

GAZ FOSSILE

**LA FABRIQUE DE
LA DÉPENDANCE**

Comment l'industrie fossile et l'État
nous enferment dans un modèle
énergétique insoutenable



Sommaire

| | | | |
|----------------------------------------------------------------------------------|-----------|--------------------------------------------------------------------------------------|-----------|
| RÉSUMÉ EXÉCUTIF | 3 | V. ÉVITER UN NOUVEAU VERROUILLAGE | 33 |
| Lexique | 6 | Risque de verrouillage par les terminaux | 33 |
| INTRODUCTION | 8 | Le choix déterminant des usages et des modes de production des gaz alternatifs | 39 |
| I. LE GAZ : UNE ÉNERGIE DANGEREUSE ET INJUSTE | 9 | VI. UNE AUTRE VOIE EST POSSIBLE | 44 |
| II. ÉTAT DES LIEUX DE LA DÉPENDANCE FRANÇAISE AU GAZ | 11 | Réduire la demande et les usages non nécessaires | 45 |
| III. POLITIQUE DOMESTIQUE ET EUROPÉENNE : ENTRE ÉCHEC ET HYPOCRISIE | 19 | Rénover efficacement et déployer les alternatives au chauffage au gaz | 46 |
| Politique domestique : une totale impréparation à la sortie du gaz | 19 | Développer un système électrique réellement soutenable | 46 |
| Négociations européennes : une hypocrisie de haut niveau | 22 | Méthane et hydrogène : dimensionner les usages aux capacités de production | 47 |
| IV. ÉTAT ET INDUSTRIE FOSSILE : DES LIENS ANCIENS ET PROBLÉMATIQUES | 24 | Organiser la transition pour les travailleur·ses du secteur gazier | 48 |
| État-entreprises-banques, un trio au service du gaz | 24 | RECOMMANDATIONS POUR L'ÉTAT FRANÇAIS | 49 |
| Un État actionnaire passif ou contre-productif | 29 | NOTES | 52 |
| Financements publics | 30 | | |

Résumé exécutif

Présenté à tort comme une énergie moins dangereuse que le pétrole ou le charbon, le gaz fossile bénéficie d'un laissez passer dans les politiques climatique et énergétique de la France.

Une énergie aux multiples coûts

Pourtant, le gaz fossile a un **impact climatique considérable**, notamment en raison des fuites de méthane, un gaz à effet de serre avec un effet réchauffant 84 fois supérieur au CO₂. Avec des cours instables et vulnérables aux chocs géopolitiques, le gaz fossile a également un **coût économique et social majeur** : en 2022, la France a payé 46,7 milliards d'euros pour importer du gaz, avec des répercussions en cascade sur le budget des ménages et des entreprises.

L'extraction et l'utilisation du gaz fossile a également des **effets néfastes sur la santé** (cancers près des sites d'extraction, asthme des enfants associé à l'utilisation de gazinières...). Enfin, contrairement au discours de l'industrie, l'extraction de gaz fossile ne favorise pas le développement des pays propriétaires des ressources puisqu'elle se fait **au bénéfice des entreprises et d'une minorité dirigeante, et affecte les droits des communautés riveraines** des projets.

La forte dépendance au gaz

La France est la **troisième plus grande consommatrice de gaz fossile** de l'Union européenne. De nombreux secteurs de l'économie en dépendent fortement (39 % de la consommation énergétique de l'industrie, 28 % du résidentiel, 8 % du secteur énergétique...). Cette dépendance crée une forte vulnérabilité du système énergétique en cas d'augmentation des prix et de tensions sur l'approvisionnement.

Depuis plusieurs années, la politique énergétique n'a pas permis de respecter les objectifs de réduction de la consommation. Face à la crise énergétique débutée au printemps 2021 et accentuée par la guerre en Ukraine, la demande en gaz a connu une baisse

en 2022-2023 mais la pérennité de celle-ci reste à confirmer étant donné qu'une partie de cette baisse est due à des privations liées aux prix élevés.

Le boom du GNL et la dépendance russe

En 2022, suite à l'invasion russe de l'Ukraine, les pays européens ont cherché à se passer de gaz russe, menant à **une augmentation des importations par GNL (gaz naturel liquéfié) de 80 % pour la France**.

Cependant, cette dynamique cache deux éléments clés. D'une part, **le boom du GNL en France ne date pas de 2022** : ainsi, un doublement des importations avait déjà eu lieu entre 2018 et 2019, suite au début des importations depuis les États-Unis... et la Russie ! Ce virage vers le GNL interroge, au vu de ses coûts climatiques et économiques plus élevés.

D'autre part, malgré un discours visant à se passer de gaz russe, **les importations de GNL depuis la Russie ont augmenté en 2022** et sont restées élevées en 2023. Cette situation doit nous alerter sur la dépendance à des régimes autoritaires, alors que **la France augmente également depuis plusieurs années ses importations du Qatar**.

La France : un pays gazier

La dépendance au gaz fossile n'est pas inéluctable, mais fabriquée : elle est issue de choix politiques, influencés par les intérêts de l'industrie fossile. Ainsi, **l'État français entretient depuis des années notre dépendance au gaz**, et ce de multiples manières :

→ Une **politique énergétique défailante** qui retarde la sortie du gaz fossile : vision court-termiste, absence de mesure de sobriété

avant 2022, sous-estimation de la dangerosité du gaz, retard dans les énergies renouvelables, pari aveugle sur le nucléaire.... Par exemple, si la France avait respecté ses objectifs de développement des énergies renouvelables, elle aurait pu économiser 60 TWh de gaz fossile, soit 15 % de sa consommation primaire de gaz en 2022.

→ Un jeu trouble au niveau européen : ces dernières années, l'État français a édulcoré ou fait obstacle à plusieurs textes afin de soutenir le nucléaire et le gaz, amoindrissant ainsi la portée du Pacte vert (ou *Green Deal*) européen (taxonomie, directive sur les énergies renouvelables, règlement sur les réseaux de transport énergétique...).

→ Un soutien actif au développement du GNL à l'international, en trio avec les banques et les entreprises. À travers trois études de cas (Russie, États-Unis, Mozambique), ce rapport met en évidence la reproduction d'un même schéma : des entreprises françaises impliquées dans le développement de projets gaziers ont recours aux financements de banques françaises avec le soutien protéiforme de l'État français.

→ Une défaillance dans son rôle d'État actionnaire : alors que l'État est actionnaire d'entreprises clés du secteur énergétique (Engie, EDF, Technip Energies), il n'utilise pas ce levier d'action publique important pour inciter, voire contraindre, les entreprises à mettre en place une stratégie de transition ambitieuse. Au contraire, il ferme les yeux sur le caractère bancal et lacunaire - voire l'absence - des stratégies de sortie du gaz - comme illustré dans ce rapport avec le cas d'Engie.

→ La poursuite de financements publics au gaz : bien que la France ait mis fin aux soutiens publics à l'international aux projets gaziers, de nombreux avantages fiscaux subsistent pour les énergies fossiles. Surtout, l'État finance encore les entreprises du secteur pour des

projets de réduction des émissions de sites industriels ou dans des périodes de crise - une approche problématique qui ne tient pas compte de la stratégie globale de l'entreprise, ou des bénéfices monumentaux réinvestis dans le gaz fossile !

Sortir du gaz ou rester enfermés dans son piège : l'enjeu des choix politiques d'aujourd'hui

Dans les mois et années à venir, la France doit faire des choix politiques clés pour le futur énergétique. Or, les entreprises du secteur gazier et leurs lobbies font pression pour nous maintenir dans la dépendance au gaz fossile. Plusieurs conditions sont essentielles pour en sortir.

Premièrement, ne pas développer de nouvelles infrastructures gazières et planifier au contraire leur réduction. La guerre en Ukraine et la nécessité de se passer de gaz russe servent de justification à des dizaines de projets d'augmentation des capacités d'importation de GNL à travers l'Europe. En France, en plus du terminal flottant au Havre mis en service en octobre 2023, six projets portés par GRTGaz ont fait discrètement surface. Ceux-ci pourraient porter la capacité d'importation française de GNL à 57,3 Gm³ en 2030, soit une augmentation de 75 % par rapport à 2021. Pourtant, la France a fixé un objectif de consommation de gaz d'environ 29 Gm³ (342 TWh) en 2028 - un volume que les gazoducs et terminaux existants (sans le terminal du Havre) suffisent largement à importer.

Un autre risque important de verrouillage dans le gaz est la signature de trop de contrats d'importation de long-terme, engageant potentiellement la France à importer des volumes trop importants par rapport à la demande future. Or, il n'existe pas de liste officielle détaillée et facilement accessible des contrats d'importation de GNL auxquels la France est liée, et encore moins d'évaluation climatique et économique associée.

Aujourd'hui, les acteurs du gaz poussent pour maintenir ou développer l'usage du gaz dans certains

secteurs et des infrastructures gazières en faisant le pari que des gaz « verts » seront disponibles en abondance pour remplacer le fossile. La grande confusion autour de la place du gaz dans le futur système énergétique et des potentiels de production de gaz « alternatifs » posent de nombreuses questions et un autre risque de verrouillage. Parce que les quantités de gaz « verts » produites de façon soutenable et abordable sont très limitées, il est nécessaire de réduire fortement les usages du gaz dans le cadre d'une planification précise au risque dans le cas contraire :

- de devoir conserver une part de gaz fossile,
- d'avoir recours à des technologies de production de gaz « alternatifs » immatures et coûteuses, y compris à partir d'énergies fossiles concernant l'hydrogène,
- de compter sur des importations de gaz « verts » ou fossile et affaiblir la résilience de notre système énergétique.

L'hydrogène doit avoir une place bien plus marginale dans le futur système énergétique que ce que l'industrie promeut. En effet, seul l'hydrogène produit par électrolyse à partir d'électricité issue d'énergie renouvelable (si cette électricité n'est pas déjà fléchée vers des usages plus prioritaires) est compatible avec des objectifs de durabilité. Il est donc nécessaire de flécher ces usages vers des secteurs où il n'existe pas d'alternative viable.

Une autre voie est possible : sobriété et planification

Les choix énergétiques d'aujourd'hui peuvent nous permettre de sortir de notre dépendance au gaz fossile, au bénéfice du climat et de nos factures énergétiques.

Réduire la demande est primordial et passe par la **fin des usages non nécessaires** du gaz en transformant les systèmes agricoles pour se passer d'engrais chimiques, et en réduisant l'usage du plastique et

les flux de transport de marchandises. La **rénovation énergétique** doit permettre de réduire l'usage du gaz dans le résidentiel et le tertiaire, mais aussi le coût du chauffage pour les ménages alors que 5,2 millions de personnes sont en situation de précarité énergétique en France. **Développer un système énergétique 100 % renouvelable** est aussi nécessaire, en veillant à ne pas reproduire les travers de l'industrie fossile (centralisation, priorité aux profits, au détriment des écosystèmes et au mépris des droits des communautés) et en assurant un réel contrôle démocratique. En décembre 2023, la France a annoncé avec six autres pays européens leur ambition commune de « décarboner » leur réseau électrique interconnecté à l'horizon 2035, comme recommandé par l'Agence Internationale de l'Énergie. Cet engagement doit se traduire par la fermeture des centrales électriques fossiles et le déploiement des énergies renouvelables suivant les principes détaillés dans la partie VI.

Enfin, parce que sortir du gaz fossile et transformer profondément le système énergétique ont forcément des conséquences sur les emplois du secteur, il est nécessaire d'anticiper ces transformations et de mettre en place les politiques et mesures d'accompagnement permettant **une transition juste pour les travailleur·ses**.

Recommandations

Pour garantir une sortie du gaz, les Amis de la Terre formulent 17 recommandations à l'égard de l'État, regroupées en quatre catégories :

- 1.** Garantir les conditions d'un débat démocratique et informé sur la sortie du gaz fossile
- 2.** Mettre la science, la justice sociale et le respect des droits humains au centre des politiques publiques
- 3.** Stopper l'expansion du gaz fossile
- 4.** Planifier et mettre en œuvre une politique cohérente de sortie du gaz fossile

Lexique

CAPACITÉ DE REGAZÉIFICATION

Volume de GNL qu'un terminal d'importation peut faire passer de l'état liquide à l'état gazeux, exprimé dans ce rapport en giga mètres cubes (Gm³) par an.

COGÉNÉRATION

La cogénération consiste à produire simultanément de l'électricité et de la chaleur à partir d'une même énergie primaire et au sein de la même installation. La production d'électricité (à partir d'un moteur thermique ou d'une turbine) dégage en effet une grande quantité de chaleur, inutilisée dans les centrales thermiques classiques.

CONSOMMATION

D'ÉNERGIE PRIMAIRE

Consommation d'énergie sous forme brute, c'est-à-dire non transformée. Elle correspond à la somme de la consommation d'énergie finale et la consommation nette du secteur énergétique.

CONSOMMATION

D'ÉNERGIE FINALE

Somme de la consommation finale énergétique (consommation de gaz par combustion de toutes les branches de l'économie - à l'exception de la branche énergie et du gaz transformé en d'autres produits) et de la consommation finale non énergétique (consommation de gaz comme matière première (par exemple pour la fabrication de plastique, d'hydrogène...))

DÉCARBONATION

Les Amis de la Terre appellent à la vigilance face à ce terme. Il désigne l'action de réduire l'empreinte carbone, c'est-à-dire les émissions nettes de gaz à effet de serre d'un secteur économique ou d'un site industriel.

Ce terme regroupe un grand nombre d'actions possibles : il peut s'agir d'améliorer l'efficacité énergétique, c'est-à-dire de réduire la quantité d'énergie nécessaire pour obtenir le même effet. Dans d'autres cas, «décarboner» consiste à électrifier des usages d'énergies fossiles. Par exemple, utiliser de l'électricité plutôt que du gaz pour extraire du gaz, le compresser, le liquéfier... est considéré comme de la décarbonation. Cela soulève déjà ici deux problèmes : d'une part, l'énergie primaire pour produire de l'électricité peut elle-même être plus ou moins émettrice de gaz à effet de serre. D'autre part, «décarboner» le processus d'extraction de gaz fossile pour de nouveaux champs, alors que l'expansion doit cesser et la production de gaz doit baisser est un non sens et sert de *greenwashing*. Enfin, dans certains cas, «décarboner» implique de capturer et stocker le carbone émis, une technologie immature et coûteuse qui sert de justification au *statu quo*.

Globalement, le terme de « décarbonation » utilisé à tout va par les industriels et les États, prête à confusion et cache des réalités souvent problématiques. Finalement, c'est le principe même de se concentrer uniquement sur l'impact carbone d'un secteur ou d'un site qui est problématique.

ENTREPRISES PARAPÉTRIOLIÈRES ET PARAGAZIÈRES

Entreprises liées à l'industrie ou au commerce du pétrole et du gaz. Celles-ci se désignent depuis peu comme des entreprises « au service des énergies ». Le secteur parapétrolier français exporte essentiellement des services (ingénierie, logiciels, traitement des données sismiques, diagraphe des boues de forage...). Peu d'unités manufacturières se trouvent encore en France. Pour une description détaillée du secteur, voir notre rapport «[Pour une transition juste](#)», février 2021.

FRACTURATION HYDRAULIQUE

Technique d'extraction d'hydrocarbures pour certaines formations géologiques. Cette méthode consiste à injecter à haute pression un liquide mélangé à des produits chimiques pour fissurer la roche. Cette technique est utilisée afin d'extraire des hydrocarbures non-conventionnels comme le gaz de schiste, emprisonné dans des roches peu perméables.

GAZÉIFICATION HYDROTHERMALE

Procédé thermo-chimique à haute pression et haute température de transformation de déchets organiques humides ou liquides (digestats de méthanisation, effluents et résidus liquides industriels, boues de stations d'épuration d'eaux usées...) en gaz riches en méthane et injectables dans le réseau gazier. Cette technologie est encore en développement.

GAZ « NATUREL »

Combustible fossile qui se forme à partir de la décomposition de matières organiques et composé principalement de méthane (autour de 90 %). Nous préférons l'appeler « gaz fossile ».

GNL (Gaz Naturel Liquéfié)

Gaz fossile passé à l'état liquide par un procédé de **liquéfaction**, afin de faciliter son transport par voie maritime (dans un **méthanier**). Cet état est atteint lorsque le gaz est refroidi à une température d'environ -160°C. Il peut ensuite être regazéifié (**regazéification**) pour être transporté par **gazoduc**, en fonction des besoins de consommation.

GAZ « VERTS » OU « ALTERNATIFS »

Termes employés dans ce rapport par praticité pour désigner l'ensemble des gaz promus par différents acteurs pour remplacer le gaz fossile. Il englobe donc l'hydrogène, le « bio » gaz, le « bio » méthane,

le syngas... indépendamment de leur méthode de production (vaporeformage ou électrolyse pour l'hydrogène ; méthanisation, méthanation, pyrogazéification, gazéification hydrothermale pour les autres). Les Amis de la Terre appellent à la vigilance face aux termes de gaz « verts », « décarbonés », « biogaz » employés par l'industrie et le gouvernement. Ces notions à connotation positive peuvent cacher d'autres impacts environnementaux, socio-économiques, ou des niveaux de maturité technique et économique très variables.

HYDROGÈNE

On appelle communément « hydrogène » le « dihydrogène » (H_2). Cette molécule gazeuse peut être produite de plusieurs manières. La méthode la plus répandue est la production à partir d'énergies fossiles (plus de 90 %) - on parle alors d'hydrogène « gris », « brun » ou « noir ». L'hydrogène peut également être produit par électrolyse de l'eau. Lorsque l'électricité est d'origine renouvelable, on parle d'hydrogène « vert ». Avec de l'électricité produite dans des centrales nucléaires, on parle d'hydrogène « rose ». L'hydrogène peut être utilisé pour remplacer certains usages du gaz fossile, par exemple pour des industries nécessitant de hautes températures. Il peut également être utilisé pour « stocker » de l'électricité, ou comme carburant.

MÉTHANIER

Navire spécialement conçu pour transporter du gaz naturel liquéfié dans ses cuves. Aussi nommé « tankers » par anglicisme.

MIX ÉNERGÉTIQUE ET MIX ÉLECTRIQUE

Répartition des différentes sources d'énergies primaires consommées dans une zone géographique donnée. On parle de **mix électrique** pour

désigner uniquement la répartition des ressources employées pour générer l'électricité.

PYROGAZÉIFICATION

(Ou gazéification par pyrolyse)

Procédé thermochimique de transformation de matières organiques sèches comme le bois ou de déchets contenant du carbone en gaz (en utilisant de hautes températures et en l'absence d'oxygène).

TERMINAL GNL

(importation / exportation, terrestre / flottant)

Unité offshore (flottante) ou onshore (on peut parler dans ce cas de port méthanier) qui accueille des méthaniers et peut :

- procéder à la liquéfaction du gaz naturel (terminal d'exportation) ou à la regazéification du GNL (terminal d'importation) afin de l'injecter dans le réseau de distribution du gaz,
- transborder la cargaison de gaz d'un méthanier à un autre,
- stocker du gaz.

TRANSBORDEMENT

Transfert de GNL d'un navire à un autre sans le regazéifier. Le transbordement se distingue donc de la réexportation où le GNL est regazéifié, stocké dans les terminaux puis reliquéfié et exporté. Le gaz transbordé n'est pas comptabilisé dans les flux transitant par la France, contrairement au gaz importé puis réexporté.

Acronymes

AIE Agence Internationale de l'Énergie

CRE Commission de Régulation de l'Énergie

ENTSOG Le Réseau européen des gestionnaires de réseau de transport de gaz

FSRU Unité flottante de stockage et de regazéification, ou terminal méthanier flottant

IEEFA Institute for Energy Economics and Financial Analysis

PPE Programmation pluriannuelle de l'énergie

RTE Réseau de Transport d'Électricité

SFEC Stratégie Française Énergie-Climat

SNBC Stratégie Nationale Bas Carbone





Introduction

La crise énergétique de 2021, intensifiée par la guerre en Ukraine depuis 2022, a braqué les projecteurs sur **notre dépendance au gaz fossile et la vulnérabilité de notre économie** qui en découle. Le gaz fossile occupe une part importante du mix énergétique de nombreux secteurs, mais est importé à 98 % ([partie II](#)). Cela entraîne **des conséquences en cascade** en cas de choc géopolitique et/ou de hausse des prix : augmentation du coût de l'électricité, des coûts de production et de transport et donc du prix des biens, du prix des engrais et donc des prix de l'alimentation, etc.

En plus de ce coût économique et social extrêmement lourd, le gaz fossile a **un impact climatique plus grave** que ce que ne laisse croire le discours des entreprises gazières, et même de l'État qui a sous-estimé la dangerosité du gaz dans les politiques passées.

Ce rapport examine **les choix politiques, influencés par les intérêts de l'industrie fossile**, qui ont maintenu voire accru la dépendance ([parties III et IV](#)) : politique énergétique défaillante, jeu trouble au niveau européen, soutien actif au développement du GNL (gaz naturel liquéfié) à l'international, poursuite de financements publics, défaillance de l'État actionnaire.

Alors que la crise énergétique se poursuit, que l'urgence climatique nous incite toujours plus à sortir rapidement du gaz fossile, et que la troisième Programmation Pluriannuelle de l'Énergie (PPE) est attendue en 2024, **la France et l'Europe sont à un tournant**. Si le déploiement de nouvelles infrastructures d'importation de GNL poussées par les lobbies de l'industrie fossile^{1,2} se poursuit et que les prochains choix énergétiques ne sont pas planifiés et cohérents, **le risque de s'enfoncer dans la dépendance est réel** ([partie V](#)). Au contraire, une autre voie est possible ([partie VI](#)) : sortir du gaz en supprimant les usages superflus et en déployant les alternatives renouvelables de façon raisonnée.

Emmanuel Macron et ses gouvernements successifs ont répété à plusieurs reprises vouloir être le « premier grand pays à sortir des énergies fossiles », et la France s'est engagée fin 2023 à « décarboner » son système électrique d'ici 2035³. **Les choix des années à venir seront déterminants** : ils nous enfermeront dans la dépendance à un système vulnérable et coûteux ou assureront un accès à une énergie abordable et sûre pour toutes et tous.

I. Le gaz : une énergie dangereuse et injuste

1 UNE DÉPENDANCE QUI NOUS REND VULNÉRABLES

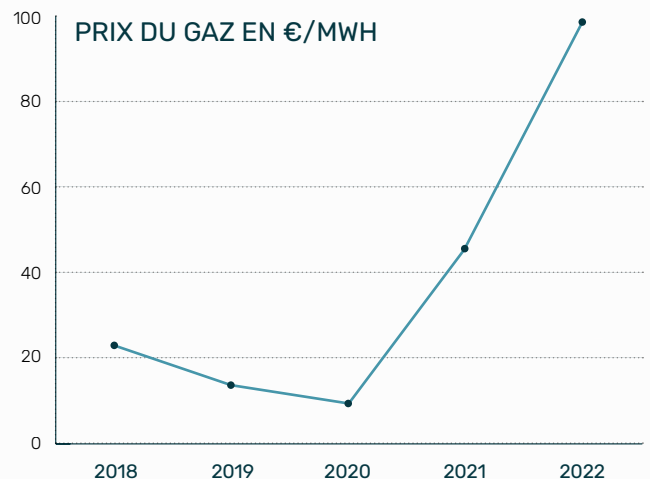


98 % du gaz fossile consommé en France est importé.

2 DES COÛTS ÉCONOMIQUES ET SOCIAUX CATASTROPHIQUES

Le gaz fossile est une énergie **chère** et au coût **très instable**. En 2022, la France a payé **46,7 milliards d'euros** pour importer du gaz fossile, soit 3,4 fois plus qu'en 2021⁴.

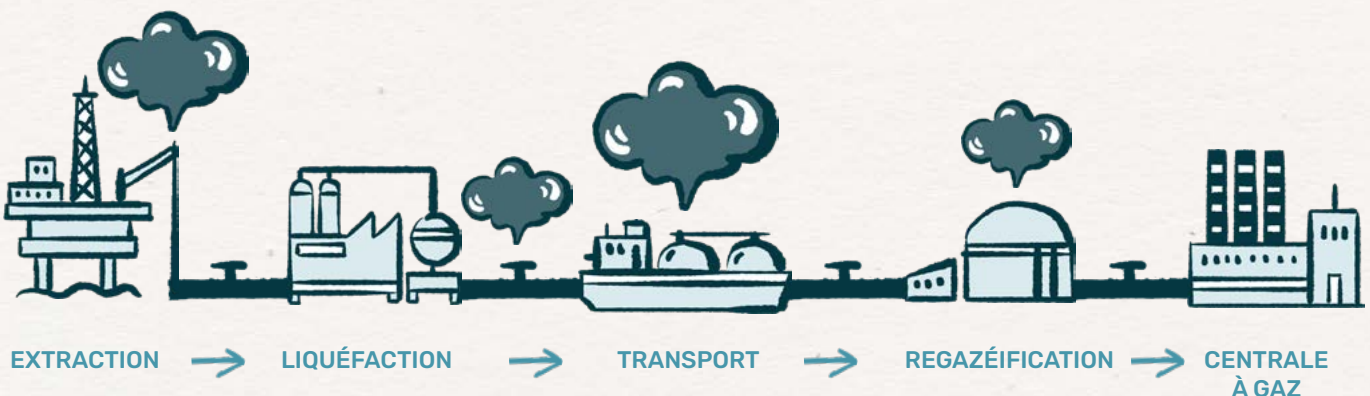
Pendant ce temps, en 2022, Total engrangeait **36,2 milliards de dollars de bénéfices**⁵.



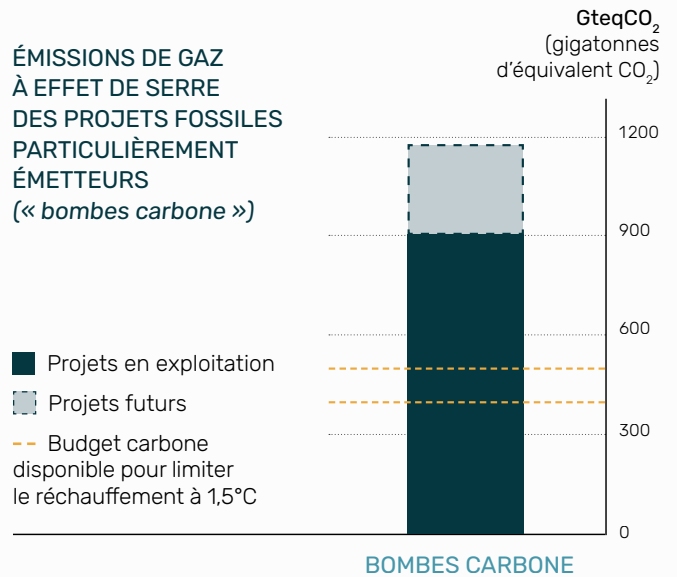
Service des Données et Statistiques du Ministère de la Transition Écologique

3 UN IMPACT CLIMATIQUE CONSIDÉRABLE

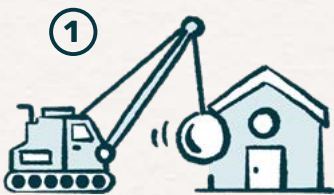
Le gaz fossile est composé de méthane (CH₄), un gaz à effet de serre **84 fois plus puissant que le CO₂** sur 20 ans. Or, ce méthane **fuit** tout au long de la chaîne d'approvisionnement. Même s'il émet moins de CO₂ que le pétrole et le charbon à la combustion, le gaz fossile a un impact climatique tout aussi, voire plus catastrophique à cause de ces fuites.



Le gaz n'a pas sa place dans la transition, plus aucun champ d'extraction gazière ne doit être mis en exploitation, selon l'AIE (Agence internationale de l'énergie) et les Nations Unies. Alors que l'on devrait réduire la production et la consommation de gaz fossile, les pays sont loin du compte. Les champs pétroliers et gaziers en exploitation suffisent à nous faire dépasser le budget carbone dont on dispose si on ne veut pas dépasser un réchauffement de 1,5°C. Mais les majors comme Total continuent de développer des projets catastrophiques.



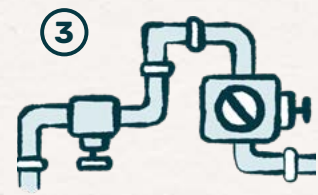
4 LE GAZ FOSSILE NUIT AUX DROITS HUMAINS



1
 LA CONSTRUCTION D'INFRASTRUCTURES GAZIÈRES IMPLIQUE DES EXPROPRIATIONS DES POPULATIONS LOCALES



2
 LES ENTREPRISES COMME TOTAL PUISENT LES RESSOURCES EN GAZ ET S'ACCAPARENT LES BÉNÉFICES, EN REVERSANT LE MOINS POSSIBLE AUX PAYS PRODUCTEURS



3
 LE GAZ EST MAJORITAIREMENT EXPORTÉ, ET NE PERMET DONC PAS D'AMÉLIORER L'ACCÈS À L'ÉNERGIE POUR LES POPULATIONS DES PAYS PRODUCTEURS DE GAZ

5 DE LOURDS IMPACTS SUR LA SANTÉ

L'extraction gazière implique de graves risques pour la santé des communautés riveraines des sites d'extraction. Par exemple, la fracturation hydraulique, qui permet d'extraire le gaz de schiste, fait courir aux populations locales des risques de cancers, asthme, maladies cardiaques, malformations...

Au moment de l'utilisation aussi, le gaz est dangereux pour la santé. Un enfant vivant dans un logement comprenant une cuisinière à gaz est exposé à un risque d'asthme comparable à un enfant vivant dans un logement avec de la fumée de cigarette⁶ !

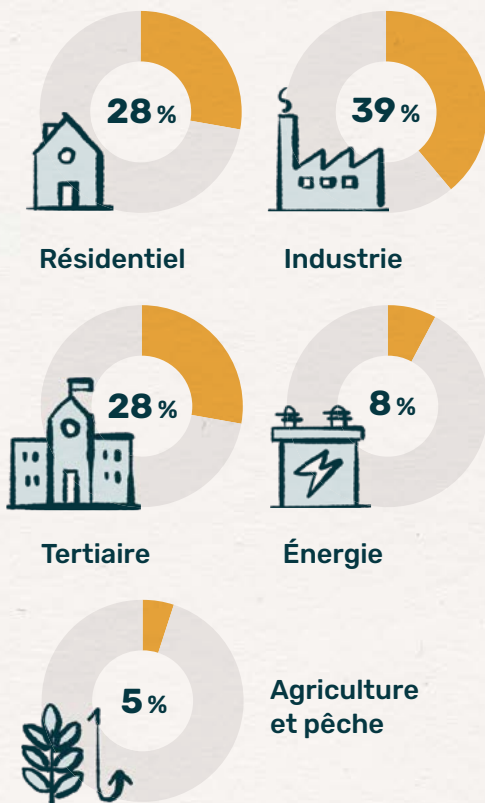


II. État des lieux de la dépendance française au gaz

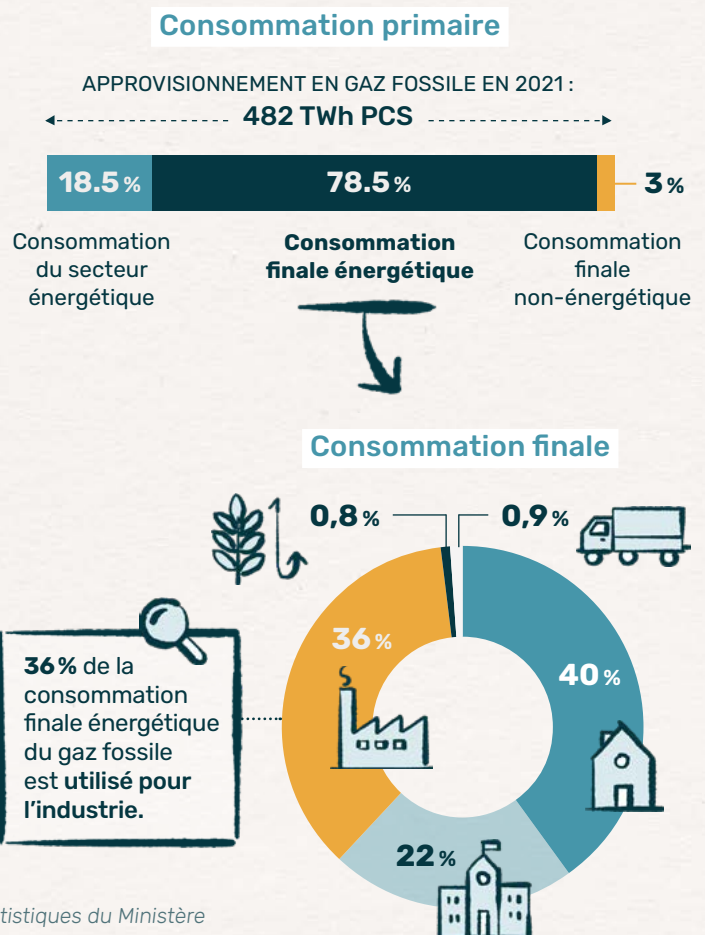
Le mix énergétique français reste majoritairement dépendant des énergies fossiles : en 2022, le gaz fossile représentait 18 % de la consommation finale à usage énergétique, et le pétrole 39 %⁷. La France est la troisième plus grande consommatrice de gaz fossile au sein de l'Union européenne, derrière l'Allemagne et l'Italie⁸. Elle est en retard dans la réduction de sa consommation de gaz puisqu'elle ne respecte pas ses propres objectifs⁹.

LA DÉPENDANCE AU GAZ : UN POINT COMMUN À TOUS LES SECTEURS ÉCONOMIQUES

Degré de dépendance au gaz par secteur en 2021



Comment le gaz est-il consommé en France ?



Sources des deux graphiques : Service des Données et Études Statistiques du Ministère de la Transition Écologique¹⁰



CONSOMMATION PRIMAIRE

Consommation d'énergie sous forme brute, c'est-à-dire non transformée.

CONSOMMATION DU SECTEUR ÉNERGÉTIQUE

Consommation de gaz pour produire de l'électricité et/ou de la chaleur et pertes de transport et distribution.

CONSOMMATION FINALE ÉNERGÉTIQUE

Consommation de gaz par combustion de toutes les branches de l'économie - à l'exception de la branche énergie et du gaz transformé en d'autres produits.

CONSOMMATION FINALE NON ÉNERGÉTIQUE

Consommation de gaz comme matière première (par exemple pour la fabrication de plastique, d'hydrogène...)¹¹



Le secteur énergétique utilise du gaz pour produire de l'électricité, de la chaleur, ou les deux en même temps (cogénération). Le gaz joue un rôle particulier dans le système énergétique français puisque **les centrales à gaz sont utilisées pour gérer le pic de consommation en hiver** - et de plus en plus en été aussi : son niveau de consommation est donc fortement corrélé à la météo, et à la disponibilité des autres moyens de production. Ainsi en 2022, les centrales à gaz ont tourné à plein régime pour pallier à l'arrêt de la moitié des réacteurs nucléaires.¹²



Les secteurs résidentiel et tertiaire consomment du gaz pour le chauffage, l'eau chaude sanitaire et la cuisson.



L'industrie utilise le gaz fossile comme source énergétique, notamment dans les filières qui nécessitent de très hautes températures. L'industrie utilise également le gaz fossile comme matière première notamment pour la fabrication de plastique, d'hydrogène ou d'ammoniac pour les engrais - ces quantités apparaissent dans la catégorie « consommation finale non énergétique ».



Le secteur agricole utilise du gaz fossile pour chauffer ses serres ou des bâtiments d'élevage.



Transport : le gaz fossile est utilisé comme carburant (GNV - Gaz Naturel pour Véhicules) sous forme de Gaz Naturel Comprimé (GNC) ou de Gaz Naturel Liquéfié (GNL), notamment de plus en plus pour les camions et bus.

Une réduction de la consommation insuffisante et instable

La consommation de gaz fossile n'a que légèrement baissé entre 2012 et 2021 - moins que ce à quoi la France s'était engagée - avec d'importantes variations en fonction des années¹³ et des secteurs.

La consommation augmente même dans certains secteurs : elle a presque triplé dans le secteur des transports¹⁴, et augmenté de 17 % dans le secteur agricole¹⁵. Avec de fortes variations d'une année à l'autre, elle a globalement augmenté de 34 % dans la branche énergie pour la production d'électricité et de chaleur¹⁶. L'utilisation du gaz comme matière première dans l'industrie a également augmenté de 8 % entre 2012 et 2021¹⁷, un secteur où la demande pourrait continuer à croître pour remplacer le charbon, notamment pour l'acier.

Non prise en compte dans le bilan énergétique de la France, il est important de mentionner que **la demande en gaz fossile pour le transport maritime expose** : en 2030, un quart des navires européens pourraient carburer au GNL¹⁸. Cette croissance est particulièrement préoccupante pour les bateaux de croisière puisque ces navires sont équipés du moteur GNL qui émet le plus de fuites de méthane¹⁹.

Face à la crise énergétique débutée au printemps 2021 et accentuée par la guerre en Ukraine, la demande en gaz a connu une baisse en 2022²⁰ qui s'est poursuivie en 2023²¹ mais dont la pérennité reste à confirmer étant donné qu'une partie de cette baisse est due à des privations liées aux prix élevés.

La France ne respecte pas ses propres objectifs

La France ne respecte pas les objectifs de réduction de la consommation de gaz qu'elle s'est fixés, et ce depuis plusieurs années. En conséquence, elle a dû revoir ses objectifs court-termes à la baisse²² et **compte sur un doublement du rythme de baisse de la consommation sur la période 2023 - 2028²³**. Or cela ne sera pas atteint sans changements structurels importants, qui ne sont aujourd'hui ni planifiés ni réalisés.

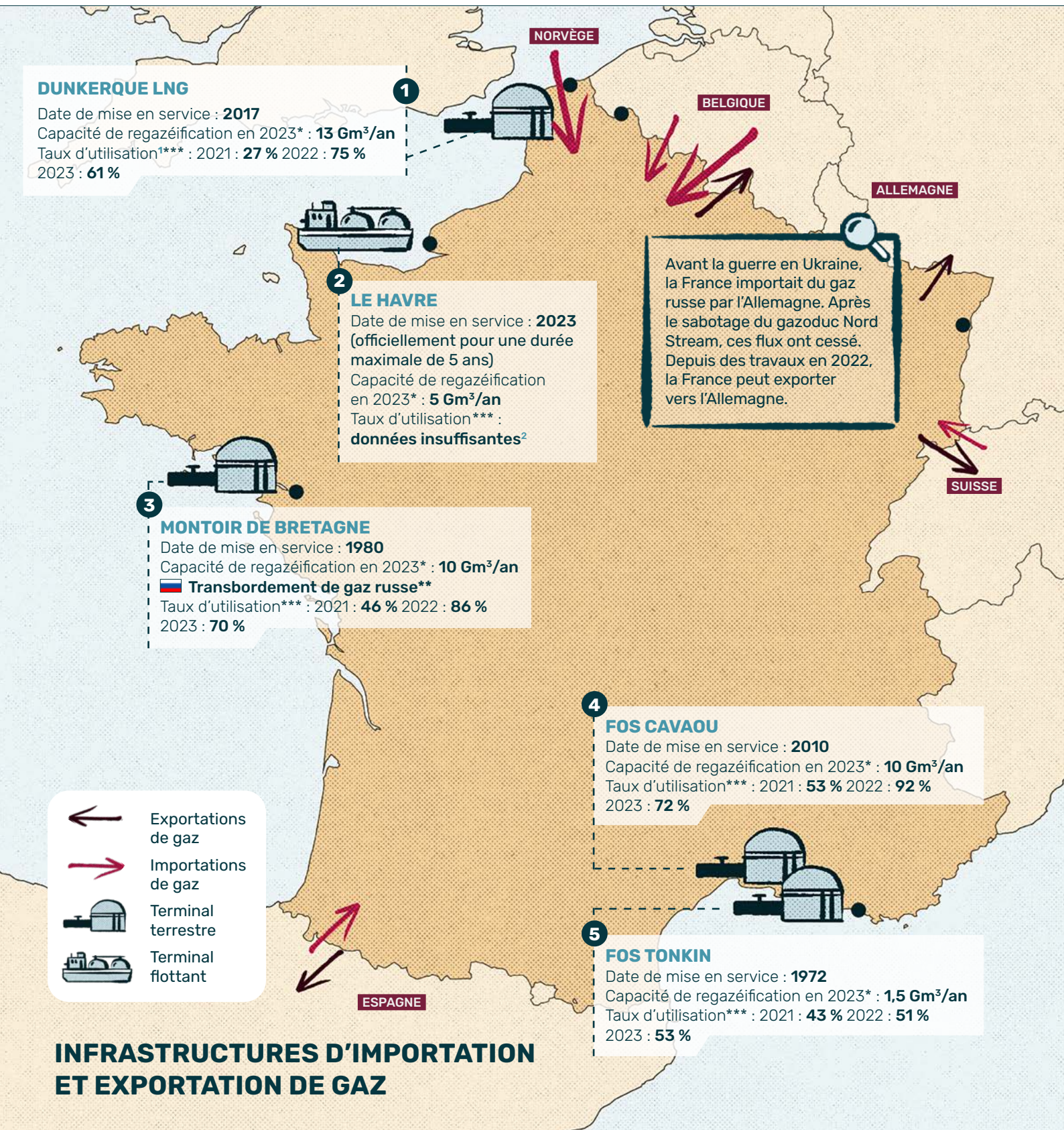
Cette persistance de notre dépendance au gaz rend le système énergétique sensible en période de crises, que ce soit des crises de l'électricité (comme en 2022 avec une diminution importante de la part de nucléaire dans le mix énergétique) ou d'évolution drastique des prix du gaz et de l'électricité (avec un contexte international de tensions sur les approvisionnements).

D'un approvisionnement par gazoduc au boom du GNL

Historiquement, les importations françaises de gaz fossile se sont principalement faites par gazoduc²⁴, notamment depuis la Norvège, les Pays-Bas par la Belgique, et la Russie par l'Allemagne. Si la France importe du GNL depuis 1972 et la mise en service de son premier terminal à Fos Tonkin, la part du GNL dans les importations françaises est restée relativement basse pendant plusieurs décennies.

À partir de 2018, les volumes de GNL arrivant dans les terminaux français ont fortement augmenté, avec un **doublage des importations entre 2018 et 2019²⁵**. Cette explosion coïncide avec le début des importations depuis la Russie et les États-Unis.

En 2022, après l'invasion de l'Ukraine par la Russie et l'enjeu de se passer du gaz russe, la France et ses voisins européens ont eu massivement recours au GNL. Les importations de GNL ont augmenté de près de 80 % par rapport à 2021²⁶. Paradoxalement, **la course au GNL pour se passer de gaz russe livré par gazoduc s'est traduite par une augmentation de 45 % de GNL importé de... Russie²⁷**.



INFRASTRUCTURES D'IMPORTATION ET EXPORTATION DE GAZ

1 Calculs de Greenpeace France à partir des données quotidiennes de la base de données ALSI (Aggregated LNG Storage Inventory) mise en ligne par Gas Infrastructure Europe (GIE). Pour chaque terminal, ces taux ont été obtenus en rapportant la somme des quantités quotidiennes de gaz regazéifié ("send-out") par les terminaux, à la somme de leurs capacités quotidiennes de regazéification ("DTRS", soit "declared total reference send-out" ou "send out capacity") - pour chaque année X.

2 Le terminal du Havre a été mis en service en octobre 2023, mais son utilisation n'est pas répertoriée dans la base de données ALSI de GIE que depuis le 13 décembre 2023. Les données sont donc insuffisantes pour calculer un taux d'utilisation représentatif. À titre d'exemple, du 13 décembre 2023 et 31 janvier 2024, le terminal a été utilisé à 49 % de ses capacités.

* Attention : il s'agit ici de la capacité nominale annuelle selon Gas Infrastructure Europe (GIE)²⁸. La capacité nominale ne correspond pas à la capacité maximale de regazéification mais à une capacité minimum garantie par l'opérateur. En pratique, les terminaux français peuvent regazéifier de plus grandes quantités que les capacités nominales. Ainsi selon les déclarations des opérateurs, les terminaux français étaient en capacité de regazéifier 46,96 Gm³ en 2022²⁹, contre 34,5 Gm³ de capacité nominale officielle³⁰.

* Depuis l'invasion russe de l'Ukraine, la capacité des terminaux a été augmentée. Un terminal flottant a été mis en service au Havre en 2023. La capacité du terminal de Fos Cavaou est passée de 8,5 à 10 Gm³. À Dunkerque, des

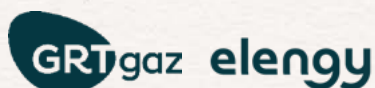
opérations de dégoulotage ont permis d'augmenter la capacité maximale de 16 à 18 Gm³.

** À Montoir-de-Bretagne, Elengy transfère du gaz russe depuis les bateaux brises-glaces vers des méthaniers classiques pour le réexporter dans le monde : des opérations qui n'ont rien à voir avec l'approvisionnement de la France mais permettent de blanchir l'origine du gaz russe !

*** En 2022, les terminaux français ont connu un record d'utilisation avec un taux moyen de 80,4 %. Avant cette année exceptionnelle, les terminaux n'étaient utilisés qu'à 39,82 % de leurs capacités. Leur utilisation était à nouveau en baisse en 2023, avec un taux moyen de 65,16 %.³¹



QUI POSSÈDE ET GÈRE LES TERMINAUX ?



Trois des cinq terminaux français sont liés à ENGIE, dont l'Etat est l'actionnaire principal (23 %). Montoir-de-Bretagne, Fos Cavaou et Fos Tonkin appartiennent à GRTGaz, dont Engie est l'actionnaire majoritaire (60 %). Ils sont opérés par Elengy³², une filiale de GRTGaz.

Le terminal de Dunkerque appartient et est opéré par un consortium composé majoritairement de l'entreprise belge Fluxys, d'Axa et de Crédit Agricole³⁴.

Le nouveau terminal du Havre a été promu et est opéré par Total³³.



De quels pays importe-t-on ?

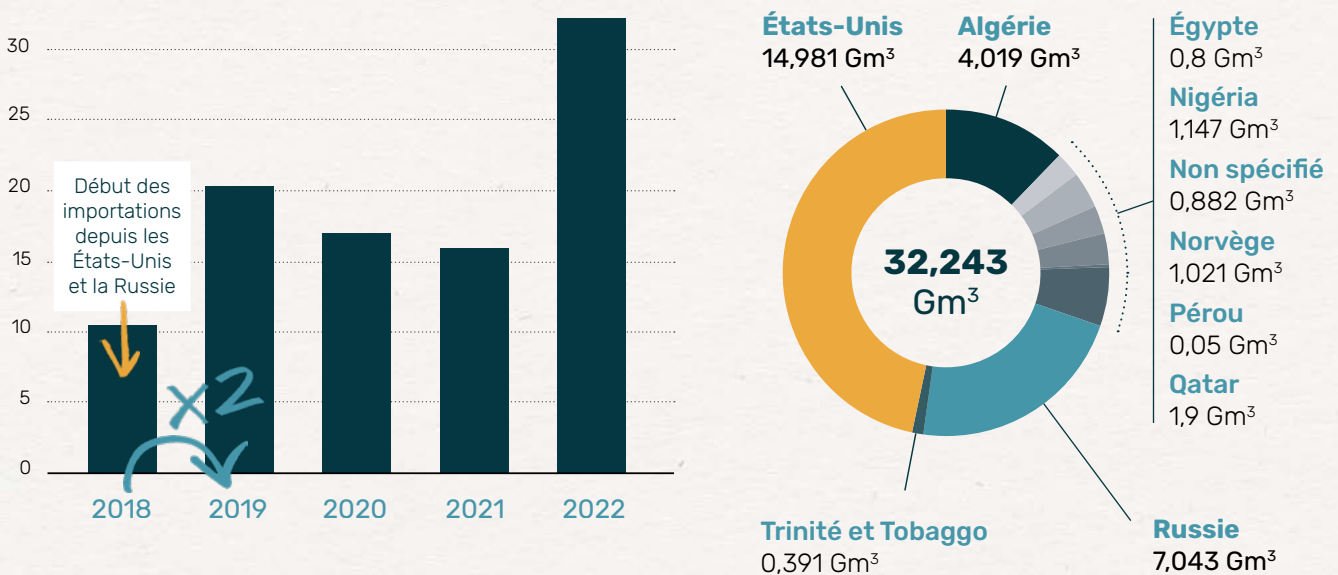
Depuis la guerre en Ukraine, la Norvège est le seul pays dont la France importe encore des quantités significatives de gaz fossile par gazoduc³⁵. Du côté du GNL en 2022 et 2023, les États-Unis, la Russie, l'Algérie et le Qatar étaient les principaux exportateurs vers la France³⁶.

La composition des importations de GNL de la France a beaucoup évolué ces dernières années. L'Algérie a été l'unique fournisseur de GNL de la France jusqu'en 2002 et le principal jusqu'en 2018, date à laquelle les importations depuis la Russie et les États-Unis

débutent - après qu'État et entreprises françaises aient activement contribué au développement de l'extraction dans ces pays (voir pages 24 à 27). La Russie est le principal fournisseur de la France de 2019 à 2021, et passe deuxième lorsque les importations depuis les États-Unis explosent en 2022 suite à l'invasion russe de l'Ukraine³⁷. En 2023, la Russie a conservé cette place en représentant 16 % des importations françaises³⁸.

En 2022 et 2023, la France était positionnée comme la plus grande importatrice de GNL d'Europe, devant l'Espagne³⁹ : une évolution dont les risques interrogent.

Évolution des importations françaises de GNL et répartition des importations en 2022 par pays d'origine (Gm³)



Source : Enerdata (Analyse de Reclaim Finance pour les Amis de la Terre).

La France réexporte du gaz

La France dispose d'une **capacité de regazéification bien supérieure à ce qu'elle importe**. Si les terminaux français ont connu un record d'utilisation avec un taux d'utilisation moyen de 80,4 % en 2022, ils n'étaient utilisés qu'à 39,82 % de leurs capacités en 2021. Leur utilisation était à nouveau en baisse en 2023, avec un taux d'utilisation de 65,16 %⁴⁰.

Avec cette surcapacité de regazéification et stockage dans les terminaux, la France réexporte depuis longtemps une partie du GNL qui arrive dans le pays. Ces réexportations ont représenté jusqu'à 19 % de ses importations en 2016, principalement vers des pays hors de l'Union européenne⁴¹.

Les dynamiques ont fortement changé en 2022 : **la France ne réexporte presque plus de GNL mais a augmenté ses exportations par gazoduc** vers les pays voisins. Ces réexportations ont toujours existé : les échanges de gaz entre pays européens fluctuent en fonction de la météo et de la disponibilité des moyens de production électrique⁴². En 2022, la France est devenue pour la première fois exportatrice nette vers la Belgique et l'Allemagne.

En revanche, **le transbordement de GNL russe, réalisé depuis 2018 à Montoir de Bretagne (voir encadré) a augmenté**.

TRANSBORDEMENT : LA FRANCE, UN MAILLON ESSENTIEL DU MARCHÉ DU GAZ RUSSE

Depuis 2018⁴³, un terminal français joue un rôle essentiel dans le commerce de GNL russe : **Montoir-de-Bretagne transborde⁴⁴ le GNL depuis les cargos brise-glace en provenance de Sibérie vers des méthaniers classiques⁴⁵**. Seuls une poignée de terminaux ont cette pratique en Europe. Ces opérations à Montoir résultent d'un accord de vente et d'achat de GNL en 2015⁴⁶ dans le cadre du projet Yamal LNG en Russie. Initialement établi entre Novatek et Engie, l'accord a été transféré en 2018 à Total⁴⁷. Shell dispose également d'un contrat de transbordement à Montoir⁴⁸. Le service de transbordement est opéré par Elengy.

Entre 2018 et 2021, une moyenne de 1,55 milliard Gm³ de GNL ont été transbordés chaque année à Montoir⁴⁹. En 2022, malgré le conflit en Ukraine, **les transbordements ont augmenté de 50 %** par rapport à 2021⁵⁰. En 2023, 1,68 Gm³ ont encore été transbordés à Montoir⁵¹.

Transborder ce gaz n'a rien à voir avec la sécurité d'approvisionnement mais résulte d'une pure

logique financière, voire d'une stratégie de « survie » du terminal comme en témoigne l'étude du cas du terminal de Zeebrugge en Belgique. Suite à l'expiration de son contrat d'approvisionnement initial en 2007, et à une décennie de stagnation de la demande de gaz en Belgique, son gestionnaire, Fluxys s'est tourné vers le transbordement de GNL russe, qui a stimulé la croissance de son chiffre d'affaires⁵².

Aujourd'hui, la poursuite de **cette activité permet un « blanchiment » du gaz russe dont personne ne dit vouloir**. Cela permet également au terminal Yamal LNG d'exporter davantage de gaz en permettant une plus grande rotation des brise-glaces, dont Yamal LNG ne dispose qu'en petit nombre (16). En plus d'avoir joué un rôle actif dans le développement de l'extraction gazière en Arctique russe⁵³, Total, Engie par sa filiale Elengy et la France se placent avec cette activité de transbordement en **maillon essentiel du marché de gaz russe qui finance la guerre en Ukraine**.



Un pari coûteux sur le GNL

Ces quinze à vingt dernières années, l'État et les entreprises françaises du secteur gazier ont activement participé au boom du GNL. Ainsi État et entreprises ont œuvré au développement de chaînes d'approvisionnement vers la France :

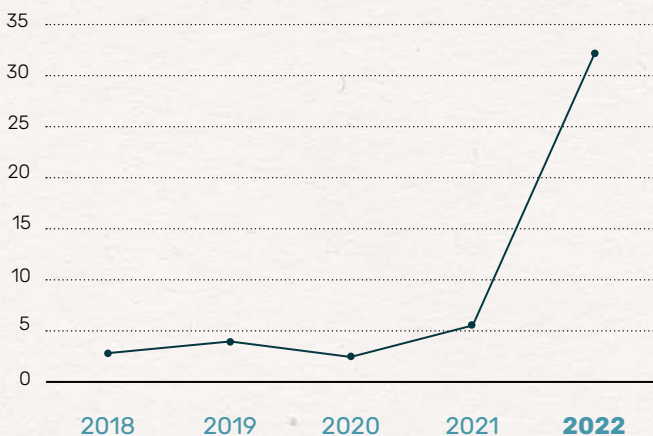
→ En amont, l'État a activement soutenu l'ouverture de nouveaux champs d'extraction de gaz fossile en Russie⁵⁴ et aux États-Unis⁵⁵, dans lesquels des entreprises françaises - et des banques dans le cas des États-Unis - étaient impliquées, favorisant le début des importations de GNL depuis ces pays à partir de 2018.

→ En parallèle en France, les infrastructures permettant d'augmenter massivement les importations de GNL ont été développées : Fos Cavaou (2010), Dunkerque (2016)⁵⁶, Le Havre (2023). Entre la mise en service de Fos Cavaou et fin 2021, les importations de GNL ont augmenté de 42 %⁵⁷. À travers son actionnariat dans Engie⁵⁸ et EDF (et sa filiale Edison)⁵⁹, l'État a aussi été impliqué dans la signature de multiples contrats d'importation.

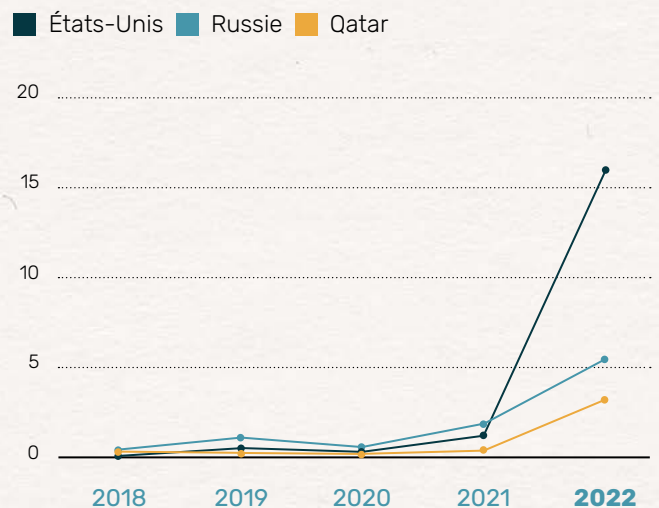
La stratégie de développement du GNL interroge d'autant plus lorsqu'on considère les coûts économiques nettement supérieurs du GNL par rapport aux importations par gazoduc. **En 2022, le GNL a coûté 32 milliards d'euros à la France, soit 2,5 fois le budget de feu le ministère de la Transition Énergétique⁶⁰.**

Coût des importations françaises de GNL, en milliards d'euros

Coût global



3 premières sources d'approvisionnement



Source : IEEFA à partir de Eurostat⁶¹

III. Politique domestique et européenne : entre échec et hypocrisie

Au cours des dernières années, la France n'a pas suffisamment réduit sa consommation de gaz fossile pour lutter contre les dérèglements climatiques et renforcer sa résilience et son indépendance. Nous dépendons toujours énormément du gaz, avec des conséquences économiques et écologiques majeures.

Cette dépendance n'est pas inéluctable, elle n'est pas arrivée par elle-même. Elle est issue de **choix politiques, influencés par les intérêts de l'industrie fossile**. L'État a échoué à mettre en place une politique domestique pour préparer la sortie de cette énergie fossile. En parallèle, il a soutenu de nombreuses manières le développement en amont à l'international de l'extraction de gaz au détriment des droits humains et de l'environnement.

POLITIQUE DOMESTIQUE : UNE TOTALE IMPRÉPARATION À LA SORTIE DU GAZ

En février 2022 lors du discours de Belfort, Emmanuel Macron a posé l'ambition de « *faire en 30 ans de la France, le premier grand pays du monde à sortir de la dépendance aux énergies fossiles* »⁶². Au milieu d'une crise énergétique qui s'installe dans le temps et alors que la France doit faire des choix décisifs en matière de politique énergétique⁶³, un examen historique de celle-ci révèle les multiples dimensions de son échec à préparer la sortie des énergies fossiles, et du gaz fossile en particulier.

Des mesures court-termistes de réduction de la consommation énergétique

Réduire fortement notre consommation d'énergie est un préalable indispensable à la transition énergétique. Alors que la France s'était fixée des objectifs de baisse

de consommation dès 2015⁶⁴, elle n'a pas engagé les politiques d'économie d'énergie qui auraient permis non seulement de respecter ses objectifs, mais aussi de réduire le coût pour les ménages et les entreprises, et de gagner en souveraineté et résilience.

Il est possible de réduire la consommation de deux manières : en améliorant l'efficacité énergétique (satisfaire le même usage avec une quantité moindre d'énergie), ou en réduisant les usages eux-mêmes (sobriété). Si la loi sur la transition énergétique de 2015 mentionnait les deux⁶⁵, la politique énergétique a échoué à mettre correctement en œuvre les mesures d'efficacité et a longtemps ignoré la sobriété.

Ainsi en matière d'efficacité énergétique, l'État n'a pas mis les moyens suffisants pour atteindre ses objectifs de rénovation énergétique des bâtiments, ne permettant pas de réduire les besoins en chauffage. Celui-ci représente pourtant environ 60 % de la consommation finale de gaz fossile⁶⁶. L'atteinte de l'objectif de 500 000 rénovations performantes dans le résidentiel permettrait d'économiser jusqu'à 10 TWh de gaz chaque année, soit 10 % des importations annuelles françaises de gaz russe⁶⁷.

Le gouvernement a attendu 2022 et une nouvelle crise énergétique d'ampleur pour **s'approprier la notion de sobriété**. Le plan de sobriété mis en place en octobre 2022 a permis à la France de réduire sa consommation énergétique de 12 %⁶⁸ (hors effets météo) en quelques mois, révélant l'échec flagrant des gouvernements



successifs à prendre les mesures les plus accessibles pour réduire les postes évidents de surconsommation. De l'aveu de la ministre de la Transition Énergétique elle-même, le pays a réussi à «faire en trois mois ce qu'il n'avait pas su faire en trente ans»⁶⁹.

Malheureusement, le plan échoue à mettre en place les mesures qui garantiront une réduction dans la durée⁷⁰. D'une part, il se concentre sur des «petits gestes» qui visent les usages inutiles les plus flagrants (par exemple la température de chauffe) – nécessaires mais insuffisants sans mesures de transformation et d'accompagnement structurantes. Par exemple, déployer les transports en commun et le fret ferroviaire pour diminuer la consommation de pétrole et éviter un report sur le gaz.

D'autre part, le plan ne porte pas l'attention nécessaire sur les ménages les plus précaires, tandis qu'il n'a aucune portée contraignante vis-à-vis des plus gros pollueurs (uniquement des mesures incitatives). **Sans justice sociale, une telle approche de la sobriété est vouée à ne donner que des résultats temporaires.** La baisse de la consommation observée sur 2022 et 2023 s'explique⁷¹ en partie par les mesures du plan de sobriété, mais aussi par des privations en raison des prix élevés et une augmentation de la précarité – sans qu'on connaisse la ventilation entre ces deux leviers.

Une sous-estimation chronique de la dangerosité du gaz fossile

Alors que l'impact climatique du gaz fossile était déjà bien documenté en 2019⁷², la PPE 2019-2028 adoptée cette année-là ne contenait **aucune mesure spécifique de maîtrise de la consommation de gaz.** Pour atteindre les objectifs de réduction de cette

demande, le gouvernement ne comptait que sur l'impact des mesures d'efficacité énergétique mises en œuvre notamment dans le bâtiment (elles-mêmes inefficaces comme déjà évoqué⁷³).

Cela était justifié par le fait que le gaz serait une énergie fossile moins dangereuse et que «le report temporaire de certains usages du charbon ou du pétrole vers du gaz naturel est une amélioration relative.»⁷⁴ Ce narratif du gaz comme «énergie de transition» est **totalemment fallacieux**⁷⁵. Il est soufflé par l'industrie depuis des années pour bloquer toute politique publique ambitieuse et justifier un développement du gaz et de ses usages. Mais il se heurte à un consensus scientifique clair et à une accumulation de plus en plus importante de recherches avérées dénonçant sa dangerosité climatique⁷⁶.

Par ailleurs, **les objectifs existants de réduction de la consommation de gaz fossile n'étaient pas suffisamment ambitieux**⁷⁷ et n'ont pas mis la France sur la bonne voie pour tenir sa part juste⁷⁸ dans le maintien du réchauffement à 1,5 °C. Les objectifs intermédiaires n'ont pas été respectés.

Une absence de réflexion de long-terme et d'un cap clair et cohérent

Globalement, les gouvernements successifs et jusqu'à ceux de la présidence d'Emmanuel Macron ont échoué à penser une politique cohérente, articulée entre mesures immédiates et ambitions de long-terme. Ce point a été soulevé en 2023 par la Commission d'enquête sur l'indépendance énergétique⁷⁹ et par le Haut Conseil pour le Climat : «La PPE est construite sur des horizons temporels trop courts (...), qui mènent à un manque de clarté sur la stratégie et trajectoire du mix électrique et énergétique.»⁸⁰

La plan sobriété est à cet égard très révélateur. Celui-ci, élaboré dans l'urgence, n'évalue pas la compatibilité des mesures avec les objectifs climatiques de moyen et long-terme⁸¹. Il peut représenter des victoires rapides sur le court-terme, mais oublie la nécessité de pérenniser les efforts pour rester dans les clous à moyen et long-terme.

Quand il parvient à envisager un horizon de long-terme, l'État n'adopte pas la bonne approche à l'image des réflexions sur la transition de sites industriels. Les contrats de transition écologique des cinquante sites les plus émetteurs signés en 2023 font la part belle à des technologies incertaines comme la capture et stockage de carbone⁸². Cette approche très technologique et centrée sur la «décarbonation» ignore des leviers essentiels d'une *politique* de transition industrielle, comme le déploiement de l'économie circulaire et la prise en compte d'hypothèses de sobriété de la demande, qui ne sont cités que dans 3 des 32 contrats⁸³.

Pire, les politiques mises en place dernièrement, au lieu d'articuler objectifs industriels et objectifs environnementaux, se font au détriment du droit de l'environnement. La loi «industrie verte» est à ce titre flagrante : son principal effet est de permettre une accélération des procédures afin d'implanter de nouvelles industries liées aux technologies présentées comme «propres» mais dont les bénéfices environnementaux ne sont pas toujours prouvés, en fragilisant les procédures de consultation⁸⁴. Les premières annonces concernant une seconde loi sur l'industrie sont également inquiétantes⁸⁵. Quant aux aides publiques, elles ne sont toujours soumises à aucune éco-conditionnalité (voir p.30-31).

Rappelons que l'industrie représente 36 % de notre consommation de gaz à des fins énergétiques et 3 % à des fins non-énergétiques⁸⁶ (c'est-à-dire comme matière première), et a été frappée de plein fouet par la hausse des prix du gaz⁸⁷. Considéré comme une énergie de transition, la part du gaz dans le mix énergétique de certaines industries a augmenté⁸⁸. Il s'agit donc d'un secteur où il est urgent de réduire la dépendance aux énergies fossiles.

Un retard pris dans le développement des énergies renouvelables

Malgré des gisements importants, la France est en retard sur le développement des énergies renouvelables : elle est le seul pays de l'Union européenne à ne pas avoir atteint ses objectifs de développement. Alors qu'elle devait atteindre 24,3 %, seule 20,7 % de notre consommation finale brute d'énergie est issue des énergies renouvelables en 2022⁸⁹.

Ce non-respect de nos objectifs représente un déficit d'environ 60 TWh⁹⁰, qui représente autant d'énergie que ce que nous importons de sources fossiles au prix fort, avec un coût estimé par l'IDDRI de 6 à 9 milliards d'euros pour 2022⁹¹. Au contraire, les énergies renouvelables ont rapporté 13,7 milliards d'euros⁹² au budget de l'État en 2022-2023, permettant le financement de 50 % du bouclier tarifaire.

Les énergies renouvelables démontrent leurs avantages stratégiques, que ce soit d'un point de vue économique, mais aussi en termes de rapidité de déploiement. Sur les 10 prochaines années, ce sont les seules énergies qui pourront être ajoutées à notre système énergétique pour remplacer les énergies fossiles. Cependant, la loi d'accélération des énergies renouvelables adoptée l'année dernière n'a pas répondu aux besoins premiers pour aider à leur développement : l'augmentation des moyens humains et financiers pour traiter mieux et plus rapidement les dossiers et aider à leur déploiement sur l'ensemble du territoire.

Le projet de loi sur la souveraineté énergétique qui fait disparaître les objectifs de part d'énergies renouvelables dans la consommation brute est très inquiétant à cet égard. Un soutien clair est nécessaire de la part de l'État, pour contrer les fausses informations et stratégies de clivage diffusées largement par certains détracteurs des énergies renouvelables, et réitérer le choix sans regret que représente l'investissement dans ce secteur d'avenir.



Un pari démesuré et aveugle sur le nucléaire

Les gouvernements successifs ont échoué à anticiper la fragilité des réacteurs nucléaires, les retards sur les opérations de maintenance mais surtout les problèmes génériques comme les corrosions⁹³. Ceci a mené à l'arrêt de plus de la moitié des réacteurs⁹⁴ en pleine crise énergétique, et, combiné au retard pris dans le déploiement des énergies renouvelables, a induit une demande en gaz fossile plus élevée. En 2022, les centrales à gaz françaises ont tourné à plein régime.

L'État a misé sur un EPR complexe et coûteux, qui ne produit toujours pas d'électricité alors que son démarrage était prévu en 2012, avec un coût passé de 3,3 milliards à 19,1 milliards d'euros⁹⁵. La loi prévoyait que l'EPR de Flamanville démarrerait avant toute décision en faveur ou non d'une relance du nucléaire, ce qui n'a pas été respecté et augmente les incertitudes sur les prochains projets d'EPR 2 annoncés⁹⁶.

Loin d'admettre le coût démesuré et les risques de fiabilité et de sûreté du nucléaire – en particulier dans un contexte de dérèglements climatiques et de sécheresses répétées – le gouvernement actuel, et Emmanuel Macron en tête, reproduit les mêmes erreurs et sur-investit dans le nucléaire. **Le nucléaire est une énergie trop chère, trop lente à déployer, et vulnérable aux risques d'accident et aux impacts des dérèglements climatiques⁹⁷** : alors que les prochaines années seront cruciales pour nous mettre sur la bonne trajectoire climatique, aucun des nouveaux EPR annoncés par le gouvernement français ne sera prêt avant au mieux une quinzaine d'années. **Le nouveau nucléaire est simplement hors délai face à la crise climatique et énergétique.**

Par ailleurs, les difficultés que rencontrent l'industrie nucléaire française et le programme de relance du nucléaire se traduisent par une stratégie active de l'État français pour défendre les intérêts de son industrie nucléaire au niveau européen et international, quitte à le faire au détriment du déploiement des énergies renouvelables et de la sortie du gaz fossile.

NÉGOCIATIONS EUROPÉENNES : UNE HYPOCRISIE DE HAUT NIVEAU

Ces dernières années, plusieurs textes clés pour la transition énergétique ont été négociés au niveau européen. L'État français a édulcoré ou fait obstacle à plusieurs textes pour soutenir le nucléaire et le gaz, amoindrissant ainsi la portée du Pacte vert ou *Green Deal* européen⁹⁸. Il l'a notamment fait lorsqu'il était en position de force à l'occasion de la Présidence française du Conseil de l'Union européenne (UE) au cours des six premiers mois de 2022 – et qui a coïncidé avec l'invasion russe en Ukraine⁹⁹.

En 2021 et 2022, lors des négociations sur la taxonomie verte de l'UE, la France a conduit une alliance avec des pays pro-gaz fossile d'Europe de l'Est pour y faire inclure le nucléaire et le gaz fossile¹⁰⁰. La taxonomie classe les activités économiques « vertes », c'est-à-dire d'intérêt pour la transition énergétique, afin d'encourager l'alignement des flux financiers sur les objectifs climatiques européens et l'Accord de Paris. Cette tactique de la France pour soutenir son industrie nucléaire en difficulté a eu pour conséquence de faire de la taxonomie un outil de *greenwashing* de l'industrie nucléaire mais aussi gazière, et pourrait détourner des milliards d'euros d'investissements dédiés à la transition vers des projets incompatibles avec nos objectifs climatiques.

Cette alliance avec les pays pro-gaz s'est également avérée déterminante en 2021 pour l'issue de la législation sur les réseaux de transport énergétique : le vote de la France a fait pencher la balance pour que le « *blending* » (mélange de gaz fossile et d'hydrogène dans la même infrastructure) puisse bénéficier de financements prioritaires de l'UE¹⁰¹.

Suite à l'invasion russe en Ukraine, la Commission européenne a mis en place le plan RePowerEU qui vise à mettre fin à la dépendance européenne aux énergies fossiles russes. Dans ce cadre, la Commission a proposé une accélération sans précédent du déploiement des énergies renouvelables passant de 22 % du mix énergétique aujourd'hui à 45 % en 2030. La majorité des euro-députés et plusieurs États-membres ont soutenu cette accélération, mais la France s'y est opposée en 2023¹⁰².

Elle a également cherché à obtenir que des énergies « bas carbone » comme le nucléaire puissent être comptabilisées dans le calcul de l'atteinte des objectifs d'énergies renouvelables, sans succès. La France avait ensuite bloqué l'adoption de la directive tant que le texte n'était pas a minima favorable à l'hydrogène « bas carbone », et a obtenu gain de cause. Ainsi l'hydrogène produit à partir d'électricité nucléaire a été placé à égalité avec l'hydrogène renouvelable, issu d'électricité solaire, éolienne ou hydraulique¹⁰³. Ce faisant, il accroît les débouchés pour le nucléaire français et détourne des investissements urgents dans les énergies renouvelables.

Ces exemples au niveau européen ne sont pas des cas isolés, mais reflètent la stratégie générale de la France vis-à-vis de la transition énergétique : se déclarer très vocalement pour la sortie des énergies fossiles, mais soutenir de manière répétée et déterminante l'industrie gazière et nucléaire, tout en bloquant les ambitions communautaires sur les énergies renouvelables.



IV. État et industrie fossile : des liens anciens et problématiques

Le territoire français ne disposant pas d'importantes réserves d'hydrocarbures, l'État a instauré à l'issue de la Seconde Guerre mondiale une politique pour maîtriser l'accès aux ressources énergétiques. Liée à sa politique coloniale¹⁰⁴, celle-ci visait à faire émerger une industrie énergétique nationale compétitive au niveau mondial¹⁰⁵. En parallèle du développement du complexe industriel nucléaire, l'État visait à créer des **entreprises de production et fourniture pétrolières et gazières** nationales qui ont donné naissance à Total et Gaz de France, devenues aujourd'hui TotalEnergies et Engie, ainsi que des entreprises « sous-traitantes » pour les soutenir : le secteur parapétrolier et paragazier. De nombreuses entreprises françaises sont aujourd'hui bien positionnées tout au long de la chaîne d'approvisionnement pétrolière et gazière : géophysique (CGG), services aux puits ou forages (Schlumberger, Vallourec), ingénierie et construction (Technip), etc¹⁰⁶.

L'industrie pétro-gazière française, créée et soutenue par l'État pour assurer la sécurité d'approvisionnement énergétique de la France, est devenue un acteur puissant du secteur au niveau mondial. Elle a largement dépassé sa vocation première et sert aujourd'hui avant tout ses propres intérêts, qu'elle défend ardemment auprès de l'État - et que l'État défend tout autant.

ÉTAT-ENTREPRISES-BANQUES, UN TRIO AU SERVICE DU GAZ

L'analyse des cas de la Russie, des États-Unis et du Mozambique montrent comment **État, entreprises et banques privées français œuvrent activement et de façon coordonnée au développement de l'industrie gazière à l'international**. Le travail en symbiose de ces acteurs brouille les frontières entre intérêts public et privé et questionne l'objectif à l'œuvre : sécuriser un approvisionnement pour les besoins énergétiques français ou renforcer notre dépendance au profit des entreprises ?

« Notre nationalité existe. (...) Et notre activité de gaz et de pétrole est vue par les pays producteurs comme un domaine de souveraineté. Total participe aux relations qu'entretient la France avec ces pays tout en bénéficiant de celles-ci. »

PATRICK POUYANNÉ,
au magazine *Challenges* en 2016¹⁰⁷

Dans ces trois pays (voir p.23-24-25), le même schéma se reproduit :

1 Des entreprises françaises sont impliquées dans le développement de projets gaziers :

→ Total est propriétaire de blocs d'exploration ou d'exploitation (et est positionnée tout au long de la chaîne d'approvisionnement) : depuis 2016, la major s'est ainsi positionnée sur 77 nouveaux blocs d'exploration de pétrole et gaz dans 24 pays, et a en 2024 des projets de développement de production pétro-gazière dans 53 pays¹⁰⁸.

→ D'autres entreprises fournissent des services ou du matériel permettant le développement du projet (le secteur paragazier mentionné précédemment). Technip Energies a réalisé l'ingénierie et la construction des infrastructures d'extraction et d'exportation du gaz pour les projets de Total Yamal LNG et Arctic LNG 2 en Arctique russe¹⁰⁹, et Coral South FLNG au Mozambique¹¹⁰.

→ Enfin, certaines concluent des contrats d'achat de GNL, déterminants pour le bon développement d'un terminal d'exportation et l'atteinte d'une décision finale d'investissement (FID) pour ce type de projet. Depuis 2012 Engie, Total et EDF ont conclu au moins 11 contrats avec des entreprises américaines¹¹¹. Signer ces contrats représente une contribution clé des entreprises françaises à la réalisation de ces projets. L'exemple du projet de terminal d'exportation de GNL Rio Grande LNG de l'entreprise NextDecade au Texas est ici flagrant. Alors que ce projet hautement controversé (et même discrédité en 2020 par le gouvernement français¹¹²) prenait du retard depuis des années¹¹³, l'entrée de Total au capital de NextDecade et du projet ainsi que la signature d'un contrat d'importation¹¹⁴ représentant 33 %¹¹⁵ du volume de GNL qui sera produit par Rio Grande LNG a permis de valider la décision finale d'investissement¹¹⁶.



PROJETS AYANT BÉNÉFICIÉ DU SOUTIEN FRANÇAIS AUX ÉTATS-UNIS

Extraction de gaz de schiste par fracturation hydraulique (méthode interdite en France) et exportation sous forme de GNL.

Entreprises françaises impliquées :



Banques françaises impliquées :



Des dizaines de projets d'extraction et de terminaux d'exportation en opération ou de développement, dont Rio Grande LNG

Impacts :

- sur la santé des riverain·es, tremblements de terre, violations des droits des communautés autochtones ;
- impact climatique aggravé par la fracturation hydraulique particulièrement émettrice de méthane.

2 Des banques françaises permettent le financement des projets gaziers :

→ En étant mandatées par les sponsors d'un projet gazier en tant que conseiller financier de ce projet. La banque sera alors notamment responsable de réunir des banques et de lever les financements nécessaires, pour amener le projet vers une décision finale d'investissement (FID). C'est un rôle qui a été exercé à de nombreuses reprises par de grandes banques

françaises sur des projets de terminaux de GNL, et encore aujourd'hui par Crédit Agricole pour les projets Rovuma LNG d'ExxonMobil et Eni au Mozambique, et Papua LNG de Total en Papouasie-Nouvelle-Guinée.

→ En finançant directement les projets gaziers, par des prêts dédiés. Les grandes banques françaises, et en tête Société Générale, Crédit Agricole et Banque Populaire Caisse d'Épargne (BPCE), ont ainsi fortement participé au développement du GNL aux États-Unis¹¹⁷, où 9 terminaux sont actuellement en opération et 36 autres sont encore prévus ou en cours de construction¹¹⁸. On retrouve également Société Générale et Crédit Agricole dans le très controversé projet Mozambique LNG de Total, ayant participé en 2020 à son financement de 14,9 milliards de dollars¹¹⁹. En 2023, Société Générale, Crédit Agricole et BNP Paribas ont toutes trois annoncées la fin de leurs soutiens directs à l'exploitation de nouveaux champs gaziers, mais seule Société Générale a fait de même pour les projets d'infrastructures liés à ces champs, tels que les terminaux de GNL¹²⁰.

→ En finançant les entreprises qui développent de nouveaux projets gaziers, via des prêts ou des émissions d'actions et d'obligations pour le compte de ces groupes. C'est ici le premier – et de loin – levier mobilisé par les banques pour soutenir les plans d'expansion de l'industrie fossile : ces financements « corporate » représentent 96,7 % des financements d'une banque comme BNP Paribas au secteur des énergies fossiles, contre 3,6 % pour les financements de projets¹²¹. On retrouve les grandes banques françaises parmi les plus importants financeurs des entreprises les plus agressives dans le développement des hydrocarbures, qui échappent à leurs engagements climat¹²² – comme Saudi Aramco¹²³ et Total¹²⁴ respectivement premier groupe public et premier groupe privé dans l'expansion à court-terme.

Au total, entre 2016 et 2022, les grandes banques françaises ont accordé 405 milliards



PROJETS AYANT BÉNÉFICIÉ DU SOUTIEN FRANÇAIS EN RUSSIE

Extraction de gaz en Arctique et exportation (GNL) par la route maritime du Nord, désormais praticable en raison du réchauffement climatique.

Entreprises françaises impliquées :



Projets :

Yamal LNG (mis en service en 2017), Arctic LNG 2 (en difficulté).

Impacts :

- Financement du régime russe ;
- Fragilisation de l'Arctique, un écosystème sensible, le plus touché par le changement climatique.

de dollars au secteur des énergies fossiles (financements directs et indirects)¹²⁵.

③ **L'État français soutient activement les entreprises et les banques de multiples manières** : par des soutiens financiers publics, en encourageant des financements privés, en apportant son poids diplomatique, ou en donnant carte blanche aux banques et entreprises – même lorsqu'il en est actionnaire.

Jusqu'à 2022, un mécanisme de soutien majeur existait : les garanties à l'export. La France garantissait des prêts de banques françaises pour des projets pétroliers et gaziers – en cas de défaut de paiement, c'est l'État qui remboursait la banque.

Entre 2014 et 2022, elle a ainsi soutenu des projets de Total à travers ses sous-traitants (Technip, Air liquide...) au Yémen, en Arctique russe, au Mozambique et d'autres entreprises pour un total de 2,6 milliards d'euros¹²⁶. Après des années de pression de la société civile, l'État a fini par mettre fin en 2022 à ce mécanisme pour ce type de projets¹²⁷. S'il s'agit d'un engagement significatif pour la sortie des énergies fossiles, il serait faux de penser que les moyens de soutenir le déploiement des énergies fossiles se résument à ces financements.

Comme il le fait pour des projets pétroliers comme celui de Total en Ouganda¹²⁸, l'État français déploie toute la puissance de son appareil diplomatique pour soutenir les projets gaziers. En Russie en 2016-2018, Emmanuel Macron, alors ministre de l'Économie puis Bruno Le Maire se sont mobilisés pour tenter de contourner les sanctions américaines qui pesaient sur les entreprises russes suite à l'annexion de la Crimée et permettre aux banques françaises de financer les projets de Total en Arctique. Emmanuel Macron était également présent aux côtés de Vladimir Poutine, du PDG de Total Patrick Pouyanné et du PDG de Novatek, lors de l'entrée de Total dans le consortium Arctic LNG 2¹²⁹. Ce type de visite diplomatique en présence du patronat s'est reproduit par exemple aux États-Unis : Emmanuel Macron s'est rendu en Louisiane avec des chefs d'entreprise dont Patrick Pouyanné¹³⁰ à peine six mois avant l'entrée de Total dans le très décrié projet de Rio Grande LNG. Au Mozambique, en plus des visites diplomatiques en compagnie d'entreprises du secteur fossile et la réouverture du service économique de son ambassade, l'État a ouvert une mission de défense en 2018 avec la volonté d'accroître la coopération militaire avec le Mozambique pour assurer la sécurité dans la région où le projet de Total commençait à être menacé par une insurrection armée¹³¹.

En plus de ce soutien actif, l'État contribue au développement du secteur gazier par sa défaillance à réguler les entreprises - en particulier celles dont il est actionnaire (voir p.29) et les banques impliquées (voir encadré page suivante).



PROJETS AYANT BÉNÉFICIÉ DU SOUTIEN FRANÇAIS AU MOZAMBIQUE

Extraction de gaz en eaux ultra profondes au large de la province du Cabo Delgado. Exportation sous forme de GNL depuis des infrastructures terrestres ou flottantes.

Entreprises françaises impliquées

(entre autres)¹³² :



Banques françaises impliquées :



Projets :

Coral South FLNG (mis en service en 2023), 3 autres en développement : Mozambique LNG¹³³, Rovuma LNG¹³⁴, Coral North FLNG¹³⁵

Impacts :

- Privations d'accès aux moyens de subsistance (pêche, agriculture) ;
- Aggravation d'un conflit armé ;
- Verrouillage du pays dans une dette financière.¹³⁶



© Laurent Grassin

L'ÉTAT FACE AU SOUTIEN DES BANQUES AUX ÉNERGIES FOSSILES

La politique pro-gaz de la France se traduit aussi par le total laisser-faire du gouvernement face à la lourde implication de ses banques dans l'industrie fossile. En effet, alors que Bruno Le Maire envoyait en 2020¹³⁷ puis 2021¹³⁸ un premier signal positif en demandant publiquement aux acteurs financiers français de mettre en place une stratégie de sortie des pétrole et gaz non-conventionnels, le ministre a laissé cet appel devenir lettre morte. Les tentatives – notamment dans le cadre des débats sur la loi Climat en 2021 – de concrétiser un encadrement des activités des banques, investisseurs et assureurs dans les énergies fossiles ont été bloquées par le gouvernement et la majorité présidentielle¹³⁹.

Depuis, et alors que la place financière de Paris culmine au premier rang des financeurs européens¹⁴⁰ – et troisième rang mondial – de l'expansion des énergies fossiles, le gouvernement est même allé jusqu'à se mobiliser pour empêcher que des réglementations s'imposent au secteur.

Dernière offensive en date : les manœuvres de la France pour exempter le secteur financier de la directive européenne sur le devoir de vigilance. Le gouvernement a joué tout au long des négociations un rôle moteur pour détricoter ce texte crucial¹⁴¹. Un travail de sape payant puisque le texte exclut désormais les activités « aval » des banques, c'est-à-dire tous les services financiers qu'elles fournissent, de l'obligation générale de vigilance. Cette dernière impose aux entreprises de prévenir et cesser les violations des droits humains et les préjudices environnementaux dans leur chaîne de valeur¹⁴².

Il s'agit d'une exclusion incompréhensible alors que ces services sont couverts par la loi française sur le devoir de vigilance, BNP Paribas faisant, par exemple, l'objet d'une action en justice pour ses soutiens à l'expansion pétro-gazière – recours porté par les Amis de la Terre France, Notre Affaire à Tous et Oxfam France¹⁴³.

Le résultat de ce travail en symbiose des entreprises, banques et État français est une dépendance fabriquée au mépris de sérieux impacts environnementaux et sociaux à l'autre bout du monde. Depuis 2018, la France dépend fortement de la Russie et

des États-Unis : si les ressources de l'État avaient été consacrées à la mise en œuvre d'une politique énergétique efficace pour réduire la consommation de gaz, nous aurions été d'autant moins dépendants aux importations de GNL.

UN ÉTAT ACTIONNAIRE PASSIF OU CONTRE-PRODUCTIF

L'État français est actionnaire de référence d'Engie (23 %¹⁴⁴) et actionnaire indirect par la Banque Publique d'Investissement de Technip Energies (7 % avec un objectif affiché de devenir actionnaire de référence¹⁴⁵). Il est également à nouveau actionnaire à 100 % d'EDF, qui opère des centrales à gaz et conclut des contrats d'importation notamment à travers sa filiale Edison¹⁴⁶. Ce rôle d'État actionnaire octroie un levier d'action publique important pour inciter, voire contraindre, les entreprises à mettre en place une stratégie de transition ambitieuse. Pourtant, l'État n'utilise pas pleinement cet outil de politique industrielle majeur et ferme les yeux sur les activités gazières et l'absence de stratégie de sortie des énergies fossiles de ces entreprises.

Le cas d'Engie : une stratégie catastrophique validée par l'État

À travers sa filiale Elengy, Engie possède et opère plusieurs terminaux de GNL en France pour lesquels elle promeut des projets d'expansion incompatibles avec la lutte contre le changement climatique et un système énergétique résilient (voir p.38). En Allemagne, Engie participe au développement d'un second terminal flottant à Wilhelmshaven¹⁴⁷. Engie signe également des contrats d'importation de très long-terme¹⁴⁸ qui interrogent et risquent de nous enfermer dans la consommation de gaz (voir encadré p.39).

Engie est également le deuxième plus gros producteur d'électricité à partir de gaz en Europe¹⁴⁹, ne s'est pas engagée à cesser de développer de nouvelles centrales et est activement impliquée dans le développement d'une centrale aux Pays-Bas¹⁵⁰. Celles-ci pourraient tourner après 2035 alors que les pays riches doivent sortir du gaz dans la production d'électricité d'ici cette date - un engagement qu'a par ailleurs pris l'État français¹⁵¹.

Engie ne prévoit pas de fermer et démanteler ses infrastructures gazières et le justifie en assurant un «verdissement» complet de son gaz à l'horizon 2045¹⁵² en le convertissant à l'hydrogène vert, au

biométhane et en installant des dispositifs de capture, stockage et utilisation du carbone (CCUS) - des fausses solutions¹⁵³... - mais n'indique pas comment elle compte parvenir à cet objectif¹⁵⁴.

Malgré cette stratégie catastrophique, l'État a voté contre une plus grande redevabilité d'Engie sur ses efforts environnementaux. En avril 2023, une résolution a été présentée à l'Assemblée générale d'Engie appelant à examiner chaque année les efforts environnementaux du géant gazier. Sur recommandation du Conseil d'administration, où trois représentant·es de l'État siègent¹⁵⁵, l'État a rejeté cette résolution¹⁵⁶ alors qu'il pèse pour 33 % des droits de vote¹⁵⁷. Par ailleurs, le rapport financier de l'APE (Agence de participation de l'État) ne mentionne pas la stratégie de développement de centrales à gaz fossile d'Engie¹⁵⁸ - un angle mort qui valide la stratégie d'opacité de l'énergéticien.

Au cours des dernières années, un épisode a néanmoins marqué un interventionnisme de l'État dans les activités gazières du groupe. Le gouvernement s'est opposé en 2020, au sein du Conseil d'administration d'Engie, à la signature d'un contrat d'achat de GNL de 7 milliards de dollars - courant de 2025 à 2045 - avec NextDecade et son projet texan Rio Grande LNG¹⁵⁹. La raison évoquée : des préoccupations sur les impacts environnementaux du projet¹⁶⁰. Cette position d'un jour, qui avait alors entraîné l'abandon de ce contrat, ne s'est malheureusement pas traduite par un engagement politique dans la durée : Engie signait en toute discrétion des contrats similaires avec Cheniere en 2021¹⁶¹, puis NextDecade¹⁶² et Sempra¹⁶³ en 2022.

L'exemple de 2020 prouve que l'État peut peser, et de manière décisive, dans les choix de l'entreprise, et les contrats qui ont suivi témoignent d'une nouvelle défaillance climatique de sa part. L'État doit prendre ses responsabilités d'actionnaire principal et contrer la stratégie d'opacité et de fuite en avant d'Engie.

FINANCEMENTS PUBLICS

Bien que la France ait mis fin à la quasi-totalité de ses soutiens financiers publics à l'international aux projets de pétrole et de gaz¹⁶⁴, de nombreux financements publics sont encore accordés au secteur.

De nombreux avantages fiscaux pour les énergies fossiles

Au niveau domestique, certains usages ou acteurs bénéficient de réduction ou d'exonération des taxes intérieures sur la consommation d'énergies fossiles (TICPE, TICGN, TICC). Celles-ci ont coûté en moyenne à l'État 15,2 milliards d'euros chaque année entre 2019 et 2023¹⁶⁵.

Concernant le gaz fossile, 77 % des dépenses fiscales sur la taxe intérieure de consommation sont liées au taux réduit pour les installations grandes consommatrices d'énergie (470 sur 612 millions d'euros en 2022)¹⁶⁶.

Le gaz compte également pour 138,4 millions d'euros dans les dépenses de fonctionnement de l'État¹⁶⁷. Le retard dans le déploiement des énergies renouvelables dans les territoires d'outre mer coûtent également cher : le mécanisme qui permet d'assurer le même prix de l'électricité sur tout le territoire sous autorité française coûte 1,7 milliards d'euros à l'État français, dont 70 % sont liés au surcoût de l'électricité produite à partir d'énergies fossiles¹⁶⁸.

Des financements continus aux entreprises du secteur pétrolier et gazier

À cela s'ajoutent des financements ponctuels à des entreprises de l'industrie fossile pour les soutenir dans la décarbonation de sites industriels. À première vue cela peut sembler positif, mais cette logique est limitée. **Accorder des financements sur des projets isolés de décarbonation sans tenir compte des plans climat des entreprises, c'est valider leurs stratégies incompatibles avec la lutte contre les dérèglements climatiques.** Deuxièmement, c'est fermer les yeux sur les profits monumentaux de l'industrie qui pourraient servir à cette décarbonation mais sont réinvestis dans le développement du pétrole et du gaz.

Par exemple, en pleine COP 27 en 2022, Emmanuel Macron a reçu Total et ExxonMobil à l'Élysée, parmi les cinquante industriels les plus émetteurs de CO₂ en France. Au lieu de pointer du doigt la non pertinence de leurs stratégies de transition, le président de la République a annoncé une aide publique de 5 milliards d'euros pour subventionner la décarbonation de leurs sites hexagonaux¹⁶⁹ - sans conditionnalité sur une amélioration de leurs plans climat, et sans exigence sur la fin du développement du pétrole et gaz, activités au cœur même de la stratégie de Total¹⁷⁰.

En 2023, l'ADEME - l'agence publique pour l'environnement - a accordé 5 millions d'euros à Total pour un projet de récupération de chaleur à la raffinerie du Havre¹⁷¹. Il s'agit d'une approche technicienne de la transition, qui montre ses limites puisqu'elle permet à Total de dérouler sa stratégie : «verdir» ses activités en France comme vitrine de sa prétendue transition et poursuivre l'expansion de sa production à l'international. Par ailleurs, ce «verdissage» consiste en des activités non compatibles avec la transition, comme à la raffinerie de Grandpuits¹⁷². Deux mois après l'octroi de l'aide publique de l'ADEME, Total a annoncé¹⁷³ augmenter sa production d'énergies fossiles de 2 à 3 % par an d'ici 2028¹⁷⁴ - à rebours des recommandations des scientifiques.

Le soutien protéiforme de l'État français aux entreprises du secteur gazier est justifié par le fait que ces entreprises doivent «jouer un rôle clé dans la transition». Celles-ci n'ont pourtant pas de stratégie cohérente de sortie des énergies fossiles - les stratégies de Total et Engie reposent même respectivement sur l'augmentation de la production d'hydrocarbures et des centrales à gaz¹⁷⁵.

Une entreprise ne doit pas être soutenue dès lors qu'elle n'a pas de stratégie ambitieuse et cohérente de transition, et en particulier si elle ne renonce pas au développement des énergies fossiles.

Les gaziers n'ont pas besoin d'argent public

De nombreuses entreprises de l'industrie fossile au premier rang desquels les majors¹⁷⁶ génèrent d'importants profits, d'autant plus depuis la guerre en Ukraine et l'augmentation du cours du gaz sur les marchés mondiaux. Ces bénéfices sont très largement détournés de la transition des entreprises et sont redistribués aux actionnaires et réinvestis dans les énergies fossiles.

Selon BloombergNEF, les profits générés en 2022 ont résulté en une augmentation des investissements dans le développement du pétrole et gaz pour atteindre 880 milliards de dollars en 2023 contre 501 l'année précédente, alors que ceux-ci stagnaient depuis la pandémie¹⁷⁷. Sur ses 21,4 milliards de dollars de bénéfices en 2023, Total en a distribué 16,6 milliards aux actionnaires et réinvesti 24,9 milliards. 64 % de ces investissements sont allés à l'exploration et l'extraction de pétrole et gaz, et au développement du GNL. 22 % seulement sont allés dans la branche «*integrated power*» qui comprend les énergies renouvelables mais aussi... les centrales à gaz¹⁷⁸.

Les mesures de crise : une vision court-termiste

En cas de crise (pandémie, énergétique, économique...), l'État réagit en urgence et faillit à concilier besoins de court-terme et cohérence de long-terme dans tous les domaines, y compris la dépendance au gaz fossile.

Pour répondre à l'impact économique de la pandémie mondiale de Covid, le gouvernement a accordé de nombreuses aides aux entreprises sans contreparties écologiques et sociales. Alors que la pandémie et la relance auraient représenté une opportunité d'imposer un cap aux grandes entreprises et de faire infléchir leurs stratégies, nombre d'entre elles ont pu compter sur une nouvelle manne de capitaux publics sans remettre en cause ni leurs plans sociaux, ni leurs projets climaticides. Ceci est notamment le résultat du lobbying intense exercé par le secteur privé pendant la pandémie¹⁷⁹.

Un cinquième du plan de relance - 20 milliards d'euros - a été consacré à la réduction des impôts de production¹⁸⁰. Cette mesure a bénéficié en priorité à des secteurs dont l'intensité carbone est 20 % supérieure à celle de la moyenne de l'économie¹⁸¹. Les politiques antérieures de réduction de la fiscalité des entreprises ont rarement favorisé les investissements utiles, et ont surtout servi les profits des actionnaires.

La pertinence du bouclier tarifaire mis en place en 2022 pour limiter les effets de la hausse des prix de l'énergie sur les ménages interroge aussi : l'ensemble de ces coûts s'élève à 45 milliards d'euros (33,8 milliards pour l'électricité et 11,1 milliards pour le gaz) pour 2023¹⁸². Le bouclier tarifaire était inégalitaire et a bénéficié en priorité aux ménages les plus aisés, alors que ce sont les ménages qui sont les plus à même d'adapter leurs comportements vers plus de sobriété¹⁸³. L'ADEME a estimé que le bouclier tarifaire «*favorise les émissions de CO₂ et entretient la dépendance énergétique*»¹⁸⁴.

Accorder des subventions aux énergies fossiles à court-terme n'est pas une solution pour sortir à long-terme de crises répétées et qui resteront inévitables aussi longtemps que nous en dépendrons. Il est évidemment nécessaire de protéger les ménages et notamment les plus précaires en fléchissant ce type d'aide vers ceux qui en ont le plus besoin, mais aussi de créer les conditions structurelles pour ne pas retomber dans ces crises et ainsi protéger durablement les ménages : en planifiant la sortie du gaz fossile et en investissant dans un système énergétique juste et durable (voir partie III).



© Jean Nicholas Guillo / Greenpeace

TERMINAL FLOTTANT DU HAVRE : COMMENT L'ÉTAT A CÉDÉ AU LOBBY GAZIER

Le terminal d'importation flottant du Havre a été mis en service en octobre 2023¹⁸⁵ à la suite d'une procédure accélérée méprisant le droit environnemental, les risques de sécurité et sans démonstration claire de son utilité.

Un lobbying intense

L'installation de terminal a été actée en hâte en août 2022¹⁸⁶ après un intense lobbying des acteurs privés ayant un intérêt au projet. Le registre des actions de lobbying de la HATVP permet de constater la stratégie coordonnée de Total, GRTgaz (filiale d'Engie), et Haropa Port, l'établissement public qui administre le port du Havre. Leurs efforts visant Matignon et la ministre de la Transition Écologique avait pour but d' « encourager la simplification des procédures pour accélérer la mise en production d'un terminal méthanier [...] compte tenu de la gravité de la crise énergétique »¹⁸⁷.

Au cœur de la panique énergétique de 2022, Total a été la major la plus agressive dans son lobbying qui reposait sur trois piliers : promouvoir des projets d'extraction et d'export en Afrique, promouvoir des projets d'importation en Europe et affaiblir les politiques climatiques de l'UE visant à réduire la demande^{188,189}.

Justifications à la carte

Dans un premier temps, les autorités françaises ont régulièrement expliqué la nécessité du terminal du Havre par le besoin de répondre à l'arrêt des importations de gaz russe - mais l'utilité de ce terminal pour l'approvisionnement n'a pas été démontrée.

Elles ont par la suite justifié sa mise en œuvre par le risque d'indisponibilité du gazoduc Franpipe, qui relie la France à la Norvège¹⁹⁰. Puis, pour la première fois dans le dossier de défense dans le cadre du recours juridique, le gouvernement a évoqué le besoin de « sécuriser rapidement les capacités de transit de gaz naturel vers l'Allemagne, la Belgique et la Suisse » - pas nécessaire au vu de la capacité d'importation déployée et de la chute de la demande des dits voisins en 2023.

Une décision opaque et dangereuse

Le processus de mise en place de ce terminal s'est fait de façon accélérée et dans des conditions opaques¹⁹¹. Pourtant, les risques de sécurité d'un tel projet sont considérables, comme le révèle une note secrète de Total obtenue par Disclose¹⁹².

L'utilisation de ce terminal flottant est officiellement limitée à une durée de cinq ans, soit jusqu'à 2028.

V. Éviter un nouveau verrouillage

RISQUE DE VERROUILLAGE PAR LES TERMINAUX¹⁹³

Depuis le début de l'invasion russe en Ukraine, 29 projets de construction ou d'extension de terminaux d'importation de GNL en Europe¹⁹⁴ ont surgi, pour s'ajouter aux 29 terminaux opérationnels avant 2022. 8 ont déjà été construits et 4 agrandis en 2022 et 2023. Ces derniers représentent déjà **une augmentation de 53,5 Gm³** de la capacité d'importation de GNL européenne par rapport à 2021 (+ 20 %)¹⁹⁵ tandis que **la demande en gaz a baissé de 106 Gm³** (- 19 %)¹⁹⁶.

En plus de ces projets déjà réalisés, d'autres projets sont encore dans les tuyaux, représentant une augmentation des capacités d'importation de **94 Gm³ de capacité de regazéification** (selon l'institut IEEFA) et portant ainsi la capacité d'importation par GNL de l'Europe à 405 Gm³¹⁹⁷. Il ne s'agit ici que des projets les plus avancés. Si l'on tient compte de tous les projets mentionnés par leurs promoteurs dans des rapports ou articles de presse, la capacité de regazéification pourrait augmenter de 205 Gm³¹⁹⁸.

En France, en plus du terminal flottant au Havre mis en service en octobre 2023, plusieurs projets d'extension de terminaux existants ont fait discrètement surface ([voir carte p.36](#)).

La multiplication de projets de nouveaux terminaux, de terminaux flottants ou d'extension de terminaux a été présentée comme une nécessité pour remplacer les importations de gaz russe et garantir l'approvisionnement européen. L'analyse des flux en 2022 et 2023 et les projections de la demande future tendent à invalider cet argument.

L'Europe peut se passer de gaz russe à court-terme sans nouvelle infrastructure

Dès novembre 2022, l'Union européenne avait déjà fortement diminué ses importations de gaz russe en Europe par rapport aux niveaux d'avant la crise¹⁹⁹. Cette chute s'est poursuivie en 2023 : alors qu'ils avaient importé 157 Gm³ de gaz fossile de Russie en 2021, les pays de l'Union européenne n'en ont importé que 45 Gm³ en 2023 - dont 17,6 par GNL²⁰⁰.

Le même phénomène s'observe pour la France - pour laquelle les quantités de gaz russe à remplacer sont bien plus faibles que pour certains de ses voisins européens. Les quantités importées par l'Allemagne par gazoducs en 2022 ont fortement diminué (seulement 1,46 Gm³ en 2022²⁰¹) et ces importations ont cessé depuis fin août 2022. Il s'agit donc d'une quantité négligeable à remplacer. Le reste du gaz en provenance de Russie était importé par GNL - or cette quantité est passée de 4,96 Gm³²⁰² en 2021 à 7,18 Gm³ en 2022²⁰³. **Le défi de remplacer le gaz russe ne réside donc pas dans un manque d'infrastructures d'importation de GNL.**

Avec ses terminaux existants, la France a déjà été en mesure en 2022 d'importer suffisamment de GNL pour satisfaire sa consommation domestique, tellement qu'elle aurait réexporté 17,41 Gm³ de gaz, soit 26 % de ses importations totales de gaz fossile²⁰⁴.

En multipliant les nouveaux terminaux d'importation, **l'Europe est donc en train de créer une surcapacité, qui sera d'autant plus importante au fur et à mesure que la demande réduira.**

L'ARGUMENT BIAISÉ DE LA SOLIDARITÉ EUROPÉENNE

Pour déployer le terminal du Havre, les acteurs gaziers et le gouvernement ont évoqué la solidarité européenne²⁰⁵, c'est-à-dire la nécessité d'aider ses voisins à répondre à leurs besoins énergétiques, notamment l'Allemagne.

Mais les voisins de la France sont aussi en train de développer massivement leurs propres capacités d'importation. Avec de multiples projets en cours, l'Allemagne pourrait avoir en 2026 une capacité d'importation de GNL de 38,7 Gm³²⁰⁶. En comptant sa capacité d'importation par gazoduc depuis la Norvège et les Pays-Bas²⁰⁷, elle aura déjà une capacité d'importation supérieure de 26,4 Gm³ à sa consommation en 2023²⁰⁸. La Belgique a également développé une surcapacité d'importation de GNL et pourra aussi exporter vers l'Allemagne²⁰⁹. Alors que l'utilité du terminal

du Havre pour la solidarité européenne était déjà questionnable²¹⁰, on peut donc interroger l'affirmation selon laquelle les voisins de la France auront besoin des réexportations françaises.

En réalité, chaque gouvernement se concentre sur sa propre sécurité d'approvisionnement et utilise l'argument de la solidarité européenne comme justification à la démesure de ses projets. Ainsi l'Allemagne, qui aurait, selon Total et le gouvernement, besoin du GNL importé depuis le Havre, a indiqué que jusqu'à 7 Gm³ de gaz importé par ses nombreux projets de terminaux pourraient être réexportés vers la République Tchèque, la Slovaquie, l'Autriche, l'Ukraine et la Moldavie²¹¹. En procédant ainsi, l'Europe va à plein régime vers la surcapacité d'importation.

La demande en gaz va réduire

À moyen (2030) et long-terme, la demande en gaz va diminuer. En 2023, pour la première fois **tous les scénarios de l'Agence internationale de l'énergie (AIE) prévoient un pic de la demande européenne en gaz d'ici 2030**, au point que l'AIE parle de la « fin de l'Âge d'Or du gaz »²¹². L'ampleur exacte dépendra des politiques mises en œuvre pour atteindre les objectifs que se sont fixés les États : s'ils respectent leurs engagements, la demande pourrait baisser de 30 % par rapport à 2022²¹³.

À noter que depuis 2019, l'AIE a revu chaque année à la baisse ses projections de demande en gaz étant donné, entre autres, la croissance exponentielle des énergies renouvelables. Dans le scénario publié en 2023, l'Europe compte pour $\frac{3}{4}$ de la baisse par rapport aux prévisions de 2022²¹⁴.

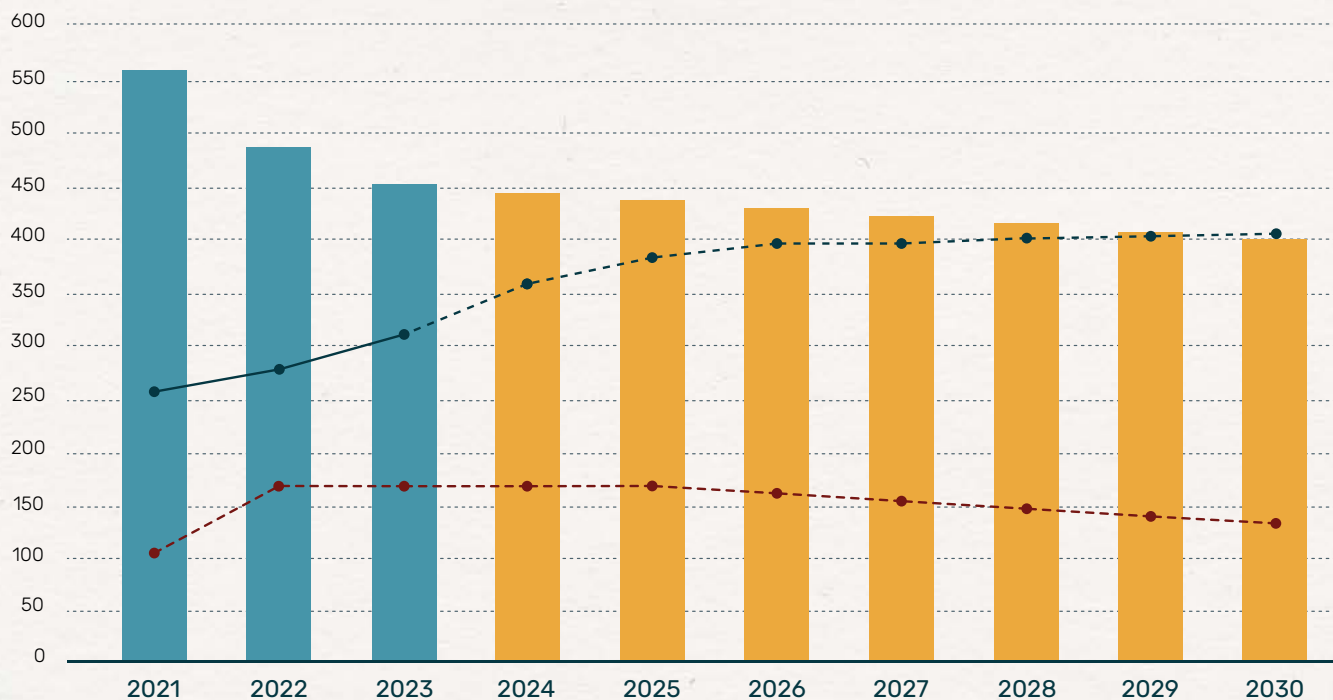
Cette baisse de la demande remet d'autant plus en cause les projets d'expansion de la capacité d'importation européenne. Ainsi, tandis qu'une demande globale en gaz de 390 Gm³ est prévue par l'AIE en 2030 en Europe²¹⁵, la demande de GNL en 2030 n'excédera pas 135 Gm³ selon IEEFA²¹⁶. Sur la base des plans actuels d'augmentation des capacités d'importation de GNL, cela signifie que 265 à 270 Gm³ de capacités seraient inutilisées²¹⁷.

Au niveau français, la PPE 2020 fixait un objectif de consommation de gaz en 2028 de 342 TWh²¹⁸, soit un volume d'environ 29 Gm³. La capacité d'importation par gazoducs et la capacité des terminaux existants suffiraient largement à satisfaire cette demande en 2030²¹⁹.

Or les projets d'extension (voir p.36), s'ils étaient réalisés, augmenteraient la capacité d'importation française de GNL à près de 58 Gm³ et pourraient vite devenir des actifs échoués.

Des capacités d'importation surdimensionnées par rapport à la demande de gaz à venir

■ Ancienne consommation de gaz ■ Projections de consommation de gaz
 ■ Capacités d'importations de GNL ■ Projections de la demande d'importations de GNL

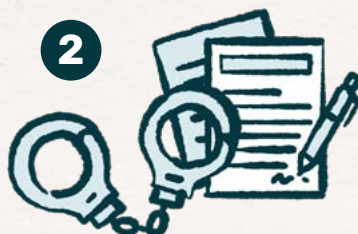


Source : Institute for Energy Economics and Financial Analysis (IEEFA)²²⁰

Les risques de verrouillage



1
 EN INVESTISSANT DANS
 DES INFRASTRUCTURES
 INUTILES QU'IL FAUDRA
 RENTABILISER



2
 EN S'ENGAGEANT DANS DES
 CONTRATS D'IMPORTATION
 DE LONG-TERME, POUR
 DES VOLUMES DE GAZ
 DONT NOUS N'AURONS
 PLUS BESOIN



3
 EN NE PLANIFIANT PAS
 DE FAÇON COHÉRENTE
 ET ANTICIPÉE
 LA TRANSITION
 ÉNERGÉTIQUE

Cette surcapacité d'importation crée un risque de verrouillage et d'actifs échoués

Une telle surcapacité, au niveau français ou européen, pourrait avoir deux conséquences :

- Soit les infrastructures seront utilisées pleinement pour les rentabiliser, posant un obstacle à l'atteinte de nos objectifs climatiques. C'est la notion de «verrouillage» ou «enfermement» (*lock-in* en anglais).
- Soit elles ne seront pas utilisées à la hauteur des investissements qu'elles auront nécessité et deviendront des actifs échoués (voir encadré). Selon l'analyse de IEEFA, la France fait partie des pays les plus à risque : 14 Gm³ de capacité de regazéification en

France pourraient devenir échoués²²¹, un risque qui inquiète également le Haut Conseil pour le Climat²²².

Qui paiera alors la facture ? Dans le cas de la sortie du charbon, les entreprises RWE et Uniper ont par exemple poursuivi les Pays-Bas en justice pour obtenir de lourds dédommagements contre la fermeture anticipée et contrainte de leurs actifs charbon - mines et centrales - prévue dans le cadre de la mise en œuvre de politiques climatiques²²³. Ces poursuites, notamment fondées sur le Traité sur la charte de l'énergie (TCE), laissent présager un scénario qui pourrait se reproduire pour le gaz fossile. Les États et citoyen·nes européen·nes ne doivent pas porter à l'avenir le poids d'investissements de grande ampleur déjà anachroniques aujourd'hui.

LES ACTIFS ÉCHOUÉS : UN RISQUE POUR LE SYSTÈME FINANCIER

Les actifs échoués - aussi appelés actifs irrécupérables - sont des actifs dont la valeur économique a été dépréciée par des causes externes (évolution de la législation, des contraintes environnementales ou des technologies...). Autrement dit, il s'agit d'un investissement qui ne sera pas rentabilisé, un crédit qui ne sera pas remboursé à une banque, etc. Un terminal d'importation de GNL deviendra par exemple un actif échoué si la législation impose et organise une baisse de la demande de gaz pour respecter ses objectifs climatiques.

Le risque pour des infrastructures fossiles de devenir des actifs échoués est systémique. Un rapport publié en 2021 par l'Institut Rousseau, les Amis de la Terre France et Reclaim Finance révélait ainsi les 11 principales banques de la zone euro ont accumulé 530 milliards d'euros d'actifs liés aux énergies fossiles - soit l'équivalent de 95 % du total de leurs fonds propres²²⁴. En cas de chute rapide de la valeur de ces actifs,

elles pourraient se retrouver en grande difficulté et ne disposeraient alors pas des fonds propres suffisants pour couvrir leurs pertes. Une crise du marché interbancaire et une ruée vers les banques seraient alors probables, comme ce fut le cas après la crise immobilière (puis financière et économique) de 2008. Les États et banques centrales avaient alors assumé une grande partie de la chute de la valeur des actifs bancaires. Faudrait-il à nouveau collectiviser le coût des actifs bancaires échoués dans des investissements fossiles ?

La Banque centrale européenne (BCE) alerte elle aussi sur ce risque dans un rapport de janvier 2024. Elle analyse que 90 % des banques de la zone euro ne sont pas alignées sur les objectifs de l'Accord de Paris, et que certaines d'entre elles ont une exposition qui constitue une part importante de leur CET1 (leurs capitaux les plus accessibles), ce qui veut dire un risque fort en cas de pertes²²⁵.

Les projets d'extension de terminaux en France

Depuis le début de la guerre en Ukraine, les acteurs gaziers poussent discrètement pour une augmentation délétère des capacités d'importation et ravivent des projets enterrés.

En France, les capacités d'importation ont déjà été renforcées en 2022 et 2023 grâce à des optimisations de planification²²⁶ et des processus de désengorgement technique (ou dégoulottage)²²⁷ à Fos Cavaou (+ 1,5 Gm³)²²⁸, et la mise en service du terminal flottant au Havre (+ 5 Gm³). À Dunkerque, la capacité maximale a été portée de 16 Gm³ à 18 Gm³²²⁹.

En plus de ces optimisations et dégouillages pour augmenter rapidement les importations en réponse à la crise, les acteurs gaziers poussent pour des expansions des terminaux existants, voire même de nouveaux terminaux.

Deux projets semblent particulièrement avancés²³⁰ : une augmentation de la capacité de regazéification de 2 ou 6,5 Gm³ à Fos Cavaou à horizon 2030, et de 2,5 Gm³ à Montoir-de-Bretagne pour 2027. S'ils étaient réalisés, ces projets d'extension pourraient augmenter de 26 % les capacités nominales de regazéification de la France par rapport à fin 2022 (34,5 Gm³). La capacité de Fos Cavaou doublerait par rapport à l'avant-guerre (8,5 Gm³ en 2021). Ces projets représenteraient un coût de plus de 2 milliards d'euros²³¹.

Le plan décennal de GRTgaz²³² contient quant à lui des ambitions encore plus grandes : à Fos Tonkin, Elengy « note » que l'emplacement pourrait accueillir un FSRU en complément des terminaux actuels²³³. Au Havre, où le Parlement a acté la mise en place d'un terminal flottant pour une durée provisoire de cinq ans, GRTgaz voit les choses en grand. Sont en effet envisagés deux terminaux terrestres et un autre terminal flottant²³⁴ :

→ un terminal méthanier d'une capacité de 300 GWh/j (9,4 Gm³) dans la ville d'Antifer en

remplacement à terme du FSRU du Havre, pour un coût de 450 millions d'euros ;

→ un second terminal flottant d'une capacité de 150 GWh/j (4,7 Gm³) à Antifer en complément du FSRU du Havre, pour un coût de 450 millions d'euros également ;

→ un terminal méthanier en complément du terminal flottant du Havre (capacité non précisée) pour un budget supérieur à 700 millions d'euros.

Cumulés, ces six projets d'extension pourraient porter la capacité de regazéification de la France à 57,6 Gm³ (en considérant que le terminal flottant actuel du Havre sera décommissionné après les 5 ans prévus dans la loi) par an contre 33 Gm³ avant guerre, soit une augmentation de 75 % par rapport à 2021 ! Pour un total d'au minimum 3,6 milliards d'euros²³⁵.

Aucun des projets d'extension cités ci-dessus n'a été identifié comme utile par la Commission de Régulation de l'Énergie (CRE) dans son rapport sur l'avenir des infrastructures gazières²³⁶. Dans la programmation pluriannuelle de l'énergie 2019-2023, une réduction de l'utilisation des infrastructures existantes en raison de la baisse prévue de la consommation était envisagée²³⁷, et le projet de nouvelle PPE estime qu'aucun nouveau projet n'est nécessaire et que le terminal flottant du Havre ne sera plus « nécessaire » en 2028²³⁸.

Après un pic en 2022, les taux d'utilisation des terminaux existants sont en baisse et suffisamment bas pour interroger l'utilité de nouvelles capacités de regazéification²³⁹. Si ces chiffres continuent à baisser, quels seraient les taux d'utilisation du nouveau terminal du Havre et d'autres extensions ?

Le remplacement déjà avancé du gaz russe et la baisse attendue de la demande dans les années à venir ne justifient pas de telles infrastructures.

DUNKERQUE LNG

Type : **Dégoulotage***
 Date : **inconnue**
 Porteur du projet : **Dunkerque LNG**
 Coût estimé : **inconnu**
 Capacité ajoutée : **0,8 Gm³**¹
 Capacité proposée de regazéification en 2030 : **13 Gm³**
 (18,8 Gm³ en capacité maximale)

3 Gm³/an
 75 %

LE HAVRE

Date de mise en service : **inconnue**
 (officiellement prévue pour 2027)
 Capacité maximale de 500 GWh/j
 Capacité de regazéification en 2023* : **5 Gm³**
 Taux d'utilisation : **données insuffisantes**

Type : **1 terminal flottant (FSRU), 2 nouveaux terminaux terrestres**
 Date : **inconnue**
 Porteur du projet : **GRTGaz**
 Coût estimé : **1,6 milliard €²**
 Capacité ajoutée : **à partir de 14,1 Gm³³**
 Capacité proposée de regazéification en 2030 : **14,1 Gm³**
 (En considérant que le terminal flottant actuellement en service ne le sera plus, conformément à la loi.)

3 MONTOIR DE BRETAGNE

Date de mise en service : **1980**
 Capacité de regazéification en 2023 : **4,7 Gm³**
 Transbordement de gaz russe
 Taux d'utilisation*** : 2021 : **46 %**
 2023 : **70 %**

Type : **Extension**
 Date : **2027**
 Porteur du projet : **Elengy**
 Coût estimé : **500 millions €⁴**
 Capacité ajoutée : **2,5 Gm³⁵**
 Capacité proposée de regazéification en 2030 : **12,5 Gm³**

* DÉGOULOTTAGE

Processus consistant à repérer les zones spécifiques de l'équipement de l'usine ou de la configuration du flux de travail qui limitent la circulation du produit. L'optimisation des opérations de l'usine permet d'améliorer la capacité globale et la qualité.

DES PROJETS D'EXTENSION

4 FOS CAVAOU

Date de mise en service : **2028 ou 2030**
 Capacité de regazéification en 2023 : **72 %**

Type : **Dégoulotage* et extension**
 Date : **2028 ou 2030**
 Porteur du projet : **Elengy**
 Coût estimé : **1 571 millions €⁶**
 Capacité ajoutée : **de 2 à 6,5 Gm³⁷**
 Capacité proposée de regazéification en 2030 : **de 12,5 à 16,5 Gm³**

5 FOS TONKIN

Date de mise en service : **inconnue**
 Capacité de regazéification en 2023 : **53 %**

Type : **Terminal flottant (FSRU)**
 Date : **inconnue**
 Porteur du projet : **Elengy**
 Coût estimé : **inconnu**
 Capacité ajoutée : **inconnue**
 Capacité proposée de regazéification en 2030 : **minimum 1,5 Gm³**

1 « La capacité de l'exutoire au point d'interconnexion transport – terminal méthanier de Dunkerque a été portée de 520 GWh/j à 575 GWh/j et pourrait être portée à 600 GWh/j ». GRT Gaz, « Bilan prévisionnel pluriannuel et Plan décennal de développement 2022 – 2031 », mars 2023, p.64.

2 Selon GRTGaz : 450 millions d'euros pour le terminal terrestre à Antifer d'une capacité de 300 GWh/j ; 450 millions d'euros pour le second FSRU à Antifer d'une capacité de 150 GWh/j ; 700 millions d'euros pour renforcer le réseau. GRT Gaz, « Bilan prévisionnel pluriannuel et Plan décennal de développement 2022 – 2031 », mars 2023, p.62.

3 Dans son plan décennal, GRT Gaz vise un terminal terrestre de 300 GWh/j (soit 9,4 Gm³) et un terminal flottant de 150 GWh/j (soit 4,7 Gm³). GRT Gaz évoque « un terminal méthanier en complément du FSRU actuellement en construction » [mis en service depuis] mais sans préciser sa capacité. GRT Gaz, « Bilan prévisionnel pluriannuel et Plan décennal de développement 2022 – 2031 », mars 2023, p.62.

4 ENTSOG - Ten Year Network Development Plan. Updated TYNDP 2022

List of Projects, "Investment Project Main Infos", 21 octobre 2022.

5 Ce projet d'extension « pour porter la capacité du terminal de 10 à 12,5 Gm³/an en 2027 » est cité dans le plan de développement de ENTSOG et dans le plan décennal de GRTGaz. Voir ENTSOG – Ten Year Network Development Plan. Updated TYNDP 2022 List of Projects, 21 octobre 2022. Et GRTGaz, plan décennal de développement 2022-2031, p.63. Il est rapporté dans la base de données Enerdata (pour 2024) et le Europe Gas Tracker du Global Energy Monitor.

6 ENTSOG – Ten Year Network Development Plan 2020 – Annex A – Projects Tables.

7 Ce projet d'extension « pour atteindre 12 à 16,5 Gm³/an à l'horizon 2028 » est cité dans le plan de développement de ENTSOG et dans le plan décennal de GRTGaz. Voir ENTSOG – Ten Year Network Development Plan. Updated TYNDP 2022 List of Projects, 21 octobre 2022. GRTGaz, plan décennal de développement 2022-2031, p.63. Ce projet est rapporté dans les bases de données Enerdata et GIE comme un projet d'extension de 2 Gm³/an.

LES CONTRATS DE LONG-TERME : OPACITÉ ET RISQUES DE VERROUILLAGE

Plusieurs contrats d'importation de long-terme (10 à 20 ans) signés avant 2022 ont fait l'objet d'alertes concernant les risques environnementaux et économiques²⁴⁰. Ces contrats se sont **multipliés avec la crise énergétique²⁴¹**, utilisée comme justification.

Pourtant, signer trop de contrats de long-terme **risque de nous engager à importer des volumes de gaz trop importants** par rapport à la future demande en gaz et compte tenu de nos objectifs climatiques à horizons 2030, 2040 et 2050. Au lieu de garantir la résilience du système énergétique en sécurisant les approvisionnements, cette stratégie risque de l'affaiblir en nous enfermant dans le gaz.

Il n'existe pas de **liste officielle détaillée et facilement accessible des contrats d'importation de GNL auxquels la France est liée²⁴²**, et encore moins d'évaluation climatique et économique associée.

Chaque contrat doit être évalué avec une grande vigilance et en toute transparence. C'est pourquoi **l'État doit rendre accessible la liste des contrats** d'importation gaziers (volumes, durée, coût, provenance) auxquels la France est liée, afin de calculer l'impact climatique de nos chaînes d'approvisionnement et l'intégrer aux objectifs climatiques de la France.

LE CHOIX DÉTERMINANT DES USAGES ET DES MODES DE PRODUCTION DES GAZ ALTERNATIFS

En fonction de ses usages, le gaz fossile pourrait être remplacé de différentes manières (voir partie III). Pour certains usages, il pourrait être pertinent de le remplacer par une autre énergie sous forme gazeuse, notamment du « bio »-méthane ou de l'hydrogène. Néanmoins, **il sera impossible de produire suffisamment de ces gaz soit-disant « verts » de façon soutenable pour remplacer la totalité de la consommation actuelle de gaz fossile**. Ce n'est pas un simple jeu de substitution.

Dès lors, il est nécessaire de prioriser les usages dans lesquels un vecteur gaz reste le plus adapté, en considérant quels sont les usages superflus qui doivent disparaître, et quels usages il est plus pertinent d'électrifier. Il est également nécessaire de prendre en compte la capacité de production de gaz

alternatifs au gaz fossile dans des conditions environnementales et économiques soutenables. Dans le cas contraire, on risque :

- de devoir conserver une part de gaz fossile,
- d'avoir recours à des technologies de production immatures et coûteuses, y compris à partir d'énergies fossiles concernant l'hydrogène,
- ou de compter sur des importations de gaz soit-disant « verts » ou fossile et affaiblir la résilience de notre système énergétique.

À l'heure actuelle, de nombreuses incertitudes persistent sur le mix énergétique en 2030 et 2050, et les rôles qu'y rempliront les énergies gazeuses. **De nombreux choix politiques clés restent à faire - et tout sera une question d'équilibre, donc de planification.**

Les enjeux de prioriser et planifier les usages

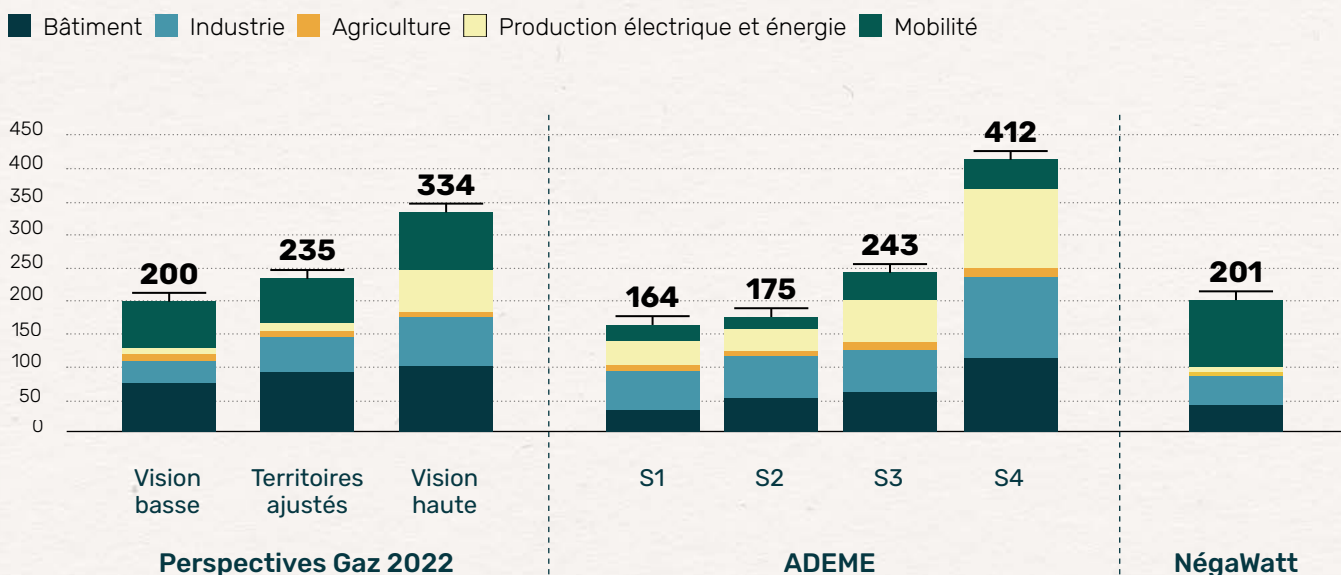
Plusieurs options de système énergétique sont possibles, mais reposent chacune sur des équilibres précis, notamment :

→ un équilibre dans la répartition des vecteurs énergétiques par usage, qui implique un équilibre entre système gazier et électrique,

→ un équilibre entre la consommation et la production, donc les technologies de production énergétique,

→ un équilibre entre le système énergétique et agricole : satisfaire les besoins énergétiques ne peut pas se faire au détriment des besoins alimentaires et en eau.

Comparaison des scénarios de consommation de méthane (CH₄) en 2050 - TWh PCS



Source : GRT Gaz²⁴³

Par exemple, pour un même volume de consommation globale, le scénario « bas » des acteurs gaziers prévoit plus de gaz dans les bâtiments tandis que le scénario de NégaWatt en prévoit plus dans les transports. Les deux premiers scénarios de l'ADEME donnent une plus grande place à l'industrie et la production électrique. En soi, chacun de ces modèles pourrait fonctionner, mais à condition d'en garder la cohérence et l'équilibre.

D'une part, on ne peut pas prendre ce qui nous arrange dans chaque scénario au risque d'arriver à des volumes totaux de consommation trop élevés

- avec des conséquences en miroir sur nos modes de production et d'approvisionnement du méthane pour répondre à cette demande. D'autre part, les usages prioritaires du gaz détermineront l'architecture physique du futur système énergétique. Ainsi, privilégier un usage du méthane dans l'industrie, pour la mobilité ou dans les bâtiments n'a pas la même incidence sur les évolutions du réseau de gazoducs, le nombre de centrales à gaz²⁴⁴ à conserver ou convertir (et donc l'architecture et l'équilibre du système électrique), le type de chauffage à installer dans les bâtiments, le déploiement de stations pour ravitailler en GNV (gaz naturel pour véhicules), etc.



Alors que le besoin d'une planification et d'un pilotage de l'État est urgent, le gouvernement rechigne à engager ce travail chiffré et de mise en cohérence des objectifs et mesures, divisant la planification en une série de textes sur l'énergie séparés et suivant une chronologie problématique (relance du nucléaire avant l'adoption de la PPE, elle-même retardée).

Les enjeux des options d'approvisionnement en gaz «verts»

Chaque scénario a sa cohérence entre niveau de demande et méthodes d'approvisionnement. On estime que la méthanisation, la technologie de production de méthane la plus mature et développée (mais non sans poser quelques problèmes, voir encadré p.42) ne pourra produire qu'au maximum 130 TWh de méthane en 2050²⁴⁵, un niveau déjà insuffisant pour satisfaire les projections de demandes les plus basses (136 TWh).

Plus un scénario prévoit une demande élevée, plus il prévoit le recours à des importations ou des technologies non éprouvées et coûteuses. Il s'agit de paris technologiques ou économiques à l'heure où nous n'avons plus le temps de nous tromper, et où les investissements nécessaires pour réaliser la transition énergétique sont si élevés qu'il n'y a pas un euro à mal placer.

Ainsi, le scénario «Territoires» ajusté des acteurs gaziers prévoit de recourir à 87 TWh de méthane produit par pyrogazéification et gazéification hydrothermale²⁴⁶. Le scénario 3 de l'ADEME prévoit une

importante part de production par pyrogazéification à partir de biomasse et de déchets carbonés²⁴⁷. D'autres scénarios²⁴⁸ considèrent un recours important à des importations de gaz renouvelable et même fossile avec le pari de le compenser par de la capture et stockage de carbone (CCS, *carbon capture and storage*). Ces scénarios conduisent à retenir des consommations de méthane dépassant les 400 TWh à 2050 soit un niveau très proche du niveau actuel.

La pyrogazéification et la gazéification hydrothermale sont des technologies encore immatures et coûteuses²⁴⁹. La pyrogazéification repose sur une importante mobilisation de ressources en bois. Or les forêts françaises sont déjà fortement mises sous pression pour la production de bois d'œuvre et de bois-énergie, sans compter que le changement climatique accélère le dépérissement des forêts et fragilise les massifs, en remettant en cause leur rôle de puits de carbone²⁵⁰. En plus de ce prix environnemental inadmissible, les technologies mobilisées pour produire des gaz «verts» auront une incidence sur le coût pour les consommateurs.

Un autre élément central à prendre en compte en matière de coûts est le réseau de distribution. Si l'on prévoit une forte réduction de la demande en gaz, le réseau de distribution coûtera de plus en plus cher par client à mesure que leur nombre diminuera. Cela pose la question du décommissionnement d'une partie du réseau à planifier. Si au contraire on prévoit une demande en gaz relativement élevée, on pourrait avoir recours à des technologies coûteuses ou des importations qui augmenteraient le prix du gaz²⁵¹.

Par ailleurs, **prévoir de conserver une part d'importation de gaz fossile est inadmissible** et va à l'encontre de toutes les recommandations scientifiques. Estimer que les importations de gaz fossile seront compatibles avec la lutte contre le changement climatique en misant sur les technologies de capture et stockage, c'est ignorer que cette technologie est développée depuis 40 ans avec des résultats qui ne sont pas à la hauteur des promesses, et reste bien plus coûteuse que les alternatives au gaz fossile²⁵².

Enfin, **parier sur une forte proportion d'importations de gaz «verts» est également dangereux**. Si un système énergétique complètement autarcique n'est pas réalisable, il est nécessaire de réduire au maximum la consommation pour éviter de trop dépendre

d'importations variables ou non assurées. À l'heure actuelle il est impossible de prédire quels pays auront la capacité de produire suffisamment de gaz «verts» dans de bonnes conditions pour exporter vers la France, ni de garantir que d'autres pays n'adopteront pas une politique basée sur l'importation massive de gaz créant une pression insoutenable sur les ressources.

De plus, les investissements basés sur des projections de forte consommation de gaz ne permettent pas d'anticiper la nécessaire réduction des infrastructures gazières et font courir le risque d'un verrouillage du système dans une dépendance accrue au gaz. Or c'est la logique d'argumentation des gaziers²⁵³.

LES TRANSITIONS ÉNERGÉTIQUE ET AGRICOLE, DES ENJEUX IMBRIQUÉS : LES PROBLÈMES DE LA MÉTHANISATION

La méthanisation est centrale dans tous les scénarios d'un mix énergétique maximisant les énergies renouvelables. Produire de l'énergie à partir de ressources organiques non valorisées (déchets agricoles, lisier...) est en soi intéressant, mais le développement actuel de la méthanisation est sujet à des dérives qui posent question.

L'enjeu de l'alimentation des méthaniseurs en matières organiques engendre des risques de concurrence entre usage énergétique et usage nourricier des terres. On observe également des effets pervers sur le prix des terres et donc leur l'accessibilité pour de jeunes agriculteur·ices²⁵⁴.

Le développement actuel de la méthanisation sert le système agro-industriel, avec à la clé un risque de verrouillage dans ce système. La taille de certaines unités exige une rentabilité qui engouffre l'exploitant·e dans l'obligation de

produire du gaz pour rembourser les dettes, et limite ainsi la liberté de choix de cultures ou d'élevage, et la conversion vers des modes de production soutenables²⁵⁵.

Le développement de la méthanisation, comme d'autres sources alternatives d'énergie, ne doit pas se faire au détriment de l'autonomie des agriculteur·ices, de la souveraineté alimentaire et de la nécessaire transformation du système agricole.

Les projets de méthanisation doivent être adaptés et dimensionnés aux ressources disponibles dans un territoire géographique proche. En conséquence, la place du méthane produit par méthanisation dans les objectifs énergétiques doit être limitée au strict nécessaire en priorisant les politiques de réduction de la consommation (voir partie VI).



Les risques de verrouillage liés à l'hydrogène

L'option d'un recours accru à l'hydrogène est également très populaire et activement promue par les entreprises gazières et le gouvernement comme un substitut possible au gaz fossile. Au niveau européen, la stratégie des compagnies gazières consiste à anticiper un développement massif de l'hydrogène pour justifier le développement de nouvelles infrastructures et assurer des débouchés à leur gaz fossile en maintenant le *statu quo* plutôt que de planifier la sortie du gaz²⁵⁶.

Le problème qui se pose est le même qu'avec les gaz «verts». En surévaluant les usages futurs par rapport aux capacités de production très faibles qu'il est raisonnable d'anticiper, cette stratégie risque de conduire les industriels à produire de l'hydrogène en utilisant du charbon, du gaz ou du nucléaire comme source primaire, tout en et promettant une compensation assurée par des méthodes de CCS (capture et stockage de carbone).

Seul l'hydrogène produit par électrolyse à partir d'électricité issue d'énergies renouvelables (si cette électricité n'est pas déjà fléchée vers des usages plus prioritaires) est compatible avec des objectifs de durabilité. Il est donc nécessaire de flécher ces usages vers des usages très précis dans des secteurs où il n'existe pas d'alternative viable²⁵⁷.

VI. Une autre voie est possible

En France, le gaz fossile répond à un grand nombre d'usages : chaleur, production d'électricité, matière première dans l'industrie, transport... Alors, comment faire pour s'en passer ?

Dans chacun de ces usages, le gaz fossile peut être remplacé par d'autres formes d'énergies : électricité, gaz alternatifs, biomasse...

Plusieurs paramètres importants sont néanmoins à prendre en compte :

1. Chacune de ces alternatives présente des avantages et des limites. **Aucune alternative n'est parfaite ou miraculeuse.** On ne pourra jamais produire suffisamment d'énergie de façon renouvelable pour remplacer la totalité de notre consommation énergétique actuelle. Dès lors, il est nécessaire **de réduire la consommation énergétique, de ne pas surdimensionner les usages et d'encadrer de près le déploiement de ces énergies** pour éviter que ces solutions soient contre-productives.

2. La planification de la transition énergétique doit prendre en compte que le climat est déjà en train de changer et a **des conséquences sur la disponibilité de certaines ressources**, en particulier de l'eau et de la biomasse. L'eau est nécessaire au refroidissement des réacteurs nucléaires, et les sécheresses posent déjà des limites à la production électrique²⁵⁸. Par ailleurs, la biomasse doit rester la plus intacte possible pour conserver ses fonctions écologiques et de puits de carbone, son utilisation doit donc être limitée. Les sols doivent aussi conserver en priorité leur fonction nourricière.

3. **La transition doit être juste.** Étant donné qu'on ne pourra pas produire de façon soutenable les mêmes quantités d'énergie que ce que nous consommons actuellement, la première chose à faire est de s'interroger sur les usages qui relèvent du besoin, et ceux qui relèvent du superflu. Et à partir de là, garantir à toutes et tous l'accès à l'énergie dont chacun·e a besoin pour vivre dignement.

4. Les alternatives au gaz fossile sont pour la grande majorité déjà matures, éprouvées et rentables. Ce sont **ces alternatives fiables et qui permettront de réduire rapidement les émissions de gaz à effet de serre qu'il faut déployer en priorité** au lieu de surinvestir dans des technologies coûteuses et incertaines.

Pour réduire notre consommation, on dispose de deux leviers : **réduire la demande absolue et améliorer l'efficacité énergétique.**

RÉDUIRE LA DEMANDE ET LES USAGES NON NÉCESSAIRES

Transformer nos systèmes agricoles pour se passer d'engrais chimiques

Le gaz fossile est utilisé pour fabriquer de l'ammoniac²⁵⁹, utilisé pour la production d'engrais qui alimentent un système agricole destructeur pour l'environnement et qui ne rémunère pas correctement les producteurs²⁶⁰. En 2014, la production d'ammoniac et d'engrais représentait 7 % de la consommation industrielle de gaz fossile²⁶¹.

La dépendance du système agricole industriel aux engrais et donc au gaz a des conséquences significatives. Le coût des engrais est l'un des principaux moteurs de l'inflation mondiale actuelle²⁶², et donc de l'insécurité alimentaire et de la précarisation des agriculteur·ices. Par ailleurs, les engrais azotés de synthèse sont responsables de 1 tonne de gaz à effet de serre (GES) sur 40 émissions mondialement²⁶³, c'est plus que l'aviation commerciale ! À cause des multiples pollutions dont ils sont responsables (eau, air, biodiversité, climat), les engrais coûtent à la société plus cher qu'ils ne rapportent²⁶⁴. Il est pourtant possible de se passer d'engrais chimiques²⁶⁵. Cela passe par une transformation du modèle agricole actuel²⁶⁶.

Réduire drastiquement l'usage du plastique...

Le gaz est également utilisé pour la **fabrication de plastique**. La consommation de gaz destinée à la fabrication de plastique en France en 2020 correspondait à **9% de la consommation finale de gaz française** et 22% de sa consommation industrielle énergétique, soit la consommation finale en 2020 du Danemark, de la Finlande et de la Suède combinée²⁶⁷.

L'industrie pétrochimique est un facteur majeur de l'augmentation de la demande de pétrole et de gaz dans le monde²⁶⁸. Par exemple, la production d'emballages plastiques pourrait quadrupler d'ici 2050 si l'industrie déroule ses plans sans obstacle²⁶⁹.

Il est pourtant possible de réduire drastiquement la production de plastique en le substituant par d'autres matières et en recyclant²⁷⁰ mais avant tout en réduisant certains usages comme les emballages inutiles qui représentent 40 % du plastique produit²⁷¹ ! Pour de nombreux biens contenant du plastique, il est possible et nécessaire de privilégier la location, le partage, la réparation, etc. à la possession.

Réduire les flux de transport

Dans le secteur des transports, où la consommation de gaz fossile a presque triplé en dix ans²⁷², on ne pourra pas non plus se contenter de substituer le parc automobile actuel par des véhicules électriques et des carburants "durables". Il sera là aussi nécessaire de réduire les flux, notamment de marchandises, en réduisant les quantités de biens produits et consommés. Selon l'ADEME, il est ainsi possible de réduire de 45 % le trafic intérieur et de 33 % le transport maritime international²⁷³. Cela passe également bien sûr par l'aménagement du territoire, les relocalisations, le gel des nouveaux projets routiers et **le développement massif du ferroviaire**.

Interdire la publicité imposée et climaticide

Réduire la consommation de biens passe par limiter drastiquement la place de la publicité, carburant de la surconsommation. Cela passe par l'interdiction des publicités climaticides, sur le modèle du tabac et de l'alcool, une idée plébiscitée par les Français·es²⁷⁴.

RÉNOVER EFFICACEMENT ET DÉPLOYER LES ALTERNATIVES AU CHAUFFAGE AU GAZ

Le gaz fossile constitue l'énergie de chauffage principale en France : 42 % des Français·es en dépendent²⁷⁵. Simplement substituer les chaudières à gaz par des technologies alternatives serait pourtant une vision réductrice des solutions à apporter.

En plus de fortement dépendre du gaz, le système de chauffage est inefficace puisque des millions de foyers ne sont pas en mesure de se chauffer correctement : 5,2 millions de logements (soit 17 % du parc de résidences principales) sont des « passoirs thermiques » et nécessitent d'être énergétiquement rénovés. Pourtant, le rythme des rénovations performantes est beaucoup trop lent²⁷⁶ et devrait atteindre 700 000 rénovations par an en 2030²⁷⁷ contre 50-100 000 actuellement²⁷⁸.

Ces rénovations doivent être complètes et performantes²⁷⁹ (isolation des murs, des toitures, des planchers, remplacement des menuiseries, ventilation...²⁸⁰). Une fois seulement que la rénovation a été effectuée est-il intéressant de changer le système de chauffage pour satisfaire les besoins restants. Autrement, on risque de surdimensionner les équipements.

Pour accélérer le rythme des rénovations, d'importants investissements sont nécessaires. Or, la principale aide publique aux travaux d'économie d'énergie, Ma Prime Rénov', qui avait vu son enveloppe augmenter fin 2023 avec la loi finances, a perdu 1 milliard sur les 1,6 qui devaient lui être consacrés en 2024²⁸¹, un mauvais signal concernant les priorités du gouvernement. La mise en place d'une véritable politique de formation initiale et continue à la rénovation performante²⁸² est aussi un levier essentiel pour assurer l'efficacité des travaux.

DÉVELOPPER UN SYSTÈME ÉLECTRIQUE RÉELLEMENT SOUTENABLE

Augmenter la capacité de production d'électricité à partir d'énergies renouvelables permet de réduire la dépendance aux énergies fossiles directement (en réduisant l'utilisation des centrales à gaz), et indirectement avec l'électrification de certains usages dépendant actuellement des énergies fossiles.

La France reste en retard sur le développement des énergies renouvelables avec une part de 20,7 % dans la consommation brute finale d'énergie au lieu des 24,3 % prévus dans la trajectoire de la PPE²⁸³. Ce non-respect de l'objectif représente un déficit d'environ 60 TWh²⁸⁴, qui représente autant d'énergie que nous importons de sources fossiles au prix fort.

En 2021 et 2022, l'Union européenne a ajouté près de 90 GW de capacité photovoltaïque et éolienne²⁸⁵. L'augmentation de la production d'électricité renouvelable a aidé les pays de l'UE à augmenter les niveaux de stockage souterrain de gaz²⁸⁶, évitant une consommation de gaz égale à la consommation annuelle totale de la Belgique²⁸⁷.

Développer un système électrique tendant vers le 100 % renouvelable serait pourtant faisable avec les bonnes politiques, comme l'ont montré des scénarios de RTE²⁸⁸, de l'ADEME²⁸⁹ ou encore de négaWatt²⁹⁰. Le territoire français est propice au développement du solaire et de l'éolien avec des gisements potentiels très importants²⁹¹. Le retard pris n'est pas inéluctable mais résulte de choix politiques problématiques (voir p.21) dont une foi aveugle dans la production nucléaire dans laquelle le gouvernement s'enfoncé toujours plus.

Un système électrique réellement soutenable ne sera réalisable que sous certaines conditions :

→ **Prioriser la sobriété** : en plus d'une réduction importante de la consommation énergétique et des usages superflus déjà évoqués, clés de voûte d'un système soutenable, la sobriété s'applique aussi à la question des matériaux. En ce qui concerne les matériaux

critiques, un scénario 100 % renouvelable ne devrait pas entraîner de risques d'épuisement des ressources²⁹², à conditions d'un bon recyclage et de mesures de sobriété dans d'autres secteurs consommateurs (mobilité avec une limitation du déploiement et de la taille des véhicules électriques²⁹³, réduire les achats d'appareils électroniques neufs²⁹⁴, objets connectés...).

→ **Changer de paradigme** : Ne pas reproduire les pratiques et paradigmes des industries fossile et nucléaire destructrices²⁹⁵ : un système électrique réellement soutenable ne pourra pas advenir en substituant les sources d'énergies tout en gardant les mêmes logiques centralisées, axées sur les profits, au détriment des écosystèmes et de la biodiversité et au mépris des droits des populations. Notamment, la transformation de l'infrastructure énergétique du Nord ne doit pas appauvrir et mettre en danger les travailleurs et les communautés du Sud (accaparement de terres, extractivisme de matériaux critiques, projets d'importations d'hydrogène ou d'électricité des pays du Maghreb...). Parce que les crises climatique, de la biodiversité et de l'eau sont interdépendantes et aussi graves les unes que les autres, les projets d'énergies renouvelables ne doivent pas provoquer la déforestation ou la dégradation des forêts, l'artificialisation des terres ou menacer la souveraineté alimentaire ou la ressource en eau.

→ **Contrôle démocratique et implication des autorités et communautés locales** : les décisions sur la production et la consommation d'énergie doivent faire l'objet de délibérations démocratiques, dans un souci réel d'implication de chacun, y compris dans la question des besoins. Le système doit faire l'objet d'un contrôle par des instances démocratiques et transparentes, et encourager une plus grande implication citoyenne²⁹⁶.

MÉTHANE ET HYDROGÈNE : DIMENSIONNER LES USAGES AUX CAPACITÉS DE PRODUCTION

Pour certains usages, il pourrait être pertinent de remplacer le gaz fossile par une autre énergie sous forme gazeuse, notamment du « bio »-méthane ou de l'hydrogène. Néanmoins, il sera **impossible de produire suffisamment de ces gaz soit-disant « verts » de façon soutenable pour remplacer la totalité de la consommation actuelle de gaz fossile.**

Compte tenu des enjeux complexes d'équilibre du système énergétique, des nombreuses problématiques liées à la méthanisation, du manque de maturité et du coût des autres technologies de production de gaz « verts » et des risques de verrouillages détaillés dans [les pages 39 à 43](#), les usages pour le méthane devront être collectivement priorisés et dimensionnés aux capacités de production dans des conditions sociales, environnementales et économiques acceptables.

De même, si l'hydrogène peut représenter une solution pour réduire l'impact climatique de certains secteurs industriels, en particulier ceux requérant des températures très élevées, il ne peut constituer un substitut durable au gaz fossile dans la plupart de ses usages.

Seul l'hydrogène produit par électrolyse à partir d'électricité issue d'énergies renouvelables est compatible avec des objectifs de durabilité, à une importante condition : que la production d'hydrogène ne concurrence pas des usages plus prioritaires de cette électricité. En conséquence, comme pour les autres gaz alternatifs au gaz fossile : les usages futurs ne doivent pas être surévalués et encouragés par rapport aux capacités de production très faibles qu'il est raisonnable d'anticiper.

ORGANISER LA TRANSITION POUR LES TRAVAILLEUR·SES DU SECTEUR GAZIER

Organiser la sortie du gaz fossile à travers tous les secteurs de l'économie nécessite d'anticiper la transformation profonde du secteur énergétique, et notamment l'avenir des travailleur·ses du secteur gazier. L'emploi constitue un nœud essentiel de la transition énergétique. Bien que celle-ci sera créatrice nette d'emplois²⁹⁷, elle se traduira par des suppressions ou des transformations profondes d'emplois dans certains secteurs, au premier rang desquels le secteur pétro-gazier.

Les travailleur·ses de ces secteurs voués à de profondes transformations en sont conscient·es. Notre enquête auprès des salarié·es du secteur pétro-gazier en 2021²⁹⁸ avait révélé qu'une vaste majorité (79 %) des répondant·es se disait prête à se reconverter mais rencontraient de nombreux obstacles²⁹⁹. Ils et elles dressaient le constat que les reconversions étaient principalement le fait de démarches individuelles, d'un manque d'anticipation et d'organisation collective. Les répondant·es étaient également 38 % à estimer que leur entreprise ne prenait pas le changement climatique au sérieux et dénonçait une vision centrée sur la rentabilité à court-terme et un manque d'anticipation à long-terme.

Des conditions à une transition juste se dessinent en miroir de ces constats : anticipation, dispositifs de reconversion à l'échelle de l'entreprise et de l'individu, implication des premier·es concerné·es, mise en cohérence de la politique industrielle et énergétique. En ajoutant la prise en compte du territoire, ces recommandations correspondent aux principes clés pour organiser la reconversion de ce type de secteur identifiés par le Réseau Action Climat et l'Institut Veblen dans une étude de cas sur la fermeture des mines puis des centrales à charbon³⁰⁰.

En effet, beaucoup d'enseignements sont à tirer de mutations économiques et industrielles majeures passées, et beaucoup d'erreurs politiques ne doivent pas être reproduites.

Recommandations pour l'État français

En plein cœur d'une crise énergétique d'ampleur et qui s'installe dans le temps, plusieurs textes clés³⁰¹ pour la transition énergétique sont attendus en 2024 - avec un an de retard. Ceux-ci, dont la troisième Programmation Pluriannuelle de l'Énergie (PPE) qui couvrira 2024-2033, doivent définir notre trajectoire pour la prochaine décennie, si cruciale pour l'action climatique et la sortie des énergies fossiles.

Les décisions concernant l'avenir énergétique du pays détermineront la capacité à garantir un accès sûr et abordable à l'énergie pour toutes et tous et affecteront des dizaines de milliers d'emplois. Avec de tels enjeux climatiques, sociétaux et économiques majeurs, ces choix devraient faire l'objet de débats démocratiques et informés. Or, les conditions pour organiser rapidement et de façon juste la fin de la dépendance au gaz fossile ne sont pas réunies et tardent à être inscrites à l'agenda politique. De nombreuses mesures sont à prendre par l'État, notamment dans le cadre de la PPE.

GARANTIR LES CONDITIONS D'UN DÉBAT DÉMOCRATIQUE ET INFORMÉ SUR LA SORTIE DU GAZ FOSSILE

L'accès à l'information concernant le gaz fossile est complexe et parcellaire. Certaines informations, par exemple les détails des contrats, ne sont disponibles que dans des bases de données payantes, ou ne sont pas communiquées par l'industrie. Pour permettre un débat démocratique et informé sur la sortie du gaz fossile, il est nécessaire de :

→ Rendre accessible et mettre à jour annuellement la liste des contrats d'importation gaziers - via les terminaux de GNL et les gazoducs - auxquels la France est liée. Ce diagnostic devra a minima préciser pour chaque contrat son volume, sa durée et son coût, ainsi que la provenance précise du gaz - terminal

d'exportation mais également site extractif en amont. Il permettra de montrer les flux de gaz fossile garantis dans les prochaines années et décennies au regard des projections de baisse de la demande et des objectifs climatiques français et européens.

→ Réaliser et publier annuellement une évaluation des impacts climatiques de ces chaînes d'approvisionnement en gaz fossile, couvrant l'ensemble du cycle de vie, des scopes d'émissions de gaz à effet de serre, et tenant compte des fuites de méthane - d'autant plus importantes dans le cas d'un approvisionnement en GNL.

→ Évaluer et publier les taux d'utilisation des terminaux de GNL français anticipés pour 2040 et 2050, ainsi que les risques d'actifs échoués associés.

→ Exiger la transparence des entreprises gérant les terminaux sur les revenus privés associés aux réexportations et en particulier au transbordement de GNL russe.

→ Commanditer et publier un rapport de la Commission de Régulation de l'Énergie (CRE) tirant le bilan de l'usage fait du terminal flottant du Havre par Total - provenance du gaz, coûts et bénéfices associés - et son utilité pour l'approvisionnement français et européen fin 2024.



METTRE LA SCIENCE, LA JUSTICE SOCIALE ET LE RESPECT DES DROITS HUMAINS AU CENTRE DES POLITIQUES PUBLIQUES

Les entreprises et les plus hautes sphères de l'État présentent le gaz fossile comme une énergie plus « propre » et moins problématique que le pétrole et le charbon. Elles font également de dangereux paris sur le développement de technologies aujourd'hui immatures comme élément clé de la stratégie de transition énergétique, et qui justifient un maintien dans le gaz fossile. Ces discours biaisent le débat, retardent l'action et accroissent le risque de verrouillage. Il est donc impératif de :

- Cesser de présenter le gaz fossile comme une énergie de transition dans le débat public et les politiques publiques, et tenir compte de ses coûts climatique, économique et géopolitique réels. Privilégier notamment le terme de « gaz fossile » à celui de « gaz naturel »³⁰² pour le distinguer des gaz alternatifs dits « verts », de manière à rendre compte du véritable impact climatique du gaz fossile, tel que décrit par la science.
- Garder le cap de la baisse des émissions de gaz à effet de serre à court-terme. D'un côté, éviter de parier sur des hypothèses irréalistes de déploiement de technologies immatures et très coûteuses, notamment de capture et de stockage de carbone, qui retardent l'action en faveur de baisses concrètes et immédiates des

émissions de gaz à effet. De l'autre, prioriser les solutions les plus efficaces pour le climat dès les prochaines années - voir les recommandations détaillées dans la [partie III](#) de ce rapport.

- Concernant les choix d'approvisionnement en gaz fossile, accorder une place centrale aux impacts environnementaux et climatiques ; aux impacts sociaux et sur les droits humains ; aux risques géopolitiques et d'instrumentalisation à des fins géopolitiques des pays dont nous dépendons ; aux risques économiques et aux coûts importants pour les ménages au vu de la forte variabilité des prix du gaz et notamment du GNL.
- Mettre un terme aux importations de gaz russe qui contribuent au financement de la guerre en Ukraine et positionnent la France en plaque tournante et blanchissante du gaz russe : interdire dès aujourd'hui les activités de réexportation et le transbordement du GNL russe à Montoir-de-Bretagne ; soutenir la mise en place d'un embargo européen sur le gaz fossile russe.
- Tenir compte de l'impact différencié que certaines mesures peuvent avoir sur les ménages précaires ou les acteurs les plus vulnérables - petites entreprises, agriculteur·ices... Veiller à cibler les aides et les investissements de façon à les protéger, en les associant à des dispositifs d'accompagnement stables.

STOPPER L'EXPANSION DU GAZ FOSSILE

L'invasion russe de l'Ukraine et la crise énergétique ont mis en évidence la fragilité de notre économie à cause de notre dépendance au gaz fossile, fabriquée depuis des années par les entreprises du secteur, les banques françaises et l'État. Loin de tirer les conclusions de notre vulnérabilité, les deux premières sont engagées dans une fuite en avant et continuent à développer le gaz fossile, et l'État n'utilise pas pleinement les pouvoirs dont il dispose pour stopper cette expansion. Celui-ci doit :

- **Mettre un terme au développement de toute nouvelle infrastructure d'importation de gaz fossile ou de projet d'extension d'infrastructures existantes** - terminaux de GNL flottants ou terrestres, gazoducs. Les infrastructures actuelles suffisent et suffiront à satisfaire la demande en gaz en baisse.
- **S'opposer à la signature de nouveaux contrats d'achat ou à l'extension de contrats existants qui verrouilleraient la France dans sa dépendance au gaz fossile** - c'est-à-dire des contrats prévoyant l'importation de gaz fossile en France sur le long-terme et/ou pour des volumes incompatibles avec la baisse de la demande et le respect de nos objectifs climatiques.
- **Utiliser pleinement les pouvoirs de l'État actionnaire pour contraindre Engie, EDF et Technip Energies à adopter et mettre en œuvre une stratégie de sortie du gaz fossile** compatible avec les objectifs de l'Accord de Paris sur le climat, en commençant par mettre fin à l'expansion du gaz - participation à de nouveaux projets d'exploration, d'extraction, de stockage et de transport dont de GNL, de centrales à gaz.
- **Encadrer les activités des institutions financières privées françaises** et interdire l'octroi de nouveaux services financiers à l'expansion des énergies fossiles - notamment

pour les banques via des financements dédiés aux nouveaux projets ou dirigés vers les entreprises qui les portent.

PLANIFIER ET METTRE EN ŒUVRE UNE POLITIQUE COHÉRENTE DE SORTIE DU GAZ FOSSILE

Parce qu'un système énergétique soutenable a des conséquences importantes sur les infrastructures et sur les emplois, il est vital de planifier la sortie du gaz fossile, et notamment le démantèlement des infrastructures de façon cohérente et juste. En plus des recommandations sur le développement des alternatives détaillées dans [la partie III](#) de ce rapport, cela signifie :

- Traduire l'engagement pris par la France à «décarboner» son système électrique d'ici 2035³⁰³ en veillant à ne pas reproduire les erreurs du passé. Pour cela, l'État doit tirer les leçons des difficultés et des échecs de la fermeture des centrales à charbon³⁰⁴ en accélérant le déploiement des énergies renouvelables selon les préconisations décrites [p. X](#) et en mettant en place les mesures adéquates d'accompagnement et de reconversion des salarié·es. Surtout, ces dernier·es doivent être consulté·es et activement impliqué·es dans l'élaboration de leur plan de reconversion.
- **Anticiper dès aujourd'hui un plan de fermeture et/ou de transition des terminaux d'importation** dans le cadre d'une politique industrielle planifiée, avec un plan de reconversion pour les salarié·es.
- En l'absence d'utilité du terminal du Havre pour l'approvisionnement français ou européen, **le décommissionner.**

Notes de fin

- 1** Au niveau européen, voir Fossil Free Politics, Corporate Europe Observatory, [“Cold homes, hot profits: how polluters persuade politicians to put profits before people”](#), octobre 2023. Et Deb Kelly, [“Majors’ Lobbying Efforts In Focus”](#), Energy intelligence, 4 September 2023.
- 2** Au niveau français, voir Greenpeace France, [« Terminal méthanier flottant du Havre : symbole d’une politique climatique et énergétique à la dérive »](#), juin 2023.
- 3** [Statement by Ministers of the Pentalateral Energy Forum on a joint vision for a decarbonized electricity system](#), 18 décembre 2023.
- 4** Ministère de la transition écologique, Données et Études Statistiques, [Chiffres clés de l’énergie – Édition 2023](#), 28 septembre 2023.
- 5** Reuters, [TotalEnergies net profits double to record \\$36.2 bln in 2022](#), Février 2023
- 6** Hiroko Tabuchi, [“Study Compares Gas Stove Pollution to Secondhand Cigarette Smoke”](#), *New York Times*, 17 juin 2023. Version FR canadienne [ici](#).
- 7** Données téléchargeables sur Ministère de la transition écologique, Données et études statistiques, [Chiffres clés de l’énergie – Édition 2023](#), 28 septembre 2023.
- 8** Eurostat, [Consommation finale d’énergie par produit](#), dernière mise à jour : janvier 2024.
- 9** [Mise à jour des indicateurs de suivi de la PPE \(indicateurs 2021\)](#), janvier 2023.
- 10** Calcul des Amis de la Terre à partir de Service des Données et Études Statistiques (SDES), Tableaux de synthèse du bilan énergétique de la France pour 2021 et Séries longues annuelles du bilan énergétique, téléchargeable sur Ministère de la transition écologique, Données et études statistiques, [« Bilan énergétique de la France pour 2021 »](#), 31 mars 2023.
- 11** Ces définitions sont une simplification de ces notions complexes telles que définies par le SDES. Voir le lexique complet sur Ministère de la transition écologique, Données et Études Statistiques (SDES), [Tous les concepts](#).
- 12** 44 TWh en 2022. Voir RTE, [Bilan électrique 2023](#).
- 13** La consommation primaire de gaz naturel n’a baissé que de 3 % entre 2012 et 2021 et était en 2021 au même niveau qu’en 2013. Elle a atteint des records entre 2016 et 2020 (entre 440 et 454 TWh). La consommation finale de gaz fossile tous usages confondus a baissé de 8 % entre 2012 et 2021, avec un rebond en 2018 et 2021. Calcul des Amis de la Terre à partir des données des Séries longues annuelles du bilan énergétique, téléchargeable sur Ministère de la transition écologique, Données et études statistiques, [« Bilan énergétique de la France pour 2021 »](#), 31 mars 2023.
- 14** Elle a augmenté de 180 %. Calcul des Amis de la Terre à partir des données des Séries longues annuelles du bilan énergétique, téléchargeable sur Ministère de la transition écologique, Données et études statistiques, [« Bilan énergétique de la France pour 2021 »](#), 31 mars 2023.
- 15** Calcul des Amis de la Terre à partir des données des Séries longues annuelles du bilan énergétique, téléchargeable sur Ministère de la transition écologique, Données et études statistiques, [« Bilan énergétique de la France pour 2021 »](#), 31 mars 2023.
- 16** Pour pallier la fermeture progressive des centrales à charbon. Calcul des Amis de la Terre à partir des données des Séries longues annuelles du bilan énergétique, téléchargeable sur Ministère de la transition écologique, Données et études statistiques, [« Bilan énergétique de la France pour 2021 »](#), 31 mars 2023.
- 17** Avec une chute nette en 2020 et un rebond en 2021. Calcul des Amis de la Terre à partir des données des Séries longues annuelles du bilan énergétique, téléchargeable sur Ministère de la transition écologique, Données et études statistiques, [« Bilan énergétique de la France pour 2021 »](#), 31 mars 2023. On est donc à 12,9 TWh en 2021, par rapport à 13,7 TWh en 2017 et 11,9 TWh en 2012.
- 18** Transport & Environment, [“Quarter of EU shipping will run on LNG by 2030 locking in fossil fuels for decades”](#), February 2022.
- 19** Dans les livrets de commande au 20 février 2024, 25 % des porte-conteneurs et 45 % des bateaux de croisière sont construits pour fonctionner au GNL. Analyse de Transport & Environment à partir des données de Clarksons Research Database pour les Amis de la Terre France (février 2024). À noter que cette augmentation sur les bateaux de croisière est très préoccupante puisque ces navires sont équipés du moteur GNL qui émet le plus de fuites de méthane (3,5 % du carburant selon l’Organisation maritime internationale, 3,1 %, selon l’Union européenne, mais certains chercheurs ont indiqué que ce taux de fuite pouvait monter jusqu’à 6-8 % du carburant - voir Paul Balcombe, *Total Methane and CO2 Emissions from Liquefied Natural Gas Carrier Ships: The First Primary Measurements*, Environ. Sci. Technol. 2022, 56, 9632–964, disponible [en ligne](#). Voir également Bryan Comer et al., [“Fugitive and Unburned Methane Emissions from Ships \(FUMES\): Characterizing methane emissions from LNG-fueled ships using drones, helicopters, and on-board measurements”](#), International Council on Clean Transportation, 25 Janvier 2024.
- 20** -3 % dans la consommation primaire, -10 % dans la consommation finale tous usages confondus. Avec notamment des baisses importantes de l’usage du gaz dans l’industrie (-20 %), l’agriculture (-17 %) et les transports (-40 %). Calcul des Amis de la Terre à partir de Ministère de la transition écologique, Données et études statistiques, [« Bilan énergétique de la France en 2022 - Données provisoires »](#), 28 avril 2023.

- 21** [GRTgaz, Tableau de bord de la consommation de gaz en France pour la période 2023 - 2024.](#)
- 22** Voir les graphiques sur [Observatoire Climat Énergie, Consommation primaire de gaz naturel](#), consulté le 19 février 2024.
- 23** Voir Ministère de la Transition Écologique, « [Mise à jour des indicateurs de suivi de la PPE \(indicateurs 2021\)](#) », Janvier 2023. La France doit réaliser le double de la baisse dans la période 2023 - 2028 à hauteur de 50 TWh de plus que ce qui est censé être atteint en 2023 (or, l'objectif 2023 ne paraît pas être atteint pour l'instant - à confirmer avec les chiffres à paraître).
- 24** Les importations de gaz fossile par gazoduc ont atteint 526 TWh/an en 2014. Voir Institute for Energy Economics and Financial Analysis (IEEFA), « [Le paradoxe du GNL en France. Le développement des infrastructures se poursuit malgré une consommation en déclin](#) », octobre 2023.
- 25** Augmentation de 94 %. La part du GNL dans les importations de gaz fossile était de 22 % et celle du gaz gazeux de 78 % en 2018. En 2021, ces parts sont passées respectivement à 35 % et 65 %. En 2022, la part du GNL passe à 58 % des importations. Calcul des Amis de la Terre à partir des données des Séries longues annuelles du bilan énergétique, téléchargeable sur Ministère de la transition écologique, Données et études statistiques, « [Bilan énergétique de la France pour 2021](#) », 31 mars 2023.
- 26** +78,6 % : 19,09 Gm³ en 2021, 34,09 Gm³ en 2022. Institute for Energy Economics and Financial Analysis, [European LNG Tracker](#), février 2024.
- 27** 4,96 milliards de mètres cube en 2021, 7,18 en 2022. Chiffres Keplr rapportés par Institute for Energy Economics and Financial Analysis (IEEFA), [European LNG Tracker](#), updated October 2023.
- 28** Sur la base de GIE, [LNG Database](#), novembre 2022, mises à jour pour 2023 avec les extensions et dégouillages déclarés par les opérateurs et la mise en service du terminal flottant du Havre.
- 29** Calculs de Greenpeace France à partir des données quotidiennes de [la base de données ALSI \(Aggregated LNG Storage Inventory\)](#) mise en ligne par le GIE. Ces capacités maximales sont concordantes avec celles renseignées par Total pour ce qui est des capacités des terminaux français dans le document de projet que l'entreprise a présenté à la Commission de Régulation de l'Énergie - Voir TotalEnergies LNG Services France, Dossier de demande d'exemption pour l'unité flottante de stockage et de regazéification (FSRU) du Havre, demande déposée le 20 octobre 2022 analysé par Greenpeace France, « [Terminal méthanier flottant du Havre : symbole d'une politique climatique et énergétique à la dérive](#) », 28 juin 2023.
- 30** Somme des capacités indiquées par terminal sur la base de GIE, [LNG Database](#), novembre 2022, mises à jour pour 2023 avec les extensions et dégouillages déclarés par les opérateurs et la mise en service du terminal flottant du Havre.
- 31** Calculs de Greenpeace France à partir de la base de données ALSI mise en ligne par le GIE (voir ci-dessus). Taux d'utilisation moyen en 2021 : 39,82 % (Somme des émissions quotidiennes sur l'année : 18,64 bcm / Somme des DTRS quotidiens sur toute l'année : 46,8 bcm). Taux d'utilisation en 2022 : 80,4 % (Somme des émissions quotidiennes sur l'année : 37,75 bcm / Somme des DTRS quotidiens sur toute l'année : 46,96 bcm). Taux d'utilisation en 2023 : 65,16 % (Somme des émissions quotidiennes sur l'année : 31,78 bcm / Somme des DTRS quotidiens sur toute l'année : 48,77 bcm).
- 32** À Fos Cavaou, l'opérateur officiel est Fosmax LNG, une filiale à 100 % de Elengy. Voir Elengy, [The Fos Tonkin LNG terminal](#), n.d. Elengy, [Le terminal méthanier de Fos Cavaou](#), n.d. Elengy, [Notre histoire](#), n.d. Elengy, [Organisation](#), n.d.
- 33** Le [Cape Ann](#) est la propriété de SRV Joint Gas Two Ltd, coentreprise spécifique à ce bateau, qui regroupe l'armateur norvégien Hoëgh LNG (50 % en 2022) et les japonais Mitsui OSK Lines et Tokyo LNG Tanker. Par ailleurs, SRV Joint Gas Two Ltd est immatriculée aux îles Caïmans. TotalEnergies loue donc ce navire. Le contrat d'affrètement de TotalEnergies avec SRV Joint Gas Two Ltd court jusqu'en 2030 et peut être prolongé, jusqu'à deux fois cinq ans. Il est effectué par le biais d'une filiale du groupe : TotalEnergies Gas & Power (siège social en Angleterre, succursale à Genève), « [en charge du négoce de GNL](#) ». Voir notamment Vincent Rondreux, « [CO₂ et paradis fiscaux, la face cachée du terminal méthanier flottant du Havre](#) », [Mediapart](#), 4 février 2023.
- 34** Entreprise détenue à 61 % par un consortium composé du groupe d'infrastructures de gaz Fluxys, Axa Investment Managers – Real Assets, et Crédit Agricole Assurances, et détenue à 39 % par un consortium d'investisseurs coréens mené par IPM Group en coopération avec Samsung Asset Management. Voir Fluxys, « [À propos de Dunkerque LNG](#) », n.d.
- 35** Voir les données téléchargeables sur Ministère de la transition écologique, Données et études statistiques, [Bilan énergétique de la France en 2022 - Données provisoires](#), 28 avril 2023.
- 36** IEEFA, [European LNG Tracker](#), updated October 2023.
- 37** IEEFA, « [Le paradoxe du GNL en France. Le développement des infrastructures se poursuit malgré une consommation en déclin](#) », octobre 2023.
- 38** Sur 29,31 Gm³ de GNL importés en 2023 en France, 4,68 Gm³ provenaient de Russie, soit 15,9 % des importations. IEEFA, [European LNG Tracker](#), mise à jour de février 2024.
- 39** IEEFA, [European LNG Tracker](#), mise à jour de février 2024.
- 40** Calculs de Greenpeace France à partir des données quotidiennes de [la base de données ALSI \(Aggregated LNG Storage Inventory\)](#) mise en ligne par le GIE. Taux d'utilisation moyen en 2021 : 39,82 % (Somme des émissions quotidiennes sur l'année : 18,64 bcm / Somme des DTRS quotidiens sur toute l'année : 46,8 bcm). Taux d'utilisation en 2022 : 80,4 % (Somme des émissions quotidiennes sur l'année : 37,75 bcm / Somme des DTRS quotidiens sur toute l'année : 46,96 bcm). Taux d'utilisation en 2023 : 65,16 % (Somme des émissions quotidiennes sur l'année : 31,78 bcm / Somme des DTRS quotidiens sur toute l'année : 48,77 bcm).
- 41** Institute for Energy Economics and Financial Analysis (IEEFA), « [Le paradoxe du GNL en France. Le développement des infrastructures se poursuit malgré une consommation en déclin](#) », octobre 2023.
- 42** *Idem.*

- 43** Offshore Energy. Elengy performs Yamal LNG transshipment at Montoir-de-Bretagne, janvier 2018.
- 44** Une opération de transbordement se distingue d'une réexportation car le GNL est transféré d'un navire à un autre sans être ni mélangé ni stocké dans les réservoirs du terminal.
- 45** Institute for Energy Economics and Financial Analysis (IEEFA), «Le paradoxe du GNL en France. Le développement des infrastructures se poursuit malgré une consommation en déclin», octobre 2023.
- 46** International Association of Liquefied Natural Gas Importers (GIIGNL), ENGIE and Novatek sign LNG SPA from Yamal, juin 2015.
- 47** GIIGNL, ENGIE and Novatek sign LNG SPA from Yamal, juin 2025. Ce contrat a été transféré à Total en 2018 dans le cadre de l'acquisition par Total des activités GNL amont de Engie. Total, "Total Closes the acquisition of Engie's Upstream LNG Business And Becomes World #2 LNG Player", 13 juillet 2018.
- 48** GIIGNL, Annual report 2023, p.28.
- 49** Voir graphique p.21. Institute for Energy Economics and Financial Analysis (IEEFA), «Le paradoxe du GNL en France. Le développement des infrastructures se poursuit malgré une consommation en déclin», octobre 2023.
- 50** *Idem.*
- 51** IEEFA, European LNG Tracker, mise à jour de février 2024.
- 52** IEEFA, Belgian LNG Terminal Zeebrugge Supporting Year-round Russian LNG Supplies to Non-European Markets, March 2022.
- 53** «Comment l'appétit français pour le gaz soutient le régime autoritaire russe», Les Amis de la Terre, mars 2024.
- 54** «Comment l'appétit français pour le gaz soutient le régime autoritaire russe», Les Amis de la Terre, mars 2024.
- 55** «États-Unis et gaz de schiste : histoire d'une hypocrisie française», Les Amis de la Terre, mars 2024.
- 56** Dunkerque LNG a été créé à l'initiative d'Électricité de France (EDF) (détenue à 96 % par l'État français), TotalEnergies et Fluxys après la décision finale d'investissement en 2011. Dunkerque LNG - groupe EDF, LNG TERMINAL KEY POINTS, janvier 2016.
- 57** Entre 2009 et 2021. Calcul des Amis de la Terre à partir de Ministère de la Transition Écologique, Service des Données et Statistiques (SDES), Bilan énergétique de la France pour 2021, Séries longues téléchargeables [ici](#).
- 58** Le règlement intérieur du conseil d'administration d'ENGIE dispose que l'autorisation préalable des administrateurs n'est requise que pour un contrat à long terme de gaz équivalent à 30 milliards de kilowattheures (kWh) par an. Perrine Mouterde, Adrien Pécout, «Énergie : le discret accord gazier d'Engie aux États-Unis», *Le Monde*, 3 décembre 2021.
- 59** Voir les volumes engagés au 31 décembre 2022 dans Ministère de l'Économie et des Finances, Agence des Participations de l'État, Rapport Financier 2022-2023, octobre 2023, p. 120.
- 60** 13 milliards d'euros en 2023. Budget de l'État - Dépenses par ministère 2023, consulté le 31 janvier 2024.
- 61** IEEFA, «Le paradoxe du GNL en France. Le développement des infrastructures se poursuit malgré une consommation en déclin», octobre 2023.
- 62** Transcription du discours de Belfort, «Reprendre en main notre destin énergétique !», Élysée, 10 février 2022. Cet engagement a été renouvelé par Elisabeth Borne après l'invasion russe en Ukraine, lors de sa déclaration de politique générale. Déclaration de politique générale de M^{me} Elisabeth Borne, Vie publique, prononcée le 6 juillet 2022.
- 63** À la date de publication de ce rapport, la Programmation Pluriannuelle de l'Énergie est encore en cours d'élaboration.
- 64** Avec la loi de transition énergétique pour la croissance verte.
- 65** La loi sur la transition énergétique de 2015 a modifié l'article L.100-2 du Code de l'énergie qui indique que «L'État (...) veille à maîtriser la demande d'énergie et favoriser l'efficacité et la sobriété énergétiques.»
- 66** Le résidentiel représente 40 % et le tertiaire 22 % de la consommation finale de gaz fossile, principalement pour des besoins de chauffage et eau chaude sanitaire et plus minoritairement de cuisson. Voir partie II de ce rapport.
- 67** IDDRI, «Sortir de la dépendance au gaz naturel russe : quelles stratégies pour l'UE et la France ?», mars 2022.
- 68** Réduction de la consommation de gaz et d'électricité de 12 % hors effets météo par rapport à 2018 - 2019. Ministère de la transition écologique, «Sobriété énergétique : un an après, on continue !», Dossier de presse, 12 octobre 2023, p. 10.
- 69** Plan de sobriété énergétique. Acte 2, Dossier de presse, 20 juin 2023.
- 70** Pour une analyse et critique détaillées du plan de sobriété, voir Réseau Action Climat, «Plan sobriété : un amuse-bouche qui nous laisse sur notre faim», 7 octobre 2022.
- 71** Elle s'explique également par une plus grande disponibilité des centrales nucléaires revenue dans les niveaux observés en 2015-2019, d'une production des énergies renouvelables importantes qui a entraîné une baisse significative de la sollicitation des centrales à gaz (-42 %) par rapport à l'année de référence 2018-2019. GRT Gaz, Tableau de bord de suivi de la consommation de gaz.
- 72** Paulina Jaramillo et al. Comparative Life-Cycle Air Emissions of Coal, Domestic Natural Gas, LNG, and SNG for Electricity Generation, *Environ. Sci. Technol.* 2007, 41, 17, 6290-6296. Robert W. Howarth, Methane and the greenhouse-gas footprint of natural gas from shale formations, 2011. Robert W Howarth, A bridge to nowhere: methane emissions and the greenhouse gas footprint of natural gas, Cornell University, 2014.
- 73** Le taux de rénovations performantes est à 0,2 % par an alors qu'il devrait augmenter à 1 puis 2 % selon la SNBC (Stratégie Nationale Bas-Carbone). IDDRI, «Sortir de la dépendance au gaz russe : quelles stratégies pour l'UE et la France ?», mars 2022.
- 74** Programmation Pluriannuel de l'énergie 2019-2023 2024-2028, disponible [ici](#). Dans la PPE complète, p.59, Stratégie française pour l'énergie et le climat -

Programmation Pluriannuelle de l'Énergie.

75 «5 idées reçues sur le gaz», Les Amis de la Terre, mars 2024 ; Friends of the Earth Europe, Food and Water Action Europe, Les Amis de la Terre France, «GNL, vers le chaos climatique», juillet 2022. Milieudéfense, [Locked out of a Just Transition: fossil fuel financing in Africa](#), mars 2022.

76 AR6 Deborah Gordon et al, [Evaluating net life-cycle greenhouse gas emissions intensities from gas and coal at varying methane leakage rates](#), 2023 *Environ. Res. Lett.* DOI 10.1088/1748-9326/ace3db ; Kemfert, C., Präger, F., Braunger, I. et al. [The expansion of natural gas infrastructure puts energy transitions at risk](#), *Nat Energy* 7, 582-587 (2022) ; Andrew Moseman, [Why do we compare methane to carbon dioxide over a 100-year timeframe? Are we underrating the importance of methane emissions?](#), MIT Climate Portal, 4 janvier 2024. ; Voir la responsabilité des énergies fossiles dont le gaz dans les émissions de méthane : International Energy Agency, [Global Methane Tracker 2023 - "Understanding methane emissions"](#), février 2023. Intergovernmental Panel on Climate Change, [CLIMATE CHANGE 2023 Synthesis Report](#), p.95.

77 Dans son scénario de transition, l'Institut négaWatt estimait qu'il était nécessaire de réduire la consommation primaire de gaz fossile à 344 TWh en 2028, mais la PPE 2019 ne fixait qu'un objectif de 378 TWh (ou 420 TWh PCS). Voir [Stratégie française pour l'énergie et le climat - Programmation Pluriannuelle de l'Énergie 2019-2023 2024-2028](#), p.99. et [Scénario négaWatt 2022, Énergies primaires](#).

78 La «part juste» correspond à l'effort que doit faire la France dans la baisse des émissions de gaz à effet de serre en prenant en compte sa responsabilité historique (8^e pays le plus pollueur au monde depuis 1850) et sa capacité d'action (5^e pays le plus riche au monde en 2021) : Réseau Action Climat, [La France fait-elle sa part juste dans la réduction mondiale des gaz à effet de serre ?](#), février 2023.

79 Voir «La mise en place paradoxale d'outils stratégiques sans vision industrielle de long terme» p.243 du [Rapport fait au nom de la commission d'enquête visant à établir les raisons de la perte de souveraineté et d'indépendance énergétique de la France](#), 30 mars 2023.

80 Haut Conseil pour le Climat, «[Acter l'urgence. Engager les moyens](#)», [Rapport annuel 2023](#), juin 2023, p.137.

81 *Ibid.*, p.75.

82 Voir Ministère de la Transition Écologique, [Signature des contrats de transition écologique des 50 sites industriels les plus émetteurs](#), 22 novembre 2023.

83 Réseau Action Climat, «[Pour les 50 sites industriels les plus émetteurs de CO₂, le contrat n'est pas rempli](#)», 18 janvier 2024.

84 Réseau Action Climat, «[Loi industrie verte au Sénat : un examen pas à la hauteur des enjeux climatiques](#)», 23 juin 2023.

85 Un «deuxième projet de loi Industrie verte» a été annoncé lors du discours de politique générale de Gabriel Attal. Parmi les dispositions prévues : «*concentrer les travaux de la CNDP uniquement sur les projets d'envergure nationale*» pour accélérer les procédures. En pratique, cela permet aux autres projets de «gagner» 6 mois. Banque

des territoires, «[Gabriel Attal : une France à débureaucratiser et déverrouiller](#)», 30 janvier 2024.

86 Voir [le graphique p.11](#) de ce rapport.

87 Europe "has paid a high price in terms of reduced manufacturing activity, which could lead to permanent deindustrialisation unless gas prices are reduced significantly within the next couple of years." John Kemp, «[Europe's high gas prices hit industrial output](#)», Reuters, 13 septembre 2023.

88 Notamment dans l'industrie agroalimentaire, de la chaux, la chimie et le verre. Parmi ces industries, nombreuses sont celles qui visent désormais à remplacer le gaz fossile par de la biomasse, du biogaz ou encore de l'hydrogène. D'autres visent à capter les émissions issues de la combustion de ce gaz (chaux). Dans le secteur du ciment, les industriels visent le remplacement des combustibles fossiles (coke, charbon et gaz naturel) par de la biomasse, des déchets et des CSR (combustibles solides de récupération). Enfin, dans le cas de l'acier, les efforts sont concentrés sur le remplacement du charbon. La technologie en cours de développement vise à réduire le minerai de fer avec de l'hydrogène à la place du charbon. Or, ArcelorMittal (acteur majeur voire principal de la filière de la fonte, la plus émettrice) prévoit de déployer cette technologie avec du gaz naturel dans un premier temps. Là où d'autres industriels prévoient de sortir du gaz naturel, le secteur de la fonte le considère encore comme une énergie de transition. Analyse du Réseau Action Climat pour les Amis de la Terre France.

89 Voir [Observatoire Climat Énergie - Part d'énergie renouvelable dans la consommation d'énergie](#), et Ministère de la transition écologique, [Données et études statistiques, «Les énergies renouvelables en France en 2022 - Suivi de la directive \(UE\) 2018/2001 relative à la promotion de l'utilisation des énergies renouvelables](#)», 9 mai 2023.

90 En 2022, la consommation finale brute d'énergies renouvelables était de 347,8 TWh, soit 20,7 % de la consommation finale brute d'énergie (1676,2 TWh). Si elle avait atteint l'objectif de 24,3 % fixé pour 2022, la consommation d'énergies renouvelables aurait atteint 407 TWh, soit une différence de 59,5 TWh. Calcul des Amis de la Terre à partir des données téléchargeables sur Ministère de la transition écologique, [Données et études statistiques, «Les énergies renouvelables en France en 2022 - Suivi de la directive \(UE\) 2018/2001 relative à la promotion de l'utilisation des énergies renouvelables](#)», 9 mai 2023.

91 IDDRI, «[Comment accélérer les énergies renouvelables en France ? L'enjeu de l'intégration territoriale et du partage de la valeur](#)», novembre 2022.

92 Commission de Régulation de l'Énergie, «[La CRE réévalue les charges de service public de l'énergie à compenser en 2023](#)», juillet 2023. Les charges de services publics de l'énergie sont des dispositifs de soutien aux énergies renouvelables dans les secteurs électriques et gaziers. Il y a deux mécanismes : d'un côté l'obligation d'achat (l'intégralité de l'énergie produite est achetée) et le complément de rémunération. Ce dernier vise à compenser la différence entre le tarif de référence fixé dans le contrat initial et le tarif du marché. Ainsi, cela a permis aux producteurs d'énergies renouvelables de

vendre même lorsque l'électricité produite par les énergies fossiles et fissibles étaient plus avantageuses, mais surtout, avec la crise énergétique des dernières années, les énergies renouvelables ayant été beaucoup plus compétitives, les producteurs ont donc donné à l'État les surplus. Elles participent donc actuellement positivement au budget de l'État (ce qui se confirme dans les prédictions mondiales).

93 Maxime Tellier, « [La moitié du parc nucléaire à l'arrêt : les raisons d'une situation inédite](#) », *Radio France*, 28 octobre 2022.

94 *Idem*.

95 Selon les calculs de la Cour des Comptes. Voir Pierre Breteau, « [Les dérapages de l'EPR de Flamanville en graphiques : le coût multiplié par 5, la durée du chantier par 4](#) », *Le Monde*, 20 décembre 2022.

96 « [Que sont les EPR 2, ces nouveaux réacteurs nucléaires annoncés par Emmanuel Macron ?](#) », *Le Monde*, 10 février 2022.

97 Voir notamment Greenpeace France, [L'EPR : un fiasco international](#), mars 2022. Greenpeace France, [Diversion climatique : le mauvais choix de la relance du nucléaire](#), septembre 2023. Réseau Action Climat, [Fausses solutions : le nucléaire](#), avril 2022.

98 « [La France doit cesser de saboter la transition énergétique européenne](#) », *Le Journal du Dimanche*, 9 juin 2023.

99 Voir Réseau Action Climat, « [Trois mois après le début de la présidence française du conseil de l'Union européenne, quel bilan pour le climat ?](#) », 7 avril 2022.

100 Réseau Action Climat, « [Taxonomie : opération de greenwashing pour démarrer la Présidence française du Conseil de l'Union européenne](#) », 6 janvier 2022.

101 Dans le cadre du règlement européen TEN-E sur le futur des infrastructures énergétiques. Voir Les Amis de la Terre, « [Législation sur le futur énergétique de l'Europe : la France prend le parti des pro-gaz](#) », 11 juin 2021.

102 RepowerEU est une directive adoptée en réaction à l'invasion de l'Ukraine par la Russie, qui amendait plusieurs directives européennes, dont la directive RED III pour réhausser les objectifs énergétiques pour 2030. Pendant les négociations avec le Parlement européen sur RED III, la France a soutenu un objectif de 40 % d'EnR dans le mix énergétique final européen (consommation) pour 2030, là où la Commission et le Parlement européen soutenaient 45 %. En raison de la pression française, la position adoptée par le Conseil de l'Union européenne avant les négociations avec le Parlement européen portait un objectif de 40 % (voir ce communiqué). C'est finalement un objectif de 42,5 % qui a été adopté après les trilogues. Réseau Action Climat sur *Mediapart*, « [La France freine l'Europe sur les renouvelables et l'efficacité énergétique](#) », 1^{er} mars 2023.

103 Paul Messad, « [Key French MEP pitches low-carbon 'weighting' for EU renewables target](#) », *Euractiv*, 27 janvier 2023. Paul Messad, « [France finally satisfied with EU deal on renewables directive](#) », 19 juin 2023. Greenpeace France, « [Alliance du nucléaire : la France veut entraîner l'Europe dans son aveuglement nucléaire](#) », 16 mai 2023.

104 Voir la liste des pays producteurs de gaz dans lesquels Total est implanté depuis l'époque coloniale. « [Gaz au Mozambique : l'ombre de l'histoire coloniale française](#) », Les Amis de la Terre, mars 2024.

105 Voir Olivier Appert, « [Le parapétrolier français : une aventure industrielle à succès](#) », juillet 2009 ; Conseil général de l'économie (CGE), « [Les garanties à l'exportation dans le secteur énergétique](#) », juin 2020.

106 Voir notre rapport « [Pour une transition juste - Visions et attentes des travailleur·ses du secteur pétrolier et gazier en France](#) », février 2022.

107 Adrien Schwyter, « [Comment Total gère le risque géopolitique](#) », *Challenges*, 7 avril 2016.

108 Analyse de Reclaim Finance à partir des données Rystad.

109 Technip Energies, [Yamal LNG complex - Engineering for extremes](#), n.d. ; Technip Energies, « [Technip Energies with its partners successfully delivered the first modules from China for the Arctic LNG 2 mega-project](#) », 23 september 2021.

110 Technip Energies, [Coral Sul FLNG - First Deep Water FLNG in Africa](#), n.d.

111 Liste non exhaustive compilée par Reclaim Finance et les Amis de la Terre à partir de la base de données Enerdata (version avril 2023), des Sale and Purchase Agreements disponibles sur le site du US Department of Energy (exemple : [Engie et Cheniere](#), juin 2021) et des communiqués de presse des entreprises américaines exportatrices.

112 Les Amis de la Terre France, « [Contrat d'importation de gaz de schiste américain : Engie sous pression recule, Société générale isolée](#) », 3 novembre 2020.

113 Les Amis de la Terre, « [Les communautés du sud du Texas et leurs alliés internationaux condamnent le contrat conclu entre Rio Grande LNG et le géant français Total](#) », 15 juin 2023.

114 TotalEnergies, « [United States: TotalEnergies Strengthens its Position in LNG by Partnering with GIP and NextDecade on a new LNG project in Texas](#) », 14 June 2023.

115 NextDecade, [Corporate Presentation](#), septembre 2023, p.18. Total représente 33 % des volumes contractés, et Engie 11 (p.15)

116 TotalEnergies, « [TotalEnergies and its Partners Make the Final Investment Decision of the RGLNG Project in Texas](#) », 13 July 2023.

117 Voir Disclose, « [Gaz de schiste : trois banques françaises financent une bombe climatique au Texas](#) », 27 avril 2023. Également notre rapport : Les Amis de la Terre France, « [La place financière de Paris au fond du puits. Le pari pendant des banques et investisseurs français sur les pétrole et gaz de schiste](#) », mai 2020.

118 Sierra Club, [US LNG Export Tracker](#), consultée le 28 janvier 2024. Régulièrement mis à jour.

119 Les Amis de la Terre France, « [124 ONG appellent les institutions financières à se retirer du projet Mozambique LNG de TotalEnergies](#) », 16 novembre 2023.

- 120** Oil & Gas Policy Tracker.
- 121** Maxime Vaudano, « Bombes carbone » : pourquoi les banques françaises peuvent financer les énergies fossiles malgré leurs engagements climat », *Le Monde*, 1^{er} novembre 2023.
- 122** Adrien Sénécat, « Comment les banques européennes aident les géants du pétrole et du gaz à lever des milliards », *Le Monde*, 26 septembre 2023.
- 123** Liselotte Mas, Lise Kiennemann, « Comment des banques françaises financent le plus gros producteur mondial de pétrole », *Le Monde*, 6 octobre 2023.
- 124** Rainforest Action Network, Banktrack, Indigenous Environmental Network, Oil Change International, Reclaim finance, Sierra Club, Urgewald, *Banking on Climate Chaos - Fossil Fuel Finance Report 2023*, téléchargeable [ici](#).
- 125** *Ibid.*
- 126** Calcul des Amis de la Terre à partir des rapports trimestriels de BPIFrance, « Liste des projets pris en garantie ».
- 127** Les Amis de la Terre France, « PLF 2023 : la France propose enfin d'interdire ses soutiens publics aux nouveaux projets gaziers et pétroliers », 26 septembre 2022.
- 128** Voir notre rapport : Les Amis de la Terre France, « Comment l'État fait le jeu de Total en Ouganda », octobre 2021.
- 129** « Comment l'appétit français pour le gaz soutient le régime autoritaire russe », Les Amis de la Terre, mars 2024.
- 130** Philippe Gélie, « Investissements, francophonie, espace... Le programme complet du voyage d'Emmanuel Macron aux États-Unis », *Le Figaro*, 29 novembre 2022.
- 131** Les Amis de la Terre France, Justiça Ambiental, Friends of the Earth International, « De l'Eldorado gazier au chaos. Quand la France pousse le Mozambique dans le piège du gaz », juin 2020.
- 132** Voir la carte p. 17 de notre rapport « De l'Eldorado gazier au chaos. Quand la France pousse le Mozambique dans le piège du gaz », juin 2020.
- 133** À l'heure de la finalisation de ce rapport, le projet Mozambique LNG faisait toujours l'objet d'une force majeure, déclarée par Total en avril 2021 en raison du conflit armé au nord du Mozambique. Total souhaite relancer le projet en 2024 et a demandé une confirmation de soutien de ses financeurs dont Crédit Agricole et Société Générale. La situation sécuritaire et humanitaire est critique début mars 2024. Margaux Solinas, « Dans le nord du Mozambique, TotalEnergies veut reprendre ses activités malgré l'insurrection djihadiste », *Le Monde*, 1^{er} mars 2024. Voir également notre lettre aux financeurs : Les Amis de la Terre France, « 124 ONG appellent les institutions financières à se retirer du projet Mozambique LNG de TotalEnergies », 16 novembre 2023.
- 134** Porté par ExxonMobil, Rovuma LNG devait initialement être mis en service en 2025. Le projet a également pris beaucoup de retard en raison du conflit armé, et n'est pas encore financé. ExxonMobil vise une décision finale d'investissement en 2025 et une mise en service en 2027-2028. Global Energy Monitor Wiki, *Rovuma LNG*, consulté le 5 mars 2024.
- 135** Coral North FLNG est un projet porté par Eni et ExxonMobil et n'est pas financé. Global Energy Monitor Wiki, *Coral North FLNG*, consulté le 5 mars 2024.
- 136** Les Amis de la Terre France, « 124 ONG appellent les institutions financières à se retirer du projet Mozambique LNG de TotalEnergies », 16 novembre 2023. Justiça Ambiental, Friends of the Earth Europe, ReCommon, Milieudéfense, Les Amis de la terre France, Friends of the Earth US, « Du gaz sur le feu : la crise au Mozambique », Mai 2022. Les Amis de la Terre France, Friends of the Earth International, Justiça Ambiental, « De l'Eldorado gazier au chaos », juin 2020.
- 137** Ministère de l'Économie et des finances, Direction générale du Trésor, « Bruno Le Maire et Olivia Grégoire encouragent la Place de Paris à redoubler d'efforts afin d'accélérer le développement d'une finance verte », 16 novembre 2020.
- 138** Gabriel Nédélec, « Bruno Le Maire appelle la Place financière à faire plus pour le climat », *Les Échos*, 26 octobre 2021.
- 139** Les Amis de la Terre France, « Loi Climat : le gouvernement décidé à enterrer ses promesses de finance verte », 24 mars 2021.
- 140** Les Amis de la Terre France, « Les banques européennes parmi les principaux moteurs de l'expansion fossile », 13 avril 2023.
- 141** Ade Lindgaard, « À Bruxelles, la France protège la finance contre le devoir de vigilance », *Mediapart*, 30 novembre 2022. Et Observatoire des Multinationales, « La France a-t-elle torpillé le "devoir de vigilance" européen pour complaire au CAC40 et à BlackRock ? » 4 juillet 2023.
- 142** Les Amis de la Terre France, « Devoir de vigilance : un accord trouvé au niveau européen, fortement affaibli par le lobbying des multinationales », 14 décembre 2023.
- 143** Site de l'Affaire BNP.
- 144** Agence des participations de l'État, Portefeuille de l'APE - Clôture du 15 décembre 2023.
- 145** Bpifrance, « Bpifrance renforce sa participation dans Technip Energies en investissant 100 millions de dollars US », communiqué de presse, 31 mars 2021.
- 146** Ministère de l'Économie et des Finances, Agence des Participations de l'État, *Rapport Financier 2022-2023*, p.120
- 147** Global Energy Monitor Wiki, *Wilhelmshaven TES FSRU*, n.d., consulté le 22 février 2024.
- 148** Par exemple le contrat « Mustang » avec Cheniere qui court entre 2021 et 2041 ou avec Sempra entre 2027 et 2042. S&P Global, « Cheniere to supply LNG from Texas export facility under new deal with France's Engie », 11 novembre 2021. Sempra, « Sempra Infrastructure Announces Agreement with ENGIE for Supply of U.S. LNG from Port Arthur LNG Phase 1 », Press Release, December 6, 2022.
- 149** Avec 50 % de sa capacité de production électrique qui dépend du gaz fossile sur le continent. Reclaim finance, « GASLIGHTING : Financing fossil gas power is leading Europe's energy transition astray », April 2023.
- 150** « Cette centrale d'Engie qui secoue le bastion écologique des Pays-Bas », Nicolas Rauline, *Les Échos*,

5 février 2024. Voir les capacités prévues début 2024 dans : Beyond Fossil Fuels: European Gas Plant Database, mars 2024.

151 Government of the Netherlands, "[Group of European countries aim to decarbonize their electricity system by 2035](#)", 18 décembre 2023.

152 Reclaim Finance, "[Engaging Engie on its transition strategy. A briefing for climate-conscious investors](#)", février 2023.

153 Pour la capture, stockage et utilisation du carbone (CCUS), voir IEEFA, "[The carbon capture crux: Lessons learned](#)", 1^{er} septembre 2022.

154 Notamment, elle n'indique pas la ventilation de ses investissements, notamment ceux en recherche et développement pour les dispositifs CCUS. Voir Reclaim Finance, "[Engaging Engie on its transition strategy. A briefing for climate-conscious investors](#)", février 2023.

155 « Le capital du groupe détenu par l'État au 31 décembre 2022 est de 23,64 %, inchangé par rapport au 31 décembre 2021. Il lui confère 3 représentants au conseil d'administration sur un total de 15 administrateurs (1 administratrice représentant l'État nommée par arrêté, 2 administrateurs élus par l'Assemblée Générale des actionnaires sur proposition de l'État). 1 % des droits de vote exerçables) contre 33,20 % à fin décembre 2021 » Agence de participation de l'État, Ministère de l'Économie et des Finances, [Rapport financier 2022 - 2023](#), octobre 2023, p. 126.

156 « [Engie : des actionnaires réclament davantage de transparence sur la stratégie climatique du groupe](#) », *Le Monde*, 26 avril 2023.

157 « Le capital du groupe détenu par l'État au 31 décembre 2022 est de 23,64 %, inchangé par rapport au 31 décembre 2021. Il lui confère 3 représentants au conseil d'administration sur un total de 15 administrateurs (1 administratrice représentant l'État nommée par arrêté, 2 administrateurs élus par l'Assemblée Générale des actionnaires sur proposition de l'État). L'État détient 33,56 % des droits de vote théoriques (ou 33,71 % des droits de vote exerçables) contre 33,20 % à fin décembre 2021 » Agence de participation de l'État, [Rapport financier 2022 - 2023](#), octobre 2023, p. 126.

158 *Ibid.*, pp.21-22.

159 Les Amis de la Terre France, « [Contrat d'importation de gaz de schiste américain : Engie sous pression recule, Société Générale isolée](#) », 3 novembre 2020.

160 Sarah White, Scott DiSavino, "[France halts Engie's U.S. LNG deal amid trade, environment disputes](#)", *Reuters*, 23 octobre 2020.

161 Les Amis de la Terre France, « [Contrat "Mustang" : Engie signe en secret un nouveau contrat d'importation de gaz de schiste en France](#) », 3 décembre 2021.

162 Les Amis de la Terre France, « [Climat : Engie signe pour acheter du gaz de schiste jusqu'en 2041](#) », 2 mai 2022.

163 Sempra, "[Sempra Infrastructure Announces Agreement with ENGIE for Supply of U.S. LNG from Port Arthur LNG Phase 1](#)", Press Release, December 6, 2022.

164 Les Amis de la Terre, « [PLF 2023 : la France](#)

[propose enfin d'interdire ses soutiens publics aux nouveaux projets gaziers et pétroliers](#) », Communiqué de presse, 26 septembre 2022.

165 Réseau Action Climat, 2023 : [Panorama des dépenses néfastes pour le climat et l'environnement](#), décembre 2022, pp.26-27.

166 *Ibid.*, p.27.

167 *Ibid.* p.7

168 *Ibid.* p.8

169 Vie publique, [Déclaration de M. Emmanuel Macron, président de la République, sur la lutte contre le réchauffement climatique et l'industrialisation de la France](#), à Paris le 8 novembre 2022.

170 Voir entre autres Reclaim finance, [Évaluation des stratégies climat des entreprises pétro-gazières](#). Reclaim Finance, « [TotalEnergies : Faut-il croire à sa diversification ?](#) », 26 septembre 2023. Greenpeace France, « [Rapport 'Sustainability and climate' de TotalEnergies : un déballage de greenwashing 'as usual'](#) », 21 mars 2023.

171 Mickaël Correia, « [L'incroyable subvention de l'agence publique de l'écologie à TotalEnergies](#) », *Mediapart*, 5 octobre 2023.

172 Les Amis de la Terre France, Greenpeace France, CGT, Attac, Confédération paysanne, [Décryptage du plan de reconversion de la raffinerie de Grandpuits](#), 26 janvier 2021.

173 « [TotalEnergies continue de soigner ses actionnaires](#) », *Les Échos*, 27 septembre 2023.

174 Mickaël Correia, « [L'incroyable subvention de l'agence publique de l'écologie à TotalEnergies](#) », *Mediapart*, 5 octobre 2023.

175 Voir [Oil Change International, Big Oil Reality Check 2023. – An Assessment of TotalEnergies, Eni, and Equinor's Climate Plans](#), mai 2023. Reclaim Finance, [Major Failure: TotalEnergies' climate plan fails to reduce emissions](#), mars 2022. Greenpeace France, [La pseudo neutralité carbone de TotalEnergies, Décryptage de la stratégie net zéro de TotalEnergies et du mythe de la compensation](#), janvier 2022.

176 Ce n'est pas toujours le cas pour les entreprises dites « de service » ou « parapétrolières », qui ont connu de multiples crises ces dernières années. Voir notre rapport « [Pour une transition juste : visions et attentes des travailleur·ses du secteur pétrolier et gazier en France](#) », février 2022.

177 Upstream, "[Oil and gas investment to top \\$818 billion in 2023 as energy crisis powers record spending](#)", 12 October 2023.

178 Reclaim Finance, « [TotalEnergies piétine le climat au profit des actionnaires](#) », 9 février 2024.

179 Les Amis de la Terre France, « [Lobbying : l'épidémie cachée](#) », 3 juin 2020.

180 Les Amis de la Terre France, « [Plan de relance du gouvernement : ni social, ni écologique](#) », 3 septembre 2020.

181 I4CE, « [Baisses des impôts de production : un soutien aux entreprises carbonées ?](#) », 21 janvier 2021.

182 Réseau Action Climat, 2023 : Panorama des dépenses néfastes pour le climat et l'environnement, décembre 2022, p.4. Téléchargeable [ici](#).

183 Voir les analyses de l'ADEME et d'Astères citées dans Réseau Action Climat, 2023 : Panorama des dépenses néfastes pour le climat et l'environnement, décembre 2022, p.4. Téléchargeable [ici](#).

184 ADEME, «[Analyse des conditions de reprise d'une valeur équitable du carbone](#)».

185 TotalEnergies, «[France : TotalEnergies met en service son terminal flottant d'importation de gaz naturel liquéfié au port du Havre](#)», Communiqué de presse, 26 octobre 2023.

186 Les Amis de la Terre France, «[PJL pouvoir d'achat : les députés votent pour plus de dépendance au gaz](#)», 22 juillet 2022.

187 Voir les enquêtes de Greenpeace France et Disclose. Greenpeace France, «[Terminal méthanier flottant du Havre : symbole d'une politique climatique et énergétique à la dérive](#)», juin 2023. Disclose, «[Au Havre, le nouveau terminal méthanier repose sur un mensonge d'État](#)», 28 juin 2023.

188 Influence Map, «[The Oil and Gas Industry's Policy Advocacy in Africa and Europe. How the sector is promoting fossil gas lock-in despite IPCC warnings](#)», August 2023.

189 Concernant le lobbying agressif de l'industrie fossile, voir également Fossil Free Politics, Corporate Europe Observatory, «[Cold homes, hot profits: how polluters persuade politicians to put profits before people](#)», octobre 2023. Et Deb Kelly, «[Majors' Lobbying Efforts In Focus](#)», Energy intelligence, 4 September 2023.

190 Greenpeace France, «[Terminal méthanier flottant du Havre : symbole d'une politique climatique et énergétique à la dérive](#)», juin 2023.

191 Une seule réunion publique a été organisée et les documents qui avaient été mis en ligne ne sont plus disponibles. Un seul vote a été organisé au Havre, mais portant uniquement sur les canalisations qui relieront le terminal au réseau de GRTgaz. Le gouvernement a choisi de le considérer comme un simple navire relevant du droit international maritime, plutôt qu'une usine devant suivre la réglementation des installations classées pour la protection de l'environnement (ICPE). Voir Disclose, «[Au Havre, l'installation d'un nouveau terminal méthanier repose sur un mensonge d'État](#)» et «[Port du Havre : malgré les risques industriels, TotalEnergies impose son terminal méthanier en toute opacité](#)», 28 juin 2023.

192 D'après [une note de Total](#) que s'est procurée Disclose, les risques associés à l'exploitation du terminal méthanier flottant sont loin d'être anodins. Total y anticipe pas moins de «[15 événements redoutés de perte de confinement \[des fuites, NDLR\]](#)» qui pourraient provoquer «[151 phénomènes dangereux](#)», mais dont aucun détail ne filtre. Ce document n'a jamais été rendu public par la préfecture. L'emplacement du terminal, derrière une écluse, empêche également qu'il soit évacué rapidement en mer libre comme c'est le cas pour tous les autres terminaux flottants dans le monde. Voir Disclose, «[Port du Havre : malgré les risques industriels, TotalEnergies impose son](#)

[terminal méthanier en toute opacité](#)», 28 juin 2023.

193 **Note méthodologique** : toutes les conversions d'unité de mesure de capacité et de volume ont été réalisées avec le [convertisseur en ligne de l'entreprise gazière belge Fluxys](#), avec l'hypothèse d'un pouvoir calorifique du gaz de 11.63 kWh/m³, soit 41.87 MJ/m³. Le pouvoir calorifique du gaz dépendant de sa provenance et de l'endroit où il est mesuré, **les Amis de la Terre ne garantissent pas l'exactitude des conversions. Celles-ci ne servent qu'à indiquer des ordres de grandeur.** Différentes hypothèses de pouvoir calorifique ont été testées : elles ne changeaient pas les ordres de grandeur et validaient l'argumentation faite dans cette partie.

194 Dans cette partie l'Europe recouvre les 27 membres de l'Union européenne, le Royaume-Uni, la Norvège, l'Albanie et la Turquie, soit une zone géographique pertinente quant à la circulation possible du gaz.

195 La capacité d'importation historique était de 256,85 Gm³. Fin 2023, la capacité d'importation était de 310,35 Gm³. IEEFA, [European LNG Tracker](#), dernière mise à jour : février 2024.

196 IEEFA, [European LNG Tracker](#), dernière mise à jour : février 2024.

197 IEEFA ne tient compte que des projets officiellement intégrés à la base de données GIE. En ce sens, on peut considérer le calcul de IEEFA comme conservateur. IEEFA, [European LNG Tracker](#), dernière mise à jour : février 2024.

198 Analyse des Amis de la Terre à partir de la base de données Global Energy Monitor, [Global Gas Infrastructures Tracker](#), mise à jour d'octobre 2023. Avec le même périmètre Europe que décrit dans la note 181.

199 La Russie ne fournissait plus que 12,9 % du gaz du continent en novembre 2022 contre 40,5 % en novembre 2021. Council of the European Union, [Infographic - Where does the EU's gas come from?](#), 7 février 2023.

200 Calculs Amis de la Terre à partir des données de Bruegel : [European natural gas imports data set](#), Mise à jour février 2024.

201 Avec arrêt presque total des importations à partir de fin août 2022, ce qui correspond à la fin de l'utilisation de Nord Stream. [ENTSOG Transparency Platform](#), data on physical flow into the EU27. Voir Greenpeace France, «[Terminal méthanier flottant du Havre : symbole d'une politique climatique et énergétique à la dérive](#)», juin 2023.

202 IEEFA, [European LNG Tracker](#), mise à jour de février 2024.

203 En 2023, la France a importé 4,68 Gm³ de GNL en provenance de Russie, ce qui en fait le 2^e pays dont on importe le plus de gaz. Institute for Energy Economics and Financial Analysis, [European LNG Tracker](#), mise à jour de février 2024.

204 Calculs de Greenpeace France à partir des données de la base ALSI du GIE et de la [ENTSOG Transparency Platform](#), ainsi que du solde importateur de gaz naturel du Ministère de la Transition Écologique. Greenpeace France, «[Terminal méthanier flottant du Havre : symbole d'une politique climatique et énergétique à la dérive](#)», juin 2023, pp.10-11.

205 Voir Disclose, «[Au Havre, l'installation d'un nouveau terminal méthanier repose sur un mensonge d'État](#)»; 28 juin

2023. Également : « *L'équilibre entre l'offre et la demande de gaz se forme donc a minima sur la zone géographique constituée des territoires français, belge, néerlandais, allemand, italien et espagnol, zone dans laquelle la France joue un rôle pivot.* » TotalEnergies LNG Services France, Dossier de demande d'exemption pour l'unité flottante de stockage et de regazéification (FSRU) du Havre, transmis à la ministre de la Transition énergétique le 20 octobre 2022 (p.23) cité Greenpeace France, « *Terminal méthanier flottant du Havre : symbole d'une politique climatique et énergétique à la dérive* », juin 2023.

206 Dont 16 Gm³ étaient déjà opérationnels fin 2023. IEEFA, [European LNG Tracker](#), mise à jour de février 2024.

207 670 TWh ont été importés de Norvège et des Pays-Bas en 2023. Calcul des Amis de la Terre avec les données de Bundesnetzagentur, [Gasimporte](#). Soit un volume d'environ 57,7 Gm³.

208 En 2023, l'Allemagne a consommé 810412 GWh de gaz. Bundesnetzagentur, [Rückblick: Gasversorgung im Jahr 2023](#), janvier 2024. Soit un volume d'environ 70 Gm³.

209 IEEFA, [European LNG Tracker](#), mise à jour février 2024.

210 Greenpeace France, « *Terminal méthanier flottant du Havre : symbole d'une politique climatique et énergétique à la dérive* », Juin 2023.

211 Un pré-contrat avec la République Tchèque a déjà été signé : *Die Welt*, « *Deal mit Tschechien steht - Jetzt wird Deutschland zum LNG-Drehkreuz* », 24 novembre 2023. Voir également : [Bericht des Bundeswirtschafts- und Klimaschutzministeriums zu Planungen und Kapazitäten der schwimmenden und festen Flüssigerdgasterminals](#), mars 2023, p.2.

212 International Energy Agency, [World Energy Outlook 2023](#), octobre 2023, p.29.

213 L'AIE prévoit une baisse de 30 % de la demande de l'UE en gaz en 2030 par rapport à 2022 (ou 40 % par rapport à 2021) si l'UE respecte ses engagements climatiques à long-terme (scénario Announced Pledges - APS) et de 15 % (- 26 % par rapport à 2021) si aucun changement politique n'est produit (scénario Stated Policies - STEPS) . IEA [World Energy Outlook 2023, Tables for Scenario Projections](#).

214 International Energy Agency, [World Energy Outlook 2023](#), octobre 2023, p.77.

215 Dans les scénarios de l'AIE, la région Europe correspond à l'Union européenne des 27 + Albanie, Biélorussie, Bosnie Herzégovine, Macédoine du Nord, Gibraltar, Islande, Israël, Kosovo, Monténégro, Norvège, Serbie, Suisse, République de Moldavie, Turquie, Ukraine et Royaume-Uni.

216 IEEFA, [European LNG Tracker](#), mise à jour février 2024.

217 *Idem*.

218 Observatoire Climat Énergie, [Gaz naturel](#).

219 Le gazoduc depuis la Norvège a à lui seul une capacité de 570 GWh/jour, soit 18 Gm³ par an. Les gazoducs depuis la Belgique, l'Italie (par la Suisse) et l'Espagne ont une capacité de 1194 GWh/j, soit 37.4 Gm³. European

Network of Transmission System Operators for Gas (ENTSOG) synthétisé dans IIEEFA, « *Le paradoxe du GNL en France. Le développement des infrastructures se poursuit malgré une consommation en déclin* », Octobre 2023. Les terminaux existants (sans celui du Havre qui doit être mis hors service en 2028) ont déjà une capacité d'importation de 34,5 Gm³.

220 IEEFA, [European LNG Tracker](#), mise à jour février 2024.

221 IEEFA, « *Over half of Europe's LNG infrastructure assets could be left unused by 2030* », 21 mars 2023.

222 « *La substitution du gaz russe par du gaz importé sous forme de gaz naturel liquéfié (GNL) pourrait générer à la fois des actifs échoués en investissant dans des terminaux de regazéification, et à une augmentation de l'empreinte carbone de la France. Plusieurs mesures de sobriété énergétique ont un potentiel important mais ne sont pas suffisamment mobilisées.* » Haut Conseil pour le Climat, [Rapport annuel 2022, « Dépasser les constats. Mettre en œuvre les solutions »](#), juin 2022, p.83.

223 Climate Action Network Europe, « *German energy giant RWE uses the Energy Charter Treaty to attack Dutch climate action* », 4 février 2021. Kira Taylor, « *Energy Charter Treaty strikes again as Uniper sues Netherlands over coal phase-out* », Euractiv, 20 avril 2021.

224 Institut Rousseau, Reclaim Finance, Les Amis de la Terre France, « *Actifs fossiles, les nouveaux subprimes ? Quand financer la crise climatique peut mener à la crise financière* », Rapport, juin 2021.

225 European Central Bank, [Risks from misalignment of banks' financing with the EU climate objectives. Assessment of the alignment of the European banking sector](#), janvier 2024

226 International Group of Liquefied Natural Gas Importers (GIIGNL), [The LNG Industry - Annual Report 2023 Edition](#), juillet 2023, p.55.

227 Le dégoulotage (ou désengorgement) est le processus d'identification des zones et des équipements spécifiques dans les installations qui limitent le flux du gaz - les goulots d'étranglement - et leur optimisation afin d'augmenter la capacité globale de de regazéification. Voir les explications sur les opérations de dégoulotage à Fos Cavaou sur Elengy, « *Our history* », May 2022.

228 Selon le rapport annuel de l'association des importateurs de GNL, un dégoulotage technique en mai 2022 a permis d'augmenter la capacité de Fos Cavaou de 6.8 MTPA à 8 MTPA - soit de 8,5 Gm³ à 10 Gm³, et une optimisation commerciale a permis de mettre sur le marché des capacités additionnelles pour 2022-2024. International Group of Liquefied Natural Gas Importers (GIIGNL), [The LNG Industry - Annual Report 2023 Edition](#), juillet 2023, p.55.

229 GRTGaz, [Bilan prévisionnel pluriannuel et Plan décennal de développement 2022 - 2031](#), mars 2023, p.64: « *La capacité de l'exutoire au point d'interconnexion transport - terminal méthanier de Dunkerque a été portée de 520 GWh/j à 575 GWh/j et pourrait être portée à 600 GWh/j.* » Conversion avec Fluxys.

230 Ces deux projets figurent dans le plan décennal de GRTGaz, le plan de développement du réseau de ENTSOG,

le rapport annuel de l'association des importateurs de GNL, et plusieurs bases de données.

231 ENTSOG, Ten Year Network Development Plan 2020 - Annex A - Projects Tables, téléchargeable [ici](#) pour les coûts du projet de Fos Cavaou (1571 millions d'euros). ENTSOG - Ten Year Network Development Plan. Updated TYNDP 2022 List of Projects, "Investment Project Main Infos", 21 octobre 2022. Téléchargeable [ici](#) pour les coûts du projet à Montoir.

232 Le plan décennal de GRTGaz prévoit également l'augmentation potentielle de la capacité maximale de Dunkerque de l'équivalent de 0,8 Gm³. Comme il s'agit de la capacité maximale, l'extension de Dunkerque n'est pas comptabilisée dans la capacité de regazéification potentielle en 2030. « *La capacité de l'exutoire au point d'interconnexion transport - terminal méthanier de Dunkerque a été portée de 520 GWh/j à 575 GWh/j et pourrait être portée à 600 GWh/j.* » GRT Gaz, Bilan prévisionnel pluriannuel et Plan décennal de développement 2022 - 2031, mars 2023, p.64.

233 GRTGaz, Plan décennal de développement 2022-2031, p.63.

234 *Ibid.*, p.62.

235 Voir les coûts rapportés sur la carte.

236 « *Dans tous les scénarios étudiés, la France cesse complètement d'importer du gaz fossile à l'horizon 2050 pour ses besoins propres et les terminaux ne sont utilisés à cet horizon que pour le transit avec nos pays voisins. Les modélisations montrent néanmoins que les terminaux restent nécessaires pour assurer la sécurité d'approvisionnement à moyen terme (jusqu'en 2040 au moins).* » Commission de Régulation de l'Énergie, « Avenir des infrastructures gazières aux horizons 2030 et 2050, dans un contexte d'atteinte de la neutralité carbone », avril 2023. p.11.

237 « *Compte tenu des perspectives de baisse de la consommation de gaz naturel, il sera recherché une optimisation de l'utilisation des infrastructures actuelles, voire une réduction de celles-ci.* » Stratégie française pour l'énergie et le climat - Programmation Pluriannuelle de l'Énergie 2019-2023 2024-2028, p.171.

238 Ministère de la Transition Écologique, Projet de Stratégie Française pour l'Énergie et le Climat, p.73, mise en consultation publique en novembre 2023

239 En 2022, c'est à Montoir-de-Bretagne que le taux d'utilisation moyen était le plus élevé (86 %), suivi de Fos Cavaou (83 %), Dunkerque (75 %) et Fos Tonkin (51 %). Ces chiffres étaient en baisse en 2023 : entre janvier et août, le taux d'utilisation moyen de Fos Tonkin était de 49 %, tandis que Fos Cavaou (qui a augmenté sa capacité en 2022) et Dunkerque affichaient tous deux 62 % et Montoir-de-Bretagne 65 % d'utilisation. Institute for Energy Economics and Financial Analysis (IEEFA), « Le paradoxe du GNL en France. Le développement des infrastructures se poursuit malgré une consommation en déclin », octobre 2023, p.12.

240 Les Amis de la Terre France, « Contrat "Mustang" : Engie signe en secret un nouveau contrat d'importation de gaz de schiste en France », 3 décembre 2021. Les Amis de la Terre France, « Contrat d'importation de gaz de schiste

américain : Engie sous pression recule, Société générale isolée », 3 novembre 2020.

241 Ron Bousso, "Chevron in talks on 15-year LNG supply contracts into Europe", Reuters, 2 November 2023.

242 Une liste de contrats signés chaque année dans le monde par des entreprises est disponible dans le rapport annuel du GIIGNL (téléchargeables [ici](#)), mais celle-ci n'indique pas si les contrats sont destinés à des bases de données payantes comme celle de Refinitiv ou Bloomberg, mais ne sont donc pas accessibles au grand public. Les volumes contractés par EDF et Edison sont indiqués dans le dernier rapport financier (2022-2023) de l'Agence des Participations de l'État (p.120). Néanmoins, les coûts associés, la provenance et la durée exacte de chaque contrat ne sont pas détaillés, ne permettant pas une bonne évaluation du risque de verrouillage et de l'impact climatique et économique.

243 GRTGaz, GRDF, SPEGNN, Teréga, Perspectives Gaz 2022, p.23.

244 Les gaziers poussent même pour plus de centrales à gaz : « *dans un mix électrique composé très largement d'énergies renouvelables intermittentes, il est possible que le recours aux centrales thermique au gaz décarboné se fasse de façon ponctuelle et nécessite des capacités bien supérieures aux capacités actuelles* ».p.14, Perspectives Gaz 2022.

245 Hypothèse retenue par la plupart des scénarios sur la base d'estimations de l'ADEME et Solagro en 2018.

246 Voir le graphique p.27 de GRDF, GRT Gaz, SPEGNN, Teréga, Perspectives Gaz - édition 2022.

247 Voir le graphique p.397 de ADEME, Transition(s) 2050 - rapport complet, novembre 2021.

248 Le scénario Alternative Internationale des Plans décennaux de développement des réseaux de transport de GRTgaz et Teréga, juillet 2021 ; Également le scénario S4 de l'ADEME, Transition(s) 2050, novembre 2021.

249 ADEME, Transition(s) 2050 - rapport complet, novembre 2021, p.375.

250 Clementine Ols, William Marchand & Nathalie Derrière, Les effets du changement climatique sur la croissance des forêts, L'IF, N°49, IGN, juin 2023

251 « Quelle place pour le gaz dans la transition énergétique ? », France Stratégie, septembre 2018. ADEME, « Un mix de gaz 100 % renouvelable en 2050 ? », 30 janvier 2018.

252 IEEFA, The carbon capture crux: Lessons learned, Septembre 2022.

253 « *La variabilité de ces visions reflète la grande incertitude sur l'évolution du système énergétique. Elle doit notamment être prise en compte dans le cadre des plans de dimensionnement des infrastructures de gaz qui doivent répondre aux besoins de flexibilité et de sécurité d'approvisionnement.* » GRT Gaz, Perspective Gaz 2022, p.5.

254 Confédération paysanne, « Stop aux dérives de la méthanisation », novembre 2023.

255 *Idem.*

- 256** Food & Water Action Europe, "The hydrogen hype: Gas industry fairytale or climate horror story?", December 7, 2020. Fossil Free Politics, "Hijacking the recovery through hydrogen, how fossil fuel lobbying is siphoning covid recovery funds", July 8, 2021. Food & Water Action Europe, "EU Commission publishes 'PCI List' with hydrogen infrastructure costing over €50 billion", November 28, 2023. Global Witness, "The problem with hydrogen", September 1, 2022.
- 257** Voir Friends of the Earth International, "Position: Don't fall for the hydrogen energy hype!", 21 November 2023. Réseau Action Climat, «La position du Réseau Action Climat sur l'hydrogène», 16 avril 2021. IDDRI, «Hydrogène pour la neutralité climat : quelles conditions ?», 20 janvier 2022.
- 258** «Sécheresse : les centrales nucléaires à l'épreuve du réchauffement climatique», *France Info*, 11 août 2022.
- 259** Tous les engrais sont fabriqués à partir d'ammoniac, qui est issu de la synthèse de l'hydrogène et de l'azote de l'air. Or, l'hydrogène nécessite des quantités phénoménales de gaz pour être fabriqué.
- 260** Voir notamment Les Amis de la Terre France, «Énergies fossiles dans nos assiettes : la face cachée des engrais», décembre 2023.
- 261** Données rapportées p.29 de Commission de Régulation de l'Énergie, «Avenir des infrastructures gazières aux horizons 2030 et 2050, dans un contexte d'atteinte de la neutralité carbone», avril 2023. Au niveau mondial, Le processus de fabrication de l'ammoniac représente 5 % de la demande mondiale de charbon, et 20 % de la demande mondiale de gaz industriel. Agence internationale de l'énergie, "Ammonia Technology Roadmap: Towards More Sustainable Nitrogen Fertiliser Production", octobre 2021, p.8.
- 262** Selon la FAO, le prix de l'urée, l'engrais le plus utilisé, a plus que triplé sur l'année 2021. FAO, Food Outlook—Biannual Report on Global Food Markets, 71. Voir les explications des mécanismes de hausse des prix des engrais p.6 Les Amis de la Terre France, «Énergies fossiles dans nos assiettes : la face cachée des engrais», décembre 2023.
- 263** Stefano Menegat, Alicia Ledo and Reyes Tirado, "Greenhouse gas emissions from global production and use of nitrogen synthetic fertilisers in agriculture," Research Square Preprints, 22 October 2022:
- 264** En prenant des valeurs moyennes, le coût sanitaire et environnemental de la fertilisation azotée excéderait chaque année d'environ 70 milliards d'euros la valeur du supplément de production résultant de cette fertilisation. The European Nitrogen Assessment.
- 265** L'azote, fondamental pour la croissance des plantes, peut être apporté via de bonnes méthodes culturales (cultures associées, rotations) ou via l'apport d'engrais organiques (légumineuses, résidus de cultures, déjections...)
- 266** Voir notamment Gilles Bilenn et. al, "Reshaping the European agro-food system and closing its nitrogen cycle: The potential of combining dietary change, agroecology, and circularity", One Earth, Volume 4, Issue 6, 2021, Pages 839-850.
- 267** Break Free From Plastic, Center for International environmental Law, FairFin, "Winter is coming: plastic has to go. A case for decreasing plastic production to reduce the European Union's dependence on fossil fuels and Russia. French briefing", septembre 2022.
- 268** "Of the nearly 10 million barrels per day (mb/d) growth in total oil demand projected for 2030, the chemical sector is on course to account for more than a third. This share climbs to nearly 50% in 2050 (or almost 7 mb/d), compensating for slower growth or decline elsewhere. The sector also plays a significant role in global growth in gas demand, accounting for 7% of the roughly 850 billion cubic metres (bcm) increase between 2017 and 2030, and 4% of the increase projected for 2050." International Energy Agency and OECD, The Future of Petrochemicals. Towards more sustainable plastics and fertilisers, October 2018, p.69.
- 269** Zero Waste Living Lac, "In a best-case recycling scenario plastic packaging production and plastic leakage still double by 2050."
- 270** Voir le scénario p.40 de The Pew Charitable Trusts, Systemic, "Breaking the Plastic Wave: A Comprehensive Assessment of Pathways Towards Stopping Ocean Plastic Pollution", 2020.
- 271** European Environment Agency, "Nearly 40 percent of plastic demand comes from the production of plastic packaging", January 2023.
- 272** Elle a augmenté de 180 %. Calcul des Amis de la Terre à partir des données des Séries longues annuelles du bilan énergétique, téléchargeable sur Ministère de la transition écologique, Données et études statistiques, «Bilan énergétique de la France pour 2021», 31 mars 2023.
- 273** En 2050, dans le scénario 1 de ADEME, «Transition(s) 2050», p.199.
- 274** ADEME, «Les français aspirent à changer de modèle de société mais sont pris dans des injonctions contradictoires», janvier 2023.
- 275** ADEME, «Comment mieux se chauffer ?», n.d.
- 276** Ministère de la transition écologique, service des données et études statistiques (SDES), Tableau de suivi de la rénovation énergétique dans le secteur résidentiel, août 2023.
- 277** «Quelle rentabilité économique pour les rénovations énergétiques des logements ?», *France Stratégie*, décembre 2021. LE HCC indique qu'il faudra passer d'environ 70 000 rénovations globales effectuées annuellement (en moyenne sur la période 2012-2018), à 370 000 par an après 2022 et 700 000 par an à partir de 2030 afin de respecter les objectifs de la SNBC, Stratégie nationale bas carbone.
- 278** Sénat, Efficacité des politiques publiques en matière de rénovation énergétique - Rapport, 29 juin 2023.
- 279** Une rénovation complète et performante implique des travaux réalisés en une seule fois, traitant autant de l'isolation de l'ensemble du bâtiment, des systèmes de chauffage et de ventilation que de l'étanchéité à l'air.
- 280** Réseau Action Climat, «Réforme des aides à la rénovation : des propositions structurantes en faveur de la rénovation performante», 8 juin 2023.
- 281** «Qu'est-ce que MaPrimRénov', dont le budget est raboté d'un milliard cette année ?», *Ouest France*, 18 février

2024.

282 Voir les demandes de 26 associations et acteurs du secteur : Réseau Action Climat, «Réforme des aides à la rénovation : des propositions structurantes en faveur de la rénovation performante», 8 juin 2023.

283 Réseau Action Climat, «Où en est la France dans ses objectifs climatiques et énergétiques ?», septembre 2023.

284 En 2022, la consommation finale brute d'énergies renouvelables était de 347,8 TWh, soit 20,7 % de la consommation finale brute d'énergie (1676,2 TWh). Si elle avait atteint l'objectif de 24,3 % fixé pour 2022, la consommation d'énergies renouvelables aurait atteint 407 TWh, soit une différence de 59,5 TWh. Calcul des Amis de la Terre à partir des données téléchargeables sur Ministère de la transition écologique, Données et études statistiques, «Les énergies renouvelables en France en 2022 - Suivi de la directive (UE) 2018/2001 relative à la promotion de l'utilisation des énergies renouvelables», 9 mai 2023.

285 International Energy Agency, Renewable Energy Market Update. Outlook for 2023 and 2024, juin 2023.

286 De 14 points de pourcentage entre le début de janvier 2022 et mars 2023. Centre for Research on Energy and Clean Air, «Renewables helped the EU save 14% of gas in underground gas storages», 29 mai 2023.

287 Centre for Research on Energy and Clean Air, «Renewables helped the EU save 14% of gas in underground gas storages», 29 mai 2023.

288 RTE, «Futurs énergétiques 2050 : les scénarios de mix de production à l'étude permettant d'atteindre la neutralité carbone à l'horizon 2050», juin 2020.

289 ADEME, «Transition(s) 2050 : quatre scénarios et leurs feuillets pour atteindre la neutralité carbone en 2050», mars 2022.

290 Association négaWatt, Scénario négaWatt 2022.

291 Dans ses rapports de 2018 et 2019, l'ADEME a évalué les gisements de solaire photovoltaïque à 123 GW sur grandes toitures industrielles, à 49 GW sur les friches industrielles et 4 GW pour les parkings. ADEME, «Trajectoires d'évolution du mix électrique 2020-2060», octobre 2018. ADEME, «Transénergie, Évaluation du gisement relatif aux zones délaissées et artificialisées propices à l'implantation de centrales photovoltaïques», mars 2019. Selon le Ministère de la Transition écologique, la France possède le 2^e gisement éolien d'Europe.

292 négaWatt, «Impacts sur les matériaux d'une transition énergétique fondée sur la sobriété, l'efficacité et les énergies renouvelables», 2022, p.12.

293 *Idem*.

294 Entre 2018 et 2022, on est passés en France de 15 à 20 appareils électroniques vendus par habitant•es. Par ailleurs, les Français•es changent de smartphone tous les deux ans alors que dans 88 % des cas ils fonctionnent encore ! ADEME, «Des tiroirs pleins de téléphones remplacés : consommateurs et objets à obsolescence perçue», Rapport du projet de recherche COOP - Consommateurs et objets à obsolescence programmée, juin 2017.

295 Les Amis de la Terre International, «Les voies vers le changement de système - Transformer un monde en crise pour un avenir juste et soutenable», juin 2023

296 À l'image des démarches comme celle d'Énergie Partagée et de coopératives comme Enercoop.

297 Secrétariat Général à la planification écologique, «Stratégie emplois et compétences pour la planification écologique», février 2024. Voir également ADEME, «Les effets de la transition écologique sur l'emploi», juillet 2022.

298 Les Amis de la Terre France, «Pour une transition juste : visions et attentes des travailleur•ses du secteur pétrolier et gazier en France», février 2022.

299 Entre autres : le manque de formations, le coût et la difficulté de construire des passerelles due au cloisonnement entre les unités historiques et nouvelles au sein des entreprises.

300 Réseau Action Climat et Institut Veblen, «Relever le défi des reconversions. Le cas du charbon français», septembre 2022.

301 La Loi de Programmation de l'Énergie et du Climat (LPEC) devait fixer les grands objectifs de la Programmation Pluriannuelle de l'Énergie (PPE) et de la Stratégie Nationale Bas Carbone (SNBC).

302 L'analyse d'une cinquantaine de documents publiés (puis supprimés) sur le site internet de l'Union Internationale du Gaz (UIG), qui regroupe 90 % du marché, montre comment des acteurs tels que Total, Engie, Shell, ExxonMobil ou Petrosbras – ont réutilisé les mêmes argumentaires, en les adaptant aux marchés visés. Ainsi en Europe, un « *marché mature avec une conscience environnementale grandissante* », l'UIG cherche à « *verdir* » le gaz naturel et gommer son origine fossile, en l'incluant dans une famille plus large de gaz qualifiés de « *décarbonés* », « *bas carbone* » ou « *renouvelables* » – hydrogène, biométhane, etc. Elle le présente comme essentiel à l'atteinte des objectifs climatiques. Audrey Garric, Marjorie Cessac, «Réchauffement climatique : comment l'industrie du gaz fait du lobbying pour défendre sa survie», *Le Monde*, 15 décembre 2022.

303 Kate Abnett, «Seven European countries pledge CO₂-free power systems by 2035», *Reuters*, 18 décembre 2023.

304 Voir les recommandations de Réseau Action Climat, Institut Veblen, «Relever le défi des reconversions - le cas du charbon français», septembre 2022.

GAZ FOSSILE

LA FABRIQUE DE LA DÉPENDANCE

Comment l'industrie fossile et l'État nous enferment dans un modèle énergétique insoutenable

AVRIL 2024

AUTRICES Anna-Lena Rebaud et Lorette Philippot (Les Amis de la Terre France)

CONTRIBUTEUR-ICES Anastasia Léauté, Marion Cubizolles, Frédéric Amiel, Joseph D'halluin, Clément Tranain, Aurélien Petit, Juliette Renaud, Clare Donovan (Les Amis de la Terre France), Zélie Victor (experte énergie indépendante), Julia Skalova, Nicolas Nace et Edina Ifticene (Greenpeace France), Aurélie Brunstein, Caroline François-Marsal, Gaïa Febvre et Anne Bringault (Réseau Action Climat), Rémi Hermant et Maude Lenthillac (Reclaim Finance), Brigitte Alarcon (Beyond Fossil Fuels), Constance Dijkstra (Transport & Environment).

MAQUETTE Zelda Mauger

La fédération des Amis de la Terre France, créée en 1970, est une association de protection des droits humains et de l'environnement, à but non lucratif, indépendante de tout pouvoir politique ou religieux. Nous militons pour une transition juste vers des sociétés soutenables au Nord comme au Sud. Notre approche intègre à la fois des problématiques sociales, économiques et environnementales.

Les Amis de la Terre France

Mundo M
47, avenue Pasteur 93100 Montreuil

+33 (0)1 48 51 32 22

france@amisdelaterre.org



amisdelaterre.org

Ce rapport est soutenu par :

FOOD &
WATER
ACTION
EUROPE



RECLAIM
Finance



BEYOND
FOSSIL FUELS



réseau
action
climat
france

 Les Amis
de la Terre
France