

L'AVENIR DE LA TRANSITION : COMMENT CHOISIR ENTRE LES ÉNERGIES



Étude économique

Décembre 2021

A S T E R **è** S
p r o d u c t e u r d ' i d é e s

PRÉAMBULE



Le cabinet ASTERES a été mandaté par Engie pour travailler sur l'avenir du gaz. Les économistes d'ASTERES ont bénéficié d'une totale indépendance dans la conduite de cette étude. Les sources des données utilisées sont disponibles dans l'étude.

Les propos tenus ici n'engagent que la cabinet ASTERES.

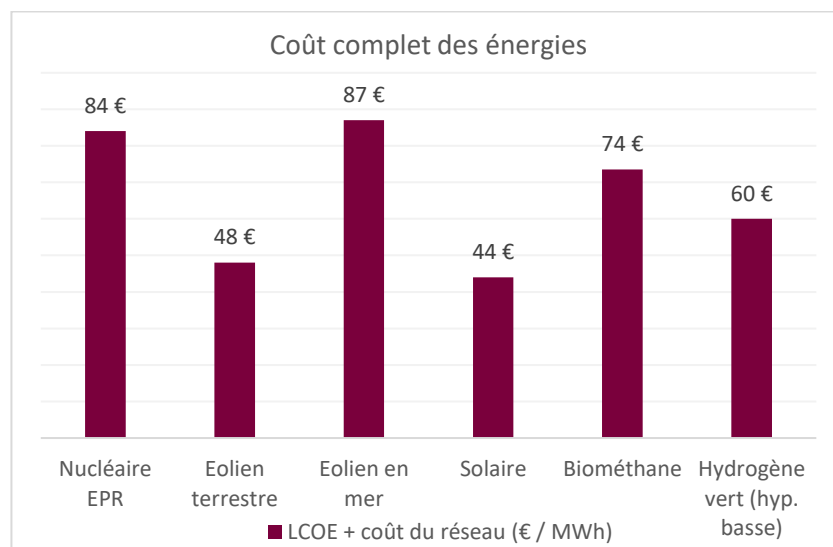
RÉSUMÉ EXÉCUTIF

L'avenir de la transition énergétique repose sur l'arbitrage entre différentes technologies. Pour mener une politique publique optimale, il convient de choisir en fonction de trois éléments : l'impact économique des énergies en fonction de leurs émissions totales de carbone, leur impact sur la sécurité d'approvisionnement et leur faisabilité socio-politique.

L'ÉCONOMIE : FONDER LES POLITIQUES PUBLIQUES SUR LE COÛT COMPLET, LA FUITE DE VALEUR À L'ÉTRANGER ET LES ÉMISSIONS DE CARBONE

Economiquement, l'arbitrage entre les énergies pourrait reposer sur leur coût complet pour l'économie française et sur la valeur ajoutée qui fuit le territoire. L'arbitrage reposerait alors sur l'impact économique des énergies, et non seulement leur prix facial. L'une des critiques de la transition énergétique, qui ferait porter un risque d'appauvrissement industriel, serait alors levée. L'objectif climatique central étant la réduction des émissions de CO₂, il conviendrait ensuite de comparer, selon les usages, la tonne de carbone émise par MWh produit selon les énergies. De manière exploratoire, ASTERES a construit une première comparaison des énergies pour 2030.

Tout d'abord, le coût complet (coût de production et coût de raccordement au réseau¹) fait apparaître des écarts conséquents entre deux énergies bon marché (éolien terrestre et solaire) et deux énergies plus coûteuses (éolien en mer et nucléaire EPR). Dans le détail, le coût complet par MWh en France² est évalué à 44 € pour le solaire, 48 € pour l'éolien terrestre, 60 € (hypothèse basse) pour l'hydrogène, 74 € pour le biométhane, 84 € pour le nucléaire EPR et 87 € pour l'éolien en mer³. A noter que des MWh électriques et non-électriques sont ici comparés malgré les différences d'usages, que les potentiels de développement varient et que les différences techniques sont évidemment considérables. Une analyse complète de l'impact économique nécessite d'évaluer la part de valeur qui reste sur le territoire, la part captée par l'étranger.

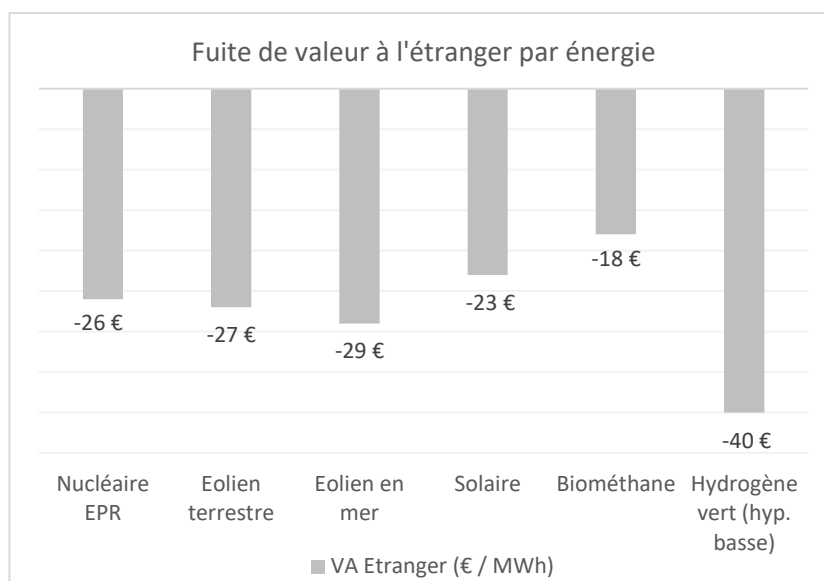


¹ Le coût non seulement du raccordement mais aussi d'équilibre du réseau est difficile à prendre en compte. Certains travaux montrent que le maintien d'une part significative de gaz renouvelable via les infrastructures existantes offrirait des gains substantiels. Notamment Navigant, « Gaz for climate », mars 2019.

² Laurence Haeusler et al., « Coûts des énergies renouvelables et de récupération » (ADEME, janvier 2020).

³ Nous établissons une moyenne à partir des fourchettes de LCOE présentées dans le document de l'ADEME précité.

Ensuite, les fuites de valeur à l'étranger sont relativement similaires quelle que soit l'énergie décarbonée employée. Le solaire, le nucléaire EPR⁴, l'éolien en mer, l'éolien terrestre, l'éolien en mer créent entre 23 € et 29 € de valeur à l'étranger pour un MWh produit en France^{5,6}. Le biométhane, plus centré sur le territoire, crée 18 € de valeur hors de l'Hexagone par MWh et l'hydrogène 40 €. Dans l'ensemble, le choix entre les énergies décarbonées influence peu ou pas la balance commerciale. L'arbitrage entre les énergies devient donc un choix de politique économique à partir du coût complet de chaque technologie. Les énergies bon marché renforcent indirectement la compétitivité de l'industrie et le pouvoir d'achat des ménages. Les énergies coûteuses créent directement de la valeur dans la filière énergétique. Le bilan économique net dépend alors des effets de substitution : lorsque le payeur (consommateur, industriel, pouvoir public) voit sa facture énergétique varier, quel arbitrage opère-t-il ? A priori, un coût inférieur devrait avoir des effets d'entraînement supérieurs, mais les données actuellement disponibles ne permettent pas de conclure définitivement.



Enfin, les émissions de carbone en cycle de vie par MWh produit varient assez fortement, tout en restant largement inférieures aux énergies fossiles. Le solaire est le plus émetteur avec 44 kg de CO₂ par MWh et le nucléaire le moins, avec 6 kg. L'éolien terrestre et en mer émettent peu (14 et 16 kg) quand le biométhane et l'hydrogène sont intermédiaires (23 et 28 kg)⁷. L'impact carbone est donc en décalage relatif avec l'impact économique. A titre d'exemple, le solaire coûte moins et émet plus que les autres quand le nucléaire EPR coûte plus mais émet moins. Aucune énergie ne se détachant absolument à l'aune de ces critères, l'arbitrage peut intégrer deux autres dimensions : la stratégie nationale et la faisabilité socio-politique. Pour mémoire, la production d'électricité à partir d'énergies fossiles émet *a*

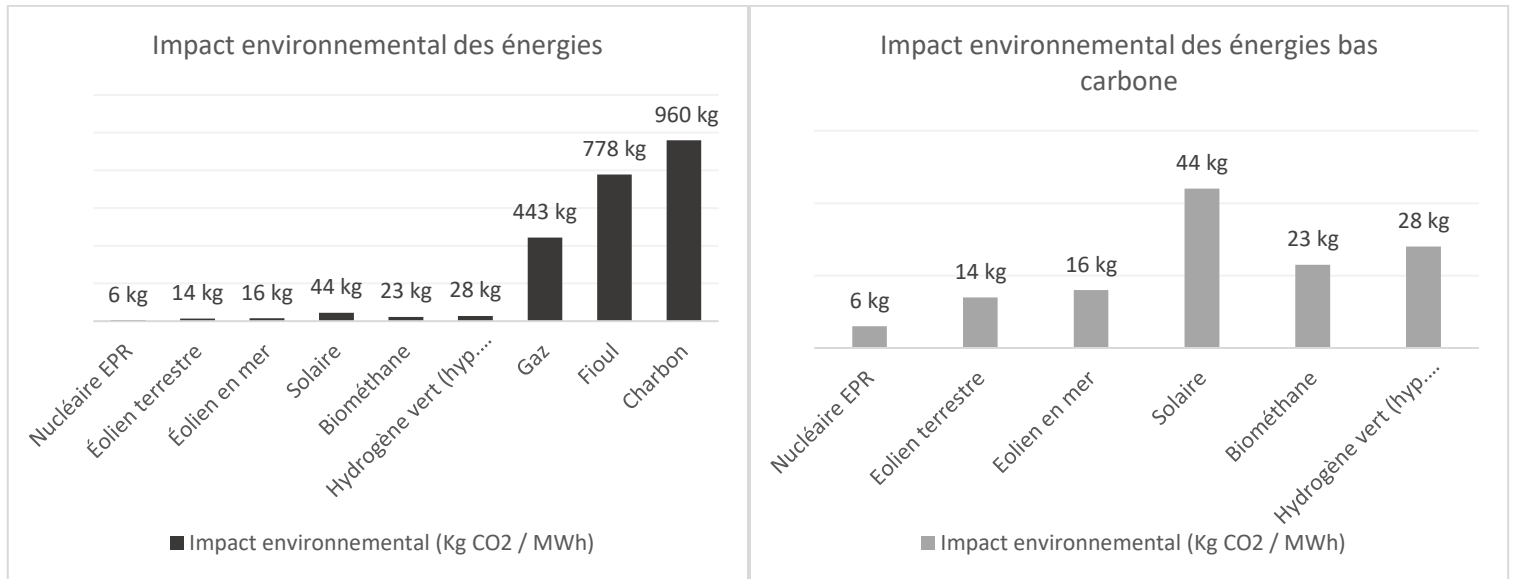
⁴ Calculs Asterès à partir de l'étude PwC, « Le poids socio-économique de l'électronucléaire en France » (PwC, mai 2011), https://inis.iaea.org/collection/NCLCollectionStore/_Public/44/026/44026180.pdf.

⁵ Cour des comptes, « Le soutien aux énergies renouvelables », Communication à la Commission des finances du Sénat (Cour des comptes, s. d.), <https://www.ccomptes.fr/sites/default/files/2018-04/20180418-rapport-soutien-energies-renouvelables.pdf>.

⁶ SER, « Évaluation et analyse de la contribution des énergies renouvelables à l'économie de la France et de ses territoires » (Syndicat des énergies nouvelles, EY, juin 2020), https://www.syndicat-energies-renouvelables.fr/wp-content/uploads/basedoc/evaluationeconomiqueen_rapport_12062020-vf.pdf.

⁷ ADEME, « Bilan GES », s. d., https://www.bilans-ges.ademe.fr/documentation/UPLD_UPLOAD_DOC_FR/index.htm?renouvelable.htm.

minima plus de dix fois plus de carbone (respectivement 443, 778 et 980 kg par MWh pour le gaz naturel, le fioul et le charbon)⁸.



LA STRATÉGIE : PRIORITÉ À LA SÉCURITÉ D'APPROVISIONNEMENT SUR L'AUTARCIE

Pour arbitrer entre des énergies ayant un coût complet, une fuite de valeur à l'étranger et des émissions de carbone comparables pour un usage précis, la sécurité d'approvisionnement constitue un facteur clef. La sécurité d'approvisionnement combine deux dimensions : l'interdépendance internationale dans la production (matières premières et procédé de transformation) et le risque que l'énergie fait peser sur l'équilibre du réseau. A cet égard, une diversification du mix, intégrant une part de gaz, offre une meilleure résilience pour un coût moindre⁹.

Le nucléaire nouveau et les EnR ont globalement des impacts parfaitement opposés : en termes géopolitique le nucléaire implique une dépendance pour la matière première (uranium) et une indépendance pour les procédés industriels (filère nationale) à l'inverse des EnR qui proviennent de sources locales (vent, soleil) mais dépendent de composants importés ; en termes de soutenabilité pour le réseau, le nucléaire a une production stable quand les EnR sont intermittentes. D'un point de vue stratégique, le biométhane permet à la fois une autonomie forte (matières premières et procédé industriel) et un renforcement de la soutenabilité du réseau (notamment pour aider à passer les pics de consommation). Enfin, l'impact de l'hydrogène dépendra des choix de filières et des arbitrages d'utilisation.

LA FAISABILITÉ : L'OPPOSITION POLITIQUE ET LES CHANGEMENTS DE COMPORTEMENTS

Outre l'impact économique de la tonne de carbone évitée et la sécurité d'approvisionnement, un troisième critère doit entrer en ligne de compte pour arbitrer entre les énergies : la faisabilité socio-politique. Une conduite seulement technique et économique de la transition énergétique crée deux risques majeurs : l'opposition politique et les effets rebonds. Une technologie qui ne nécessite pas de

⁸ *Ibid.*

⁹ Navigant, « Gaz for climate », (Navigant, mars 2019), <https://gasforclimate2050.eu/wp-content/uploads/2020/03/Navigant-Gas-for-Climate-The-optimal-role-for-gas-in-a-net-zero-emissions-energy-system-March-2019.pdf>

changements profonds de comportements et de déploiement considérable d'infrastructure peut ainsi être jugée plus réaliste que sa concurrente, même en étant plus onéreuse.

Une analyse énergie par énergie laisse entrevoir que la plupart des sources sont soumises à des critiques politiques : le risque pour le nucléaire, l'esthétique pour l'éolien terrestre et en mer, l'emprise au sol pour le photovoltaïque et la gêne olfactive pour le biométhane. Les recours juridiques augmentent progressivement et la vitesse de la transition est ainsi menacée. Une opposition politique forte, constatée au sujet de la taxe carbone, n'est ainsi pas à exclure. En termes d'usage, des risques d'effet rebond apparaissent : les ménages décident régulièrement de monter le chauffage après une rénovation thermique ou de s'équiper d'un véhicule plus gros à la suite des économies d'énergie des moteurs. Dans ce contexte, l'électrification des transports ou du chauffage pourrait être complétée par du gaz décarboné ou du e-kérosène, des technologies qui nécessitent moins de changements comportementaux.

SOMMAIRE

| | |
|---|-----------|
| <i>1. L'ÉCONOMIE : FONDER LES POLITIQUES PUBLIQUES SUR LE COÛT COMPLET, LA FUITE DE VALEUR À L'ÉTRANGER ET LES ÉMISSIONS DE CARBONE</i> | <i>10</i> |
| 1.1 THÉORIE : ARBITRER SELON LE COÛT COMPLET, LA FUITE DE VALEUR ET LES ÉMISSIONS DE CARBONE EN CYCLE DE VIE | 11 |
| 1.1.1 L'OBJECTIF CLIMATIQUE PRIORITAIRE EST LA RÉDUCTION DES ÉMISSIONS DE CO2 | 11 |
| 1.1.2 L'OBJECTIF ÉCONOMIQUE EST DE MINIMISER LE COÛT DE LA TONNE DE CARBONE ÉVITÉE..... | 12 |
| 1.1.3 VERS UNE ÉVALUATION DU COÛT ÉCONOMIQUE COMPLET, DE L'IMPACT COMMERCIAL ET DES ÉMISSIONS DE CARBONE..... | 12 |
| 1.1.4 MÉTHODE EXPLORATOIRE : UNE PREMIÈRE APPROCHE PAR ÉNERGIE | 14 |
| 1.2 LE NUCLÉAIRE NOUVEAU : UN COÛT FACIAL ÉLEVÉ COMPENSÉ PAR UN IMPACT FORT POUR LE TERRITOIRE..... | 14 |
| 1.2.1 LE NUCLÉAIRE NOUVEAU : UN COÛT DIRECT ÉLEVÉ | 14 |
| 1.2.2 LE NUCLÉAIRE NOUVEAU : UN COÛT INDIRECT FAIBLE | 15 |
| 1.2.3 LE NUCLÉAIRE NOUVEAU : UN EFFET D'ENTRAÎNEMENT ÉLEVÉ SUR L'ÉCONOMIE | 15 |
| QUELLE CHAÎNE DE VALEUR POUR LA PRODUCTION D'ÉLECTRICITÉ ?..... | 16 |
| 1.2.4 BILAN ÉCONOMIQUE ET ENVIRONNEMENTAL : LE NUCLÉAIRE NOUVEAU..... | 16 |
| 1.3 LES ENR : UN COÛT FACIAL FAIBLE ET DES EFFETS MESURÉS SUR L'ÉCONOMIE FRANÇAISE..... | 17 |
| 1.3.1 LES ENR FATALES : UN COÛT DIRECT ULTRA-COMPÉTITIF | 17 |
| COÛT ET SOUTIEN DES ÉNERGIES RENOUVELABLES | 17 |
| 1.3.2 LES ENR FATALES : UN COÛT ÉLEVÉ DE STOCKAGE ET DE RACCORDEMENT AU RÉSEAU..... | 18 |
| 1.3.3 SEULE UNE MINORITÉ DE LA CHAÎNE DE VALEUR DES ENR PROFITE À LA FRANCE | 18 |
| BILAN | 18 |
| 1.3.4 BILAN ÉCONOMIQUE ET ENVIRONNEMENTAL : LES ENR | 20 |
| 1.3 LE BIOMÉTHANE : UN COÛT DE PRODUCTION ÉLEVÉ QUI PROFITE AUX ACTEURS NATIONAUX..... | 21 |
| 1.3.1 LE BIOMÉTHANE : UN COÛT DIRECT ÉLEVÉ ET EN DIMINUTION | 21 |
| 1.3.2 LE BIOMÉTHANE : UN COÛT INDIRECT MODESTE | 21 |
| 1.3.3 LE BIOMÉTHANE ENGENDRE DES EXTERNALITÉS POSITIVES EN TERMES D'EMPLOI ET DE SOUTIEN AU REVENU DES AGRICULTEURS | 22 |
| 1.3.4 BILAN ÉCONOMIQUE ET ENVIRONNEMENTAL : LE BIOMÉTHANE | 22 |
| 1.4 L'HYDROGÈNE : UN COÛT ÉLEVÉ ET UNE VALEUR AJOUTÉE ENCORE LIMITÉE POUR LA FRANCE..... | 23 |
| 1.4.1 L'HYDROGÈNE DÉCARBONÉ : SUR LA VOIE DE LA COMPÉTITIVITÉ SELON LES CHOIX RÉALISÉS..... | 23 |
| 1.4.2 L'HYDROGÈNE DÉCARBONÉ : UN COÛT MODÉRÉ POUR DÉPLOYER UN RÉSEAU ADAPTÉ..... | 24 |
| 1.4.3 LE DÉVELOPPEMENT DE L'HYDROGÈNE PEUT ÊTRE L'OCCASION DE CRÉER UNE NOUVELLE FILIÈRE INDUSTRIELLE..... | 25 |
| 1.4.4 BILAN ÉCONOMIQUE ET ENVIRONNEMENTAL : L'HYDROGÈNE VERT | 26 |

| | |
|---|-----------|
| 2 LA STRATÉGIE : PRIORITÉ À LA SÉCURITÉ D'APPROVISIONNEMENT SUR L'AUTARCIE | 27 |
| 2.1 THÉORIE : DE L'INDÉPENDANCE ÉNERGÉTIQUE À LA SÉCURITÉ D'APPROVISIONNEMENT..... | 28 |
| 2.1.1 LES FAUX-SEMBLANTS DE L'INDÉPENDANCE ÉNERGÉTIQUE : ARBITRER ENTRE LES RESSOURCES EN ÉNERGIE, LES RESSOURCES EN COMPOSANTS ET LA PUISSANCE INDUSTRIELLE..... | 28 |
| 2.1.2 UN ENJEU STRATÉGIQUE DE PREMIER ORDRE : ASSURER LA SÉCURITÉ D'APPROVISIONNEMENT..... | 29 |
| DÉCARBONER L'INDUSTRIE FRANÇAISE ?..... | 30 |
| 2.2 LE NUCLÉAIRE : UNE AUTONOMIE RELATIVE, UN ATOUT POUR LA SOUTENABILITÉ DU RÉSEAU ET DES DIFFICULTÉS POUR PASSER LA POINTE..... | 31 |
| 2.2.1 GÉOPOLITIQUE : LE NUCLÉAIRE PERMET À LA FRANCE DE BÉNÉFICIER D'UNE RELATIVE INDÉPENDANCE STRATÉGIQUE..... | 31 |
| 2.2.2 SOUTENABILITÉ DU RÉSEAU : LE NUCLÉAIRE EST UN ÉNERGIE DE BASE, PARTIELLEMENT MODULABLE MAIS NON STOCKABLE..... | 32 |
| 2.3 LES ENR : UNE INDÉPENDANCE DES SOURCES MAIS UN ENJEU MAJEUR POUR LE RÉSEAU..... | 33 |
| 2.3.1 GÉOPOLITIQUE : LES ENR FATALES ONT UN EFFET MITIGÉ SUR L'INDÉPENDANCE STRATÉGIQUE..... | 33 |
| 2.3.2 SOUTENABILITÉ DU RÉSEAU : LES ENR ÉOLIENNES ET SOLAIRES SONT UNE ÉNERGIE NON STOCKABLE ET NON MODULABLE..... | 33 |
| IMPORTER OU MODULER LA CONSOMMATION POUR COMPENSER L'INTERMITTENCE ? | 34 |
| 2.4 LE BIOMÉTHANE : UN DOUBLE DIVIDENDE À LA FOIS GÉOPOLITIQUE ET POUR PASSER LES POINTES DE CONSOMMATION..... | 35 |
| 2.4.1 GÉOPOLITIQUE : LE BIOMÉTHANE PERMET DE RENFORCER L'INDÉPENDANCE STRATÉGIQUE..... | 35 |
| 2.4.2 SOUTENABILITÉ DU RÉSEAU : LE BIOMÉTHANE A LES AVANTAGES DU GAZ POUR PASSER LES POINTES ET POUR LES TRANSPORTS LOURDS..... | 35 |
| 2.5 L'HYDROGÈNE : UN IMPACT STRATÉGIQUE QUI DÉPENDRA DES CHOIX DE FILIÈRES..... | 36 |
| 2.5.1 GÉOPOLITIQUE : SELON SON MODE DE PRODUCTION, L'HYDROGÈNE CONTRIBUERA PLUS OU MOINS À L'INDÉPENDANCE STRATÉGIQUE..... | 36 |
| 2.5.2 SOUTENABILITÉ DU RÉSEAU : L'HYDROGÈNE EST STOCKABLE..... | 37 |
| 3 LA FAISABILITÉ : L'OPPOSITION POLITIQUE ET LES CHANGEMENTS DE COMPORTEMENTS | 39 |
| 3.1 THÉORIE : INTÉGRER LE RISQUE SOCIO-POLITIQUE DANS L'ARBITRAGE ENTRE TECHNOLOGIES..... | 40 |
| 3.1.1 LA TRANSITION ÉNERGÉTIQUE EST CARACTÉRISÉE PAR DEUX ÉLÉMENTS QUI COMPLIQUENT SA CONDUITE : L'AMPLEUR ET LA VITESSE DU CHANGEMENT..... | 40 |
| 3.1.2 LA CONDUITE TECHNICO-ÉCONOMIQUE DE LA TRANSITION CRÉE DEUX RISQUES MAJEURS : LE REJET POLITIQUE ET LE DÉPHASAGE COMPORTEMENTAL..... | 41 |
| 3.1.3 LES DIFFICULTÉS SOCIO-POLITIQUES DE LA TRANSITION INVITENT À PRIVILÉGIER LES TECHNOLOGIES QUI INDUISENT LE MOINS DE CHANGEMENTS DE COMPORTEMENTS..... | 41 |
| 3.2 L'ACCEPTABILITÉ SOCIALE DES ÉNERGIES : À CHAQUE SOURCE SES CRITIQUES | 42 |
| 3.2.1 LE NUCLÉAIRE NOUVEAU SOULÈVE LES CRITIQUES TRADITIONNELLES EN MATIÈRE DE SÉCURITÉ..... | 42 |
| 3.2.2 LES ENR FATALES SOUFFRENT D'UN REJET VISUEL..... | 43 |
| 3.2.3 LE BIOMÉTHANE EST CRITIQUÉ POUR SA GÊNE OLFRACTIVE..... | 44 |

| | |
|--|----|
| 3.3 LE RISQUE COMPORTEMENTAL : DES DOUTES DANS LE TRANSPORT ET LE CHAUFFAGE | 44 |
| 3.3.1 LA TRANSITION DANS LES TRANSPORTS SERA PARTICULIÈREMENT DIFFICILE EN RAISON DU RYTHME À TENIR ET DES HABITUDES DES AUTOMOBILISTES | 44 |
| 3.3.2 LA TRANSITION ÉNERGÉTIQUE DU BÂTIMENT REPOSE SUR LES ARBITRAGES DES CONSOMMATEURS | 45 |
| 3.3.3 TRANSPORTS ET CHAUFFAGE : UNE PLACE POUR LE GAZ DÉCARBONÉ ? | 46 |
| ANNEXES..... | 48 |
| LES DIFFÉRENTS VECTEURS BAS-CARBONE SE REJOIGNENT QUANT À LEUR IMPACT CLIMATIQUE MAIS SONT TRÈS DIFFÉRENTES SUR LE PLAN DE L'EMPRISE FONCIÈRE..... | 48 |
| DÉJÀ LARGEMENT DÉCARBONÉ, LA TRANSITION VERS « ZÉRO ÉMISSION NETTE » DE LA PRODUCTION D'ÉLECTRICITÉ PRÉSENTE DES CONTRAINTES TECHNIQUES | 50 |

1. L'ÉCONOMIE : FONDER LES POLITIQUES PUBLIQUES SUR LE COÛT COMPLET, LA FUITE DE VALEUR À L'ÉTRANGER ET LES ÉMISSIONS DE CARBONE

Economiquement, l'arbitrage entre les énergies devrait reposer sur leur coût complet et sur la valeur ajoutée qui fuit le territoire. Environnementalement, la comparaison entre les énergies devrait se fonder sur les émissions de CO₂ sur l'ensemble du cycle de vie. De manière exploratoire, ASTERES a construit une première comparaison des énergies.

In fine, on constate que l'éolien terrestre, l'éolien en mer, le solaire et le nucléaire EPR impliquent des fuites de valeur comparables par MWh produit. Les coûts complets, eux, sont très différents : le nucléaire nouveau, l'éolien en mer et le biométhane coûtent cher mais la valeur reste principalement en France quand l'éolien terrestre et le solaire sont bon marché et majoritairement produits à l'étranger. Les émissions de carbone en cycle de vie sont relativement disparates, allant de 6 kg de CO₂ par MWh pour le nucléaire nouveau à 44 kg pour le solaire.

L'arbitrage entre ces énergies repose finalement sur un choix de politique publique : privilégier les effets indirects d'une hausse du pouvoir d'achat et d'une amélioration de la compétitivité industrielle (énergies bon marché) ou les effets directs d'une production majoritairement logée sur le sol français (énergies coûteuses). Pour conclure ce débat, il serait nécessaire d'évaluer les effets de substitution engendrés par la variation des prix de l'énergie.

1.1 THÉORIE : ARBITRER SELON LE COÛT COMPLET, LA FUITE DE VALEUR ET LES ÉMISSIONS DE CARBONE EN CYCLE DE VIE

1.1.1 L'OBJECTIF CLIMATIQUE PRIORITAIRE EST LA RÉDUCTION DES ÉMISSIONS DE CO₂

La transition énergétique doit viser à réduire les émissions de CO₂ pour limiter le réchauffement climatique et ses effets. L'émergence du développement durable dans les années 1970 reposait sur une multiplicité d'objectifs, alliant notamment réduction de la pollution (air, sol, eau) et de la consommation des ressources naturelles limitées¹⁰. Le risque et le coût engendrés par le réchauffement climatique ont progressivement fait des émissions de CO₂ le sujet majeur de la transition énergétique devant la finitude des ressources. Les travaux de l'économiste britannique Nicolas Stern ont été les premiers à esquisser le coût de ces externalités négatives en les chiffrant entre 5% et 20% du PIB mondial chaque année. A l'inverse, le coût de l'action pour limiter ces externalités était alors estimé à 1% du PIB mondial¹¹.

Au regard des enjeux, ce ne sont pas les origines des énergies (fossiles ou renouvelables) qui importent mais leur capacité à réduire les émissions de CO₂. Des énergies fossiles peu émettrices de CO₂ (uranium), dimensionnées pour des usages spécifiques (pompe à chaleur hybride gaz) ou encore

¹⁰ Dennis Meadows, Donella Meadows et Jørgen Randers, *The limit to growth*, 1972.

¹¹ Nicholas Stern, *The economics of climate change*, Cambridge University Press, 2006.

assorties de technologies efficaces de capture du carbone (hydrogène bleu peuvent avoir leur place dans une politique énergétique qui lutte contre le réchauffement climatique. Ces émissions de CO₂ doivent être appréhendées en cycle de vie et les technologies dimensionnées à leurs usages. Vouloir maximiser la part des EnR ou du nucléaire sans prise en compte de leurs spécificités techniques peut potentiellement conduire à des émissions supplémentaires : avec un facteur de charge qui baisse, les émissions de CO₂ en cycle de vie rapportées au mégawattheure peuvent considérablement varier.

1.1.2 L'OBJECTIF ÉCONOMIQUE EST DE MINIMISER LE COÛT DE LA TONNE DE CARBONE ÉVITÉE

Pour arbitrer entre les sources d'énergie, les émissions de CO₂ doivent être mises en regard de l'impact économique. Une bonne politique publique viserait ainsi à minimiser le coût d'une tonne de CO₂ évitée. Ainsi, remplacer un TWh d'électricité produite par combustion du charbon par un TWh d'électricité éolienne est très efficient, avec un coût de la tonne de carbone évitée de 13 €. A l'inverse, remplacer un TWh d'électricité nucléaire ancienne par un TWh d'électricité éolienne augmente légèrement les émissions de CO₂ tout en impliquant un surcoût¹². La substitution de l'éolien au nucléaire ne vise pas à réduire les émissions mais à préparer la fin de vie des anciens réacteurs. Entre les différents investissements, la priorité doit être donnée aux substitutions qui maximisent la rentabilité environnementale d'1 € investi.

Le coût complet de la tonne de CO₂ évitée dépend des usages exacts de chaque énergie. Un mix énergétique optimisé utilise chaque source en fonction de ses capacités techniques. La dimension stockable et mobilisable rapidement du gaz a par exemple un intérêt pour passer les pics de consommation. Dans le cas du chauffage, substituer un TWh d'énergie consommée pour la combustion de méthane dans une chaudière à gaz par un TWh d'électricité consommée par une pompe à chaleur air – air permettrait d'économiser 178 000 tonnes de CO₂, pour un coût de 445 € par tonne à horizon 2030¹³. Plus intéressant, ajouter une pompe à chaleur air-eau à une chaudière à gaz existante permet de prendre le relai en cas de forte baisse des températures et d'obtenir un coût de la tonne de carbone évitée plus faible. Si les analyses sur les moyennes donnent une idée générale des émissions par source d'énergie, les arbitrages doivent se faire par couple usage – énergie.

1.1.3 VERS UNE ÉVALUATION DU COÛT ÉCONOMIQUE COMPLET, DE L'IMPACT COMMERCIAL ET DES ÉMISSIONS DE CARBONE

L'un des principaux critères d'arbitrage entre les sources d'énergie pourrait être le coût économique complet rapporté aux tonnes de carbone engendrées par usage. Pour une pratique spécifique (par exemple transports collectifs longue distance, chauffage de maisons individuelles, production d'électricité de base) les options disponibles pourraient être comparées en regardant à chaque fois leur coût complet (prix de l'énergie, coût d'adaptation des réseaux, effets d'entraînement sur l'économie française) rapporté aux émissions engendrées. La méthode à suivre serait la suivante :

¹² Sur la base d'un coût d'électricité de 45 €/MWh pour le nucléaire ancien et de 60 €/MWh pour l'éolien ; d'une émission de 14 grammes de CO₂/kWh pour l'éolien et de 6 grammes de CO₂/kWh pour le nucléaire. Soit 15,5 millions € pour économiser 2 000 tonnes de CO₂.

¹³ Calculs Asterès sur la base des données ADEME, « Coût des énergies renouvelables et de récupération » édition 2019. Les hypothèses de contenu CO₂ de l'électricité sont celles de l'ADEME.

- **Collecte du « coût complet actualisé de l'énergie » (LCOE)** variant au cours du temps, pour prendre en compte les gains en termes de maturité technologique. Le premier élément du coût complet concerne les coûts de production de l'électricité elle-même en intégrant tous les éléments : coûts de financement, d'investissement, de fonctionnement et durée de vie des appareils énergétiques.
- **Ajout d'un coût d'adaptation du réseau.** La montée en puissance des nouveaux vecteurs énergétiques nécessite l'adaptation du réseau, principalement pour l'électricité mais aussi pour le gaz. Ces coûts sont souvent peu discutés dans le débat public. Pourtant, ils présentent une réelle charge pour certains vecteurs sous-tendus par de lourdes infrastructures, à l'image de l'éolien en mer. La présente étude se concentre sur le coût de raccordement, mais à l'avenir le coût complet pourrait être intégré.
- **Evaluation de la valeur ajoutée créée à l'étranger et en France.** Pour prendre en compte la part de prestataires français et étrangers dans la production d'une énergie, la valeur ajoutée directe et indirecte par MWh est évaluée en complément du coût complet. La valeur ajoutée directe recouvre la production réalisée en France par les acteurs de la filière moins les intrants. La valeur ajoutée indirecte tente de capturer la même donnée chez les fournisseurs de ces acteurs. Pour évaluer la totalité des effets économiques, la valeur ajoutée induite, intégrant les effets d'entraînement et de substitution sur l'ensemble de l'économie, devrait aussi être prise en compte. A ce jour, les données manquent pour réaliser cette étape.
- **Comparaison des émissions en cycle de vie avec l'énergie concurrente.** Pour un usage spécifique, le coût complet et la valeur ajoutée territoriale seront mis au regard des émissions de CO₂ sur l'ensemble de la vie de la technologie. Les spécificités techniques des énergies seront ainsi prises en compte selon les usages, qui impactent fortement leur intérêt économique – environnemental.

POURQUOI INTÉGRER LA VALEUR AJOUTÉE EN FRANCE ET À L'ÉTRANGER ?

La plupart des travaux sur la transition énergétique se limitent à comparer les coûts de production et éventuellement les coûts pour le réseau. ASTERES propose ici de s'intéresser aussi aux effets économiques directs et indirects de la transition. Prendre en compte la valeur ajoutée qui reste sur le territoire intègre que la hausse des prix assumée par les pouvoirs publics ou les ménages constitue un transfert vers d'autres acteurs économiques français. Cette approche constitue une logique économique, et non seulement budgétaire, qui appréhende ainsi les conséquences de la transition pour les entreprises françaises des secteurs énergétiques.

Seulement, le transfert des consommateurs aux producteurs a un impact sur les dépenses des ménages, des entreprises ou des pouvoirs publics, il n'est donc pas neutre. Le modèle d'impact MIA, développé par ASTERES, permet d'évaluer les effets d'entraînement des différents secteurs. Les multiplicateurs des différents secteurs varient fortement et les arbitrages des financeurs auront donc des effets d'entraînement très disparates. En l'absence de données précises sur ces arbitrages, il est impossible d'évaluer la valeur ajoutée induite de chacune des énergies. En d'autres termes, il est difficile d'évaluer exactement comment une baisse des prix de l'énergie stimule les autres secteurs via l'amélioration du pouvoir d'achat des ménages.

A ce niveau de l'analyse, les évaluations des valeurs ajoutées directes et indirectes en France et à l'étranger par énergie permettent de verser une pièce de plus au débat. En l'absence d'évaluations des valeurs ajoutées induites, elles ne permettent pas encore de conclure clairement.

1.1.4 MÉTHODE EXPLORATOIRE : UNE PREMIÈRE APPROCHE PAR ÉNERGIE

La suite de l'étude propose une première approche de cette méthode. Les énergies analysées seront chaque grande source d'avenir : le nucléaire nouveau, les énergies renouvelables éolienne terrestre, éolienne en mer et photovoltaïque, le biométhane et l'hydrogène. Pour chaque source, une première évaluation du coût direct, du coût de réseau et de la valeur ajoutée directe et indirecte produite en France sera réalisée à partir des données publiques disponibles.

In fine, cette première évaluation présentera, par source d'énergie, un coût complet, une fuite de valeur et un bilan des émissions de CO₂ par MWh produit. Afin de mener les meilleurs arbitrages de politique publique, il conviendrait ensuite de confirmer et de fiabiliser la méthode puis de l'appliquer à des cas d'usages précis, ce que cette étude ne propose pas à ce stade. Les évaluations présentées ici le sont pour le coût de production anticipé à horizon 2030. La valeur ajoutée directe et indirecte est souvent calculée pour 2019 faute de données prospectives existantes.

1.2 LE NUCLÉAIRE NOUVEAU : UN COÛT FACIAL ÉLEVÉ COMPENSÉ PAR UN IMPACT FORT POUR LE TERRITOIRE

1.2.1 LE NUCLÉAIRE NOUVEAU : UN COÛT DIRECT ÉLEVÉ

Les conditions financières et industrielles actuelles font de l'EPR français une technologie onéreuse. Le développement de la filière EPR a rencontré plusieurs difficultés qui ont occasionné un retard de déploiement et une forte augmentation du coût complet actualisé (LCOE) de l'électricité injectée sur le réseau. Ainsi, selon le rapport publié par la Cour des comptes sur la filière EPR, le LCOE de l'électricité est estimé à 120 €/MWh, contre une évaluation maximale de 90 €/MWh en 2012¹⁴. A l'heure actuelle, le coût moyen de l'électricité produite grâce aux centrales nucléaires anciennes s'élève à 45 €/MWh environ.

L'activation des différents leviers disponibles pour diminuer les coûts du nucléaire nouveau ne changerait pas radicalement la donne. La création d'effets de série pour la construction de futurs réacteurs impliquerait d'après la Société française de l'énergie nucléaire (SFEN) une baisse de 30% du prix de l'électricité issue de futurs EPR¹⁵. En ajoutant une amélioration nette des conditions de

¹⁴ Barbé et al., « La filière EPR » (Cour des comptes, 29 juin 2020), 71, <https://www.ccomptes.fr/system/files/2020-08/20200709-rapport-filiere-EPR.pdf>.

Pour information, à Hinkley Point le gouvernement britannique garantit un prix de vente de 117 €/MWh sur 35 ans en € 2015.

¹⁵ Société française d'énergie nucléaire, « Les coûts de production du nucléaire nouveau français » (Société française d'énergie nucléaire, mars 2018), 15, https://www.sfen.org/sites/default/files/public/atoms/files/les_couts_de_production_du_nouveau_nucleaire_francais.pdf.

financement, le coût pourrait descendre au maximum à 80 € le MWh à horizon 2050¹⁶. Le nucléaire nouveau devra donc bénéficier de subventions publiques conséquentes pour devenir compétitif. Les modalités de cet éventuel soutien ne sont pas déterminées à ce jour.

1.2.2 LE NUCLÉAIRE NOUVEAU : UN COÛT INDIRECT FAIBLE

Les investissements dans les réseaux nécessaires au fonctionnement de la nouvelle génération de nucléaire sont peu élevés puisqu'ils sont déjà existants. Le seul coût de réseau supplémentaire lié au nucléaire est à prévoir si les nouveaux réacteurs sont installés ailleurs que dans des centrales existantes et déjà raccordées au réseau de transport. Cela pourrait notamment être le cas si les sites sur rivières sont abandonnés au profit de sites côtiers, pour des raisons de volume d'eau nécessaire au refroidissement. Les centrales nucléaires produisant beaucoup d'électricité, de manière territorialement très concentrée, le réseau de transport nécessaire à l'acheminement des électrons est constitué de lignes à très haute tension.

1.2.3 LE NUCLÉAIRE NOUVEAU : UN EFFET D'ENTRAÎNEMENT ÉLEVÉ SUR L'ÉCONOMIE

La majeure partie de la chaîne de valeur du nucléaire réside en France, de la construction des centrales à la gestion du combustible et au retraitement des déchets. D'après une étude de PwC, la filière nucléaire est marquée par un ratio de valeur ajoutée directe sur le chiffre d'affaires de 32% (18 milliards d'€ sur 56 milliards d'€¹⁷). La filière nucléaire emploie en France 220 000 personnes pour 2 600 entreprises, ce qui en fait la troisième filière industrielle française. En maintenant ce ratio constant dans le temps, en 2030, le nucléaire ancien devrait générer une valeur ajoutée directe en France de 14 €/MWh et le nucléaire nouveau une valeur ajoutée de 27 €/MWh. La différence entre les deux technologies s'explique par le fait que l'EPR a généré plus d'activité du fait de la durée des travaux, et que sa conception nécessite plus de travail en matière de sécurité notamment.

Pour la filière, la majeure partie de la VA indirecte est située sur le territoire français : 38% d'après les données du rapport PwC.¹⁸ Au total, la VA directe et indirecte en France de l'ensemble de la vie d'un EPR (sur 60 ans) représente 70% du chiffre d'affaires de l'entreprise exploitante. Avec un coût de 84 €/MWh, la VA directe et indirecte qui se situe en France serait de 58 €.

¹⁶ Stéphanie Bouckaert et al., « Net Zero by 2050 : A Roadmap for the Global Energy Sector », mai 2021, <https://iea.blob.core.windows.net/assets/4482cac7-edd6-4c03-b6a2-8e79792d16d9/NetZeroBy2050-ARoadmapfortheGlobalEnergySector.pdf>.

¹⁷ PwC, « Le poids socio-économique de l'électronucléaire en France ».

¹⁸ En l'occurrence 21 milliards € de VA indirecte en France sur la totalité de la durée de vie pour un chiffre d'affaires total de 56 milliards €. L'ensemble des données PwC ne prennent pas en compte les surcoûts finalement constatés pour la construction des premiers EPR. Etant donné que la part de VA en France lors de la construction est inférieure à la part de VA lors de l'exploitation, la VA France de ces projets est en moyenne inférieure à la VA ici présentée. Pour un scénario à 2030 on postule cependant que le coût de ces futures EPR ne nécessitera pas les délais finalement constatés sur les premiers.

QUELLE CHAÎNE DE VALEUR POUR LA PRODUCTION D'ÉLECTRICITÉ ?

La production d'électricité génère de la valeur ajoutée pour l'économie française par plusieurs canaux. La production d'électricité entraîne de l'activité sur le territoire en matière de recherche, de conduite de projet, de fabrication d'équipements, de construction et d'entretien. Les exportations sont déduites du total de la VA d'une filière pour ne conserver que la valeur créée en France.

Pour mesurer l'intérêt économique d'une technologie, il convient de prendre en compte, outre son prix, la part de la VA qui reste en France. Si la VA est faible, il peut être plus intéressant pour le système productif d'avoir recours aux importations, par exemple sur la fabrication de composants, afin de bénéficier des prix les plus bas et de libérer des ressources pour des investissements dont la valeur ajoutée est plus élevée. Si la VA est élevée il peut être intéressant collectivement de produire sur place, même si le prix est supérieur à l'import.

1.2.4 BILAN ÉCONOMIQUE ET ENVIRONNEMENTAL : LE NUCLÉAIRE NOUVEAU

Le coût économique complet estimé du nucléaire EPR en 2030 s'élève à 84 € par MWh pour une fuite de valeur à l'étranger de 26 € et une émission de carbone de 6 kg.¹⁹ Le coût de production élevé est compensé par une part considérable de la valeur ajoutée directe et indirecte qui reste sur le territoire national. En termes d'usage, le nucléaire ne peut pas servir à couvrir tous les besoins mais correspond principalement à une énergie de base.

| | Nucléaire nouveau |
|---|-------------------|
| LCOE | 84 €/MWh |
| Coût de réseau | 0 €/MWh |
| Fuite de valeur ajoutée directe et indirecte à l'étranger | 26 €/MWh |
| Émission de CO ₂ en cycle de vie | 6 kg/MWh |

Coût complet du nucléaire en 2030

Source : ADEME, *Cour des comptes*

¹⁹ ADEME, « Bilan GES », base carbone consultée en juillet 2021.

1.3 LES ENR : UN COÛT FACIAL FAIBLE ET DES EFFETS MESURÉS SUR L'ÉCONOMIE FRANÇAISE

1.3.1 LES ENR FATALES : UN COÛT DIRECT ULTRA-COMPÉTITIF

Le coût de l'électricité produite par EnR ne cesse de diminuer, ce qui devrait continuer d'ici 2030.

Les projets d'éoliennes au sol mis en œuvre en 2019 représentent un coût actualisé de production d'électricité de 61 €/MWh, contre 64 €/MWh pour le solaire photovoltaïque au sol. Ces prix baisseront sensiblement d'ici 2030 : 45 € en moyenne/MWh pour l'éolien terrestre et 41 €/MWh en moyenne pour le solaire. L'éolien en mer, technologie moins mature, passera d'un prix moyen de 143 €/MWh en 2019 à 72 €/MWh en 2030.²⁰ L'ADEME assume que ces évaluations apparaissent prudentes au regard de l'attribution de l'appel d'offres de Dunkerque, à 44 €/MWh sur 20 ans, qui bénéficie des baisses de coûts récentes et de conditions de vent exceptionnelles.

Ces gains de compétitivité permettent de diminuer les subventions publiques aux EnR. Pour les projets éoliens sortant actuellement au coût le plus élevé, le montant des subventions sera de 31 €/MWh quand, en moyenne, l'ensemble des éoliennes terrestres construites depuis le début des années 2000 reçoivent 50 €/MWh de subventions publiques²¹. Pour 2030, les scénarios des pouvoirs publics tablent sur un coût moyen de production de l'électricité entre 42 €/MWh et 56 €/MWh²², et les nouveaux projets EnR ne bénéficieront donc plus de subventions.

COÛT ET SOUTIEN DES ÉNERGIES RENOUVELABLES

Le coût complet actualisé des EnR électriques varie selon une pluralité de facteurs dont le plus important est la localisation géographique. Contrairement au nucléaire et aux hydrocarbures qui produisent de l'électricité au même coût peu importe l'endroit où sont installées les centrales, le coût des EnR éoliennes et solaires dépend des facteurs naturels que sont le vent et l'ensoleillement. Ainsi, en 2019, les projets éoliens situés dans les zones les plus venteuses permettent de produire à 50 €/MWh tandis que ceux localisés dans des espaces moins favorables présentent un coût de 71 €/MWh. Le cas du solaire PV suit le même raisonnement, avec 57 €/MWh là où il y a le plus d'ensoleillement et 71 €/MWh là où le rayonnement solaire est moins intense.

Les mécanismes de soutien aux EnR représentent un engagement financier de long terme élevé, mais qui décroît par MWh à mesure que les technologies gagnent en maturité. L'ensemble des charges de service public de l'électricité représentent un maximum de 56 milliards d'€ pour l'éolien terrestre entre 2000 et 2046, au titre des projets engagés jusqu'en 2019, dont 41% restent à payer. Pour le solaire PV, l'ensemble des soutiens sur la période représentent 63 milliards d'€ au minimum, dont

²⁰ Laurence Haeusler et al., « Coûts des énergies renouvelables et de récupération », ADEME, janvier 2020.

²¹ Ministère de la Transition écologique, « Bilan énergétique de la France pour 2019 », janvier 2021, <https://www.statistiques.developpement-durable.gouv.fr/edition-numerique/bilan-energetique-2019/7-17-hausse-des-prix-de#:~:text=Le%20prix%20spot%20de%201,MWh%20en%20moyenne%20en%202019.>

²² Lamy, « Rapport annuel du Comité de gestion des charges de service public de l'électricité » (Comité de gestion des charges de service public de l'électricité, juillet 2020), 24, <https://www.ecologie.gouv.fr/sites/default/files/Rapport%20annuel%20du%20CGCSPE%20n%C2%B02.pdf>.

37% restent à charge²³. L'éolien en mer posé représentera 26 milliards d'€ de soutiens publics dont l'intégralité reste à charge puisqu'aucun projet n'est en service. Les soutiens publics prennent deux formes : le complément de rémunération pour les technologies les plus matures, et les tarifs de rachat pour celles dont la compétitivité est encore trop faible. Le niveau de compléments de rémunération est proche des mécanismes du marché tandis que les tarifs de rachat supposent une négociation entre les industriels et les pouvoirs publics. Ces aides permettent de partager les risques d'investissement entre les porteurs de projet, les financeurs et l'État à travers les contribuables. Lorsque les technologies gagnent en performance, les soutiens publics diminuent, soit automatiquement lorsqu'il s'agit des compléments de rémunération, soit en renégociant les tarifs de rachat.

1.3.2 LES ENR FATALES : UN COÛT ÉLEVÉ DE STOCKAGE ET DE RACCORDEMENT AU RÉSEAU

La faiblesse du coût direct des EnR doit être corrigée du coût de réseau lié à la fois au raccordement et au coût du stockage.

- **La multiplication des sources de production d'électricité bas-carbone nécessitera des investissements pour les raccorder au réseau.** Contrairement aux centrales thermiques ou nucléaires qui génèrent beaucoup d'électricité à quelques endroits du territoire, les éoliennes et les panneaux solaires produisent de manière décentralisée et chaque installation doit être raccordée au réseau. Cela répartit mieux la valeur sur le territoire, mais augmente les coûts de raccordement. RTE a évalué le coût pour le réseau à 3 ou 4 €/MWh dans son Schéma décennal de développement du réseau s'agissant des panneaux solaires et de l'éolien terrestre²⁴. L'éolien marin représente un coût de réseau bien plus élevé compte-tenu de la lourdeur des infrastructures : entre 15 et 20 €/MWh. Cela représente un investissement total de 33 milliards d'€ d'ici 2035.
- **Le coût des EnR fatales doit prendre en compte le coût de leur stockage lorsqu'elles ne produisent pas, faute de vent ou d'ensoleillement ou qu'elles produisent trop.** Lorsque l'électricité est consommée à la pointe et que les EnR ne sont pas disponibles, le système électrique doit trouver une alternative et recourir à des moyens de production stockables. Il est possible de stocker l'électricité produite par les EnR lorsque leur production dépasse la demande et que leur prix est nul, *via* par exemple la conversion en hydrogène. Selon l'ADEME, le coût du stockage de l'électricité sous forme d'hydrogène (*Power-to-Gas*) serait de 96 €/MWh à horizon 2030 pour les appareils les plus puissants²⁵. D'autres solutions techniques sont adaptées au stockage de court terme, à l'image des batteries.

1.3.3 SEULE UNE MINORITÉ DE LA CHAÎNE DE VALEUR DES ENR PROFITE À LA FRANCE

Seule une minorité de la chaîne de valeur des EnR fatales en termes d'emplois et de création de richesses est localisée en France. L'économie française est bien positionnée pour les études, le

²³ Lamy, 27.

²⁴ RTE, « Schéma décennal de développement du réseau » (RTE, 2019), 51.

²⁵ Haeusler et al., « Coûts des énergies renouvelables et de récupération », 86.

développement et la construction. A l'inverse, les équipements manufacturés sont majoritairement importés. La faiblesse de la filière française s'explique par le niveau insuffisamment développé des activités mécaniques et électrochimiques.

- **La filière éolienne terrestre concentre moins de la moitié de la valeur ajoutée en France.** Selon le syndicat des énergies nouvelles (SER), la filière présentait en 2019 une valeur ajoutée directe de 1 370 millions d'€²⁶, pour un marché total de 5 817 millions d'€ selon l'ADEME²⁷, soit un ratio de valeur ajoutée directe / chiffre d'affaires de 24%. D'après les évaluations publiées par la Cour des Comptes, seul 40% de la valeur ajoutée de l'éolien terrestre profite à la France²⁸. La France est bien positionnée sur la partie étude, développement et construction, mais beaucoup moins sur la partie équipement puisqu'elle ne dispose pas encore d'un grand turbinier à l'inverse de l'Allemagne²⁹. L'installation d'une usine d'éoliennes au Havre devrait partiellement rééquilibrer la valeur produite en France : 750 emplois directs et indirects sont prévus³⁰, pour une valeur ajoutée en France de près de 64 millions d'euros³¹. Pour la suite de l'exercice, nous retenons les données de la Cour des Comptes afin d'évaluer la valeur ajoutée directe et indirecte en France. Avec un coût de production du MWh de 45 € en 2030 et un coût de raccordement de 3 €, la valeur ajoutée directe et indirecte restante sur le territoire par MWh serait de 21 €.
- **La filière solaire PV générerait une valeur ajoutée en France comparable à celle de l'éolien terrestre.** Selon le SER, la valeur directe créée en France s'élève à 1 390 millions d'€, pour un chiffre d'affaires de 4 591 millions d'€ selon l'ADEME³², soit un ratio de 30%. A partir des évaluations de la Cour des Comptes on obtient une part de la valeur ajoutée directe et indirecte en France de 44%. Comme pour l'éolien, la filière française est très bien placée pour le segment études et développement, installation et maintenance, mais faible pour la partie équipement. La ratio valeur ajoutée/chiffre d'affaires est plus favorable pour ce secteur que pour l'éolien justement parce que la partie construction des équipements représente une part bien moins élevée de l'ensemble de la chaîne de valeur : 22% pour le solaire contre 51% pour l'éolien³³. Avec un prix de production du MWh de 41 € en 2030 et un coût pour le réseau de 3 €, la valeur ajoutée directe et indirecte pour le territoire serait de 21 €.
- **La filière éolienne en mer pourrait créer plus de valeur que les filières terrestres et solaires.** Les données manquent pour évaluer la valeur ajoutée française de l'éolien en mer. A horizon 2030, le coût de production devrait être largement plus élevé que pour l'éolien terrestre, à 72 € MWh contre 45 € MWh. Cet écart de coût s'explique principalement par la complexité des phases de conception, de construction et d'exploitation. Phases où la part de la valeur ajoutée française est largement plus élevée que pour les équipements. En supposant que l'écart de coûts s'explique par ces phases et non par les dépenses d'équipement, et que la compétitivité des

²⁶ SER, « Évaluation et analyse de la contribution des énergies renouvelables à l'économie de la France et de ses territoires ».

²⁷ ADEME, « Marchés et emplois concourant à la transition énergétique dans le secteur des énergies renouvelables et de récupération », juillet 2021.

²⁸ Xavier Lafon et al., « Le soutien aux énergies renouvelables » (Cour des comptes, mars 2018), 33, <https://www.ccomptes.fr/sites/default/files/2018-04/20180418-rapport-soutien-energies-renouvelables.pdf>.

²⁹ Cour des comptes, « Le soutien aux énergies renouvelables », Communication à la Commission des finances du Sénat (Cour des comptes, s. d.), 33, <https://www.ccomptes.fr/sites/default/files/2018-04/20180418-rapport-soutien-energies-renouvelables.pdf>.

³⁰ Site internet du projet de Siemens-Gamesa, <https://www.siemensgamesa.com/en-int/career/career-le-havre>.

³¹ Valeur ajoutée calculée à partir des comptes nationaux, via un ratio de valeur ajoutée par emploi pour le secteur correspondant de la Nomenclature d'activité française, en l'espèce « fabrication e machines et équipements N.C.A».

³² ADEME et In Numéri, « Marchés et emplois concourant à la transition énergétique dans le secteur des énergies renouvelables et de récupération ».

³³ Cour des comptes, « Le soutien aux énergies renouvelables », 33.

entreprises françaises est identique pour l'éolien terrestre et en mer, on obtient une part de la VA française directe et indirecte de 60%. Avec en outre un coût pour le réseau de 15 €, cela produirait in fine 58 € de valeur ajoutée en France.

1.3.4 BILAN ÉCONOMIQUE ET ENVIRONNEMENTAL : LES ENR

Le coût économique complet estimé des EnR à horizon 2030 varie de 44 € par MWh pour le photovoltaïque à 48 € pour l'éolien terrestre et 87 € pour l'éolien en mer. La faiblesse des coût pour l'éolien terrestre et le solaire est compensée par la faible part de valeur ajoutée directe et indirecte en France, contrairement à l'éolien en mer. Les fuites de valeur ajoutée à l'étranger sont ainsi proches, à respectivement 23 €, 27 € et 29 € pour le solaire, l'éolien terrestre et l'éolien en mer. Les émissions de carbone respectives sont de 44 kg, 14 kg et 16 kg par MWh.³⁴ L'arbitrage entre les différentes sources repose aussi logiquement sur leurs utilisations, en particulier au regard de l'équilibre entre temporalité de la production et de la consommation. A ce titre, l'éolien en mer dispose d'un avantage fort car il est moins intermittent et plus puissant que les deux autres sources, tournant donc à la fois plus longtemps et plus fort.

| | Éolien terrestre | Éolien en mer | Solaire PV |
|---|------------------|---------------|------------|
| LCOE | 45 €/MWh | 72 €/MWh | 41 €/MWh |
| Coût de réseau | 3 €/MWh | 15 €/MWh | 3 €/MWh |
| Fuite de valeur ajoutée directe et indirecte à l'étranger | 27 €/MWh | 29 €/MWh | 23 €/MWh |
| Émission de CO ₂ en cycle de vie | 14 kg/MWh | 16 kg/MWh | 44 kg/MWh |

Coût complet des EnR fatales en 2030

Source : ADEME

³⁴ ADEME, « Bilan GES », base carbone.

1.3 LE BIOMÉTHANE : UN COÛT DE PRODUCTION ÉLEVÉ QUI PROFITE AUX ACTEURS NATIONAUX

1.3.1 LE BIOMÉTHANE : UN COÛT DIRECT ÉLEVÉ ET EN DIMINUTION

Le biométhane présente un coût encore élevé bien qu'en baisse. Le coût variera selon la capacité des méthaniseurs et la volonté des pouvoirs publics de soutenir l'émergence d'une filière industrielle. A l'heure actuelle, le LCOE du biométhane se situe entre 71 et 108 €/MWh selon les conditions financières qui s'imposent aux porteurs de projet et la taille du méthaniseur, pour une moyenne de 90 €/MWh³⁵. Plus celui-ci est grand, moins l'énergie est chère. Les unités produisant plus de 300 normomètres cube (nm³) par heure sont les plus efficaces. Le biométhane bénéficie de subventions publiques, sous la forme d'obligation d'achat à tarif fixe, pour un montant engagé de 5,4 milliards d'€ au minimum sur la période 2000-2046 au titre des contrats déjà souscrits³⁶. D'ici 2030, le prix du gaz pourrait descendre dans une fourchette comprise entre 60 et 85 €/MWh, soit une moyenne de 73 €/MWh³⁷. Dans le même temps, si le coût moyen du gaz naturel s'élève à 30 €/MWh³⁸, nécessitant ainsi 43 €/MWh de soutien public pour assurer la compétitivité de la filière.

1.3.2 LE BIOMÉTHANE : UN COÛT INDIRECT MODESTE

La montée en puissance du biométhane s'accompagne d'investissements dans les réseaux de gaz relativement modestes puisque les infrastructures existantes peuvent être employées. Une consolidation des réseaux doit tout de même être entreprise pour permettre l'intégration du biométhane. La LEC et la LTECV fixent à 10% l'objectif de part du biométhane dans la consommation totale de gaz à horizon 2030. L'investissement de raccordement serait compris entre 0 et 0,7 €/MWh selon les termes fixés par la Commission de régulation de l'énergie (CRE)³⁹. Dans l'ensemble, conserver une place pour le biométhane devrait avoir un coût pour le réseau inférieur à une substitution électrique⁴⁰.

³⁵ Haeusler et al., « Coûts des énergies renouvelables et de récupération », 79.

³⁶ Lamy, « Rapport annuel du Comité de gestion des charges de service public de l'électricité », 27.

³⁷ Laurent Blaisonneau, Damien Wiedmer, et Laurent Lefebvre, « Renforcer la compétitivité de la filière biométhane française » (ENEA Consulting, octobre 2018).

³⁸ Prévisions Engie.

³⁹ Commission de régulation de l'énergie, « Délibération n°2020-012 », p. 78,

<https://www.cre.fr/Actualites/tarifs-d-utilisation-des-infrastructures-de-transport-de-stockage-et-de-distribution-de-gaz-naturel-atrt7-ats2-et-atrd6>.

⁴⁰ Navigant, « Gaz for climate », (Navigant, mars 2019), <https://gasforclimate2050.eu/wp-content/uploads/2020/03/Navigant-Gas-for-Climate-The-optimal-role-for-gas-in-a-net-zero-emissions-energy-system-March-2019.pdf>

1.3.3 LE BIOMÉTHANE ENGENDRE DES EXTERNALITÉS POSITIVES EN TERMES D'EMPLOI ET DE SOUTIEN AU REVENU DES AGRICULTEURS

Le biométhane est associé à deux avantages en termes d'effets économiques induits : la structuration d'une filière industrielle et un complément de revenu au bénéfice des agriculteurs. Selon GRDF, les près de 1 000 unités de méthanisation génèrent plus de 4 000 emplois directs et indirects⁴¹. A horizon 2030, la filière pourrait réunir de 18 000 à 53 000 emplois selon les hypothèses de montée en puissance. A partir des données du ministère de l'agriculture, on peut estimer que l'installation d'un méthaniseur génère entre 20 et 35 € de revenus par MWh pour les agriculteurs⁴². Le digestat constitue par ailleurs une externalité positive pour les agriculteurs, en se substituant aux engrais.

La filière biométhane générerait une valeur ajoutée en France de 55 €/MWh en 2030. Selon le SER, la filière génère une valeur ajoutée directe de 700 millions d'€ en France⁴³, pour un chiffre d'affaires de 1 132 millions d'€ selon l'ADEME⁴⁴, soit un ratio de 60%. Les données manquent pour mesurer la valeur ajoutée indirecte qui reste sur le territoire français. Dans l'éolien terrestre et le solaire, la comparaison entre les données du SER et de la Cour des Comptes présentaient une différence de 15 points entre la part de la valeur ajoutée directe et indirecte en France sur le chiffre d'affaires. En appliquant ce même ratio, la valeur ajoutée directe et indirecte du biométhane en France représenterait 75% du chiffre d'affaires. Pour un coût de production de 73 €/MWh et un coût pour le réseau presque nul, la valeur ajoutée directe et indirecte localisée sur le territoire national serait de 55 €/MWh.

1.3.4 BILAN ÉCONOMIQUE ET ENVIRONNEMENTAL : LE BIOMÉTHANE

Le coût économique complet estimé du biométhane pour 2030 s'élève à 74 € par MWh pour une fuite de valeur à l'étranger de 18 € et une émission de carbone de 23 kg.⁴⁵ Le coût de production élevé est contrebalancé par le poids de la valeur ajoutée directe et indirecte en France. Les avantages techniques du biométhane, à savoir la stockabilité, en font un candidat important pour aider à passer les pointes de consommation d'énergie.

⁴¹ « Étude d'impact de la filière biogaz sur l'emploi en France de 2018 à 2030 » (Transitions, In Numeri, Smash, juillet 2019), 14, https://projet-methanisation.grdf.fr/wp-adm/wp-content/uploads/2019/09/Etude-impact_emplois-biogaz.pdf.

⁴² Alexandre Berthe et al., « Revenus issus de la méthanisation agricole dans un contexte de développement de l'injection » (Ministère de l'Agriculture, août 2020), <https://agriculture.gouv.fr/revenus-issus-de-la-methanisation-agricole-dans-un-contexte-de-developpement-de-linjection-analyse>.

Les données du rapport présentent 400 à 700 € de revenus par an par KWe. Pour présenter les données en KWh, il convient de considérer un fonctionnement de 8 000 heures par an et un rendement entre le gaz et l'électricité de 40%. 1 KWe équivaut alors à 20 MWh de gaz.

⁴³ SER, « Évaluation et analyse de la contribution des énergies renouvelables à l'économie de la France et de ses territoires », 23.

⁴⁴ ADEME et In Numeri, « Marchés et emplois concourant à la transition énergétique dans le secteur des énergies renouvelables et de récupération ».

⁴⁵ ADEME, « Bilan GES », base carbone.

| | Biométhane |
|---|---------------|
| LCOE | 73 €/MWh |
| Coût de réseau | 0 - 0,7 €/MWh |
| Fuite de valeur ajoutée directe et indirecte à l'étranger | 18 €/MWh |
| Émission de CO ₂ en cycle de vie | 11 kg/MWh |

Coût du biométhane en 2030 - Source : ADEME, ENEA Consulting

1.4 L'HYDROGÈNE : UN COÛT ÉLEVÉ ET UNE VALEUR AJOUTÉE ENCORE LIMITÉE POUR LA FRANCE

1.4.1 L'HYDROGÈNE DÉCARBONÉ : SUR LA VOIE DE LA COMPÉTITIVITÉ SELON LES CHOIX RÉALISÉS

Le prix de l'hydrogène décarboné pourrait rejoindre celui de l'hydrogène carboné à horizon 2030, selon la technologie privilégiée. Le coût de l'hydrogène décarboné pourrait passer de 210 €/MWh aujourd'hui⁴⁶ à un prix compris entre 80 et 111 €/MWh PCS en moyenne en 2030 pour les infrastructures dont la durée de vie est de 30 ans, et entre 54 à 81 €/MWh PCS pour les machines fonctionnant 18 ans⁴⁷. Il faut considérer le prix de l'hydrogène décarboné, mais aussi celui des gaz de synthèse qu'il permet de produire. La baisse attendue des coûts dépend de la structuration d'une filière industrielle compétitive en France ou à l'étranger :

- **Le prix de l'hydrogène vert produit par électrolyse pourrait diminuer au maximum de 62% à horizon 2030.** Le prix de cet hydrogène dépend d'une part du coût de l'électricité décarbonée et d'autre part des économies d'échelle des électrolyseurs. Pour la France, l'ADEME estime un prix marginal d'électricité EnR de 20 € durant deux à trois mille heures par an⁴⁸. A ce prix de l'électricité, le LCOE de l'hydrogène par électrolyse en 2030 en France serait au minimum de 1,6 € / kg PCS. Les hypothèses hautes de l'ADEME constatent un prix potentiel allant jusqu'à 3,3 € / kg PCS maximum. Rapporté au MWh PCS, l'hydrogène vert produit en France coûterait entre 54 et 111 € selon les hypothèses retenues. Selon l'Hydrogen Council, le coût de production au Moyen Orient et en Afrique du Nord ne serait que de 1,2 €

⁴⁶ 1 kg d'hydrogène dispose d'un pouvoir calorifique inférieur (PCI) de 33,33 kWh.

⁴⁷ Haeusler et al., « Coûts des énergies renouvelables et de récupération », 86.

⁴⁸ Haeusler et al., 86.

par kilogramme, soit 36 €/MWh PCS. Des importations par pipelines pourraient alors être particulièrement compétitives (pour un coût supplémentaire d'environ 0,3 €/kg⁴⁹).

- **La production d'hydrogène classique assortie de la technologie de capture et séquestration du carbone est déjà compétitive.** Certaines sources évoquent des technologies de capture et stockage du carbone déjà peu onéreuses, entre 0,04 € et 0,07 € par kilogramme de CO₂, soit moins de 2,1 €/MWh PCS⁵⁰. Ces chiffres pourraient être revus lorsque qu'existeront un ou des démonstrateurs industriels en Europe.
- **Le coût des gaz de synthèse, encore très élevé, pourrait diminuer d'ici 2050.** A l'heure actuelle, le biogaz 2G coûte plus de 120 €/MWh⁵¹. Les comparaisons avec le gaz naturel sont complexes vue la volatilité des prix, mais, en moyenne pour l'année 2020, le prix du gaz naturel facturé aux ménages s'élevait à 58 € HT/MWh⁵². Cette solution pourrait intervenir à plus long terme, notamment lorsque les ressources en biométhane ne pourront plus couvrir la demande. Selon l'Agence internationale de l'énergie, d'ici 2050, le prix des carburants de synthèse produits à partir de l'hydrogène pourrait s'élever à 1,6 € par litre⁵³. Ces carburants sont particulièrement intéressants car ils ne nécessitent pas d'adapter les infrastructures et les modes de consommation, comme c'est le cas pour la bascule vers la mobilité électrique.

1.4.2 L'HYDROGÈNE DÉCARBONÉ : UN COÛT MODÉRÉ POUR DÉPLOYER UN RÉSEAU ADAPTÉ

Seule une partie de l'hydrogène peut être injectée dans les réseaux de transport de gaz existants, de nouvelles infrastructures devraient donc être construites. L'investissement nécessaire serait compris entre 27 et 64 milliards € à horizon 2040 selon les transporteurs européens de gaz⁵⁴. Un mix énergétique qui préserve une place pour le biométhane et l'hydrogène devrait dans l'ensemble avoir un coût de réseau inférieur à un mix qui maximise la part de l'électricité⁵⁵. L'investissement dans les réseaux est nécessaire pour plusieurs raisons propres au changement de paradigme de la production d'hydrogène.

- **Contrairement à l'heure actuelle, l'hydrogène ne serait plus produit sur le site de l'industriel, mais dans des usines spécifiquement dédiées à cette production. Ce changement impose de construire des réseaux pour acheminer le gaz là où se trouve la demande.** Aujourd'hui, l'hydrogène est produit directement chez l'industriel mais tous les sites de consommation ne sont pas adaptés à une production d'électricité renouvelable (place disponible, vent, ensoleillement). D'après les évaluations menées par Engie, il est largement

⁴⁹ D'après les évaluations Engie.

⁵⁰ Adam Baylin-Stern et Niels Berghout, « Is Carbon Capture Too Expensive ? », 17 février 2021, <https://www.iea.org/commentaries/is-carbon-capture-too-expensive>.

⁵¹ D'après les évaluations Engie.

⁵² En considérant un prix TTC de 77 €/MWh auquel on retire 25% de taxes. Ministère de la Transition écologique, « Prix du gaz naturel en France et dans l'UE en 2020 », <https://www.statistiques.developpement-durable.gouv.fr/prix-du-gaz-naturel-en-france-et-dans-lunion-europeenne-en-2020>.

⁵³ Araceli Fernandez Pales et al., « Energy Technology Perspectives 2020 » (International Energy Agency, s. d.), 303.

⁵⁴ Anthony Wang et al., « European Hydrogen Backbone » (Enagàs, Energinet, Fluxys Belgium, Gasunie, GRTgaz, NET4GAS, OGE, ONTRAS, Snam, Swedegas, Teréga, juillet 2020), 5, https://gasforclimate2050.eu/sdm_downloads/european-hydrogen-backbone/.

⁵⁵ Navigant, « Gaz for climate », (Navigant, mars 2019), <https://gasforclimate2050.eu/wp-content/uploads/2020/03/Navigant-Gas-for-Climate-The-optimal-role-for-gas-in-a-net-zero-emissions-energy-system-March-2019.pdf>

plus rentable d'engager des économies d'échelle et des effets de série avec des unités de production plus grandes et plus centralisées. Ainsi, des coûts de conditionnement, de transport et de stockage devront s'ajouter et, en contrepartie, des économies seront réalisées sur réseau électriques par rapport aux solutions d'électrolyse sur site et le recours aux cavités salines permettra un stockage massif qui sécurisera l'approvisionnement en hydrogène.

- **L'injection d'hydrogène dans les réseaux de gaz nécessite leur extension au niveau européen puisque les canalisations de méthane ne suffisent pas.** Les réseaux de transport de gaz ont été construits pour accueillir du méthane et non de l'hydrogène. Les réseaux actuels peuvent accueillir au maximum 20% d'hydrogène en complément du gaz et doivent être adaptés pour basculer en 100% hydrogène. Le coût des réseaux et du transport représente 10 à 20 centimes d'€ par kilogramme pour 1 000 km, soit un maximum de 6 €/MWh. Pour 900 000 tonnes de production, c'est-à-dire le même niveau qu'à l'heure actuelle, le prix du transport serait de moins de 180 millions d'€ par an pour la France.

1.4.3 LE DÉVELOPPEMENT DE L'HYDROGÈNE PEUT ÊTRE L'OCCASION DE CRÉER UNE NOUVELLE FILIÈRE INDUSTRIELLE

Le développement de l'hydrogène décarboné permettrait de structurer une nouvelle filière industrielle en France et en Europe. A cet égard, le plan de filière prévoit 7,2 milliards d'€ de subventions à horizon 2030⁵⁶, avec un objectif de puissance installée de 6,5 GW d'électrolyse sur le territoire national et 40 GW dans l'Union européenne. Le Gouvernement estime que la filière française pourrait générer entre 50 000 et 150 000 emplois directs et indirects⁵⁷, pour une valeur ajoutée comprise entre 450 et 800 millions d'€⁵⁸. Ainsi, en tablant sur un fonctionnement des électrolyseurs de 5 000 heures par an⁵⁹, le montant des subventions publiques s'élèverait à 22 €/MWh et la valeur ajoutée en France de 20 €/MWh⁶⁰. Dans les projections gouvernementales, les stations de recharge et les véhicules fonctionnant à l'hydrogène concentreraient une valeur ajoutée de la filière hydrogène largement plus élevée que l'électrolyse. L'impact économique complet de la nouvelle filière devrait aussi prendre en compte ces aspects, quand nous nous limitons ici à la production d'énergie. La chaîne de valeur de production d'hydrogène décarboné se décompose comme suit :

- **La fabrication d'électrolyseurs.** Selon une estimation de l'Association française pour l'hydrogène et la pile à combustible (AFHYPA), le potentiel de fabrication des électrolyseurs en France est de 60%. Selon la même association, la filière pourra être compétitive au prix d'un

⁵⁶ « Stratégie nationale pour le développement de l'hydrogène décarboné en France » (Ministère de la Transition écologique, Ministère de l'économie, des finances et de la relance, s. d.), 3, https://www.entreprises.gouv.fr/files/files/secteurs-d-activite/industrie/decarbonation/dp_strategie_nationale_pour_le_developpement_de_l_hydrogene_decarbone_en_france.pdf.

⁵⁷ « Stratégie nationale pour le développement de l'hydrogène décarboné en France », 6.

⁵⁸ ADEME et EY, « Hydrogène : analyse des potentiels industriels et économiques en France », décembre 2019, 91, https://www.ademe.fr/sites/default/files/assets/documents/etude-h2_potentiel_industriel_economique-2020-rapport.pdf.

⁵⁹ Haeusler et al., « Coûts des énergies renouvelables et de récupération », 86.

⁶⁰ Subventions calculées sur la base des 7,2 milliards d'€ de subvention reçues entre 2020 et 2030, soit 720 millions d'€ par an, rapportés à la puissance installée de 6,5 GW avec un fonctionnement des électrolyseurs de 5 000 heures par an.

carnet de commande de plus de 100 MW d'électrolyseurs par an pour rentabiliser une usine de montage ou de production de stacks en France⁶¹.

- **L'installation d'usines de production sur tout le territoire national.** Contrairement à l'hydrogène carboné produit chez l'industriel lui-même, l'hydrogène vert suppose la construction d'usines de grande puissance capables d'engranger des économies d'échelle.
- **La compression et le transport du gaz dans les réseaux et son stockage en cavité saline, c'est-à-dire la « chaîne de gestion logistique ».** La France dispose d'acteurs déjà bien positionnés sur ce marché, à l'image d'Air Liquide ou Storengy (filiale d'Engie).

1.4.4 BILAN ÉCONOMIQUE ET ENVIRONNEMENTAL : L'HYDROGÈNE VERT

Le coût économique complet estimé de l'hydrogène décarboné pour 2030 s'élève à 60 € par MWh en hypothèse basse⁶² pour une fuite de valeur à l'étranger de 40 € et une émission de carbone de 28 kg.⁶³ Le coût économique et environnemental élevé invite à utiliser l'hydrogène pour des usages spécifiques, qui nécessitent une stockabilité. Les données sont par ailleurs moins robustes que pour les autres énergies analysées dans l'étude.

| | Hydrogène vert |
|--|----------------|
| LCOE (hypothèse basse) | 54 €/MWh |
| Coût de réseau | 6 €/MWh |
| Fuite de valeur ajoutée directe à l'étranger | 40 €/MWh |
| Émission de CO ₂ en cycle de vie | 28 kg/MWh |

Coût de l'hydrogène décarboné en 2030

Source : *Conseil de l'hydrogène, EY*

⁶¹ AFHYPAC, « Hydrogène : une industrie stratégique » (Association française pour l'hydrogène et les piles à combustible, 9 juin 2020).

⁶² A partir des données ADEME utilisant un prix marginal des EnR de 20 € / MWh durant deux à trois mille heures sur l'année. En fonction des autres hypothèses, le LCOE mesuré par l'ADEME irait de 54 à 81 €. Avec une électricité à 40 / MWh, le LCOE passe à 80 – 111 €.

⁶³ ADEME, « Analyse du cycle de vie relative à l'hydrogène », 2020

2. LA STRATÉGIE : PRIORITÉ À LA SÉCURITÉ D'APPROVISIONNEMENT SUR L'AUTARCIE

Pour arbitrer entre des énergies ayant un coût net de la tonne de carbone évitée comparable pour un usage précis, la sécurité d’approvisionnement constitue un facteur clef. A l’inverse, une logique uniquement centrée sur l’indépendance énergétique omet plusieurs aspects clefs. Pour chaque énergie, une analyse de la sécurité d’approvisionnement repose à la fois sur l’interdépendance internationale dans la production de cette énergie et sur le risque que l’énergie fait peser sur l’équilibre du réseau.

Le nucléaire nouveau et les EnR ont globalement des impacts parfaitement symétriques : en termes géopolitique le nucléaire implique une dépendance pour la matière première (uranium) et une indépendance pour les procédés industriels (filère nationale) à l’inverse des EnR qui proviennent de sources locales (vent, soleil) mais dépendent de composants importés. Leurs impacts sur le réseau sont opposés : le nucléaire a une production stable quand les EnR sont intermittentes. Concernant les autres énergies, le biométhane permet à la fois une autonomie stratégique forte et un renforcement de la soutenabilité du système énergétique, notamment pour aider à passer les pics de consommation. Enfin, l’impact de l’hydrogène dépendra des choix de filières et des arbitrages sur les usages.

2.1 THÉORIE : DE L’INDÉPENDANCE ÉNERGÉTIQUE À LA SÉCURITÉ D’APPROVISIONNEMENT

2.1.1 LES FAUX-SEMBLANTS DE L’INDÉPENDANCE ÉNERGÉTIQUE : ARBITRER ENTRE LES RESSOURCES EN ÉNERGIE, LES RESSOURCES EN COMPOSANTS ET LA PUISSANCE INDUSTRIELLE

L’indépendance énergétique doit être appréhendée comme un arbitrage entre l’indépendance à l’égard des ressources énergétiques, à l’égard du processus productif lui-même et à l’égard de l’impact économique de ces énergies.

- **L’indépendance énergétique d’un pays est souvent analysée à l’aune de l’approvisionnement en énergie primaire.** En France, la « facture énergétique », c’est-à-dire les importations de gaz et de pétrole s’élève à 44 milliards d’€ en 2019, avec un pic à plus de 70 milliards en 2012⁶⁴. L’énergie représente ainsi plus de 90% du déficit de la balance commerciale de la France⁶⁵. Les énergies fossiles (gaz naturel, pétrole, uranium notamment) impliquent ainsi une dépendance stratégique à l’égard des pays fournisseurs. Les énergies renouvelables (éolien, hydraulique, solaire, biomasse, biométhane) sont fournies sur place. Une

⁶⁴ Laurence Haeusler, Juliette Talpin, et Mathieu Hestin, « Déchets, chiffres-clés », ADEME, avril 2020.

⁶⁵ Balance des paiements de la France : données récentes, avril 2021, <https://www.banque-france.fr/statistiques/balance-des-paiements-et-statistiques-bancaires-internationales/la-balance-des-paiements-et-la-position-exterieure/balance-des-paiements-de-la-france-donnees-recentes>.

analyse fine de la géopolitique de l'énergie doit prendre en compte les possibilités de stockage, la profondeur des réserves mondiales et la stabilité politique des pays fournisseurs.

- **L'indépendance énergétique peut aussi intégrer l'approvisionnement en composants afin de produire l'énergie.** Dans les années 2000 la réflexion s'était ouverte au sujet de la structuration d'une filière industrielle française de l'éolien et du solaire. In fine, la logique de marché l'a emporté : les coûts de l'électricité EnR ont beaucoup baissé mais la France n'est pas parvenue à créer une filière industrielle. Ces énergies sont donc produites sur le territoire national mais à partir de composants étrangers. Stratégiquement, la dépendance est moindre que pour des énergies fossiles car le matériel peut fonctionner même si les relations avec les fournisseurs se dégradent. A long-terme, cependant, l'indépendance énergétique est relativisée par cette dépendance.
- **L'indépendance énergétique devrait aussi intégrer les effets économiques de la stratégie énergétique.** Une quête d'autarcie qui impliquerait une hausse des prix de l'énergie réduirait la compétitivité de l'économie nationale, notamment l'industrie, et donc in fine son indépendance stratégique. Le Conseil d'analyse économique estime qu'une hausse des coûts de l'électricité de 10% conduirait à une baisse des exportations industrielles de 1,9%⁶⁶. Une politique d'indépendance stratégique peut donc décider d'importer des énergies à faible coût pour disposer d'une industrie plus compétitive, arbitrant entre indépendance énergétique et indépendance industrielle. Selon le type de crise (énergétique, sanitaire, commerciale), les effets d'une telle stratégie seront très différents.

2.1.2 UN ENJEU STRATÉGIQUE DE PREMIER ORDRE : ASSURER LA SÉCURITÉ D'APPROVISIONNEMENT

La sécurité d'approvisionnement constitue un enjeu majeur, notamment en termes de soutenabilité pour le réseau. Les décisions en termes de transition énergétique soulèvent un débat entre décarbonation, sécurité d'approvisionnement et maintien d'un niveau de confort maximum pour les ménages lors des pointes de la demande. Les scénarios projetés par la France privilégient l'électrification des usages, c'est-à-dire le remplacement des appareils fonctionnant avec un moteur thermique par des dispositifs fonctionnant à l'électricité, d'où une hausse de la production d'électricité de 150 TWh environ par rapport à aujourd'hui⁶⁷. Pour l'approvisionnement en énergie de base, le mouvement ne semble pas poser de problème. Par exemple, selon une étude conduite par RTE, à horizon 2035, la demande d'électricité pour le rechargement de 16 millions de voitures à batterie pourrait s'élever à 48 TWh, soit environ 8% de la consommation actuelle, sans risque pour la sécurité d'approvisionnement⁶⁸.

Le passage de la pointe de consommation soulève des risques pour la sécurité d'approvisionnement. L'électrification des usages en France et chez ses voisins pourrait fragiliser le système à l'occasion de la demande de pointe à 8 heures et 19 heures, à plus forte raison en hiver. Le système électrique français est très sensible aux basses températures en raison de la forte prévalence du chauffage électrique chez les particuliers et dans les immeubles de bureau. Ainsi, lorsque la température descend de 1°C, la consommation d'électricité augmente de 2,4 GW. La généralisation des systèmes de chauffage fonctionnant à l'électricité, y compris les pompes à chaleur si elles viennent s'ajouter aux

⁶⁶ Dominique Bureau, Lionel Fontagné, et Philippe Martin, « Énergie et compétitivité », Les notes du conseil d'analyse économique (113 rue de Grenelle 75007 Paris: Conseil d'analyse économique, mai 2013), <https://cae-eco.fr/staticfiles/pdf/cae-note006.pdf>.

⁶⁷ « Bilan prévisionnel long terme "Futurs énergétiques 2050" » (RTE, janvier 2021), <https://assets.rte-france.com/prod/public/2021-01/Bilan%20Previsionnel%202050-consultation-complet.pdf>.

⁶⁸ RTE, « Enjeu du développement de l'électromobilité pour le système électrique » (RTE, AVERE, mai 2019).

chauffages électriques existants, pourrait créer une tension sur la fourniture de courant et aboutir à une rupture d’approvisionnement, c’est-à-dire le délestage ou le *blackout*. Avec le remplacement de chauffages au gaz par des chauffages utilisant l’électricité, la thermosensibilité pourrait augmenter et passer à 2,5 GW en 2030, quand bien-même les innovations électriques (pompes à chaleur) sont beaucoup plus efficaces que les radiateurs électriques classiques⁶⁹. En d’autres termes, les pompes à chaleur sont plus efficaces que les chauffages électriques classiques, mais si elles remplacent des chaudières au gaz, leur effet sur la sécurité d’approvisionnement d’électricité sera défavorable.

En termes purement stratégiques, la sécurité d’approvisionnement doit donc prendre en compte deux aspects : le *sourcing* des énergies et la soutenabilité du réseau. L’approvisionnement intègre les différentes dimensions de l’indépendance énergétique (source d’énergie, composants, impact industriel) quand la soutenabilité du réseau intègre les risques de délestage forcé, de *blackout* ou de cyber-attaques. Un désir d’autarcie des sources primaires, s’il implique d’importer des composants, d’affaiblir la compétitivité industrielle ou encore de mettre en péril la soutenabilité du réseau ne renforcera pas l’indépendance stratégique de la France.

DÉCARBONER L’INDUSTRIE FRANÇAISE ?

Le défi de la décarbonation de l’industrie est particulièrement tendu puisqu’il s’agit de concilier réindustrialisation du territoire, baisse des émissions et adaptation des procédés techniques. Les émissions du secteur sont ainsi passées de 144 millions à 80 millions de tonnes équivalent CO₂. Toutefois, les baisses d’émission des GES de l’industrie de 44% entre 1990 et 2019 sont largement dues à la désindustrialisation. Sur la période, la part de l’industrie dans la valeur ajoutée est passé de 18% à moins de 13%. Ce phénomène explique la faiblesse des émissions de GES de la France en comparaison de ses voisins. Ainsi, en prenant en compte les produits importés, l’empreinte carbone de la France est de 663 millions de tonnes équivalent CO₂, en hausse de 7% depuis 1995. Les émissions intérieures ont diminué de 35% sur cette période tandis que les émissions importées ont augmenté de 72%⁷⁰. Selon les objectifs fixés par la SNBC, les émissions de l’industrie devraient être ramenées à 16 millions de tonnes, soit un rythme annuel décroissant de 5%. En poursuivant le tendancier sans mesure supplémentaires, les émissions seraient ramenées à 76 millions de tonnes environ. La transition sera difficile pour plusieurs raisons :

Lier décarbonation et réindustrialisation impose aux entreprises de renforcer leurs efforts en matière d’efficacité énergétique. Il ne s’agit pas simplement de convertir les entreprises déjà installées sur le territoire aux procédés vertueux sur le plan environnemental mais aussi de produire plus en émettant moins. Le plan de relance gouvernemental de 100 milliards d’€ met l’accent sur cet objectif, avec 30 milliards d’€ pour l’écologie et 34 milliards d’€ pour le volet compétitivité⁷¹. Les entreprises industrielles devront poursuivre les efforts déjà engagés en matière d’efficacité. Depuis 2016, les indices de consommation d’énergie et de production industrielle connaissent une évolution différente : alors que l’activité croît (+3,9% entre 2016 et 2019), la consommation d’énergie diminue (-3,7%)⁷².

⁶⁹ Philippe Abiven et al., « 2030 Peak Demand in North-West Europe », septembre 2020, 15, <https://www.ewi.uni-koeln.de/cms/wp-content/uploads/2020/09/E-CUBE-EWI-2030-Peak-Power-Demand-in-North-West-Europe-vf3.pdf>.

⁷⁰ Ministère de la Transition écologique, « Estimation de l’empreinte carbone de 1995 à 2019 », 11 décembre 2020, <https://www.statistiques.developpement-durable.gouv.fr/estimation-de-lempreinte-carbone-de-1995-2019>.

⁷¹ Gouvernement, « France Relance » (Gouvernement, 3 septembre 2020), https://www.economie.gouv.fr/files/files/directions_services/plan-de-relance/annexe-fiche-mesures.pdf.

⁷² Tony Vuillemin, « Les consommations d’énergie dans l’industrie en 2019 », Insee Résultats (INSEE, 18 juin 2021), <https://www.insee.fr/fr/statistiques/4992678?sommaire=5393592#graphique-figure6>.

Pour les industriels, la transition vers des solutions électriques semble difficile sur le plan technique. Selon une étude de l'ADEME réalisée en 2013, seuls 18% des procédés thermiques de l'industrie française pourraient être convertis en procédés électriques. Toutefois cette étude repose sur des hypothèses fortes car elle ne prend pas en compte les éventuelles innovations de rupture et part du principe que si l'électricité n'occupe pas plus de 1% des parts de marché du procédé en question, celui-ci n'est pas électrifiable⁷³. Ainsi, des progrès en matière de recherche et développement sont à effectuer.

2.2 LE NUCLÉAIRE : UNE AUTONOMIE RELATIVE, UN ATOUT POUR LA SOUTENABILITÉ DU RÉSEAU ET DES DIFFICULTÉS POUR PASSER LA POINTE

2.2.1 GÉOPOLITIQUE : LE NUCLÉAIRE PERMET À LA FRANCE DE BÉNÉFICIER D'UNE RELATIVE INDÉPENDANCE STRATÉGIQUE

L'énergie nucléaire permet à la France de bénéficier d'une relative indépendance stratégique. La sécurité d'approvisionnement du combustible est facilitée par le très haut potentiel énergétique de l'uranium par rapport aux autres vecteurs fossiles, ainsi que par les technologies de réemploi. Un kilogramme d'uranium naturel permet de produire environ 500 000 mégajoules (MJ) dans un réacteur conventionnel, contre 49 MJ pour la combustion d'un kilogramme de gaz naturel et 45 MJ pour un kilogramme de pétrole. De cette manière, le stock dont dispose EDF lui permet de faire fonctionner ses centrales pendant quatre ans environ sans importations⁷⁴ et les réserves mondiales d'uranium identifiées permettrait d'assurer les approvisionnements pendant 80 ans.

Le nucléaire permet à la France d'être le premier exportateur d'électricité en Europe. La France a un solde net exportateur d'électricité de 63 TWh d'électricité en 2018, pour un bénéfice de 2,8 milliards d'€⁷⁵. Ainsi, le nucléaire contribue à la réduction du déficit de la balance commerciale de la France, pour 11% environ.

⁷³ Bruno Millet, Antoine Monnet, et Tindaro Siragusano, « Première analyse du potentiel technique d'électrification des procédés industriels thermiques par des technologies matures » (Angers: ADEME, CEREN, EDF, GRDF, juin 2020), https://librairie.ademe.fr/cadic/105/electrification-procedes-industriels-france_2020_synthese.pdf.

⁷⁴ Ministère de la Transition écologique, « Programmation pluriannuelle de l'énergie 2019-2023 » (Ministère de la Transition écologique, 21 avril 2020), 196.

⁷⁵ Nicolas Riedinger, « Chiffres clés de l'énergie » (Ministère de la Transition écologique et solidaire, septembre 2020), https://www.statistiques.developpement-durable.gouv.fr/sites/default/files/2020-11/datalab_70_chiffres_cles_energie_edition_2020_septembre2020_1.pdf.

2.2.2 SOUTENABILITÉ DU RÉSEAU : LE NUCLÉAIRE EST UN ÉNERGIE DE BASE, PARTIELLEMENT MODULABLE MAIS NON STOCKABLE

Le nucléaire permet une production prévisible, partiellement modulable et non-directement stockable d'électricité, ce qui est globalement favorable à la soutenabilité du réseau. Les centrales nucléaires fonctionnant en continu, elles présentent un « facteur de charge », c'est-à-dire le rapport entre la puissance installée et puissance délivrée, particulièrement avantageux, de l'ordre de 70% en 2019⁷⁶. A l'heure actuelle, les réacteurs français ont la capacité de faire varier le niveau de production de 0,5% de leur puissance nominale par minute⁷⁷, soit 12 000 MW par heure à l'échelle du parc⁷⁸, permettant ainsi de pallier certaines variations de demande au sein d'une même journée.

Le nucléaire est insuffisant à lui-seul pour assurer la pointe de demande hivernale puisque l'électricité produite n'est pas stockable. Le nucléaire est une énergie de base : les coûts d'investissement sont extrêmement élevés tandis que les coût de fonctionnement sont relativement modestes. Ainsi, les centrales doivent fonctionner en permanence pour être efficaces et toute surcapacité serait coûteuse. Le niveau maximal d'électricité appelée à ce jour est de 102 GW pendant l'hiver 2012⁷⁹. En considérant les 26 GW de puissance installée des barrages hydroélectriques et en postulant que l'ensemble du parc nucléaire puisse fonctionner à 100% de sa puissance sans qu'il soit nécessaire de remplacer les réacteurs actuels d'ancienne génération, il faudrait 15 GW de puissance installée en plus, soit environ 10 EPR de la taille de celui de Flamanville-3 pour passer la pointe hivernale de 2012⁸⁰. Cela représente un coût d'investissement de 83 milliards d'€ en considérant une baisse de 30% du prix par gain d'expérience. Techniquement, le nucléaire constitue une énergie intéressante pour la base et partiellement pour s'adapter aux variations de consommation. L'utiliser pour les pics de consommation serait économiquement absurde.

⁷⁶ « Bilan électrique 2019 » (RTE, 2020), <https://bilan-electrique-2019.rte-france.com/synthese-les-faits-marquants-de-2019/>.

⁷⁷ Camille Cany, « Interactions entre énergie nucléaire et énergies renouvelables variables dans la transition énergétique en France : adaptations du parc électrique vers plus de flexibilité » (Châtenay-Malabry, Université Paris Saclay (COMUE), 2017), 79, <https://tel.archives-ouvertes.fr/tel-01509918/document>.

⁷⁸ En comptant une disponibilité de 80% du parc nucléaire dont 80% participe au suivi de système.

⁷⁹ Ministère de la Transition écologique, « Sécurité d'approvisionnement en électricité », 19 mai 2021, <https://www.ecologie.gouv.fr/securite-dapprovisionnement-en-electricite>.

⁸⁰ Ministère de la Transition écologique.

2.3 LES ENR : UNE INDÉPENDANCE DES SOURCES MAIS UN ENJEU MAJEUR POUR LE RÉSEAU

2.3.1 GÉOPOLITIQUE : LES ENR FATALES ONT UN EFFET MITIGÉ SUR L'INDÉPENDANCE STRATÉGIQUE

Sur le plan industriel, les filières EnR étrangères sont plus compétitives que les filières françaises. Selon l'enquête de la Cour des comptes, la balance commerciale liée aux équipements EnR est structurellement déficitaire, en moyenne de 1,1 milliard d'€ entre 2009 et 2016⁸¹. Le prix de vente au client et par extension la compétitivité de l'industrie française et le pouvoir d'achat des ménages ont été privilégiés par les pouvoirs publics au détriment de la constitution d'une filière en France. La dépendance à l'étranger résulte aussi de l'absence des ressources naturelles nécessaires à la fabrication des modules EnR, particulièrement pour les éoliennes marines. Certains aimants nécessaires à la fabrication des turbines éoliennes en mer sont produits grâce à des matériaux dont la Chine opère 86% de la production mondiale⁸².

La dépendance industrielle de la France impacte les phases d'installation des équipements mais pas la fourniture quotidienne d'énergie. Un embargo sur les matériaux limiterait le développement de la filière et son renouvellement mais ne mettrait pas en péril l'activité quotidienne, comme cela peut être le cas pour certaines énergies fossiles (pétrole et gaz par exemple). L'effet géopolitique du déploiement des EnR dépend donc des énergies auxquelles elles se substituent.

2.3.2 SOUTENABILITÉ DU RÉSEAU : LES ENR ÉOLIENNES ET SOLAIRES SONT UNE ÉNERGIE NON STOCKABLE ET NON MODULABLE

Le principal défaut des EnR est leur intermittence et donc le déphasage qui peut se créer entre l'offre et la demande, pesant alors sur le réseau. Leur développement à très grande échelle nécessiterait la multiplication des solutions de stockage et/ou de pilotage de la demande. Les défauts des EnR fatales sont plus préjudiciables pour l'éolien terrestre et le solaire PV, moins pour l'éolien en mer :

- **L'éolien terrestre et le solaire PV ont des facteurs de charge peu élevés qui rend les solutions de stockage nécessaires en cas de généralisation.** L'éolien terrestre et le solaire ont des facteurs de charge faibles : respectivement 30% et 15% et devront être associés à des solutions de stockage de l'électricité à l'image du *power-to-gas*, des stations de pompage ou des batteries électriques, en outre du foisonnement. Les technologies de stockage sont pour le moment onéreuses. Par exemple, sur la chaîne électricité – hydrogène – électricité, le rendement est compris entre 25 et 30% avec les équipements actuels hors chaleur⁸³. En cas de production

⁸¹ Lafon et al., « Le soutien aux énergies renouvelables », 36.

⁸² ADEME, « Terres rares, énergies renouvelables et stockage d'énergie », octobre 2020.

⁸³ ADEME, « Rendement de la chaîne hydrogène » (ADEME, janvier 2020),

https://www.connaissancesdesenergies.org/sites/default/files/pdf-pt-vue/rendement-chaine-h2_fiche-technique-02-2020.pdf.

d'électricité et de chaleur (lorsque la chaleur dégagée pour produire l'électricité est récupérée), l'efficacité est plus grande, avec un rendement compris entre 48 et 62%. Néanmoins ces rendements doivent être mis au regard de la valeur de l'électricité stockée en période de pénurie, couramment estimée à plusieurs milliers d'euros. Des innovations en cours, comme les électrolyseurs haute température Genvia, font espérer une hausse considérable des rendements.

- **L'éolien en mer est plus avantageux car son fonctionnement est plus régulier.** L'éolien en mer bénéficie d'un facteur de charge plus efficient : 47%⁸⁴. Cet avantage s'explique par le fait que les éoliennes en mer ont des pales plus grandes et sont situées dans des endroits où les vents sont plus forts et plus réguliers.

IMPORTER OU MODULER LA CONSOMMATION POUR COMPENSER L'INTERMITTENCE ?

Les risques liés à la sécurité d'approvisionnement imposent l'ouverture d'un débat de société sur les moyens de l'assurer. Le passage de la consommation de pointe nécessitera le développement de solutions de flexibilité et d'adaptation du réseau, avec des conséquences potentielles sur le confort des usagers ou le fonctionnement des entreprises. Quatre solutions existent.

Premièrement, les différentes programmations énergétiques tablent sur les importations de l'étranger pour combler les besoins⁸⁵. Il s'agit de profiter du phénomène de « foisonnement » des EnR au niveau européen, en important par exemple de l'électricité éolienne d'Allemagne lorsque les vents faiblissent en France, *via* les interconnexions d'électricité. Deuxièmement, les gestionnaires du réseau pourraient développer « l'effacement », c'est-à-dire payer certains grands consommateurs d'électricité, à l'image des industries, pour qu'ils cessent de consommer et réduisent la tension sur le réseau. Troisièmement, l'effort pourrait venir des consommateurs qui accepteraient par exemple de chauffer leur logement moins fort, en passant de 20°C à 18 ou 19°C, ou de piloter précisément leur consommation, en chargeant par exemple leurs véhicules électriques à certains horaires. Quatrièmement, les effets de la hausse de la demande électrique pourraient être internalisés par le marché, *via* la hausse du prix pour les particuliers. Lorsque le prix au kWh augmente de 1,0%, la consommation diminue de 0,8%⁸⁶. Ainsi, pour éviter le *blackout*, les gestionnaires de réseaux pourraient élever les prix pour provoquer une baisse de consommation compatible avec la sécurité du réseau.

⁸⁴ Haeusler et al., « Coûts des énergies renouvelables et de récupération », 38.

⁸⁵ Ministère de la Transition écologique, « PPE 2019-2023 », 180.

⁸⁶ Stéphane Auray, Vincenzo Caponi, et Benoît Ravel, « Price Elasticity of Electricity Demand in France », *Economie et Statistique / Economics and Statistics*, n° 513 (17 avril 2020): 91-103, <https://doi.org/10.24187/ecostat.2019.513.2002>.

2.4 LE BIOMÉTHANE : UN DOUBLE DIVIDENDE À LA FOIS GÉOPOLITIQUE ET POUR PASSER LES POINTES DE CONSOMMATION

2.4.1 GÉOPOLITIQUE : LE BIOMÉTHANE PERMET DE RENFORCER L'INDÉPENDANCE STRATÉGIQUE

L'exploitation du biométhane permettra de renforcer l'indépendance énergétique de la France puisque la totalité du gisement serait située sur le territoire national. Dans la mesure où les composés organiques nécessaires à la production de méthane sont produits en France, les importations de gaz naturel diminueraient d'autant, libérant ainsi le pays de certaines contraintes.

La France dispose d'un puissant potentiel de biométhane : 56 TWh en 2030 et jusqu'à 193 TWh à long terme. L'Hexagone constitue ainsi le premier réservoir de biométhane potentiel en Europe, devant l'Allemagne et l'Espagne. A titre d'information, la PPE projette une exploitation de 32 TWh en 2030, dont la part injectée sur les réseaux représenterait alors 10% de la consommation de gaz en France. Le gisement de biométhane est constitué des effluents d'élevage, des déchets ménagers organiques et potentiellement de cultures intermédiaires à vocation énergétique (CIVE) à l'image du seigle, de l'avoine, de la phacélie ou des tournesols. En exploitant au maximum le potentiel de recyclage de déchets à structure d'élevage et d'agriculture inchangée, le potentiel français pourrait s'élever à 193 TWh au maximum⁸⁷ sans concurrencer les cultures à vocation alimentaire.

2.4.2 SOUTENABILITÉ DU RÉSEAU : LE BIOMÉTHANE A LES AVANTAGES DU GAZ POUR PASSER LES POINTES ET POUR LES TRANSPORTS LOURDS

Le biométhane constitue une source d'énergie qui a vocation à remplacer les usages actuels du gaz naturel. Son gisement étant inférieur à celui du gaz naturel, il conviendrait de l'utiliser en priorité là où son caractère stockable a le plus d'intérêt pour la soutenabilité du réseau.

- **Le biométhane pourrait servir de vecteur de stockage d'énergie pour être restituée sous forme de chauffage ou d'électricité lors de la pointe.** Dans le bâtiment résidentiel ou tertiaire, le biométhane permettrait de conserver les chaudières actuelles, éventuellement en les complétant d'une pompe à chaleur air – eau, minimisant ainsi le coût de la transition en termes de nouveaux matériels. Ainsi, aucun coût de transition n'est à prévoir : les molécules de biométhane et de méthane sous la forme de gaz naturel sont les mêmes. De cette manière, les

⁸⁷ Guillaume Bastide, « Estimation des gisements potentiels de substrats utilisables en méthanisation » (ADEME, avril 2013), https://www.ademe.fr/sites/default/files/assets/documents/20140519_gisements-substrats-methanisation.pdf.

En prenant en compte la 2G, les évaluations d'Engie montent à 241 TWh avec les hypothèses les plus fortes d'exploitation forestière et de cultures intermédiaires.

équipements existants pourront toujours être utilisés, mais leur utilisation n'émettra plus de gaz carbonique.

- **Le biométhane est utile pour le transport, en particulier le transport lourd.** Dans les transports lourds, la conversion au biométhane permettrait de décarboner le secteur en minimisant les coûts de transition. Dans le transport maritime, la transition vers le biométhane liquéfié (bio GNL) et à terme le e-GNL permettrait de conserver les actifs existants donc de minimiser les coûts d'investissement dans la transition. Par exemple, les terminaux méthaniers et les turbines installées pour fonctionner au gaz naturel peuvent directement accueillir le biométhane. Cet avantage est décisif pour respecter l'objectif « zéro émission nette » d'ici 30 ans puisque les actifs du secteur, c'est-à-dire les navires porte-conteneurs et les infrastructures de réseau s'amortissent sur plus de 20 ans.

2.5 L'HYDROGÈNE : UN IMPACT STRATÉGIQUE QUI DÉPENDRA DES CHOIX DE FILIÈRES

2.5.1 GÉOPOLITIQUE : SELON SON MODE DE PRODUCTION, L'HYDROGÈNE CONTRIBUERA PLUS OU MOINS À L'INDÉPENDANCE STRATÉGIQUE

Le développement de l'hydrogène et de ses usages suppose un arbitrage entre les coûts pour l'industrie et l'indépendance énergétique. La fourniture d'hydrogène décarboné soulève un débat qui appelle un arbitrage économique et politique. A cet égard, deux logiques s'affrontent. La combinaison des deux solutions pourrait constituer un compromis coût - sécurité optimal.

- **Si la priorité était accordée aux prix de l'énergie pour l'industrie et les ménages, l'importation d'hydrogène pourrait être plus pertinente que la production sur le territoire national.** Les pays du sud de la Méditerranée et du Moyen-Orient bénéficient d'un avantage absolu sur la France en matière de production d'hydrogène vert : l'ensoleillement est quasi-permanent, ce qui permet de bénéficier d'une électricité à prix extrêmement faible. Ainsi, les importations d'hydrogène produit par électrolyse pourraient s'avérer plus compétitives que la production en France.⁸⁸ Comme pour le gaz ou le pétrole, la France se trouverait dans un état de dépendance et sujette à des décisions politiques de la part des États exportateurs, à l'image de la décision des pays exportateurs de pétrole de multiplier les prix par quatre en 1973. Seulement, les pays disposant d'un fort ensoleillement et de vents réguliers sont potentiellement plus nombreux que ceux ayant de vastes réserves d'hydrocarbures, il serait ainsi plus facile de répartir les risques et de limiter la dépendance.
- **Si la priorité était accordée à l'indépendance énergétique, la structuration d'une filière nationale serait l'option la plus pertinente, au prix toutefois d'une possible hausse des coûts pour l'industrie.** Cette solution pourrait créer de la valeur ajoutée en France mais aussi se répercuter par une hausse des prix pour l'industrie, le transport et les ménages, dégradant

⁸⁸ Les projections dépendent à ce jour des hypothèses retenues, voir les évaluations de l'ADEME présentées en section 1.4.

ainsi la compétitivité de l'économie. Cet effet serait d'autant plus fort si les voisins de la France prenaient la décision d'importer de l'étranger : la compétitivité de l'économie subirait ainsi un désavantage par rapport à l'Allemagne par exemple, avec des effets négatifs sur l'emploi et la croissance. La stratégie de ce pays repose en grande partie sur les importations : sur 9 milliards d'€ d'investissement dans le plan hydrogène, 2 milliards sont consacrés à la sécurisation des importations en provenance de l'Angola, de l'Arabie saoudite, du Chili ou de l'Australie⁸⁹.

2.5.2 SOUTENABILITÉ DU RÉSEAU : L'HYDROGÈNE EST STOCKABLE

L'hydrogène bénéficie des avantages physiques du gaz, c'est-à-dire la stockabilité. Il peut en priorité servir à décarboner l'industrie, à fabriquer d'autres gaz à usages multiples comme le e-kérosène pour l'aviation ou encore à être utilisé dans les transports lourds via des piles à combustible. Le modèle économique de l'injection inter saisonnière sur les réseaux sous forme d'électricité est encore en débat.

- **L'hydrogène est un bon vecteur pour décarboner l'industrie.** L'hydrogène dispose d'un potentiel énergétique particulièrement élevé. Par exemple, un kilogramme de ce gaz contient autant d'énergie que trois kilogrammes de gazole. Cette propriété en fait un carburant intéressant pour les procédés industriels exigeant une chaleur élevée. Toutefois, ce potentiel énergétique est contrebalancé par un défaut majeur puisque le gaz est léger et volatil. Ainsi, il faut 4,6 litres d'hydrogène comprimé pour stocker une énergie équivalente à un litre d'essence. La verrerie, la métallurgie ou la chimie fine sont des industries pour lesquelles l'hydrogène vert est prometteur, avec plusieurs projets de démonstration en cours, à l'image de Vercane, pour décarboner la production de verre.
- **L'hydrogène peut servir de vecteur pour la fabrication d'autres gaz aux usages multiples.** L'hydrogène résultant de l'électrolyse de l'eau peut être converti en méthane, en méthanol ou en ammoniac de synthèse. Ces vecteurs énergétiques peuvent être employés de la même manière que ceux qui sont extraits naturellement, disposent des mêmes propriétés physiques et entrent dans les mêmes procédés techniques. Les transports très lourds à l'image du fret maritime ou de l'aviation long-courrier pourraient ainsi être alimentés par des carburants de synthèse à l'image du e-kérosène ou du e-GNL. Le prix de ces produits synthétiques dépend notamment du coût de l'électricité et une partie de l'énergie se perd à chaque transformation.
- **L'hydrogène est particulièrement indiqué pour le transport routier lourd, à travers les piles à combustibles.** Selon une étude du cabinet Roland Berger, d'ici 2030, le coût de transport par camion hydrogène pourrait s'élever à 4,0 centimes d'€ par tonne de marchandise par kilomètre contre 4,3 centimes pour le diesel⁹⁰. 110 000 camions à pile pourraient circuler en Europe à cette échéance pour une économie de 11 millions de tonnes de CO₂⁹¹. Cette montée en puissance n'est possible qu'à plusieurs conditions : harmonisation des normes techniques et intensification des soutiens à la recherche, au développement et à l'industrialisation.
- **L'injection d'électricité dans les réseaux est en phase de recherche avec des prix encore en débat pour du stockage massif inter saisonnier.** Selon le Bureau de recherche géologique et minière (BRGM), le stockage massif d'hydrogène en cavité saline puis sa restitution sous

⁸⁹ Étienne Oudot de Dainville, « Quelles stratégies allemandes pour l'hydrogène vert ? », décembre 2020.

⁹⁰ Yvonne Ruf et al., « Fuel Cells Hydrogen Trucks » (Roland Berger, décembre 2020), 132, https://www.fch.europa.eu/sites/default/files/FCH%20Docs/201211%20FCH%20HDT%20-%20Study%20Report_final_vs.pdf.

⁹¹ Ruf et al., 171.

forme d'électricité coûterait entre 700 et 800 €/MWh⁹². D'autres travaux ont calculé un coût d'investissement inférieur à celui des batteries⁹³ et un prix de revente minimal de l'hydrogène ou de l'électricité à 250 €/MWh pour être soutenable⁹⁴. Les évaluations du coût de stockage, des pertes d'énergie et de la décharge varient considérablement selon les acteurs, allant de 25 à 350 €/MWh⁹⁵.

⁹² BRGM, « Le stockage massif des vecteurs énergétiques fluides dans le concept EMO » (BRGM, 1 décembre 2016), 19, https://www.asprom.com/stockage_energie/burnol.pdf.

⁹³ Franz Lahaie, Philippe Gombert, Céline Boudet, « Le stockage souterrain dans le contexte de la transition énergétique », Imeris, p.23,

<https://www.ineris.fr/sites/ineris.fr/files/contribution/Documents/pr%C3%A9sentation-ineris-dref-stockages-souterrains-061216-version-pdf-1481205903.pdf>

Le coût d'investissement est donné par kWh avec une fourchette allant de 8 à 11 € pour l'hydrogène en cavité saline.

⁹⁴ Isabelle Thénevin, Faouzi Hadj-Hassen et al. « Stockage d'hydrogène en cavités salines », Mines de Paris, 2018, p.29,

https://mig.minesparis.psl.eu/wp-content/uploads/2019/01/MIG2018_H2_STOCKAGE.pdf

⁹⁵ Données Engie pour la borne basse et BRGM pour la borne haute.

3. LA FAISABILITÉ : L'OPPOSITION POLITIQUE ET LES CHANGEMENTS DE COMPORTEMENTS

Outre le coût net de la tonne de carbone évitée et la sécurité d’approvisionnement, un troisième critère doit entrer en ligne de compte pour arbitrer entre les sources d’énergie : la faisabilité socio-politique. Une conduite technico – économique de la transition énergétique crée deux risques majeurs : l’opposition politique et le détournement comportemental. Une technologie qui ne nécessite pas de changements majeurs de comportements et de déploiement considérable d’infrastructure peut ainsi être jugée plus réaliste que sa concurrente, même en étant plus onéreuse.

Une analyse énergie par énergie laisse entrevoir que la plupart des sources sont soumises à des critiques politiques : le risque pour le nucléaire, l’esthétique pour l’éolien terrestre et en mer, l’impact au sol pour le photovoltaïque et l’odeur pour le biométhane. En termes d’usage, les risques d’effet rebond apparaissent : les ménages décident régulièrement de monter le chauffage après une rénovation thermique ou de s’équiper d’un véhicule plus lourd suite aux économies d’énergie des moteurs. Dans le chauffage ou les transports, le recours à un gaz décarboné plutôt qu’à une électrification totale pourrait ainsi être plus viable.

3.1 THÉORIE : INTÉGRER LE RISQUE SOCIO-POLITIQUE DANS L’ARBITRAGE ENTRE TECHNOLOGIES

3.1.1 LA TRANSITION ÉNERGÉTIQUE EST CARACTÉRISÉE PAR DEUX ÉLÉMENTS QUI COMPLIQUENT SA CONDUITE : L’AMPLEUR ET LA VITESSE DU CHANGEMENT

L’ampleur de la transition énergétique et la vitesse annoncée par les gouvernements en font un événement de politique publique probablement unique dans l’histoire. La transition énergétique constitue un changement de paradigme : il ne s’agit pas d’effectuer des progrès en matière de décarbonation, mais de faire des émissions de carbone le cœur de la réflexion économique, politique et sociale, rompant ainsi avec la logique portée par la Révolution industrielle de la fin du XVIII^e siècle.

Eu égard à l’ampleur de la mutation, l’échéancier fixé par les Accords de Paris, à savoir zéro émission en 2050, est particulièrement serré. A titre d’exemple, conduire le programme électronucléaire à la suite du choc pétrolier de 1974 a nécessité 20 ans. A l’époque, le contexte économique et politique était plus simple pour mettre en œuvre une telle décision : le rôle de direction de l’État dans l’économie était plus grand, le taux de croissance moyen était supérieur à 2% par an, la dette publique était inférieure à 60% du PIB et les citoyens avaient moins de moyens contentieux pour s’opposer aux projets. Aujourd’hui, l’État a perdu une part de ses moyens techniques, la stagnation de la production et le niveau de dette rendent chaque choix plus difficile au regard de la contrainte budgétaire et le droit de recours s’est élargi.

3.1.2 LA CONDUITE TECHNICO-ÉCONOMIQUE DE LA TRANSITION CRÉE DEUX RISQUES MAJEURS : LE REJET POLITIQUE ET LE DÉPHASAGE COMPORTEMENTAL

La conduite de la transition énergétique est principalement pensée à ce jour sous un angle technico-économique, ce qui induit deux risques majeurs : le rejet politique et les évolutions comportementales. La majorité des plans reposent sur une analyse des technologies disponibles ou possiblement disponibles durant les prochaines décennies et sur une évaluation de leurs coûts. Seulement, l'ampleur du changement nécessite de mieux appréhender l'acceptabilité sociale des nouvelles incitations économiques, et les comportements qui suivront réellement ces incitations.

- **Le risque d'opposition politique à la transition énergétique s'est révélé au grand jour avec les manifestations des « bonnets rouges » et la crise des « gilets jaunes » en France.** Le déploiement d'une taxe carbone avait été pensé dans une logique technico-économique, se basant notamment sur les élasticités entre les prix du carburant et les km parcourus. La hausse des prix de l'essence impose ainsi aux ménages de changer leurs comportements de consommation et d'utiliser moins la voiture. A moins de s'équiper d'un véhicule plus onéreux et moins consommateur. Seulement, outre les réponses en termes de modification d'organisation quotidienne ou de changement de véhicule, une autre réaction était possible : le rejet de la réforme. Dans le même esprit, nombre de projets actuels de transition énergétique font ainsi face à des oppositions locales ou nationales.
- **Le risque comportemental se manifeste dans les modes de vie quotidien.** Les plans de transition énergétiques prévoient que les incitations économiques vont fonctionner et que les ménages ayant rénové leur maison en profiteront pour réduire la facture énergétique, que les prix de l'essence augmentant, ils adopteront une voiture électrique, ou encore que les prix de l'électricité aux heures pleines explosant, ils chargeront leur véhicule la nuit. Dans tous ces cas de figure, la politique publique postule que les ménages répondront à l'incitation financière et ne choisiront pas un autre comportement. Seulement, les exemples d'achat de véhicules de plus en plus lourds⁹⁶, de conduite plus consommatrices d'énergie que prévu⁹⁷ ou encore de ménages qui montent le chauffage après une rénovation thermique⁹⁸ laissent penser que les décisions s'écartent souvent des prévisions initiales.

3.1.3 LES DIFFICULTÉS SOCIO-POLITIQUES DE LA TRANSITION INVITENT À PRIVILÉGIER LES TECHNOLOGIES QUI INDUISENT LE MOINS DE CHANGEMENTS DE COMPORTEMENTS

La réussite de la transition énergétique dépend notamment de l'encastrement des innovations dans les valeurs collectives et les relations sociales. Toute institution efficace repose à la fois sur un

⁹⁶ Les ventes de SUV ont été multipliées par 4 entre 2001 et 2008 d'après l'ICCT.

⁹⁷ Entre 2001 et 2017, les émissions de CO₂ des voitures neuves mesurées en laboratoire, lors des tests d'homologation, ont baissé de 30 % quand, en conditions de conduite réelle, elles n'ont diminué que de 10 %. Voir Nicolas Meilhan, *Comment faire enfin baisser les émissions de CO₂ des voitures*, France Stratégie, 2019.

⁹⁸ Centre d'analyse stratégique, *Comment limiter l'effet rebond des politiques d'efficacité énergétique dans le logement ?*, 2013.

mécanisme de production matériel et sur un récit qui permet aux individus de coopérer⁹⁹. La faiblesse des récits actuels sur la transition énergétique a été soulevée par certains militants, arguant qu'il fallait créer des imaginaires pour réussir la transition¹⁰⁰. Les travaux de sociologie économique montrent que le succès ou l'échec d'une innovation dépend notamment de son accord avec les représentations collectives. A titre d'exemple, les assurances vies constituaient un échec tant qu'elles étaient vues comme une spéculation sur la mort et se sont développées considérablement une fois considérées comme un comportement préventif pour protéger sa famille¹⁰¹.

Entre les différentes technologies possibles, la priorité doit être donnée à celles qui nécessitent peu de changement de comportements des acteurs. Une mutation menée en dix ans qui nécessiterait que les individus modifient leurs comportements de départ en vacances, de rythme de transport ou d'interactions sociales porte un risque fort de rejet. Lorsque ces évolutions sont indispensables, il convient d'intégrer dans la feuille de route et dans le choix des technologies une temporalité sociologiquement soutenable. Lorsque d'autres techniques, potentiellement plus onéreuses, permettent de décarboner sans changer les modes de vie à court terme, elles doivent être prioritaires. A ce titre, une plus grande neutralité technologique de l'État et de l'UE pourrait être souhaitable dans les transports¹⁰².

3.2 L'ACCEPTABILITÉ SOCIALE DES ÉNERGIES : À CHAQUE SOURCE SES CRITIQUES

3.2.1 LE NUCLÉAIRE NOUVEAU SOULÈVE LES CRITIQUES TRADITIONNELLES EN MATIÈRE DE SÉCURITÉ

La question de la sécurité est au cœur des critiques entourant le développement du nucléaire. Cette critique concerne à la fois le fonctionnement des réacteurs et la gestion des déchets radioactifs :

- **Le fonctionnement des réacteurs implique une réaction nucléaire émettant de la radioactivité qui suscite l'inquiétude de certains Français.** La radioactivité est un phénomène invisible, scientifiquement difficile à comprendre et soulevant des enjeux de santé publique. Ces éléments constituent les moteurs de ce que le sociologue Ulrich Beck a appelé la « société du risque¹⁰³ ». La complexification du système économique et industriel provoque une perte de confiance du grand public dans la rationalité scientifique et technique¹⁰⁴. Ainsi, il suffit qu'un risque soit ressenti pour qu'il soit considéré comme réel. Ces ressentis sont en décalage avec les analyses des institutions de référence. Selon le Comité scientifique des Nations unies pour l'étude des effets des rayonnements ionisants (UNSCEAR) aucune hausse

⁹⁹ Maurice Godelier, *La Part idéale du réel. Essai sur l'idéologique*, L'homme, 1978

¹⁰⁰ Cyril Dion, *Petit manuel de résistance contemporaine*, Actes Sud, 2018

¹⁰¹ Viviana Zelizer, *Morals and markets*, 1979

¹⁰² Asterès, *Pour une neutralité technologique de l'État – Le cas des motorisations automobiles*, 2017.

¹⁰³ Ulrich Beck, *La société du risque: sur la voie d'une autre modernité*, 2015.

¹⁰⁴ Vincent Boissonnat, « Notes de lecture », *Revue française des affaires sociales* 1, n° 2 (2002): 211, <https://doi.org/10.3917/rfas.022.0211>.

de l'incidence de cancers n'a été observée à la suite de la catastrophe de Fukushima, ni parmi les salariés de la centrale, ni parmi la population riveraine¹⁰⁵.

- **La gestion des déchets radioactifs soulève des questions, notamment sur l'enfouissement.** 73% des Français estiment que le sujet des déchets reste un argument défavorable au nucléaire¹⁰⁶. La réaction de fission entraîne la production de déchets dont 8% environ ne sont pas recyclables et doivent être stockés dans l'usine de retraitement de la Hague. Le projet de construction d'un site d'enfouissement de Cigéo à Bure dans la Meuse acté par la loi en 2006¹⁰⁷ a été plusieurs fois reporté à la suite de l'opposition de riverains et d'associations antinucléaires.

Le potentiel de création de nouveaux EPR est limité en raison des contraintes en matière de refroidissement des centrales. Les réacteurs EPR ne peuvent être refroidis que par d'importants volumes d'eau, et donc plutôt d'eau de mer. Ainsi, le potentiel d'installation est limité aux centrales déjà existantes, au bord de l'Atlantique, de la Manche ou de la mer du Nord, c'est-à-dire à Blayais, Paluel, Penly et Gravelines, le site de Flamanville étant déjà occupé. Si de nouveaux sites en bord de mer étaient sélectionnés, le manque d'acceptabilité sociale pourrait venir alimenter des procédures juridiques et ralentir la conduite des projets.

3.2.2 LES ENR FATALES SOUFFRENT D'UN REJET VISUEL

L'une des principales limites des EnR résulte de l'opposition des populations aux installations de nouveaux dispositifs. Le manque d'acceptabilité sociale concerne principalement les éoliennes terrestres et marines et secondairement le solaire photovoltaïque.

- **L'esthétique des éoliennes provoque de vifs débats.** Les éoliennes en mer sont visibles à plus de 15 kilomètres des côtes et le parc éolien de Dieppe – Le Tréport sera visible de la commune de Berck-sur-Mer dans le département du Pas-de-Calais jusqu'à la commune de Saint-Valéry-en-Caux dans le département de la Seine-Maritime¹⁰⁸. Les deux communes sont séparées d'une distance de 86 kilomètres. L'installation d'éoliennes provoque de vifs débats entre partisans du strict impératif énergétique et écologique et partisans de la qualité des paysages.
- **En raison d'une faible efficacité du rapport énergie produite/surface au sol, l'extension des capacités EnR nécessitera de démultiplier leur nombre.** Les sites les plus éloignés des zones densément peuplées étant déjà exploités, il sera de plus en plus difficile d'installer une unité de production supplémentaire. Aujourd'hui, la production d'électricité occupe 37 000 hectares de terres en France. Selon les hypothèses de mix de production projetées par RTE dans son bilan prévisionnel pour 2050, la surface serait multipliée par quatre ou cinq. Ainsi, en ordre de grandeur, un réacteur nucléaire de 1 000 MW de puissance installée équivaut à 500 éoliennes terrestres, à 167 éoliennes en mer ou à 5 à 6 millions de m² de panneaux solaires¹⁰⁹.

¹⁰⁵ « UNSCEAR 2020 Report », 2020,

https://www.unscear.org/docs/publications/2020/UNSCEAR_2020_AnnexB_AdvanceCopy.pdf.

¹⁰⁶ Odoxa, « Retour de flamme des Français en faveur du nucléaire », <http://www.odoxa.fr/sondage/retour-de-flamme-francais-faveur-nucleaire/>.

¹⁰⁷ Loi n°2006-739 du 28 juin 2006 de programme relative à la gestion durable des matières et déchets radioactifs, <https://www.legifrance.gouv.fr/jorf/id/JORFTEXT000000240700>.

¹⁰⁸ Commission nationale du débat public, Parc éolien en mer de Dieppe – Le Tréport, <https://cpdp.debatpublic.fr/cdpd-eolienmer-pdll/taille-eoliennes-visibilite.html>.

¹⁰⁹ Reyne, « Bilan quantitatif des modes de production d'énergie électrique », 2 février 2014, <https://www.irdeme.org/Bilan-quantitatif-des-modes-de-production-d-energie-electrique>.

3.2.3 LE BIOMÉTHANE EST CRITIQUÉ POUR SA GÊNE OLFRACTIVE

Le développement des méthaniseurs nécessaires à la production de biométhane suscite parfois l'opposition des riverains mais aussi de certains mouvements agricoles. Les méthaniseurs suscitent deux types de critique : les désagréments olfactifs et visuels du fait des installations d'une part, et la controverse à propos de l'utilisation d'espaces agricoles pour la production d'énergie d'autre part :

- **Les méthaniseurs peuvent dégager des odeurs désagréables lorsqu'ils sont installés sur des sites éloignés des fermes.** Ces odeurs sont liées au transport des effluents d'élevage vers les sites de transformation en gaz, ainsi que leur stockage. Lorsque les équipements sont installés directement sur le terrain de la ferme, ce problème est moins vif.
- **La culture de plantes énergétiques, même de manière marginale, suscite l'opposition de mouvements défendant l'agriculture paysanne.** La méthanisation peut nécessiter l'introduction marginale de cultures dédiées à la production d'énergie, dans une limite de 15% fixée par la loi. Ce besoin suscite la critique des organisations agricoles étant par principe opposées à ce que des produits agricoles aient une autre fin que l'alimentation. A l'inverse, les défenseurs de la méthanisation arguent que du Moyen-Âge au XX^{ème} siècle, environ 15% des cultures était consacré à l'alimentation des chevaux, servant ainsi au transport et aux travaux.

3.3 LE RISQUE COMPORTEMENTAL : DES DOUTES DANS LE TRANSPORT ET LE CHAUFFAGE

3.3.1 LA TRANSITION DANS LES TRANSPORTS SERA PARTICULIÈREMENT DIFFICILE EN RAISON DU RYTHME À TENIR ET DES HABITUDES DES AUTOMOBILISTES

Le secteur des transports doit opérer une rapide transition aboutissant à la disparition des hydrocarbures. En 2019, la consommation induite par les transports individuels et collectifs s'élevait à 140 millions de tonnes équivalent CO₂. Ces émissions sont portées par les moteurs thermiques à essence et au diesel. Selon le ministère de la Transition écologique, sur 38 millions de véhicules en circulation en 2019, 39% roulaient à l'essence, 59% au diesel et 2% seulement *via* une « motorisation alternative », c'est-à-dire de l'électricité, ou un dispositif hybride¹¹⁰. D'ici 2050, l'ensemble des véhicules des particuliers, du transport routier ou du transport de voyageurs et de marchandises par voie maritime ou aérienne devront se convertir aux motorisations ou carburants alternatifs. S'agissant des seules voitures particulières et sans prendre en compte la hausse de la population, près de 1,3 million de véhicules par an devront être changés pour respecter la trajectoire.

¹¹⁰ Ministère de la Transition écologique, « 38,2 millions de voitures en circulation en France », 21 septembre 2020, <https://www.statistiques.developpement-durable.gouv.fr/382-millions-de-voitures-en-circulation-en-france?rubrique=58&dossier=1347>.

Ce rythme de transition pourrait être freiné par plusieurs facteurs, en termes de changement d'habitude des automobilistes mais aussi de résistance aux politiques publiques. Les comportements des automobilistes sont difficiles à changer en raison des habitudes de conduite profondément ancrées et d'acceptation de la fiscalité écologique :

- **La manière actuelle d'utiliser les véhicules électriques relève de l'appoint et non pas de la substitution complète aux véhicules à moteurs thermiques.** Selon une étude effectuée par Enedis, la majorité des utilisateurs d'un véhicule électrique (79%) possède déjà un autre véhicule. La distance moyenne parcourue par jour avec ces véhicules est de 44 km. L'autonomie moyenne est de 257 km¹¹¹. En conséquence, l'usage de la voiture électrique semble complexe pour les longues distances, par exemple les départs en vacances. Ainsi, il pourrait être difficile de substituer totalement le véhicule électrique aux motorisations essence/diesel et les consommateurs pourraient préférer conserver un véhicule thermique pour les longues distances, ou pour éviter les encombrements aux bornes de recharge les jours de pointe sur les aires d'autoroute.
- **Les politiques publiques mises en place pour inciter les ménages à remplacer leur voiture pourrait susciter une puissante opposition politique et sociale.** Les dispositifs imaginés par les gouvernements pour inciter les ménages à modifier leurs comportements de consommation peut susciter de très fortes oppositions, compromettant ainsi l'atteinte des objectifs de décarbonation. L'exemple de la taxe carbone est particulièrement illustratif. Les gouvernements successifs ont pris la décision d'augmenter très rapidement la « contribution climat énergie » (CCE) en la faisant passer de 7 € par tonne de CO₂ en 2014 à 45 € en 2018 et avec un objectif voté de 65 € en 2020. Toutefois, le mouvement des gilets jaunes a enrayé cette montée en puissance et la taxe a été gelée au niveau de 2018. La disposition représentait une hausse de charge équivalent à 1% du revenu des 10% des ménages les plus pauvres, contre 0,3% seulement pour les 10% les plus aisés¹¹².

3.3.2 LA TRANSITION ÉNERGÉTIQUE DU BÂTIMENT REPOSE SUR LES ARBITRAGES DES CONSOMMATEURS

Les émissions induites par le secteur du bâtiment devraient passer de 90 millions de tonnes équivalent CO₂ à 5 millions en 2050, soit une diminution annuelle moyenne de 9%.¹¹³ Les émissions du secteur du bâtiment (résidentiel et tertiaire) sont liées au bouquet énergétique, encore en bonne partie carboné. Les chaudières à gaz dominant, avec un taux d'équipement de 37% pour les logements et de 34% pour les bureaux. Le fioul suit, concernant 15% des logements et 12% des bureaux. Le secteur tertiaire se singularise par le poids du chauffage électrique : 50% de l'ensemble¹¹⁴. Le bâtiment est le

¹¹¹ Enedis, « Enquête comportementale auprès des possesseurs de véhicules électriques » (Enedis, février 2021), <https://www.enedis.fr/sites/default/files/field/documents/enquete-comportementale-possesseurs-de-vehicules-electriques.pdf>. La donnée présentée ici est une moyenne constatée par les propriétaires de véhicules. Les autonomies maximales revendiquées par les constructeurs automobiles atteignent jusqu'à 500 km pour les véhicules les plus chers.

¹¹² Dominique Bureau, Fanny Henriot, et Kateline Schubert, « Pour le climat : une taxe juste, pas juste une taxe » (Conseil d'analyse économique, mars 2019), <https://www.cae-eco.fr/staticfiles/pdf/cae-note050v2.pdf>.

¹¹³ SNBC.

¹¹⁴ Corinne Le Quéré et al., « Rénover mieux : leçons d'Europe » (Haut Conseil pour le climat, novembre 2020), https://www.hautconseilclimat.fr/wp-content/uploads/2020/11/hcc_rapport_renover_mieux_lecons_deurope.pdf.

poste d'émission dont la trajectoire est la plus positive. En poursuivant le tendanciel et sans mesures nouvelles, les émissions seraient ramenées à 40 millions de tonnes équivalent CO₂ en 2050¹¹⁵.

Pour le chauffage, le coût de la rénovation des logements peut être dissuasif et les améliorations apportées être neutralisées par l'effet rebond. La politique de rénovation des logements pourrait être limitée par le manque d'intérêt économique des ménages mais aussi par le changement d'usage :

- **La rénovation énergétique complète des logements les plus consommateurs peut atteindre des prix au m² particulièrement élevés décourageant ainsi les ménages marqués par la « préférence pour le présent ».** Pour les appartements et maisons très énergivores classés « G », le coût de la transition vers l'étiquette « C » ou « D » serait au minimum de 200 € au m². Pour un appartement de 80 m² cela représente un investissement de 16 000 €¹¹⁶. Le retour sur investissement moyen d'une rénovation est compris entre 20 et 30 ans¹¹⁷. Or, le temps moyen de détention d'un logement est de 10 ans, ce qui ne permet pas aux investisseurs de bénéficier directement des travaux, sauf éventuellement à la revente. Les ménages se caractérisent par la préférence sur le présent en matière d'arbitrage entre consommation et épargne¹¹⁸. Face à une perspective de bénéfice éloignée, la consommation immédiate est privilégiée. La rénovation du bâti représente par ailleurs un coût d'abattement élevé, de 600 € par tonne de carbone évité¹¹⁹.
- **Le bénéfice des rénovations pourrait être limité par un changement d'usage, avec la possibilité d'un « effet rebond ».** En cas de baisse de facture d'énergie, les ménages pourraient décider d'augmenter la température de leur logement plutôt que de modérer leur consommation. L'entreprise allemande GDW a ainsi publié un rapport montrant que les ménages allemands qui ont bénéficié d'une rénovation sont passés d'un chauffage de 20° C à 22°C¹²⁰. Cet effet rebond peut être aggravé par la performance des équipements ou des travaux, parfois inférieure aux prévisions. Malgré 340 milliards investis dans la rénovation des logements entre 2010 et 2018 outre-Rhin, la consommation moyenne d'un foyer n'est passée que de 131 à 130 kWh par mètre carré et par an.

3.3.3 TRANSPORTS ET CHAUFFAGE : UNE PLACE POUR LE GAZ DÉCARBONÉ ?

Dans le transport et le chauffage, le basculement vers le tout-électrique repose sur des hypothèses comportementales à confirmer. D'une part, le changement des habitudes de recharge des véhicules personnels et potentiellement des habitudes de voyage. D'autre part, l'absence d'effet rebond suite aux rénovations thermiques des logements. Dans les deux cas, des technologies permettant de réduire ces risques seraient intéressantes à déployer en parallèle des technologies électriques. Des solutions

¹¹⁵ Ministère de la Transition écologique et solidaire, « Stratégie nationale bas carbone : la Transition écologique et solidaire vers la neutralité carbone » (Ministère de la Transition écologique et solidaire, mars 2020), 90, https://www.ecologie.gouv.fr/sites/default/files/2020-03-25_MTES_SNBC2.pdf.

¹¹⁶ Selon le site « Travaux.com ».

¹¹⁷ CEDER Provence, « Retour d'expérience : rénover BBC, c'est rentable ? », 15 janvier 2018, <http://www.ceder-provence.org/retour-dexperience-renover-bbc-cest-rentable/>.

¹¹⁸ F. P. Ramsey, « A Mathematical Theory of Saving », *The Economic Journal* 38, n° 152 (décembre 1928) : 543, <https://doi.org/10.2307/2224098>.

¹¹⁹ « Réduction des émissions de CO₂, impact sur le système électrique : quelle contribution du chauffage dans les bâtiments à l'horizon 2035 ? » (RTE, ADEME, décembre 2020), 267, https://assets.rte-france.com/prod/public/2021-02/Rapport%20chauffage_RTE_Ademe.pdf.

¹²⁰ Gedaschko, « Die Wohnungswirtschaft in Deutschland » (GDW, juillet 2020), <https://www.gdw.de/media/2020/07/jpk2020-praesentation-1.6-mit-kmt-o-bs-.pdf>.

alternatives seraient alors proposées pour les individus qui rejetteraient les mutations comportementales anticipées.

A priori, le gaz décarboné, sous forme de biométhane ou à partir d'hydrogène, a des propriétés qui permettent de s'approcher des usages des énergies fossiles. Les évolutions de comportements et les changements de réseaux, de véhicules et d'équipements sont donc moins radicaux que pour un modèle tout-électrique. Lorsque les conditions économiques (coût net) et stratégiques (intérêt géopolitique et soutenabilité des réseaux) sont réunies, il conviendrait probablement d'investir et de déployer ces sources d'énergie au nom de leur faisabilité socio-économique supérieure.

ANNEXES

LES DIFFÉRENTS VECTEURS BAS-CARBONE SE REJOIGNENT QUANT À LEUR IMPACT CLIMATIQUE MAIS SONT TRÈS DIFFÉRENTES SUR LE PLAN DE L'EMPRISE FONCIÈRE

Les différents vecteurs énergétiques nécessaires à l'atteinte du « zéro émission nette » se rejoignent quant à leur impact sur l'environnement, avec une quantité d'émission particulièrement faible par rapport aux sources fossiles.

- **L'ensemble des énergies sont très vertueuses sur le plan climatique, avec un désavantage pour le solaire PV.** Celui-ci émet 32 grammes de CO₂ par kWh d'électricité produite en prenant en considération l'ensemble de son cycle de vie, de sa conception à son retrait du service. Par comparaison, l'éolien en mer n'émet que 9 grammes par kWh¹²¹. Ainsi, pour la même quantité d'énergie déployée, l'éolien marin émet 107 fois moins de gaz à effet de serre que le charbon.
- **Les différents vecteurs bas-carbone se distinguent quant au rapport entre l'énergie produite et l'espace nécessaire pour la produire, avec un net avantage pour les centrales à gaz et le nucléaire.** Le gaz se distingue par son extrême efficacité, avec une concentration de puissance sur un territoire réduit. Un m² de terre permet d'installer 482 W de puissance pour les centrales à gaz et 241 W pour les réacteurs nucléaires. L'éolien en mer se situe dans une situation moins favorable, avec une densité¹²² de 119 W par m². L'éolien et le solaire sont beaucoup moins efficaces en la matière : 67 W par m² pour l'éolien terrestre¹²³ et 7 W par m² pour le solaire¹²⁴. Ainsi, l'éolien terrestre consomme, à puissance équivalente, 7 fois plus d'espace que les centrales à gaz.

| | Émission de CO ₂ en g/kWh | Par rapport au charbon |
|------------------|--------------------------------------|------------------------|
| Charbon | 960 | 1,0 |
| Fioul | 778 | 1,2 |
| Gaz naturel | 443 | 2,2 |
| Solaire PV | 32 | 30,0 |
| Nucléaire | 12 | 80,0 |
| Biométhane | 11 | 87,3 |
| Éolien terrestre | 10 | 96,0 |
| Éolien marin | 9 | 106,7 |

Figure n°4 : émission de GES par vecteur énergétique

¹²¹ ADEME, « Bilan GES ».

¹²² En prenant en compte une surface de 50 m² pour la fondation des monopieux.

¹²³ En comptant en 2021 plus de 6 800 éoliennes d'une puissance installée de 2 MW en moyenne, avec une emprise au sol de 30 m² par mât.

¹²⁴ John van Zalk et Paul Behrens, « The Spatial Extent of Renewable and Non-Renewable Power Generation: A Review and Meta-Analysis of Power Densities and Their Application in the U.S. », *Energy Policy* 123 (décembre 2018): 83-91, <https://doi.org/10.1016/j.enpol.2018.08.023>.

Source : ADEME

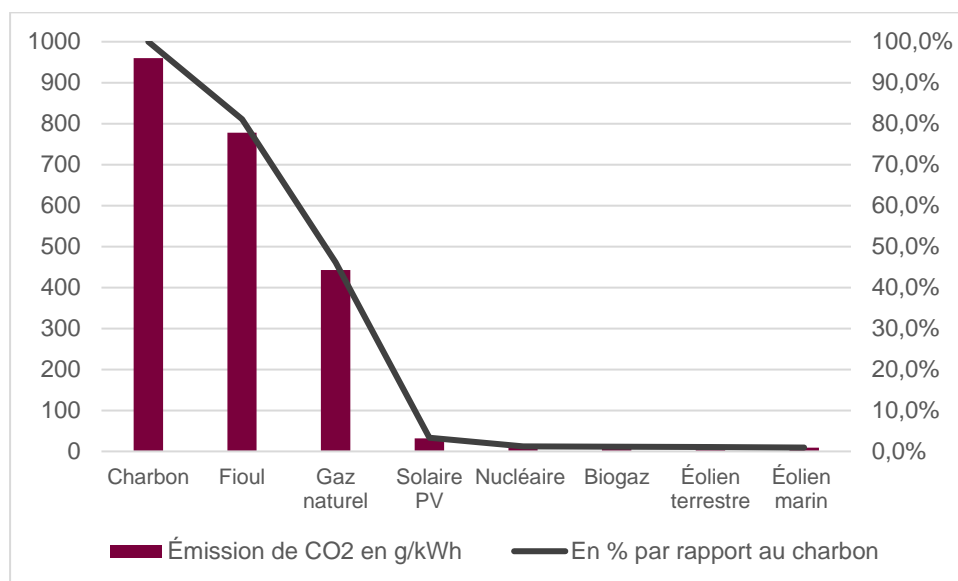


Figure n°5 : émission de GES par vecteur énergétique

Source : ADEME

| | Densité de puissance en W/m ² | Par rapport au gaz naturel |
|------------------|--|----------------------------|
| Gaz naturel | 482 | 1 |
| Nucléaire | 241 | 2 |
| Fioul | 195 | 2 |
| Charbon | 135 | 4 |
| Éolien en mer | 119 | 69 |
| Éolien terrestre | 67 | 161 |
| Solaire PV | 7 | 241 |

Figure n°6 : densité de puissance par vecteur énergétique

Source : van Zalk, Behrens, 2018¹²⁵

¹²⁵ van Zalk et Behrens.

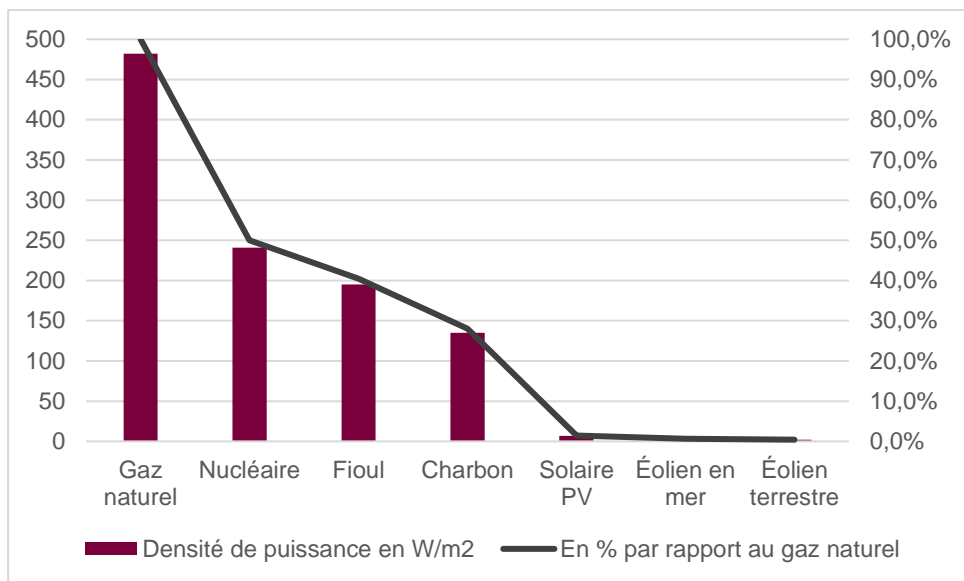


Figure n°7 : densité de puissance par vecteur énergétique

Source : van Zalk, Behrens, 2018¹²⁶

DÉJÀ LARGEMENT DÉCARBONÉ, LA TRANSITION VERS « ZÉRO ÉMISSION NETTE » DE LA PRODUCTION D'ÉLECTRICITÉ PRÉSENTE DES CONTRAINTES TECHNIQUES

La production française d'électricité devrait se passer de tous les vecteurs thermiques carbonés à horizon 2050, afin d'aboutir au « zéro émission nette ». En 2019, 92% du bouquet électrique était composé de vecteurs peu intensifs en carbone, majoritairement le nucléaire (71%), suivi par l'hydroélectrique (11%) et les énergies renouvelables (EnR) nouvelles à l'image de l'éolien, du solaire photovoltaïque et des bioénergies (10%). Les énergies fossiles, principalement le fioul et le gaz naturel, représentent 8% du bouquet¹²⁷. Avec une émission de gaz à effet de serre (GES) de 19 millions de tonnes équivalent CO₂ en 2019, l'électricité ne représente que 4,3% des 441 millions de tonnes équivalent CO₂ émises par la France¹²⁸. A horizon 2050, selon l'intégralité des scénarios prospectifs élaborés par RTE, les sources fossiles devraient disparaître¹²⁹. De cette manière, les émissions induites par la production d'électricité devraient être ramenées à 2 millions de tonnes équivalent CO₂ en 2050, en ligne avec l'objectif fixé par la Stratégie nationale bas-carbone (SNBC)¹³⁰.

Cette trajectoire est plus difficile à suivre qu'il n'y paraît car les sources fossiles du mix sont nécessaires pour passer la pointe de demande. Les centrales à charbon, gaz et à fioul sont nécessaires

¹²⁶ van Zalk et Behrens.

¹²⁷ « Bilan électrique 2019 ».

¹²⁸ Ministère de la Transition écologique, « Nouvelle baisse des émissions de gaz à effet de serre de la France en 2019 », 4 juin 2020, <https://www.ecologie.gouv.fr/nouvelle-baisse-des-emissions-gaz-effet-serre-france-en-2019>.

¹²⁹ « Bilan prévisionnel long terme "Futurs énergétiques 2050" ».

¹³⁰ Ministère de la Transition écologique et solidaire, « Stratégie nationale bas carbone : la Transition écologique et solidaire vers la neutralité carbone », 121.

pour passer la pointe hivernale puisque le nucléaire, les EnR et l'hydroélectricité ne sont pas suffisants en raison de leurs caractéristiques technico-économiques. Les hydrocarbures sont des énergies de pointe, tandis que le nucléaire est une énergie de base et les EnR sont des énergies fatales :

- **Les énergies carbonées sont des énergies de pointe avec un coût d'investissement faible et un coût de fonctionnement élevé.** Les technologies de construction de centrales thermiques sont bien maîtrisées et peu onéreuses : 1 000 € par kW de puissance installée au maximum¹³¹. A l'inverse, le coût du combustible est relativement élevé avec un pic à 13 €/MWh.
- **Le nucléaire et l'hydroélectricité sont des énergies de base, avec un coût d'investissement élevé et un coût de fonctionnement faible.** Les coûts de construction des centrales nucléaires sont élevés en raison des contraintes en matière de sécurité : 10 500 € par kW de puissance installée¹³², soit dix fois plus qu'une centrale à gaz. En revanche, le coût du combustible est très faible : 2 €/MWh.
- **Les EnR sont des énergies fatales : le coût d'investissement est faible, le coût de fonctionnement nul mais elles ne fonctionnent que lorsque les conditions météorologiques s'y prêtent.** Le coût d'investissement d'une éolienne terrestre est comparable à celui d'une centrale à gaz : 1 200 € par kW de puissance installée. Par définition, le coût du combustible, c'est-à-dire le vent est nul. Toutefois, les éoliennes ne peuvent produire que lorsqu'il y a du vent. Ces éléments font que l'électricité EnR est prioritaire pour l'injection sur les réseaux, quelle que soit la demande.

¹³¹ Lazard, « Lazard's levelized cost of energy analysis » (Banque Lazard, octobre 2020), 19, <https://www.lazard.com/media/451419/lazards-levelized-cost-of-energy-version-140.pdf>.

¹³² Lazard, « Lazard's levelized cost of energy analysis ».

BIBLIOGRAPHIE

- Abiven, Philippe, Matthieu Blondel, Marwane Taoufiki, Eglantine Künle, Arne Lilienkamp, Nils Namockel, et Jonas Zinke. « 2030 Peak Demand in North-West Europe », septembre 2020. <https://www.ewi.uni-koeln.de/cms/wp-content/uploads/2020/09/E-CUBE-EWI-2030-Peak-Power-Demand-in-North-West-Europe-vf3.pdf>.
- ADEME. « Bilan GES », s. d. https://www.bilans-ges.ademe.fr/documentation/UPLOAD_DOC_FR/index.htm?renouvelable.htm.
- ———. « Rendement de la chaîne hydrogène ». ADEME, janvier 2020. https://www.connaissancedesenergies.org/sites/default/files/pdf-pt-vue/rendement-chaine-h2_fiche-technique-02-2020.pdf.
- ———. « Terres rares, énergies renouvelables et stockage d'énergie ». ADEME, octobre 2020. https://librairie.ademe.fr/cadic/494/avis_technique_terres-rares-energies-renouvelables-et-stockage-denergie-2020.pdf?modal_token=af51a39b451deec8fa1438976b74f32f&modal=true&cookies_allowed=false&open=true&firstname=Louis&lastname=Anicotte&email=lanicotte%40asteres.fr&rgpd=on&submitted=1&g-recaptcha-response=03AGdBq27cqrY9dc5DR3uGiNrn66R0Xlfqml9gUQnSwvgLnW_MxmxOQ-Jw15xGiQUDrh66vbr4vyvetXZVVpVYPQiTuftWwivILOX32UuEhfOIDBe-inWaP3llwNrg8Z-mf2a0AnG7mSkrwtrNFDhQDU3H1iPGltfagFifEAJY0w-VLk2XyNend7c175rPY5mOdIBY9ALzYBMG-yO37_jKwAvKNF57PEd11RQn7PKrfqtHkr-tlh4T1wksnQ84UgW-dG6YAVIq9K-el6qqov_uKFw1S1GBBHPRs0L-AyyZwQIMX61VpgpwZBRoPJH46f3KEx0OePdrGo0ntDAm5iqWBBPsMLcIS_BXUqo_y7t8R5yKrVChbI8b4H4r428JSDTHzzMEz_NsmXLyHxTjwMNSXnZtb9hn3h5idIS6f_7XHgVvOpIRp5J5vi6YW9-P75gADrQoHg3rONhGQgCigEceaGJkho-5wDE3g.
- ADEME et EY. « Hydrogène : analyse des potentiels industriels et économiques en France », décembre 2019. https://www.ademe.fr/sites/default/files/assets/documents/etude-h2_potentiel_industriel_economique-2020-rapport.pdf.
- ADEME, et In Numeri. « Marchés et emplois concourant à la transition énergétique dans le secteur des énergies renouvelables et de récupération », juillet 2021.
- AFHYPAC. « Hydrogène : une industrie stratégique ». Association française pour l'hydrogène et les piles à combustible, 9 juin 2020. https://www.afhypac.org/documents/publications/rapports/Note_L%27hydrog%C3%A8ne%20au%20service%20de%20la%20r%C3%A9industrialisation%20de%20la%20France.pdf.
- Auray, Stéphane, Vincenzo Caponi, et Benoît Ravel. « Price Elasticity of Electricity Demand in France ». *Economie et Statistique / Economics and Statistics*, n° 513 (17 avril 2020): 91-103. <https://doi.org/10.24187/ecostat.2019.513.2002>.
- Barbé, Collin, Oltra-Oro, Mary, et Guérout. « La filière EPR ». Cour des comptes, 29 juin 2020. <https://www.ccomptes.fr/system/files/2020-08/20200709-rapport-filiere-EPR.pdf>.
- Bastide, Guillaume. « Estimation des gisements potentiels de substrats utilisables en méthanisation ». ADEME, avril 2013. https://www.ademe.fr/sites/default/files/assets/documents/20140519_gisements-substrats-methanisation.pdf.

- Baylin-Stern, Adam, et Niels Berghout. « Is Carbon Capture Too Expensive ? », 17 février 2021. <https://www.iea.org/commentaries/is-carbon-capture-too-expensive>.
- Beck, Ulrich. *La société du risque: sur la voie d'une autre modernité*, 2015.
- Berthe, Alexandre, Mathilde Fautras, Pascal Grouiez, Sabina Issehnane, et Mickaël Hugonnet. « Revenus issus de la méthanisation agricole dans un contexte de développement de l'injection ». Ministère de l'Agriculture, août 2020. <https://agriculture.gouv.fr/revenus-issus-de-la-methanisation-agricole-dans-un-contexte-de-developpement-de-linjection-analyse>.
- « Bilan électrique 2019 ». RTE, 2020. <https://bilan-electrique-2019.rte-france.com/synthese-les-faits-marquants-de-2019/>.
- « Bilan prévisionnel long terme “Futurs énergétiques 2050” ». RTE, janvier 2021. <https://assets.rte-france.com/prod/public/2021-01/Bilan%20Previsionnel%202050-consultation-complet.pdf>.
- Blaisonneau, Laurent, Damien Wiedmer, et Laurent Lefebvre. « Renforcer la compétitivité de la filière biométhane française ». ENEA Consulting, octobre 2018.
- Boissonnat, Vincent. « Notes de lecture ». *Revue française des affaires sociales* 1, n° 2 (2002): 211. <https://doi.org/10.3917/rfas.022.0211>.
- Bouckaert, Stéphanie, Araceli Fernandez Pales, Christophe McGlade, Uwe Remme, Brent Wanner, Laszlo Varro, David D'Ambrosio, et Spencer. « Net Zero by 2050 : A Roadmap for the Global Energy Sector », mai 2021. <https://iea.blob.core.windows.net/assets/4482cac7-edd6-4c03-b6a2-8e79792d16d9/NetZeroBy2050-ARoadmapfortheGlobalEnergySector.pdf>.
- BRGM. « Le stockage massif des vecteurs énergétiques fluides dans le concept EMO ». BRGM, 1 décembre 2016. https://www.asprom.com/stockage_energie/burnol.pdf.
- Bureau, Dominique, Lionel Fontagné, et Philippe Martin. « Énergie et compétitivité ». Les notes du conseil d'analyse économique. 113 rue de Grenelle 75007 Paris: Conseil d'analyse économique, mai 2013. <https://cae-eco.fr/staticfiles/pdf/cae-note006.pdf>.
- Bureau, Dominique, Fanny Henriët, et Kateline Schubert. « Pour le climat : une taxe juste, pas juste une taxe ». Conseil d'analyse économique, mars 2019. <https://www.cae-eco.fr/staticfiles/pdf/cae-note050v2.pdf>.
- Cany, Camille. « Interactions entre énergie nucléaire et énergies renouvelables variables dans la transition énergétique en France : adaptations du parc électrique vers plus de flexibilité ». Université Paris Saclay (COMUE), 2017. <https://tel.archives-ouvertes.fr/tel-01509918/document>.
- CEDER Provence. « Retour d'expérience : rénover BBC, c'est rentable ? », 15 janvier 2018. <http://www.ceder-provence.org/retour-dexperience-renover-bbc-cest-rentable/>.
- Cour des comptes. « Le soutien aux énergies renouvelables ». Communication à la Commission des finances du Sénat. Cour des comptes, s. d. <https://www.ccomptes.fr/sites/default/files/2018-04/20180418-rapport-soutien-energies-renouvelables.pdf>.
- Enedis. « Enquête comportementale auprès des possesseurs de véhicules électriques ». Enedis,

février 2021. <https://www.enedis.fr/sites/default/files/field/documents/enquete-comportementale-possesseurs-de-vehicules-electriques.pdf>.

- « Étude d'impact de la filière biogaz sur l'emploi en France de 2018 à 2030 ». Transitions, In Numeri, Smash, juillet 2019. https://projet-methanisation.grdf.fr/wp-adm/wp-content/uploads/2019/09/Etude-impact_emplois-biogaz.pdf.
- Fernandez Pales, Araceli, Peter Levi, Uwe Remme, et Jacob Teter. « Energy Technology Perspectives 2020 ». International Energy Agency, s. d. https://iea.blob.core.windows.net/assets/7f8aed40-89af-4348-be19-c8a67df0b9ea/Energy_Technology_Perspectives_2020_PDF.pdf.
- Gedaschko. « Die Wohnungswirtschaft in Deutschland ». GDW, juillet 2020. <https://www.gdw.de/media/2020/07/jpk2020-praesentation-1.6-mit-kmt-o-bs-.pdf>.
- Gouvernement. « France Relance ». Gouvernement, 3 septembre 2020. https://www.economie.gouv.fr/files/files/directions_services/plan-de-relance/annexe-fiche-mesures.pdf.
- Haeusler, Laurence, Gérard Gié, Débora Moreira, Thierry Badouard, et Morgan Crenes. « Coûts des énergies renouvelables et de récupération ». 20, avenue du Grésillé 49004 Angers Cedex 01: ADEME, janvier 2020.
- Haeusler, Laurence, Juliette Talpin, et Mathieu Hestin. « Déchets, chiffres-clés ». ADEME, avril 2020.
- Lafon, Xavier, Lucie Roesch, Isabelle Vincent, Elsa Demangeon, et Sylvie Lemmet-Severino. « Le soutien aux énergies renouvelables ». Cour des comptes, mars 2018. <https://www.ccomptes.fr/sites/default/files/2018-04/20180418-rapport-soutien-energies-renouvelables.pdf>.
- Lamy. « Rapport annuel du Comité de gestion des charges de service public de l'électricité ». Comité de gestion des charges de service public de l'électricité, juillet 2020. <https://www.ecologie.gouv.fr/sites/default/files/Rapport%20annuel%20du%20CGCSPE%20n%C2%B02.pdf>.
- Lazard. « Lazard's levelized cost of energy analysis ». Banque Lazard, octobre 2020. <https://www.lazard.com/media/451419/lazards-levelized-cost-of-energy-version-140.pdf>.
- Le Quéré, Corinne, Michel Colombier, Sophie Dubuisson-Quellier, Alain Grandjean, Marion Guillou, Céline Guivarch, Jean-Marc Jancovici, et al. « Rénover mieux : leçons d'Europe ». Haut Conseil pour le climat, novembre 2020. https://www.hautconseilclimat.fr/wp-content/uploads/2020/11/hcc_rapport_renover_mieux_lecons_deurope.pdf.
- Millet, Bruno, Antoine Monnet, et Tindaro Siragusano. « Première analyse du potentiel technique d'électrification des procédés industriels thermiques par des technologies matures ». Angers: ADEME, CEREN, EDF, GRDF, juin 2020. https://librairie.ademe.fr/cadic/105/electrification-procedes-industriels-france_2020_synthese.pdf.
- Ministère de la Transition écologique. « 38,2 millions de voitures en circulation en France », 21 septembre 2020. <https://www.statistiques.developpement-durable.gouv.fr/382-millions-de-voitures-en-circulation-en-france?rubrique=58&dossier=1347>.

- ———. « Bilan énergétique de la France pour 2019 », janvier 2021.
<https://www.statistiques.developpement-durable.gouv.fr/edition-numerique/bilan-energetique-2019/7-17-hausse-des-prix-de#:~:text=Le%20prix%20spot%20de%201,MWh%20en%20moyenne%20en%202019.>
- ———. « Estimation de l’empreinte carbone de 1995 à 2019 », 11 décembre 2020.
<https://www.statistiques.developpement-durable.gouv.fr/estimation-de-lempreinte-carbone-de-1995-2019.>
- ———. « Nouvelle baisse des émissions de gaz à effet de serre de la France en 2019 », 4 juin 2020. <https://www.ecologie.gouv.fr/nouvelle-baisse-des-emissions-gaz-effet-serre-france-en-2019.>
- ———. « Programmation pluriannuelle de l’énergie 2019-2023 ». Ministère de la Transition énergétique, 21 avril 2020.
<https://www.ecologie.gouv.fr/sites/default/files/20200422%20Programmation%20pluriannuelle%20de%20l%27e%CC%81nergie.pdf.>
- ———. « Sécurité d’approvisionnement en électricité », 19 mai 2021.
<https://www.ecologie.gouv.fr/securite-dapprovisionnement-en-electricite.>
- Ministère de la Transition écologique et solidaire. « Stratégie nationale bas carbone : la Transition écologique et solidaire vers la neutralité carbone ». Ministère de la Transition écologique et solidaire, mars 2020. https://www.ecologie.gouv.fr/sites/default/files/2020-03-25_MTES_SNBC2.pdf.
- Odoxa. « Retour de flamme des Français en faveur du nucléaire », mars 2020.
[http://www.odoxa.fr/sondage/retour-de-flamme-francais-faveur-nucleaire/.](http://www.odoxa.fr/sondage/retour-de-flamme-francais-faveur-nucleaire/)
- Oudot de Dainville, Étienne. « Quelles stratégies allemandes pour l’hydrogène vert ? » Service économique de l’Ambassade de France en Allemagne, décembre 2020.
<https://www.tresor.economie.gouv.fr/Articles/c3a6d87f-5d74-4f2d-b9fc-fe8f4c250511/files/b6dc74cb-5d37-4013-ba99-8f81eaa8b792.>
- PwC. « Le poids socio-économique de l’électronucléaire en France ». PwC, mai 2011.
https://inis.iaea.org/collection/NCLCollectionStore/_Public/44/026/44026180.pdf.
- Ramsey, F. P. « A Mathematical Theory of Saving ». *The Economic Journal* 38, n° 152 (décembre 1928): 543. <https://doi.org/10.2307/2224098.>
- « Réduction des émissions de CO2, impact sur le système électrique : quelle contribution du chauffage dans les bâtiments à l’horizon 2035 ? » RTE, ADEME, décembre 2020.
https://assets.rte-france.com/prod/public/2021-02/Rapport%20chauffage_RTE_Ademe.pdf.
- Reyne. « Bilan quantitatif des modes de production d’énergie électrique », 2 février 2014.
<https://www.irdeme.org/Bilan-quantitatif-des-modes-de-production-d-energie-electrique.>
- Riedinger, Nicolas. « Chiffres clés de l’énergie ». Ministère de la Transition écologique et solidaire, septembre 2020. https://www.statistiques.developpement-durable.gouv.fr/sites/default/files/2020-11/datalab_70_chiffres_cles_energie_edition_2020_septembre2020_1.pdf.
- RTE. « Enjeux du développement de l’électromobilité pour le système électrique ». RTE, AVERE, mai 2019. <https://assets.rte-france.com/prod/public/2020-05/RTE%20->

%20Mobilité%20électrique%20-%20principaux%20resultats.pdf.

- ———. « Schéma décennal de développement du réseau ». RTE, 2019. <https://assets.rte-france.com/prod/public/2020-07/Sch%C3%A9ma%20d%C3%A9cennal%20de%20d%C3%A9veloppement%20du%20r%C3%A9seau%20-%20Edition%202019.pdf>.
- Ruf, Yvonne, Markus Baum, Thomas Zom, Alexandra Menzel, et Johannes Rehberger. « Fuel Cells Hydrogen Trucks ». Roland Berger, décembre 2020. https://www.fch.europa.eu/sites/default/files/FCH%20Docs/201211%20FCH%20HDT%20-%20Study%20Report_final_vs.pdf.
- SER. « Évaluation et analyse de la contribution des énergies renouvelables à l'économie de la France et de ses territoires ». Syndicat des énergies nouvelles, EY, juin 2020. https://www.syndicat-energies-renouvelables.fr/wp-content/uploads/basedoc/evaluationeconomiqueenr_rapport_12062020-vf.pdf.
- Société française d'énergie nucléaire. « Les coûts de production du nucléaire nouveau français ». Société française d'énergie nucléaire, mars 2018. https://www.sfen.org/sites/default/files/public/atoms/files/les_couts_de_production_du_nouveau_nucleaire_francais.pdf.
- « Stratégie nationale pour le développement de l'hydrogène décarboné en France ». Ministère de la Transition écologique, Ministère de l'économie, des finances et de la relance, s. d. https://www.entreprises.gouv.fr/files/files/secteurs-d-activite/industrie/decarbonation/dp_strategie_nationale_pour_le_developpement_de_l_hydrogene_decarbone_en_france.pdf.
- « UNSCEAR 2020 Report », 2020. https://www.unscear.org/docs/publications/2020/UNSCEAR_2020_AnnexB_AdvanceCopy.pdf.
- Vuillemin, Tony. « Les consommations d'énergie dans l'industrie en 2019 ». Insee Résultats. INSEE, 18 juin 2021. <https://www.insee.fr/fr/statistiques/4992678?sommaire=5393592#graphique-figure6>.
- Wang, Anthony, Kees Van der Leun, Daan Peters, et Maud Buseman. « European Hydrogen Backbone ». Enagàs, Energinet, Fluxys Belgium, Gasunie, GRTgaz, NET4GAS, OGE, ONTRAS, Snam, Swedegas, Teréga, juillet 2020. https://gasforclimate2050.eu/sdm_downloads/european-hydrogen-backbone/.
- Zalk, John van, et Paul Behrens. « The Spatial Extent of Renewable and Non-Renewable Power Generation: A Review and Meta-Analysis of Power Densities and Their Application in the U.S. » *Energy Policy* 123 (décembre 2018): 83-91. <https://doi.org/10.1016/j.enpol.2018.08.023>.

A S T E R è S
p r o d u c t e u r d ' i d é e s

ASTERES ETUDES & CONSEIL

81 rue Réaumur,

75002 PARIS 01 44 76 89 16

contact@asteres.fr