténuation du changement climatique et de la préservation de l'environnement. Au-delà des trajectoires énergie-climat susmentionnée le Comité Scientifique et d'Expertise insiste sur les quatre éléments suivants :

▪ L'effet de verrouillage de carbone (*carbon lock-in*) de la poursuite des investissements dans les infrastructures fossiles

Pour rappel, le *carbon lock-in* est un cas particulier de dépendance au sentier (*path dependency*) qui, comme « trajectoire rigide » (Gürsan et Gooyert, 2020), favorise les technologies à forte intensité de carbone et exclut d'autres technologies émergentes. Un tel effet est particulièrement susceptible de s'enraciner en raison des coûts d'investissement élevés, de la longue durée de vie des infrastructures et des interrelations entre les systèmes socio-économiques et techniques concernés s'agissant des énergies fossiles : or, en raison de l'urgence climatique, rappelée par le rapport du Groupe de travail I du GIEC intitulé « Changement climatique 2021: les éléments scientifiques », publié le 9 août 2021, la responsabilité du « *lock-in* » est exacerbée, et caractérisée par des blocages tant liés aux infrastructures et technologiques, institutionnels que comportementaux (Seto et al. 2016⁶). Une série de papiers de recherche⁷ a ainsi mis en exergue l'effet de *lock-in* dû aux ressources non conventionnelles (en particulier sur le rôle du gaz de schiste et du pétrole de schiste), compte tenu, notamment, de la nature capitaliste des nouveaux développements gaziers et pétroliers non conventionnels et *offshore* (Erickson et Lazarus, 2015⁸).

Par ailleurs dans le *World Energy Outlook* d'octobre 2020, l'AIE souligne que l'ensemble des centrales électriques, installations industrielles, bâtiments et véhicules actuels produiront un certain niveau d'émissions de gaz à effet de serre à l'avenir s'ils continuent à dépendre de la combustion continue de combustibles fossiles : aussi, si tous ces actifs (et les centrales électriques actuellement en construction) étaient exploités

⁵ Finance For Tomorrow, Climate Finance Day 2020, Communiqué de presse. Disponible en ligne : CP-CFD-2020_VFINALE.pdf (financefortomorrow.com) ; Ministère de l'Economie, des Finances et de la Relance, Dossier de presse, Climate Finance Day. Disponible en ligne : Download (augure.com)

⁶ Seto Karen C., Steven J. Davis, Ronald B. Mitchell, Eleanor C. Stokes, Gregory Unruh, and Diana Urge-Vorsatz, Carbon Lock-In: Types, Causes, and Policy Implications, *Annu. Rev. Environ. Resour.* 2016. 41:425–52; G.C. Unruh Understanding carbon lock-in, vol. 28 (2000); D. Arent, J. Logan, J. Macknick, W. Boyd, K. Medlock, F. O'Sullivan, **et al.** A review of water and greenhouse gas impacts of unconventional natural gas development in the United States, *MRS Energy Sustain*, 2 (2015)

⁷ C. Gürsan, V. de Gooyert, The systemic impact of a transition fuel: Does natural gas help or hinder the energy transition? *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, Volume 138, 2021; Smith, C.J., Forster, P.M., Allen, M. et al. Current fossil fuel infrastructure does not yet commit us to 1.5 °C warming. *Nat Commun* 10, 101 (2019); Jérôme Hilaire, Nico Bauer, Elmar Kriegler, Lavinia Baumstark, Achieving the 2°C target will not be facilitated by relying on a global abundance of natural gas, *Potsdam Institute for Climate Impact Research Bertram C. et al* (2014) "Carbon lock-in through capital stock inertia associated with weak near-term climate policies". *Technological Forecasting and Social Change* 90, Part A:62–72. doi: 10.1016/j.techfore.2013.10.001

Jacoby H. et al (2012) "The Influence of Shale Gas on U.S. Energy and Environmental Policy" *Economics of Energy and Environmental Policy*, 1, 1. doi:10.5547/2160-5890.1.1.5; Shearer C. et al (2014). The effect of natural gas supply on US renewable energy and CO₂ emissions, *Environmental Research Letters* 9, (2014)

⁸ Erickson P. and Lazarus M., Carbon lock-in from fossil fuel supply infrastructure, Stockholm Environment Institute, Discussion Brief, October 2015.

pendant une durée de vie et selon des modalités similaires à celles du passé, ils continueraient à émettre environ 10 Gt de CO_{2eq} en 2050. L'AIE souligne ainsi que si les infrastructures énergétiques continuent à fonctionner selon un scénario « *business as usual* », elles entraîneraient une augmentation certaine de la température de l'ordre de 1,65°C (*lock-in temperature*) à horizon 2100.

Enfin, dans leur papier intitulé « *Greater committed warming after accounting for the pattern effect* », Zhou et al. (2021)⁹, soulignent que, en l'absence d'émissions de combustibles fossiles à court terme, les aérosols et forçages climatiques à courte durée de vie diminueraient rapidement. En revanche, dans le contexte d'une trajectoire d'émissions « *business as usual* », et compte tenu de l'effet de modèle, la meilleure valeur estimée du réchauffement planétaire engagé selon le forçage actuel évolue de 1,31 K à plus de 2 K (degré d'amplitude de la rétroaction climatique), et le réchauffement engagé en 2100 avec un forçage constant de longue durée évolue de 1,32 K à plus de 1,5 K – revenant à un réchauffement d'*a minima* 2,3°C par rapport aux niveaux préindustriels à horizon 2100.

■ **Le contenu CO_{2eq} des énergies fossiles non conventionnelles (en particulier s'agissant du méthane)**

La littérature scientifique sur le contenu CO_{2eq} des énergies non conventionnelles – en particulier par rapport aux énergies conventionnelles – compte nombre de papiers aux résultats divers, en raison de la diversité des techniques d'extraction et structures géologiques concernées à travers le monde. Il n'en reste pas moins que ces papiers mettent en exergue – en particulier concernant la production de pétrole et de gaz par fracturation hydraulique – l'impact plus important en matière d'émissions de gaz à effet de serre (et de méthane en particulier¹⁰) de ces hydrocarbures, par rapport à leurs homologues conventionnels¹¹. A titre d'exemple, les émissions de gaz à effet de serre du gaz de schiste seraient environ 11% plus importantes que celles dues au gaz conventionnel¹². Aussi, la littérature montre que cet impact est principalement dû aux techniques d'extraction, et non de la teneur initiale en CO_{2eq} – et en méthane en particulier – de ces hydrocarbures¹³ (cf. pp. 14-16 du présent rapport pour plus d'informations).

■ **Les effets sur la santé et l'environnement des énergies non conventionnelles**

⁹ Zhou, C., Zelinka, M.D., Dessler, A.E. et al. Greater committed warming after accounting for the pattern effect. Nat. Clim. Change. (2021). Le papier se concentre sur l'« effet de modèle » (pattern effect) et rappelle le rôle clef de l'absence d'homogénéité spatiale de la température de surface de la mer et des changements de la glace de mer dans les projections climatiques.

¹⁰ Lassey, Keith & Etheridge, David & Lowe, D. & Smith, A. & Ferretti, D.. (2006). Centennial evolution of the atmospheric methane budget: What do the carbon isotopes tell us? Atmospheric Chemistry and Physics Discussions. 7. 10.5194/acp-7-2119-2007.

¹¹ Howarth R., Santoro R., Ingraffea A., Methane and the greenhouse-gas footprint of natural gas from shale formations, Climatic Change, June 2011, DOI: 10.1007/s10584-011-0061-5.

¹² Nathan Hultman, Dylan Rebois, Michael Scholten and Christopher Ramig, The greenhouse impact of unconventional gas for electricity generation, 2011 Environ. Res. Lett. 6 044008; Carnegie Endowment for International Peace, The Carbon Content in Global Oils, 18 December 2012.

¹³ Marshall N., Maddox R., Rojey A. Natural gas: production, processing, transport, Paris, 1997; Azis Yudhowijoyo, Roozbeh Rafati, Amin Sharifi Haddad, Moiz Shahid Raja, Hossein Hamidi, Subsurface methane leakage in unconventional shale gas reservoirs: A review of leakage pathways and current sealing techniques, Journal of Natural Gas Science and Engineering, Volume 54, 2018, pages 309-319, ISSN 1875-5100; Alvarez, R. A., S. W. Pacala, J. J. Winebrake, W. L. Chameides, and S. P. Hamburg. 'Greater Focus Needed on Methane Leakage from Natural Gas Infrastructure'. Proceedings of the National Academy of Sciences 109, no. 17 (9 April 2012); MacKay, D. J. C. & Stone, T. J. Potential Greenhouse Gas Emissions Associated with Shale Gas Extraction and Use. (2013). Voir aussi: Stephen Leahy, Fracking boom tied to methane spike in Earth's atmosphere, National Geographic, 15 August 2019; Benjamin Storrow, Methane Leaks Erase Some of the Climate Benefits of Natural Gas, Scientific American, 5 May 2020.

Les hydrocarbures non conventionnels présentent par ailleurs divers risques pour la santé publique (Kaden et Rose, 2015¹⁴) ainsi que pour l'atteinte des objectifs environnementaux, en particulier en matière de protection de la biodiversité et de réduction de l'empreinte au sol des activités énergétiques (Popescu et al. 2020)¹⁵.

▪ **Un enjeu de gestion du risque de transition pour les acteurs de marché**

Le Comité Scientifique et d'Expertise met l'accent sur le **rôle clef du secteur financier dans la transition de l'industrie pétrolière et gazière**, tel que rappelé par l'AIE dans son *World Energy Outlook* d'octobre 2020 : « *The finance sector will need to facilitate a dramatic scale up of clean technologies, aid the transitions of fossil fuel companies and energy-intensive businesses, and bring low-cost capital to the countries and communities that need it most* » et par la littérature récente¹⁶. Plantinga et Scholtens (2020)^v ont par ailleurs démontré que le désinvestissement des combustibles fossiles ne nuirait pas de manière significative à la performance financière de l'industrie, et ne serait donc pas en contradiction avec l'obligation fiduciaire des investisseurs.

Surtout, le Comité Scientifique et d'Expertise insiste sur l'**enjeu de gestion du risque pour les acteurs de marché** que constitue le financement effectif de la transition de l'industrie, tel que rappelé par la littérature abondante sur les actifs échoués (*stranded assets*), y compris sur le stock d'actifs (McGlade et Eskin, 2015¹⁷ ; OCDE, 2021¹⁸).

3. Enjeux et difficultés autour de l'élaboration de recommandations sur les politiques sectorielles en matière d'hydrocarbures non conventionnels et les indicateurs associés

Ce sujet soulève néanmoins des difficultés clefs, que le Comité Scientifique et d'Expertise a pleinement prises en considération dans le cadre de ses travaux, et qui jouent un rôle dans la nature des recommandations détaillées ci-après :

- Sans effectuer un panorama précis *ad hoc* de l'industrie dans ce rapport, le Comité rappelle les difficultés liées à l'organisation de l'industrie, tant en termes d'acteurs (comprenant, s'agissant de l'*upstream* par exemple, de petits opérateurs indépendants coexistant avec des grands producteurs traditionnels (les majors), dont les projets sont plus intensifs en capitaux) qu'en termes géographiques.

On peut en effet distinguer les majors^{vi} (parfois appelées « *international oil companies* »), qui sont des sociétés intégrées (le plus souvent cotées) dont la division *upstream* représente la majeure partie de leur

¹⁴ Kaden, Debra & Rose, T. (2015). Environmental and Health Issues in Unconventional Oil and Gas Development. Voir aussi: Srebotnjak T., Human Health Risks of Unconventional Oil and Gas Development Using Hydraulic Fracturing, *Open access peer-reviewed chapter*, 2018, DOI: 10.5772/intechopen.82479; Alan J. Krupnick and Isabel Echarte, Health Impacts of Unconventional Oil and Gas Development, *Resources for the Future*, June 2017; Lelieveld J. et al., Effects of fossil fuel and total anthropogenic emission removal on public health and climate, *Proceedings of the National Academy of Sciences* Apr 2019, 116 (15) 7192-7197; DOI: 10.1073/pnas.1819989116

¹⁵ Popescu, V.D., Munshaw, R.G., Shackelford, N. et al. Quantifying biodiversity trade-offs in the face of widespread renewable and unconventional energy development. *Sci Rep* 10, 7603 (2020). Voir aussi: Dirzo, R. et al. Defaunation in the Anthropocene. *Sci.* 345, 401–406 (2014); Jones, N. F., Pejchar, L. & Kiesecker, J. M. The Energy Footprint: How Oil, Natural Gas, and Wind Energy Affect Land for Biodiversity and the Flow of Ecosystem Services. *Bioscience* 65, 290–301 (2015); Souther, S. et al. Biotic impacts of energy development from shale: research priorities and knowledge gaps. *Front. Ecol. Environ.* 12, 330–338 (2014) ; Harfoot M. et al., Present and future biodiversity risks from fossil fuel exploitation, *Conservation Letters*, Society for Conservation Biology, Volume 11, Issue 4, July/August 2018, e12448

¹⁶ Cojoianu, Theodor and Ascui, Francisco and Clark, Gordon L. and Hoepner, Andreas G. F. and Wojcik, Dariusz, Does the Fossil Fuel Divestment Movement Impact New Oil & Gas Fundraising? (April 22, 2019). Forthcoming in *Journal of Economic Geography*, Available at SSRN: <https://ssrn.com/abstract=3376183> or <http://dx.doi.org/10.2139/ssrn.3376183>; Zhou X. et al., The energy transition and changing financing costs, Oxford Sustainable Finance Program, April 2021.

¹⁷ Ibid.

¹⁸ OCDE, Transition finance: Investigating the state of play: A stocktake of emerging approaches and financial instruments, *OECD Environment Working Papers* No. 179, July 2021.

valeur financière^{vii} (AIE, 2017¹⁹) ; et les indépendants (ou juniors) qui sont des entreprises intégrées similaires aux majors mais de plus petite taille ou des opérateurs *upstream* indépendants, qui se concentrent le plus souvent sur des actifs présentant moins d'intérêt pour les majors (e.g. champs de taille moyenne en déclin ou zones frontalières)^{viii}. D'autres types d'acteurs jouent un rôle clef, à l'instar des sociétés de services d'ingénierie spécialisées pour le forage, la gestion des réservoirs et la construction des infrastructures ; les entreprises spécialisées dans les segments *midstream* et *downstream*^{ix} exploitant des raffineries et des réseaux de distribution. ; et les sociétés de négoce (ou *trading*)^x.

Le caractère très éclaté de l'industrie pétrolière et gazière, associé à l'hétérogénéité des technologies et types d'énergies non conventionnelles concernées, ainsi qu'aux usages finaux de ces énergies (i.e. dépendance de l'économie aux énergies fossiles, y compris hors-charbon (AIE, 2020)), obligent à une analyse distincte que celle prévalant pour l'industrie charbonnière.

Aussi, le Comité Scientifique et d'Expertise a fondé ses travaux sur le fondement des trajectoires énergie-climat détaillées plus haut, tout en accordant une place substantielle à l'accompagnement ambitieux de la transition de l'industrie, en particulier sur le segment *upstream* de l'industrie (notamment pour les majors, où les énergies non conventionnelles jouent un rôle parfois clef dans le financement de la transition).

- Le Comité Scientifique et d'Expertise relève les difficultés liées à la **disponibilité de la donnée sur le *distinguo* énergies conventionnelles vs. non conventionnelles**, en raison notamment de l'absence de distinction d'un point de vue comptable (par exemple, au vu d'IFRS8) ne permettant pas nécessairement un suivi des résultats financiers par typologie géologique de production.
- Le Comité Scientifique et d'Expertise relève enfin les **enjeux d'identification et d'action au-delà du périmètre de la chaîne de valeur des entreprises** (notamment les majors), entraînant des difficultés méthodologiques de calcul de l'assiette.

* *
*

Aussi, l'approche méthodologique adoptée par le Comité Scientifique et d'Expertise a consisté, outre la revue extensive de la littérature et les échanges internes, à mener dans le courant du printemps 2021 une série d'auditions avec l'industrie pétrolière et gazière (Total, en particulier) ; l'industrie bancaire et financière sur la Place de Paris ; l'Agence internationale de l'énergie ; l'Agence de l'environnement et de la maîtrise de l'énergie ; la Banque de France ; la société Kayrros ; l'ONG Oil & Change International ; l'ONG Urgewald ; Trucost-S&P ainsi que M^e Olivier Laffitte.

Suivant une approche fondée sur les principes méthodologiques de comparabilité, reproductibilité, exhaustivité et fiabilité, le Comité Scientifique et d'Expertise émet une série de quatre recommandations aux fédérations professionnelles dans le cadre de la publication de données harmonisées relatives à la sortie des hydrocarbures non conventionnels^{xi} (qu'il veillera à préciser autant que besoin, notamment sur le plan méthodologique, dans ses échanges ultérieurs avec les fédérations). A noter que la nature des recommandations est double, à l'attention (i) de l'industrie financière par l'intermédiaire des fédérations de la Place de Paris ; et (ii) de l'Observatoire de la finance durable (cf. encadrés « indicateurs » pour chacune des recommandations).

¹⁹ AIE, The Oil and Gas Industry in Energy Transition, 2017. Disponible en ligne: The Oil and Gas Industry in Energy Transitions (windows.net)

* *
*

PARTIE 1 – LA DEFINITION DES HYDROCARBURES NON CONVENTIONNELS

Le Comité Scientifique et d'Expertise, sur le fondement de la littérature révisée et des échanges internes, insiste sur le besoin de retenir une ligne de définition homogène pour les hydrocarbures non conventionnels, en particulier compte tenu des divergences notables notées au sein des politiques existantes.

En ce sens, le Comité Scientifique et d'Expertise recommande dans un premier lieu de s'appuyer sur les caractéristiques géologiques des réservoirs d'hydrocarbures (notamment la viscosité et la perméabilité des réservoirs), retenant comme « non conventionnel » les hydrocarbures suivants : ^{20xii}

- 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^{xiii} (*extra heavy oil*).

Les hydrates de méthane (*gas hydrates*) peuvent également être inclus dans cette classification (Rajput et Thakur, 2016²¹).

Par extension, et compte tenu de critères souvent relevés dans la littérature, relatifs aux investissements supplémentaires nécessaires à l'extraction de ces hydrocarbures (Soliman et Yassin, 2015²² ; Chew, 2013²³) ainsi qu'aux conséquences qu'ils revêtent sur la préservation des services écosystémiques²⁴, dont le climat (Wookey, 2007²⁵ ; Palosaari, 2020²⁶), le Comité Scientifique et d'Expertise recommande de retenir dans cette définition deux catégories supplémentaires :

- Le pétrole et gaz *offshore* ultra-profonds^{xiv} ; et
- Les ressources fossiles pétrolières et gazières dans l'Arctique.

Une certaine précaution doit néanmoins être retenue, dans la mesure où, d'après la *U.S Energy Information Administration*, le périmètre de définition des hydrocarbures non conventionnels est *de facto* sujet à évolution :

« What has qualified as "unconventional" at any particular time is a complex interactive function of resource characteristics, the available exploration and production technologies, the current economic environment,

²⁰ Wang H., Ma F., Tong X., Liu Z., Zhang X., Wu Z., Li D., Wang B., Xie Y., Yang L., Assessment of global unconventional oil and gas resources, *Petroleum Exploration and Development*, Volume 43, Issue 6, 2016, Pages 925-940. Disponible en ligne : Assessment of global unconventional oil and gas resources - ScienceDirect

Zou C., Chapter 2 - Meaning of Unconventional Petroleum Geology, *Unconventional Petroleum Geology* (Second Edition), 2017, Pages 49-95. Disponible en ligne : Meaning of Unconventional Petroleum Geology - ScienceDirect

²¹ Rajput S., Thakur N. K., Geological Controls for Gas Hydrate Formations and Unconventionals, 2016. Disponible en ligne : Geological Controls for Gas Hydrates and Unconventionals | ScienceDirect

²² Soliman A. and Yassin M., Unconventional Reservoir: Definitions, Types and Egypt's Potential, Technical Report · December 2015

²³ Chew KJ. The future of oil: unconventional fossil fuels. *Philos Trans A Math Phys Eng Sci.* 2013 Dec 2

²⁴ Froger G. *et al.*, Regards croisés de l'économie sur les services écosystémiques et environnementaux, *Vertigo*, Volume 12, Issue 3. Décembre 2012

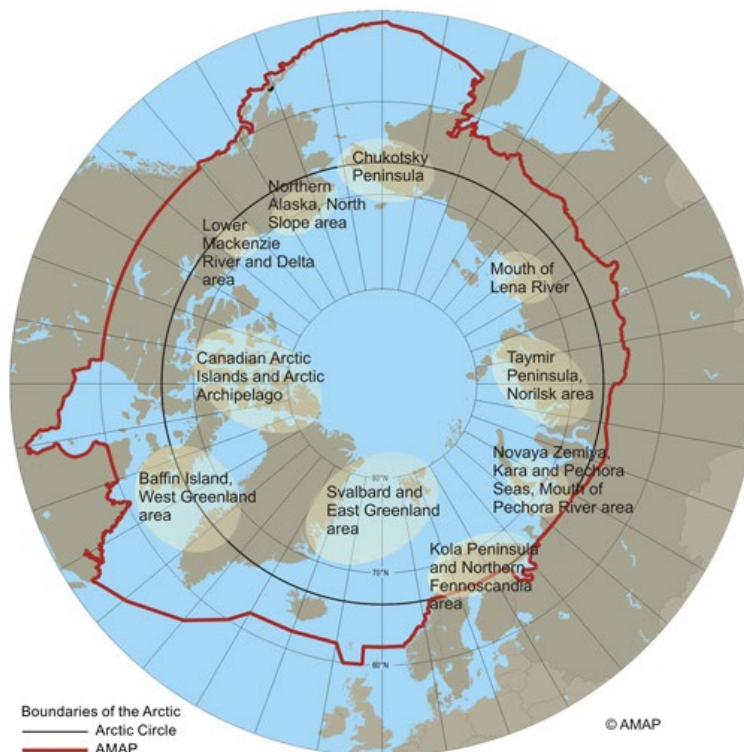
²⁵ Wookey P., Climate change and biodiversity in the Arctic—Nordic perspectives, *Polar Research*, Volume 26, Issue 2, pages 96-103, September 2007. Voir aussi: Johnson, C. J. *et al.* Cumulative effects of human developments on Arctic wildlife. *Wildl. Monogr.* 1–36 (2005)

²⁶ Palosaari T., "Climate Change Ethics in the Arctic", in L. Heininen and H. Exner-Pirot (eds.), *Climate Change and Arctic Security*, July 2019 (disponible en ligne : https://doi.org/10.1007/978-3-030-20230-9_4)

and the scale, frequency, and duration of production from the resource. Perceptions of these factors inevitably change over time and they often differ among users of the term »²⁷.

S'agissant de la définition de l'Arctique, le Comité Scientifique et d'Expertise retient celle de l'*Arctic Monitoring and Assessment Program* :

« Les régions terrestres et maritimes situées au nord du Cercle Arctique (66°32'N), ainsi que le nord du [parallèle] 62°N en Asie et le nord du [parallèle] 60°N en Amérique du Nord, modifiées pour inclure l'espace maritime au nord de la chaîne Aléoutienne, la baie de Hudson, et certaines parties de l'océan Atlantique Nord dont la mer du Labrador »²⁸.



Source: AMAP, *Geographical Coverage*, 1998 Assessment Report

²⁷ US Energy Information Administration, Glossary. Disponible en ligne : Glossary - U.S. Energy Information Administration (EIA)

²⁸ Arctic Monitoring and Assessment, 1998 Assessment report, Chapter 2 "Physical/Geographical Characteristics of the Arctic". Disponible en ligne: Geographical Coverage | AMAP

Recommandation n°1

- Le Comité Scientifique et d'Expertise recommande à la Place d'adopter une **définition homogène des hydrocarbures non conventionnels fondée sur les caractéristiques géologiques et de préservation des services écosystémiques**, comprenant le gaz de couche ou gaz de charbon ; le pétrole et gaz de réservoir compact ; les schistes bitumineux et l'huile de schiste ; le gaz et l'huile de schiste ; le pétrole issu de sables bitumineux (*oil sand*) ; le pétrole extra-lourd ; les hydrates de méthane ; le pétrole et gaz *offshore* ultra-profonds^{xv} et les ressources fossiles pétrolières et gazières dans l'Arctique

Plus largement, le Comité Scientifique et d'Expertise recommande d'élargir le champ des recommandations à l'extraction dans des zones à très fort impact en matière de biodiversité, comprenant *a minima* le pétrole et gaz offshore ultra-profonds ; ainsi que le pétrole et gaz dans l'Arctique.

Le Comité Scientifique et d'Expertise propose de détailler cette recommandation plus avant dans le courant des prochains mois – ces zones à très fort impact pouvant potentiellement dépasser les deux catégories suscitées.

- Le Comité Scientifique et d'Expertise recommande d'appliquer la définition de l'Arctique retenue par l'*Arctic Monitoring and Assessment Program*.

Proposition d'indicateurs « Observatoire »



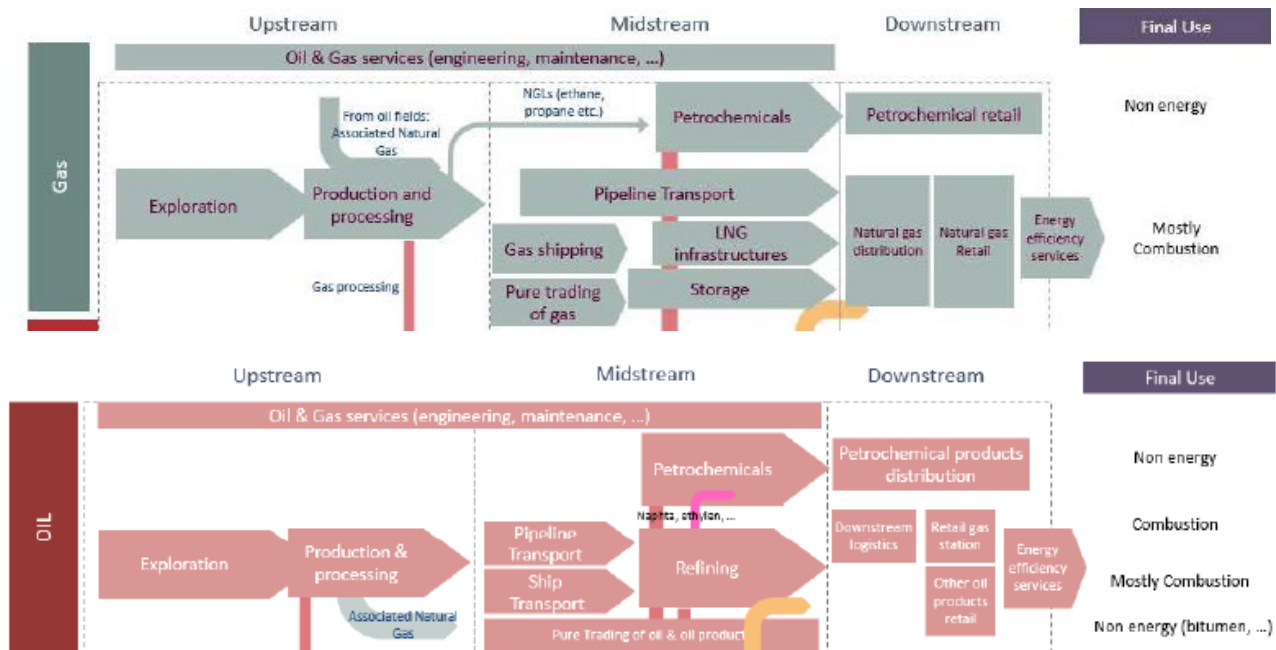
- A court-terme (2021-2022) :
Mesure agrégée de la part des encours sous gestion ou du bilan de l'entité associée aux hydrocarbures non conventionnels, sur un historique minimum de deux ans, ainsi que du montant absolu associé.
- A moyen-terme (dès 2023-2024), et en cohérence avec les données publiques à disposition (en particulier la *Global Oil & Gas Exit List* publiée par Urgewald en 2021) :
Mesure de l'estimation de l'exposition par type d'hydrocarbure non conventionnel (*a minima* gaz et pétrole de schiste ; sables bitumineux ; hydrates de méthane ; pétrole et gaz offshore ultra profond ; ressources pétrolières et gazières de l'Arctique).

Cette estimation doit être réalisée sur les flux *et* sur les stocks, en différenciant notamment, s'agissant des institutions de crédit, les services financiers dédiés et « *corporate* », ainsi qu'en mettant en exergue l'exposition relative au développement (et, dans la mesure du possible, la distinction entre *greenfield* et *brownfield*). La méthodologie sous-jacente à l'estimation de l'exposition doit être explicitée, ainsi que les hypothèses retenues (*e.g.* clefs de répartition, etc.).

Le Comité Scientifique et d'Expertise recommande que la Place harmonise son reporting sur le fondement de ces indicateurs et d'une base de données commune.

PARTIE 2 – LE PERIMETRE DE LA CHAÎNE DE VALEUR

Le Comité Scientifique et d'Expertise souligne le caractère fondamental d'une compréhension commune de la chaîne de valeur de l'industrie pétrolière et gazière par la Place. Les activités du secteur *Oil & Gas* peuvent en effet être divisées en trois grandes étapes de la chaîne de valeur : l'amont (*upstream*), le *midstream* et l'aval (*downstream*). Bien que les chaînes de valeur du pétrole et du gaz comprennent des activités en amont assez similaires, leurs activités en milieu et en aval sont sensiblement différentes : par conséquent, les types d'activités dans les segments en aval doivent être analysés séparément pour le pétrole et pour le gaz.



Source: ADEME, *Assessing the Low-Carbon Transition – Oil & Gas*, version 2.0., février 2021

Recommandation n°2

- Le Comité Scientifique et d'Expertise recommande d'adopter une définition homogène de la chaîne de valeur des hydrocarbures non conventionnels, sur le fondement de la définition adoptée par l'ADEME dans la méthodologie « *Assessing the Low-Carbon Transition* » (2021)²⁹.
- Le Comité Scientifique et d'Expertise recommande de définir le caractère « significatif » de l'attribution d'un maillon de la chaîne aux hydrocarbures non conventionnels selon sa place dans ladite chaîne :
 - Pour l'*upstream*, en pourcentage de réserves et de production ;
 - Pour le *midstream* et le *downstream*, en pourcentage de chiffre d'affaires (cet indicateur est retenu pour des raisons de disponibilité de la donnée et compte tenu des pratiques industrielles ne permettant pas nécessairement une distinction claire entre conventionnel et non conventionnel dans les volumes d'hydrocarbures concernés).

PARTIE 3 – L'ACCOMPAGNEMENT DE LA TRANSITION

Le Comité Scientifique et d'Expertise reconnaît le rôle fondamental d'accompagnement de la transition que doit jouer le secteur financier auprès des acteurs du secteur *Oil & Gas* qui ne sont pas directement concernés par les politiques sectorielles d'exclusion (notamment en raison de leur diversification).

Recommandation n°3

En sus des bonnes pratiques industrielles usuellement encouragées par les acteurs financiers à ce stade (*i.e.* encouragement à la mise en place de bonnes pratiques *via* le soutien d'initiatives internationales, à l'instar de l'initiative pour la Transparence dans les Industries Extractives), le Comité Scientifique et d'Expertise recommande la mise en place rapide d'un consensus de Place autour d'un standard commun de bonnes pratiques industrielles à exiger de leurs contreparties dans le cadre d'une politique sectorielle dédiée.

Cet ensemble de bonnes pratiques industrielles pourra s'articuler autour de trois axes :

3.1. L'ARRET DU DEVELOPPEMENT DANS LES SECTEURS NON CONVENTIONNELS

Dans la perspective d'un alignement avec l'impératif scientifique de cesser tout nouveau projet d'énergies fossiles et de soutenir la transformation et décarbonation de l'ensemble de l'industrie des énergies fossiles, le Comité Scientifique et d'Expertise recommande, dans le cadre de la mise en place de la politique sectorielle, l'adoption immédiate de demandes et lignes directrices spécifiques à l'égard des entreprises actives dans la production pétrolière et gazière, visant le désengagement de leurs (i) participations à des acteurs spécialisés actifs dans le développement d'énergies non

²⁹ ADEME, *Oil & Gas Methodology*, 2021. Disponible en ligne : <https://actinitiative.org/publications/>

conventionnelles ; (ii) participations au développement de blocs ^{xvi} et de champs d'hydrocarbures ; et (iii) intérêts détenus dans le développement de permis de production.

De telles exigences devraient être assorties d'un suivi robuste et régulier, au risque de faire l'objet d'un dispositif d'exclusion. En matière de reporting, elles s'articuleraient pleinement avec les dispositions du décret n° 2021-663 du 27 mai 2021 pris en application de l'article L. 533-22-1 du code monétaire et financier, en particulier celles relatives à la publication de la part « fossile » des portefeuilles, à l'établissement d'une stratégie d'alignement sur l'Accord de Paris^{xvii}, au bilan de la politique de vote (notamment en termes de désengagement sectoriel) et à la publication d'un plan d'amélioration continue.

3.2. LA MESURE ET LA REDUCTION DES EMISSIONS DE GAZ A EFFET DE SERRE (CO₂ EQUIVALENT) DU SECTEUR

Le Comité Scientifique et d'Expertise recommande l'adoption par la Place d'un standard commun concernant le contrôle, la mesure et la réduction des émissions de CO₂ eq. de la part du secteur *Oil & Gas*, en ligne avec un objectif de neutralité carbone sur l'intégralité des activités d'ici 2050. Ce standard devrait comprendre le rôle donné aux technologies de captage, stockage et utilisation (dites CCS/CCU³⁰), en opérant une distinction avec les solutions fondées sur la nature et la compensation.

Le Comité Scientifique et d'Expertise recommande plus spécifiquement aux acteurs financiers :

- ⇒ De requérir dans leur politique la mise en place par leurs clients de la mesure systématique (et non d'une estimation) par un organisme indépendant des émissions de CO₂ sur l'ensemble de la chaîne de valeur (ne couvrant pas uniquement l'*upstream*) et sur l'intégralité de leurs actifs (ne couvrant pas uniquement les actifs opérés^{xviii}), sur le fondement de l'indicateur des émissions ₂ eq. sur les *scopes* 1, 2 et 3 (*tonnes de CO₂ eq.*) ;
- ⇒ De détailler dans leur politique l'application d'éventuelles pénalités financières et/ou d'un dispositif progressif d'exclusion des acteurs de l'industrie ne respectant pas les critères suivants :
 - Engagement chiffré de réduction annuelle des émissions absolues de CO₂ eq. sur les *scopes* 1, 2 et 3 (avec une prise en compte en priorité du *scope* 1 et du *scope* 3 aval), aligné sur un objectif de neutralité carbone à horizon 2050^{xix} - soit une réduction de l'ordre de 40% entre 2020 et 2030^{xx} ;
 - Engagement de réduction annuelle de l'intensité des émissions de CO₂ sur les *scopes* 1 et 2 (*tonne de CO₂ par baril équivalent pétrole*).^{xxi}

3.3. LA MESURE ET LA REDUCTION DES EMISSIONS DE METHANE ET DE TORCHAGE DU SECTEUR

Le Comité recommande l'adoption par la Place d'un standard commun concernant le contrôle, la mesure et la réduction des émissions de méthane de la part du secteur *Oil & Gas*.

³⁰ IEA, Special Report on Carbon Capture Utilisation and Storage, Septembre 2020. Disponible en ligne : <https://www.iea.org/reports/ccus-in-clean-energy-transitions/a-new-era-for-ccus#abstract>

A noter que les émissions de méthane sont incluses, majoritairement, dans la mesure des émissions en CO₂ eq. scope 1, tel que mentionné ci-dessus. Cependant, au vu de leur caractère critique, le Comité Scientifique et d'Expertise recommande à la Place d'adopter une série d'engagements spécifiques sur le sujet.

Au vu de la disponibilité de la technologie de mesure de télédétection et de la capacité technique de réduction rapide d'une majorité de ces émissions, le Comité Scientifique et d'Expertise recommande à la Place de faire preuve d'une forte ambition sur ce sujet.

La réduction des émissions de méthane par le secteur concerne notamment :

- ⇒ La prévention des émissions fugitives, soit (i) une maintenance anticipée systématique des sites de production afin de prévenir les fuites de méthane ; et (ii) le remplacement et la réparation des équipements obsolètes (comprenant notamment – mais non exclusivement - les contrôleurs pneumatiques et réservoirs de stockage) ;
- ⇒ La proscription des pratiques industrielles délétères, soit (i) le lâchage de méthane ; et (ii) le torchage de routine (ou torchage récurrent).

Le Comité Scientifique et d'Expertise recommande plus spécifiquement aux acteurs financiers :

- ⇒ De requérir dans leur politique la mise en place par leurs clients du secteur *Oil & Gas* la mesure systématique par un système de télédétection indépendant^{xxii} des émissions de méthane et de torchage sur l'ensemble de la chaîne de valeur (ne couvrant pas uniquement l'*upstream*) et sur l'intégralité de leurs actifs (ne couvrant pas uniquement les actifs opérés), sur le fondement des indicateurs suivants :
 - Identification des « super-émetteurs » (*volume d'émissions supérieur à 1T CH₄/h*) ;
 - Volume de torchage par zone (*millions de mètres cubes par an*) ;
 - Intensité de torchage par zone (*mètres cubes par baril de pétrole équivalent*), à comparer avec une intensité moyenne par zone afin de prendre en compte la diversité des caractéristiques géologiques des bassins ;
 - Volume de méthane par zone (*tonnes de méthane*) ;
 - Intensité de méthane par zone (*kg de méthane émis par baril de pétrole équivalent*) à comparer avec une intensité moyenne par zone afin de prendre en compte la diversité des caractéristiques géologiques des bassins.
- ⇒ De requérir dans leur politique la mise en place par leurs clients, sur l'intégralité de leurs actifs (ne couvrant pas uniquement les actifs opérés), d'une maintenance anticipée systématique des sites de production - afin de prévenir les fuites de méthane - et du remplacement et de la réparation systématique des équipements sur l'ensemble de la chaîne de valeur ;
- ⇒ De détailler dans leur politique l'application d'éventuelles pénalités financières et/ou d'un dispositif progressif d'exclusion des acteurs de l'industrie ne respectant pas les critères suivants :
 - Suppression des « super-émetteurs » à court, voire très court terme ;
 - Réduction des émissions de méthane de l'ordre de 75% entre 2020 et 2030^{xxiii} ;
 - Objectifs de réduction annuels des émissions de torchage ;

- Intensité de méthane et de torchage par zone systématiquement inférieure à la moyenne ; régionale (ou par bassin d'extraction) d'intensité de méthane et de torchage.

Les recommandations 3.1 et 3.2 s'appliquent au secteur non conventionnel, mais peuvent s'appliquer à l'intégralité du secteur Oil & Gas sans se borner au périmètre des énergies non conventionnelles (tel que défini par la recommandation n°1).

Proposition d'indicateurs « Observatoire »



A noter que cette proposition s'inscrit dans une approche plus générale de transparence des acteurs de marché sur la liste de vérification (« *checklist* ») requise du secteur dans leurs politiques.

Les indicateurs constituent les éléments incontournables d'une telle liste, s'articulant autour des quatre éléments suivants : **(i)** l'application de bonnes pratiques industrielles (au-delà de l'encouragement et du ralliement à des initiatives *ad hoc*) et en ligne avec la recommandation n°3) ; **(ii)** un plan d'investissement sur la mise à niveau des activités de l'entreprise dans un délai compris entre cinq et dix ans (en ligne avec l'acte délégué en vertu de l'article 8 du règlement UE/2020/852 dit « Taxonomie ») ; **(iii)** la révision régulière de la politique en ligne avec les évolutions – notamment d'ordre technologique – du secteur ; et **(iv)** l'application effective du dispositif d'accompagnement détaillé dans la politique (*i.e.* application de pénalités financières ; dispositif progressif d'exclusion ; etc.).

En particulier, les indicateurs clefs à publier sont les suivants :

- Mise en place d'une obligation de mesure des émissions de CO₂ par un organisme indépendant pour les acteurs du secteur *Oil & Gas* ;
- Mise en place d'une obligation chiffrée annuelle de réduction absolue des émissions de CO₂ sur les scopes 1, 2 et 3 ;
- Mise en place d'une obligation de mesure des émissions de méthane et de torchage par un système de télédétection indépendant pour les acteurs du secteur *Oil & Gas* ;
- Mise en place d'une obligation de maintenance anticipée systématique des sites de production afin de prévenir les fuites de méthane, et du remplacement et de la réparation systématique des équipements obsolètes sur l'ensemble de la chaîne de valeur ;
- Mise en place d'une obligation chiffrée annuelle en ligne avec une réduction des émissions de méthane de l'ordre de 75% entre 2020 et 2030 ;
- Mise en place d'une obligation chiffrée annuelle de réduction des émissions de torchage ;
- Mise en place d'une obligation de maintien de l'intensité de torchage et de méthane par zone inférieure aux intensités moyennes régionales (ou par bassin d'extraction).

Rôle des émissions de méthane dans le forçage radiatif - et par conséquent sur le réchauffement climatique^{xxiv}

- Le méthane (CH₄) est l'un des six gaz à effet de serre^{xxv}, dont les émissions doivent être réduites au titre du Protocole de Kyoto.
- Les émissions de méthane participent, avec les émissions de protoxyde d'azote, d'aérosols, de carbone suie et des autres facteurs de forçage anthropiques, au forçage radiatif net autre que celui dû au CO₂^{xxvi}. Or, ce sont les variations de concentration de CO₂ dans l'atmosphère et les autres facteurs de forçage radiatifs qui déterminent les variations de température moyenne à la surface du globe³¹.
- Ainsi, bien que le CO₂ occupe une place centrale dans la hausse des températures à longue échéance, la diminution des facteurs de forçage climatique à courte durée de vie qui induisent un réchauffement (dont le méthane) revêt un caractère majeur pour contenir le réchauffement à 1,5 °C par rapport aux niveaux préindustriels³².
- De plus, en tant que gaz à très forte capacité d'absorption d'énergie, le potentiel de réchauffement global (PRG en CO_{2eq}^{xxvii}) du méthane est compris entre 84 et 87 sur une période de vingt ans, et entre 28 et 36 sur une période de 100 ans³³. Ceci revient à considérer que le méthane a un potentiel de réchauffement planétaire environ 84 fois supérieur à celui du CO₂ sur une échelle de vingt ans. Outre ses effets sur le climat, le méthane affecte également la qualité de l'air - car il participe à la formation de l'ozone troposphérique, un polluant atmosphérique dangereux.

L'effet démultiplicateur du méthane sur l'impact climatique des hydrocarbures

- L'estimation multisectorielle du *Global Methane Budget*, estime que les émissions annuelles mondiales de méthane s'élevaient entre 2008 et 2017 à 576 TgCH₄/an (million de tonnes par an), comprenant les émissions naturelles (38%) et anthropiques (62%). La principale source d'émissions anthropiques est l'agriculture (25%), suivie par le secteur de l'énergie (43,1 TgCH₄/an pour les émissions provenant du gaz naturel, 40,5 TgCH₄/an pour le charbon, 29 TgCH₄/an pour le pétrole et 10 TgCH₄/an pour les biocarburants)^{xxviii}.
- Les émissions de méthane du secteur *Oil & Gas* proviennent de l'intégralité de la chaîne de valeur des hydrocarbures conventionnels et non conventionnels. Elles dépendent de la géologie des sites d'implantation et des pratiques industrielles des opérateurs.
- Ces émissions peuvent être accidentelles, en raison de défauts de maintenance ou d'équipements obsolètes, ou délibérées, dues à des pratiques opérationnelles de torchage^{xxix} ou de lâchage^{xxx34}. L'OGMP (*Oil & Gas Methane Partnership*) identifie, parmi ses membres, neuf sources clef d'émission, plaçant en premier lieu l'obsolescence des contrôleurs pneumatique.^{xxxi} Une étude réalisée aux Etats-Unis³⁵ a en outre démontré que les fuites associées aux contrôleurs pneumatiques et aux réservoirs de stockage sont responsables de presque la moitié des émissions de méthane associées à la production d'hydrocarbures.

³¹ GIEC, Rapport spécial du GIEC sur les conséquences d'un réchauffement planétaire de 1,5 °C par rapport aux niveaux préindustriels et les trajectoires associées d'émissions mondiales de gaz à effet de serre dans le contexte du renforcement de la parade mondiale au changement climatique, du développement durable et de la lutte contre la pauvreté, 2019. Disponible en ligne : IPCC-Special-Report-1.5-SPM_fr.pdf (eclv.fr)

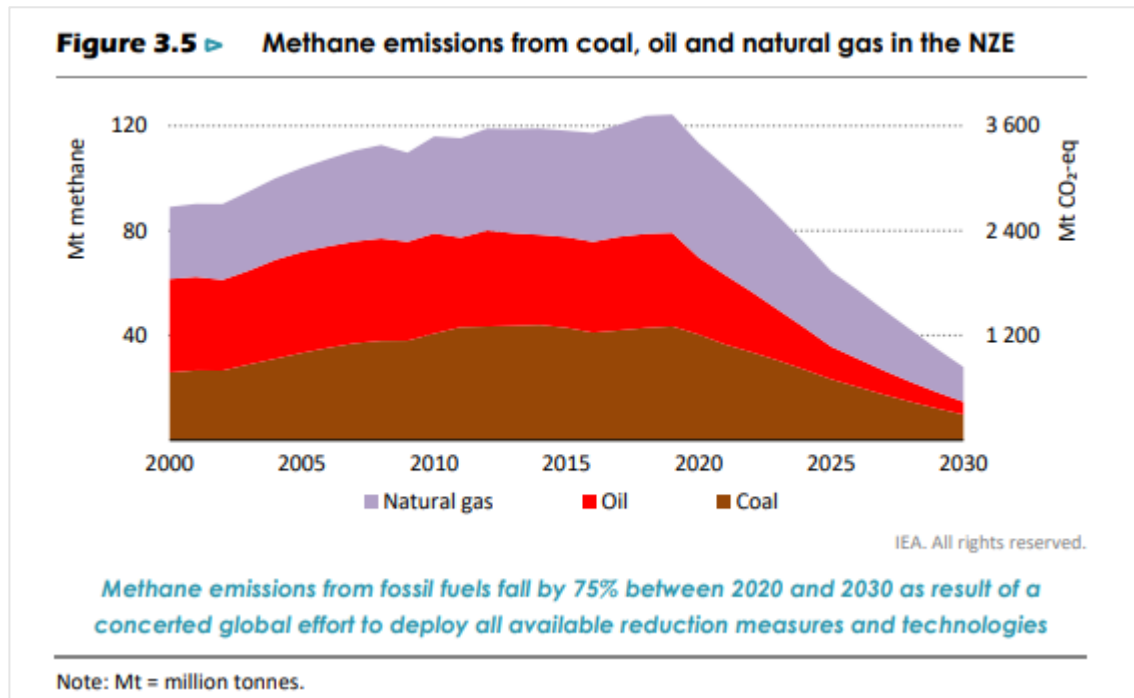
³² GIEC, Rapport spécial du GIEC sur les conséquences d'un réchauffement planétaire de 1,5 °C par rapport aux niveaux préindustriels et les trajectoires associées d'émissions mondiales de gaz à effet de serre dans le contexte du renforcement de la parade mondiale au changement climatique, du développement durable et de la lutte contre la pauvreté, 2019. Disponible en ligne : IPCC-Special-Report-1.5-SPM_fr.pdf (eclv.fr)

³³ Myhre, G., D. Shindell, F.-M. Bréon, W. Collins, J. Fuglestad, J. Huang, D. Koch, J.-F. Lamarque, D. Lee, B. Mendoza, T. Nakajima, A. Robock, G. Stephens, T. Takemura and H. Zhang., *Anthropogenic and Natural Radiative Forcing*, 2013, p174. Disponible en ligne : WG1AR5_Chapter08_FINAL.pdf (ipcc.ch)

³⁴ EA, *Methane Tracker 2021*. Disponible en ligne: *Methane and climate change – Methane Tracker 2021 – Analysis* - IEA

³⁵ J. S. Rutherford, E. D Sherwin, A. P Ravikumar, G. A Heath, J. Englander, D. Cooley, David Lyon, Mark Omara, Quinn Langfitt, Adam R Brandt, *Closing the gap: Explaining persistent underestimation by US oil and natural gas production-segment methane inventories*, 2020. Disponible en ligne: <https://eartharxiv.org/repository/view/1793/>

- Constituant principal du gaz naturel, le méthane est présent dans tous les combustibles hydrocarbonés. Les émissions de méthane s'ajoutent ainsi aux émissions de CO₂ lors de la combustion des hydrocarbures, et peuvent augmenter l'impact climatique jusqu'à 45% dans le cas du pétrole, et jusqu'à 100% pour le gaz.^{xxxii}
- L'AIE estime qu'il est techniquement possible de supprimer 75% des émissions de méthane du secteur, la rentabilité pour l'industrie de ces réductions d'émissions dépendant de la fluctuation des prix du méthane (ce dernier ayant une valeur commerciale)³⁶.



Source: IEA, *Net Zero by 2050 – A roadmap for the global energy sector*, Flagship report, May 2021

- L'AIE classe ainsi la réduction d'émissions de méthane de l'industrie *Oil & Gas* parmi les mesures les plus efficaces par rapport à leur coût d'implémentation dans la lutte contre le dérèglement climatique (coût moyen d'atténuation à hauteur de \$3/mmBtu (*million British Thermal Unit*) de méthane éliminé).³⁷

L'évolution des bonnes pratiques industrielles et de la réglementation

- Dans le cadre de la stratégie de l'Union européenne sur le méthane adoptée en octobre 2020, la Commission européenne élabore une proposition législative (règlement) visant à prévenir les fuites de méthane dans le secteur de l'énergie, qui devrait être adoptée courant 2021³⁸. Elle comprendra des règles contraignantes sur la surveillance, la déclaration, la vérification, la détection et la réparation des fuites dans le secteur de l'énergie et envisagera des règles sur la ventilation et le torchage de routine.
- La Commission européenne opère une distinction entre les standards prescriptifs (*Measurement and Monitoring, Reporting and Verification* (MRV), *Leak Detection and Repair* (LDAR), restriction sur le lâchage et le torchage) et standards de performance (norme de performance obligatoire pour les entités réglementées, par exemple, des objectifs fixés au niveau des entreprises individuelles pour un équipement

³⁶ IEA, *Methane Emissions from Oil and Gas*, 2020. Disponible en ligne: [Methane Emissions from Oil and Gas – Analysis](https://www.iea.org/reports/methane-emissions-from-oil-and-gas) - IEA

³⁷ IEA, *Driving Down Methane Leaks from the Oil and Gas Industry: A Regulatory Roadmap and Toolkit*, January 2021. Disponible en ligne : <https://www.iea.org/reports/driving-down-methane-leaks-from-the-oil-and-gas-industry>

³⁸ Commission Européenne, *Communication de la commission au parlement européen, au Conseil, au comité économique et social européen et au comité des régions sur une stratégie de l'UE pour réduire les émissions de méthane*, 2020. Disponible en ligne : <https://eur-lex.europa.eu/legal-content/FR/TXT/PDF/?uri=CELEX:52020DC0663&from=EN>

ou une installation spécifique ou une efficacité de torchage, mais ne dictent pas la manière dont l'objectif doit être atteint).³⁹

- Si les mesures prescriptives de réduction du méthane adoptées au cours de la dernière décennie n'ont pas permis jusqu'à présent de réduire de manière significative les émissions de méthane du secteur pétrolier et gazier dans son ensemble, faute de technologie adéquate de détection et de mesure, les technologies de télédétection constituent aujourd'hui le socle d'une réglementation efficace (progrès techniques de détection, mesure et attribution des émissions de méthane, notamment les technologies de mesure s'appuyant sur les satellites Sentinel du programme Copernicus de l'ESA) et permettront d'améliorer la pertinence des mesures prescriptives et des normes de performance.

PARTIE 4 – LA PLACE DE L'EXCLUSION DANS LES POLITIQUES SECTORIELLES

Recommandation n°4

Le Comité Scientifique et d'Expertise s'est d'abord concentré sur les établissements bancaires – la suite de la recommandation porte sur l'activité de gestion de portefeuille. Le Comité propose de détailler cette recommandation plus avant dans le courant des prochains mois sur le secteur de l'assurance (passif).

Le Comité Scientifique et d'Expertise adopte une approche duale dans ses recommandations en matière de politique d'exclusion des services et produits financiers dédiés aux hydrocarbures non conventionnels, selon le type de services financiers concernés.

A. EXCLUSION DES SERVICES FINANCIERS DEDIES AUX PROJETS

Le Comité Scientifique et d'Expertise recommande que les politiques sectorielles prévoient l'exclusion de :

- L'exploration et production de ressources pétrolières et gazières non conventionnelles (*upstream*) ;
- Les infrastructures de transport dédiées significativement au transport de pétrole ou gaz non conventionnel ; et les infrastructures principalement dédiées au stockage de pétrole et gaz non conventionnel (*midstream*) ;
- Les terminaux d'exportation de gaz naturel liquéfié alimentés par un volume significatif de gaz non conventionnel (*midstream*) ;
- Les projets d'expansion (*brownfield* ou *greenfield*) des hydrocarbures non conventionnels, en ligne avec le scénario NZE de l'AIE suscité, qui souligne le nécessaire arrêt de l'expansion de nouveaux gisements pétroliers et gaziers.

Compte tenu des caractéristiques de la chaîne de valeur des hydrocarbures non conventionnels rendant difficile l'identification sur les segments *midstream* et *downstream*, le Comité Scientifique et d'Expertise recommande de concentrer les politiques, dans une première phase, sur l'*upstream*.

³⁹ Commission européenne, Public consultation on future EU rules for reducing methane emissions in the energy sector, 2021. Disponible en ligne: Public consultation on future EU rules for reducing methane emissions in the energy sector | European Commission (europa.eu)

Le Comité Scientifique et d'Expertise estime qu'une connaissance et visibilité plus fines sur l'état du marché est nécessaire (« donnée primaire ») avant de déterminer des seuils d'exclusion. En ce sens, la recommandation 4.1 s'accompagne d'une exigence d'une donnée primaire de meilleure qualité sur le secteur exploration/production en priorité, selon un triptyque région-pays-actif. En l'absence de données par des fournisseurs indépendants, le Comité Scientifique et d'Expertise recommande aux acteurs de la Place de requérir de leurs clients la transmission de telles données à court terme.

A noter en particulier que cette recommandation comprend notamment le reserve-based lending, ainsi que le financement de projet par les sociétés d'investissement.

B. EXCLUSION DES SERVICES FINANCIERS GENERAUX ET « CORPORATE »

A noter que cette recommandation comprend notamment le crédit, l'emprunt obligataire, les émissions d'actions et d'obligations, la couverture d'assurance, l'investissement et la fourniture de services de conseil.

Le Comité Scientifique et d'Expertise reconnaît la nécessité d'opérer une distinction entre acteurs spécialisés, grands groupes significativement impliqués dans les hydrocarbures non conventionnels ou qui contribuent à leur développement et grands groupes diversifiés marginalement impliqués, compte tenu de la structure spécifique à l'industrie pétrolière et gazière. En ce sens, le Comité Scientifique et d'Expertise recommande que les politiques sectorielles prévoient l'exclusion de :

- Les acteurs actifs dans l'*upstream* dont les actifs d'exploration et de production possédés et/ou opérés (y compris en développement) sont de manière significative des hydrocarbures non conventionnels ; et les acteurs spécialisés *midstream* dont une part significative de l'activité est relative au transport et au stockage d'hydrocarbures non conventionnels ;
- Les sociétés de *trading* pour lesquelles les hydrocarbures non conventionnels constituent une part significative du portefeuille d'activités (*downstream*) ;
- Des entreprises actives dans la production pétrolière et gazière qui ne se désengageraient pas *rapidement* de leurs (i) participations à des acteurs spécialisés actifs dans le développement d'énergies non conventionnelles ; (ii) participations au développement de blocs ^{xxxiii} et de champs d'hydrocarbures ; et (iii) intérêts détenus dans le développement de permis de production (cf. recommandation 3.1. Ci-dessus).

Cette recommandation peut également s'appliquer à l'hors-bilan et à la fourniture de services financiers (e.g. conseil, lignes de liquidité, structuration d'émissions obligataires, émissions d'actions ; fourniture de produits de couverture assurantielle...).

* *
*

Application aux gérants de portefeuille pour compte de tiers

Le Comité Scientifique et d'Expertise recommande :

- L'application des exclusions détaillées dans la recommandation 4.2. ;
 - S'agissant de la gestion indicielle, en sus de la nécessaire conformité aux dispositions du règlement délégué UE/2020/1817 sur la transparence environnementale, sociale et de qualité de gouvernance des administrateurs d'indices, l'adoption au sein des pratiques d'investissement de la méthodologie sous-jacente à l'indice « *Paris-Aligned* », telle que définies par le règlement UE/2019/2089 (*i.e.* exclusion des actifs ou des entreprises dont l'empreinte carbone ou les réserves de combustibles fossiles sont incompatibles avec l'inclusion dans l'indice de référence), notamment son article 12 ;
- A noter que l'adoption de tels critères apparaît comme un minimum, compte tenu des seuils d'exclusion relativement élevés de l'indice « *Paris-Aligned* » (*e.g.* 10% du chiffre d'affaires pour l'exploration, l'extraction et la distribution pétrolière ; 50% du chiffre d'affaires pour le gaz naturel ; et 50% pour la production électrique dont l'intensité carbone est supérieure au seuil de 100gCO₂/kWh).

Plus généralement, le Comité Scientifique et d'Expertise recommande en ce sens l'utilisation des indicateurs suivants dans l'élaboration des politiques d'exclusion :

- Dès lors que la donnée publique est disponible, en particulier pour la production et l'expansion, l'indicateur % de production (en *million barrels of oil equivalent*) et l'indicateur de ressources en développement de court-terme (en *million barrels of oil equivalent*) (environ 1 à 6 ans, que constitue la durée de vie moyenne des champs opérés par les acteurs privés) - compte tenu du fait qu'un indicateur de plus long terme relèverait davantage de l'analyse par scénarios (*cf. Global Oil & Gas Exit List* publiée par Urgewald en 2021) ;
- Lorsque la donnée publique est de faible qualité, le Comité recommande l'utilisation de proxys géographiques (par bassin et par région).

Proposition d'indicateurs « Observatoire »



- Pourcentage de diminution du flux de financement externe dédié lié à l'exposition aux acteurs concernés par la politique d'exclusion, sur une base annuelle.
- Pourcentage de diminution du flux de financement externe *corporate* lié à l'exposition aux acteurs concernés par la politique d'exclusion, sur une base annuelle.
- Ces indicateurs doivent être lus en perspective avec les indicateurs « Observatoire » de la Recommandation 1, afin d'avoir une vision plus dynamique de l'exposition de la Place aux acteurs.

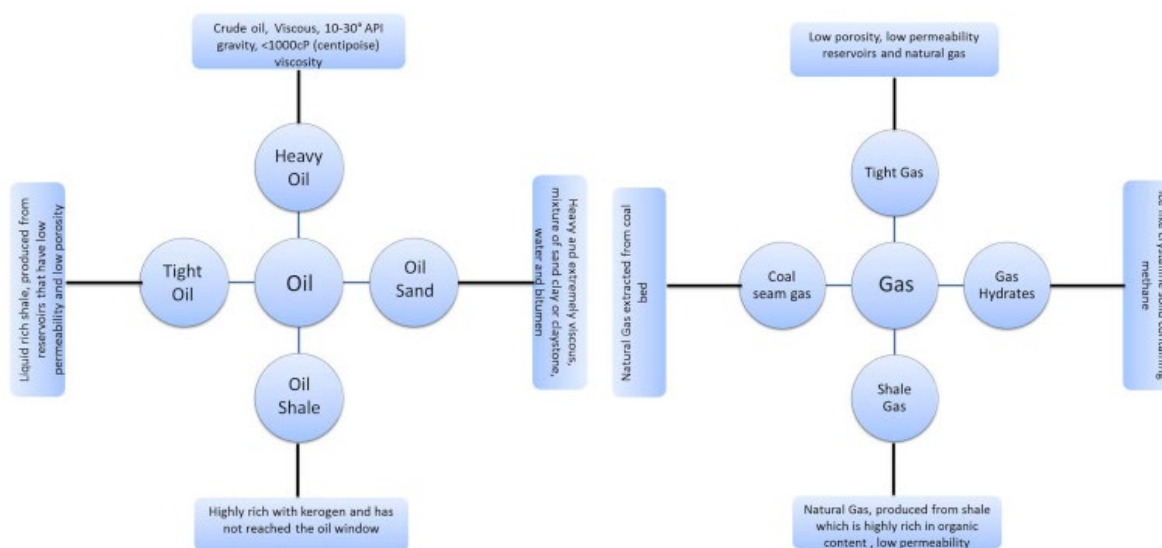
ANNEXES

ANNEXE 1 : CARACTERISTIQUES GEOLOGIQUES DES RESERVOIRS D'HYDROCARBURES DITS « NON CONVENTIONNELS »

Table 1. Definitions and classification criteria of unconventional oil and gas resources

Resource type	Definition	Criteria			
		Viscosity/ (mPa·s)	Overburden pressure matrix permeability/ $10^{-3} \mu\text{m}^2$	Oil content/%	Calorific value/ (MJ·kg ⁻¹)
Heavy oil	Refers to the crude oil that is difficult to or cannot flow at reservoir temperature.	50–10 000			
Oil sand	Or called tar sand, specially refers to sandstone or other rocks containing natural asphalt, which is composed of asphalt, sand, water, clay, and other minerals.	>10 000			
Tight oil	Refers to a kind of oil accumulating in tight sandstone, tight carbonatite, and other reservoirs; tight oil wells generally have no natural production capacity, but can obtain industrial oil production by taking some technical measures under certain economic conditions.		≤ 0.200		
Oil shale	Refers to combustible shale with high ash content and high organic matter content; shale oil can be obtained through low temperature carbonization.			>3.5	>4.18
Shale gas	Refers to natural gas occurring in rich organic shale reservoir in free and adsorbed states; shale gas wells generally have no natural production capacity, but can obtain industrial oil production with some technical measures under certain economic conditions.		≤ 0.001		
Tight gas	Refers to natural gas accumulating in tight sandstone and other reservoirs; tight gas wells generally have no natural production capacity, but can obtain industrial oil production under certain economic conditions and technical measures.		≤ 0.100		>85
Coalbed methane	Refers to hydrocarbon gas occurring in coal seam, which mainly adsorbs on the surface of coal matrix grains, but part of which exists in free state in coal pores or dissolves in coalbed water.				

Assessment of global unconventional oil and gas resources, Petroleum Exploration and Development, Volume 43, Issue 6, 2016



Geological Controls for Gas Hydrate Formations and Unconventionals, 2016.

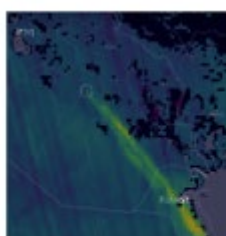
ANNEXE 2 : EXEMPLES DE DONNEES AGREGÉES PAR L'ENTREPRISE KAYROS GRACE A UNE TECHNOLOGIE DE TELEDETECTION

Super-émetteurs Quantifier les émissions de méthane à partir des super-émetteurs

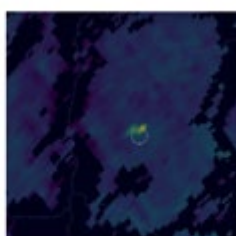


Super-émetteurs en Iran-Iraq-Kuwait
depuis janvier 2019

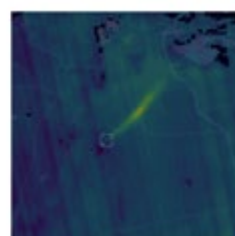
Identification des super-émetteurs, Kayros



Iraq



Russia



Algeria

■ Sources: Kayros analysis of Sentinel-5P data.

Identification des émissions de méthane, dans le cadre d'une couverture globale (résolution 5-7 km), Kayros



Russia



Kazakhstan



Algeria

■ Sources: Kayros analysis of Sentinel-2 data.

Identification des émissions de méthane dans le cadre d'une couverture par site (résolution 30 mètres), Kayros

Torchage de gaz



Identification des émissions de torchage, Kayros

II. Recommandations sur les stratégies d'alignement

Introduction

Le Comité Scientifique et d'Expertise estime nécessaire de pallier l'absence initiale d'encadrement de l'engagement de la Place de Paris de juillet 2019 portant sur la publication et le suivi de stratégies d'alignement. Ce manque de direction claire a conduit à l'émergence de stratégies différenciées par les acteurs de marché de la Place de Paris, tant dans leurs niveaux d'ambition qu'au vu de leurs caractéristiques techniques.

Dans ce contexte, et compte tenu de la demande du Ministre de l'Economie, des Finances et de la Relance prononcée le 29 octobre 2020, d'une base commune d'engagements partagée par tous, le Comité Scientifique et d'Expertise rappelle les éléments suivants :

- Il est nécessaire **de clarifier, au sein des engagements pris, les notions d'« alignement » et d'« impact »**. Une stratégie d'alignement peut en effet intégrer la notion d'impact au sens large, c'est-à-dire un impact positif attendu de la dynamique à laquelle les financements alignés contribuent. Néanmoins, pour autant, les conditions indispensables pour quantifier et prouver l'impact de la stratégie, c'est-à-dire une réduction additionnelle des émissions de gaz à effet de serre (GES), ne sont en général pas réunies. **Le Comité Scientifique et d'Expertise, notamment sur le fondement des travaux de la *task force* « impact » de la Place de Paris qui prendront fin à l'automne 2021, envisage de poursuivre ses réflexions sur le lien à opérer entre engagement d'alignement et impact, et les caractéristiques qui en découlent.**
- Afin de réaliser ces recommandations, le Comité Scientifique et d'Expertise s'est appuyé sur :
 - L'analyse de différents travaux préalables, dont le rapport dit « Katowice », les travaux de la *Net Zero Asset Owner Alliance* (Unep-Fi), ceux de l'*Aligned Investment Initiative* (PAII) de l'*Institutionnal Investors Group on Climate Change*, l'initiative *Measuring Portfolio Alignment* du *TCFD Group COP26 Private Finance Hub*, les travaux « *Aligning finance for the net-zero economy : thought leadership series* », les travaux « *Net Zero Asset Manager Commitment* » de la *Net Zero Asset Managers Initiative* (NZAMI) et, enfin, le rapport « *Alignment Cookbook* » ;
 - La poursuite d'une série d'entretiens réalisés avec des organismes extérieurs, dont des représentants de l'Institut Louis Bachelier et de l'Institut de l'Economie pour le climat, de Carbon 4 Finance et de l'Agence Internationale de l'Energie (AIE).
- Il est indispensable d'opérer une distinction entre l'alignement avec l'Accord de Paris – qui nécessite notamment des engagements relatifs à l'atténuation et l'adaptation en matière de changement climatique mais aussi vis-à-vis d'autres objectifs de développement durable – et l'alignement avec un scénario de transition permettant de limiter l'accroissement de température en-deçà de 2°C d'ici la fin du siècle. Cette approche de l'alignement consiste ainsi à vérifier la compatibilité des activités d'un acteur financier avec le scénario de référence : c'est, dans la très grande majorité des cas, la notion utilisée de fait par les acteurs financiers.
- L'utilisation de certains indicateurs appellent une attention particulière.
 - Ainsi, l'intensité carbone est une mesure **relative** des émissions de CO_{2eq}, puisqu'il s'agit d'un rapport entre des émissions de CO_{2eq} absolues et une autre donnée, à l'instar de : kg de CO_{2eq} par kilowattheure, par m² ou par million€ de chiffre d'affaires. Si cette mesure permet à

l'intérieur d'un même secteur de distinguer deux entreprises en fonction de leur efficacité énergétique et de corriger des effets de volume, il n'est pas assuré que le pilotage d'un portefeuille en utilisant l'intensité carbone atteigne l'objectif recherché d'atténuation (dans la mesure où l'atténuation requiert une réduction **absolue** des émissions de gaz à effet de serre (GES)) : un indicateur d'intensité carbone se fonde sur l'hypothèse selon laquelle le chiffre d'affaires reflèterait nécessairement la pertinence du rythme d'évolution des émissions GES, et retient le postulat d'homogénéité du chiffre d'affaires. En conséquence, un ou des indicateurs de réduction absolue des émissions GES seront nécessairement utilisés, le cas échéant en complément d'un indicateur d'intensité.

- Une autre méthodologie pourra être ainsi utilisée de manière subsidiaire. Ainsi un indicateur tel que **l'élévation implicite de température (ITR – Implied Temperature Rise)**, exprime la quantité de réchauffement provoqué par un portefeuille donné, isolé de variables exogènes. L'ITR est calculé sur la base de très nombreux choix méthodologiques qui le rendent peu transparent et peu comparable bien qu'il ait l'avantage de consolider une grande quantité d'informations dans un indicateur chiffré relativement accessible et sur lequel il est facile de communiquer.
- La notion d'alignement avec un scénario de transition peut être utilisée afin de mettre les activités d'un acteur financier sur le chemin de la neutralité carbone, dès lors que le scénario de référence utilisé permet d'atteindre la neutralité carbone à l'horizon fixé.
- **Ces recommandations établissent un certain nombre de principes devant être respectés par les institutions financières dans leurs engagements individuels en matière de stratégie d'alignement.** En outre, de tels critères poursuivent un **objectif de comparabilité** des engagements individuels dans le cadre de l'Observatoire de la Finance Durable. **Le Comité Scientifique et d'Expertise envisage dans les prochains mois, sur cette base, de proposer une définition des caractéristiques clefs d'un label « alignement » pour les produits financiers (en particulier d'investissement).**

Suivant une approche fondée sur les principes méthodologiques de comparabilité, reproductibilité, exhaustivité et fiabilité, le Comité Scientifique et d'Expertise recommande les éléments suivants aux acteurs financiers :

Recommandation n°1

Le Comité Scientifique et d'Expertise recommande que les acteurs financiers explicitent **la notion d'alignement** qu'ils utilisent, et se dotent d'indicateurs de mesure de l'alignement par rapport à un scénario de transition bas-carbone de référence, **d'objectifs et points d'étape dans leur stratégie d'alignement**, ainsi que **d'instruments de pilotage** clairement identifiés.

- Un **objectif à long terme** doit être fixé (nécessairement à l'horizon 2050, et avant 2050 si possible) ;
- Des **objectifs intermédiaires** doivent être fixés (*a minima* tous les cinq ans) pour permettre de suivre l'atteinte de l'objectif de long terme ;
- Les **instruments de pilotage** doivent permettre de vérifier si un acteur financier met effectivement en œuvre les instruments pour respecter sa feuille de route.

- *Par exemple : engagement avec les clients, modification de la composition du portefeuille de clients, mise en place de produits à impact, financement d'activités soutenables, financement de la décarbonation d'activités, etc.*
- Le scénario de référence doit être basé sur des **critères fondés sur la convergence** (*convergence-based benchmarks*), fondé sur le scénario utilisé (et non sur une fonction de réchauffement, qui décrit la tendance centrale d'une trajectoire d'émissions sectorielles basée sur un large éventail de scénarios climatiques différents)

Recommandation n°2

Le Comité Scientifique et d'Expertise recommande que les acteurs financiers utilisent des scénarios **récents** et **adaptés** aux méthodologies appliquées et **visant un réchauffement de température en-deçà de 2°C d'ici la fin du siècle et à 1,5°C dans la mesure du possible**. Ils doivent être **publiés avec une explicitation des points clés** (notamment : dépassement de la température cible, hypothèse d'utilisation des techniques de séquestration carbone).

Le scénario d'alignement doit être en cohérence avec : la stratégie bas-carbone du ou des pays où sont situées les principales activités financées ; la stratégie d'investissement poursuivie et les différents scénarios utilisés au sein d'une même institution.

- Le scénario de référence ne doit permettre qu'un **faible dépassement de la température cible** et qu'une utilisation des **technologies matures** à l'échelle industrielle ;
- La **segmentation sectorielle du scénario utilisé** (ou la déclinaison sectorielle du scénario central) **doit être cohérente avec la structure des activités financées** ;
- Le scénario de référence doit être basé sur des **critères fondés sur la convergence** (*convergence-based benchmarks*), fondé sur le scénario utilisé (et non sur une fonction de réchauffement, qui décrit la tendance centrale d'une trajectoire d'émissions sectorielles basée sur un large éventail de scénarios climatiques différents), étant donné que les entreprises en portefeuille doivent converger vers des niveaux de performance moyens requis pour chaque secteur d'activité (en opposition avec des critères de taux de réduction, où l'ensemble des entreprises doivent améliorer leur performance au même rythme que la moyenne du secteur, y compris celles qui ont fait des efforts de décarbonation supérieurs à la moyenne).
- Le scénario doit être robuste, c'est-à-dire peu sensible aux hypothèses dont la validité est difficile à vérifier en l'état actuel des connaissances et aux incertitudes socio-économiques.
- Le scénario doit être récent
- Le scénario doit être adapté aux caractéristiques des portefeuilles analysés ainsi qu'aux méthodologies :
 - *Par exemple : l'utilisation d'un scénario de l'AIE n'est pas adaptée à un investissement dans le secteur tertiaire*
 - *Par exemple : la méthodologie PACTA est très exigeante sur les données nécessaires, et peu de scénarios les fournissent sur un grand nombre de secteurs économiques*

Recommandation n°3

Le Comité Scientifique et d'Expertise recommande aux acteurs financiers que **la stratégie adoptée explicite les instruments de pilotage identifiés (i.e. engagement avec les clients, modification de la composition du portefeuille de clients, mise en place de produits à impact, financement d'activités soutenables, financement de la décarbonation d'activités, etc.), les politiques suivies pour l'ensemble des activités et les politiques particulières retenues pour chaque compartiment de l'activité**, notamment à travers une **feuille de route** détaillée.

La stratégie doit contenir un **volet relatif aux énergies fossiles et des objectifs précis pour parvenir à la décarbonation de la production d'énergie financée**, à l'horizon de neutralité carbone fixé par l'Union européenne.

Ces **objectifs** doivent être **expliqués et mis en cohérence avec la théorie du changement** retenue par l'institution. Afin d'intégrer les développements pertinents récents, la stratégie d'alignement et les cibles doivent être **révisées régulièrement** en mettant annuellement à jour les informations présentées sur l'Observatoire.

- Lors de l'assemblée générale, les acteurs financiers communiquent des informations sur la stratégie adoptée ;
- La stratégie doit être révisée à la survenance de tout événement majeur (vis-à-vis de l'entreprise ou des avancées méthodologiques) et dans toutes hypothèses au minimum tous les trois ans ;
- La stratégie **adoptée doit être cohérente avec les politiques publiques**, notamment avec la Stratégie nationale bas-carbone et la Programmation pluriannuelle de l'énergie ;
- A terme, la stratégie devra viser à utiliser des **repères granulaires**, afin de saisir les différences existantes en matière de faisabilité de la décarbonation entre les industries ou les zones géographiques – compte tenu de la différence en matière de stratégie d'investissement pour des secteurs (i.e. contraintes technologiques) et des zones géographiques (i.e. infrastructures énergétiques existantes) plus difficiles à décarboner. Cela permet à l'acteur financier de distinguer les entreprises en avance ou en retard de phase au sein d'un ensemble comparable d'entreprises, sur la base de scénarios climatiques partagés.

Ces repères peuvent être des émissions absolues (préféré par le Comité scientifique), des repères de capacité de production ou des repères d'intensité des émissions (approche de taux de convergence, qui doit être actualisé en fonction de l'évolution des scénarios) : en tout état de cause, le choix de ces repères doit être justifié, soit par la nécessité de réductions absolues des émissions, soit parce qu'un repère d'intensité permet d'inciter à la transition.

- **L'acteur financier doit se fonder tant sur les données historiques que sur les objectifs d'émissions afin d'informer les projections d'émissions futures.** A ce titre, la pondération entre les sources de données doit être fondée sur une évaluation de la crédibilité des objectifs à court et à long terme (lorsqu'ils existent), y compris les plans d'investissement.
- La stratégie adoptée doit comprendre une politique d'escalade. Si les objectifs de la stratégie ne sont pas atteints via l'accompagnement et l'engagement auprès de leurs clients, les acteurs financiers augmenteront progressivement leur désinvestissement vis-à-vis des entreprises concernées ;
- La feuille de route doit permettre de répondre aux questions suivantes :
 - En quoi la stratégie a-t-elle été modifiée ?

- Dans quelle mesure les engagements pris sont-ils matériels ?
- Comment ces politiques sont-elles effectivement mises en œuvre ?

Une stratégie explicite comprend par exemple une compatibilité avec une trajectoire de référence, un objectif de neutralité carbone, un objectif d'impact, etc.

Recommandation n°4

Le Comité Scientifique et d'Expertise recommande aux acteurs financiers de choisir un **périmètre d'application pertinent pour la stratégie d'alignement**. Le périmètre couvert par la stratégie d'alignement et les indicateurs doit être **explicité** précisément, et **inclure au moins 80% des activités** de l'institution financière et les **principaux instruments financiers**.

- Le pourcentage des activités couvertes doit être apprécié par un indicateur pertinent (par exemple le produit net bancaire pour les établissements de crédit)
- Les acteurs financiers ont une obligation de moyens concernant l'ensemble de leurs activités. Cependant au regard de la difficulté d'accès aux données, une obligation de résultat est attendue, au minimum, sur 80% des activités. Les acteurs financiers préciseront les 20% d'activités n'étant pas couvertes et la raison de cette absence de couverture au regard de la difficulté d'accès aux informations.

Recommandation n°5

Le Comité Scientifique et d'Expertise recommande aux acteurs financiers que les **méthodologies** utilisées soient **robustes** et correspondent aux meilleures pratiques de place. Ces dernières doivent être **utilisables avec les données disponibles**. Elles doivent permettre **un suivi du degré d'alignement de l'institution financière dans le temps** en permettant d'identifier les facteurs explicatifs de la variation de la performance. Le choix des méthodologies utilisées ainsi que leurs hypothèses doivent être explicités.

- Les méthodologies utilisées doivent permettre de répondre aux objectifs mentionnés dans la recommandation 1.
- Les acteurs financiers doivent expliciter la ou les méthodologies utilisées.
- Les acteurs financiers doivent être transparents sur la méthode d'agrégation utilisée. Ils doivent également justifier le choix de la méthode d'agrégation.
- *Les bonnes pratiques de la Place identifiées sont par exemple issues des publications du TCFD Groupe Cop 26 et du Climate Transparency Hub de l'ADEME.*

Recommandation n°6

Le Comité Scientifique et d'Expertise recommande aux acteurs financiers que les **indicateurs** d'alignement utilisés soient **prospectifs**. Le **choix des indicateurs** doit être **expliqué**, ainsi que leurs points forts et points faibles respectifs, tels qu'identifiés par les acteurs.

Sachant que l’empreinte carbone des acteurs financiers est quasi-exclusivement une empreinte induite par les portefeuilles de financement et d’investissement, les indicateurs de suivi de ces derniers doivent prendre en compte le *scope* 1 et 2 des entreprises et le *scope* 3 - sauf en cas d’impossibilité technique justifiée. L’ensemble des gaz à effet de serre – CO_{2eq} – doivent être compris dans l’analyse.

Dans la mesure où les émissions des intrants de production (*scope* 3 dit « amont ») et celles des extrants (*scope* 3 dit « aval ») sont à ce stade très rarement publiées par les entreprises, les modalités de prise en compte du *scope* 3 (*i.e.* données physiques ou statistiques, extrapolations, estimations, moyennes ...) doivent être clairement précisées, notamment au regard des difficultés rencontrées secteur par secteur et entreprise par entreprise. *A minima*, le Comité recommande d’inclure les émissions de *scope* 3 pour les secteurs des combustibles fossiles, de l’exploitation minière et de l’automobile – pour lesquels des *benchmarks* sectoriels sont disponibles.

A ce titre, on notera qu’à une vision par « *scope* », qui reflète simplement la propriété des sources d’émissions, il est possible de préférer une vision par « enjeu » - qui offre une analyse stratégique, physique et opérationnelle des émissions des secteurs d’activité en fonction de leur potentiel de réduction, et ce afin notamment de réduire le dilemme de l’affectation au producteur ou au consommateur. L’« enjeu » pour un agent économique est la quantité d’émissions de GES que cet agent est susceptible de réduire ou d’éviter, et non de compenser.

- Au regard du principe d’autonomie juridique, chaque entreprise n’est pleinement responsable que de ses propres émissions. Néanmoins, **un acteur financier peut inciter les entreprises clientes / fournisseuses à quantifier leurs émissions, afin qu’elles puissent se fixer des objectifs et stratégies de réduction**. Il peut également proposer de partager avec elles des bonnes pratiques ;
- Les **sources des données** utilisées pour le calcul des indicateurs doivent être **publiées** ;
- Les **processus d’assurance qualité** des données doivent être **décrits** ;
- Les indicateurs relatifs à l’élévation implicite de température (ITR) seront communiqués dans un intervalle de température ;
- Dans ce cadre, les acteurs financiers sont incités à distinguer leur empreinte carbone fossile de leur empreinte carbone vivante, c’est-à-dire relative à ce qui n’est pas fossile (*par exemple : agriculture, méthane*).

Recommandation n°7

Le Comité Scientifique et d'Expertise recommande que les acteurs financiers puissent **mesurer, annuellement**, par un ou plusieurs indicateurs, **l'alignement d'un portefeuille ou de l'ensemble des activités d'une institution**. **Dans un but de comparabilité de la performance dans le temps, le choix et la raison d'un changement d'indicateur et/ou de méthodologie seront précisés**. Les méthodologies et indicateurs utilisés doivent être **publiés et documentés afin d'être analysés et répliqués**. Ces derniers doivent être **cohérents** avec l'objectif de la stratégie d'alignement. Les **incertitudes** relatives aux données et aux méthodologies utilisées doivent être **expliquées** ainsi que **leur impact sur les résultats**.

- Cette mesure doit être réalisée **par rapport à un scénario de transition bas-carbone de référence** ;
- Les modalités d'agrégation pour passer du niveau de l'entreprise à celui du portefeuille doivent être précisées et expliquées ;
- Le **choix** de fixer des objectifs en termes **d'intensité carbone** ou de **réduction des émissions absolues** doit être **précisé et expliqué** ;
- Les **indicateurs** et **méthodologies** utilisés peuvent être **révisés pour intégrer des améliorations**.

III. Présentation du Comité Scientifique et d'Expertise

Le Comité est composé d'un président, d'un secrétaire et plusieurs collèges : deux membres issus d'ONG ou think tank, quatre membres académiques, deux membres représentants des pouvoirs publics, et deux experts avec une connaissance des métiers bancaires et d'investissement.

Les membres sont nommés « *intuitu personæ* » par le *Steering Committee* de Finance ClimAct. Ils s'expriment donc en leur nom propre et non au nom de leurs institutions, à l'exception des représentants de la DG Trésor et du MTE, même s'ils apportent l'expertise et les connaissances de leurs organismes respectifs. Ils peuvent également assurer un rôle de rapporteur et de communication en interne, au sein de leurs organismes respectifs.

Le secrétaire du Comité Scientifique et d'Expertise assiste le Président et assure le bon fonctionnement du Comité.

Président : Pierre-Louis Lions - Lauréat de la médaille Fields en 1994, Professeur au Collège de France, Président du comité scientifique international de l'Institut Louis Bachelier et du programme « Green & Sustainable Finance Transversal Program ».

Secrétaire : Stéphane Voisin

Collège ONG et Think Tank :

Lucie Pinson

Michel Cardona

Collège académique :

Anna Creti

Delphine Lautier

Augustin Landier

Peter Tankov

Emmanuel Hache

Collège d'experts :

Jérôme Courcier

Caroline Delerale

Collège pouvoirs publics :

Elise Calais - MTE

Charlotte Gardes – DG Trésor

ⁱ Connaissance des Energies, « L'évolution des marchés pétroliers d'ici à 2024 vue par l'AIE », 11 mars 2019. Disponible en ligne : <https://www.connaissancedesenergies.org/levolution-des-marches-petroliers-dici-2024-vue-par-laie-190311> ; Is the oil industry able to support a world that consumes 105 million barrels of oil per day in 2025?, Pierre Hacquard, Marine Simoën and Emmanuel Hache, Oil Gas Sci. Technol. – Rev. IFP Energies nouvelles, 74 (2019) 88 ; Global prospects of unconventional oil in the turbulent market: a long term outlook to 2040, Nikita O. Kapustin and Dmitry A. Grushevenko, Oil Gas Sci. Technol. – Rev. IFP Energies nouvelles, 73 (2018) 67 ; World Energy Council, Unconventional gas, a global phenomenon, 2016.

ⁱⁱ Lettre Trésor Eco, n°257, «Effets du prix du pétrole sur l'économie américaine», mars 2020.

ⁱⁱⁱ Ibid.

^{iv} A noter que les travaux de mesure de l'exposition du secteur financier français, menés par l'Autorité des marchés financiers et l'Autorité de contrôle prudentiel et de résolution depuis 2021, permettront de nourrir les travaux du Comité Scientifique et d'Expertise en ce sens.

^v Extrait: *“Beyond divestment, there are alternatives for investors to show their concern over climate change: they can engage and use their shareholder rights to convince management to change course in the direction of non-fossil fuel resources or they can invest in renewable and more sustainable energy technologies (Scholtens, 2014). However, the assessment of the most beneficial strategy from a climate change perspective is outside the scope of this paper. Further, divesting from fossil fuel stocks does not guarantee that global warming will not go above the 2°C threshold and/or that dramatic and irreversible changes to ecosystems will not occur (Steffen et al., 2018). But divestment will help change the mindset in the required direction of reducing the use of fossil fuels and does not financially hurt investors and their beneficiaries”.*

^{vi} BP, Chevron, ExxonMobil, Shell, Total, ConocoPhillips et Eni.

^{vii} Bien qu'en termes physiques, la plupart de ces sociétés sont des acheteurs nets de pétrole pour leurs opérations de raffinage, où les débits sont plus élevés que dans les autres secteurs. Le découplage de la commercialisation de leur production en amont et l'approvisionnement de leurs raffineries en fait des acteurs actifs sur le marché pétrolier international. Historiquement, elles se sont concentrées sur de grands projets à forte intensité de capital (souvent en partenariat avec des *national oil companies*), prenant à la fois des risques de marché et de gestion de projet, bien que nombre d'entre elles investissent de plus en plus dans des investissements à cycle plus court (AIE, 2017).

^{viii} Les indépendants externalisent le plus souvent les opérations de forage, de complémentation de puits et de logistique. Ils englobent un large éventail, à l'instar de Lukoil et Repsol en Europe, un grand nombre d'acteurs nord-américains tels que Marathon, Apache et Hess, et des conglomérats diversifiés comme Mitsubishi Corp. Ce groupe comprend également les indépendants du secteur du schiste en Amérique du Nord, un groupe relativement nouveau d'entreprises qui se consacrent presque exclusivement à l'exploitation des ressources en gaz de schiste et en pétrole de réservoir étanche. Ces sociétés ont une forte dépendance à l'égard du financement par emprunt et de l'effet de levier (AIE, 2017).

^{ix} A l'instar de Marathon Petroleum et Phillips. Il s'agit de sociétés exploitant des raffineries et des réseaux de distribution, sachant que leur capitalisation et leur bilan sont généralement considérablement plus faibles que ceux des majors (AIE, 2017).

^x A l'instar de Vitol et Glencore). Il s'agit de sociétés qui sont actives dans le commerce physique des produits pétroliers et du GNL. Elles investissent parfois dans des actifs de transport, de raffinage, de distribution et de stockage, mais leur modèle d'entreprise repose généralement sur la possession d'actifs de transport, leur permettant d'optimiser leur position sur le marché. Elles jouent un rôle majeur en assurant le fonctionnement souple des marchés (AIE, 2017).

^{xi} Les recommandations couvrent la fourniture d'électricité et de chaleur à partir du charbon (chaîne de valeur du charbon thermique), mais ne concernent pas les débouchés du charbon dans l'industrie (à l'instar de ce que prévoit la Taxonomie issue du règlement UE n° 2020/852 du 18 juin 2020), en particulier le charbon de coke (dit « sidérurgique » ou « métallurgique »), notamment en raison du manque de solutions alternatives à l'utilisation du coke pour la transformation du minerai de fer en fonte et en acier ainsi que des coûts d'abattement impliqués par la réorientation de la production d'acier à partir d'aciers de récupération.

^{xii} Un descriptif des caractéristiques géologiques de ces différents hydrocarbures est en annexe

^{xiii} Défini par un degré API (*American Petroleum Institute*) inférieur ou égal à 14°C

^{xiv} Profondeur excédant 1500 mètres. Cf. Muehlenbachs L. et al., The impact of water depth on safety and environmental performance in offshore oil and gas production, Energy Policy, Volume 55, Pages 699-705, Avril 2013

^{xv} Profondeur excédant 1500 mètres. Cf. Muehlenbachs L. et al., The impact of water depth on safety and environmental performance in offshore oil and gas production, Energy Policy, Volume 55, Pages 699-705, Avril 2013

^{xvi} Un bloc pétrolier est la zone qu'un pays délimite dans ses eaux territoriales et concède, le cas échéant, à une société pétrolière pour la prospection ou l'exploitation du plateau continental.

^{xvii} En particulier : « Les changements intervenus au sein de la stratégie d'investissement en lien avec la stratégie d'alignement avec l'Accord de Paris, et notamment les 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 ».

^{xviii} Le Comité Scientifique et d'Expertise retient la définition adoptée par l'*Environmental Defense Fund* (telle que rédigée p.5 du rapport intitulé « *A Shareholder Engagement Guide to Uncovering Climate Risks from Non Operated Assets in the Oil and Gas Industry* », publié le 20 octobre 2020 et disponible en ligne ([Emission Omission_ A Shareholder Engagement Guide.pdf](#) ([edf.org](#))), à savoir :

- Operated assets (*actif opéré*): An asset where a company's employees and directly managed contractors are on the ground using the company's standards for processes, tools, and system
- Non-operated assets (*actif non opéré*): An asset at which another oil and gas company assumes the role of asset operator, overseeing all decision-making and standards.

^{xix} En ce sens, la recommandation se situe dans la lignée de l'article D. 533-16-1. III, 6° qui – pour les investisseurs – requiert la publication d'une stratégie d'alignement avec les objectifs de long terme des articles 2 et 4 de l'Accord de Paris relatifs à l'atténuation des émissions de gaz à effet de serre, assortie notamment de la fixation d'un objectif quantitatif à horizon 2030, revu tous les cinq ans jusqu'à horizon 2050, qui comprend les émissions de gaz à effet de serre directes et indirectes en valeur absolue ou valeur d'intensité par rapport à un scénario de référence et une année de référence. La littérature à l'appui du rapport du GIEC sur le réchauffement planétaire de 1,5 °C (2019, p. 15) confirme que l'objectif d'une limitation du réchauffement bien au-dessous de 2 °C défini dans l'Accord de Paris exige de réduire les émissions de gaz à effet de serre d'environ 25% d'ici 2030 (dans la majeure partie des scénarios) et d'atteindre zéro émission nette entre 2050 et 2070 – ce qui correspond à l'objectif de neutralité carbone. Ce dernier permet en effet directement de ne pas dépasser l'objectif de température de l'Accord de Paris.

^{xx} Dans le rapport « Net Zero by 2050, A Roadmap for the Global Energy Sector », publié le 17 mai 2021 par l'Agence Internationale de l'Energie (AIE) (disponible sous ce lien), les émissions de CO₂ liées à l'industrie et au secteur de l'énergie diminuent de 40% entre 2020 et 2030, jusqu'à atteindre la neutralité en 2050. Ainsi, un taux moyen de réduction de 40% des émissions de CO₂ entre 2020 et 2030 correspond à un taux annuel d'environ -5% (avec l'hypothèse qu'un tel taux de réduction ait été appliqué dès 2020).

^{xxi} Au vu de l'importance du scope 3 dans la mesure des émissions CO_{2eq} du secteur Oil & Gas (« *Regarding the downstream activities of O&G companies, Scope 1+2 GHG emissions are relatively low compared to the total GHG emissions of the value chain. Combustion of O&G products sold (Scope 3 downstream) is by far the largest source of emissions, representing more than 80% of total GHG emissions of the oil value chain [6]. As the different energy products (coal, gas, oil products) have different carbon intensity per energy supplied, the mix of products sold is crucial to analyze the climate impact of companies in the sector. The development of an offer of energy efficiency services to the final client is also a key lever to reduce the GHG emissions related to the use of products sold* », IEA, The Oil and Gas Industry in Energy Transitions ([windows.net](#)), 2020), et de l'intensité carbone relative inférieure du gaz (US Energy Information Administration, Frequently Asked Questions), prendre en compte l'intensité carbone sur l'ensemble des *scopes* 1, 2 et 3 reviendrait privilégier excessivement la nature du mix énergétique retenu par les sociétés concernées, au détriment des améliorations possibles sur les scope 1 et 2 (e.g. bonnes pratiques opérationnelles).

^{xxii} L'estimation par les industriels de leurs émissions apparaît comme insuffisante au Comité Scientifique et d'Expertise. A titre d'exemple, l'intensité moyenne de méthane déclarée par les principaux exploitants pétroliers et gaziers est de 12,9 kg/TJ, une mesure bien inférieure à celle réalisée par l'AIE (194 kg/TJ).

^{xxiii} Dans le rapport « Net Zero by 2050, A Roadmap for the Global Energy Sector », publié le 17 mai 2021 par l'Agence Internationale de l'Energie (AIE) (disponible sous ce lien), les émissions de méthane provenant des combustibles fossiles diminuent de 75% de 2020 à 2030. Cette réduction correspond à une baisse de 2,5 gigatonnes d'équivalent CO₂ des émissions de GES et est attribuée (i) à une réduction globale de la consommation de combustibles fossiles pour un tiers et (ii) pour deux tiers à une augmentation considérable du déploiement de mesures de réduction des émissions, permettant l'élimination de toutes les émissions de méthane techniquement évitables d'ici 2030. Ainsi, un taux moyen de réduction de 75% des émissions de méthane entre 2020 et 2030 correspond à un taux annuel d'environ -13% (avec l'hypothèse qu'un tel taux de réduction a été appliqué dès 2020).

^{xxiv} Sources additionnelles disponibles en ligne: Methane emissions | Energy ([europa.eu](#)) / Methane Tracker 2021 – Analysis - IEA / Methane and climate change – Methane Tracker 2021 – Analysis - IEA / IPCC-Special-Report-1.5-SPM_fr.pdf ([eelv.fr](#)) / WG1AR5_Chapter08_FINAL.pdf ([ipcc.ch](#))

^{xxv} Les gaz à effet de serre sont définis par le GIEC comme « les constituants gazeux de l'atmosphère, tant naturels qu'anthropiques, qui absorbent et émettent un rayonnement à des longueurs d'onde spécifiques du spectre du rayonnement

terrestre émis par la surface de la Terre, l'atmosphère et les nuages. C'est cette propriété qui est à l'origine de l'effet de serre »

^{xxvi} Le forçage radiatif est défini par le GIEC comme la « variation du rayonnement net (différence entre le flux radiatif reçu et le flux radiatif émis, exprimée en $W m^{-2}$) à la tropopause ou au sommet de l'atmosphère due à la variation d'un facteur du changement climatique, telle qu'une modification de la concentration de dioxyde de carbone ou du rayonnement solaire ». Le forçage radiatif autre que celui dû au CO_2 désigne « toutes les émissions anthropiques de gaz, à l'exclusion du CO_2 , qui entraînent un forçage radiatif. Ce sont notamment les facteurs de forçage climatique à courte durée de vie tels que le méthane, certains gaz fluorés, les précurseurs de l'ozone, les aérosols et leurs précurseurs comme le carbone suie et le dioxyde de soufre, ainsi que les gaz à effet de serre à longue durée de vie tels que l'oxyde nitreux ou d'autres gaz fluorés ».

^{xxvii} Le Potentiel de Réchauffement Planétaire est une mesure qui combine deux caractéristiques essentielles des gaz à effet de serre dans la mesure de leur impact sur le climat : la durée de leur séjour dans l'atmosphère et leur capacité à absorber l'énergie.

^{xxviii} Sources additionnelles disponibles en ligne : ESSD - The Global Methane Budget 2000–2017 (copernicus.org) / Sources of methane emissions – Charts – Data & Statistics - IEA

^{xxix} Le torchage est délétère car la combustion du gaz n'est jamais complète, et un pourcentage non-négligeable du gaz qui peut atteindre 10% s'échappe sans brûler (lorsque la flamme s'éteint, c'est 100% du gaz qui est lâché). L'alternative au torchage est simplement d'utiliser le gaz localement (par exemple en alimentant une turbine à gaz pour générer de l'électricité) ou de le canaliser vers un réseau de gazoducs.

^{xxx} Le lâchage de gaz dans les réseaux de transport représente 5.5 millions de tonnes de CH_4 par an, soit 8% des émissions de méthane dans le secteur hydrocarbures (AIE).

^{xxxi} Les neuf sources clef d'émission en question sont: "Natural gas driven pneumatic controllers and pumps, Fugitive component and equipment leaks, Centrifugal compressors with wet (oil) seals, reciprocating compressor rod seal, packing vents, Glycol dehydrators, Unstabilised hydrocarbon liquid storage tanks, Well venting for liquids unloading, Well venting/flaring during well completion for hydraulically fractured gas wells, Casinghead gas venting." (United Nations Environment Programme, Climate and Clean Air Coalition, Oil and Gas Methane Partnership: Third year Report, 2018. Disponible en ligne : Oil and Gas Methane Partnership (OGMP): Third-Year Report | Climate & Clean Air Coalition (ccacoalition.org))

^{xxxii} Données fournies par l'entreprise Kayrros lors d'entretiens dédiés avec le Comité Scientifique et d'Expertise (mai à juillet 2021).

^{xxxiii} Un bloc pétrolier est la zone qu'un pays délimite dans ses eaux territoriales et concède, le cas échéant, à une société pétrolière pour la prospection ou l'exploitation du plateau continental.