



RÉPUBLIQUE
FRANÇAISE

Liberté
Égalité
Fraternité

ADEME



AGENCE DE LA
TRANSITION
ÉCOLOGIQUE

HORIZONS

TRANSITION(S) 2050

CHOISIR MAINTENANT
AGIR POUR LE CLIMAT

Feuilleton « Filières »

Gaz et carburants liquides

Quelles visions stratégiques
des filières « Gaz et carburants
liquides », dans une France
neutre en carbone en 2050 ?



Ce document est édité par l'ADEME

ADEME

20, avenue du Grésillé
BP 90406 | 49004 Angers Cedex 01

Retrouvez les scénarios ADEME en ligne sur www.transitions2050.ademe.fr

Crédits photo: Shutterstock

Conception éditoriale et graphique: bearideas

Rédaction: Jean-Louis Bergey

Brochure réf. 011795

ISBN: 979-10-297-1954-7

Dépôt légal: © ADEME Éditions, mars 2022

Toute représentation ou reproduction intégrale ou partielle faite sans le consentement de l'auteur ou de ses ayants droit ou ayants cause est illicite selon le Code de la propriété intellectuelle (art. L. 122-4) et constitue une contrefaçon réprimée par le Code pénal. Seules sont autorisées (art. 122-5) les copies ou reproductions strictement réservées à l'usage privé de copiste et non destinées à une utilisation collective, ainsi que les analyses et courtes citations justifiées par le caractère critique, pédagogique ou d'information de l'œuvre à laquelle elles sont incorporées, sous réserve, toutefois, du respect des dispositions des articles L. 122-10 à L. 122-12 du même Code, relatives à la reproduction par reprographie.

Rappel des conclusions des premiers travaux

Ce feuilletton s'inscrit dans le travail de prospective énergie ressources « **Transition(s) 2050. Choisir maintenant. Agir pour le climat** » présenté le 30 novembre 2021 qui comprend les travaux initiaux et 14 feuillets dont la publication s'étend de janvier à mai 2022. L'ensemble des documents publiés est disponible sur www.transitions2050.ademe.fr.

Pour rappel, « Transition(s) 2050 » est un travail prospectif qui dessine quatre chemins « types » cohérents et contrastés pour conduire la France vers la neutralité carbone tout en intégrant une large palette d'enjeux environnementaux, tels que les différents usages de la biomasse, l'eau d'irrigation, la qualité de l'air, la gestion des déchets, la quantité de matériaux pour la rénovation ou construction, souvent peu représentés dans les travaux prospectifs. Ces scénarios ont pour ambition d'éclairer les débats pour accélérer les prises de décisions, en particulier celles sur la prochaine Stratégie française énergie-climat.

Les quatre scénarios aboutissent tous à la neutralité carbone mais avec des voies différentes. Avant tout, ils ont pour objectif de faire prendre conscience à

tout un chacun, quel que soit son niveau de responsabilité et d'implication dans la construction de ce cheminement, de la nature des transformations et des choix à faire.

Ils sont le résultat de plus de 2 ans de travaux mobilisant plus d'une centaine d'experts de l'ADEME ainsi que des partenaires extérieurs de différents milieux professionnels et académiques, mais également un comité scientifique, constitué de membres du conseil scientifique de l'Agence et complété de personnalités qualifiées.

Pour chaque scénario, l'ADEME a construit un récit cohérent, décliné dans chaque secteur technique, économique et social, au travers de variables structurantes. La description des scénarios couvre les secteurs du bâtiment, de la mobilité des voyageurs et du transport de marchandises, de l'alimentation, de l'agriculture, des forêts, de l'industrie, des déchets et des services énergétiques (fossiles, biocarburants, gaz, hydrogène, chaleur/froid et électricité). Les quatre scénarios et les mots clefs qui les caractérisent sont les suivants :

 S1 GÉNÉRATION FRUGALE	 S2 COOPÉRATIONS TERRITORIALES	 S3 TECHNOLOGIES VERTES	 S4 PARI RÉPARATEUR
<ul style="list-style-type: none"> • Frugalité contrainte • Villes moyennes et zones rurales • Low-tech • Rénovation massive • Nouveaux indicateurs de prospérité • Localisme • Moins de viande 	<ul style="list-style-type: none"> • Modes de vie soutenables • Économie du partage • Gouvernance ouverte • Mobilité maîtrisée • Fiscalité environnementale • Coopérations entre territoires • Réindustrialisation ciblée 	<ul style="list-style-type: none"> • Technologies de décarbonation • Biomasse exploitée • Hydrogène • Consumérisme vert • Régulation minimale • Métropoles • Déconstruction/reconstruction 	<ul style="list-style-type: none"> • Consommation de masse • Étalement urbain • Technologies incertaines • Économie mondialisée • Intelligence artificielle • Captage du CO₂ dans l'air • Agriculture intensive

Par ailleurs, au-delà de neuf enseignements clés, **ce travail a fait émerger cinq problématiques à mettre en débat** :

- La sobriété : jusqu'où ?
- Peut-on s'appuyer uniquement sur les puits naturels de carbone pour atteindre la neutralité ?
- Qu'est-ce qu'un régime alimentaire durable ?
- Artificialisation, précarité, rénovation : une autre économie du bâtiment est-elle possible ?
- Vers un nouveau modèle industriel : la sobriété est-elle dommageable pour l'industrie française ?

RÉSUMÉ EXÉCUTIF

HORIZONS

Feuilleton « Filières » Gaz et carburants liquides des scénarios de Transition(s) 2050

Quelles visions stratégiques des filières « Gaz et carburants liquides », dans une France neutre en carbone en 2050 ?

CONTEXTE ET OBJECTIF

L'ADEME a publié fin novembre 2021 les résultats de sa réflexion prospective Transition(s) 2050, qui propose quatre scénarios pour une société française neutre en carbone à l'horizon 2050 et un scénario de référence (tendanciel). Cette démarche prospective a été déclinée pour les filières « Gaz et carburants liquides ». Ces dernières regroupent un ensemble de filières d'origine fossile ou renouvelable interdépendantes les unes des autres, qui offrent une contribution indispensable à la fourniture d'énergie, pour le chauffage et les transports notamment.

L'objectif de la présente étude est d'explorer des voies possibles pour ces filières et d'identifier des relais de croissance, reconversions et adaptations techniques et organisationnelles, en complément des chapitres **2.3.1. Mix gaz**, **2.3.4. Carburants liquides** et **2.3.5. Hydrogène** de la prospective « Transition(s) 2050 ».

Cette étude a été nourrie, pendant plus d'un an, par de nombreuses expertises complémentaires :

- celle des membres du groupement I Care et IFPEN ;
- celle d'acteurs des filières consultés lors d'entretiens et d'ateliers ;
- celle des experts de l'ADEME.

Toutes ces expertises ont permis d'enrichir les réflexions dont les résultats finaux engagent uniquement l'ADEME.

État des lieux des filières « Gaz et carburants liquides » en France

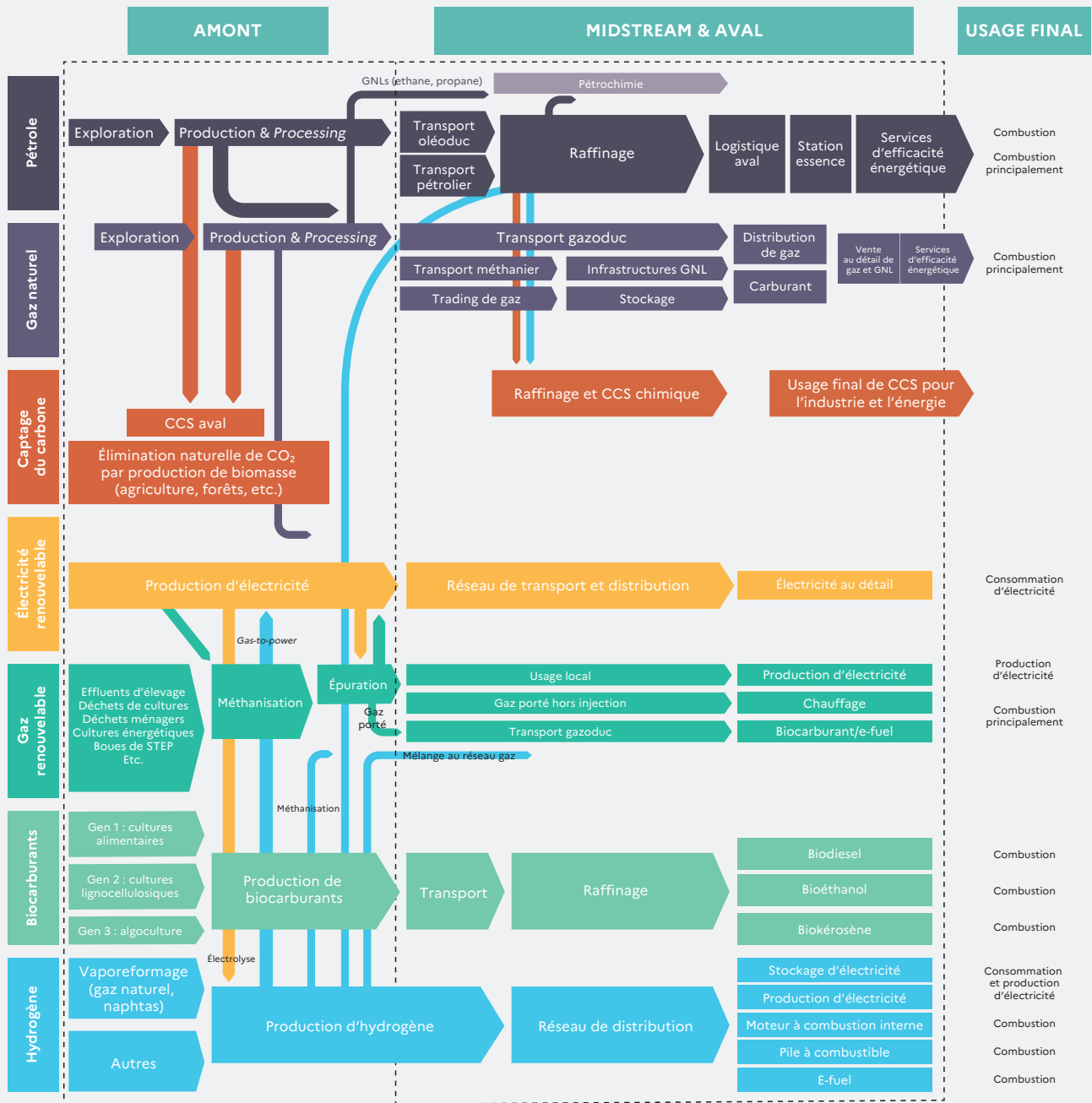
Ce travail a été conduit sur un large périmètre de la chaîne de valeur (**Figure 1**) :

- tous les gaz et carburants liquides, quel que soit le niveau actuel de maturité de la technologie, ce qui inclut notamment : le méthane, le biométhane et le méthane de synthèse, l'hydrogène, les biocarburants conventionnels et avancés et les e-fuels ;
- l'ensemble des débouchés énergétiques possibles : mobilité, bâtiment... ;
- les interactions multi-réseaux et les interconnexions avec les pays voisins.

En revanche, ni la pétrochimie ni les technologies de stockage du carbone (séquestration, puits de carbone...) n'ont été étudiées.

Cet état des lieux (**Tableau 1**) décrit la complexité des chaînes de valeur et montre la diversité des filières « Gaz et carburants liquides » (fossiles et renouvelables), leurs interdépendances, leurs forces (capacité d'innovation, maillage des réseaux de distribution...) et fragilités (coûts des filières non matures...) dans un contexte fait de menaces (volatilité des prix des énergies fossiles...) mais aussi d'opportunités (soutien d'une variété d'investisseurs...).

Figure 1 Chaînes de valeur des filières « Gaz et carburants liquides » considérées dans le cadre de cette étude (pyrogazéification non représentée)



N.B. : les usages non énergétiques n'ont pas été représentés dans les parties aval et usage final. Les tailles des flèches ne sont pas proportionnelles aux tailles des marchés. Source : I Care & Consult.

Tableau 1 Description de l'état des lieux des filières « Gaz et carburants liquides » en 2020

Filière	Chaîne de valeur	Filière actuelle
Gaz	Production fossile	<ul style="list-style-type: none"> • Production nationale marginale (0,2 % de la consommation). • Importations par pipe ou <i>via</i> 4 terminaux méthaniers.
	Production EnR	<ul style="list-style-type: none"> • Filière « Méthanisation » en fort développement (214 unités décentralisées en 2020) mais représentant pour l'instant moins de 1 % de l'approvisionnement.
	Distribution	<ul style="list-style-type: none"> • Un réseau gazier très dense, qui sert également de transit pour les pays voisins.
	Fourniture	<ul style="list-style-type: none"> • Marché de la fourniture de gaz ouvert à la concurrence depuis 2007.
Carburants liquides	Production fossile	<ul style="list-style-type: none"> • Pas d'extraction en France. • Activité très rentable. • Production centralisée : 8 raffineries en France. • Acteurs français leaders mondiaux.
	Production EnR	<ul style="list-style-type: none"> • 13 bioraffineries. • Tissu agricole fortement producteur de biocarburant G1 (exportateur).
	Distribution et fourniture	<ul style="list-style-type: none"> • Distribution très décentralisée, mais rôle important des acteurs de la grande distribution.

« Génération frugale » et « Technologies vertes », les scénarios les plus pertinents à explorer

La confrontation entre cet état des lieux des filières « Gaz et carburants liquides » en France et les quatre scénarios de l'ADEME a permis d'identifier les deux scénarios les plus pertinents à explorer : S1 « Génération frugale » et S3 « Technologies vertes », les plus contrastés. Le premier, qui repose sur la sobriété, envisage une réduction très forte de la consommation d'énergies fossiles, alors que le troisième mise davantage sur le progrès technologique. Ils permettent d'explorer des visions et trajectoires différentes à un horizon 2050.

Quelles trajectoires possibles d'ici 2050 pour les filières « Gaz et carburants liquides » ?

Les trajectoires identifiées pour chaque scénario induisent des reconfigurations de l'appareil de production et des réseaux de distribution plus ou moins profondes selon les choix politiques et technologiques (**Tableau 2**).

Tableau 2 Principales reconfigurations des filières « Gaz et carburants liquides » en 2050 dans les 2 scénarios étudiés

Filière	Chaîne de valeur	S1 2050	S3 2050
Gaz	Production fossile	• Importations de gaz naturel très réduites.	• Importations de gaz naturel très réduites.
	Production EnR	• Massification de la production de biométhane.	• Diversification du rôle des gestionnaires de réseau pour gérer l'approvisionnement en EnR.
	Infrastructures	• Très forte baisse de la consommation. • Investissements pour accompagner le développement de l'approvisionnement décentralisé. • Développement d'infrastructures d'avitaillement pour le GNV dans le transport.	• Mise en place d'un réseau dédié de transport d'hydrogène par pipe. • Le déploiement de pompes à chaleur hybrides devrait limiter les situations critiques de sous-utilisation du réseau de gaz.
	Fourniture	• Possibilités de boucles territoriales courtes (bioGNV ou chauffage de bâtiments au biométhane).	• Un enjeu pour les distributeurs de fossile à se diversifier dans l'électricité avec des interfaces croissantes entre électricité et gaz. • Émergence d'écosystèmes industriels territoriaux.
Carburants liquides	Production fossile	• 2 à 3 raffineries encore en fonctionnement et conversion en bioraffinerie pour les autres.	• Fermeture des raffineries fossiles, donc enjeux pour les pétroliers de se renouveler avec le développement de bioraffineries et production e-fuel à partir d'EnR.
	Production EnR	• Besoin de capacités supplémentaires de 400 à 700 kt pour le bioéthanol. • Besoin de 4 unités nouvelles de 500 kt d'HVO chacune pour le déploiement de la filière « Biokérosène ».	• Une vingtaine de bioraffineries en fonctionnement pour la production de bioéthanol, biokérosène et biodiesel à partir de ressources agricoles. Également développement d'une dizaine d'unités de biocarburants à partir de ressources lignocellulosiques et 2 unités de production d'e-fuels.
	Distribution et fourniture	• Pas d'ajustement car utilisation des moyens actuels. • Profondes transformations du modèle économique des stations-services.	• Enjeu diversification stations-services.

INVESTISSEMENTS MASSIFS ET MUTATIONS DES EMPLOIS

L'analyse socio-économique repose sur des éléments de cadrage relatifs aux deux scénarios de l'ADEME étudiés (S1 et S3) ainsi que sur les récits des trajectoires identifiées pour les filières « Gaz et carburants liquides » dans le contexte de ces deux scénarios.

Le périmètre étudié comprend :

- les infrastructures historiques : réseau gazier, terminaux méthaniers, raffineries, unités de production de biocarburants de première génération ;
- les nouvelles unités de production de méthane et de biocarburants liquides.

Les impacts socio-économiques des trajectoires des filières « Gaz et carburants liquides » ont été quantifiés à l'aide de deux indicateurs : les investissements et les emplois.

Cette analyse montre que la transition vers la neutralité carbone va :

- nécessiter des investissements massifs dans le verdissement du réseau gazier et la production de biocarburants ;
- induire des mutations intra-sectorielles et inter-sectorielles fortes des emplois au sein des filières énergétiques.

Les résultats fournissent des ordres de grandeur relatifs entre les scénarios, qui pourront à la fois alimenter les débats sur différentes options de politique publique – telle que la prochaine Stratégie française énergie-climat – et contribuer à éclairer les stratégies d'investissements (matériels et immatériels) des opérateurs de la chaîne de valeur des filières concernées.

Cette analyse pourra être complétée par des travaux sur les filières émergentes en phase d'industrialisation et sur les sources de financements des dépenses quantifiées.

Des mesures structurantes pour accompagner la transition des filières « Gaz et carburants liquides »

Dix mesures cohérentes avec les deux scénarios étudiés ont été sélectionnées pour leur capacité à accélérer la transition des filières « Gaz et carburants liquides » en France à un horizon 2030. Cette liste n'est pas exhaustive car, au-delà des organisations filière par filière, ces mesures doivent être resituées dans le contexte de la transformation globale du système énergétique national et dans le cadre des décisions prises ou à venir à l'échelle européenne (marché de l'énergie, mécanisme d'ajustement carbone aux frontières, taxonomie...).

Chacune d'entre elles doit donc être vue comme « une boîte à idées » destinée à être débattue et enrichie d'études de faisabilité :

Soutenir les infrastructures stratégiques

Mesure 1 : soutenir les raffineries à la rentabilité menacée mais nécessaires à la sécurité de l'approvisionnement.

Mesure 2 : soutenir les coûts liés à l'adaptation du réseau gazier et à son accès.

Mesure 3 : soutenir la diversification des stations-services.

Soutenir les technologies de production de gaz et carburants liquides renouvelables

Mesure 4 : soutenir un « modèle français » de méthanisation.

Mesure 5 : soutenir la recherche et l'industrialisation du *power-to-gaz* (transformation d'électricité d'origine renouvelable en hydrogène).

Mesure 6 : taxer le gaz naturel utilisé pour produire de l'hydrogène.

Mesure 7 : accompagner la mobilisation de la biomasse pour la production d'énergie renouvelable.

Soutenir les usages des gaz et carburants liquides renouvelables

Mesure 8 : favoriser l'intégration des nouvelles énergies dans l'économie locale.

Mesure 9 : instaurer des critères d'éco-conditionnalité de la commande publique pour l'achat d'énergies renouvelables et de véhicules propres.

Mesure 10 : soutenir l'utilisation des biocarburants pour les véhicules existants ou neufs.

CONCLUSION

Les filières « Gaz et carburants liquides » en France regroupent une très grande diversité de situations et recouvrent des réalités complexes, qu'il importe de bien comprendre afin d'identifier les enjeux et les obstacles à leur transition écologique.

Cette étude a identifié des chemins possibles pour les acteurs de ces filières dans le cadre des scénarios S1 « Génération frugale » et S3 « Technologies vertes » de la prospective Transition(s) 2050 de l'ADEME. Ces trajectoires identifient des options (non exhaustives) permettant aux industries gazières et pétrolières de se réinventer et d'anticiper les investissements matériels et immatériels nécessaires dans les trente prochaines années pour répondre aux besoins de nouveaux marchés énergétiques.

Ces transitions ne pourront se faire sans le support de politiques publiques structurantes dotées d'une lisibilité claire à moyen terme, afin d'accompagner les mutations industrielles et professionnelles aussi bien dans les secteurs menacés que dans ceux en forte croissance.

La prise de conscience et la mobilisation des différents acteurs publics et privés seront donc indispensables pour construire un futur souhaitable et le plus maîtrisé possible.

SOMMAIRE

Rappel des conclusions
des premiers travaux

3

Résumé exécutif

4

1. Contexte et
méthodologie

10

2. Synthèse de l'état
des lieux des filières
« Gaz et carburants
liquides » en France

12

3. Synthèse des visions
2050 des deux scénarios
sélectionnés

18

4. Synthèse des
trajectoires des filières
« Gaz et carburants
liquides »

20

5. Indicateurs
socio-économiques
des trajectoires

23

6. Analyse globale
qualitative
des externalités
prospectives par
scénario et analyses
spécifiques

28

7. Mesures
d'accompagnement
à horizon 2030

29

8. Conclusion

33

9. Références
bibliographiques

34

1. Contexte et méthodologie

L'objectif de l'étude prospective stratégique sur les filières « Gaz et carburants liquides » est d'investiguer les chemins possibles pour ces filières, d'identifier les relais de croissance, reconversions et adaptations techniques et organisationnelles en complément des chapitres **2.3.1. Mix gaz**, **2.3.4. Carburants liquides** et **2.3.5. Hydrogène** de la prospective « Transition(s) 2050 ».

Avertissement : ce travail ayant été mené avant le conflit en Ukraine débuté en février 2022, le lecteur n'y trouvera pas de référence. Pour autant, cela ne change ni les constats ni les propositions.

1.1. Étapes et méthodologie de l'étude

L'étude a suivi quatre grandes étapes ponctuées de moments d'échanges avec des acteurs des filières concernées.

L'état des lieux avait pour objectif de décrire les contextes européen et international et d'élaborer une analyse socio-économique des filières « Gaz et carburants liquides », en retenant les éléments clés pour éclairer les phases suivantes.

La deuxième étape visait à décrire la vision des filières à 2050 dans le cadre de deux scénarios contrastés de neutralité carbone sélectionnés parmi les quatre scénarios de la prospective Transition(s) 2050.

La troisième phase détaille les grandes étapes de transformation de ces filières pour les conduire de la situation actuelle à la situation imaginée dans les visions 2050 et quantifie deux indicateurs socio-économiques clés : les investissements et les emplois. Cependant, cette évaluation est complétée par l'analyse macro-économique de Transition(s) 2050 dans son ensemble, englobant toutes les énergies et leurs usages, notamment grâce à des évaluations de la facture énergétique des acteurs économiques et du budget de l'État.

Enfin, la dernière partie de la mission propose des mesures de politiques publiques destinées à accompagner les changements auxquels les acteurs vont devoir faire face dans deux contextes différents de neutralité carbone.

Au-delà de l'expertise du groupement I Care et IPFEN, la mission s'est enrichie :

- de la bibliographie existante : études, scénarios existants, données statistiques... ;
- d'échanges avec des acteurs des filières « Gaz et carburants liquides » ;
- d'échanges réguliers avec les experts de l'ADEME.

1.2. Les entretiens et les ateliers avec les acteurs

Des entretiens complémentaires à l'étude bibliographique ont été réalisés au moment de **l'état des lieux**, avec des représentants de fédérations, unions, syndicats ou groupements d'acteurs représentant l'ensemble de la chaîne de valeur et susceptibles de relayer les positions de leurs membres respectifs.

C'est dans ce cadre qu'ont été interviewés l'Association Française du Gaz (AFG), l'Union Française des Industries Pétrolières (UFIP), le Gifas (groupement des filières « Aéronautique et spatiale »), France Hydrogène ou encore le Syndicat des énergies renouvelables (SER)

Deux ateliers ont également réuni ces mêmes acteurs plus Téréga¹ et les experts de l'ADEME autour des deux scénarios retenus (S1 et S3), afin d'évaluer les transformations nécessaires des filières et les modalités d'accompagnement. Arbitrées par l'ADEME, les conclusions n'engagent pas les acteurs consultés.

1.3. Les limites de l'étude

1.3.1. Creuser les spécificités locales

L'analyse du système énergétique gaz et carburants liquides s'est faite à l'échelle du territoire métropolitain, qui ne prend pas en compte les spécificités territoriales. Les visions 2050 et trajectoires proposées pourront être affinées à une échelle locale. À la fois par les collectivités dans leur planification stratégique et leurs programmes d'actions

¹ Société assurant le développement et la gestion de ses infrastructures de transport et de stockage de gaz dans le Sud-Ouest.

(aménagement du territoire, gestion des mobilités, rénovation des bâtiments, investissements dans des projets d'EnR...) mais aussi par les entreprises impliquées dans la transition énergétique. Cette question territoriale est particulièrement importante pour les biocarburants liquides car l'implantation des nouveaux sites de production devra tenir compte de l'approvisionnement en biomasse et de la localisation des raffineries de pétrole, dont certaines pourront être reconverties en bioraffineries.

Les stratégies des pays tiers n'ont pas non plus été prises en compte dans le détail. Elles pourraient également être précisées, en particulier sur la question complexe des importations de gaz et d'hydrogène renouvelable et le transit de gaz fossile.

1.3.2. Élargir la consultation de parties prenantes

Un nombre restreint d'acteurs, appartenant aux principales fédérations et associations des filières étudiées parmi toutes celles existantes, a été consulté au cours d'entretiens et d'ateliers pour des raisons de délais de réalisation de l'étude.

Cela étant, d'autres acteurs pourront être consultés par l'ADEME, notamment dans le cadre de ses travaux avec le comité stratégique de filière « Nouveaux systèmes énergétiques » ou avec les entreprises engagées dans une transition bas carbone (lors de l'élaboration de la méthodologie « *Assessing low Carbon Transition* » dite ACT) pour le secteur *Oil & Gas* ou dans des projets cofinancés par le Fonds de décarbonation....

2. Synthèse de l'état des lieux des filières « Gaz et carburants liquides » en France

Depuis les années 1970, l'approvisionnement mondial en pétrole et en gaz naturel a quasiment doublé, mais en 40 ans, la part des produits pétroliers dans le mix énergétique a diminué de 13 % et celle du gaz naturel a progressé de 6 %. En 2019, les secteurs pétrolier et gazier ont rejeté 18,6 gigatonnes de CO₂ (GtCO₂) (secteur énergétique et combustions aval) soit 31,5 % des émissions totales mondiales de GES².

En France, la consommation de produits pétroliers raffinés s'établit à 783 TWh en 2019 (dont 60 % pour le secteur des transports) et à 499 TWh de gaz naturel (principalement pour le secteur du bâtiment). Malgré le développement des énergies renouvelables (EnR), la France reste fortement dépendante des importations d'énergie fossile, ce qui l'a conduite à mettre en place des réserves stratégiques.

Plusieurs voies de décarbonation peuvent être envisagées pour les filières « Gaz et carburants liquides ». Pour le gaz naturel, les principales alternatives consistent à remplacer le gaz d'origine fossile par du biométhane et de l'hydrogène bas carbone. Les scénarios de l'ADEME détaillent plusieurs technologies telles que la pyrogazéification, la *power-to-gas* et la méthanisation qui est le procédé le plus mature. Pour les carburants liquides, les principales alternatives envisagées sont les biocarburants conventionnels et avancés et les e-fuels, fabriqués à partir d'électricité décarbonée.

2.1. Contexte national

En France, du fait de la prédominance de l'électricité d'origine nucléaire, le pétrole ne représente que 29 % du mix énergétique et le gaz naturel 15 %, ce qui la distingue de la moyenne des pays de l'OCDE.

Sa dépendance aux importations d'énergie fossile diminue progressivement avec le développement du biométhane et des biocarburants.

2.1.1. Gaz naturel : des sources d'approvisionnement diversifiées

Les importations de gaz naturel s'élèvent à 630 TWh_{PCS} en 2019, contre 510 TWh_{PCS} en 2015. Elles se font sous forme gazeuse par un réseau de gazoducs ou sous forme de gaz naturel liquéfié (GNL) livré par méthaniers. Pour éviter les risques de pénurie en gaz fossile, la France diversifie ses sources d'approvisionnement auprès de différents pays producteurs (Norvège, Russie, Pays-Bas, Nigéria, Algérie, etc.) et prévoit aussi du stockage sur le territoire.

Sur ces quantités importées, 499 TWh_{PCS} sont consommés sur le territoire et 131 TWh_{PCS} sont en transit vers des pays européens voisins. Les décisions prises en France sur le réseau de gaz français peuvent donc avoir des répercussions à l'échelle européenne.

2.1.2. Pétrole : des situations contrastées selon les produits

En 2019, les importations de pétrole brut chutent de 9 % par rapport à 2018 pour atteindre 581 TWh, leur plus bas niveau depuis 1971. Depuis le premier choc pétrolier, malgré la forte demande en gazole qui ne peut pas être satisfaite par l'offre domestique sans adaptation coûteuse de l'outil de production, les capacités françaises de raffinage ont régulièrement diminué.

Cette inadéquation offre/demande intérieures diffère selon les produits pétroliers :

- pour l'essence et le fioul lourd, les productions sont excédentaires et impliquent de trouver des débouchés à l'export ;
- pour le gazole, le fioul domestique et le carburant aviation/kérosène au contraire, les productions sont déficitaires, ce qui nécessite d'en importer.

² <https://www.i4ce.org/download/datalab-chiffres-cles-climat-2022-france-europe-monde-climat/>.

2.2. Cartographie des acteurs

2.2.1. Un des réseaux gaziers les plus denses d'Europe

Le réseau de transport du gaz naturel est exploité par deux opérateurs : Teréga qui gère 5 100 km dans le Sud-Ouest et GRTgaz, qui gère les 32 320 km de réseau restant. On compte 195 000 km de canalisations de distribution réparties entre 26 gestionnaires, dont le principal GRDF et 22 entreprises locales de distribution qualifiées « d'historiques » et 3 « nouveaux entrants » depuis 2008.

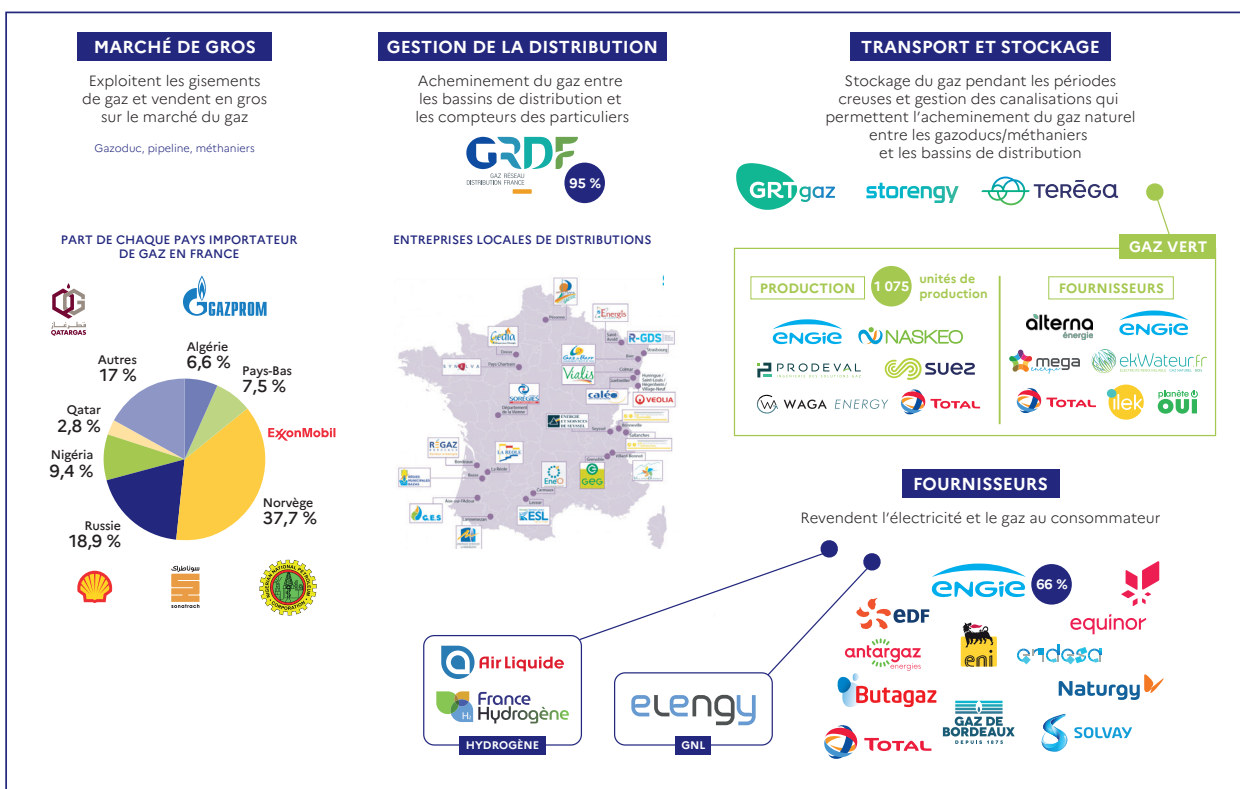
Le réseau gazier national, l'un des plus denses en Europe, est également utilisé pour le transit vers nos voisins européens.

Il existe 15 sites de stockage souterrain, dont 13 gérés par Storengy et 2 par Teréga.

La France compte 4 terminaux méthaniers implantés à Dunkerque, Fos Cavanou, Fos Tonkin et Montoir-de-Bretagne.

Depuis 2007, l'ouverture du marché à la concurrence s'est accompagnée d'une multiplication des fournisseurs de gaz. Les acteurs historiques sont également présents dans le biométhane, aux côtés d'autres acteurs du monde agricole et des déchets.

Figure 2 La filière « Gaz » en France



Source : Vattenfall, 2018 ; CRE, 2019 ; MTES, 2020 ; Selectra, 2021.

2.2.2. Une multitude d'acteurs actifs dans la distribution de carburants

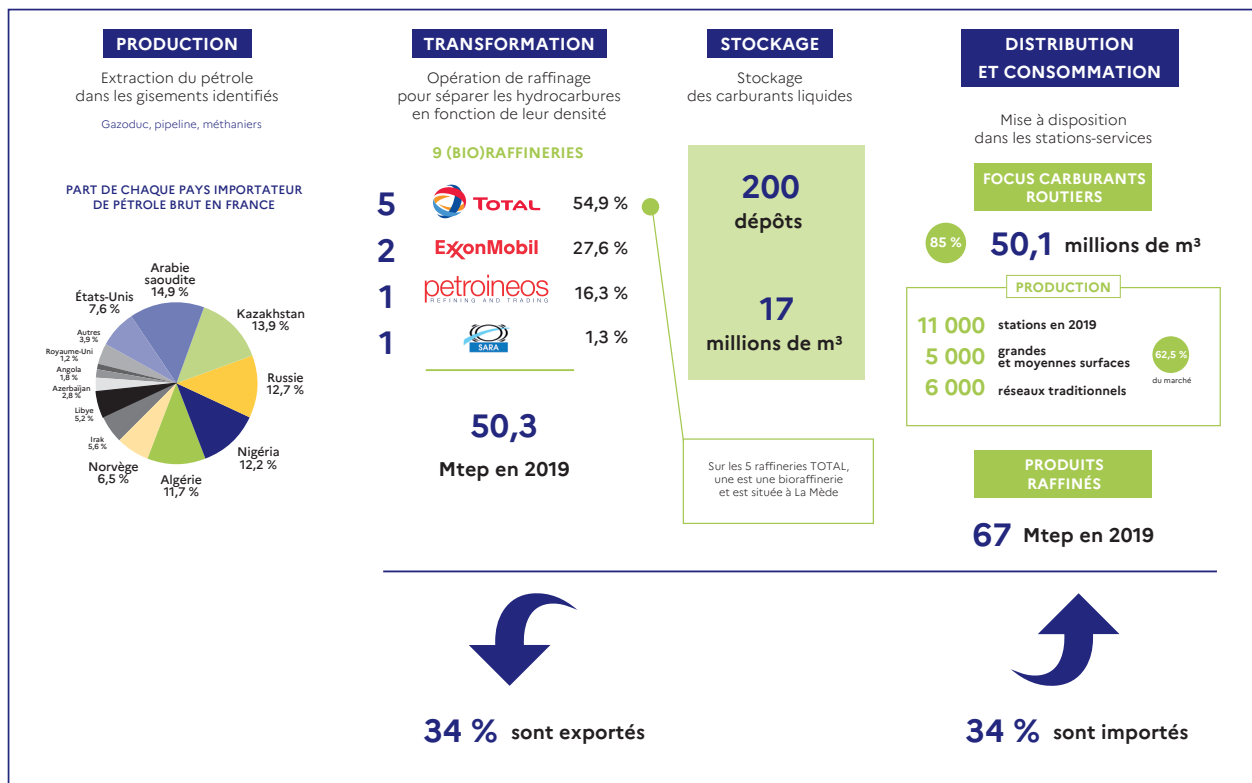
La France comptait en 2020 en France huit **raffineries de pétrole** (dont sept en Métropole et une en Martinique). Total, qui gère quatre des sept raffineries en activité en Métropole, détient la majorité des capacités françaises de raffinage (~ 54 %), suivi d'Esso (~ 29 %), de Petroineos (~ 16 %) et de la Société Anonyme de la raffinerie des Antilles (SARA) (1 %).

Du côté des **biocarburants**, la production de biodiesel est assurée par une dizaine d'unités, dont la bioraffinerie de la Mède gérée par Total et les six unités opérées par SAIPOL (filiale du groupe

agro-industriel Avril) l'un des premiers producteurs mondiaux de biodiesel. La production de bioéthanol pour la filière « Essence » est assurée par six unités industrielles gérées par trois principaux acteurs (Téréos, Christal Union et Bionergie du Sud-Ouest) spécialisés dans la transformation des céréales ou du sucre.

La **distribution de carburants liquides** (fossiles et renouvelables) est opérée par une multitude d'acteurs, gestionnaires de stations-services, parmi lesquels les grandes et moyennes surfaces jouent un rôle croissant.

Figure 3 La filière « Carburants liquides » en France



Source : MTES, 2020 ; UFIP, 2017 ; UFIP, 2019.

2.3. Le poids socio-économique des filières « Gaz et carburants liquides »

Différentes études fournissent des chiffres sur les marchés et/ou les emplois au sein des filières « Gaz et carburants liquides, fossiles et renouvelables », en France :

RAFFINAGE DU PÉTROLE

Selon le ministère de la Transition écologique, les huit raffineries de pétrole en activité en France emploient actuellement entre 6 000 et 7 500 personnes, contre 10 000 au début du siècle. À ces emplois directs viennent s'ajouter 30 000 emplois indirects.

BIOCARBURANTS

Selon la dernière étude « Marchés et emplois » de l'ADEME (2021) [1] : le marché national des biocarburants en 2019 s'est élevé à 3,9 MdEUR (2,8 MdEUR pour la filière « Gazole » et 1,1 MdEUR pour la filière « Essence »). Les emplois industriels associés à la production des biocarburants se chiffrent à 2 100 ETP³ en 2019 (930 ETP filière « Gazole », 1 170 ETP filière « Essence »).

Selon le SER [2], si l'on ajoute les emplois indirects (notamment les activités agricoles liées aux intrants et l'agrofourriture), la filière « Biocarburant » ont employé 25 000 ETP en 2019.

STATIONS-SERVICES

Selon l'observatoire 2018 de l'ANFA (Association nationale pour la formation automobile), en 2016, près de 11 200 stations-service proposaient la vente de carburants (d'origine fossile ou en mélange avec des biocarburants), qu'elles soient affiliées à un réseau pétrolier, sans enseigne ou appartenant à de grandes et moyennes surfaces. Ces stations employaient alors 17 450 salariés.

GAZ NATUREL

Selon l'AFG, les activités liées au réseau gazier ont occupé en 2015, entre 29 000 et 39 000 emplois (en nombre de personnes) avec la répartition suivante : le transport (7 à 8 000), la distribution (14 à 15 000) et la commercialisation du gaz naturel (8 à 16 000).

MÉTHANISATION

Selon la dernière étude « Marchés et emplois » de l'ADEME (2021), les emplois directs associés à la production, la maintenance et la valorisation énergétique du biogaz produit par la méthanisation en France en 2019 ont représenté 3 850 ETP.

Selon le SER, si l'on y ajoute les emplois indirects (collecte des biodéchets et gestion des digestats), la filière « Méthanisation » a employé 10 300 ETP en 2019.

³ ETP : équivalent temps plein.

2.4. Des filières fossiles aujourd'hui rentables mais menacées à terme

Tableau 1 Matrice AFOM des filières « Gaz et carburants liquides fossiles »

Atouts	Faiblesses
<ul style="list-style-type: none"> • Capacité d'investissements massifs due à la rentabilité des filières. • Modèle économique robuste. • Coût de production et densité énergétique avantageux par rapport aux énergies de substitution. • Fort pouvoir de lobbying. 	<ul style="list-style-type: none"> • Émissions de gaz à effet de serre des fossiles incompatibles avec les scénarios de neutralité carbone. • Risques géopolitiques relatifs aux sources d'approvisionnement. • Dépendance énergétique très importante. • Dommages physiques (environnementaux et humains) importants lors d'accidents. • Durée d'amortissement des investissements très longue. • Forte volatilité des prix.
Opportunités	Menaces
<ul style="list-style-type: none"> • Forte valeur de sécurité d'approvisionnement et de stabilité du réseau électrique grâce en partie au gaz naturel. • Intérêt de certains investisseurs pour ces filières à hauts rendements financiers. • Métiers transposables à certaines énergies vertes. • Les investissements productifs d'aujourd'hui financent la transition de demain. 	<ul style="list-style-type: none"> • Pression réglementaire sur l'exploitation d'énergies fossiles et des émissions de CO₂. • Risque grandissant d'actifs échoués. • Risque de concurrence déloyale par des acteurs qui ne subiraient pas les mêmes contraintes environnementales. • Pression des ONG vis-à-vis de la filière. • Pression des investisseurs. • Baisse de la demande en énergies fossiles engendrée par la transition énergétique.

N.B. : AFOM (Atouts, Faiblesses, Opportunités, Menaces)

2.5. Des filières renouvelables en voie de maturation

Tableau 2 Matrice AFOM de la filière « Gaz et carburants liquides renouvelables »

Atouts	Faiblesses
<ul style="list-style-type: none"> • Les énergies décarbonées ou bas-carbone sont compatibles avec les scénarios de neutralité carbone à horizon 2050. • Certaines filières deviennent matures. • Certains acteurs majeurs de l'énergie et des grands groupes investissent massivement dans ces filières. • Des filières plus locales, plus intenses en emplois locaux et non délocalisables, permettent d'injecter de l'argent dans les territoires. • Externalités de certaines filières (méthanisation et pyrogazéification) : traitement des déchets, production d'engrais organiques et réduction d'engrais minéraux, préservation de la biodiversité et stockage du carbone dans les sols grâce aux cultures intermédiaires ou au biochar. 	<ul style="list-style-type: none"> • Certaines filières sont encore peu matures et leur compétitivité future reste incertaine. • Certaines filières matures conservent des coûts de production encore élevés. • Des investissements massifs sont nécessaires au regard des enjeux de décarbonation. • Les capacités de production restent encore relativement faibles. • Les ressources nécessaires (biomasse, électricité) sont probablement insuffisantes pour répondre à la demande sans sobriété des usages. • Le biogaz s'accompagne de fuites de méthane.
Opportunités	Menaces
<ul style="list-style-type: none"> • Augmentation de la production et de la consommation des énergies renouvelables due aux pressions du régulateur, des citoyens et des investisseurs. • Vecteurs d'indépendance énergétique nationale. • Politiques publiques volontaristes, objectifs de développement des filières souvent ambitieux. • Financements conséquents dans les plans de relance. • Réglementations récentes et futures en faveur de ces filières. 	<ul style="list-style-type: none"> • Instabilité fiscale et réglementaire. • Risque de financements trop faibles dans la durée. • Concurrence internationale forte sur certaines filières. • Oppositions locales pour des unités de production en émergence ou en fonctionnement. • Incertitude liée à la stratégie d'électrification en masse des transports. • Concurrence entre gaz/hydrogène et gaz/carburants liquides sur les matières premières.

N.B. : AFOM (Atouts, Faiblesses, Opportunités, Menaces)

3. Synthèse des visions 2050 des deux scénarios sélectionnés

3.1. La vision du gaz à l'horizon 2050 dans le scénario 1

Dans les trois prochaines décennies, la filière du gaz en France va se métamorphoser, à la fois du côté de la demande et de l'offre.

Dans S1, la demande en gaz baissera de deux tiers entre 2015 et 2050 (chauffage des bâtiments par des pompes à chaleur ou au bois...). Roi déchu, le gaz naturel, qui occupe actuellement une position hégémonique dans le secteur du gaz, décline irrémédiablement à un rythme accéléré post 2030 jusqu'à ne constituer qu'un talon en 2050 avec 17 % des volumes consommés.

Le gaz reste un vecteur important pour la flexibilité du système électrique et la gestion de la pointe hivernale grâce à d'importantes capacités de stockage. L'utilisation du GNV dans les transports se développe.

La méthanisation pour la production de biométhane injecté est le pilier de la décarbonation du gaz. Le développement important du power-to-gas couplé à la méthanisation participe également à la décarbonation, à la diversification et à la sécurité de l'approvisionnement gazier dans ce scénario. Mais cette technologie manque aujourd'hui de maturité et devra donc faire l'objet de développements.

Le secteur gaz verra, en parallèle de la contraction de la consommation, **le développement d'une chaîne de valeur courte** avec des liens directs entre producteurs de gaz renouvelables et consommateurs locaux, ce qui réduira la part des acteurs intermédiaires (fournisseurs, expéditeurs). La production de gaz décentralisée et de gaz à la ferme en particulier se caractérise par une production à des niveaux stables tout au long de l'année, alors que la consommation de gaz reste volatile et saisonnière. La problématique du stockage sera traitée aussi bien par du stockage temporaire au niveau de la distribution que du stockage s'appuyant sur une partie des infrastructures d'équilibrage du réseau actuel. Les projets au niveau local seront raccordés au réseau de transport grâce aux flux à rebours et bidirectionnels.

Dans S1, les infrastructures existantes (gazoducs et terminaux d'importation de GNL) pourront encore être utilisées par des pays tiers voisins. On suppose ainsi que le gaz transitera à travers le territoire national et que l'interconnexion du réseau français au réseau européen sera maintenue.

3.2. S1 : 30 % de carburants liquides renouvelables en 2050

Dans S1, **la demande pétrolière est divisée par 6,5** : elle s'élève à 138 TWh en 2050 contre 897 TWh en 2015. En conséquence, la quantité de pétrole brut raffiné en France chute de 57,7 Mt en 2015 à 17,9 Mt en 2050, de même que les importations de pétrole brut.

En 2050, **la demande en carburants liquides** (fossiles et renouvelables) s'élève à 96 TWh, routes maritimes et aériennes incluses, en **baisse de 82 %** par rapport à 2015. Ces consommations représentent 56 % du mix énergétique total du secteur transport. Les carburants renouvelables représentent près de 30 % du mix énergétique du transport (contre 8 % en 2015) et l'offre en biocarburants liquides répond à 50 % du besoin en carburants du secteur, le complément étant réalisé par les produits pétroliers.

Les technologies matures sont les plus utilisées pour répondre à la demande en carburants renouvelables :

- du biodiesel de première génération (issu d'EMAG⁴) ou du gazole de synthèse (issu de HVO⁵) dans **la catégorie gazole** pour les motorisations diesel routier, train, barge et engins non routiers ;
- du bioéthanol de première génération et un complément d'essence d'HVO dans **la catégorie essence** ;
- du biokérosène (de type HEFA-SPK⁶) dans **la catégorie kérosène** pour l'aviation ;
- du biodiesel (issu d'EMAG) et du bioGNL dans **la catégorie fioul maritime**.

⁴ EMAG : Ester Méthylque d'Acide Gras.

⁵ HVO : *Hydrotreated Vegetable Oil*, acronyme anglais très utilisé pour les HVHTG : Huiles végétales hydrotraitées gazole.

⁶ HEFA : *Hydrotreated Esters anf Fatty Acid* ; SPK : *Synthetic Parafinic Kerosen*.

Dans ce scénario, la durabilité des filières de carburants renouvelables tient compte de la nature, la disponibilité et la mobilisation sur le territoire de **la biomasse**. Ainsi, la principale ressource pour la production des biocarburants provient de la biomasse agricole, qui représente près de 80 % de la biomasse totale, avec l'hypothèse d'un maintien des installations actuelles.

3.3. S3 : une consommation de gaz divisée par deux

Dans S3, la part du gaz dans la consommation finale est en baisse de 55 % par rapport aux niveaux de consommation actuels sous l'effet d'une forte dynamique de rénovation des logements, de plus de tertiarisation, etc.

Au niveau de l'offre, le gaz fossile conserve une part marginale de seulement 6 % de l'approvisionnement gazier en 2050, tandis que le biométhane devient majoritaire. En plus de la massification de la méthanisation, d'autres technologies de gaz renouvelables sont utilisées à plus grande échelle. Le mix gazier est en conséquence plus diversifié que dans S1 grâce en particulier à l'apport de la technologie de pyrogazéification, qui se déploie fortement après 2030 et dans une moindre mesure par le *power-to-gas*, qui transforme de l'électricité d'origine renouvelable en hydrogène.

Ces trois filières de gaz renouvelables sont complémentaires au niveau des intrants : la méthanisation valorise la biomasse fermentescible, la pyrogazéification traite des biomasses ligneuses et des déchets carbonés et le *power-to-gas* valorise le CO₂ co-produit par ces filières (méthane de synthèse).

Les autres faits marquants de S3 sont le développement de l'hydrogène (en parallèle au réseau gazier méthane) et l'émergence du captage et stockage de CO₂ (CCS) déployé sur les sites industriels. Anticiper la poussée du transport de CO₂ et d'hydrogène permettra de limiter la quantité d'actifs échoués liés à la décroissance du marché du gaz fossile.

La mobilité durable bénéficiera ainsi de diverses sources d'énergies renouvelables : le biogaz (bioGNV), l'électricité, l'hydrogène ou encore les biocarburants liquides.

À l'échelle de l'Union européenne, se développeront des échanges transfrontaliers complets pour tous les gaz, y compris les gaz renouvelables. Par ailleurs, l'émergence de l'hydrogène se concrétisera mais elle impliquera la création d'une chaîne de distribution s'appuyant sur un réseau dédié.

3.4. S3 : une demande en carburants liquides divisée par 5

En 2050, la demande en carburants liquides (fossiles et renouvelables) qui s'élève à 126 TWh routes maritimes et aériennes incluses, **est divisée par 5 par rapport à 2015**. Ces consommations représentent 43 % du mix énergétique total du secteur transport.

La demande pétrolière s'élève à 68 TWh, soit une baisse de 92 % par rapport à 2015. **Il n'y a plus d'importation de pétrole brut.**

Les carburants renouvelables représentent 32 % du mix énergétique transport et l'offre en biocarburants liquides et e-fuels (98 TWh) répond à 75 % à la demande en carburants liquides (contre 7 % en 2015).

Toutes les technologies de production de carburants liquides renouvelables sont mises à contribution, y compris celles encore peu matures aujourd'hui :

- du biodiesel (issu d'EMAG) et du gazole de synthèse dans **la catégorie gazole** pour motorisations diesel routier, train, barge et engins non routiers ;
- de l'éthanol de première et deuxième génération et un complément d'essence de synthèse dans **la catégorie essence** ;
- des biokérosènes, notamment avancés, et l'e-kérosène dans **la catégorie kérosène** pour l'aviation ;
- des biodiesels, biogazoles de synthèse et le bioGNL dans **la catégorie fioul maritime**.

Plutôt que l'aspect économique, c'est la disponibilité en **ressources biomasse suffisantes** pour répondre à la demande qui a piloté le choix des technologies déployées.

4. Synthèse des trajectoires des filières « Gaz et carburants liquides »

Pour chacune des deux visions 2050 retenues pour les filières « Gaz et carburants liquides », une trajectoire a été identifiée pour atteindre les objectifs fixés. Ont été distingués les jeux d'acteurs et les leviers activables aussi bien pour les filières gaz que pour les acteurs des carburants liquides.

Une deuxième phase a permis de quantifier les emplois et investissements liés à ces trajectoires.

4.1. Synthèse de la trajectoire du scénario 1 « Génération frugale »

4.1.1. Gaz : investir pour adapter le réseau

DES INVESTISSEMENTS POUR FAIRE ÉVOLUER LE RÉSEAU GAZIER

La diminution de la demande de gaz pourrait remettre en question la viabilité économique des réseaux de gaz pour les gestionnaires et provoquer une augmentation des coûts d'opération répercutée dans le prix du gaz.

En parallèle, **le développement à grande échelle de la filière du biométhane injecté pourra s'appuyer sur le réseau gazier existant** grâce au principe de libre accès des tiers à l'infrastructure préservée et à une multiplication des raccordements *via* le droit à l'injection. Des flux à rebours et bidirectionnels permettront l'acheminement du gaz vers les gros consommateurs et l'accès aux stockages assurant la sécurité et la flexibilité de l'approvisionnement. **Les réseaux gaziers devront donc évoluer grâce à des investissements pour les adapter à une production décentralisée, émanant d'une multitude d'installations de production locale de biométhane et permettant d'équilibrer l'offre et la demande.**

LE BIOGAZ EN FORTE CROISSANCE

La filière du biogaz va devoir combiner une massification de la production de biométhane, avec une meilleure valorisation des sous-produits agricoles, des gains d'échelle et une baisse des coûts. Cela se fera notamment grâce à la construction de nombreuses unités (méthanisation territoriale) et à la mutualisation de petites unités à la ferme sous la forme de *gas pooling centers* et de couplage des unités. Ainsi territorialisés et portés par des initiatives citoyennes, les projets seront mieux intégrés

à l'économie locale. La professionnalisation des acteurs de la filière, soutenue par des dispositifs de certification et des formations, accompagnera cette évolution.

Par ailleurs, les acteurs gaziers de demain devront recourir à des solutions techniques innovantes aujourd'hui moins matures avec le *power-to-gas*, pour lequel tout reste à construire au niveau réglementaire, financier et technique, ce qui n'est pas sans risque.

Les acteurs étudieront la faisabilité de boucles territoriales courtes de production de biogaz à partir de ressources locales ainsi que des usages locaux tels que véhicules au bioGNV ou chauffage décarboné de bâtiments. Les acteurs locaux de chaque territoire choisiront les options les moins coûteuses (y compris le gaz porté ou liquéfié).

La progression du gaz naturel véhicule (GNV et bioGNV) dans le transport nécessitera la mise en place d'infrastructures d'avitaillement dont l'organisation dépendra des types d'usages : transport fluvial et maritime, flottes captives dans les villes, poids lourds...

4.1.2. Carburants liquides : plus de renouvelables sans transformer la distribution

DÉCARBONER LE RAFFINAGE

En Métropole, deux à trois raffineries de pétrole sont maintenues en exploitation pour répondre aux besoins résiduels en produits pétroliers.

En complément d'une décarbonation de leurs procédés, plusieurs trajectoires sont envisageables : modernisation de l'outil de raffinage ; revamping (nécessitant des investissements limités) permettant de maximiser les rendements en naphtha et en carburéacteur plutôt que ceux en autres distillats moyens (gazole et essence) ; traitement en raffinerie de charges biosourcées (HVO pour biogazole et biojet), nécessitant d'investir dans de nouvelles unités dédiées ou dans le co-processing dans des unités existantes. L'hydroskimming, un schéma de production de produits peu raffinés pratiqué actuellement en Martinique, constitue une autre voie possible, mais souvent non rentable sans soutien public.

DÉVELOPPER DES CAPACITÉS SUPPLÉMENTAIRES POUR LES CARBURANTS RENOUVELABLES

Le déploiement de la filière « Éthanol » implique un besoin de capacités supplémentaires de 400 à 700 kt qui devra être assuré par la mise en service de nouvelles unités et la mobilisation de nouvelles ressources céréalières et sucrières.

Le déploiement de la filière biokérosène nécessite quatre unités nouvelles de 500 kt d'HVO chacune, localisées sur des sites de raffinage de pétrole existants et impliquant des investissements de la part des industriels du raffinage français. Ces unités, dédiées en priorité à la production prioritaire de biokérosène, assureront une coproduction d'huiles végétales hydrotraitées de type gazole (HVHTG) et d'huile végétale hydrotraitée de type essence (HVHTE) incorporables respectivement dans les pools gazole et essence, voire une part de bionaphta utilisable en chimie. L'approvisionnement de ces unités nécessitera le déploiement d'importants moyens additionnels de collecte d'huiles et de graisses usagées. L'intégration d'espèces oléagineuses supplémentaires dans les systèmes de cultures, voire des importations d'huiles, pourraient s'avérer nécessaires.

DES CARBURANTS ADAPTÉS AUX MOYENS DE DISTRIBUTION ACTUELS

Concernant la distribution, aucun ajustement ne sera nécessaire car les nouveaux carburants peuvent utiliser les moyens de transport, stockage et de distribution actuels et ne nécessitent donc aucune infrastructure particulière. Toutefois, de profondes transformations du modèle économique des stations-services seront rendues nécessaires par la forte baisse de la demande en carburants liquides.

4.2. Synthèse de la trajectoire du scénario 3 « Technologies vertes »

4.2.1. Gaz : biométhane et autres techniques innovantes

Les acteurs gaziers devront s'appuyer sur le développement du biométhane et recourir à la pyrogazéification ou le *power-to-gas*, techniques non matures à ce jour.

C'est une opportunité pour les acteurs historiques de se réinventer en se diversifiant. De grands

fournisseurs de gaz renouvelables continueront à gérer un portefeuille important de projets et apporteront leur soutien financier et leur expertise, garantissant la sécurité d'approvisionnement. Ces acteurs seront toujours présents sur le marché international hors du cadre national. Il incombera à ces « gestionnaires de portefeuilles gazier » de s'impliquer dans l'équilibrage du réseau et de gérer la volatilité de la demande.

De nouveaux entrants (collectivités locales, start-up, PME, fonds d'investissement...) pourront également se positionner sur différentes niches de la nouvelle chaîne de valeur gazière.

L'acheminement des gaz renouvelables par le réseau de transport gazier et l'utilisation des stockages de gaz seront essentiels alors que des réseaux optimisés et complémentaires « multi-énergies » (convergence gaz/électricité, Smart Grids) verront le jour.

Dans S3, le déploiement de **pompes à chaleur hybrides**, permettant de maintenir le nombre de raccordements au réseau, devrait limiter les situations critiques de sous-utilisation pour les gestionnaires du réseau de gaz.

La croissance d'une offre suffisamment flexible et adaptée à la demande permettra **l'émergence d'écosystèmes industriels territoriaux**, plus résilients car adaptés aux ressources locales, pilotables et plus dynamiques, générant la création d'emplois et d'une économie circulaire.

4.2.2. Carburants liquides : fermeture de raffineries, nouvelles capacités de gaz renouvelable

FERMETURE DES RAFFINERIES

Dans S3, il n'y a plus d'importation de pétrole brut. Toutes les raffineries sont fermées ou converties en bioraffineries. La production de carburants renouvelables alternatifs devient une priorité des raffineurs, en parallèle de la chimie biosourcée (voie non détaillée dans cette étude).

Il est également probable que les raffineurs interviennent dans le captage de CO₂ sur tout ou partie de cette nouvelle chaîne de valeur notamment via la valorisation du CO₂ des bioraffineries ou la génération d'hydrogène pour la production d'e-fuel. Ils pourront aussi s'impliquer dans le transport du CO₂ et son stockage.

NOUVELLES RESSOURCES ET NOUVELLES CAPACITÉS DE PRODUCTION POUR LE GAZ RENOUVELABLE

Le déploiement de la filière « Bioessence » nécessite de **nouvelles capacités d'éthanol lignocellulosique** (environ 4 unités de 100 kt). Ces nouvelles unités pourront être opérées par les acteurs actuels de l'éthanol de première génération sur des sites existants. D'autres acteurs tels les papetiers pourraient également s'impliquer dans ce nouveau marché, tirant ainsi parti de leur maîtrise des procédés de prétraitement du bois et des circuits logistiques d'approvisionnement du bois associés.

Le déploiement de la filière « Biokérosène » implique que les acteurs du raffinage investissent dans la voie HEFA-SPK pour construire quatre unités HVO de 500 kt, une dizaine **d'unités supplémentaires dans la production de biokérosène** de type FT-SPK⁷ et ATJ-SPK⁸ issu de ressources lignocellulosiques, ainsi que deux à trois unités e-kérosène⁹ (e-jet de type **FT-SPK**). Ces unités pourront être localisées sur des **sites de raffinage** de pétrole existants. Ces nouvelles unités requièrent la mobilisation de nouvelles ressources et des circuits logistiques associés. Pour l'approvisionnement en huiles des unités HVO, seront d'abord mobilisés les acteurs de l'agro-industrie et du traitement des déchets et à plus long terme ceux produisant des

micro-organismes lipidiques (microalgues, levures, bactéries...). De leur côté, **agriculteurs, exploitants du bois** et **gestionnaires des déchets** seront fortement mobilisés pour l'approvisionnement des biokérosènes lignocellulosiques.

Ces unités seront prioritairement dédiées à la production de kérosène de synthèse et assureront une coproduction de biogazole et bioessence de synthèse incorporables aux pools gazole, fioul et essence, voire une part de bionaphta utilisable en chimie.

DÉVELOPPEMENT DES STATIONS-SERVICES « DE MARCHÉ »

Les stations-services traditionnelles, aux côtés de celles opérées par les nouveaux acteurs du bioGNV et de l'hydrogène, distribueront une multiplicité d'énergies, en particulier sur les emplacements stratégiques.

On assistera à un développement des stations dites de « marché » situées sur des grands axes routiers ou au sein de nœuds logistiques. En revanche, dans les zones où la demande sera plus faible et plus diffuse, l'avenir des stations dites de « territoires » sera plus incertain.

⁷ Biocarburant d'aviation produit à partir de biomasse solide par pyrolyse traitée avec un procédé Fischer-Tropsch (FT).

⁸ Kérosène de synthèse produit à partir d'eau et du dioxyde de carbone de l'air.

⁹ ATJ-SPK : *Alcool-to-jet-Synthetic Paraffinic Kerosene*. Biocarburant d'aviation produit avec un procédé d'alcool à jet à partir de fermentation de déchets.

5. Indicateurs socio-économiques des trajectoires

5.1. Objectif, périmètre et méthode

L'analyse socio-économique se fonde sur des éléments de cadrage relatifs aux deux scénarios étudiés (S1 « Génération frugale » et S3 « Technologies vertes ») et sur les récits des trajectoires identifiées pour les filières « Gaz et carburants liquides » dans le contexte de ces deux scénarios.

Les résultats de cette analyse doivent être considérés comme des ordres de grandeur relatifs entre scénarios. Ils visent à alimenter les débats sur différentes options de politique publique telle que la prochaine Stratégie française énergie climat et à apporter une contribution pour éclairer les stratégies d'investissements (matériels et immatériels) des opérateurs de la chaîne de valeur des filières concernées.

Le périmètre étudié comprend :

- les infrastructures historiques : réseau gazier, terminaux méthaniers, raffineries, unités de production de biocarburants de première génération, méthaniseurs ;
- les nouvelles unités de production de biométhane et de biocarburants liquides.

Sont donc hors périmètre :

- l'hydrogène et les filières émergentes pour lesquelles trop peu de données sont disponibles notamment la pyrogazéification et le *power-to-gas* ;
- les investissements et les emplois dans l'amont (la production de biomasses) et dans les usages énergétiques aval (avitaillement des véhicules, équipements de chauffage, centrales à gaz, etc.) ;
- la manière dont les dépenses d'investissement et d'exploitation sont financées (producteurs, gestionnaires, consommateurs, État...).

Les impacts socio-économiques ont été quantifiés à l'aide de deux indicateurs : les investissements et les emplois.

Les emplois sont estimés en équivalent temps plein (ETP), et correspondent à des emplois directs, c'est-à-dire directement mobilisés au sein de la filière considérée.

Les ratios (ETP/MEUR) ont été considérés constants. Ils n'intègrent donc pas d'hypothèses quant à l'amélioration des coûts de production ou la productivité du travail entre aujourd'hui et les horizons temporels étudiés (2030, 2050).

5.2. Principaux résultats

5.2.1. Des investissements massifs pour verdier le réseau gazier et produire des biocarburants

Avec l'évolution à la baisse de la demande de gaz naturel et le déploiement de la méthanisation, S1 et S3 nécessiteront des dépenses d'investissement et de fonctionnement non négligeables :

- des coûts d'exploitation en augmentation : d'environ 5,9 milliards d'euros par an en 2015, ils évoluent entre 7,5 et 7,9 milliards d'euros en 2030, et entre 9,4 et 10,2 milliards d'euros par an en 2050 selon le scénario. Ces coûts d'exploitation sont en grande partie liés à l'adaptation du réseau gazier pour les installations de production de biométhane ;
- des investissements dont le coût unitaire diminue jusqu'en 2030, mais dont la valeur annuelle augmente avec l'accélération de la construction des capacités de méthanisation notamment : au total sur l'ensemble de la période, des investissements entre 29,7 et 35,6 milliards d'euros sont nécessaires entre 2015 et 2030, et entre 53,9 et 66,3 entre 2030 et 2050, dont la quasi totalité est liée à la construction d'unités de méthanisation, les coûts de raccordement au réseau gazier étant bien plus faibles.

Pour les autres filières :

- il n'y a pas d'investissement dans le raffinage qui régresse (S1) ou qui disparaît (S3) ;

- pour le biokérosène :

- dans le S1, on suppose que la production peut être assurée par 4 unités de type HVO sur le modèle de la bioraffinerie de La Mède du groupe TotalEnergies. En s'appuyant sur cet exemple, on peut estimer que la production de biokérosène dans S1 nécessite un investissement total de l'ordre de 1,1 milliard d'euros et permet de soutenir environ 1 000 emplois directs ;
- dans S3, une partie de la demande (environ 13 TWh) peut être assurée par la construction de 4 unités de type HVO comme dans S1. Le reste de la demande (47 TWh) est assuré par le développement de technologies de seconde génération, de type FT-SPK. D'après les hypothèses de l'IFPEN un coût d'investissement total d'environ 13,4 milliards d'euros pour la construction de 10 unités de production de FT-SPK sera nécessaire.

- la production de biodiesel, d'environ 30 TWh en 2015, diminue à environ 20 TWh dans le S1 et 16 TWh dans le S3 en 2050. Par conséquent, aucun investissement n'est nécessaire à la production de biodiesel.

Graphique 1 Évolution des coûts d'investissements (CAPEX) et d'exploitation (OPEX) dans la filière « Gaz » dans S1 et S3

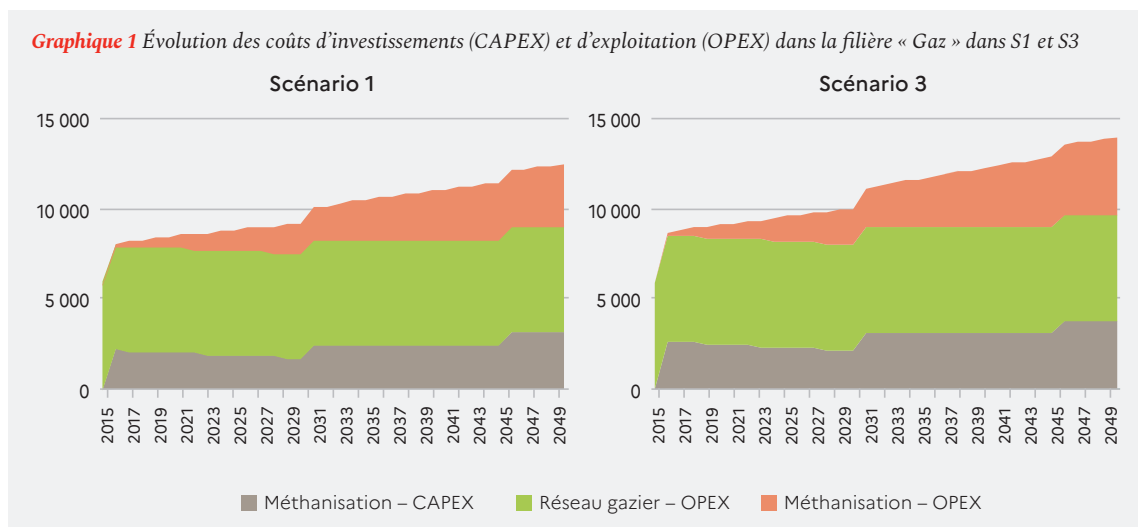


Tableau 3 Postes de dépenses dans les filières « Gaz et carburants liquides »

Postes de dépenses	S1		S3	
	2015-2030	2030-2050	2015-2030	2030-2050
Investissements pour le réseau gazier et la méthanisation	Entre 1,8 et 2,2 MdEUR/an	Entre 2,5 et 3,2 MdEUR/an	Entre 2,1 et 2,6 MdEUR/an	Entre 3,2 et 3,8 MdEUR/an
Coûts d'exploitation pour le réseau gazier et la méthanisation	Jusqu'à 7,5 MdEUR/an	Jusqu'à 9,4 MdEUR/an	Jusqu'à 7,9 MdEUR/an	Jusqu'à 10,2 MdEUR/an
Investissements pour les unités de production de biocarburants liquides	Minimum de 1,1 MdEUR sur les 35 ans (pour la filière de biokérosène)		Environ 2,9 MdEUR (pour la filière de bioéthanol ligno-cellulosique et de biokérosène)	Environ 13,4 MdEUR (pour la filière de biokérosène de type SP-FTK)

5.2.2. De fortes mutations intra-sectorielles et inter-sectorielles des emplois au sein des filières énergétiques

Le contenu en emplois **pour le gaz** est calculé de la façon suivante :

D'après l'outil TETE¹⁰, le contenu en emploi direct de la consommation finale de gaz naturel est d'environ 607 ETP pour 1 Mtep, soit 52 ETP/TWh en 2015. En appliquant ce ratio aux quantités de gaz naturel transportées par le réseau, on estime un nombre d'emplois directs d'environ 33 000 ETP en 2015, ce qui est cohérent avec l'estimation de l'AFG d'environ 29 000 et 39 000 personnes en 2019 dans le transport, la distribution et la commercialisation du gaz sur le réseau, qu'il soit fossile ou renouvelable.

Dans les deux scénarios de neutralité carbone étudiés, les emplois soutenus par l'importation de gaz naturel (dans les terminaux méthaniers, selon les proportions données par l'AFG) sont voués à diminuer, proportionnellement à la contraction de la demande de gaz naturel : d'environ 300 ETP en 2015, ils passent à 110 ETP dans le S1 et 140 ETP dans le S3 en 2030, puis à environ 10 ETP dans les deux scénarios en 2050.

En ce qui concerne le transport, la distribution et la commercialisation de gaz, bien que la demande de gaz (fossile et renouvelable) diminue, il est nécessaire que le réseau gazier soit maintenu en l'état afin d'assurer la distribution sur l'ensemble du territoire. Par conséquent, nous supposons dans cette étude que les emplois liés à la maintenance et l'entretien du réseau sont fixes. Dans les deux scénarios, les emplois du réseau gazier se maintiennent donc à un peu moins de 33 000 ETP, de 2015 à 2050. Dans la réalité, compte tenu de la

baisse de la demande en gaz, il est possible que le nombre d'emplois maintenus soit légèrement inférieur à celui estimé dans cette analyse, sans qu'il soit possible de le quantifier à ce stade.

Le contenu en emploi **de la méthanisation** est calculé de la façon suivante :

- à partir des contenus en emplois directs estimés par l'outil TETE, il est possible d'estimer le nombre d'emplois mobilisés par l'exploitation et les investissements de la filière « Méthanisation » : le contenu en emploi direct de l'investissement en 2015 est entre 1,3 et 1,7 ETP par GW de capacité installée, et entre 0,3 et 0,4 ETP par GWh de production pour l'exploitation d'une unité de méthanisation. Ces ratios permettent d'estimer le nombre d'emplois soutenus par la filière :

- dans le S1, **14 000 ETP sont mobilisés en 2030 et 35 000 ETP en 2050 pour l'exploitation**. Il convient de noter que parmi ces emplois, une partie constitue des emplois agricoles, mobilisés par la production de culture intermédiaire à vocation énergétique : environ 3 000 ETP en 2030, et 8 000 ETP en 2050. En ce qui concerne les investissements, en supposant la même répartition entre 2015 et 2050 que pour les coûts (c'est-à-dire, une répartition linéaire de la construction des nouvelles capacités, et le renouvellement de 12 TW de capacité entre 2046 et 2050), on peut estimer environ 8 000 ETP/an entre 2015 et 2030, 9 000 ETP/an entre 2030 et 2045 et environ 11 000 ETP/an à partir de 2046, qui seront mobilisés par la construction des capacités de méthanisation ;

¹⁰ L'outil TETE est téléchargeable sur le site dédié : Transition Écologique Territoires Emplois.

- dans le S3, environ **17 000 ETP en 2030 et 44 000 ETP en 2050** sont amenés à participer à l'exploitation de la filière « Méthanisation ».

Les emplois agricoles représentent parmi ces emplois environ 4 000 ETP en 2030 et 11 000 en 2050. Pour les investissements, la période 2015-2030 mobilise environ 9 000 ETP/an, 11 000 ETP/an pour la période 2030-2045 et environ 13 000 ETP/an entre 2046 et 2050 pour la construction des capacités de méthanisation ;

- à titre de comparaison, la dernière étude de l'ADEME « Marchés et Emplois¹¹ » estime, pour l'année 2015, 580 emplois directs (ETP) pour l'exploitation, et 1 050 ETP pour les investissements de la filière « Méthanisation ».

Au total, partant d'une estimation de 33 000 ETP (presqu'en totalité pour l'exploitation du réseau gazier), le nombre d'emplois directs liés à la filière « Gaz » augmente à environ 55 000 ETP dans S1 et 59 000 ETP dans S3 entre 2015 et 2030, puis jusqu'à 68 000 ETP dans le S1 et 77 000 ETP dans le S3 en 2050 (en incluant les emplois agricoles induits).

Trois dynamiques se dégagent des deux scénarios étudiés :

- des emplois en croissance dans les filières renouvelables (méthanisation, biocarburants) ;
- des emplois menacés par des fermetures de sites (raffineries de pétrole, terminaux méthaniers) ;
- des emplois menacés par une baisse d'activité (réseaux gaziers).

Ces estimations d'emplois potentiellement créés ou menacés, liées aux hypothèses de scénarios à un horizon 2050, doivent être nuancées au regard de la dynamique du marché du travail. Ainsi, des mobilités internes au sein des grands groupes et le maintien d'emplois dans de nouvelles activités (bioraffineries...) pourraient éviter que les emplois menacés par la fermeture de raffineries et de terminaux méthaniers (actifs échoués) ou la baisse d'activité des réseaux gaziers se traduisent par des licenciements. En parallèle, les créations d'emplois dans les filières de gaz renouvelables devraient se concrétiser par des plans de recrutements et des formations spécifiques améliorant l'attractivité des métiers et favorisant l'adéquation des compétences recherchées.

Tableau 4 Contenu en emplois directs et indirects des filières étudiées

ETP	2015	2050 (S1)	2050 (S3)
Emplois exploitation - Réseau gaz - Méthanisation*	33 000 580	33 000 27 000	33 000 33 000
Emplois investissements Méthanisation	1 050	8 000 ETP/an entre 2015 et 2030 9 000 ETP/an entre 2030 et 2045 ~ 11 000 ETP/an à partir de 2046	9 000 ETP/an entre 2015 et 2030 11 000 ETP/an entre 2030 et 2045 ~ 13 000 ETP/an à partir de 2046
Emplois - Raffineries - Biocarburants (dont bioraffinerie)	7 100 à 8 900 1 870 (0)	2 000 à 2 500 3 450 (1 000)	0 2 330 (1 000)
Emplois agricoles induits - Méthanisation - Biodiesel - Bioessence	6 700 8 900	8 000 4 500 6 000	11 000 3 500 4 600

* Hors emplois agricoles induits.

¹¹ ADEME, IN NUMERI, 2021, *Marchés et emplois concourant à la transition énergétique dans le secteur des énergies renouvelables et de récupération*, Situation 2017-2019, Perspective 2020, Objectifs 2023.

5.2.3. Des analyses complémentaires à mener sur l'évolution des métiers et compétences

Des analyses socio-économiques pourraient porter sur les filières émergentes en phase d'industrialisation (*power-to-gas*, pyrogazéification, biocarburants de 2^e génération...) dont les investissements n'ont pas été quantifiés mais qui seront aussi des vecteurs de créations d'emplois supplémentaires à horizon 2050 ainsi que sur les emplois agricoles induits.

Par ailleurs, une analyse de l'évolution des métiers et compétences pourrait préciser à la fois les possibles transitions professionnelles des emplois menacés (au sein des industries de la filière ou en

dehors) et les profils répondant aux besoins de recrutement des filières en croissance et en émergence.

Enfin, cette évaluation sectorielle pourrait être complétée par une modélisation macro-économique des effets induits de l'ensemble des productions et des usages énergétiques dans l'économie française ainsi que des différentes sources de financements à mobiliser.

6. Analyse globale qualitative des externalités prospectives par scénario et analyses spécifiques

Compte tenu du poids de chacune des filières dans S1 et S3, une analyse globale qualitative des externalités prospectives des deux scénarios a été réalisée. En réalité, il s'agit d'une analyse des externalités environnementales réalisée à partir de l'état de l'art des connaissances des filières à date. Il est à noter que des analyses quantitatives étant réalisées dans la modélisation globale des scénarios Transition(s) 2050, il a été décidé de ne pas en faire dans le cadre de la présente étude par risque de manque de cohérence.

En ce qui concerne la réduction des émissions de GES, les deux scénarios contribuent à la neutralité carbone de manière équivalente pour les filières « Gaz et carburants liquides ».

En matière d'adaptation au changement climatique, il existe assez peu d'éléments différenciants entre les deux scénarios pour les filières « Gaz et carburants liquides ».

La réduction de la dépendance aux énergies fossiles est plus forte dans S3 que dans S1 dans la mesure où S1 importe davantage d'énergie fossile que S3.

La tension sur la ressource biomasse est plus forte dans S3 car ce dernier fait davantage recours à la pyrogazéification en complément du biogaz qui est largement plus sollicité que dans S1. C'est un point d'attention important en matière d'externalités environnementales.

En ce qui concerne certains autres enjeux environnementaux (pollution des sols, eaux et qualité de l'air), c'est principalement le recours massif au biogaz et à la pyrogazéification qui risque de provoquer des externalités environnementales négatives. Ces risques doivent être correctement gérés par ces filières pour permettre une meilleure acceptabilité locale.

Enfin, en matière de biodiversité et d'artificialisation, les enjeux pour les filières « Gaz et carburants liquides » sont *a priori* relativement neutres, au regard de l'impact que d'autres filières peuvent avoir.

Tableau 5 Impact des deux scénarios étudiés sur les externalités environnementales

	S1	S3
Atténuation : réduction des émissions de GES	Impact très positif	Impact très positif
Adaptation au changement climatique	Impact neutre ou incertain	Impact neutre ou incertain
Réduction de la dépendance aux énergies fossiles importées	Impact positif	Impact positif
Tension sur la ressource biomasse	Impact négatif	Impact négatif
Pollution des sols	Impact négatif	Impact très négatif
Eau	Impact négatif	Impact négatif
Biodiversité	Impact neutre ou incertain	Impact neutre ou incertain
Artificialisation	Impact neutre ou incertain	Impact neutre ou incertain
Qualité de l'air	Impact négatif	Impact négatif

■ Impact très positif pour cet enjeu environnemental
 ■ Impact positif
 ■ Impact neutre ou incertain
■ Impact négatif
 ■ Impact très négatif

7. Mesures d'accompagnement à horizon 2030

Les transformations des filières « Gaz et carburants liquides » décrites à un horizon 2050 dans les deux scénarios de neutralité carbone retenus ne pourront se faire sans le support de politiques publiques structurantes offrant une lisibilité claire à moyen terme. Celles-ci doivent conforter notre souveraineté énergétique tout en accélérant la transition énergétique grâce à une baisse globale des consommations d'énergies fossiles et au développement des technologies et des usages des énergies renouvelables, notamment pour le transport.

En cohérence avec les deux scénarios étudiés, 10 mesures ont été identifiées pour leur capacité à accélérer la transition des filières « Gaz et carburants liquides » en France à un horizon 2030.

Cette palette de mesures n'est pas exhaustive. En effet, elles doivent être resituées dans le contexte de la transformation globale du système énergétique national – qui dépasse les organisations filière par filière – ainsi que dans le cadre des décisions prises ou à venir à l'échelle européenne sur le marché de l'énergie, le mécanisme d'ajustement carbone aux frontières, la taxonomie verte...

Chacune de ces mesures doit donc être considérée comme « une boîte à idées », à débattre et à enrichir par des études complémentaires quant à leur faisabilité, notamment dans le cadre des débats sur la future Stratégie française énergie-climat.

7.1. Soutenir les infrastructures stratégiques

MESURE 1 : SOUTENIR CERTAINES RAFFINERIES NON RENTABLES MAIS NÉCESSAIRES À LA SÉCURITÉ D'APPROVISIONNEMENT

La transition vers la neutralité carbone à horizon 2050 va entraîner la fermeture progressive de raffineries de pétrole. Dans S1, quelques unités resteront nécessaires pour satisfaire la demande résiduelle en produits pétroliers, que ce soit pour des débouchés énergétiques ou non énergétiques. La rentabilité de ces unités étant susceptible d'être minorée par l'augmentation de la part de la production de produits moins raffinés à faible valeur ajoutée, des mesures de soutien financier pourraient s'avérer nécessaires, parmi lesquelles :

- des subventions pour assurer la production locale de produits pétroliers consommés sur le territoire, dont le montant pourra progresser selon de l'évolution de la demande et la perte de rentabilité ;
- des tarifs d'achat réglementés pour que la vente des produits pétroliers consommés sur le territoire produisent des recettes.

MESURE 2 : SOUTENIR LES COÛTS D'ADAPTATION DU RÉSEAU GAZIER ET SON ACCÈS

Infrastructures de distribution : raccordements, rebours, maintenance

La diminution de la consommation de gaz, l'augmentation des coûts d'entretien liée au vieillissement du réseau, la création de points de raccordement et de rebours dédiés à l'intégration de biométhane, risquent de minorer la rentabilité des infrastructures de distribution du gaz.

Afin d'assurer la distribution du gaz via le réseau à l'ensemble du territoire français, des subventions pourraient être proposées pour le maintien des infrastructures dans les territoires les moins peuplés. Cette mesure pourrait être mise en œuvre progressivement en fonction de la diminution de la consommation de gaz sur le territoire.

Tarification d'accès au réseau gazier

Les méthodes de calcul des tarifs d'accès au réseau gazier actuellement en vigueur devront être mises à jour pour tenir compte de la baisse des quantités acheminées conformément aux objectifs de neutralité carbone. En particulier, la part fixe du tarif correspondant à l'abonnement devra intégrer cette baisse qui affecte la rentabilité. Par ailleurs, les parts variables pourront varier selon le type de gaz acheminé (notamment renouvelable ou fossile). Le tarif pourrait s'appliquer différemment aux parties du réseau historiques ou neuves.

Les tarifs du réseau de gaz étant fixés tous les quatre ans, les méthodes de calcul pourront évoluer à chaque révision en fonction de la diminution de la consommation de gaz et de l'évolution des parts respectives de gaz renouvelable et fossile.

MESURE 3 : DIVERSIFICATION DES STATIONS-SERVICES

Le réseau actuel de distribution de carburants est un levier incontournable pour élargir l'accès en carburants renouvelables à une diversité d'usagers sur l'ensemble du territoire.

Ainsi, un soutien ciblé pour les stations-services dites « territoriales » pourrait progressivement être mis en place dès aujourd'hui, selon les objectifs de besoins en biocarburants de première génération quantifiés dans les scénarios : 100 % de bioessence dans S1 et S3, 50 % de biodiesel dans S1 et 100 % dans S3.

En parallèle, l'avitaillement en carburants issus de technologies moins matures *via* des réseaux dédiés destinés à mailler progressivement le territoire national devrait également être soutenu.

7.2. Soutenir les technologies de production de gaz et carburants liquides renouvelables

MESURE 4 : UN « MODÈLE FRANÇAIS » DE MÉTHANISATION

Dans les deux scénarios étudiés, la méthanisation pour la production de biométhane injecté dans le réseau gazier est le pilier de la décarbonation du gaz.

À un horizon 2030, malgré les baisses de coût envisageables, le biométhane restera plus cher que le gaz naturel, ce qui justifierait le maintien de mécanismes de soutien à cette échéance.

La France dispose d'un cadre de soutien spécifique reposant sur des tarifs d'achat. Privilégiant désormais l'injection, il repose sur de petites et moyennes unités et favorise les effluents d'élevage, les biodéchets, les résidus de cultures et les cultures intermédiaires conduites dans le respect de conditions agronomiques et environnementales exemplaires.

Ce cadre pourrait être approfondi, fondé sur un développement mieux maîtrisé, cohérent avec les territoires et leurs capacités propres, respectueux de l'environnement et utile aux agriculteurs. C'est ce que propose la mission d'information plotée par le sénateur Daniel Salmon [3]. À cette fin, plusieurs actions pourraient être mises en œuvre :

- poursuivre la structuration et la professionnalisation de la filière ;
- réhausser l'objectif de production de biométhane dans la prochaine SNBC 2023-2028 ;

- adapter les tarifs d'achat pour la période 2023-2028 et limiter la baisse tarifaire jusqu'à 2023 (ex. : 2-3 %/an) selon la taille et le type d'installation ;
- instaurer un tarif d'achat pour le biométhane non injecté ;
- mettre en place un système « d'appel d'offres » sur les grandes installations incitant à la baisse des coûts ;
- modifier le cadre réglementaire des garanties d'origine pour créer un marché concurrentiel dans le cadre européen.

MESURE 5 : RECHERCHE ET INDUSTRIALISATION DU *POWER-TO-GAS*

La deuxième voie fondamentale de décarbonation du gaz repose sur le couplage de la méthanisation et du *power-to-gas*. Le développement d'unités de *power-to-gas* est donc indispensable pour contribuer à la réussite de la transition énergétique.

Or, faire passer à l'échelle industrielle cette technologie actuellement en cours d'expérimentation, peut s'avérer très coûteux. À titre d'illustration, le démonstrateur industriel développé par GRTgaz représente un budget de 30 millions d'euros.

Le développement à une échelle industrielle du *power-to-gas* nécessiterait donc un soutien financier sous la forme d'aides à l'innovation ou de tarif d'achat pour le gaz de synthèse sur le modèle des mécanismes de soutien à la méthanisation. Un tarif d'achat identique à l'injection des deux gaz serait une solution opérante.

MESURE 6 : TAXER LE GAZ NATUREL UTILISÉ POUR LA FABRICATION D'HYDROGÈNE

La production d'hydrogène à partir de gaz naturel est aujourd'hui exemptée de taxe intérieure sur le gaz naturel (TICGN).

Rétablir une taxe sur la production d'hydrogène carboné permettrait de réduire l'écart avec le coût de l'hydrogène bas carbone d'environ 0,5 EUR/kg et de favoriser la demande d'hydrogène renouvelable et bas carbone.

Selon la Commission de régulation de l'énergie (CRE), le coût de production de l'hydrogène par électrolyse de l'eau s'élève entre 4,5 et 6 EUR/kg alors que l'hydrogène fossile produit par vaporeformage du gaz naturel est compris entre 1,5 et 2 EUR/kg.

Les recettes liées à cette hausse de taxes par l'Etat, d'environ 200 MEUR/an, pourraient être affectées au soutien à l'hydrogène bas carbone.

MESURE 7 : ACCOMPAGNER LA MOBILISATION DE LA BIOMASSE POUR L'ÉNERGIE RENOUVELABLE

Objectifs de la mesure :

- garantir un apport d'intrants biomasse suffisant pour répondre à la hausse de la demande pour les filières « Méthanisation » et « Biocarburants » ;
- surmonter les rigidités observées de l'offre de biomasse, en synergie avec les politiques dans les domaines de la forêt, de l'agriculture et des déchets.

Pour répondre à la demande en nouvelles ressources en biomasses indispensables au déploiement des biocarburants 2G et la pyrogazéification :

- structurer l'approvisionnement des filières « Bois énergie » et inciter les propriétaires privés à la mise en gestion de leurs forêts ;
- encadrer le développement de cultures lignocellulosiques sur d'anciennes terres agricoles, qui ne sont plus indispensables pour répondre à l'enjeu d'indépendance alimentaire (nécessite de développer des indicateurs de non-concurrence) ou sur des terres en reconversion notamment dans le cadre de l'objectif Zéro artificialisation nette (friches industrielles, sols pollués...).

Mesures d'accompagnement alimentant les intrants de la chaîne de méthanisation :

- développement des cultures intermédiaires à vocation énergétique (CIVE) en particulier par la formation des producteurs et le développement de semences des espèces les plus adaptées (R&D agronomique) ;
- durcissement des mesures d'interdiction des sols nus en hiver qui peut également favoriser le recours aux CIVE.

7.3. Soutenir les usages de gaz et carburants liquides renouvelables

MESURE 8 : INTÉGRER DE NOUVELLES ÉNERGIES À L'ÉCONOMIE LOCALE

De multiples raisons peuvent susciter un rejet local des projets d'installation d'unités de production de gaz et de carburants renouvelables : modification du paysage, nuisances sonores ou olfactives, voire perte ou transformation des emplois dans le cas de la conversion d'une structure existante...

L'intégration d'une étude d'impact socio-économique systématique au sein des études d'impact préalables mises en œuvre dans le cadre de la réglementation sur les installations classées pour la protection de l'environnement (ICPE) pourrait s'avérer dès aujourd'hui utile pour étudier ce phénomène.

Son périmètre pourrait notamment englober la circularité de la production d'énergie renouvelable pour une consommation locale, les emplois créés (directs, indirects et induits) et les nouvelles recettes fiscales pour la collectivité.

En parallèle, seront encouragés tous les dispositifs favorisant un dialogue en continu entre les porteurs de projets/gestionnaires d'installation et la population locale concernée, ainsi que les projets participatifs : énergies citoyennes, participation de collectivités à l'actionnariat de sociétés de projet...

MESURE 9 : CRITÈRES D'ÉCO-CONDITIONNALITÉ DE LA COMMANDE PUBLIQUE

Les administrations (collectivités locales, services de l'État, agences publiques...) pourraient introduire des critères d'éco-conditionnalité (bilan GES...) dans les marchés publics d'achat d'énergie et de véhicules propres.

Intégrés aux spécifications techniques ou aux critères de choix de l'offre, ils pourraient prendre la forme d'exigences de performance climatique (à travers un indicateur de kgCO₂eq/kWh évité), de labels ou de certifications de garantie d'origine renouvelable.

La mise en œuvre de ces critères d'éco-conditionnalité à l'échelle de collectivités pourrait se faire de manière progressive, en fonction du développement de l'offre (unités de production...) sur chaque territoire.

MESURE 10 : UTILISATION DE BIOCARBURANTS DANS LES VÉHICULES EXISTANTS OU NEUFS

L'objectif de décarbonation massive du parc de véhicules passe par un renouvellement des véhicules neufs mais également par la transformation et l'adaptation des véhicules existants. Des mesures de soutien à la recherche et au développement de ces véhicules (subventions, crédits d'impôts...) pourraient être mises en place dès aujourd'hui.

Retrofit bioGNV

La conversion d'un véhicule diesel ou essence en un véhicule roulant au biogaz (retrofit bioGNV) est notamment pertinente dans les usages professionnels intensifs avec des flottes de véhicules pour les tournées de livraison, d'interventions ou de transport de passagers.

La conversion des véhicules diesel ou essence vers le bioGNV devrait être intégrée dans l'arrêté du 13 mars 2020 qui autorise le retrofit, en conformité avec les exigences de la sécurité routière.

Achat et pose de kits bioéthanol

L'utilisation de biocarburants à plus de 50 % d'incorporation dans un véhicule thermique nécessite actuellement l'installation d'un boîtier d'adaptation du véhicule à l'éthanol (boîtier E85).

Plusieurs collectivités locales (Régions, Départements, communes) proposent des aides à l'achat/pose de « kits bioéthanol » homologués pour les véhicules compatibles, sous réserve d'une installation par un professionnel habilité.

En cohérence avec S1 et S3, ces aides devraient être généralisées à l'ensemble du territoire et être proposées aux particuliers, aux entreprises et aux associations propriétaires de véhicules compatibles avec des critères sur les émissions de GES dans l'air, par exemple la puissance fiscale inférieure ou égale à 10 chevaux fiscaux, de plus de 2 ans et de moins de 18 ans.

R&D sur des véhicules compatibles au 100 % biocarburant

Afin de permettre l'augmentation de la consommation de bioessence, mais aussi le développement de la consommation de biodiesel, il est nécessaire de développer l'offre de véhicules compatibles aux biocarburants, avec des teneurs comprises entre 20 % (E20) et 100 %, notamment pour les véhicules existants.

8. Conclusion

Les filières « Gaz et carburants liquides » en France regroupent une très grande diversité de situations et des réalités complexes, qu'il est indispensable de comprendre afin d'identifier les enjeux et les obstacles à leur transition écologique.

La présente étude prospective a identifié des chemins possibles pour les acteurs de ces filières dans le cadre des scénarios S1 « Génération frugale » et S3 « Technologies vertes » de la prospective Transition(s) 2050 de l'ADEME. Ces trajectoires dressent des options (non exhaustives) permettant aux industries gazières et pétrolières de se réinventer et d'anticiper les investissements matériels et immatériels nécessaires d'ici une trentaine d'années, pour répondre à de nouveaux marchés énergétiques.

Ces transitions ne pourront se faire sans le support de politiques publiques structurantes offrant une lisibilité claire à moyen terme, afin d'accompagner les mutations industrielles et professionnelles aussi bien dans les secteurs menacés que dans les secteurs en forte croissance.

La prise de conscience et la mobilisation des différents acteurs publics et privés seront donc indispensables pour construire un futur souhaitable et le plus maîtrisé possible.

9. Références bibliographiques

Pour revenir à la page contenant la première occurrence du renvoi bibliographique au sein du chapitre, cliquez sur le numéro concerné entre crochets.

- [1] **ADEME**, *Marchés et emplois concourant à la transition énergétique dans le secteur des énergies renouvelables et de récupération*, 2021.
- [2] **SER**, *Évaluation et analyse de la contribution des énergies renouvelables à l'économie de la France et de ses territoires*, 2020.
- [3] **Sénat**, *Méthanisation : au-delà des controverses, quelles perspectives ?*, octobre 2021.

FEUILLETON TRANSITION(S) 2050

« **Transition(s) 2050. Choisir maintenant. Agir pour le climat** » est une prospective qui peint quatre chemins cohérents et contrastés pour atteindre la neutralité carbone en France en 2050. Ils visent à articuler les dimensions technico-économiques avec des réflexions sur les transformations de la société qu'elles supposent ou qu'elles suscitent.

Le rapport Transition(s) 2050, première étape de cet exercice, a été publié le 30 novembre 2021. Chaque secteur y est détaillé, à savoir ceux qui relèvent de la consommation, du système productif, de l'offre d'énergie, des ressources et des puits de carbone. Il est complété par des feuillets qui apportent un éclairage supplémentaire, en particulier sur les impacts induits.

C'est l'objet du présent ouvrage qui investit les chemins possibles pour les filières des gaz et carburants liquides afin d'identifier les relais de croissance, reconversions et adaptations techniques et organisationnelles de ce secteur.

L'ensemble de ces publications est le résultat d'un travail de deux ans mené par l'ADEME en interaction avec des partenaires extérieurs afin d'éclairer les décisions à prendre dans les années à venir. Car le but n'est pas de proposer un projet politique, ni « la » bonne trajectoire mais de rassembler des éléments de connaissances techniques, économiques et environnementales afin de faire prendre conscience des implications des choix sociétaux et techniques qu'entraîneront les chemins qui seront choisis.



La version numérique de ce document est conforme aux normes d'accessibilité PDF/UA (ISO 14289-1), WCAG 2.1 niveau AA et RGAA 4.1 à l'exception des critères sur les couleurs. Son ergonomie permet aux personnes handicapées motrices de naviguer à travers ce PDF à l'aide de commandes clavier. Accessible aux personnes déficientes visuelles, il a été balisé de façon à être retranscrit vocalement par les lecteurs d'écran, dans son intégralité, et ce à partir de n'importe quel support informatique.

Version e-accessible par  DocAcess

011795

