



MINISTÈRES
AMÉNAGEMENT
DU TERRITOIRE
TRANSITION
ÉCOLOGIQUE

*Liberté
Égalité
Fraternité*

DOCUMENT DE TRAVAIL

Le modèle technico-économique TiTAN : optimiser le système énergétique pour une transition bas-carbone efficace

Méthodologie et résultats

Juillet 2025

Résumé

TiTAN est un modèle technico-économique d'optimisation du système énergétique français. Il est développé, maintenu et exploité au Commissariat général au développement durable (CGDD). Il a été cofinancé par le CGDD, la direction générale de l'énergie et du climat (DGEC) et France Stratégie. Basé sur une représentation explicite et détaillée des technologies qui composent le système énergétique (production-distribution d'énergie, transport, bâtiments, industrie), il permet de calculer la trajectoire d'investissement et d'activité la moins coûteuse, à jeu d'hypothèses donné, pour atteindre un objectif de baisse des émissions tout en satisfaisant la demande en services énergétiques. Il a vocation à éclairer la décision publique dans la planification de la transition vers la neutralité carbone. La première version du modèle a été finalisée courant 2024 et a participé à la révision de la valeur de l'action pour le climat (VAC) par la commission « Quinet III » de France Stratégie. Ce document de travail est la première publication à offrir une présentation approfondie de TiTAN. Il vise à décrire le fonctionnement du modèle et à détailler les simulations produites pour la révision de la VAC.

Mots clés : *transition bas-carbone, transition énergétique, système énergétique, coût d'abattement, valeur de l'action pour le climat, modèle technico-économique, modèle d'optimisation.*

Citation pour ce document : Bourgueil J., De Guibert O. , Le Hir B. (2025), « Le modèle technico-économique TiTAN : optimiser le système énergétique pour une transition bas-carbone efficace », CGDD, document de travail, juillet 2025.

Auteurs

Jules BOURGUEIL (CGDD)

Olivier DE GUIBERT* (CGDD)

Boris LE HIR* (CGDD)

* En poste au CGDD/SEVS lors de la rédaction du document.

Remerciements

Les auteurs remercient les stagiaires qui ont contribué au développement du modèle TiTAN depuis 2019 : Yves Abraham, Rind Alhage, Mathis Azema, Alexandre Bernier, Mattéo Boissière, Sylvain Cazeaux, Noé Clavier, Augustin Clédat, Tom Collignon, Matthieu Colin, Alban Cusset, Simon Defradas, Nathan Doumèche, Sylvain Duchesne, Marvin Dupuis, Joseph Durand, Othman Elbaz, Victor François, Mathis Gauthier, Benjamin Goll, Téo Gruber, Jingjing Huang, Thomas Jourdan, Lucille Lacoste, Louise Lallemand, Julie Le Vot, Camille Mascles, Hubert Massoni, Nathan Miscopain, Aurel Mélard, Emmanuel Memmi, Amélie Pesnec, Côme Pollet, Antony Rey-Pommier, Nils Reynaud, Mathis Rigaud, Charlotte de Romémont, Gabrielle Sauger, Emeric Seraille, Benjamin Somson, Pierric Spéry, Martin Stoll, Jérémie Stym-Popper, Stanislas Temam-Basse, YINUO Zhang.

Un remerciement particulier à Paul Rovel, qui a apporté plusieurs développements fondamentaux au modèle et à son interface en 2024, dans le cadre de sa mission professionnelle pour la formation initiale du corps des ingénieurs des ponts, des eaux et des forêts.

Merci par ailleurs à Alexis Boutet, Léon Ferrari, Alexandre Marié, de la société Artelys, qui ont élaboré



en 2020 et 2021 la première version du code de la version multisectorielle du modèle. Les auteurs remercient également Robert Benda et Stéphane Crémel qui ont construit en 2018 un prototype de TiTAN appliqué au secteur des transports, sous la conduite d'Antonin Vergez qui a engagé la généralisation intersectorielle, ainsi que Baptiste Perrissin Fabert et Alexis Foussard, qui ont initié les études technico-économiques au CGDD en 2016.

Les auteurs tiennent aussi à remercier les participants aux comités de pilotage de TiTAN qui se sont succédés depuis 2020 : Maxime Gérardin, Bérengère Mesqui et Nicolas Riedinger pour France Stratégie ; Yanis Chaigneau, Samuel Laval, Ophélie Risler et Mickaël Thiery pour la DGEC ; Silvano Domergue, Vincent Marcus et Olivier Simon pour le CGDD.

Enfin, les auteurs remercient Alexandre Godzinski et Audrey Coreau pour leur relecture attentive et leurs commentaires.

Sommaire

Introduction	4
Partie 1 - Présentation du modèle TiTAN	7
1. TiTAN en bref.....	8
2. La structure générale de TiTAN	11
3. Les secteurs modélisés dans TiTAN	16
4. La construction de scénarios avec TiTAN.....	24
Partie 2 - Une première application : la contribution de TiTAN à la révision de la valeur de l'action pour le climat	31
1. Un cadrage des simulations cohérent avec la SNBC3	32
2. La réduction des émissions de GES	40
3. Le coût d'abattement marginal du système, un indicateur de l'intensité des efforts de décarbonation	44
4. La sensibilité du coût d'abattement marginal aux hypothèses de contexte.....	47
5. Les coûts de la décarbonation	53
6. La transformation du système énergétique	56
Conclusion	70
Annexes	71
Bibliographie	96
Sigles	98
Table des matières	99

Introduction

La décarbonation profonde de l'économie est indispensable pour limiter le réchauffement climatique et ses effets néfastes. Cette transition implique des investissements massifs dans l'ensemble du système énergétique : moyens de production d'électricité et de carburants, réseaux, isolation des bâtiments et appareils de chauffage, flottes de véhicules, infrastructures de production industrielles... De plus, au regard des enjeux, cette transition doit s'effectuer très rapidement, la France et l'Union européenne visant la neutralité de leurs émissions respectives en 2050. Pour atteindre cet objectif et maîtriser son coût, il est donc essentiel de planifier avec soin les investissements, en s'assurant de leur efficacité et de leur cohérence. En outre, les prises de décisions publiques et privées doivent tenir compte de l'évolution de la demande vers plus ou moins de sobriété, qui joue sur le volume et la composition des investissements nécessaires.

Le modèle technico-économique d'optimisation du système énergétique TiTAN (Trajectoire des Technologies d'Abattement vers la Neutralité), développé au CGDD et cofinancé par le CGDD, la DGEC et France Stratégie, a pour objectif d'informer ces prises de décisions. En se basant sur une description détaillée et cohérente du système énergétique (production-distribution d'énergie, transport, industrie et bâtiment) il permet d'identifier la trajectoire de décarbonation la moins coûteuse sous un jeu d'hypothèses donné, à l'horizon 2050 et au-delà. Il permet en particulier d'apporter des éléments de réponse à de nombreuses questions relatives à la stratégie de décarbonation à déployer sur le territoire français, telles que :

- Quel coût l'objectif de neutralité carbone représente-t-il ?
- Comment répartir l'effort de décarbonation entre les différents secteurs de l'économie ?
- Quel montant d'investissement la neutralité carbone pourrait-elle impliquer et quelles économies d'énergie peut-on en attendre ?
- Quel poids donner à l'amélioration de l'efficacité énergétique et à la substitution vers des vecteurs énergétiques décarbonés ?
- Quel est l'effet de la sobriété sur le coût de la décarbonation ?
- À quelles hypothèses ces résultats sont-ils les plus sensibles ?
- Qu'impliquent les incertitudes sur les capacités des puits naturels de carbone sur le coût de la décarbonation profonde ?

TiTAN s'inscrit dans une approche *bottom-up* et d'optimisation classique pour la modélisation du système énergétique¹. On y trouve par exemple le générateur de modèles MARKAL-TIMES, développé depuis la fin des années 1970 et connaissant des dizaines d'applications², de même que plusieurs des modèles d'évaluation intégrée (*integrated assessment models*) ayant alimenté les rapports du GIEC³. Au sein de cette famille de modèles, TiTAN se caractérise par une relative simplicité (détail technologique modéré, absence de représentation endogène des comportements, absence de bouclage macroéconomique), qui vise à répondre aux exigences fortes d'explicabilité des résultats et d'opérationnalité pour l'aide à l'élaboration des politiques publiques

¹ Cf. Lopion et al. (2018) pour une revue globale des approches de modélisation du système énergétique, Giacomo Prina et al. (2020) pour une revue des modèles *bottom-up* et Plazas-Niño, Ortiz-Pimiento, et Montes-Páez (2022) pour une revue des modèles *bottom-up* d'optimisation à l'échelle nationale en particulier.

² Cf. Krakowski et al. (2016) et Millot, Krook-Riekkola, et Maïzi (2020) pour des applications de TIMES au cas de la France et Seck et al. (2022) pour une application à l'Union européenne.

³ Par exemple, les modèles GENeSYS-MOD, MESSAGEix-GLOBIOM et TIAM-ECN. Cf. IPCC (2022).

La première version du modèle a été finalisée courant 2024 et a été mobilisée par la troisième commission sur la valeur de l'action pour le climat (VAC) de France Stratégie⁴. Le modèle sera publié intégralement (code, paramétrage, notices détaillées) en *open source* courant 2025.

Ce document de travail est structuré en deux parties relativement indépendantes. La première décrit l'ensemble du fonctionnement du modèle, sans pour autant viser l'exhaustivité. La liste des variables et des équations n'est donc pas détaillée ici, elles le seront dans des notices publiées ultérieurement. La deuxième partie présente les simulations produites pour la révision de la valeur de l'action pour le climat, en détaillant notamment les sous-jacents technologiques des scénarios et les coûts de la transition.

⁴ France Stratégie (2025).

Partie 1

Présentation du modèle TiTAN

1. TITAN EN BREF

A. Un modèle technico-économique d'optimisation du système énergétique

TITAN est un modèle d'optimisation intertemporelle du système énergétique, codé en Python. Il prend en entrée des projections de coût des énergies primaires, de coût et d'efficacité des technologies disponibles, de demande en services énergétiques, ainsi que diverses contraintes définies par l'utilisateur, notamment une contrainte sur les émissions de gaz à effet de serre (GES) dite « contrainte carbone ». Il renvoie la trajectoire d'investissement et d'activité des technologies qui satisfait la demande au coût intertemporel minimal tout en respectant les contraintes définies par l'utilisateur. L'optimisation est réalisée en une seule fois sur l'horizon temporel considéré, en supposant une anticipation parfaite du futur. La résolution du modèle par la minimisation du coût sous contrainte carbone correspond à un **traitement coût-efficacité de l'externalité climatique**. Cette approche permet d'expliquer simplement les choix technologiques faits par le modèle : si une technologie n'est pas mobilisée, c'est qu'il en existe d'autres qui permettent d'atteindre la même réduction d'émissions à moindre coût global. Inversement si un investissement est réalisé, c'est qu'il participe à la trajectoire vers la neutralité la moins chère possible.

Encadré 1 : problème d'optimisation du modèle TITAN, version simplifiée

$$\begin{aligned} \min \text{ Coût total} &= \sum_{t \in T} \text{ Coût annuel}_t \times \frac{1}{(1+r)^{t-t_{ref}}} \\ &= \sum_{t \in T} \frac{(\text{Coût des énergies primaires}_t + \text{amortissements CAPEX}_t + \text{OPEX}_t)}{(1+r)^{t-t_{ref}}} \end{aligned}$$

Sous contraintes :

- *satisfaction de la demande d'énergie finale ;*
- *contraintes technologiques :*
 - *disponibilité des capacités ;*
 - *efficacité des technologies ;*
 - *équilibre production-consommation des vecteurs énergétiques ;*
 - *accumulation et dépréciation des capacités ;*
 - *limites sur les gisements et importations d'énergies primaires ;*
 - *limites sur le rythme de déploiement des technologies ;*
- *contraintes de politiques publiques : contrainte carbone, part minimum ou maximum de certaines technologies, consommation d'énergie finale, etc.*

Avec :

t_0 : *année de calage du modèle*

t_{ref} : *année de référence pour l'actualisation*

T : *l'ensemble des années calculées*

r : *le taux d'actualisation*

C'est également un modèle technico-économique : il est fondé sur une description explicite et détaillée des flux énergétiques et des technologies mobilisables, présentes et futures (centrales électriques, bâtiments et leurs équipements, parc de véhicules, etc.). Cette approche correspond à la logique de modélisation *bottom-up* : la demande en énergie finale, la structure de la production et les coûts des énergies finales résultent de l'agrégation d'éléments individuels détaillés dans la modélisation. Elle s'oppose à la logique *top-down*, où ces variables sont directement décrites par des fonctions agrégées, comme par exemple dans un modèle macroéconomique.

TiTAN est enfin un modèle intégré du système énergétique, ce qui lui permet de tenir compte des effets de rétroaction des choix technologiques d'un secteur sur les autres. Par exemple, il permet de rendre compte des tensions entre disponibilité et besoin d'électricité causées par l'électrification simultanée des transports, du chauffage résidentiel et de l'industrie, ou de la compétition entre les usages pour certaines ressources énergétiques limitées (biomasse, hydrogène, etc.).

B. Le choix d'une approche strictement technico-économique

TiTAN se caractérise par un traitement des choix technologiques entièrement fondé sur le critère « coût-efficacité », en excluant tout effet endogène lié aux comportements des agents. Notamment, la demande en service énergétique est exogène, donc insensible aux coûts des énergies qui résultent de l'optimisation. Le calcul de cette demande paramétrée est cependant très détaillé et fait intervenir de nombreux leviers de sobriété potentiels (*cf. infra*). TiTAN se distingue en cela de certains autres modèles d'optimisation du système énergétique qui endogénéisent le niveau de la demande en introduisant des élasticités-prix⁵. Cette extension transforme des modèles strictement technico-économiques, résolus en minimisant le coût technique du système, en des modèles hybrides (à la fois technico-économiques et d'équilibre partiel), résolus en maximisant la différence « surplus total moins coût technique »⁶.

Cependant, les élasticités étant estimées sur des observations passées, elles semblent peu adéquates à représenter des changements de comportements et de modes de vie aussi importants que ceux qu'impliquent l'atteinte de la neutralité carbone. Traiter la réduction de la demande uniquement par des élasticités-prix tend donc à limiter les possibilités de décarbonation, et de fait, les modèles technico-économiques adoptant cette approche peinent à converger vers la neutralité carbone, ou l'atteignent avec des coûts excessivement élevés⁷. En revanche, un traitement exogène de la demande avec des hypothèses de sobriété permet de représenter des ruptures dans les comportements et les modes de vie qui sont compatibles avec la neutralité carbone à des coûts vraisemblables⁸.

Il est bien entendu possible de combiner les deux approches en décrivant la demande à la fois avec des élasticités-prix et des hypothèses de sobriété exogènes. Cependant, les élasticités-prix présentent des difficultés spécifiques qui ont dissuadé jusque-là leur intégration dans TiTAN. En particulier leurs estimations sont sujettes à des incertitudes importantes⁹, à tel point que les valeurs retenues peuvent varier beaucoup d'un modèle à l'autre¹⁰. Enfin, la contribution des hypothèses aux résultats est plus facile à expliciter dans le cas de projections paramétrées que celui d'élasticités.

⁵ Loulou et Lavigne (1996) ; Patankar *et al.* (2022).

⁶ DeCarolís *et al.* (2017).

⁷ *Cf.* les simulations des modèles TIMES-FR et POLES-Enerdata pour la commission « Quinet II » dans France Stratégie (2019).

⁸ Millot *et al.* (2018).

⁹ Pye, Usher, et Strachan (2014).

¹⁰ DeCarolís *et al.* (2017).

C. Limites de TiTAN et complémentarité avec d'autres approches

L'économie est représentée dans TiTAN de façon simplifiée et partielle : la demande est parfaitement rigide, l'investissement est disponible sans limite, et toutes les dépenses dans le système énergétique sont décidées par un planificateur omniscient, qu'elles concernent dans la réalité les ménages, les entreprises ou les institutions publiques. **Cette approche permet d'identifier et d'expliquer facilement des trajectoires de décarbonation coût-efficaces, mais elle présente deux limites importantes.**

D'une part, elle ne permet pas d'évaluer les politiques publiques de soutien à la décarbonation. Par exemple, si TiTAN peut évaluer le coût (positif ou négatif) pour le système énergétique d'une accélération de l'électrification du parc automobile, il ne peut pas évaluer les mesures soutenant cette accélération, quelle que soit leur nature (réglementaire, fiscale, ou autre). **D'autre part, l'approche de TiTAN ne permet pas d'évaluer les incidences et bouclages macroéconomiques de la décarbonation.** Par exemple, les investissements de décarbonation du système énergétique calculés par le modèle ne rétroagissent pas sur la demande domestique en produits industriels et les coûts de production des équipements.

Pour traiter ces questions de politiques publiques, l'utilisation de modèles complémentaires à TiTAN est nécessaire. Différents types de modèles prenant en compte le comportement microéconomique des agents et/ou le bouclage macroéconomique sont mobilisables, qui varient par leur couverture sectorielle et leur niveau de détail technologique. Par exemple, certains permettent d'étudier finement les interactions entre technologies et mécanismes microéconomiques au sein d'un seul secteur¹¹, tandis que d'autres s'intéressent aux interactions macroéconomiques entre secteurs tout en intégrant une représentation des technologies de détail intermédiaire¹².

TiTAN tient uniquement compte des coûts et des gains valorisés financièrement. Cela implique qu'il n'intègre pas dans l'optimisation les effets du système énergétique sur les externalités hors climat¹³ : biodiversité, effets de santé de la rénovation des bâtiments, conséquences géostratégiques d'une dépendance diminuée aux énergies fossiles, etc. La valorisation monétaire des externalités pourrait être intégrée au modèle en s'appuyant sur des valeurs tutélaires pour les enjeux qui en disposent, de sorte à s'approcher davantage d'une optimisation socio-économique complète. Néanmoins, la dimension conventionnelle des valeurs tutélaires et la fragilité de leur interprétation en termes de conséquences économiques directes incitent à rester prudents quant à leur intégration.

¹¹ Par exemple, le modèle Res-IRF développé par le CIRED est un modèle du secteur résidentiel, avec une approche hybride à la fois microéconomique et technico-économique. Il permet entre autres d'évaluer l'effet des politiques d'efficacité énergétique sur la dynamique de rénovation énergétique. Cf. Giraudet, Guivarch, et Quirion (2012).

¹² Par exemple, le modèle Three-ME, codéveloppé par l'OFCE et l'Ademe, est un modèle macroéconomique multisectoriel. Il s'inscrit dans une approche hybride qui combine une modélisation d'équilibre général calculable avec une modélisation technico-économique simplifiée de certains secteurs. Il permet notamment d'évaluer l'impact des mesures de politique environnementale et énergétique sur l'économie au niveau macroéconomique et sectoriel. Cf. Callonnec et al. (2013).

¹³ Le paramétrage de TiTAN prend néanmoins compte de nombreuses externalités, en cohérence avec la SNBC. Par exemple, les potentiels d'hydraulique STEP et de photovoltaïque au sol sont limités pour tenir compte de leurs impacts sur la biodiversité. De même, la part de chauffage au bois est limitée pour tenir compte de son impact sur la pollution de l'air.

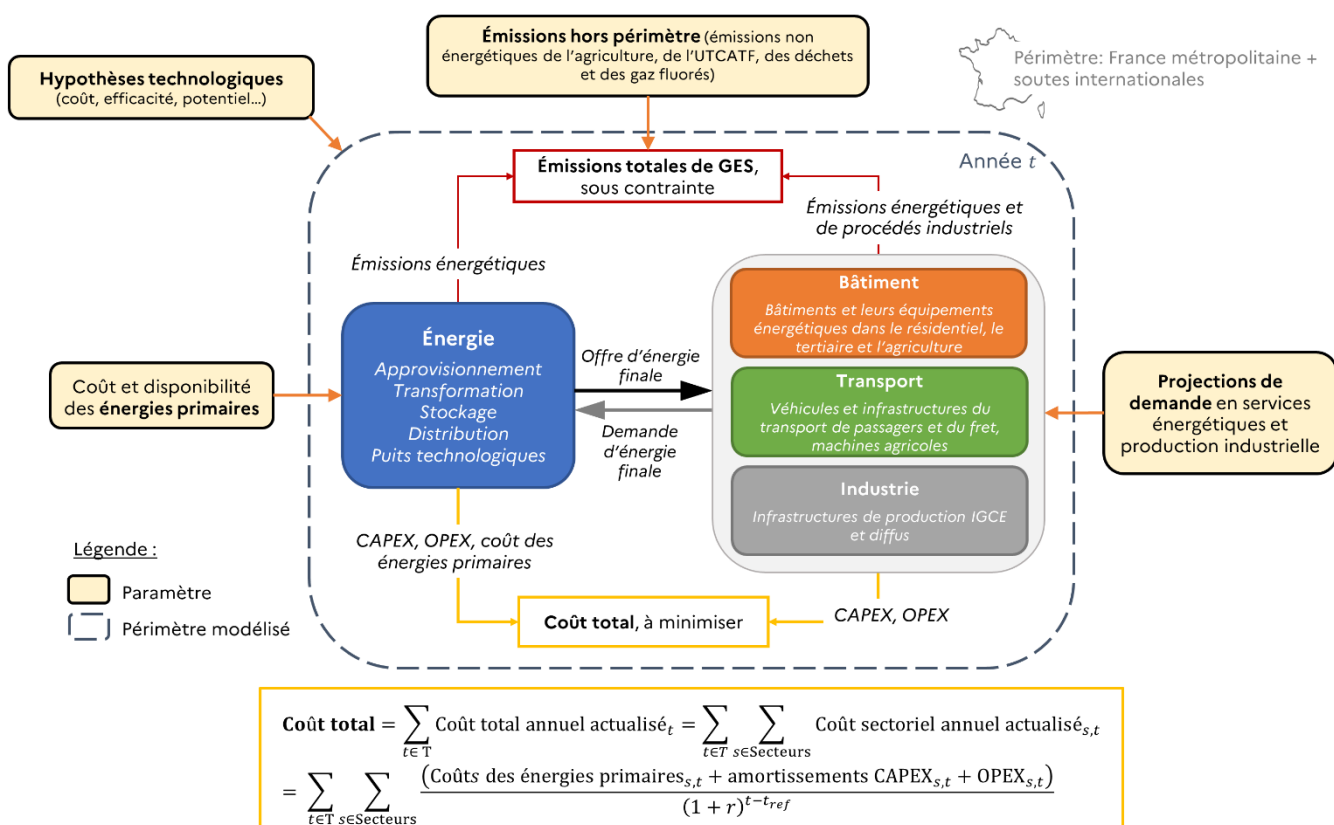
La suite du document est organisée ainsi : la section suivante présente la structure du modèle TiTAN en matière de découpage sectoriel, d'indexation temporelle et spatiale et de comptabilité des émissions et des coûts ; la troisième section détaille la modélisation des différents secteurs ; la quatrième section décrit et illustre la construction de scénario avec TiTAN et la dernière section présente les résultats des simulations produites dans le cadre de la révision de la valeur de l'action pour le climat.

2. LA STRUCTURE GÉNÉRALE DE TITAN

A. Décomposition du système énergétique en secteurs

TiTAN décompose le système énergétique en quatre secteurs (figure 1) : un secteur de production-stockage-distribution d'énergie dit « secteur amont » et trois secteurs consommateurs d'énergie dits secteurs « aval ». Ces derniers comprennent le bâtiment (résidentiel et tertiaire), le transport (de passagers et de marchandises, et avec les soutes internationales) et l'industrie. Le secteur agricole n'est pas modélisé en propre mais incorporé au sein des secteurs bâtiments et transport. L'investissement et l'activité des technologies sont optimisés dans tous les secteurs. Ces secteurs sont reliés entre eux par l'équilibre énergétique : l'offre d'énergie assurée par le secteur « amont » doit satisfaire la demande des trois secteurs « aval ».

Figure 1 : schéma simplifié du modèle TiTAN



Source : CGDD

B. Traitement de la dimension temporelle

TiTAN est un modèle en temps discret et fini : les variables sont définies et calculées pour un nombre fini de points du temps. Chacun de ces points représente une année, les variables de flux sont donc définies en unités annualisées (Md€/an, véhicules/an, GW/an, TWh/an, etc.). Le pas de temps est fixe et de 5 ans. L'année 2020 est le point de départ, les points modélisés correspondent donc aux années 2020, 2025, 2030, 2035, etc. Cependant, pour éviter un calibrage sur des données anormales du fait de la crise du Covid-19, l'année 2020 est en réalité calibrée sur l'année 2019.

On appelle « horizon d'optimisation » le point calculé le plus lointain. En général c'est le point 2055, cependant le paramétrage intègre des projections jusqu'à 2080. Optimiser sur un horizon lointain permet de vérifier l'absence d'éventuels effets de bord, et de s'intéresser à des phénomènes de long terme (par exemple, l'impact d'une évolution du niveau du puits forestier). Le modèle ne définit pas de valeur des variables pendant les années « intermédiaires » non calculées (par exemple, les années 2026, 2027, 2028, 2029 entre les points 2025 et 2030). On peut cependant calculer une valeur pour ces années intermédiaires par interpolation linéaire entre deux points modélisés. De plus, le modèle distingue au sein du secteur énergie des divisions du temps inférieures à l'année (saison, jour et heure) pour dimensionner de façon plus vraisemblable le système électrique (cf. *infra*).

C. Traitement de la dimension spatiale et périmètre géographique

La dimension spatiale n'est pas explicitement représentée dans TiTAN. Cela implique notamment que le dimensionnement des infrastructures de réseau (voies ferrées, lignes électriques, réseau de gaz, etc.) est calculé de façon simplifiée, le plus souvent par proportionnalité au flux transporté et d'une façon légèrement plus subtile pour le réseau électrique. Cependant lorsque la dimension spatiale joue un rôle essentiel, elle est traitée de façon indirecte. Par exemple, pour tenir compte de l'effet de la densité du bâti sur le déploiement des réseaux de gaz et de chaleur urbaine, on introduit pour ces technologies des catégories par zone de densité, caractérisées par des potentiels et des coûts différenciés.

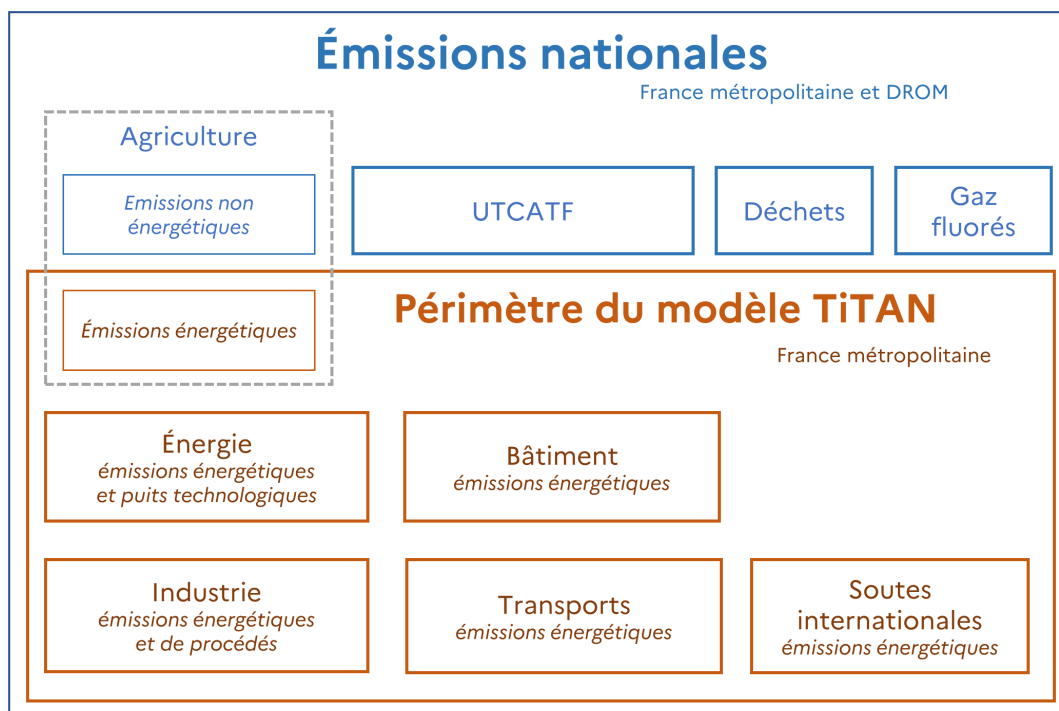
Par simplicité, le périmètre géographique de TiTAN se limite à la France métropolitaine.

D. Comptabilité des émissions

Le périmètre de comptage des émissions comprend, pour la France métropolitaine, les émissions des secteurs de l'énergie, de l'industrie, des transports (dont les soutes internationales), du bâtiment, les émissions énergétiques de l'agriculture et les émissions négatives des puits technologiques (*figure 2*). Ce périmètre représente 308 MtCO₂e en 2019, soit 82 % des émissions métropolitaines (brutes de l'UTCATF). Le reste des émissions métropolitaines n'est pas inclus dans le périmètre d'optimisation : il s'agit des émissions non énergétiques de l'agriculture, de celles liées à l'utilisation des terres, au changement d'affectation des terres et à la forêt (UTCATF), des émissions du secteur des déchets et des émissions de gaz fluorés.

Au sein du périmètre TiTAN, les GES comptabilisés sont les suivants : le dioxyde de carbone (CO₂), le méthane (CH₄) et les oxydes d'azote (NO_x). Les émissions de CO₂ par combustion sont calculées en multipliant les consommations de ressource primaire par des facteurs d'émissions issus de la base empreinte de l'Ademe. Les émissions de procédés de l'industrie sont calculées avec des facteurs d'émissions unitaire en CO₂-équivalent par voie technologique, tirés de préférence des plans de transition sectoriels de l'Ademe, sinon de la base de données du modèle JRC-EU-TIMES. Les émissions de GES hors CO₂ sont converties en CO₂-équivalent en utilisant les valeurs de PRG₁₀₀ du sixième rapport d'évaluation du GIEC.

Figure 2 : périmètre des émissions de TiTAN et périmètre des émissions nationales (SNBC)



Source : CGDD

E. Comptabilité des coûts

Les coûts comptabilisés par le modèle TiTAN sont les coûts de production et d’installation des équipements et infrastructures représentés ; les coûts d’opération et de maintenance de ces équipements et infrastructures ; et les coûts des approvisionnements en énergie primaire. Ces coûts sont exprimés hors taxe et comprennent le coût de la main-d’œuvre (tableau 1). De plus, on peut choisir d’ajouter à la fonction objectif un coût monétaire des émissions de GES, selon une trajectoire de coût unitaire exogène.

Le coût des externalités hors climat est exclu. Par exemple, on ne valorise monétairement ni les coûts de bien-être et de santé des logements indécents, ni les coûts de santé de la pollution de l’air, ni le coût environnemental de l’artificialisation des sols. Parmi les autres coûts non pris en compte, on peut citer les taxes et les subventions, les revenus des exportations d’électricité et les revenus issus de la valorisation des équipements démantelés.

Tableau 1 : panorama des coûts comptés par TiTAN

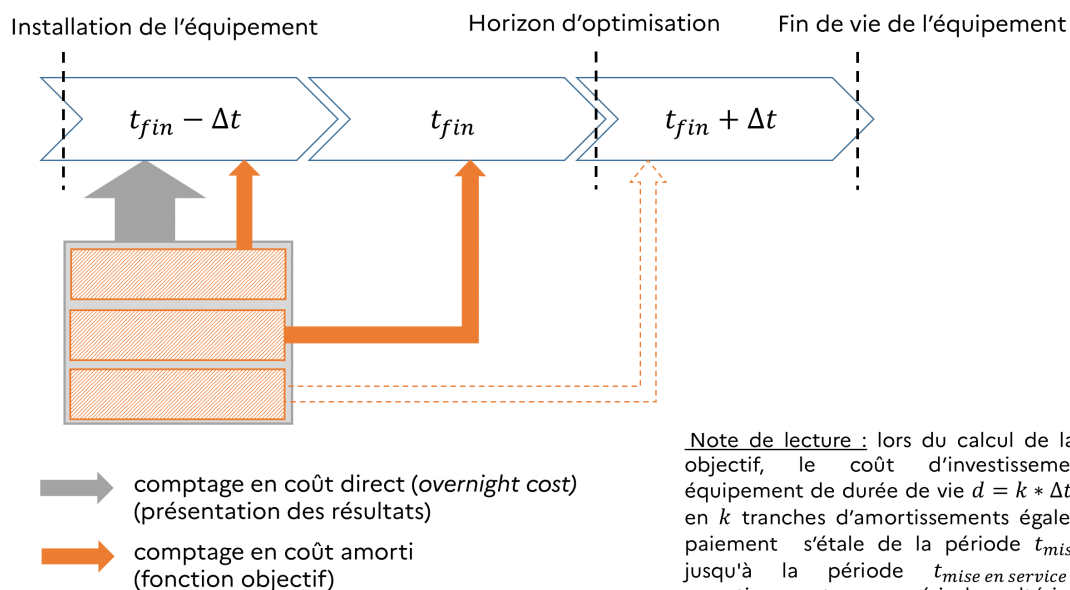
Secteur	Type de coût	Périmètre
Bâtiment	CAPEX	Construction des bâtiments
		Travaux d'isolation thermique des bâtiments Fabrication-installation des équipements de chauffage, climatisation, ECS et cuisson
Énergie	OPEX	Opération/maintenance des infrastructures de production
		Opération/maintenance des infrastructures de distribution
		Opération/maintenance des infrastructures de stockage de l'énergie
	CAPEX	Opération/maintenance des infrastructures de stockage du carbone
		Construction des infrastructures de distribution
Approvisionnement	Construction/démantèlement des infrastructures de production Construction des infrastructures de stockage de l'énergie	
Industrie	OPEX	Approvisionnement en énergies primaires
	OPEX	Opération des infrastructures de production
	CAPEX	Maintenance des infrastructures de production
Transport	OPEX	Construction-installation des infrastructures de production
		Maintenance des véhicules
	CAPEX	Opération/maintenance des infrastructures de transport
		Construction des infrastructures de transport Fabrication des véhicules
Global	Coût des émissions	Optionnel – Coût unitaire des émissions de GES

Source : CGDD

Lors du calcul de la fonction objectif, tous les coûts sont actualisés à l'année de référence 2024, en utilisant un unique taux d'actualisation, fixé à la valeur recommandée pour l'évaluation socio-économique des investissements publics (3,2 %) ¹⁴. De plus, les coûts d'investissement (CAPEX) des équipements sont divisés en amortissements égaux et ventilés sur la durée de vie de l'équipement. Cela permet d'éviter un effet de bord en fin d'optimisation : si le coût d'un investissement potentiel à la dernière période était imputé entièrement à cette date, son utilisation cumulée serait trop faible relativement à son coût pour justifier son installation dans la trajectoire coût-optimal (figure 3).

¹⁴ France Stratégie, *Guide de l'évaluation socioéconomique des investissements publics - Complément opérationnel I : révision du taux d'actualisation*, octobre 2021.

Figure 3 : principe de l'amortissement des investissements dans le calcul de la fonction objectif de TiTAN



Note de lecture : lors du calcul de la fonction objectif, le coût d'investissement d'un équipement de durée de vie $d = k * \Delta t$ est divisé en k tranches d'amortissements égales, dont le paiement s'étale de la période $t_{mise\ en\ service}$ jusqu'à la période $t_{mise\ en\ service} + d$. Les amortissements aux périodes ultérieures à la dernière période calculée t_{fin} ne sont pas comptés dans la fonction objectif.

Source : CGDD

F. Comptabilité des stocks de capital

Dans TiTAN, on appelle « capital » tout stock d'équipement physique qui participe à la satisfaction de la demande en services énergétiques. Cette définition comprend le capital productif au sens usuel (usines, centrales électriques, méthaniseurs, etc.), les infrastructures de réseaux (réseau électrique et réseau de gaz, voies ferrées, bornes de recharge, etc.), mais aussi certains équipements usuellement classés parmi les biens de consommation durables (voitures, chaudières, etc.).

TiTAN autorise la mise hors service du capital avant sa fin de vie dans tous les secteurs. Par exemple, les chaudières à fioul ou à gaz des logements peuvent être remplacées prématurément par des pompes à chaleur et l'activité des centrales thermiques à charbon ou à fioul peut cesser avant leur démantèlement si le modèle estime cette option de décarbonation coût-efficace malgré le coût échoué généré. Les équipements hors service restent néanmoins disponibles jusqu'à la fin de leur durée de vie. Il convient donc de surveiller la potentielle réutilisation d'un équipement précédemment mis hors service et éventuellement de la contrôler par une contrainte *ad hoc*.

Encadré 2 : évolution des stocks de capital et valeur implicite des investissements sur les années non calculées

Si t et $t + \Delta t$ sont deux points temporels consécutifs (par exemple, les années 2020 et 2025), on décrit comme suit l'évolution du stock d'une technologie g de durée de vie d (multiple de Δt) :

$$\begin{aligned}\text{Stock}_g(t + \Delta t) &= \text{Stock}_g(t) + \text{Investissement}_g(t + \Delta t) \times \Delta t \\ &\quad - \text{Investissement}_g(t + \Delta t - d) \times \Delta t\end{aligned}$$

En langage naturel, cette équation s'écrit :

$$\begin{aligned}\text{Stock période courante} &= \text{Stock période précédente} + \text{Investissements période courante} \\ &\quad - \text{Dépréciation du stock vieux de plus de } d \text{ ans}\end{aligned}$$

Cette équation suppose implicitement que les investissements sont constants entre deux points temporels successifs. Il s'agit d'une convention, qui permet de simplifier grandement les calculs.

Afin de décrire correctement la dépréciation des stocks historiques, on paramètre des chroniques d'investissement sur la période avant le premier point modélisé.

3. LES SECTEURS MODÉLISÉS DANS TITAN

Cette partie décrit de façon schématique la modélisation de chaque secteur représenté dans TiTAN. Elle indique pour chacun d'eux le détail des activités et des technologies prises en compte ainsi que les principales variables et paramètres, notamment en matière de coûts et d'émissions. Elle présente les principales équations de chaque secteur, sous formes simplifiées et de façon non exhaustive par souci de clarté.

A. Secteur énergie

Le secteur énergie de TiTAN comprend les activités d'approvisionnement, de transformation et de distribution d'énergie, ainsi que l'activité de capture de CO₂ dans les unités de production énergétiques et directement dans l'atmosphère¹⁵. Ce secteur, aussi appelé secteur « amont », joue un rôle central : il est relié à tous les autres secteurs, dit « aval », via leur demande énergétique. Il constitue ainsi le principal canal de transmission des effets intersectoriels.

Les variables du secteur énergie sont l'investissement dans les technologies de production, de stockage et de distribution d'énergie ; l'activité de ces technologies (le taux d'usage du stock) ; ainsi que l'investissement dans et l'activité de la capture directe atmosphérique du CO₂ (ou DAC, pour *Direct Air Capture*).

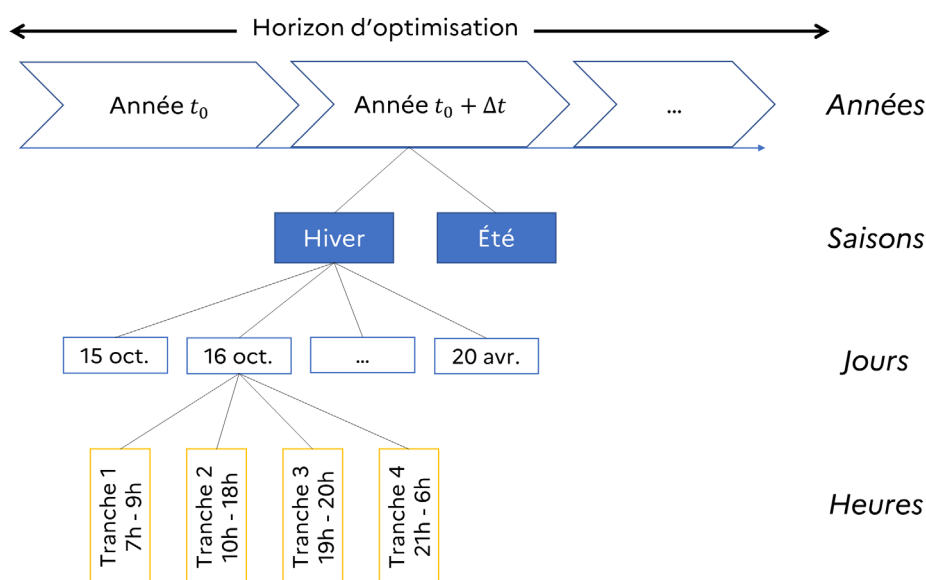
Les coûts pris en compte dans ce secteur comprennent le coût d'investissement (CAPEX) dans les technologies de production, de distribution et de stockage d'énergie et de CO₂, le coût

¹⁵ Cf. annexe 1 pour un schéma des technologies et énergies représentées dans le secteur énergie.

des consommations d'énergies primaires et les coûts d'activité (OPEX hors consommation d'énergie) de ces technologies.

Les variables sont définies pour chaque plage horaire de l'année lorsqu'elles concernent l'électricité et la chaleur de réseau, et par an lorsqu'elles concernent les autres énergies qui sont plus faciles à stocker. Le nombre de plages horaires par jour et leur répartition dans la journée sont choisis par l'utilisateur selon un compromis entre temps de calcul et précision de la modélisation. Dans le cas de l'électricité et de la chaleur urbaine, les moyens de production ont des facteurs de charge horaires constants, calés sur ceux observés l'année 2019. De même, la demande de chaque usage (industrie, chauffage, ECS, charge des véhicules électriques, etc.) pour ces énergies est déclinée à l'échelle horaire, selon un profil de répartition calé sur l'année 2019 et constant au cours de la trajectoire. Cela implique que la flexibilité du système électrique est assurée uniquement par l'amont (stockage par station de transfert d'énergie par pompage (STEP), batteries ou *Power-to-Gas*) et non par l'aval (pas d'effacement de la demande industrielle, de flexibilité de la demande résidentielle ni de *vehicule-to-grid*).

Figure 4 : divisions temporelles utilisées dans la représentation du système énergétique de TITAN



Source : CGDD

Le dimensionnement des réseaux est calculé simplement. Pour l'électricité, la capacité nécessaire, exprimée en GW, est une moyenne pondérée de la puissance totale de production installée et de la puissance appelée maximale dans l'année (la « pointe électrique »). Pour les réseaux de gaz, de chaleur et de froid, le dimensionnement est proportionnel au nombre de bâtiments à raccorder. De plus, trois zones de densité d'habitat sont distinguées, dont les coûts sont décroissants avec la densité.

Encadré 3 : principales équations du secteur énergie de TiTAN

Production en fonction de l'activité – cas des énergies « horaires » :

$$\forall g, \forall t, \forall h \in H_t : \text{Production}_g(t, h) \leq \text{Activité}_g(t, h) \times \text{Efficacité}_g(t)$$

Satisfaction de la demande des secteurs aval – cas des énergies « horaires » :

$$\forall t, h \in H_t, \forall e \in E_H : \sum_{s \in S} \text{Demande}_{e,s}(t, h) \leq \sum_{g \in G_{\rightarrow e}} \text{Production}_g(t, h)$$

Émissions de CO₂ de la consommation des énergies primaires :

$$\begin{aligned} \forall t, \text{Émissions CO}_2 \text{ énergies primaires}(t) \\ = \sum_p \sum_{g \in G_{p \rightarrow}} \text{Consommation}_{p,g}(t) \times \text{Facteur d'émission}_p(t) \end{aligned}$$

Émissions des fuites de méthane en CO₂-équivalent :

$$\begin{aligned} \forall t, \text{Émissions fuites de gaz}(t) \\ = \text{Distribution de gaz}(t) \times \text{Taux de fuite}(t) \times \text{PRG100}_{\text{CH}_4} \end{aligned}$$

Avec :

g : une technologie de transformation d'énergie

e : un vecteur énergétique

p : une énergie primaire

H_t : l'ensemble des heures h comprises dans l'année t

Activité : le volume d'énergie amont consommé

Production : le volume d'énergie aval produit

E_H : l'ensemble des énergies produites et consommées à la maille horaire

S : l'ensemble des secteurs avals s

$G_{\rightarrow e}$: l'ensemble des technologies g produisant l'énergie e

$G_{p \rightarrow}$: l'ensemble des technologies g consommant l'énergie primaire p

La modélisation conduit à opérer de nombreuses simplifications du secteur énergie, dont quelques-unes des plus importantes sont listées ci-dessous.

- Les infrastructures de stockage et de transport de l'hydrogène ne sont pas représentées, les coûts associés sont agrégés dans un seul coût unitaire.
- La biomasse primaire est modélisée par un unique gisement homogène pouvant satisfaire tous les usages (bois d'œuvre, bois d'industrie, production de biogaz ou de biocarburant...), à l'exception d'un petit volume ne pouvant servir qu'à la méthanisation. La disponibilité de la biomasse primaire est décrite par une courbe de coût marginal en escalier : des tranches supplémentaires de biomasse peuvent être mobilisées à des coûts supérieurs, potentiellement très élevés (jusqu'à 200 €/MWh primaire).
- On ne tient pas compte des interactions entre prélèvements de biomasse et niveau du puits d'émissions UTCATF.

B. Secteur transport

Le secteur transport de TiTAN est dédoublé entre transport de passagers et fret en raison des dynamiques différentes de ces sous-secteurs, mais leurs structures sont identiques.

Les variables du secteur sont l'investissement dans les véhicules et les infrastructures, et l'activité des véhicules. La demande totale de transport et les parts modales sont paramétrées. Les coûts du secteur transport sont les coûts d'investissement dans les véhicules et les infrastructures (CAPEX), ainsi que les coûts d'entretien des véhicules et des infrastructures légères telles les bornes de recharge (OPEX). La demande en énergie finale du transport est calculée en multipliant l'activité des véhicules avec leurs consommations unitaires respectives.

Encadré 4 : principales équations des secteurs transport de passagers et fret de TiTAN

Satisfaction de la demande en transport :

$$\forall d, m, t : \text{Demande}_d(t) \times \text{Part modale}_{d,m}(t) \leq \sum_{v \in V_m} \sum_{c \in C_v} \text{Activité}_{d,m,v,c}(t) \times \text{Taux remplissage}_{d,m,v,c}(t)$$

Dimensionnement du stock de véhicules :

$$\forall m, v, c, t : \sum_d \frac{\text{Activité}_{d,m,v,c}(t)}{\text{Taux remplissage}_{d,m,v,c}(t) \times \text{Kilométrage annuel}_{d,m,v,c}(t)} \leq \text{Stock}_{m,v,c}(t)$$

Avec :

d : un type de distance (longue distance, courte distance ou international)

m : un mode de transport (voiture, bus, train, avion, etc.)

V_m : l'ensemble des véhicules v disponibles pour le mode m , distingués par l'énergie consommée (voiture à essence, à gaz, électrique à batteries, électrique à pile H₂...)

c : une classe de consommation unitaire pour une motorisation donnée

C_v : l'ensemble des classes de consommation disponibles pour un véhicule v

Demande : paramètre (passagers.km pour le transport de passagers, t.km pour le fret)

Part modale : part d'un mode de transport, pour un type de distance donné (%)

Activité : activité des véhicules (km/an)

Taux remplissage : taux de remplissage des véhicules, paramétré (passagers/véhicule pour le transport de passagers, t/véhicule pour le fret)

Kilométrage annuel : kilométrage annuel maximal d'un véhicule, paramétré (km/véhicule/an)

Stock : stock de véhicules (nombre de véhicules)

On distingue la demande de trajets courtes distances (moins de 100 km, en France métropolitaine), longues distances (plus de 100 km, en France métropolitaine) et internationaux (vers là/hors de France métropolitaine), car ces types trajet ne donnent pas lieu aux mêmes arbitrages entre les modes de transport. Ensuite, on distingue au sein de chaque mode plusieurs possibilités d'alimentation énergétique. Par exemple, on distingue dans le cas des voitures trois motorisations thermiques (diesel/essence, gaz et 100 % biosourcé), une hybride non rechargeable, une hybride rechargeable, une électrique à batteries et une électrique à

pile à hydrogène. Pour chaque possibilité d'alimentation énergétique, plusieurs classes d'efficacité sont distinguées, dont le coût d'investissement croît quand la consommation unitaire décroît.

Les infrastructures de transport (linéaire de réseau, gares et bornes de recharge) sont représentées avec un type unique par mode de transport accueilli. Leur stock est dimensionné par proportionnalité à l'activité totale du mode concerné. Les réseaux routiers et leurs coûts ne sont pas représentés.

C. Secteur bâtiment

Le secteur bâtiment de TiTAN comprend les cinq usages énergétiques associés au résidentiel et au tertiaire : chauffage, climatisation, eau chaude sanitaire (ECS), cuisson et électricité spécifique. Le parc résidentiel est scindé en trois modes de logement : maisons individuelles (MI), habitations à loyer modéré (HLM) et logements collectifs hors HLM (HC). Le parc tertiaire est représenté par un mode unique. La demande individuelle pour chaque usage (en énergie utile), la population, la répartition entre les trois modes de logement (individuel, collectif et social), le nombre moyen de personnes par logement, ainsi que les constructions et les destructions de bâtiments sont paramétrés. Les variables de décision du secteur sont les achats d'équipements, l'usage des stocks d'équipements disponibles et les travaux d'isolation des logements. Les coûts du secteur bâtiment correspondent aux achats d'équipement, aux rénovations, aux constructions et destructions de bâtiment. Il ne s'agit que de coûts d'investissements (CAPEX), on ne tient pas compte des coûts d'entretien des équipements et des bâtiments.

Les équipements sont différenciés par mode, par usage énergétique et par énergie finale consommée. Pour les usages thermosensibles (chauffage et climatisation), les équipements sont en plus différenciés par classe de puissance : il faut un équipement plus puissant pour atteindre le même niveau de confort dans un logement moins bien isolé. On prend en compte les possibilités d'équipement multi-usages. Par exemple, une pompe à chaleur (PAC) air-air peut être utilisée pour le chauffage et la climatisation et une PAC air-eau peut être utilisée pour le chauffage et l'ECS.

L'isolation des bâtiments est représentée par une classe à sept niveaux, notés de « A' » à « G' » (« A' » pour la performance de la construction neuve, « G' » pour le pire niveau de performance). Cette classe est différente de l'étiquette énergie du diagnostic de performance énergétique (DPE)¹⁶, qui caractérise la consommation d'énergie primaire sur tous les usages et dépend donc à la fois de la performance thermique et des systèmes de chauffage, ECS et climatisation. En pratique, on peut cependant obtenir une assez bonne approximation de l'étiquette énergie du DPE d'un logement dans TiTAN à partir de sa classe d'isolation et de son système de chauffage. En effet, l'équivalence entre classe d'isolation et étiquette énergie est assez bonne pour la plupart des systèmes de chauffage, à l'exception du chauffage électricité-joule pour lequel il faut dégrader la classe d'isolation de deux rangs pour tenir compte du ratio « énergie primaire/énergie utile », aujourd'hui plutôt élevé en raison de la part importante du nucléaire dans le mix électrique). Par exemple, à un logement de classe d'isolation « C' » correspond en général une étiquette énergie du DPE « C » lorsqu'il est équipé d'une chaudière gaz, d'un poêle à bois ou d'une PAC, et une étiquette « E » lorsqu'il est équipé d'un chauffage électricité-joule.

Les travaux d'isolation sont représentés comme un saut depuis un niveau d'isolation donné vers un niveau plus performant. On suppose que les coûts des travaux sont croissants et convexes avec le nombre de niveaux gagnés, et qu'il est toujours moins coûteux d'atteindre

¹⁶ Pour une explication des règles et de l'usage du DPE, voir : www.ecologie.gouv.fr/politiques-publiques/diagnostic-performance-energetique-dpe.

un niveau donné en une étape de travaux plutôt qu'en plusieurs étapes. De plus, on considère qu'il n'y pas de dégradation de l'isolation des bâtiments au cours du temps, et que les travaux d'isolation ne permettent pas d'atteindre le niveau de performance thermique de la construction neuve. Les destructions de logements sont paramétrées à un taux constant du parc, avec l'hypothèse que les logements détruits sont toujours les plus mal isolés. La construction est paramétrée pour satisfaire la demande en logements pour chaque mode et ne produit que des bâtiments de la meilleure classe d'isolation.

La demande en énergie finale du secteur bâtiment est calculée pour chaque usage, en fonction des demandes en énergie utile et des efficacités des équipements (cf. s 5). Pour les usages thermosensibles (chauffage et climatisation), on prend également en compte l'isolation du bâtiment, la température de consigne visée selon la saison et la chronique des températures extérieures quotidiennes sur l'année de référence (2019). La hausse moyenne des températures due au réchauffement climatique est prise en compte, et suit une tendance linéaire jusqu'à + 1,4 °C de réchauffement en 2060 par rapport à 2020.

De nombreuses simplifications sont effectuées, notamment les résidences secondaires et les logements inoccupés ne sont pas représentés.

Encadré 5 : principales équations du secteur bâtiment de TiTAN

Disponibilité des équipements pour les usages chauffage et climatisation :

$$\forall t, s, m, i : \sum_{i' \leq i} \left(\# \text{Logements habités}_{s,m,i'}(t) \times \text{Taux logements équipés}_{s,m,i'}(t) \right) \leq \sum_{g \in G_s} \sum_{k \geq i} \text{Stock équipements}_{g,m,k}(t)$$

Évolution du stock de logements :

$$\begin{aligned} \forall t, m, i : \text{Stock logements}_{m,i}(t + \Delta t) &= \text{Stock logements}_{m,i}(t) \\ &+ \left[\text{Constructions}_{m,i}(t + \Delta t) - \text{Destructions}_{m,i}(t + \Delta t) \right] \times \Delta t \\ &+ \left[\sum_{i' > i} \text{Rénovations}_{i' \rightarrow i}(t + \Delta t) - \sum_{i' < i} \text{Rénovations}_{i \rightarrow i'}(t + \Delta t) \right] \times \Delta t \end{aligned}$$

Avec :

s : un service énergétique thermosensible (chauffage ou climatisation)

m : un mode de bâtiment (maison individuelle, habitat collectif, HLM ou tertiaire)

i : la classe d'isolation du logement (plus *i* est bas, mieux le logement est isolé)

g : une technologie d'équipement du bâtiment (PAC air-air, ballon d'eau chaude électrique, climatiseur, etc.)

G_s : l'ensemble des technologies qui peuvent fournir le service *s*

k : la classe de puissance d'un équipement pour un usage thermosensible (il faut un équipement de classe *k* ou plus pour chauffer/climatiser un logement de classe *k* ou moins)

D. Secteur industrie

Le secteur industrie de TiTAN correspond à l'ensemble du secteur secondaire - industrie lourde, industrie diffuse et artisanat – et est décomposé en quinze filières (cf. annexe 1). La demande totale de produits industriels est paramétrée pour chaque filière et exprimée en production physique (Mt/an). Elle comprend la demande intérieure et les exportations. Du côté de l'offre, les caractéristiques technico-économiques des options disponibles pour chaque filière sont paramétrées, tandis que l'investissement dans les capacités de production et leur niveau d'activité sont les variables de décision ajustées lors de l'optimisation. La demande d'énergie du secteur industrie ne correspond en général qu'à la consommation à usage énergétique, la consommation à usage matière n'étant prise en compte que dans le cas de la consommation de charbon de la sidérurgie et de la consommation de gaz de la filière ammoniac.

Pour chaque filière, on distingue des « voies technologiques », qui représentent chacune une combinaison de technologies constituant un mode de production disponible pour la filière (cf. annexe 1). Une voie est caractérisée par ses coûts d'investissement (CAPEX), d'opération et de maintenance (OPEX), sa consommation unitaire d'énergie et son intensité d'émissions de procédé. Pour les industries grandes consommatrices d'énergies (IGCE), les voies technologiques sont paramétrées en fonction des options décrites dans les plans de transition sectoriels (PTS) de l'Ademe¹⁷ disponibles à date. Pour les autres filières, quatre voies technologiques sont distinguées en croisant deux caractères binaires : l'intensité énergétique (faible *versus* forte) et l'intensité d'émissions de process (faible *versus* forte). La possibilité de conversion des infrastructures existantes vers de nouveaux procédés n'est pas représentée.

On considère que certaines énergies finales sont directement substituables dans les infrastructures industrielles sans nécessiter d'investissement supplémentaire (tableau 2). On classe donc les énergies finales disponibles pour l'industrie en groupes d'énergies substituables et on indexe les infrastructures de production par ces groupes. Cependant, pour tenir compte des cas particuliers où ces substitutions directes sont impossibles ou limitées, on impose également des parts minimum et maximum de consommation d'énergie finale par voie technologique.

Tableau 2 : groupes d'énergies finales directement substituables dans le secteur industrie

Énergie finale	Groupe d'énergies substituables
Électricité	Électricité
Chaleur de réseau haute température	Chaleurs de réseau
Chaleur de réseau moyenne température	
Gaz	Gaz et fioul
Fioul	
Charbon	Combustibles solides
Biomasse solide	
Hydrogène	Hydrogène

Lecture : le gaz et le fioul sont considérés comme substituables dans les infrastructures de production sans investissement supplémentaire, et constituent à ce titre le groupe « gaz et fioul ».

Source : CGDD, modèle TiTAN

¹⁷ Par exemple : <https://bibliothèque.ademe.fr/changement-climatique/7151-plan-de-transition-sectoriel-de-l-industrie-de-l-acier-en-france.html>.

La demande d'énergie finale de l'industrie dépend du niveau de production physique, des voies technologiques choisies, des énergies finales utilisées ainsi que des éventuelles consommations de vecteurs énergétiques pour des usages matière (charbon pour l'acier et gaz pour l'ammoniac). On distingue deux types d'émissions du secteur industrie : les émissions directes énergétiques, déterminées par la consommation énergétique de l'industrie ; et les émissions directes non énergétiques (émissions de procédé), déterminées directement par le niveau de production et les voies technologiques choisies.

Comme la production physique est paramétrée, il n'y a pas de rétroaction des investissements choisis par le modèle dans l'ensemble des secteurs sur l'activité industrielle. La cohérence entre la production industrielle et les investissements réalisés peut néanmoins être évaluée après la simulation et éventuellement ajustée par itération.

Encadré 6 : principales équations du secteur industrie de TiTAN

Satisfaction de la demande en produits industriels :

$$\forall t, f: \text{Demande}_f(t) \leq \sum_{v \in V_f} \text{Production}_v(t)$$

Consommation d'énergie pour la production industrielle :

$$\forall t, v: \text{Production}_v(t) = \sum_{p \in P_v} \frac{\text{Activité}_{v,p}(t)}{\text{Consommation unitaire}_{v,p}(t)}$$

Dimensionnement des capacités de production :

$$\forall t, v, p \in P_v: \sum_{e \in E_p} \frac{\text{Activité}_{v,e}(t)}{\text{Consommation unitaire}_{v,e}(t)} \leq \text{Capacité}_{v,p}(t)$$

Émissions de procédés :

$$\begin{aligned} \forall t, f: \text{Émissions de procédés}_f(t) \\ = \sum_{v \in V_f} \text{Production}_v(t) \times \text{Facteur unitaire d'émissions}_v(t) \end{aligned}$$

Avec :

f : une filière industrielle

v : une voie technologique

V_f : l'ensemble des voies technologiques comprises dans la filière f

P_v : un groupe d'énergies finales e directement substituables

E_v : l'ensemble des groupes d'énergies finales utilisables par la voie v

Demande : la demande en produit fini adressée à la filière f (Mt/an)

Activité : la consommation totale d'énergie finale e pour la production de la voie technologique v (TWh/an)

Consommation unitaire : consommation d'énergie finale e par la voie v par unité de produit fini (TWh/Mt)

Capacité : le stock de capacités de production de la voie v consommant le paquet d'énergies (Mt de production/an)

E. Secteur agriculture

Le secteur agriculture n'est à ce jour pas modélisé en propre. Les consommations énergétiques des bâtiments et véhicules agricoles, ainsi que les émissions associées, sont respectivement intégrées au sein des secteurs bâtiment et transport *via* des demandes spécifiques.

4. LA CONSTRUCTION DE SCENARIOS AVEC TITAN

A. La démarche de scénarisation

Les scénarios dans la gouvernance climatique française

Les scénarios sont un outil essentiel de la démarche prospective. En France, on peut citer les exercices *Futurs Énergétiques 2050* de RTE et *Transition(s) 2050* de l'Ademe, et à l'échelle internationale les *Shared Socioeconomic Pathways* présentés dans le 6^e rapport du GIEC, ou les scénarios présentés par l'agence internationale de l'énergie (AIE) dans son rapport annuel *World Energy Outlook*.

Les scénarios sont également au cœur de l'élaboration de la stratégie nationale bas-carbone (SNBC) française. Dans ce contexte, la direction générale de l'énergie et du climat (DGEC) produit plusieurs scénarios, chacun réalisé à partir d'un jeu cohérent d'hypothèses sur les évolutions technologiques et des modes de vie, le contexte économique (notamment les prix de l'énergie) ainsi que sur les politiques et les mesures mises en place. Ces jeux d'hypothèses sont ensuite appliqués à une collection de modèles sectoriels, qui permettent de décrire l'évolution du sous-jacent physique des émissions nationales de GES (bâtiment, transport, industrie, système électrique, agriculture, forêt, etc.). Les résultats de ces différents modèles sont ensuite agrégés en vérifiant le bouclage énergétique offre-demande pour aboutir à une trajectoire cohérente des émissions nationales jusqu'à 2050.

Le principal scénario produit pour la SNBC est celui dit « avec mesures supplémentaires » (AMS). Il s'agit d'un scénario normatif qui vise l'atteinte de l'objectif zéro émissions nettes (ZEN) en 2050, grâce à l'application de nouvelles mesures de décarbonation de natures variées (réglementaire, fiscale, incitative, etc.). Les autres scénarios produits incluent notamment un scénario dit « avec mesures existantes » (AME), qui décrit l'évolution tendancielle des émissions à partir des mesures déjà en œuvre à date, ainsi que des variantes de l'AMS.

TiTAN, un outil de scénarisation

En tant qu'outil de prospective, TiTAN permet de produire des scénarios. Un scénario TiTAN est l'ensemble formé par un paramétrage cohérent de projections technologiques et de demande, et par la trajectoire produite à partir de ce paramétrage. Même si des éléments qualitatifs et narratifs font souvent partie des scénarios prospectifs, ils ont été peu développés dans les scénarios TiTAN produits jusqu'ici et ceux présentés dans ce document. Cependant, il est tout à fait possible d'en développer en interprétant les projections paramétrées dans un scénario. Notamment, les projections de demande sont construites à partir d'hypothèses sur les modes de vie et de consommation qui peuvent impliquer des narratifs très contrastés d'un scénario à l'autre (par exemple sur le report modal dans les transports, la densification de l'habitat, etc.)

L'analyse des scénarios TiTAN

L'analyse d'un scénario d'intérêt peut se faire de façon isolée, ou par comparaison à un scénario contrefactuel. En général, le scénario contrefactuel est construit comme une variante du scénario d'intérêt dont on fait varier un ou plusieurs éléments de paramétrage. Par exemple, le contrefactuel peut consister en une variante avec une contrainte carbone plus faible ou absente, une variante sans hypothèses de sobriété, une variante avec une moindre disponibilité des technologies de rupture, etc. Par différence avec le scénario d'intérêt, la variante permet d'isoler les effets des différents éléments de paramétrages

TiTAN a également vocation à réaliser des analyses mobilisant plus de deux scénarios, notamment des analyses de sensibilité. Il s'agit d'un type d'analyse paramétrique, qui consiste à produire plusieurs scénarios en faisant varier les valeurs d'une sélection paramètres d'intérêt (par exemple le potentiel de capture et stockage de carbone (CCS) ou le potentiel de biomasse) et à en analyser l'effet sur la trajectoire produite.

B. Les éléments de contexte

Les projections macroéconomiques et démographique

Une trajectoire de population et une trajectoire de PIB sont utilisées pour dimensionner les trajectoires de demande de services énergétiques paramétrées (*cf. infra*), mais elles n'interviennent pas directement dans le modèle.

D'autre part, des projections de prix des énergies fossiles sur les marchés mondiaux sont paramétrées pour décrire les coûts d'approvisionnement de la France.

Les paramètres technologiques

Les paramètres décrivant les technologies (CAPEX, OPEX, efficacité, consommation unitaire, date de disponibilité, etc.) sont entièrement paramétrés. Le progrès technologique est donc strictement exogène, pris en compte *via* des chroniques évolutives des paramètres technologiques. Étant donné que TiTAN suit un critère coût-efficacité, les valeurs retenues déterminent fortement les résultats.

Les paramètres technologiques varient en général peu entre les simulations, ou alors sur des aspects identifiés comme sensibles (coûts du nucléaire ou des énergies renouvelables, efficacité et flexibilité des électrolyseurs, etc.). Les sources principales sont les bases de données des modèles technico-économiques utilisés par la Commission européenne : modèle JRC-TIMES¹⁸ pour les secteurs de l'énergie et du bâtiment, modèle PRIMES¹⁹ pour le transport. Les paramètres technologiques se rapportant à la production et au transport d'électricité sont quant à eux issus de données de RTE. Pour l'industrie, le modèle a vocation à être paramétré finement sur la base des PTS de l'Ademe au fil de leur publication, c'est déjà le cas des filières acier, ciment et aluminium. Dans l'attente de ces publications, les voies technologiques des autres filières sont paramétrées avec des valeurs volontairement pessimistes des coûts et des potentiels de décarbonation.

C. Les hypothèses sur le déploiement des technologies

Par défaut, TiTAN n'impose pas de limite, haute ou basse, sur les investissements dans les technologies. Cela peut conduire à des trajectoires d'investissement très irrégulières d'un point au suivant, voire intermittentes. Par exemple, on peut observer un déploiement très

¹⁸ www.data.jrc.ec.europa.eu/collection/id-00287.

¹⁹ www.energy.ec.europa.eu/data-and-analysis/energy-modelling/eu-reference-scenario-2020_en.

brusque du nucléaire ou un effondrement de certains types de rénovations de bâtiments d'un point au suivant.

Ces trajectoires d'investissement accidentées sont un résultat normal du programme de minimisation du coût, mais elles sont bien entendues peu vraisemblables économiquement pour de nombreuses raisons : durées des chantiers, développement progressif des filières économiques, freins économiques, sociaux et comportementaux à la diffusion de certaines technologies, capacité d'investissement limitée, etc. C'est pourquoi **Ti TAN dispose de plusieurs types de contraintes pour contrôler la dynamique et le potentiel de déploiement des technologies.**

Le réglage de ces contraintes est fondamentalement arbitraire, qu'il soit fait à l'appréciation du modélisateur ou inspiré d'autres scénarios prospectifs. De plus, ces contraintes ont un impact important sur les résultats, aussi bien en matière de choix technologiques que de coût de la décarbonation. Leur usage doit donc être raisonné et leur réglage doit idéalement faire l'objet d'un compromis entre la vraisemblance des trajectoires et la liberté laissée au modèle.

Encadré 7 : deux approches pour contraindre le déploiement des technologies

La première approche, qu'on appelle « niveau maximum », consiste à limiter à chaque point le déploiement des technologies selon des plafonds exogènes, qui peuvent être exprimés en capacité installée ou en part de marché. Les valeurs de ces plafonds peuvent éventuellement être alignées sur d'autres travaux prospectifs, par exemple les scénarios de la SNBC ou de RTE.

Exemple : limitation de la part des logements chauffés par des PAC

$$\forall t, \quad \#\text{Logements chauffés}_{PAC,t} \leq \text{PartMax}_{PAC,t} \times \sum_{tech} \#\text{Logements chauffés}_{tech,t}$$

Avec : $\text{PartMax}_{PAC,t}$ la part de marché maximum des PAC à la période t

La deuxième approche, qu'on appelle « croissance maximum », est plus indirecte. Elle consiste à lisser la croissance des investissements physiques d'un point au suivant. Les paramètres de ce lissage sont en général réglés par tâtonnement, par défaut de valeurs de référence disponibles.

Exemple : limitation de la croissance des installations de PAC

$$\forall t, \#\text{PAC installées}_{t+\Delta t} \leq (1 + A)^{\Delta t} \times \#\text{PAC installées}_t + B \times \Delta t$$

Avec : A, B respectivement un pourcentage de croissance annuel maximal des investissements et un accroissement annuel maximal des investissements

On peut également limiter la baisse des investissements par des contraintes symétriques, dans l'une et l'autre approche.

En pratique, l'approche « croissance maximum » est plus difficile à utiliser que l'approche « niveau maximum » : en raison de l'absence de valeurs de référence pour ses paramètres, elle demande de juger a posteriori de la vraisemblance des dynamiques technologiques. L'approche « part maximum » a quant à elle l'avantage de pouvoir s'aligner sur une référence avant la simulation. En revanche, les résultats produits sont alors très dépendants du choix de cette référence.

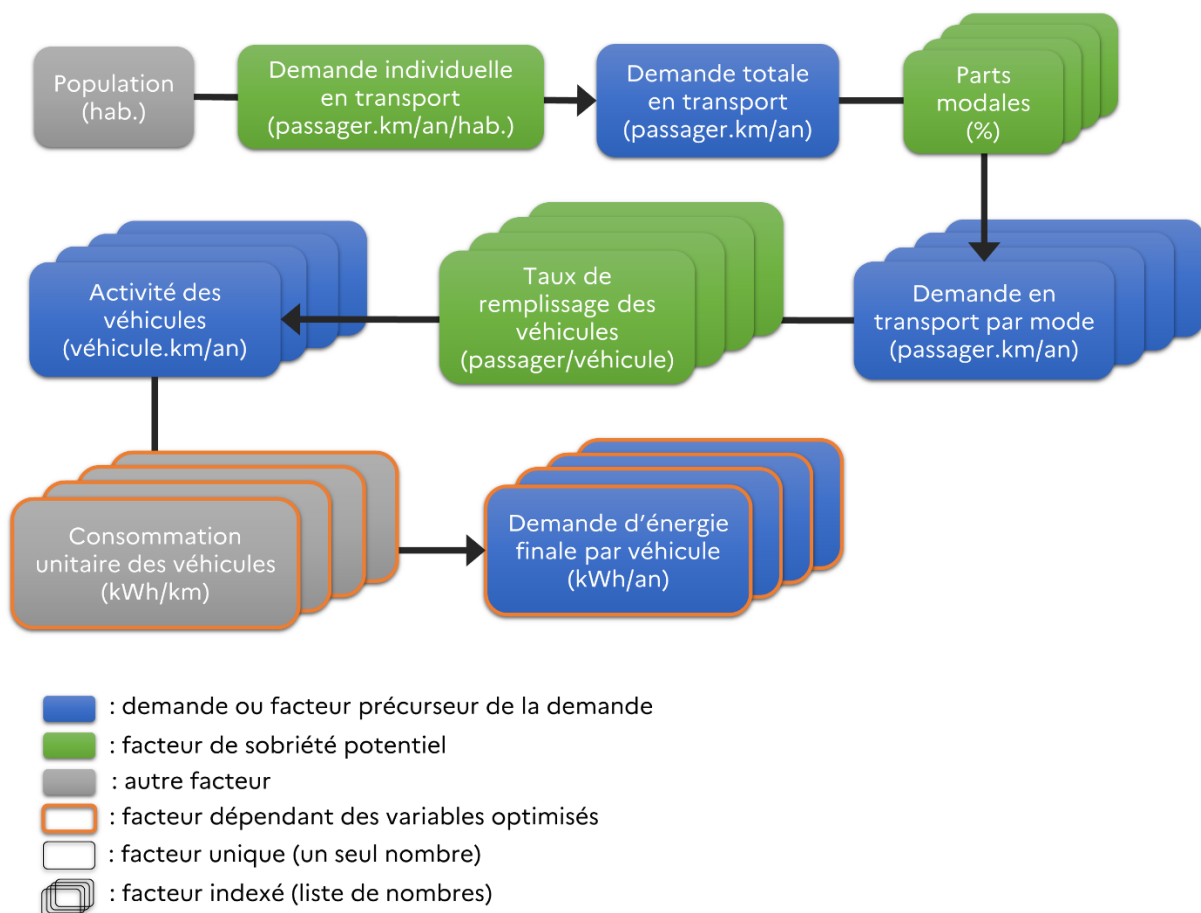
D. Les projections de demande

La demande en service énergétique et la demande en énergie finale

En toute généralité, **il convient de distinguer la demande en un service de la demande d'énergie finale associée à ce service**. Par exemple, dans le cas du transport de passagers, la demande en service correspond au trafic réalisé (en passagers.km/an), tandis que la demande en énergie finale correspond à la consommation de carburants des véhicules (en TWh/an) qui réalisent le trafic. La demande en service « transport de passagers » est décrite par plusieurs facteurs : les distances parcourues, mais aussi les modes de transport utilisés et les taux de remplissages des véhicules. La demande en énergie finale pour le transport dépend quant à elle de la demande en service, en niveau et en parts modales, et de la consommation unitaire (en kWh/km) des véhicules utilisés. Cet exemple peut être généralisé à tous les services énergétiques : la demande en service dépend du niveau de service fourni par personne, du type d'équipements utilisés, du taux d'utilisation des équipements, etc. La consommation finale associée dépend quant à elle de la demande en service, dans toutes ses dimensions, et de la consommation d'énergie unitaire des équipements utilisés.

Dans TiTAN, la demande en service énergétique est exogène, calculée en amont de la simulation pour chaque secteur aval et chaque point de la trajectoire, en prenant en compte de nombreux facteurs. La liste de ces facteurs dépend bien sûr du service énergétique considéré, mais en général elle fait intervenir la population, une demande unitaire par habitant et des parts modales. **La demande en énergie finale est quant à elle endogène**, puisqu'elle dépend à la fois de la demande en service paramétrée, et de l'efficacité des équipements choisis par le modèle.

Figure 5 : schéma simplifié du calcul de la demande d'énergie du transport de passagers dans TiTAN



Source : CGDD, modèle TiTAN

Les hypothèses de sobriété

Les demandes en service énergétique des secteurs aval de TiTAN peuvent être paramétrées en ajustant la valeur de certains des facteurs de leur calcul, de façon à décrire une évolution vers des modes de production et de consommation plus sobres. Ces hypothèses peuvent correspondre à des évolutions de comportement à technologie inchangée (comme le covoiturage ou la baisse de la température de consigne de chauffage), mais aussi à des évolutions à l'interface entre comportement et technologie qui nécessitent des investissements (comme le report modal de la voiture vers le train ou l'augmentation de la part recyclée dans les matières premières industrielles) - (cf. annexe 2).

Toutes choses égales par ailleurs, les hypothèses de sobriété abaissent la demande en énergie finale. Elles facilitent donc à la fois la satisfaction de la demande et le respect de la contrainte carbone, tout en diminuant les coûts du système.

E. Les hypothèses sur les émissions hors périmètre et les puits de carbone

Les secteurs UTCATF, agriculture (hors énergie), déchets et gaz fluorés

Les secteurs UTCATF, agriculture (hors énergie), déchets et gaz fluorés²⁰ ne sont pas modélisés. Pour définir au périmètre de TiTAN une contrainte carbone cohérente avec les objectifs nationaux, il est cependant nécessaire de faire des hypothèses sur les émissions de ces secteurs. Une chronique d'émissions est donc paramétrée pour chacun de ces secteurs.

Une conséquence du traitement exogène des secteurs UTCATF et agriculture (hors énergie) est que TiTAN ne prend pas en compte l'interaction entre le prélèvement de biomasse, forestière ou agricole, et l'évolution des puits de carbone correspondants. Endogénéiser cette interaction pourrait être une piste d'amélioration du modèle, mais pose un important défi technique en raison de la complexité des phénomènes biologiques et physiques sous-jacents.

Les déchets et les gaz fluorés ont des contributions mineures au total des émissions en début de trajectoire (respectivement 3,1 % et 3,6 % des émissions nationales en 2019, brutes de l'UTCATF). Ils peuvent cependant représenter une part plus importante à l'approche de la neutralité, étant donnée la difficulté d'abattre complètement leurs émissions.

Les puits technologiques

Les technologies de capture, stockage et utilisation du carbone (CCUS) sont représentées dans TiTAN, conformément à leur prise en compte dans la SNBC. Le coût de la chaîne capture-transport-stockage-utilisation est décomposé entre le coût du transport-stockage (OPEX unique) et le coût de la capture. Dans le cas de la capture sur site, le coût est pris en compte par un surplus de CAPEX et une légère dégradation de l'efficacité de l'activité énergétique ou industrielle concernée. La capture atmosphérique directe (ou DAC, pour *Direct Air Capture*) est quant à elle caractérisée par ses CAPEX, OPEX et consommation unitaire. Son activité est en général fortement contrainte. Enfin, le stockage géologique de CO₂ est contraint par un plafond annuel maximal, qui comprend la possibilité de stockage en mer ou à l'étranger. En alternative au stockage géologique, le CO₂ capturé peut être utilisé en le combinant à du dihydrogène pour produire du méthane synthétique ou des carburants liquides synthétiques.

²⁰ Les émissions de méthane dues au traitement centralisé des déchets et les émissions des gaz fluorés sont respectivement regroupées dans des postes à part au sein des bilans d'émissions nationales.

F. L'objectif de réduction des émissions de GES

Dans les scénarios TiTAN, les émissions de GES peuvent être limitées par une contrainte spécifique, appelée par abus de langage « contrainte carbone ». Elle est définie sur le total des émissions de GES, tous gaz confondus, qui est converti en CO₂-équivalent en utilisant les PRG100.

L'ampleur du réchauffement climatique étant liée à la concentration de GES dans l'atmosphère, c'est-à-dire aux émissions cumulées passées de ces GES, la contrainte à appliquer sur les émissions pour contenir le réchauffement au niveau mondial doit s'exprimer en budget d'émissions. Toutefois, en pratique, en France comme dans la plupart des autres pays, les objectifs de réduction des émissions sont exprimés en flux d'émissions annuels : objectifs de - 50 % d'émissions brutes à l'horizon 2030 par rapport à 1990 et de neutralité carbone en 2050 dans le cas de la France. La contrainte carbone peut prendre ces différentes formes dans TiTAN : elle peut soit s'appliquer sur le flux d'émissions de GES – chaque point de la trajectoire est contraint à respecter son propre plafond d'émissions – soit s'appliquer en budget – le cumul des émissions le long de la trajectoire doit respecter un unique plafond²¹.

Dans le premier cas, la répartition temporelle des efforts d'abattement est paramétrée, dans le second cas elle est endogène :

$$\left\{ \begin{array}{l} \text{contrainte carbone en flux : } \forall t > t_0, t \leq t_{fin}, \quad \text{Émissions de GES}_t \leq \text{Plafond d'émissions}_t \\ \text{contrainte carbone en budget : } \sum_{t>t_0}^{t_{fin}} \text{Émissions de GES}_t \leq \text{Budget} \end{array} \right.$$

En appliquant le modèle de Hotelling, la gestion optimale d'un budget carbone consiste à minimiser le coût intertemporel actualisé de la réduction des émissions à budget carbone fixé. En plus de la trajectoire optimale d'émissions, la résolution de ce problème donne la trajectoire optimale de coût d'abattement marginal qui, en l'absence d'incertitudes, croît au même rythme que le taux d'actualisation (« règle de Hotelling »)²². Cette règle assure alors la neutralité intertemporelle des efforts : on est indifférent à réduire les émissions d'une tonne supplémentaire aujourd'hui ou dans 10 ans.

Le modèle TiTAN étant à horizon fini, la contrainte carbone en budget doit être combinée à une contrainte en flux si l'on souhaite garantir le niveau des émissions à long terme. Par exemple, il est possible de définir simultanément une contrainte sur le cumul des émissions avant 2050 et une contrainte sur le flux d'émissions en 2050, pour produire un scénario qui atteint la neutralité en 2050 avec certitude, tout en étant libre de l'allocation temporelle des émissions avant ce point. Si on souhaite assurer la continuité de certaines variables (émissions, coût d'abattement marginal) et s'approcher d'une optimisation intertemporelle à horizon infini²³, l'horizon pour la fin de la contrainte en budget et le début de la contrainte en flux peut être recherché par tâtonnement.

Quelle que soit le type de contrainte carbone (exprimée en flux ou en budget), la répartition des efforts de réduction des émissions entre les différents secteurs est endogène. Ces réductions d'émissions peuvent donc être contrastées entre les secteurs, bien que l'ensemble soit optimal pour le système entier.

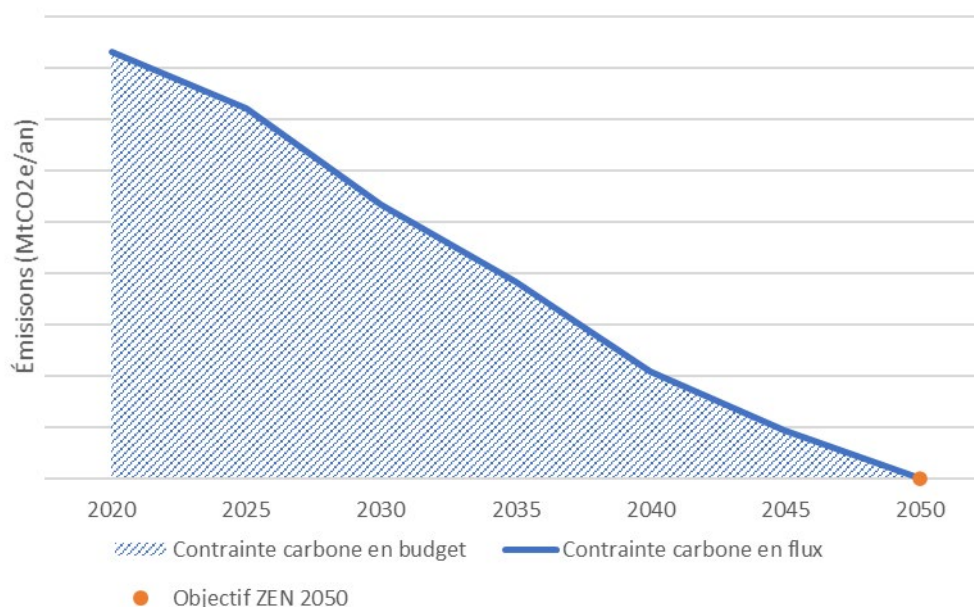
²¹ Calculer des budgets tous GES en « carbone équivalent » n'est pas parfaitement rigoureux du point de vue de la climatologie, mais les méthodes alternatives ne font pas encore consensus (IPCC (2023), p. 63). En outre, la part des émissions de GES hors CO₂ est assez faible dans le périmètre des émissions optimisées par TiTAN.

²² Pour une présentation de l'approche coût-efficacité et de la règle de Hotelling dans le contexte des politiques climatiques, voir par exemple Gollier (2019).

²³ Dans le cas contraire, un saut important de ces variables peut se produire à la date de changement de contrainte.

En plus de contraintes sur les volumes d'émissions, TiTAN permet aussi d'adopter l'approche duale qui consiste à valoriser monétairement les émissions : pour une valeur donnée des émissions de GES, TiTAN renvoie le niveau de réduction des émissions qu'il serait rentable de réaliser du point de vue de la société.

Figure 6 : illustration des approches « flux » et « budget » de la contrainte carbone
En MtCO₂e/an



Lecture : les valeurs ne sont pas significatives et sont présentées à titre illustratif.

Source : CGDD

G. Les objectifs hors émissions de GES

Outre l'objectif d'abattement des émissions, il est possible d'imposer plusieurs objectifs politiques à un scénario donné. Par exemple, on peut imposer l'objectif de réduction de la consommation totale d'énergie à horizon 2030 et 2050 prévu par la directive relative à l'efficacité énergétique du 13 septembre 2023 ou bien les objectifs de production d'énergie renouvelables inscrits dans les lois de programmation énergétique. Il est également possible d'imposer des objectifs ne relevant pas strictement de la politique climatique, telles que des cibles de rénovation thermique du parc de logements pour des raisons sanitaires.

Partie 2

Une première application : la contribution de TiTAN à la révision de la valeur de l'action pour le climat

Cette seconde partie présente en détail les simulations qui ont alimenté les travaux de la troisième commission sur la valeur de l'action pour le climat²⁴ (cf. encadré), présidée par Alain Quinet. Dans le contexte de cet exercice, l'objectif premier des simulations TiTAN est d'évaluer la trajectoire de coût marginal de réduction des émissions de GES dans un cadre cohérent avec la stratégie nationale bas-carbone (SNBC3), en cours d'élaboration au moment des travaux. La présentation des simulations qui est faite dans cette partie dépasse cet objectif et détaille les mécanismes de décarbonation sous-jacents, de sorte à caractériser de façon fine les scénarios produits par TiTAN pour la commission.

La première section décrit les hypothèses sur lesquelles reposent les simulations. Les sections suivantes présentent les résultats des simulations TiTAN sur la base de ce cadrage, en décrivant dans un premier temps les trajectoires de réduction des émissions, le coût d'abattement marginal associé à ces trajectoires de réduction et la sensibilité de celui-ci à certaines hypothèses. Elles détaillent ensuite les coûts globaux et la transformation du système énergétique associés à la trajectoire de décarbonation.

Encadré 8: la valeur de l'action pour le climat (VAC)

La valeur de l'action pour le climat (VAC) est un indicateur développé en France pour l'évaluation socio-économique des investissements publics, défini comme la « valeur que la collectivité donne aux actions permettant d'éviter l'émission d'une tonne de CO₂ équivalent ». Il est attendu que cet indicateur serve de signal pour décentraliser la sélection des actions de décarbonation selon une logique coût-efficacité : « Cette valeur doit permettre de classer et de sélectionner les actions à déployer pour atteindre au moindre coût les objectifs de décarbonation : toute action dont le coût d'abattement, c'est-à-dire le coût par tonne de CO₂e évitée, est inférieur à la valeur de l'action pour le climat – c'est-à-dire dont leur mise en œuvre est rentable socioéconomiquement – est souhaitable du point de vue de la collectivité. » (Les coûts d'abattement | Partie 1 – Méthodologie, France Stratégie, 2021). La trajectoire de la VAC a fait l'objet de trois évaluations successives, dont la dernière repose entre autres sur les simulations de TiTAN présentées dans ce document.

1. UN CADRAGE DES SIMULATIONS COHÉRENT AVEC LA SNBC3

Comme précisé dans la partie précédente, les simulations de TiTAN reposent sur trois grandes catégories d'hypothèses :

- **les objectifs d'émissions de GES**, traduits en contraintes sur les émissions du périmètre d'optimisation et en hypothèses sur les émissions hors périmètre (émissions non énergétiques de l'agriculture et de l'UTCATF, des gaz fluorés et du secteur des déchets) ;
- **les hypothèses relatives au contexte socio-économique** (telles que la demande en services énergétiques et les prix des énergies fossiles) ;

²⁴ Rapport de la commission sur la valeur de l'action pour le climat présidée par Alain Quinet, France Stratégie, 2025.

- **les hypothèses relatives aux technologies** (chroniques des coûts de production-installation des équipements et infrastructures ; des coûts d'opération et de maintenance ; du coût des approvisionnements en énergies primaires ; des efficacités et consommations unitaires des technologies ; des potentiels de déploiement des technologies).

Dans le cadre des travaux sur la VAC, les objectifs d'émissions de GES et les hypothèses relatives au contexte socio-économique ont été, dans la mesure du possible, calés sur celles du scénario AMS de la SNBC3 selon son état d'avancement à date²⁵. Pour les besoins de l'exercice, les simulations ont été poussées jusqu'à l'horizon 2065, ce qui a nécessité de prolonger certaines hypothèses au-delà de l'horizon 2050 de la SNBC.

A. Un objectif climatique cohérent avec la SNBC3, exprimé en budget pour assurer une bonne répartition des efforts dans le temps

La SNBC fixe les objectifs d'émissions sous forme de budgets quinquennaux, correspondant à des flux d'émissions annuelles moyennes par quinquennat. Néanmoins, dans le cadre de l'élaboration de la VAC, il est apparu important de favoriser autant que possible une approche en budget carbone, de sorte que la VAC suive la règle de Hotelling (*cf. supra*), garantissant ainsi une répartition neutre des efforts dans le temps et évitant d'inciter à leur report²⁶. Les deux types de contraintes d'émissions ont ainsi été simulés, mais la priorité dans l'analyse des résultats et la contribution à la révision de la VAC a été donnée à l'approche en budget.

Le premier jeu de simulations suit la formulation des objectifs de la SNBC3, comprenant un objectif intermédiaire en flux pour 2030 et une série de budgets quinquennaux 2024-2028, 2029-2033, 2034-2038, en cohérence avec la cible ZEN en 2050. On en déduit une trajectoire de réduction des émissions de GES au périmètre TiTAN, qu'on impose comme contrainte carbone (*figure 7, série A*). Dans ce cas, la répartition des efforts dans le temps est fixée *ex ante* et imposée au modèle.

Un second jeu de simulations s'affranchit de tout jalon intermédiaire et se fonde sur une contrainte carbone en budget, lequel correspond aux émissions cumulées d'aujourd'hui à 2050 de la trajectoire précédente (*aire bleue sur la figure 7*). Le budget a ainsi été défini jusqu'en 2060 (*série B sur la figure 7*) et est suivi d'une contrainte de flux assurant le maintien de la neutralité au point tempore suivant (*point B' sur la figure 7*). La durée sur laquelle le budget est alloué a été identifiée par tâtonnement de sorte à lisser la trajectoire de réduction et la courbe de coût d'abattement à la date de changement de contrainte.

Bien que les contraintes de la seconde simulation n'imposent pas explicitement l'atteinte de l'objectif ZEN en 2050, leur effet est équivalent aux efforts climatiques visés par la France dans le projet de SNBC3, car les émissions cumulées sont identiques dans les deux trajectoires.

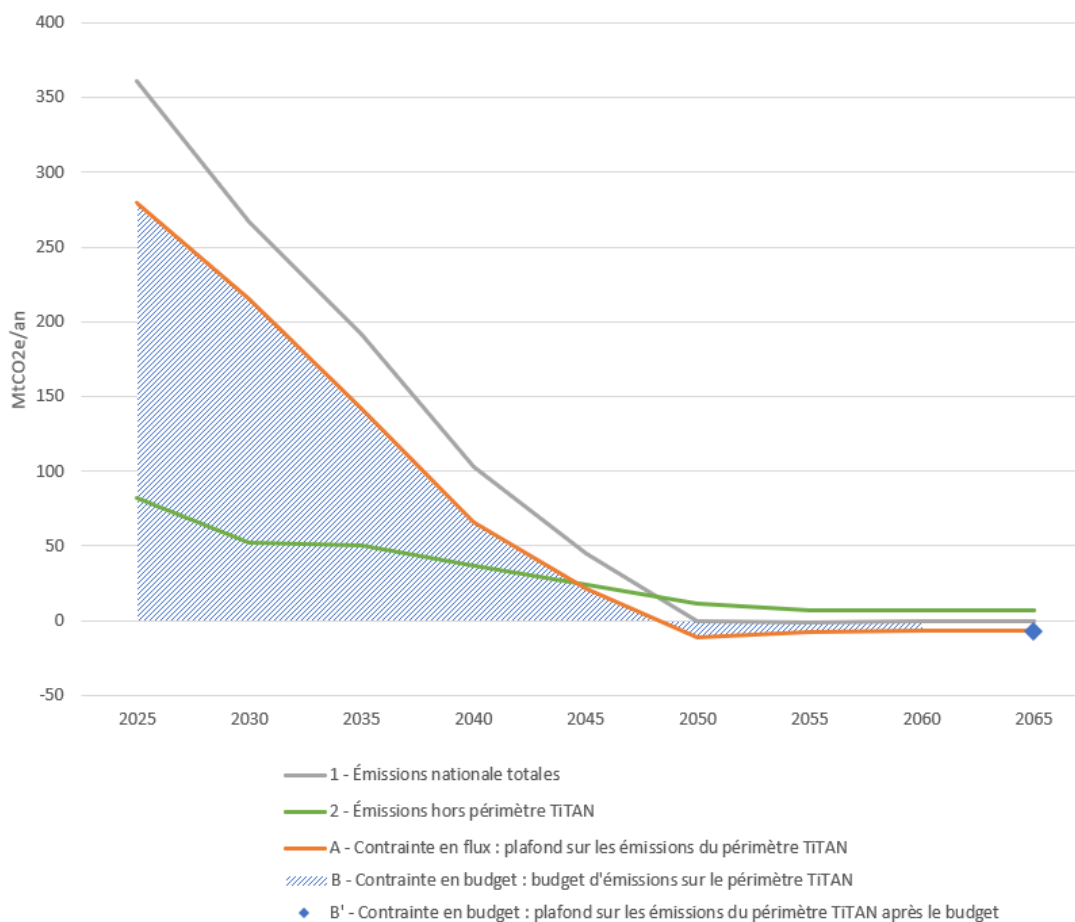
Dans l'approche en budget, le plafond d'émissions imposé au-delà de 2060 est fixé pour maintenir la neutralité, étant donnée la trajectoire des émissions hors périmètre. Cette contrainte en flux est négative (- 7 MtCO_{2e}/an), pour compenser des émissions résiduelles positives hors périmètre. Sous ces hypothèses, l'atteinte de la neutralité des émissions nationales implique donc le recours à des technologies d'émissions négatives, c'est-à-dire la capture et stockage de carbone d'origine biogénique (BECCS) ou atmosphérique (DACCS).

²⁵ La SNBC 3 étant encore en cours de construction pendant ces travaux, avec un projet de SNBC3 soumis à concertation en novembre 2024 présentant une trajectoire jusqu'en 2030 seulement. La SNBC3 finale qui sera publiée en 2025 précisera la trajectoire post-2030 (présentée dans ce document sous forme de fourchettes), la commission Quinet a toutefois pu intégrer les travaux les plus récents sur cet horizon pour l'élaboration de la VAC.

²⁶ France Stratégie (2025).

Figure 7 : contraintes carbone en flux et en budget et hypothèses sous-jacentes

En MtCO₂e/an



Lecture : les hypothèses d'émissions nationales totales (série 1) et d'émissions hors périmètre TITAN (série 2) correspondent au scénario AMS (run 2) de la SNBC3 jusqu'en 2035, puis à des hypothèses de la commission Quinet III après 2035, le scénario AMS n'étant pas complètement stabilisé à la date de production des simulations. La contrainte carbone en flux (série A) est calculée par différence de la trajectoire d'émissions nationales (série 1) et de la trajectoire des émissions hors périmètre (série 2). La contrainte carbone en budget se compose d'un budget d'émissions de 2025 à 2060 (série B), calculé en cumulant la série A ; puis d'un plafond d'émissions en 2065 (point B'), compatible avec la neutralité des émissions nationales totales. Le budget d'émissions s'élève à environ 2 940 MtCO₂e de 2025 à 2050.

Sources : DGEC jusqu'en 2035 (scénario AMS (run2) en préparation de la SNBC3) ; hypothèses commission Quinet III après 2035.

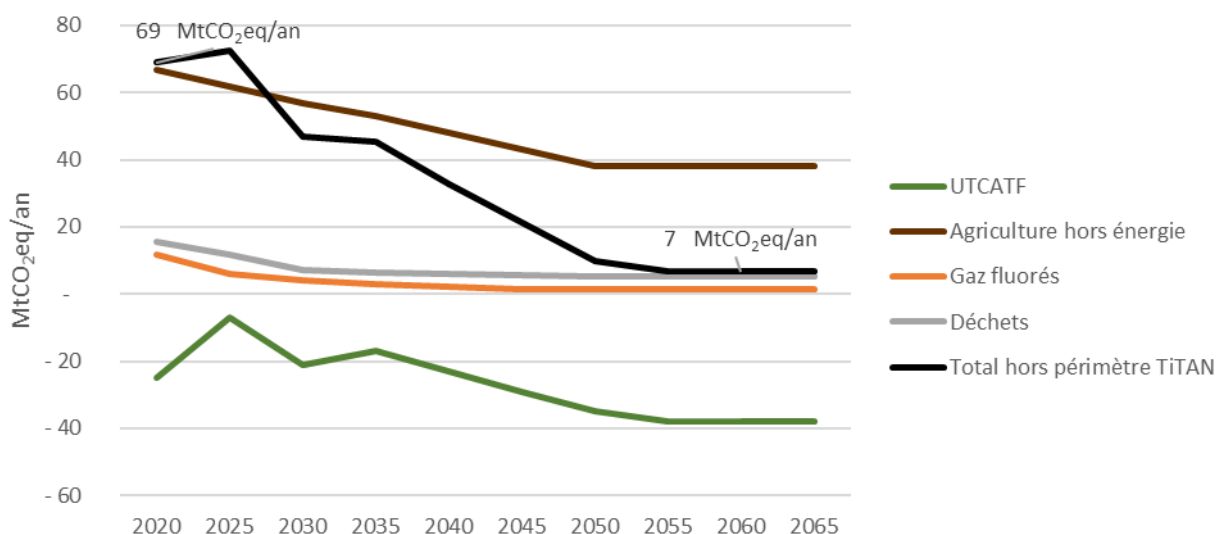
Les émissions hors périmètre font l'objet d'hypothèses détaillées sur leur trajectoire, tirées des versions intermédiaires des simulations de la SNBC3 et complétées de projections de tendances (figure 8) :

- Les émissions agricoles non énergétiques décroissent linéairement d'environ 40 % à l'horizon 2050 par rapport à 2020 (- 25MtCO₂e/an) ;
- Les émissions liées au traitement des déchets décroissent légèrement pour atteindre rapidement un palier autour 5 à 6 MtCO₂e/an et parallèlement les émissions de gaz fluorés se contractent à moins de 1,5 MtCO₂e/an ;
- Le « puits » UTCATF, source d'émissions négatives, se renforce sur la période pour atteindre - 35 MtCO₂e/an à l'horizon 2050 dans le scénario central ;

Au total, les émissions annuelles nettes de GES hors du périmètre d'optimisation décroissent depuis 70 MtCO₂e/an jusqu'à un palier de 7 MtCO₂e/an à partir de 2050. Ces hypothèses étant sujettes à d'importantes incertitudes, notamment le puits UTCATF, elles ont donné lieu à des analyses de sensibilités décrites ci-après.

Figure 8 : hypothèses sur les émissions hors périmètre TiTAN

En MtCO₂e/an



Sources : jusqu'en 2035, version intermédiaire des modélisations de la SNBC3 ; projections de la commission Quinet III après 2035

B. Le cadrage du contexte socio-économique

Les hypothèses sur le contexte socio-économique regroupent différents éléments : des hypothèses macroéconomiques et démographiques ; des hypothèses sur les demandes des services énergétiques embarquant notamment les changements de comportement (sobriété) ; et des prospectives sur les prix des énergies fossiles qui ont un effet direct sur le coût de la décarbonation de l'économie.

Les tendances macroéconomiques et démographiques du scénario

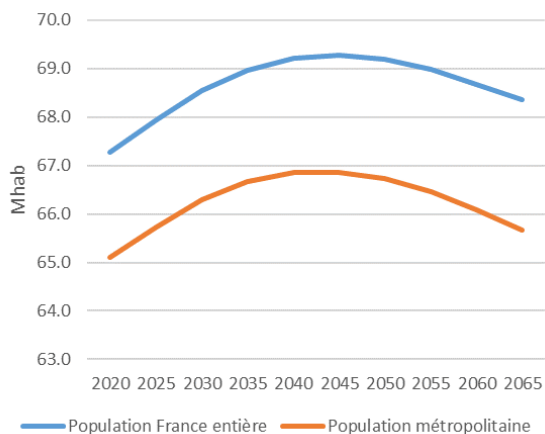
La projection de population pour la France métropolitaine est un paramètre crucial, qui dimensionne fortement la demande en service énergétique dans tous les secteurs. Elle est calée pour ces simulations sur la projection de l'Insee à horizon 2070 la plus récente (figure 9).

La projection de PIB (figure 10) indique seulement le contexte économique dans lequel les hypothèses de demande s'inscrivent et n'affecte pas directement les simulations. L'hypothèse retenue est l'hypothèse de cadrage de la SNBC3, elle-même fondée sur un scénario de cadrage de la Commission européenne²⁷.

²⁷ Cf. le plan national intégré énergie-climat (PNIEC) de la France, dans sa version de juin 2024, https://commission.europa.eu/publications/france-final-updated-necp-2021-2030-submitted-2024_en.

Figure 9 : hypothèse de population

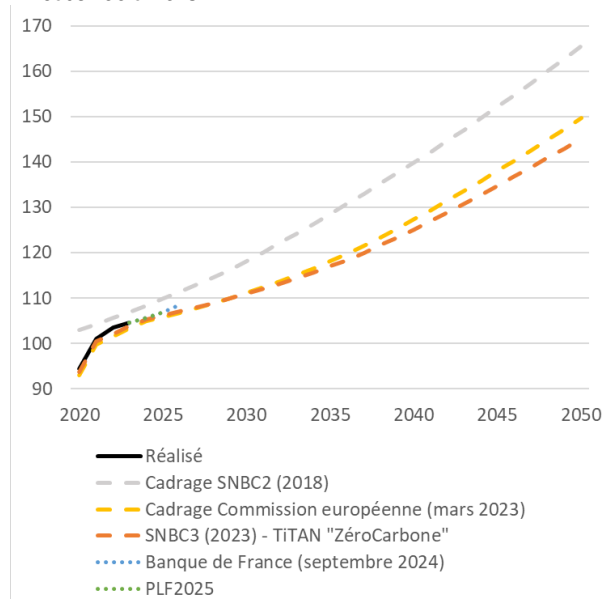
En Mhab



Source : Insee Première n° 1881, novembre 2021

Figure 10 : hypothèse de PIB et comparaison à d'autres projections

En base 100 à 2018



Note de lecture : le taux de croissance du PIB dans la projection de la SNBC3 varie entre 0,8 % et 0,9 % de 2025 à 2030 ; puis entre 1 % et 1,6 % de 2030 à 2050. Dans le paramétrage de TiTAN, cette trajectoire est prolongée tendanciellement jusqu'en 2065.

Sources : DGEC ; CGDD

Des hypothèses de sobriété et de réindustrialisation ambitieuses

Au-delà du PIB et de la population, de nombreux paramètres dimensionnent les demandes en services énergétiques (demande unitaire de service par habitant, parts modales, taux d'utilisation des équipements et des infrastructures, etc.). Les évolutions de ces paramètres par rapport à leur valeur tendancielle permettent d'explicitier en détail les hypothèses de sobriété. Les leviers de sobriété, entendus ici comme l'ensemble des changements de comportement permettant de diminuer la demande en services énergétiques toutes choses égales par ailleurs, sont donc traités de façon strictement exogène dans TiTAN.

Les hypothèses retenues (*tableau 3* et *tableau 17* en annexe) sont calées jusqu'à 2035 sur les hypothèses de la SNBC3, puis de 2030 à 2050 sur des versions de travail de ces hypothèses, puis sont maintenues fixes au-delà de 2050. L'impact de ces hypothèses sur la consommation énergétique est illustré dans le cas du chauffage et du transport de passagers (*figure 11*) et leur effet global sur la trajectoire d'émission est décrit dans la section suivante (*figure 13*).

On rappelle que les leviers de sobriété sont pris en compte *ex ante* via les hypothèses exogènes sur la demande, les comportements des individus n'étant pas endogènes dans TiTAN.

Tableau 3 : exemples d'hypothèses de sobriété intégrées dans les simulations TiTAN

Secteur	Paramètre	Valeur 2020	Écart 2020-2050		Action publique accompagnant l'évolution
			Sans sobriété	Avec sobriété	
Bâtiment	Température de consigne hiver	19 °C	+ 0 °C	- 0,5 °C	Campagnes d'information
	Demande d'ECS par personne et par an dans les maisons individuelles	361 kWh/an/personne	- 6 %	- 26 %	Campagnes d'information
Transport	Taux de remplissage des véhicules particuliers	1,62 passager/traj et	+ 0 %	+ 11 %	Soutien au covoiturage et à l'autopartage
	Part modale du train dans les trajets longue distance	17,6 %	+ 3,2 p.p.*	+ 8,1 p.p.	Extension du réseau, politique tarifaire, campagnes d'information
Industrie	Taux d'incorporation de matières premières recyclées en sidérurgie	42 %	+ 7 p.p.	+ 18 p.p.	Mesures réglementaires
	Demande intérieure en papiers-cartons	8,7 Mt/an	+ 38 %	+ 20 %	Mesures réglementaires sur les emballages, campagnes d'information

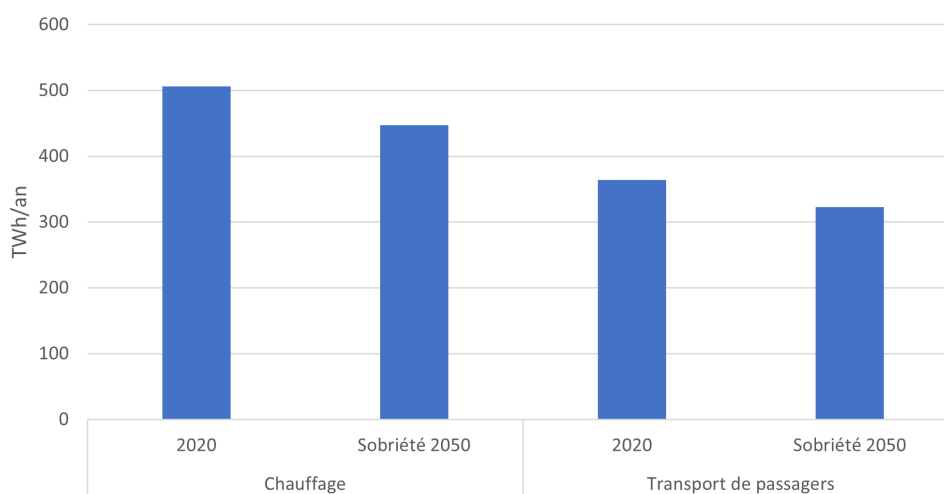
*p.p. : point de pourcentage.

Lecture : dans le secteur résidentiel et tertiaire, on suppose que la température de consigne pour le chauffage des bâtiments (logement et bureaux) initialement de 19 °C, serait maintenue à ce niveau sans hypothèses de sobriété et réduite de 0,5 °C à l'horizon 2050 dans un scénario avec sobriété. En ce qui concerne l'eau chaude sanitaire (ECS), le besoin individuel (initialement de 360 kWh utile/an/personne) serait réduit de 6 % dans un scénario tendanciel et de 26 % dans un scénario avec sobriété. Côté transport, le taux de remplissage des véhicules particuliers, de 1,6 passagers/trajet en tendanciel, pourrait être accru de 11 % par des mesures de soutien au covoiturage et à l'autopartage ; la part du train dans les trajets longue distance, initialement de 17,6 % pourrait être accrue de 8 points de pourcentage à l'horizon 2050 contre 3,2 pp en tendanciel. En sidérurgie, le taux d'incorporation de matières premières passerait de 42 % à 60 % à l'horizon 2050 contre un maintien sous les 50 % dans un scénario tendanciel. Enfin les mesures pour la réduction des emballages permettraient de réduire la demande en papiers-cartons de 20 % à l'horizon 2050 contre une augmentation de près de 40 % dans un scénario tendanciel.

Sources : DGEC ; CGDD

Figure 11 : demande en énergie finale selon les hypothèses de demande, pour le chauffage et le transport de passagers, à parc d'équipements constant

En TWh/an



Lecture : à parc d'équipements et de bâtiments constant (celui de 2020), la demande de chauffage projetée en 2050, qui incorpore une sobriété forte, réduit la consommation d'énergie finale de 59 TWh/an par rapport à 2020.

Source : modèle TiTAN, calculs CGDD sur la base des hypothèses du projet de SNBC3 et prolongées jusqu'en 2050

L'ambition de réindustrialisation de la France est intégrée dans les simulations *via* une croissance de la production physique plus soutenue qu'en tendanciel, pour la plupart des filières (tableau 4). Les hypothèses sur la production industrielle embarquent également des hypothèses de sobriété sur la consommation de plastique, de ciment, de verre et de sucre qui se traduisent par des diminutions substantielles de la production des filières concernées.

Tableau 4 : hypothèses d'évolution de la production physique des filières industrielles (base 100 à 2019)

Filière	2019	2025	2030	2035	2040	2045	2050	2055	2060	2065
Aluminium	100	115	132	155	180	210	238	238	238	238
Ammoniac	100	111	115	113	109	103	97	97	97	97
Chlore	100	119	117	113	109	106	104	104	104	104
Ciment	100	95	94	91	85	79	74	74	74	74
Construction	100	98	97	96	97	98	101	101	101	101
Équipement	100	88	90	95	100	106	111	111	111	111
Papier-pâtes	100	107	114	121	128	136	143	143	143	143
Pétrochimie	100	94	89	86	82	78	75	75	75	75
Sidérurgie	100	103	103	104	104	104	105	105	105	105
Sucre	100	98	98	96	93	90	87	87	87	87
Verre	100	97	95	89	83	77	71	71	71	71
Autres chimies	100	101	105	107	113	120	126	126	126	126
Autres IAA	100	103	107	112	119	129	137	137	137	137
Autres métaux primaires	100	99	100	101	106	113	121	121	121	121
Autres non-métalliques	100	100	102	102	104	108	112	112	112	112
Autres (textile, etc.)	100	103	108	112	117	123	128	128	128	128

Lecture : la production physique (Mt) de la filière Ciment en 2030 est égale à 94 % de son niveau de 2019. « IAA » signifie « industries agro-alimentaires ».

Sources : projections DGEC, CGDD

Des hypothèses de prix des énergies fossiles alignées sur les projections de la Commission européenne et une hypothèse ad hoc de disponibilité de la biomasse

Les projections des prix d'approvisionnement (hors taxes) des énergies primaires sont des hypothèses cruciales pour les simulations. Dans le cas des énergies fossiles (charbon, pétrole et gaz fossile), elles suivent là aussi les hypothèses de cadrage de la SNBC3, elles-mêmes fondées sur les projections de la Commission européenne²⁸ (figure 12). Ces projections reposent sur l'hypothèse d'une mise en œuvre des politiques climatiques annoncées à date par les états du monde entier, mais sans effort supplémentaire (scénario « *business as usual* »). Il est à noter que ces trajectoires de prix sont notablement plus élevées que les dernières projections de l'AIE, quelles que soient leurs hypothèses en termes d'action climatique mondiale. Au vu de l'incertitude pesant sur ces projections et de leur impact sur les résultats de simulations, une analyse de sensibilité à ce facteur est décrite plus bas.

La biomasse est l'autre catégorie d'énergie primaire dont le coût et la disponibilité constituent des hypothèses cruciales. En raison du peu d'éléments prospectifs disponibles sur les coûts de production de la biomasse en France au-delà des volumes actuels, on fait une hypothèse *ad hoc* : on considère que des volumes supplémentaires importants de biomasse peuvent être produits sur le territoire national, avec un coût marginal croissant par paliers jusqu'à des valeurs potentiellement très élevées. Cette hypothèse est résumée par une courbe de coût

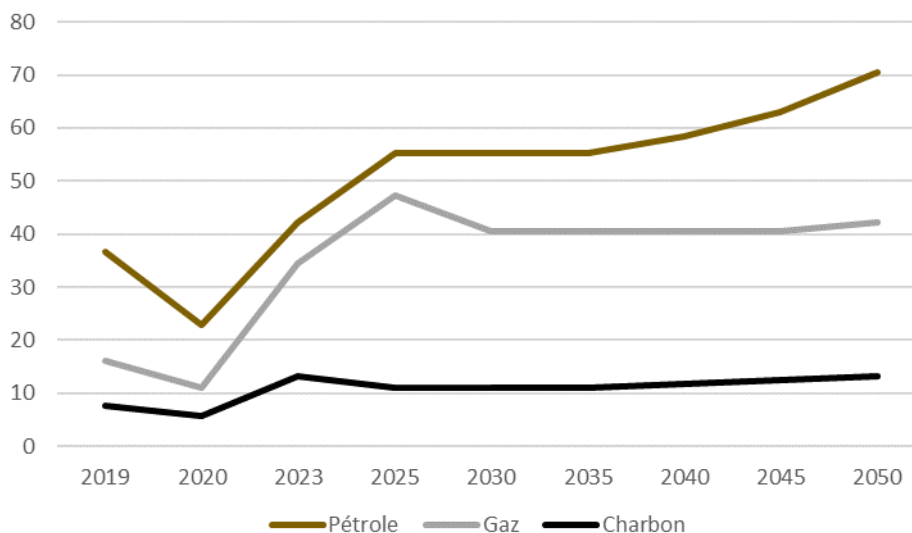
²⁸ Cf. le PNIEC de la France, dans sa version de juin 2024.

marginal en escalier (cf. annexe 2). Par simplicité, les différents types de biomasse (liquide, solide, ligneuse, cellulosique) ne sont pas distingués, à l'exception d'un petit volume ne pouvant être utilisé que pour la méthanisation.

On considère que les importations de vecteurs énergétiques sont impossibles, à l'exception des énergies primaires fossiles, de l'uranium et de l'électricité (à un coût très élevé, prohibitif de fait). Cela implique notamment que toutes les consommations de biomasse et dérivés, d'hydrogène et de carburants synthétiques doivent être satisfaites par la production nationale.

Figure 12 : trajectoire des prix d'approvisionnement en énergies fossiles pour l'Union européenne, selon le cadrage de la Commission européenne

En €₂₀₂₃/MWh



Lecture : les valeurs aux années 2020 et 2023 sont indiquées pour information mais ne sont pas intégrées dans la simulation. L'année 2020 du modèle est calibrée sur les données de 2019 pour éviter de capter l'effet de la crise du Covid-19. Les valeurs de 2050 sont prolongées jusqu'à la fin de la simulation en 2065.

Source : Commission européenne. Calculs CGDD pour la conversion en €₂₀₂₃/MWh

C. Des potentiels technologiques alignés sur la SNBC3

Afin de tenir compte des contraintes d'ajustement²⁹ qui pèsent sur les déploiements des technologies de décarbonation dans la réalité, le potentiel des technologies de décarbonation est limité à chaque point de la trajectoire par des contraintes de type « capacité maximum » (cf. supra). Ces contraintes sont réglées jusqu'en 2050 d'après les trajectoires technologiques d'une version de travail du scénario AMS de la SNBC3, et en général relaxées sur le post-2050 (tableau 5). Le modèle conserve malgré tout de nombreux degrés de liberté, notamment les efforts d'efficacité énergétique et le choix des procédés dans le secteur industrie. Ces facteurs peuvent être à la source d'écarts significatifs entre la simulation TiTAN et le scénario AMS.

²⁹ Les contraintes d'ajustement recouvrent plusieurs notions (coûts échoués, tensions sur les marchés, coût d'information, etc.). Seuls les coûts échoués (la mise au rebut anticipé du capital) sont explicitement pris en compte dans TiTAN, les autres contraintes d'ajustement sont intégrées de façon exogène. Cf. la partie 1 de ce document de travail et l'encadré sur le sujet dans le rapport de la commission Quinet III.

Tableau 5 : panorama des potentiels technologiques plafonnés dans les simulations TiTAN

Secteurs	Variables plafonnées	Variables non plafonnées
Énergie	Capacités de production électrique (GW) par famille de technologies (éolien terrestre, éolien marin, PV au sol, PV toitures, nucléaire ancien et nouveau) Parts de biogaz et de gaz de synthèse dans la production de gaz (%) Part des énergies renouvelables dans la production de chaleur (%) Capacité en électrolyseurs (GW) Capacité en stockage géologique de carbone (MtCO ₂ /an)	
Transport	Part de véhicules électriques et à hydrogène, dans les transports terrestres, par mode de transport (% du parc) Part des SAF et de l'hydrogène dans le mix énergétique de l'aviation (% de consommation)	Efforts d'efficacité énergétique
Bâtiment	Part dans les parcs résidentiel et tertiaire des PAC, des chaudières biomasse et de la chaleur de réseau (% des logements) Part dans les parcs résidentiel et tertiaire des ECS à effet-joule et des CET (% des logements)	Quantité et qualité des travaux d'isolation des bâtiments
Industrie	Part de l'électricité, de la biomasse et de l'hydrogène dans le mix énergétique, par filière industrielle (%)	Part des différents procédés dans la production d'une filière industrielle Efforts d'efficacité énergétique à énergie finale donnée

Source : CGDD

2. LA RÉDUCTION DES ÉMISSIONS DE GES

A. Une réduction des émissions par plusieurs mécanismes

Dans les simulations TiTAN produites pour la commission, la réduction des émissions de GES est permise par quatre mécanismes (*figure 13*) :

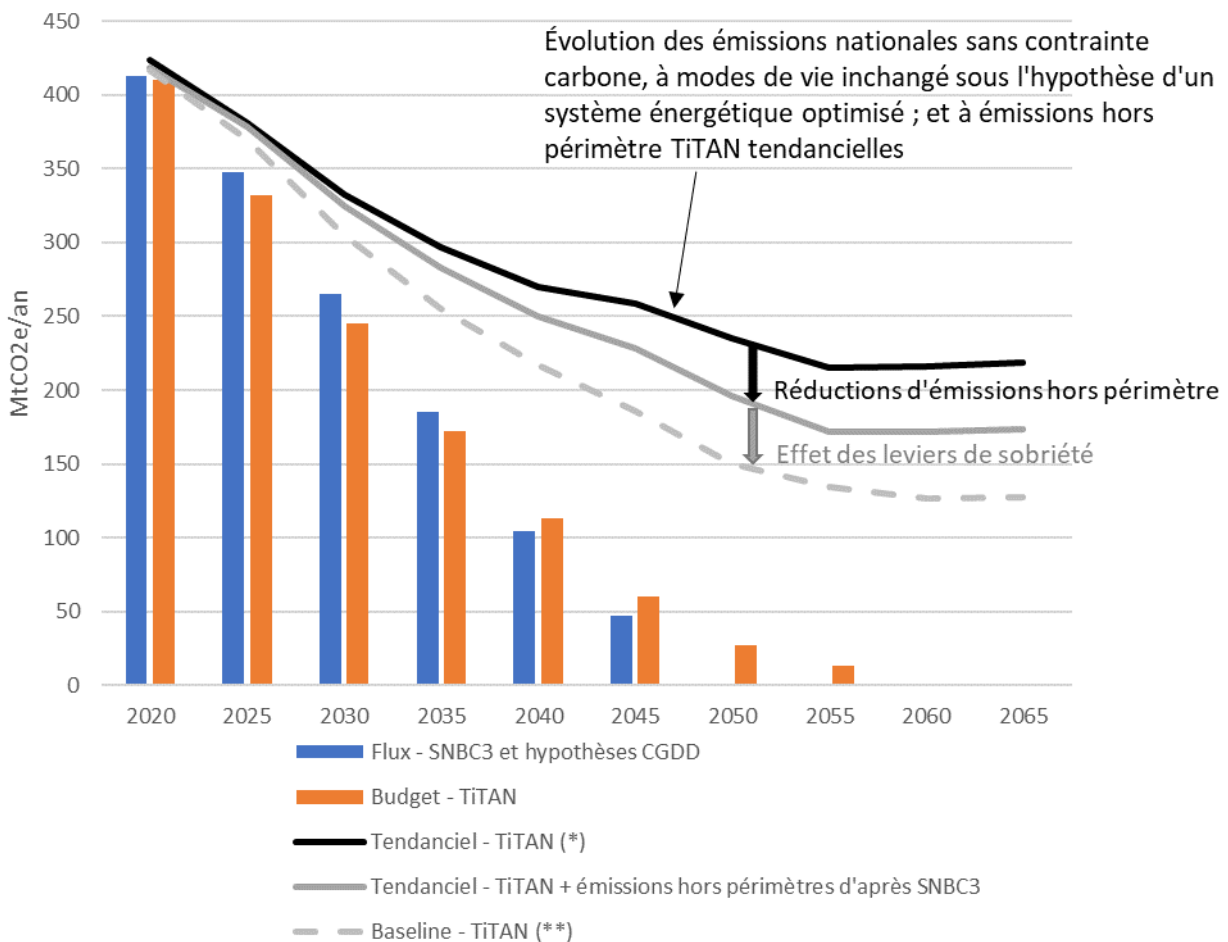
- **Une réduction endogène et spontanée par l'optimisation** : dans un scénario tendanciel, sans contrainte carbone et avec des demandes en services énergétiques tendancielles, la minimisation du coût du système énergétique par TiTAN conduit spontanément à réduire les émissions, notamment grâce aux économies sur les importations d'énergies fossiles et à l'efficacité énergétique. Cette réduction des émissions du périmètre TiTAN s'élève à 188 MtCO₂e/an en 2050 par rapport à 2020. Elle correspond au potentiel de réduction économiquement rentable hors contrainte carbone. Ce potentiel s'explique notamment par la croissance des prix des énergies fossiles retenue en projection et les perspectives de réduction des coûts des technologies de décarbonation ;
- **Une réduction exogène des émissions hors périmètre** : la trajectoire des émissions hors du périmètre d'optimisation de TiTAN est fixée de façon exogène comme expliqué plus haut (de 70 MtCO₂e/an en 2020 à 7 MtCO₂e/an à partir de 2050), et permet une réduction de 39 MtCO₂e/an en 2050 par rapport à une évolution tendancielle ;
- **Une réduction exogène par la sobriété paramétrée** : les leviers de sobriété, intervenant dans les calculs de la demande présentés plus haut, permettent de

réduire les émissions d'encre 46 MtCO₂e/an à l'horizon 2050, en supposant ici qu'ils peuvent se déployer indépendamment des investissements optimisés par ailleurs³⁰ ;

- **Le déploiement endogène des technologies de décarbonation** : pour respecter la contrainte carbone et satisfaire la demande, TiTAN déploie la combinaison coût-optimale des technologies de décarbonation (à hypothèses technologiques et de demande données). Cette transformation du système énergétique permet en 2050 une réduction supplémentaire de 150 MtCO₂e/an si l'objectif ZEN en 2050 est imposé (approche flux), et de 123 MtCO₂e/an si la contrainte carbone prend la forme d'un budget équivalent sur un horizon plus étalé (approche budget).

Figure 13 : trajectoires d'émissions selon la contrainte carbone, les hypothèses de demande et les hypothèses d'émissions hors périmètre

En MtCO₂e/an



*Tendanciel : scénario sans contrainte carbone, à mode de vie inchangé et à trajectoire des émissions hors périmètre TiTAN tendancielle (d'après scénario AME). La réduction des émissions sur le périmètre TiTAN correspond au potentiel de réduction économiquement rentable sans contrainte carbone.

**Baseline : scénario sans contrainte carbone sur le périmètre TiTAN mais avec leviers de sobriété activés (évolution de la demande cohérente à l'AMS) et réduction des émissions des émissions hors périmètre TiTAN.

Source : CGDD sur la base de données DGEC et des modélisations TiTAN

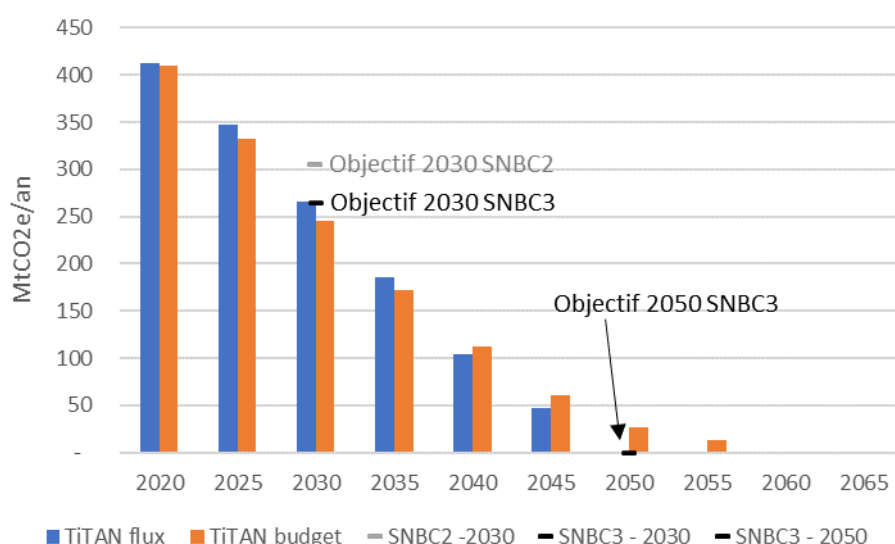
³⁰ Les effets de la sobriété sur les investissements ne sont pris en compte que partiellement (par exemple, baisse des besoins d'investissements sur les véhicules particuliers et sur les logements d'un côté et augmentation des besoins sur les infrastructures de transport). De plus, la réduction des émissions induite par les leviers de sobriété telle que mesurée ici ne tient pas compte des effets croisés avec les réductions permises par les investissements optimisés par TiTAN.

B. La trajectoire de réduction des émissions selon la forme de la contrainte carbone

La trajectoire d'émissions qui résulte de l'optimisation de la consommation du budget carbone diffère légèrement de celle suivant les objectifs intermédiaires de la SNBC (en flux), bien que les deux correspondent au même niveau d'émissions cumulées. La trajectoire sous budget carbone apparaît plus ambitieuse à court terme et tend à reculer l'atteinte stricte de la neutralité, avec néanmoins des émissions résiduelles faibles à l'horizon 2050 où 93 % des émissions sont abattues par rapport à 2020 (figure 14). L'optimisation de la consommation du budget carbone conduit ainsi à lisser les efforts dans le temps, en anticipant dès le départ le coût très élevé des toutes dernières actions à mettre en œuvre pour atteindre la neutralité carbone, et dont la faisabilité reste encore incertaine. Ce décalage des efforts vers le court terme est cependant réalisé sous des hypothèses relativement optimistes sur les capacités d'ajustement du système énergétique, qui ne tiennent pas compte de toutes les barrières au déploiement des solutions de décarbonation.

Figure 14 : trajectoire d'émissions dans les scénarios TiTAN en flux et en budget, périmètre SNBC

En MtCO₂e/an



Lecture : le graphique représente les niveaux d'émissions aux différentes dates : dans le scénario où la contrainte est exprimée comme une trajectoire d'émissions a priori (en bleu, simulation en flux) et dans le scénario où la contrainte est exprimée en budget (en orange). Dans ce dernier scénario, les niveaux d'émissions à chaque point résultent de l'optimisation de la consommation du budget des points 2025 à 2060, et une contrainte de flux assure la neutralité des émissions à partir du point 2065. Les émissions au périmètre TiTAN sont ensuite ajoutées aux hypothèses d'émissions hors périmètre TiTAN pour obtenir la trajectoire d'émissions au périmètre SNBC. La SNBC3 n'étant pas encore complètement établie à la date des simulations, la trajectoire d'émissions post-2035 avec contrainte en flux correspond à une interpolation linéaire entre le point 2035 retenu dans le projet de SNBC3 et la neutralité en 2050.

Sources : CGDD, modèle TiTAN ; DGEC. Calculs CGDD

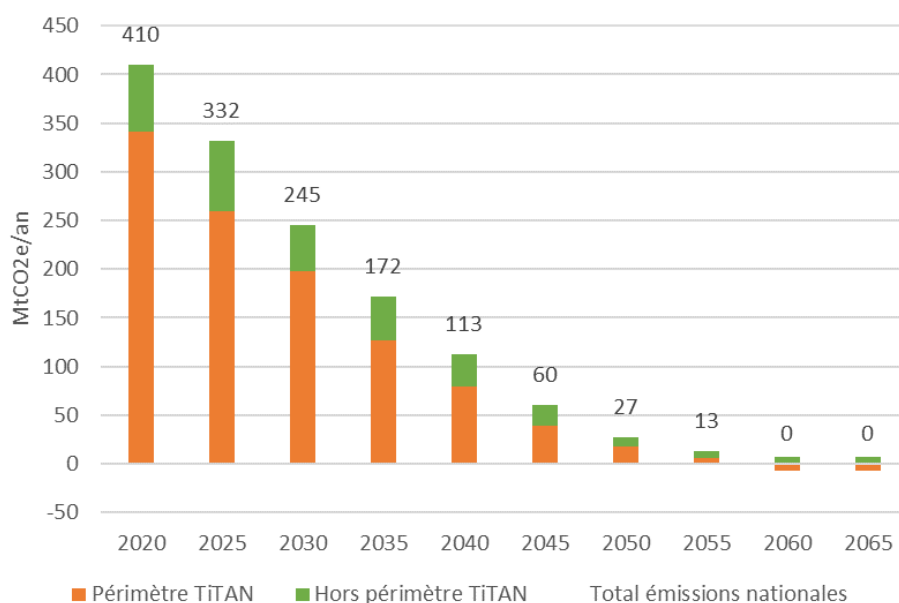
Par rapport à la trajectoire du scénario en flux, calée sur le projet de SNBC3, la consommation optimale du budget carbone équivalent se traduit par une baisse des émissions plus rapide à court terme et plus lente à long terme. Sur le périmètre TiTAN, l'abattement annuel moyen de 2020 à 2030 est de 14 MtCO₂e/an dans le scénario en budget, contre 12 MtCO₂e/an dans celui en flux. En revanche, l'abattement moyen de 2030 à 2050 est de 9 MtCO₂e/an en budget contre 11 MtCO₂e/an en flux. Les émissions nationales sont encore de 27 MtCO₂e/an en 2050, dont 14 MtCO₂e/an sur le périmètre TiTAN (figure 15).

Ces écarts de répartition des efforts dans les simulations ne signifient ni une remise en cause des objectifs fixés dans la SNBC3, ni une incompatibilité stricte du scénario en budget avec ces objectifs. En premier lieu, le modèle a tendance à sous-estimer les contraintes d'ajustement à court terme et donc à surestimer les possibilités de réduction des émissions à court terme. Par conséquent, il tend aussi à surestimer les possibilités de report de la

neutralité carbone. En second lieu, l'écart d'émissions en 2050 par rapport à l'objectif ZEN reste délicat à évaluer compte tenu de l'ampleur des incertitudes sur le contexte économique, social et technologique à cet horizon.

Figure 15 : trajectoires d'émissions de GES par périmètre, scénario en budget

En MtCO₂e/an



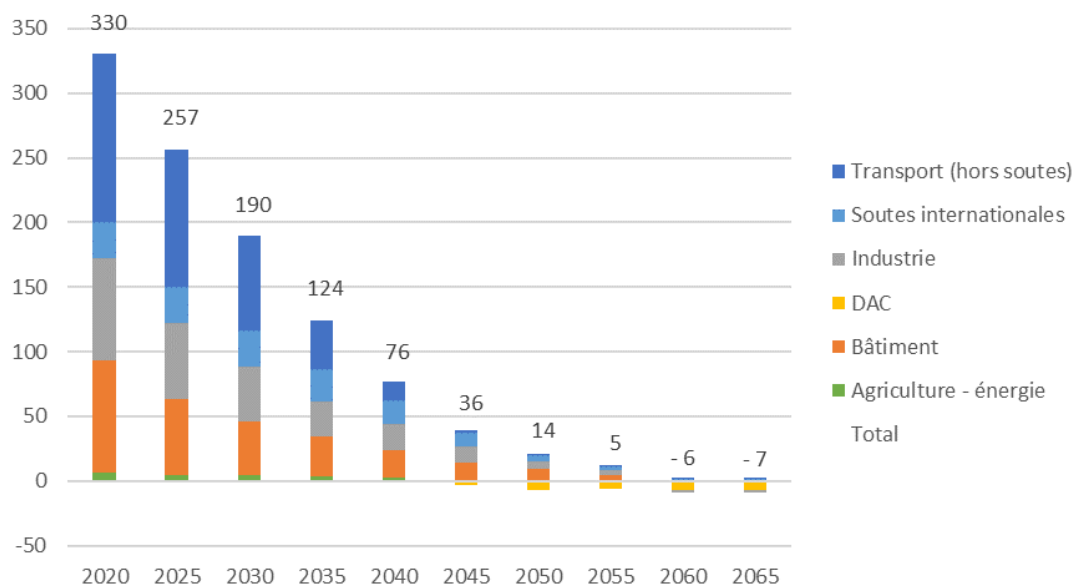
Source : CGDD, simulations TiTAN et calculs sur données DGEC

C. Des réductions d'émissions importantes dans tous les secteurs

Sans surprise, le scénario TiTAN en budget montre que tous les secteurs doivent réduire drastiquement leurs émissions pour atteindre les objectifs climatiques (figure 16). Le rythme des efforts est relativement homogène entre les secteurs, avec néanmoins certaines disparités. Ainsi, le secteur bâtiment abat ses émissions à un rythme très régulier (entre 6 %/an et 8 %/an de 2025 à 2050), comme le secteur industrie (entre 6 %/an et 10 %/an). Le secteur transport (passagers et fret, hors soutes internationales) est plus lent au démarrage (5,5 %/an en moyenne jusqu'en 2030), avant d'accélérer fortement et d'être le premier secteur à atteindre la quasi-neutralité, dès 2045. Quant aux soutes internationales, leurs émissions stagnent jusqu'en 2035, avant de décroître rapidement grâce aux carburants synthétiques décarbonés puis à l'avion à hydrogène.

Dans le scénario en budget, les émissions en 2050 s'élèvent encore à 27 MtCO₂e/an, dont 14 MtCO₂e/an sur le périmètre TiTAN. Elles se partagent entre le secteur du bâtiment (9 MtCO₂e/an), de l'industrie (6 MtCO₂e/an), des soutes internationales (4 MtCO₂e/an) et du transport (1 MtCO₂e/an). L'atteinte de la neutralité stricte est possible notamment grâce à un déploiement important des puits technologiques, qui permet au système énergétique d'afficher un bilan négatif et de compenser les + 7 MtCO₂e/an résiduelles hors périmètre TiTAN.

Figure 16 : répartition sectorielle des émissions sur le périmètre TiTAN, scénario en budget
En MtCO₂e/an



Lecture : les émissions liées à la production-distribution d'énergie sont ventilées sur les secteurs aval au prorata de leurs consommations, le secteur énergie n'apparaît donc pas dans cette décomposition. Les émissions sont présentées nettes de la CCS.

Source : CGDD, modèle TiTAN

3. LE COÛT D'ABATTEMENT MARGINAL DU SYSTÈME, UN INDICATEUR DE L'INTENSITÉ DES EFFORTS DE DÉCARBONATION

La résolution du problème d'optimisation par TiTAN renvoie une trajectoire de coût d'abattement marginal du système (CAMS). Celui-ci est défini comme le coût pour le système optimisé de la dernière tonne de carbone abattue³¹, c'est-à-dire le coût d'abattement complet du levier mobilisé à la marge (en intégrant les « effets système », cf. encadré 9). On peut aussi comprendre cette valeur comme le prix fictif (*shadow price*) des émissions, c'est à dire le coût unitaire qu'il faudrait leur affecter dans une simulation sans contrainte carbone pour retrouver le niveau d'abattement imposé par cette contrainte.

La CAMS correspond ainsi à la valeur de l'action pour le climat (VAC) dans le cadre de TiTAN. Il ne constitue toutefois pas une VAC « clé en main » pour la commission Quinet III. Celle-ci utilise une approche plus complète, combinant les enseignements de la théorie économique, une interprétation raisonnée des résultats chiffrés des modèles, une prise en compte des perspectives technologiques disponibles et d'éventuels éléments additionnels à prendre en compte comme les cobénéfices.

³¹ Mathématiquement, il s'agit de la valeur de la variable duale associée à la contrainte carbone à l'optimum, ce qui revient à la dérivée de la fonction objectif à l'optimum par rapport au niveau de la contrainte carbone.

Le CAMS renseigne également le modélisateur sur la tension du système pour respecter la contrainte carbone dans une configuration donnée du problème. Par exemple, il peut arriver que le modèle renvoie une solution du problème avec un CAMS très élevé (supérieur à plusieurs milliers d'euros). Bien que le problème soit mathématiquement faisable, l'intensité de l'effort requis est alors invraisemblable et invite à reconsidérer le réalisme de l'abattement imposé vis-à-vis des hypothèses technologiques et socioéconomiques.

Encadré 9 : coût d'abattement marginal du système et coût d'abattement des technologies

Le coût d'abattement marginal du système (CAMS) issu de TiTAN ne peut pas être directement comparé au coût d'abattement spécifique d'une technologie. La principale raison est d'ordre méthodologique. Ce qu'on désigne usuellement par « coût d'abattement d'une technologie » correspond à un coût d'abattement microfondé, c'est-à-dire calculé en comparant un déploiement unitaire de la technologie à une situation de référence, sans considérer les impacts sur le reste du système énergétique. Dans la réalité, le déploiement à grande ampleur d'une technologie d'abattement peut avoir des répercussions sur l'ensemble du système, notamment par l'ajustement des coûts des énergies. Par exemple, le déploiement des voitures électriques cause un surcroît de demande d'électricité, impliquant une augmentation de la production d'électricité et donc de son coût. Cela provoque en retour des ajustements de la consommation dans tous les secteurs.

Ces « effets système » sont captés dans TiTAN grâce aux contraintes de bouclage offre-demande et à la logique coût-efficacité : le CAMS correspond non seulement au déploiement d'une technologie d'abattement, mais aussi à l'ajustement en conséquence de la configuration optimale dans l'ensemble des secteurs.

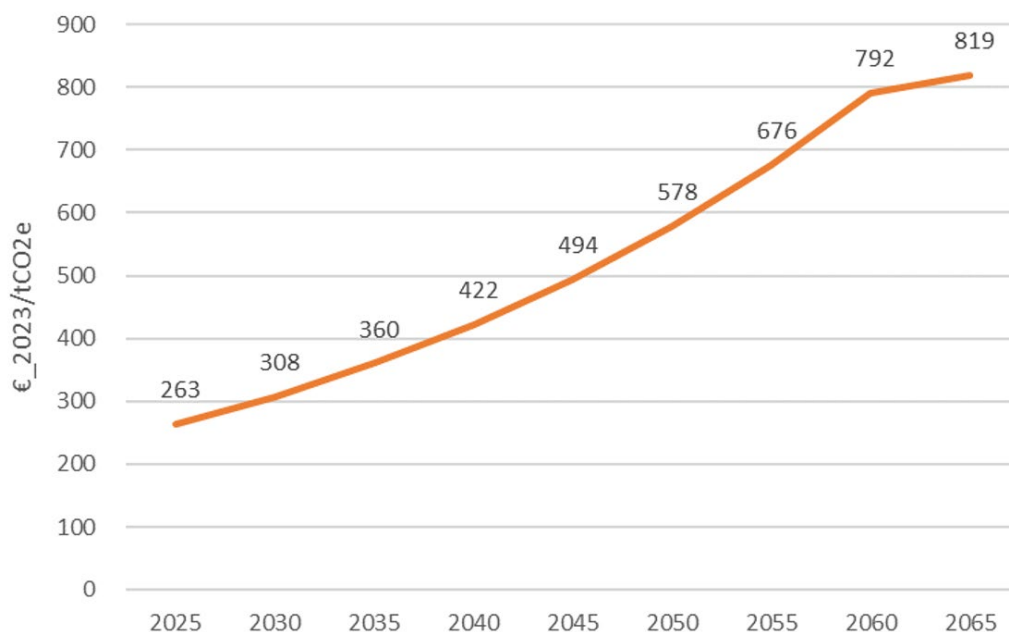
En pratique, la portée de ces effets système varie d'une technologie à l'autre. Par exemple, l'électrification d'un usage tend à affecter l'ensemble du système énergétique, tandis qu'un changement de procédé industriel à consommation énergétique constante n'a aucune répercussion sur le reste du système. La comparabilité du coût d'abattement marginal du système issu de TiTAN et des coûts d'abattement microfondés doit donc être étudié au cas par cas.

De façon plus générale, la comparabilité de deux coûts d'abattements dépend aussi de la cohérence de leurs hypothèses paramétriques (CAPEX/OPEX des technologies, taux d'actualisation, taxes et subventions, coût des énergies, etc.).

Dans le cas où la contrainte carbone exprimée en budget, la trajectoire de CAMS suit la règle de Hotelling et croît au taux d'actualisation (*figure 17*). Elle part d'environ 260 €₂₀₂₃/tCO_{2e} en 2025 pour atteindre près de 580 €₂₀₂₃/tCO_{2e} en 2050 et jusqu'à 790 €₂₀₂₃/tCO_{2e} en 2060.

Figure 17 : coût d'abattement marginal du système optimisé, scénario TiTAN budget

En €₂₀₂₃/tCO_{2e}



Lecture : le coût d'abattement marginal croît au taux d'actualisation du modèle (3,2 %) sur la période du budget carbone, du point 2025 au point 2060. La valeur au point 2065 correspond à la valeur duale de la contrainte sur le flux d'émissions en 2065, qui permet de maintenir la neutralité carbone après le budget.

Source : CGDD, modèle TiTAN

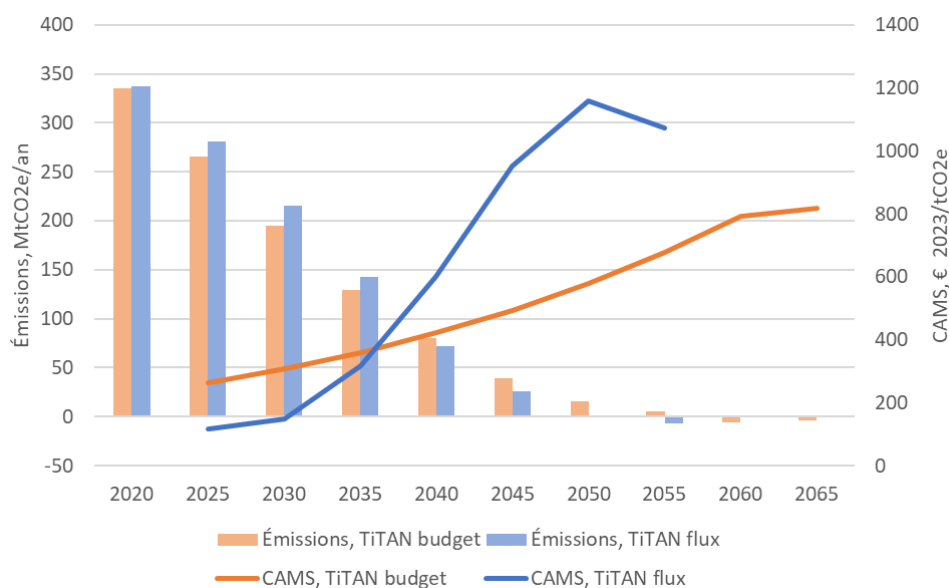
Dans le scénario où la contrainte carbone est exprimée « en flux », la trajectoire de CAMS diffère fortement de la trajectoire précédente (figure 18). Elle part cette fois d'une valeur initiale faible et croît à un taux non constant et rapidement supérieur au taux d'actualisation pour atteindre un niveau très élevé (proche de 1200 €₂₀₂₃/tCO_{2e}) à l'approche de la neutralité carbone. Cette forte pente traduit à la fois l'accélération nécessaire des efforts en fin de période pour compenser des efforts initiaux plus progressifs et la plus grande difficulté à atteindre la neutralité carbone plus tôt et donc avec des technologies moins matures et/ou aux potentiels plus réduits³². Les coûts marginaux à l'atteinte de la neutralité carbone stricte s'avèrent ainsi plus élevés dans la simulation en flux que dans la simulation en budget. Cette trajectoire de CAMS fondée sur une contrainte carbone exprimée en flux se rapproche fortement de celles produites, également sous contrainte de flux, par les modèles technico-économiques TIMES-FR et POLES-Enerdata utilisés par la deuxième commission sur la VAC en 2019 (« commission Quinet II »)³³. Dans le cadre de l'élaboration de la valeur de l'action pour le climat, la forte sensibilité du CAMS à la trajectoire de réduction des émissions que montre la simulation en flux conduit à favoriser une approche budget, de sorte à aboutir à une trajectoire qui n'incite pas au report de ces efforts.

³² Les possibilités technologiques de décarbonation sont améliorées au-delà de 2050 dans les simulations, principalement en relevant les plafonds paramétrés sur les potentiels technologiques. Par exemple, la part de marché maximum des PAC est relevée de 46 % en 2050 à 90 % en 2065.

³³ France Stratégie (2019).

Figure 18 : émissions du périmètre TiTAN et coût d'abattement marginal du système (CAMS) dans la variante en budget et la variante en flux

Émissions en MtCO_{2e}/an et CAMS en €₂₀₂₃/tCO_{2e}



Lecture : la série « CAMS, TiTAN flux » correspond à la valeur duale de la contrainte sur le flux d'émissions définie à chaque point. Le scénario en flux n'est simulé que jusqu'en 2055.

Source : CGDD, modèle TiTAN

4. LA SENSIBILITÉ DU COÛT D'ABATTEMENT MARGINAL AUX HYPOTHÈSES DE CONTEXTE

Cette section présente les analyses de sensibilité produites avec TiTAN dans le cadre de la troisième commission sur la valeur de l'action pour le climat (VAC). Celles-ci ont été réalisées en faisant varier un seul élément à la fois et en observant les effets sur le CAMS (la VAC au sens de TiTAN, cf. supra). Le CAMS constitue un indicateur de la « tension » du système énergétique pour respecter la contrainte carbone : plus il est élevé, plus la contrainte carbone est difficile à respecter pour le modèle. Les effets sur les autres variables du modèle n'ont pas été analysés.

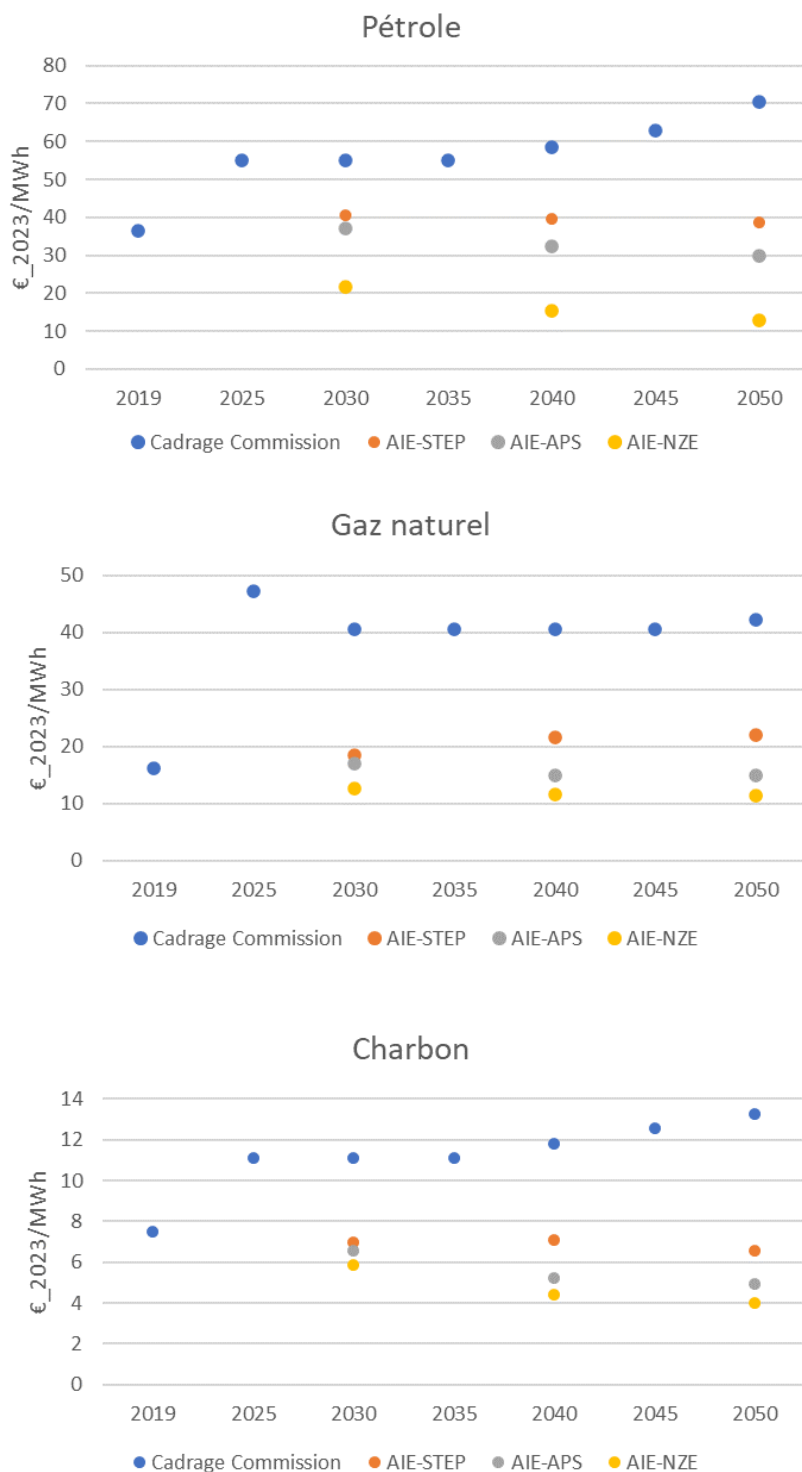
Les variantes ont été concentrées sur les hypothèses les plus structurantes d'après la littérature et l'expérience des modélisateurs. Elles portent sur le contexte international (prix des énergies fossiles) ou le contexte national (potentiels d'absorption des puits naturels et technologiques, sobriété). Elles ont été calibrées pour correspondre à des chocs importants mais plausibles, en s'appuyant autant que possible sur les valeurs alternatives disponibles dans des sources de référence. Par défauts d'éléments suffisamment robustes, les variantes n'ont pas été probabilisées.

A. La sensibilité aux hypothèses de prix des énergies fossiles

Les prix anticipés des énergies fossiles sont très liés au contexte international et au degré d'ambition de réduction des émissions de GES dans les autres pays. De plus, ils ont un effet direct sur la trajectoire optimale de décarbonation et son coût. Pour rendre compte de cet effet, quatre variantes ont été produites : une variante analytique considérant une multiplication par deux du prix des énergies fossiles par rapport aux hypothèses centrales (cadre de la Commission européenne) et trois variantes reprenant les projections des trois

scénarios-phares de l'AIE³⁴ (*Stated Policies (STEP)*, *Announced Pledges (APS)*, et *Net Zero Emissions by 2050 (NZE)*). Ces trois scénarios présentent tous des trajectoires de prix des énergies fossiles inférieures aux projections de la Commission européenne (*figure 19*).

Figure 19 : projection des prix d’approvisionnement en énergies fossiles pour l’Union européenne, selon le cadrage de la Commission européenne et les différents scénarios de l’AIE
En €₂₀₂₃/MWh



Lecture : l’année 2020 du modèle est calibrée sur l’année observée 2019 pour éviter de capter l’effet de la crise du Covid-19. Les valeurs 2050 sont prolongées jusqu’en 2065.

Source : AIE, *World Energy Outlook 2024*, p.90

³⁴IEA, *World Energy Outlook 2024*, octobre 2024, p.78.

Le CAMS est respectivement plus élevé de 19 %, 23 % et 28 % par rapport à la référence dans les variantes alignées sur les scénarios STEP, APS et NZE (tableau 6). En effet, un prix plus bas des énergies fossiles implique que la substitution des énergies fossiles par les renouvelables permet moins d'économies sur les importations d'énergies, ce qui relève mécaniquement le coût d'abattement marginal. Inversement, la variante où le prix des énergies fossiles est multiplié par deux montre une réduction de 28 % du CAMS : plus les énergies fossiles sont chères, moins il est coûteux de s'en passer.

Il est important de remarquer que s'il a bien un effet sur le CAMS, le prix des énergies fossiles n'impacte pas nécessairement les décisions d'investissement du modèle. En effet, la neutralité des émissions suppose une disparition quasi-complète des énergies fossiles dans le système énergétique, en dehors des volumes qui peuvent éventuellement être compensés par les puits naturels et technologiques. Puisque le potentiel de ces puits est limité, le modèle doit déployer des technologies qui se passent des énergies fossiles, quel qu'en soit le coût.

Tableau 6 : sensibilité du CAMS aux hypothèses de prix des énergies fossiles

Scénario	CAMS 2030 (€ ₂₀₂₃ /tCO _{2e})	CAMS 2050 (€ ₂₀₂₃ /tCO _{2e})	Écart à Central (%)
Central	308	578	-
PrixFossilex2	222	416	- 28 %
AIE-STEP	367	690	+ 19 %
AIE-APS	377	709	+ 23 %
AIE-NZE	393	738	+ 28 %

Lecture : dans la variante « PrixFossilex2 », le prix paramétré des énergies fossiles est multiplié par 2 par rapport à l'hypothèse centrale. En réponse, le CAMS est abaissé de 28 % par rapport au scénario central, soit une valeur de 222 €₂₀₂₃/tCO_{2e} en 2030 et de 416 €₂₀₂₃/tCO_{2e} en 2050.

Source : CGDD, modèle TiTAN

B. La sensibilité aux hypothèses sur les puits de carbone

L'atteinte de la neutralité implique par construction que les émissions brutes soient égales à la capacité d'absorption des puits de carbone, naturels et artificiels. Dans ce cadre, on produit deux jeux de variantes distincts, l'une portant sur les puits naturels, l'autre sur les puits technologiques, car ces deux types de puits ne présentent pas les mêmes caractéristiques. Les puits naturels ont un effet mécanique sur la contrainte carbone : renforcer les puits naturels, hors périmètre TiTAN, relâche par construction la contrainte carbone sur les émissions du périmètre TiTAN. De plus, ils sont sans coût pour le modèle. En revanche, les puits technologiques ont un coût pour le modèle. Par conséquent, augmenter leur potentiel ne signifie pas forcément qu'ils vont être mobilisés davantage, cela dépend de leurs coûts et potentiels comparés aux autres options d'abattement.

Les chocs sur les puits naturels ont été calibrés arbitrairement pour les chocs intermédiaires, et d'après une récente étude de l'IGN et de la FCBA³⁵ pour les chocs les plus extrêmes (UTCATF+++ et UTCATF---). Les chocs sur les puits technologiques ont été calibrés pour correspondre respectivement à de petites variations du potentiel de stockage, et à un choc radical (aucun stockage).

³⁵ IGN et FCBA (2024).

Tableau 7 : sensibilité du CAMS aux hypothèses sur les puits naturels de carbone

Scénario	Choc sur la cible d'émissions 2050 (Choc sur le budget carbone 2025-2060)	CAMS 2030 (€ ₂₀₂₃ /tCO _{2e})	CAMS 2050 (€ ₂₀₂₃ /tCO _{2e})	Écart à Central (%)
Central	-	308	578	-
UTCATF+	+ 5 MtCO _{2e} /an (+ 2 %)	291	546	- 6 %
UTACTF++	+ 10 MtCO _{2e} /an (+ 5 %)	270	507	- 12 %
UTCATF+++	+ 15 MtCO _{2e} /an (+ 8 %)	260	488	- 15 %
UTCATF-	- 5 MtCO _{2e} /an (- 2 %)	314	590	+ 2 %
UTCATF--	- 5 MtCO _{2e} /an (- 5 %)	361	678	+ 17 %
UTCATF---	- 22 MtCO _{2e} /an (- 13 %)		Pas de solution	

Lecture : dans la variante UTCATF-, les puits naturels sont affaiblis à partir de 2035 pour aboutir à un niveau de - 30 MtCO_{2e}/an en 2050 et au-delà, contre - 35 MtCO_{2e}/an dans le scénario principal. À trajectoire d'émissions nettes inchangée, cela se traduit par une réduction du budget carbone imposé au modèle de 2 %. Le CAMS s'en trouve relevé de 2 %.

Source : CGDD, modèle TiTAN

Une légère dégradation des puits naturels par rapport à l'hypothèse centrale (UTCATF-) ne relève la trajectoire de de CAMS que de 2 % (tableau 7). En effet le budget d'émissions que doit respecter le modèle n'est que faiblement réduit (- 2 %) par ce choc. Le choc symétrique, correspondant à un léger renforcement des puits naturels, (UTCATF+) réduit le CAMS de 6 %, soit un effet de sens inverse et de plus grande ampleur. Cela suggère que la courbe de coût d'abattement marginal implicite de TiTAN³⁶, bien que croissante, est localement non convexe. Cela contredit les hypothèses usuelles sur les fonctions agrégées de coût d'abattement, mais c'est une possibilité qu'autorisent les approches *bottom-up*.

Les variantes traduisant respectivement une dégradation modérée et un renforcement modéré des puits naturels (UTCATF-- et UTCATF++) montrent des effets plus marqués sur le CAMS, de respectivement + 17 % et - 12 %. De plus, on voit qu'à cette échelle le coût d'abattement marginal est globalement convexe : l'effet d'une dégradation des puits (*ie.* un resserrement du budget carbone) est plus fort que celui d'un renforcement symétrique.

Dans l'hypothèse la plus favorable sur un renforcement fort des puits (UTCATF+++), l'effet est de - 15 %, soit assez proche de celui d'un choc moyen (UTCATF++), traduisant un coût d'abattement marginal relativement « plat » à ce niveau d'effort. Enfin, dans l'hypothèse la plus défavorable de forte dégradation des puits naturels (UTCATF---), le problème est infaisable : l'objectif de réduction des émissions ne peut physiquement pas être atteint sous les hypothèses technologiques et économiques retenues, même à des valeurs très élevées du coût d'abattement marginal.

S'agissant des puits technologiques³⁷, trois tests de sensibilité ont été réalisés (tableau 8). Dans les deux premiers tests, le plafond annuel sur le stockage géologique de CO₂ a été légèrement ajusté tout le long de la trajectoire, conduisant à un écart relativement modeste sur la capacité de stockage cumulée (+/- 20 % de capacité cumulée sur 2025-2060). Dans le troisième test, le plafond a été fixé à 0 tCO₂/an sur toute la trajectoire, interdisant de fait le stockage géologique du CO₂.

³⁶ Aucune courbe de coût d'abattement n'est paramétrée dans TiTAN, en revanche on peut révéler sa courbe de coût d'abattement marginal implicite en resserrant progressivement l'objectif d'abattement au cours d'une série de simulations, à reste du paramétrage identique.

³⁷ Les puits technologiques intègrent les technologies de CCUS, de capture atmosphérique (DAC) – contrainte à 5 MtCO₂/an maximum compte tenu de l'incertitude sur sa faisabilité – et le stockage géologique.

Le CAMS réagit faiblement (- 3 %) à une légère augmentation des capacités des puits, et beaucoup plus fortement (+ 11 %) à une légère diminution. La variante sans stockage géologique de CO₂ apparaît quant à elle infaisable pour le modèle.

Tableau 8 : sensibilité du CAMS aux hypothèses de potentiel de stockage de CO₂

Scénario	Choc sur la capacité de stockage géologique en 2050 (Choc sur la capacité cumulée 2025-2060)	CAMS 2030 (€ ₂₀₂₃ /tCO _{2e})	CAMS 2050 (€ ₂₀₂₃ /tCO _{2e})	Écart à Central (%)
Central	-	308	578	-
Stockage+	+ 5 MtCO ₂ /an (+ 20 %)	299	561	- 3 %
Stockage-	- 5 MtCO ₂ /an (- 20 %)	342	642	+ 11 %
Aucun stockage	- 29 MtCO ₂ /an (- 100 %)		Pas de solution	

Lecture : dans la variante Stockage+, la capacité de stockage géologique de CO₂ est progressivement renforcée jusqu'à aboutir à 34 MtCO₂/an en 2050 et au-delà, contre 29 MtCO₂/an dans le scénario Central. Cela correspond à un choc de + 20 % sur la capacité cumulée de stockage géologique. Le CAMS en est abaissé de - 3 %.

Source : CGDD, modèle TiTAN

C. La sensibilité aux hypothèses de sobriété

La demande en services énergétiques, exogène dans TiTAN, est alignée dans le scénario central sur le scénario AMS de la SNBC3 (cf. supra). Un test de sensibilité a été réalisé en construisant un jeu alternatif d'hypothèses de demande aligné tant que possible sur le scénario AME³⁸ de la SNBC3, qui représente une évolution tendancielle de la demande en services énergétiques (cf. annexe 5). Ce test, dit « sans sobriété », aboutit à un coût d'abattement marginal accru de près de 35 % par rapport au scénario central (tableau 9).

L'effet de la sobriété est fort : en effet, elle réduit mécaniquement l'abattement à réaliser par le système énergétique, et cela sans coût pour le modèle. Une sobriété forte permet donc d'éliminer le recours aux technologies décarbonées les plus coûteuses, et abaisse *in fine* le coût d'abattement marginal. Inversement, une sobriété faible augmente le coût d'abattement marginal.

Tableau 9 : sensibilité du CAMS aux hypothèses de sobriété

Scénario	Valeur 2030 (€ ₂₀₂₃ /tCO _{2e})	Valeur 2050 (€ ₂₀₂₃ /tCO _{2e})	Écart à Central (%)
Central (sobriété généralisée, alignée sur l'AMS)	308	578	-
Sans sobriété (demande tendancielle, proche de l'AME)	413	775	+ 34 %

Source : CGDD, modèle TiTAN

³⁸ Voir Synthèse du scénario avec mesures existantes 2024, DGEC, octobre 2024.

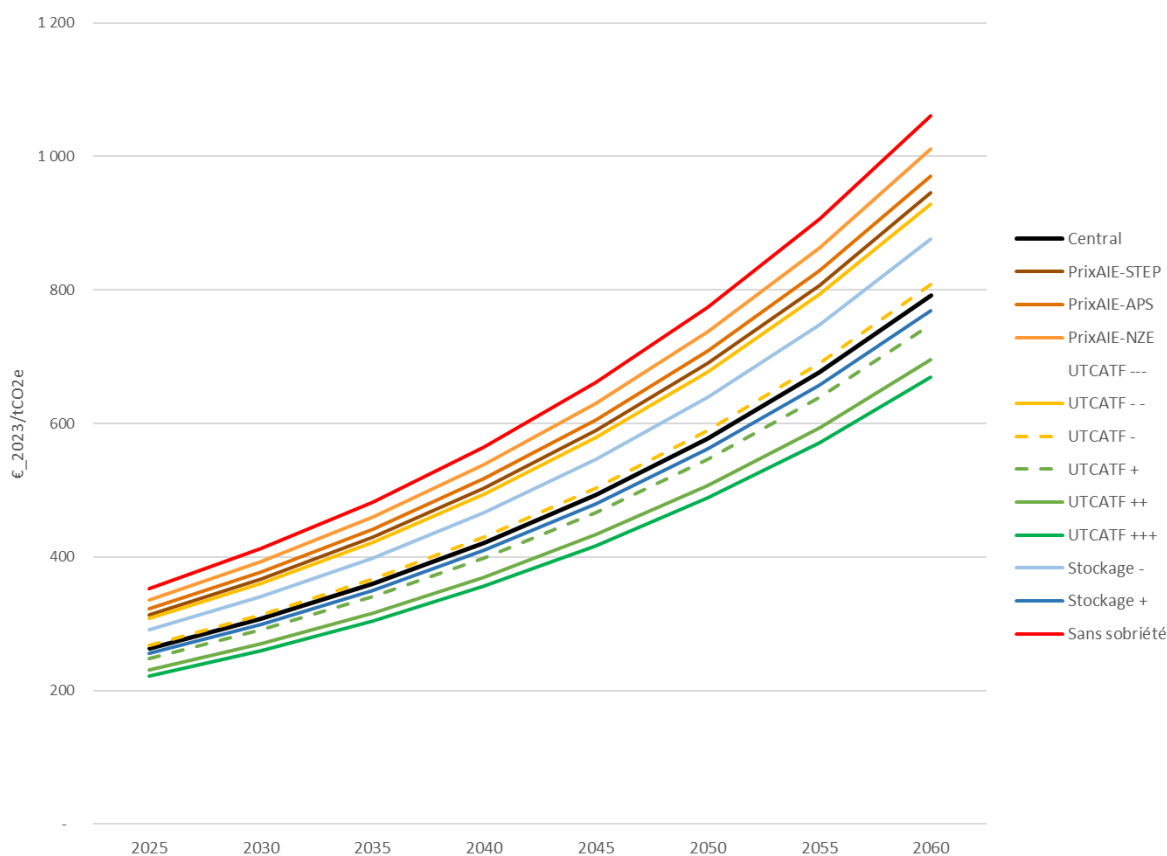
D. Synthèse des tests de sensibilité

Plusieurs enseignements peuvent être dégagés des tests de sensibilité réalisés (figure 20):

- Une sobriété généralisée à tous les secteurs réduit beaucoup l'intensité des efforts à faire pour respecter les objectifs d'émissions, et soutient par là leur faisabilité.
- Les effets des puits de carbone, naturels et technologiques, sont importants et non-linéaires : un affaiblissement des puits intensifie beaucoup les efforts à fournir, tandis qu'un renforcement équivalent ne les soulage que faiblement.
- Compte tenu d'un niveau incompressible d'émissions brutes en l'état des perspectives technologiques, les objectifs d'émissions ne sont pas atteignables sans des puits naturels vigoureux et semblent difficilement atteignables sans puits technologiques.
- Le prix des énergies fossiles a un impact fort sur l'intensité des efforts économiques de décarbonation, même s'il ne change rien à sa faisabilité physique.

Figure 20 : trajectoires du CAMS dans l'ensemble des variantes réalisées

En €₂₀₂₃/tCO_{2e}



Lecture : chaque courbe correspond à la trajectoire du CAMS dans un test de sensibilité. Le faisceau qui en résulte correspond à la plage de CAMS qui a été explorée lors des tests. La variante PrixFossilesx2 a été écartée de cette synthèse car elle a été produite avec un choc très invraisemblable pour des raisons purement analytiques.

Source : CGDD, modèle TITAN

Étant donné qu'on a réalisé les tests sur un seul paramètre à la fois et sans les probabiliser, ils ne constituent qu'une première exploration des incertitudes sur l'intensité des efforts de décarbonation, et sont un préalable à des analyses plus ciblées et approfondies. Celles-ci pourront par exemple étudier les effets de chocs croisés sur les paramètres et analyser les effets sur d'autres variables que le CAMS.

5. LES COÛTS DE LA DÉCARBONATION

A. Périmètre des coûts considérés et nécessité d'un contrefactuel

Plusieurs points doivent être précisés pour la bonne compréhension du coût de la décarbonation évalué sur la base des simulations TiTAN :

- **Le coût du système minimisé par TiTAN est un coût purement technique** : il décrit la dépense à injecter dans le système énergétique pour atteindre des objectifs donnés de réduction des émissions et de satisfaction de la demande, calculée sans tenir compte des effets macroéconomiques. D'autre part, il n'inclut ni les coûts de l'adaptation au changement climatique, ni les cobénéfices de la décarbonation (santé, biodiversité...), ni la variation de bien-être que peut impliquer l'évolution des modes de vie. Enfin, ce coût est déterminé pour l'ensemble du système énergétique, sans s'intéresser à sa répartition entre les différents agents économiques (État, ménages, entreprises, collectivités...).
- **Les coûts des réductions d'émissions hors périmètre TiTAN ne sont pas inclus.** En particulier, les coûts associés aux réductions des émissions énergétiques de l'agriculture et au renforcement du puits UTCATF ne sont pas inclus.
- **Le coût est évalué en écart à un scénario contrefactuel sans contrainte carbone.** Il correspond ainsi au surcoût du scénario de décarbonation net des coûts supportés dans le scénario de référence. Cette évaluation se distingue donc fortement des calculs de besoins d'investissements en comparaison à une année de référence (approche retenue par exemple dans le rapport Pisani-Ferry-Mahfouz³⁹ ou par le panorama des investissements climat d'I4CE⁴⁰).

En résumé, le coût de la décarbonation tel qu'il est évalué ici ne correspond pas au coût complet de la transition bas-carbone. Il exclut notamment les coûts (positifs ou négatifs) liés à la sobriété et aux réductions d'émissions hors périmètre TiTAN. Il constitue en revanche une évaluation rigoureuse du surcoût « pur » qu'implique la décarbonation de l'ensemble du système énergétique.

B. Le coût de la décarbonation est modéré sous les hypothèses retenues.

Afin de révéler le coût strictement associé à la contrainte carbone, le contrefactuel retenu est un scénario où tous les paramètres sont identiques aux scénarios de décarbonation (budget et flux), à l'exception de la contrainte carbone qui est désactivée. Ce contrefactuel comprend donc les mêmes hypothèses de demandes (avec sobriété généralisée, cf. *supra*) et les mêmes possibilités technologiques que les scénarios de décarbonation, mais en étant libre sur le niveau de ses émissions. On appelle donc ce contrefactuel « scénario libre ». Même sans contrainte carbone, le scénario libre montre un abattement important (- 267 MtCO₂e de 2020 à 2050, cf. *supra*, figure 13), qui s'explique par les hypothèses de sobriété et par la minimisation du coût du système dans un contexte de prix des énergies fossiles élevés. Sous les hypothèses retenues, il existe donc un important potentiel d'abattement à coût négatif ou nul.

L'écart de coût entre le scénario en budget et le scénario libre fournit une estimation du coût de la décarbonation du scénario en budget (figure 21). Ce coût est significatif tout au long de la trajectoire, à court terme comme à long terme, bien qu'il reste relativement modéré (+ 12 à + 27 Md€₂₀₂₃/an). Ce surcoût se compose principalement d'un surplus d'investissement (CAPEX, + 18 Md€₂₀₂₃/an en moyenne) important dès le début de la trajectoire, ainsi que d'un

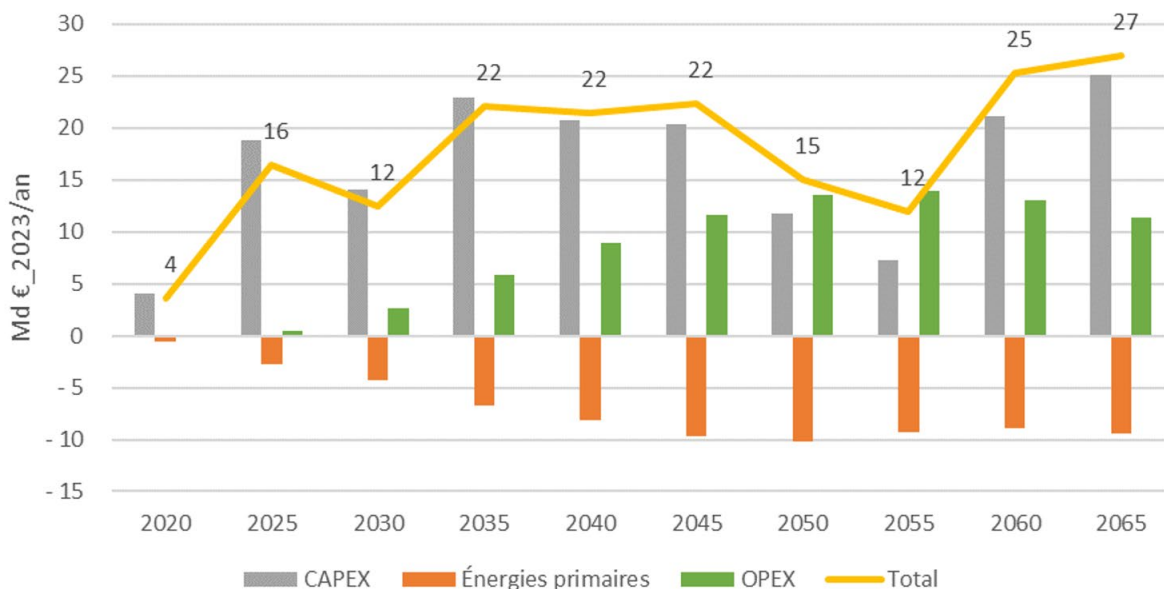
³⁹ Pisani-Ferry, Mahfouz, et France Stratégie (2023).

⁴⁰ I4CE (2023).

surplus croissant de coûts d'opération hors énergie (OPEX, + 9 Md€₂₀₂₃/an en moyenne). Des économies croissantes sur les approvisionnements en énergie primaire, grâce à la réduction des importations d'énergies fossiles (- 8 Md€₂₀₂₃/an en moyenne), viennent réduire le surcoût total sans le compenser.

Figure 21 : surcoût du scénario en budget par rapport à une variante sans contrainte carbone, par type de coût

En Md€₂₀₂₃/an



Lecture : les OPEX présentés correspondent à des coûts d'opération et de maintenance, hors coût des consommations énergétiques.

Source : CGDD, modèle TITAN

C. La répartition des coûts de la décarbonation

Les besoins d'investissement supplémentaires se concentrent avant tout dans le secteur énergie (respectivement + 7,4 Md€/an et + 2,7 Md€/an en moyenne pour la production et la distribution d'énergie), puis dans le secteur bâtiment (respectivement + 3,5 Md€/an et + 1,0 Md€/an pour les équipements et la rénovation thermique) et enfin les transports (+ 3,2 Md€/an pour les véhicules) - (tableau 10). Les besoins d'investissement dans l'industrie semblent très faibles au regard de l'abattement réalisé par le secteur. Ce paradoxe s'explique notamment par le fait que l'abattement du secteur est en grande partie réalisé par des substitutions entre énergies finales de mêmes natures, qui sont paramétrées comme peu coûteuses en investissement (cf. supra), et par la baisse du contenu carbone des énergies finales, dont le coût est supporté par le secteur énergie.

Tableau 10 : surplus d'investissement du scénario en budget par rapport au scénario libre

Secteur	Principaux postes d'investissements (CAPEX)	Surplus moyen de CAPEX (Md€ ₂₀₂₃ /an)			
		2025-2030	2035-2050	2055-2065	2025-2065
Énergie	Capacités de production	+ 1,9	+ 11,5	+ 5,7	+ 7,4
	Réseaux	+ 1,6	+ 5,6	-0,3	2,7
	Stockage de l'énergie	-	-	-	-
Bâtiment	Isolation thermique	+ 4,6	-	-	+ 1,0
	Équipements de chauffage, climatisation et ECS	+ 1,8	+ 0,2	+ 8,9	+ 3,5
Transport	Véhicules	+ 5,8	+ 2,7	+ 2,0	+ 3,2
Industrie	Capacités de production	+ 0,3	-	+ 0,2	+ 0,1
Total		+ 16,0	+ 16,0	+ 20,0	+ 16,5

Source : CGDD, modèle TITAN

Le surplus d'OPEX se concentre lui aussi dans le secteur énergie (tableau 11). Il correspond à l'augmentation des coûts d'opération et de maintenance qu'implique l'extension du réseau électrique (+ 2 Md€/an en 2035 et + 5 Md€/an à partir de 2045), mais aussi aux coûts de maintenance et d'opération des capacités supplémentaires de production énergétique : éolien et photovoltaïque principalement (+ 2,6 Md€/an à partir de 2050), thermique décarboné (+ 0,8 Md€/an) et électrolyse (+ 0,4 Md€/an). Enfin l'ensemble des activités de capture, distribution et stockage de carbone contribuent de manière significative au surplus d'OPEX du secteur énergie (environ + 1 Md€/an à partir de 2050). Pour le secteur industrie, la décarbonation n'implique qu'un léger surcoût d'OPEX (+ 0,4 Md€/an en 2050), tandis qu'elle est quasi-neutre dans le transport (- 0,1 Md€/an en 2050).

Tableau 11 : surplus d'OPEX du scénario en budget par rapport au scénario libre

Secteur	Principaux postes de coûts d'opération (OPEX)	Surplus moyen d'OPEX (Md€ ₂₀₂₃ /an)			
		2025-2030	2035-2050	2055-2065	2025-2065
Énergie	Capacités de production	- 0,3	+ 4,3	+ 6,5	+ 4,0
	Réseaux	+ 0,3	+ 4,3	+ 6,0	+ 4,0
	Stockage du CO ₂	+ 0,1	+ 0,6	+ 1,0	+ 0,6
	Stockage de l'énergie	-	-	-	-
Transport	Véhicules	+ 0,8	+ 0,1	- 0,9	- 0,1
Industrie	Capacités de production	+ 0,1	+ 0,2	+ 0,4	+ 0,3
Total		+ 1,0	+ 9,5	+ 13,0	+ 8,8

Source : CGDD, modèle TITAN

Le scénario en budget réalise d'importantes économies sur les approvisionnements en énergies primaires fossiles par rapport au scénario libre (tableau 12). Ces économies sont particulièrement importantes sur les importations de gaz fossile (- 2,5 Md€₂₀₂₃/an dès 2030, et plus de - 12 Md€₂₀₂₃/an à partir de 2050). Elles sont moins marquées pour les produits pétroliers (- 2,4 Md€₂₀₂₃/an en moyenne), qui représentent pourtant les trois quarts de la facture d'importations de fossiles en 2020. En effet, la consommation de ces énergies baisse aussi beaucoup dans le scénario libre du fait d'une électrification importante du parc de véhicules roulants, qui s'avère optimale même sans objectif d'abattement sous les hypothèses technologiques et de prix des fossiles retenues. La décarbonation du système énergétique conduit *in fine* à se passer presque intégralement des énergies fossiles, la facture des importations d'énergies fossiles de la France dans le scénario en budget passant ainsi de 40 Md€₂₀₂₃ en 2020 à 3 Md€₂₀₂₃ après l'atteinte de la neutralité carbone.

L’approvisionnement en biomasse, supposé réalisé uniquement à partir de la production nationale sans recours aux importations, représente un surcoût croissant au cours de la trajectoire (de + 2,1 Md€₂₀₂₃/an sur 2025-2030 à + 6,2 Md€₂₀₂₃/an sur 2055-2065), qui reflète la mobilisation accrue de cette énergie.

Tableau 12 : surcoût d’approvisionnement en énergies primaires du scénario en budget par rapport au scénario libre

Énergie primaire	Surcoût d’approvisionnement moyen (Md€ ₂₀₂₃ /an)			
	2025-2030	2035-2050	2055-2065	2055-2065
Biomasse	+ 2,1	+ 5,2	+ 6,2	+ 4,8
Charbon	- 0,7	- 1,1	- 1,3	- 1,0
Produits pétroliers	- 2,8	- 3,4	- 0,8	- 2,4
Gaz fossile	- 2,2	- 9,4	- 13,2	- 9,1
Uranium	- 0,0	- 0,1	- 0,0	- 0,1
Total	- 3,5	- 8,7	- 9,3	- 7,6

Source : CGDD, modèle TiTAN

6. LA TRANSFORMATION DU SYSTÈME ÉNERGÉTIQUE

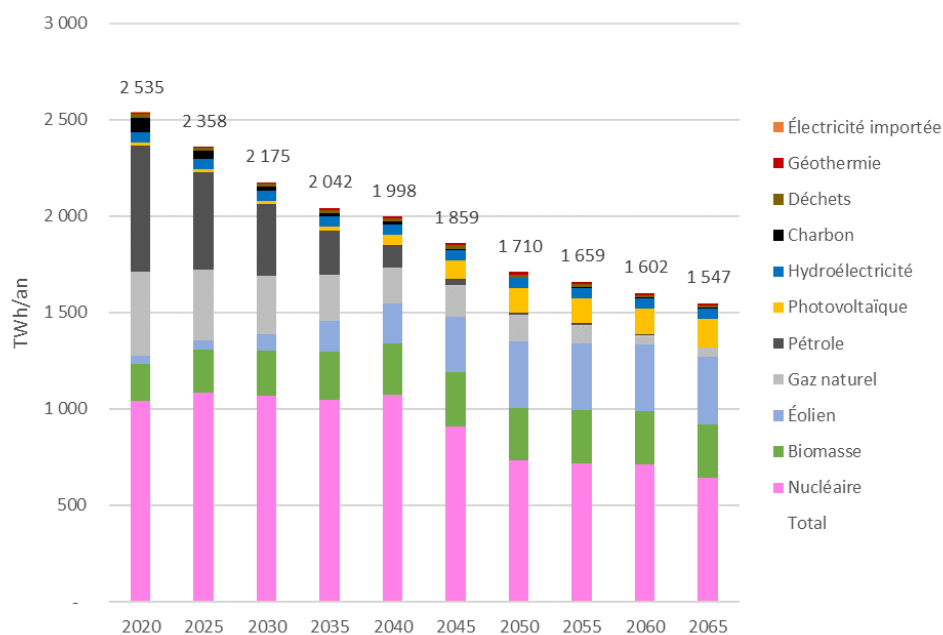
Les résultats présentés dans cette section sont issus d’une modélisation simplifiée du système énergétique, malgré son niveau de détail, et calculés selon une approche d’optimisation avec anticipations parfaites. Par construction, ils sont donc optimistes sur les possibilités d’ajustement du système énergétique et sur la faisabilité des différentes configurations technologiques. De plus, ces résultats sont dépendants des hypothèses de coûts, de potentiels, de demandes, qui font l’objet de nombreuses incertitudes. Enfin, ils sont déterminés sans considérer les externalités hors changement climatique : salubrité des logements, pollution de l’air, biodiversité... Pour toutes ces raisons, ils ne permettent pas à eux seuls d’établir une prescription de politique énergétique, mais ils peuvent constituer des éléments d’aide à la décision.

A. L’évolution de la consommation totale

La substitution quasi-complète des énergies fossiles est un des principaux traits de l’évolution de la consommation finale totale dans le scénario en budget. La consommation primaire (figure 22) de produits pétroliers et celle de charbon baissent dès 2025 et de façon continue, jusqu’à un niveau quasi-nul à long terme (- 99 % de 2020 à 2050 pour les produits pétroliers et - 98 % pour le charbon). Des consommations résiduelles subsistent cependant, respectivement dans le transport aérien et l’industrie (10 TWh/an de pétrole et 2 TWh/an de charbon en 2050). Le cas du gaz fossile est différent : sa consommation diminue moins rapidement, et se maintient à un niveau important en 2050 (- 69 % de 2020 à 2050, soit 130 TWh/an résiduels). Elle baisse encore en 2060, à l’atteinte de la neutralité, tout en restant significative (46 TWh/an résiduels en 2060).

Figure 22 : consommation d'énergie primaire

En TWh/an



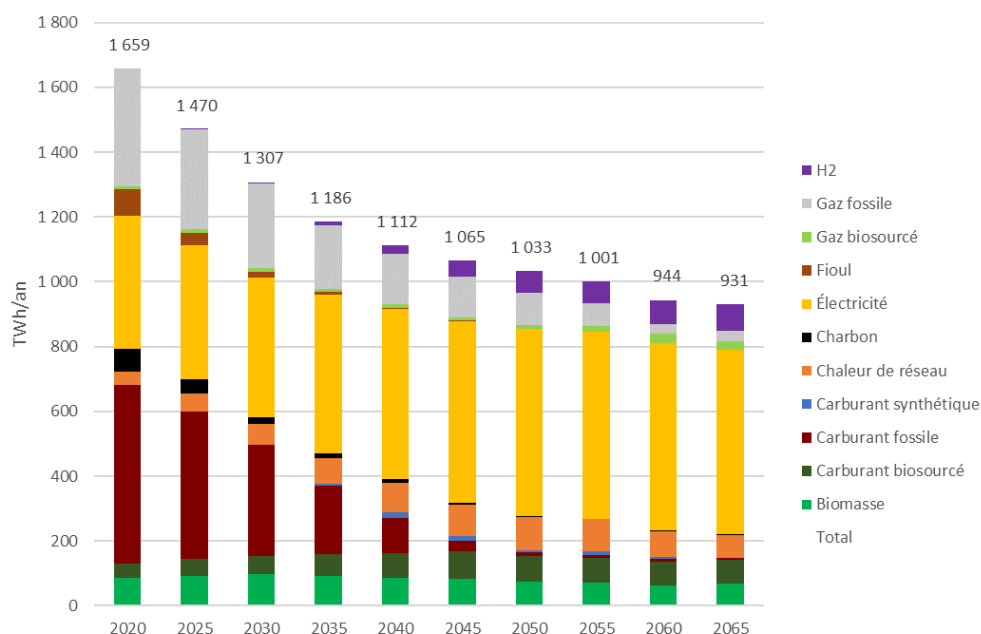
Note : la consommation de chaleur de l'environnement n'est pas représentée.

Source : CGDD, modèle TITAN

La substitution des énergies fossiles dans la consommation finale est principalement réalisée par l'électrification (figure 23). La part de l'électricité dans le mix énergétique final passe ainsi de 25 % en 2020 à 56 % en 2050, et progresse même au-delà grâce à la baisse de la consommation finale totale. Si la consommation d'électricité est en quasi-stagnation à court-terme (croissance de + 0,3 %/an en jusqu'en 2030), elle connaît une croissance soutenue de 2030 à 2050 (+ 1,6 %/an en moyenne), avant de se stabiliser.

Figure 23 : consommation d'énergie finale

En TWh/an



Note : pour l'industrie, la consommation finale représentée est celle à usage énergétique seulement, à l'exception de la filière sidérurgie et de la filière ammoniac pour lesquels la consommation à usage matière de charbon (coke) d'une part, et celle de gaz naturel et d'hydrogène d'autre part sont prises en comptes.

Source : CGDD, modèle TITAN

D'autres vecteurs énergétiques viennent compléter la substitution des énergies fossiles, notamment pour les usages difficiles à électrifier. Ainsi, la consommation de biocarburants double presque de 2020 à 2045 (de 44 à 85 TWh/an), portée par tous les modes de transport, avant de redescendre légèrement jusqu'en 2055 (75 TWh/an) pour rester concentrée dans l'aérien, le transport maritime international et l'agriculture. La biomasse solide voit sa consommation augmenter légèrement à court terme (de 85 TWh/an en 2020 à 98 TWh/an en 2030) pour l'industrie et le chauffage des bâtiments, puis diminuer (76 TWh/an en 2050) à mesure que l'électrification de ces usages progresse et qu'elle est réaffectée vers d'autres usages à plus haute valeur. Notamment, la production de chaleur de réseau haute température biosourcée, couplée à de la CCS, permet de capturer du carbone biogénique pour réaliser des émissions négatives nécessaires au respect de la contrainte carbone⁴¹, tout en se substituant aux énergies fossiles dans l'industrie et le chauffage des bâtiments. Le gaz biosourcé reste quant à lui peu mobilisé : sa consommation stagne sur l'essentiel de la trajectoire (de 9 TWh/an en 2020 à 11 TWh/an en 2050), avant d'augmenter légèrement à l'atteinte de la neutralité pour se substituer en partie au gaz fossile (23 TWh/an en 2060). Enfin, l'hydrogène et les carburants synthétiques dérivés émergent progressivement à partir de 2035, jusqu'à constituer une part significative de la consommation totale (7 % du mix final en 2050, soit 73 TWh/an, soit). L'hydrogène est d'abord consommé par l'industrie, puis également par le transport aérien à partir de 2045 grâce à l'apparition de l'avion à hydrogène, où il s'ajoute aux carburants synthétiques déjà en usage.

Tous vecteurs confondus, la consommation d'énergie finale diminue de façon rapide (- 374 TWh/an de 2020 à 2030) **et soutenue** (- 675 TWh/an de 2020 à 2050). Cette réduction résulte de trois leviers complémentaires : les hypothèses de sobriété sur la demande en service énergétique, les efforts d'efficacité à vecteur énergétique constant⁴², et la substitution des énergies fossiles par l'électricité, plus efficace⁴³. Une grande partie de cette réduction est spontanée (- 445 TWh/an en 2050, *figure 24*) car considérée comme rentable par le modèle, mais la sobriété y contribue également de façon significative (- 197 TWh/an en 2050). La consommation d'énergie primaire diminue également, mais proportionnellement moins que la consommation finale (respectivement - 33 % et - 38 % de 2020 à 2050). En effet, la baisse de la consommation primaire induite par l'efficacité énergétique et l'électrification est mitigée par le déploiement de nouvelles chaînes énergétiques peu efficaces, mais nécessaires pour la neutralité (notamment hydrogène, carburants synthétiques et carburants biosourcés).

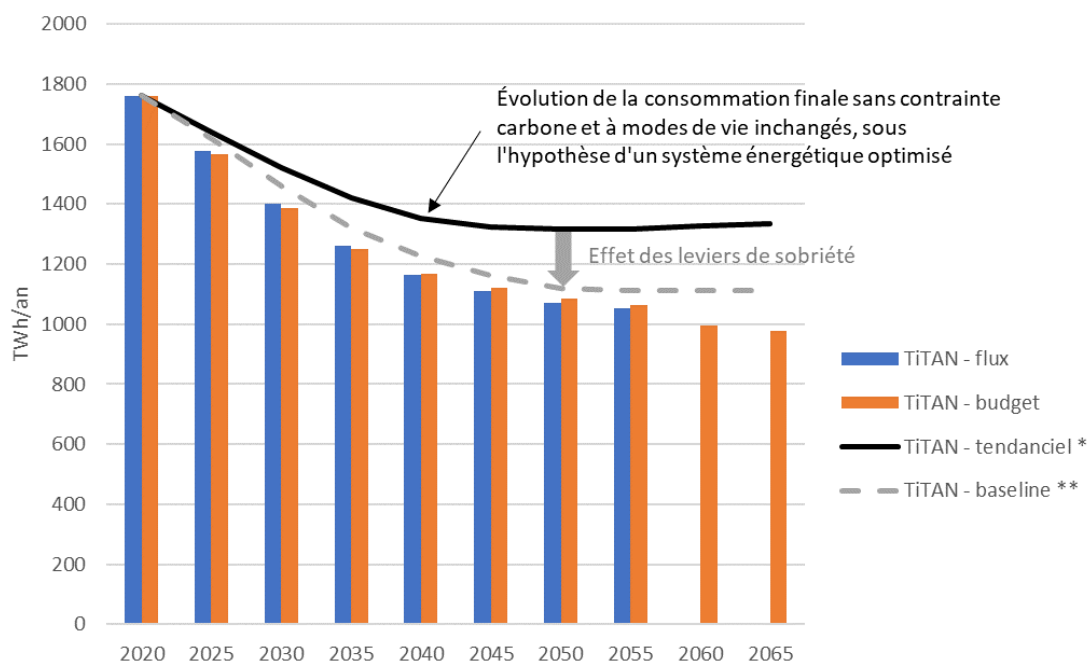
⁴¹ Le facteur d'émission retenu pour la biomasse est nul, ce qui permet d'obtenir des émissions négatives avec les technologies de BECCS (*bio-energy with carbon capture and storage*). Cette convention comptable peut ne pas tenir si les prélèvements de biomasse participent à la dégradation du puits UTCATF, notamment en ce qui concerne la forêt. Cependant, les interactions entre prélèvement de biomasse et puits UTCATF ne sont pour l'instant pas modélisées dans TiTAN en raison de leur complexité et du manque de consensus scientifique.

⁴² L'efficacité énergétique à vecteur énergétique constant correspond par exemple à l'isolation des bâtiments sans changement d'équipement de chauffage, à la réduction de la consommation des véhicules à type de motorisation donnée et à la réduction de la consommation d'énergie des équipements industriels à procédé et vecteur énergétique constant.

⁴³ Pour un même usage, le rendement « énergie utile/énergie finale » des appareils électriques est souvent meilleur que celui de leurs analogues thermiques. Par exemple, les véhicules électriques ont un rendement « de la charge aux roues » de l'ordre de 80-95 %, contre 20-40 % pour les véhicules thermiques. De même, une chaudière à gaz a un rendement de l'ordre de 80-110 %, contre près de 300 % pour une pompe à chaleur.

Figure 24 : consommation d'énergie finale selon les projections de demande et la contrainte carbone

En TWh/an



*Tendanciel : scénario sans contrainte carbone, à mode de vie inchangée et à trajectoire des émissions hors périmètre TiTAN tendancielle (d'après scénario AME). Étant donné que ce scénario est le résultat de l'optimisation libre du système énergétique (sans contrainte sur les émissions ou la consommation d'énergie), la réduction de la consommation correspond au potentiel d'économies d'énergies rentables.

**Baseline : scénario sans contrainte carbone mais avec leviers de sobriété actifs (évolution de la demande cohérente à l'AMS). L'écart avec le scénario « tendanciel » correspond à l'effet de la sobriété.

Source : CGDD, modèle TiTAN

B. La transformation du secteur de production d'énergie

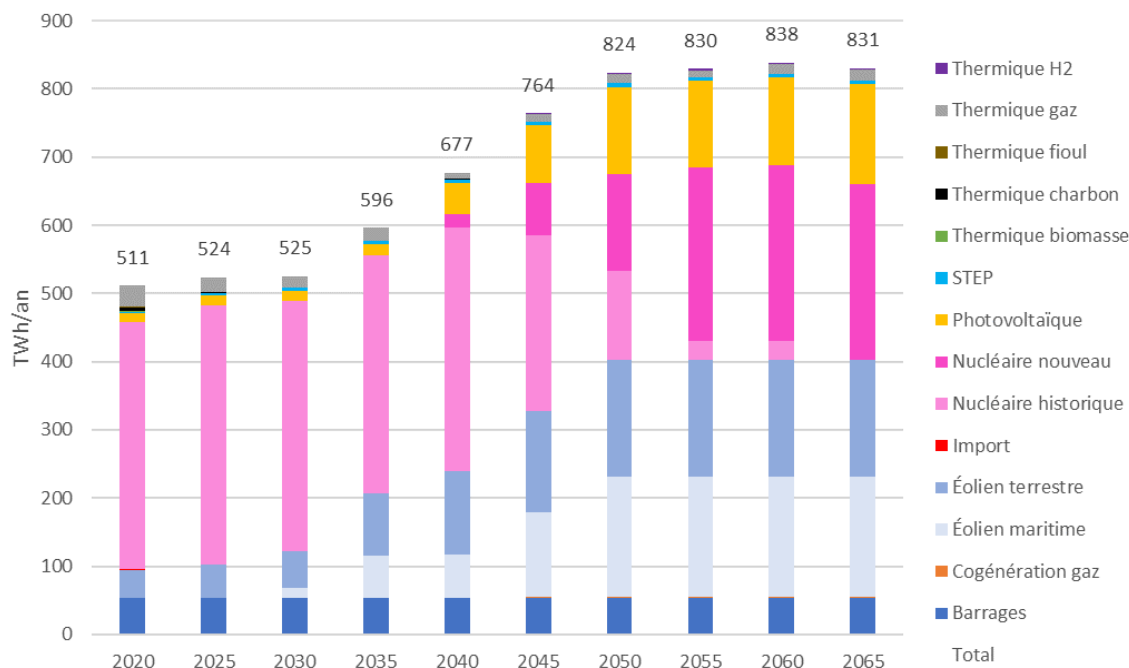
L'évolution de la production d'énergie est en miroir de l'évolution de la consommation : elle est marquée par une forte augmentation de la production électrique, la quasi-disparition des énergies fossiles et une mobilisation accrue de la biomasse et des carburants décarbonés.

La production électrique (figure 25) est en quasi-stagnation de 2020 à 2030 (+ 13 TWh/an), puis connaît un développement important de 2030 à 2050 (+ 294 TWh/an) avant une phase de plateau. La part du nucléaire dans le mix passe de 72 % en 2020 à 33 % en 2050 et au-delà : de nouvelles centrales nucléaires entrent en service à partir de 2040 (figure 26) mais sans aller jusqu'à remplacer complètement le parc historique. Les énergies renouvelables assurent donc à la fois le remplacement de la production nucléaire non renouvelée et la production supplémentaire. L'éolien est le plus mobilisé, à la fois sur terre (+ 1,8 GW/an en moyenne de 2020 à 2050) et en mer (+ 1,7 GW/an en moyenne de 2025 à 2050), jusqu'à constituer plus de 40 % de la production en 2050. Le photovoltaïque est mobilisé plus tard (+ 5,3 GW/an de 2035 à 2050) et dans une moindre mesure (15 % de la production en 2050), du fait d'hypothèses relativement plus pessimistes sur son potentiel⁴⁴. Le reste du mix en 2050 et au-delà correspond à l'hydroélectrique (7 % en 2050), qui se maintient à son niveau historique, ainsi que de petites parts de gaz fossile (1,4 % en 2050) et de biogaz (1,0 % en 2050). L'intensité carbone de l'électricité (cf. annexe 3), déjà très basse en 2020 (33 gCO₂e/kWh), est donc quasiment nulle à terme.

⁴⁴ Il convient de rappeler que les potentiels des différents moyens de production sont plafonnés de façon étroite tout au long de la trajectoire. Le mix qui en résulte n'est donc optimal qu'au sein d'un champ restreint des possibles.

Figure 25: production totale d'électricité par technologie

En TWh/an

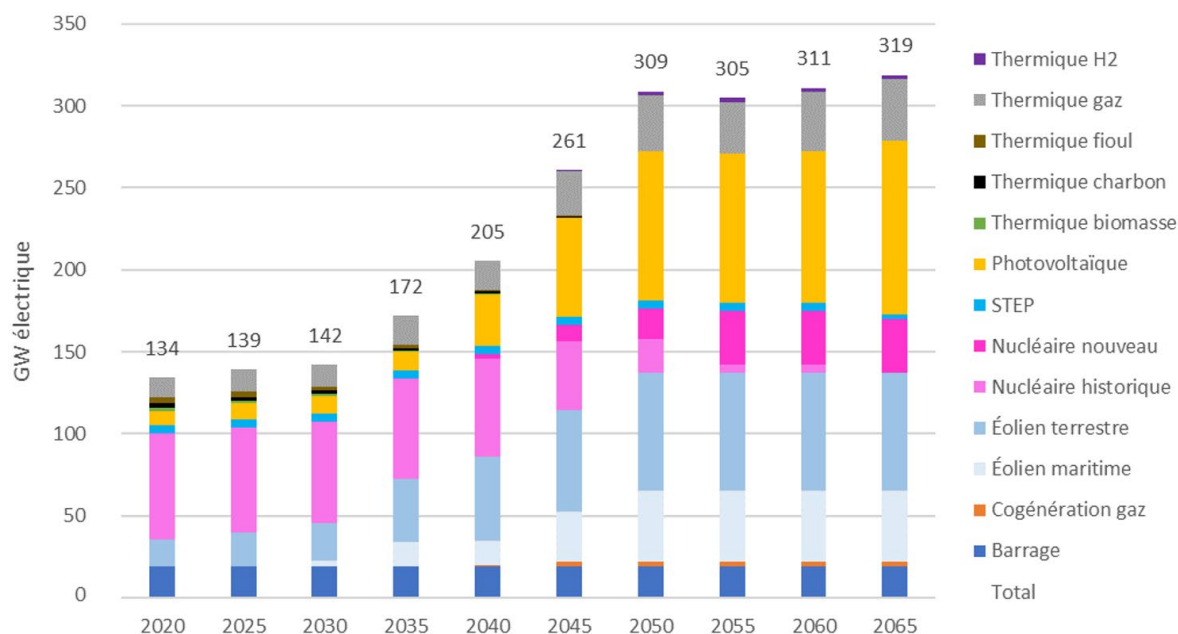


Source : CGDD, modèle TiTAN

L'augmentation de la part des énergies renouvelables intermittentes dans le mix électrique a pour corollaire d'augmenter les besoins de flexibilité. Étant donné que les flexibilités de la demande ne sont pas modélisées (pas d'effacement, ni de *smart-grid* ni de *vehicle-to-grid*) et que les capacités hydroélectriques et de STEP sont plafonnées à leur niveau historique, la réponse du modèle est d'augmenter fortement les capacités de production pilotables (de 20 GWe en 2020 à 39 GWe en 2050, *figure 26*), principalement de thermique à gaz (+ 20 GWe) et secondairement de thermique à hydrogène (+ 2 GWe). Aucun investissement dans les batteries n'est réalisé, bien qu'il soit possible. Paradoxalement, la production annuelle des capacités thermiques pilotables diminue de 2020 à 2050 (38 TWh/an à 16 TWh/an), en dépit de l'augmentation des capacités. L'analyse de la production journalière indique que l'appel des centrales thermiques est en effet moins fréquent, mais correspond à des pics de puissance plus élevés (*cf. annexe 3*).

Figure 26 : capacités de production électrique

En GW électrique



Lecture : les valeurs correspondent aux capacités disponibles et non aux capacités effectivement en service. Par exemple, des capacités de centrales au charbon et au fioul sont disponibles jusqu'en 2045, mais sont effectivement hors service dès 2030 avec des productions inférieures à 0,1 TWh/an.

Source : CGDD, modèle TITAN

La capture de CO₂ (figure 27) représente des volumes importants dès 2030 (6 MtCO₂/an), qui augmentent rapidement jusqu'en 2050 (31 MtCO₂/an). Le CO₂ capté vient principalement de la production d'énergie, en l'occurrence la méthanisation et la production de chaleur de réseau de haute température biosourcée. La capture d'émissions de procédés industriels n'est que très peu mobilisée, alors qu'elle est souvent présentée comme un levier pertinent pour la réduction des émissions industrielles. Ce résultat contre-intuitif peut s'expliquer en comparant la valeur de l'option « capture de CO₂ biogénique dans le secteur énergie + stockage géologique » à celle de l'option « capture d'émissions de procédés + stockage géologique ». La première option co-produit de l'énergie et des émissions négatives⁴⁵ qui peuvent annuler les émissions de procédés ; tandis que la deuxième option annule les émissions de procédés mais sans co-production d'énergie, et semble donc moins intéressante. Ce résultat peut cependant être interrogé en rappelant que la pertinence économique de la chaîne CCUS dépend aussi de la dispersion géographique des productions ciblées et de la taille des unités de production⁴⁶, des facteurs dont la modélisation ne tient pas compte ici. La capture directe de carbone atmosphérique (DAC) est déployée à partir de 2040, jusqu'à représenter des volumes significatifs en 2050 (7 MtCO₂/an), et cela malgré sans coût énergétique élevé (11 TWh/an de chaleur haute température et 3 TWh/an d'électricité en 2050).

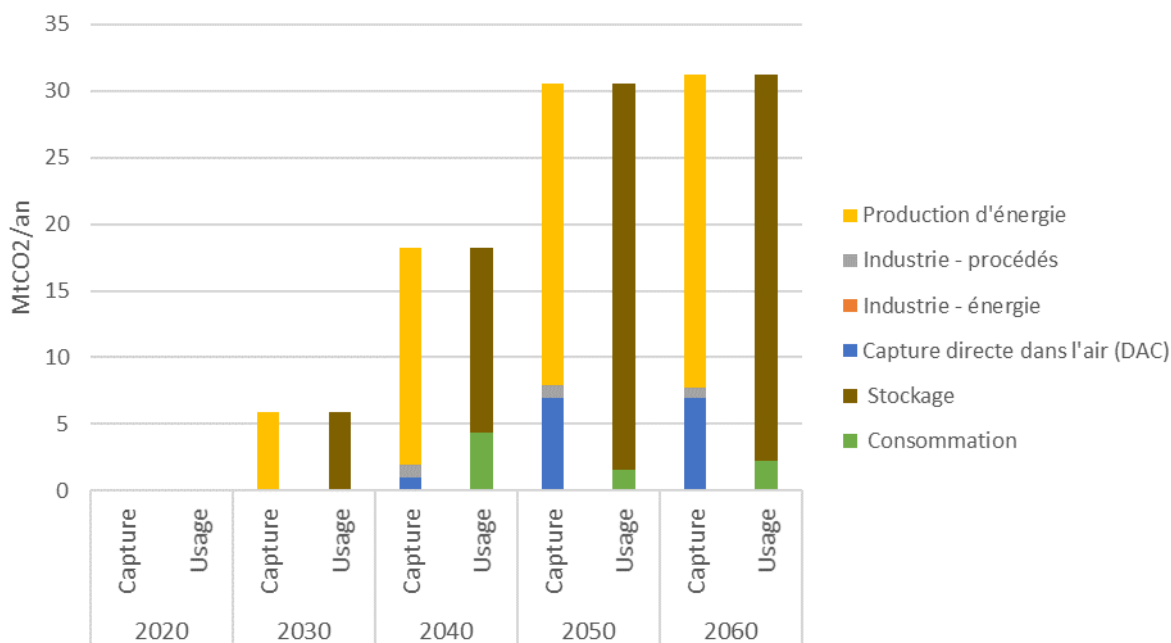
Le CO₂ capté est principalement destiné au stockage géologique, et son origine presque entièrement biogénique ou atmosphérique permet d'obtenir d'importantes émissions négatives. La consommation du CO₂ capté ne représente qu'une part mineure du flux capté et elle sert uniquement à produire du kérosène synthétique décarboné par combinaison avec de l'hydrogène vert. Cet usage atteint un pic vers 2040, pour abattre les émissions de l'aviation en attendant la montée en puissance de l'avion à hydrogène, et diminue ensuite.

⁴⁵ Sous la convention comptable retenue, le facteur d'émission de la biomasse est nul et les technologies de bioénergie couplées à la capture et au stockage de CO₂ (BECCS) permettent d'obtenir des émissions négatives.

⁴⁶ CRE (2024)

Figure 27 : volumes de CO₂ capté et utilisé, par source et par usage

En MtCO₂/an



Source : CGDD, modèle TiTAN

C. La transformation des secteurs consommateurs d'énergie

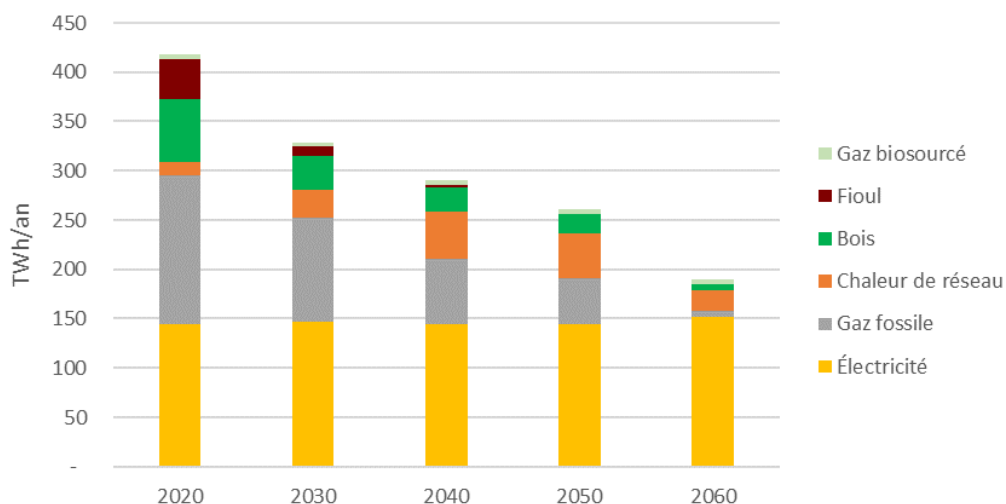
Cette partie présente des résultats détaillés pour chaque secteur consommateur d'énergie : évolution de la consommation d'énergie par usage, principales technologies de décarbonation mobilisées, efforts d'efficacité énergétique...

Les bâtiments

La consommation d'énergie de chauffage des bâtiments résidentiels (*figure 28*) est dominée en 2020 par le gaz fossile (119 TWh/an) et l'électricité (81 TWh/an), avec des parts significatives de bois (72 TWh/an) et de fioul (44 TWh/an). La consommation de fioul décroît très rapidement de 2020 à 2030 (- 34 TWh/an), mais ne disparaît qu'après 2040, le modèle trouvant coût-efficace de maintenir quelques chauffages au fioul dans les logements les mieux isolés. La consommation de gaz diminue rapidement de 2020 à 2030 (- 34 TWh/an), à la fois grâce à sa substitution par les PAC et la chaleur de réseau (*figure 29*), et grâce à des travaux d'isolation ciblant les logements les plus mal isolés. La consommation de gaz fossile continue de diminuer (43 TWh/an en 2050) grâce au remplacement des chaudières gaz par des PAC et par le chauffage urbain. La contrainte sur la part de marché maximum des PAC est levée de 2050 à 2060 sous hypothèse de progrès technologique et économique de la filière, le modèle choisit alors de s'en servir pour remplacer complètement les dernières chaudières à gaz. Les chauffages à électricité-joule sont remplacés par des PAC et des chauffages urbains dès 2030 (*figure 29*), et ont complètement disparu après 2050. La part des logements chauffés au bois est relativement stable jusqu'en 2050, mais la consommation diminue sous les effets du progrès technique des chaudières bois et de l'isolation des logements (20 TWh/an en 2050). La consommation d'énergie de chauffage des bâtiments tertiaires connaît une trajectoire assez semblable à celle des bâtiments résidentiels, avec une mobilisation légèrement plus forte de la chaleur de réseau en raison d'un potentiel technico-économique supérieur (plus grande taille des bâtiments et localisation plus concentrée dans les zones denses).

Figure 28 : consommation finale de chauffage des bâtiments résidentiels

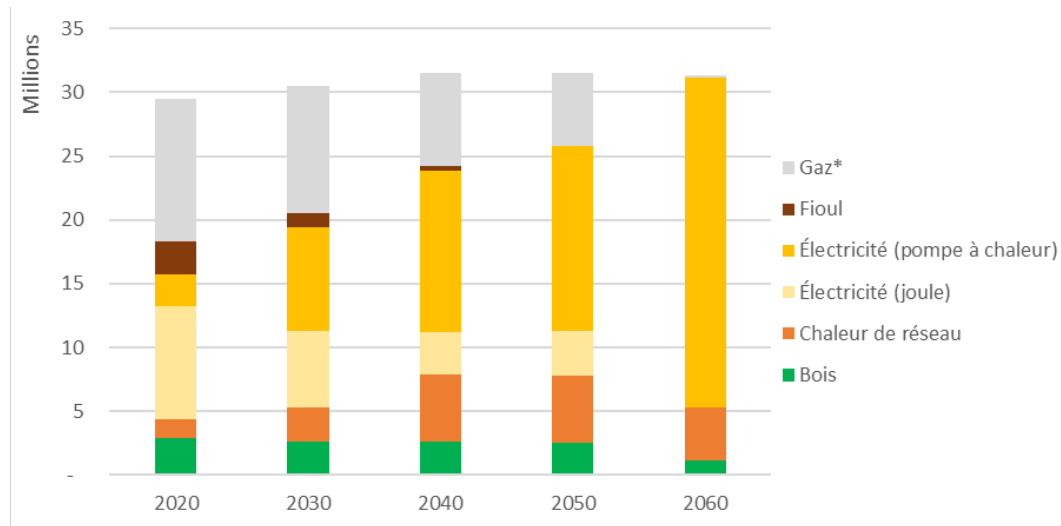
En TWh/an



Source : CGDD, modèle TITAN

Figure 29 : parc résidentiel par énergie de chauffage principale

En millions de logements



Lecture : l'énergie « Gaz » correspond ici à un mélange de gaz fossile et de gaz biosourcé.

Source : CGDD, modèle TITAN

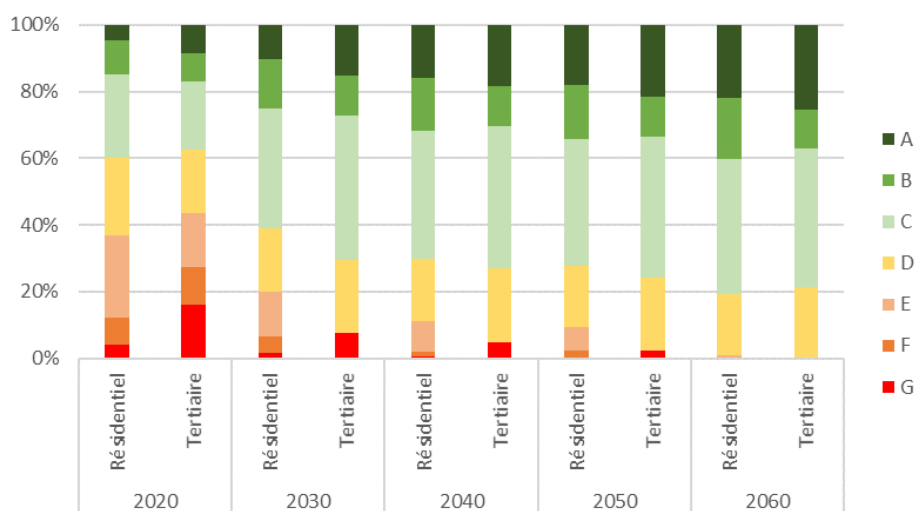
Les parcs résidentiel et tertiaire connaissent une forte amélioration de leurs performances énergétiques respectives au cours de la trajectoire (figure 30), mais ils restent relativement hétérogènes et comportent encore des « passoires thermiques » (étiquettes énergie du DPE en « F » ou « G ») à long terme. Le modèle choisit de réaliser des travaux d'isolation de 2020 à 2030, avec en moyenne respectivement 131 000 logements/an pour le résidentiel et 30 000 bâtiments/an pour le tertiaire. Ces volumes peuvent sembler modestes, mais du fait de l'optimisation technico-économique leurs effets sont importants. Les travaux sont en effet ciblés sur les classes d'isolation « F » et « E »⁴⁷ et correspondent à des rénovations plus profondes que celles observées dans le passé (2,3 sauts de classe d'isolation TITAN en

⁴⁷ Le modèle distingue la classe d'isolation du bâtiment, indiquée par une lettre suivie d'un prime (X'), et la performance énergétique globale du bâtiment qui inclut aussi la performance du système de chauffage et correspond au DPE. On approxime l'étiquette énergie du DPE, avec un biais négatif, selon la règle suivante : on prend « étiquette énergie du DPE = classe d'isolation » pour tous les systèmes de chauffage, à l'exception du chauffage électricité-Joule, pour lequel on dégrade la classe d'isolation de deux rangs. Par exemple, un logement de classe d'isolation « C' » correspond à peu près à un logement d'étiquette énergie du DPE « C » lorsqu'il est équipé d'une chaudière gaz, d'un poêle à bois ou d'une PAC et à un logement d'étiquette énergie du DPE « E » lorsqu'il est équipé d'un chauffage électricité-joule.

moyenne sur 2020-2030, contre 1,3 en 2020). Les travaux d'isolation cessent complètement après 2030, l'amélioration de la performance énergétique du parc est ensuite uniquement le fait des changements d'équipements et du renouvellement des bâtiments par les constructions et destructions. Ce dernier phénomène, sous l'hypothèse d'une destruction systématique des bâtiments les plus mal isolés à raison de 1,2 % du parc par an⁴⁸, est un puissant canal d'amélioration des performances thermiques, qui explique le maintien des « passoires thermiques » dans le parc (figure 30). En effet, en considérant uniquement un objectif de réduction des émissions, le modèle trouve peu efficace de payer les coûts de l'isolation des bâtiments « passoires » alors qu'ils peuvent être détruits à terme et remplacés par des bâtiments neufs très performants.

Figure 30 : composition des parcs résidentiel et tertiaire par étiquette énergie du DPE (approximation conservatrice)

En %



Source : CGDD, modèle TiTAN

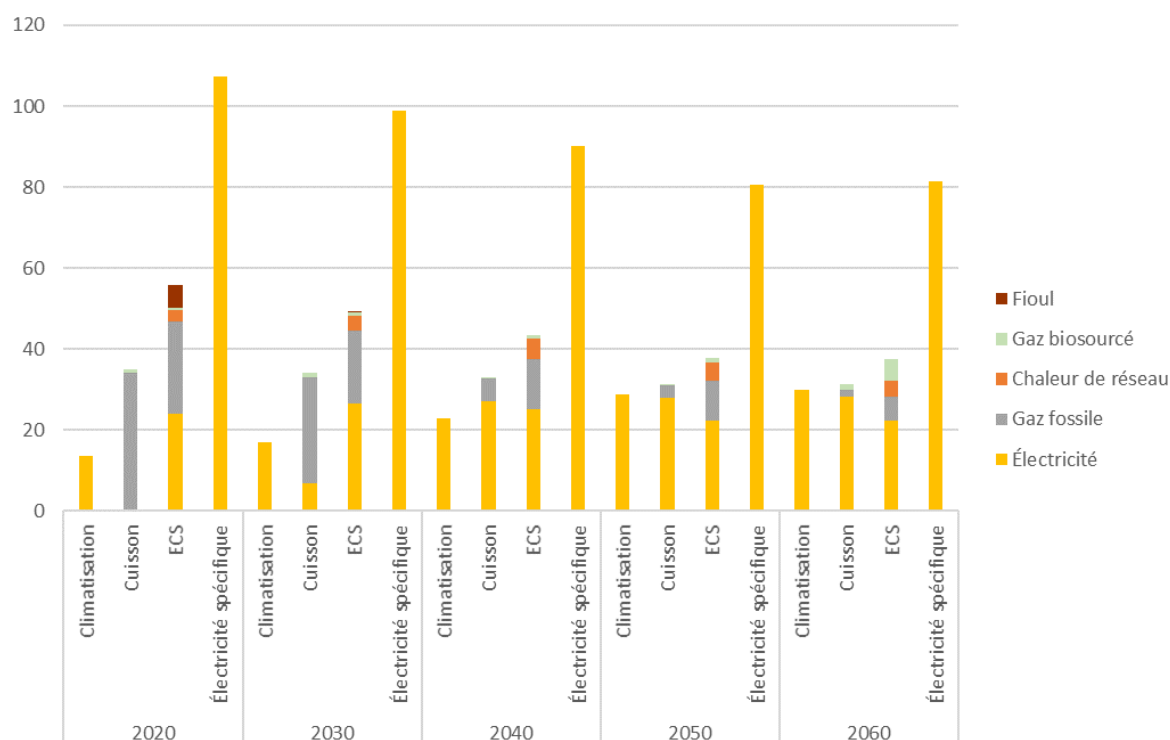
Les autres usages énergétiques du bâtiment sont déjà largement électrifiés en 2020 (figure 31), une situation qui s'accroît jusqu'en 2050 (de 145 TWh/an à 160 TWh/an), où le gaz ne joue plus qu'un rôle résiduel (13 TWh/an). La maîtrise de la demande et le passage à des équipements plus efficaces (notamment PAC air-air réversibles et chauffe-eau thermodynamiques (CET)) conduit à une baisse significative de la consommation totale (de 212 TWh/an en 2020 à 179 TWh/an en 2050), malgré l'augmentation de la consommation de la climatisation.

L'eau chaude sanitaire (ECS) se débarrasse très vite du fioul et plus progressivement du gaz fossile, au profit de l'électricité (22 TWh/an en 2050) et des réseaux de chaleur (4 TWh/an en 2050). La consommation totale pour l'ECS diminue légèrement grâce à la sobriété et à la diffusion des CET. La consommation d'électricité pour la climatisation est influencée à la hausse par la part croissante de logements équipés et la hausse des températures ; et à la baisse par l'efficacité accrue des équipements (notamment des PAC air-air réversibles) et la sobriété sur le confort d'été. La combinaison de ces facteurs conduit à une augmentation plutôt modérée de la consommation de la climatisation, de 14 TWh/an en 2020 à 29 TWh/an en 2050. La cuisson est quant à elle fortement électrifiée (28 TWh/an). Enfin, la consommation d'électricité spécifique décroît significativement, de 107 TWh/an en 2020 à 81 TWh/an en 2050, sous l'hypothèse d'une modération des usages et de gains d'efficacité des appareils électriques domestiques.

⁴⁸ Cette hypothèse ne tient pas compte de l'impossibilité de destruction pour les bâtiments situés en zone patrimoniale.

Figure 31 : consommation finale des usages énergétiques des bâtiments hors chauffage (résidentiel et tertiaire confondus)

En TWh/an



Source : CGDD, modèle TITAN

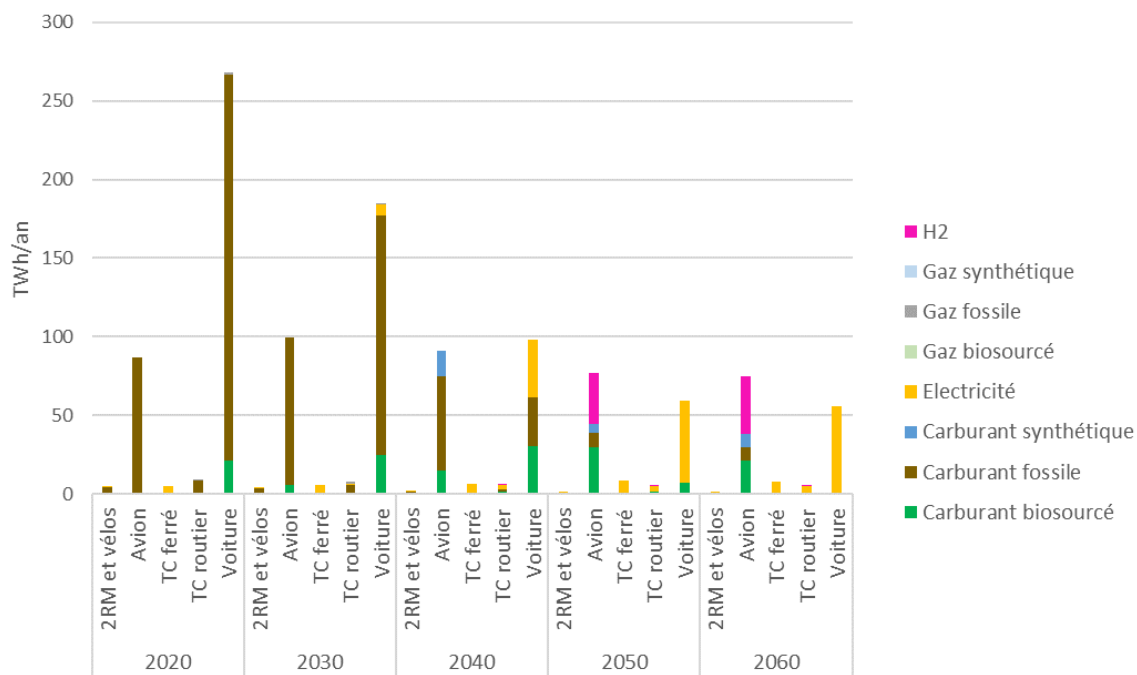
Le transport

La consommation d'énergie du transport de passagers (figure 32) est à terme massivement électrifiée, les biocarburants jouant plutôt un rôle de transition. L'aérien est en 2050 le seul poste important de consommation de biocarburants, d'hydrogène et de carburants synthétiques. La substitution des véhicules thermiques par les électriques participe, avec l'efficacité énergétique et la sobriété, à une réduction drastique de la consommation finale du secteur (de 373 TWh/an en 2020 à 115 TWh/an en 2050).

Les voitures constituent de très loin le principal poste de consommation du transport de passagers. En 2020, elles consomment 245 TWh/an de carburants fossiles, mais dès 2030 l'adoption de carburants biosourcés et de l'électricité s'accélère. En 2050, l'électricité domine le mix (53 TWh/an), le fossile a disparu et les biocarburants ne font plus que l'appoint. Le transport collectif routier connaît une trajectoire similaire : initialement très dépendant des carburants fossiles (8 TWh/an en 2020), il adopte progressivement l'électricité et les carburants biosourcés. En 2050, l'électricité est la composante principale de son mix (4 TWh/an), avec le carburant biosourcé et l'hydrogène en appoints. Le transport collectif ferroviaire est déjà largement électrifié en 2020 (5 TWh/an) et le reste (8 TWh/an en 2050). Enfin, le transport aérien de passagers (dont international), le deuxième poste de consommation du secteur, commence à intégrer des carburants biosourcés dès 2030 (6 TWh/an en 2030) et synthétiques à partir de 2040. Sous l'hypothèse de la disponibilité de l'avion à hydrogène à partir de 2040, il commence à consommer cette énergie entre 2040 et 2050 (33 TWh/an), réduisant drastiquement sa consommation de carburants fossiles à terme (87 TWh/an en 2020 versus 9 TWh/an en 2050).

Figure 32 : consommation finale du transport de passagers, par mode

En TWh/an



Lecture : « 2RM » signifie « deux-roues motorisés », « TC » signifie « transports en commun ».

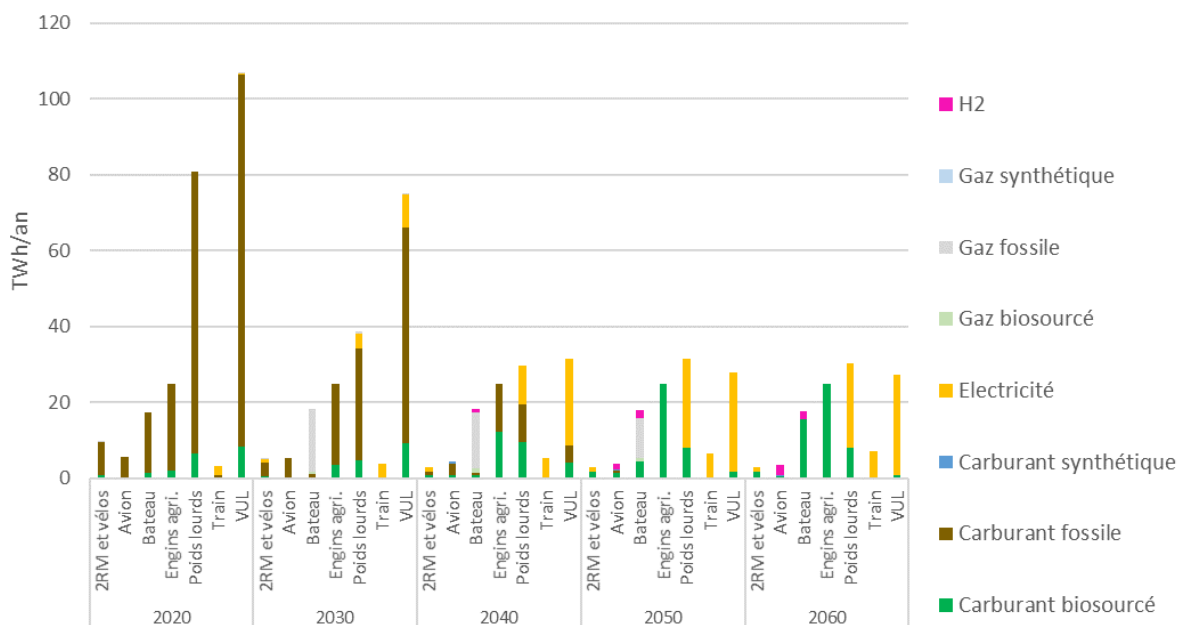
Source : CGDD, modèle TITAN

La consommation d'énergie du fret (figure 33) évolue vers un mix largement décarboné, équilibré entre électricité et biocarburants, avec des situations contrastées selon les modes. Le transport maritime maintient cependant une consommation significative de gaz fossile à long terme. La substitution des véhicules thermiques par les électriques participe, avec l'efficacité énergétique et la sobriété, à une réduction importante de la consommation finale du secteur (de 248 TWh/an en 2020 à 116 TWh/an en 2050).

Les poids lourds, consommant presque exclusivement des carburants fossiles en 2020 (75 TWh/an), s'électrifient progressivement à partir de 2030 et jusqu'en 2050 (24 TWh/an). Leur consommation de biocarburants augmente légèrement jusqu'en 2040 (10 TWh/an), ce qui permet d'abattre des émissions avant que l'électrification monte à pleine puissance. Cette consommation redescend ensuite à un niveau modeste en 2050 (8 TWh/an), qui correspond aux trajets longue distance pour lesquels l'autonomie des poids lourds électriques n'est pas suffisante. Les véhicules utilitaires légers connaissent une évolution similaire, passant d'un mix dominé par le fossile (98 TWh/an en 2020) à un mix très électrifié (26 TWh/an en 2050). Leur électrification est plus profonde que celle des poids lourds, en raison de leur usage préférentiel pour les trajets courte distance pour lesquels l'autonomie des batteries suffit. Le transport fluvial et maritime (dont international) commence par substituer le gaz fossile au fioul en 2030, avant d'adopter le carburant biosourcé et l'hydrogène à partir de 2040. Il consomme encore une quantité importante de gaz fossile en 2050 (11 TWh/an). L'aérien commence à adopter les carburants biosourcés dès 2030 (0,3 TWh/an), puis les carburants synthétiques et l'hydrogène, réduisant progressivement la dépendance aux fossiles (0,5 TWh/an en 2050). Enfin, les engins agricoles commencent à adopter les carburants biosourcés dès 2030 (4 TWh/an), jusqu'à ne plus consommer que cette énergie en 2050 (25 TWh/an).

Figure 33 : consommation finale du fret, par mode

En TWh/an



Lecture : « 2RM » signifie « deux-roues motorisés », « VUL » signifie « véhicules utilitaires légers ».

Source : CGDD, modèle TITAN

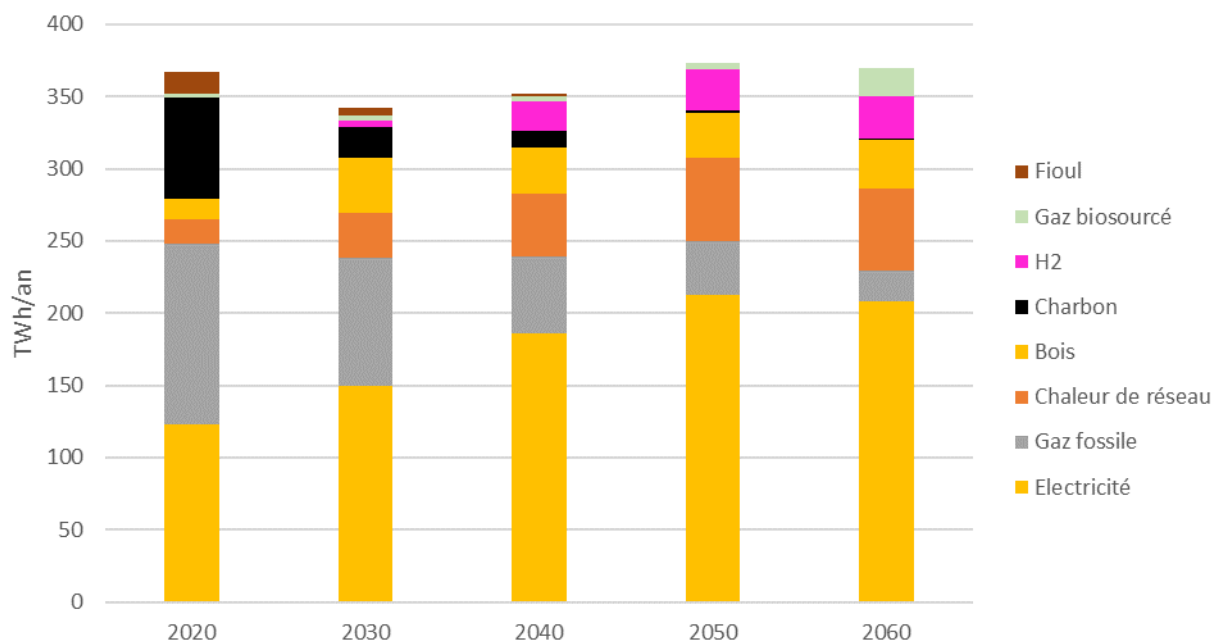
L'industrie

La consommation finale⁴⁹ de l'industrie est assez diversifiée en 2020 (figure 34) : gaz fossile (129 TWh/an), électricité (118 TWh/an) et charbon (75 TWh/an) forment l'essentiel du mix, et sont complétés par le fioul (16 TWh/an), la chaleur de réseau (15 TWh/an) et la biomasse solide (10 TWh/an). Le charbon, très émetteur de CO₂, est principalement consommé par la sidérurgie et les cimenteries. Il est fortement substitué dès 2030 (- 53 TWh/an), par l'électricité et l'hydrogène dans la sidérurgie et par la biomasse dans les cimenteries. La sidérurgie en particulier ne consomme plus de charbon en 2050, toute la production étant assurée par des fours à arc électrique et avec des sources non fossiles de carbone matière. La consommation totale de gaz fossile diminue fortement dès 2030 (- 34 TWh/an), substituée par la biomasse solide et la chaleur de réseau – et secondairement l'électricité – dans de nombreuses filières, notamment la pétrochimie (- 9 TWh/an) et autres chimies (- 6 TWh/an), les IAA (- 12 TWh/an) et les papier-pâtes (- 4 TWh/an). La substitution du gaz fossile se poursuit dans toutes les filières jusqu'en 2050 (38 TWh/an) et au-delà, en accordant une part de plus en plus importante à l'électricité (213 TWh/an en 2050). L'hydrogène est consommé en grande quantité à partir de 2040 (18 TWh/an), principalement par la sidérurgie pour la réduction directe du minerai de fer, mais aussi par d'autres filières pour les besoins de haute température (papier-pâtes, verres, etc.). Sa part dans le mix à long terme reste cependant modeste (28 TWh/an en 2050, soit 8 % du mix).

⁴⁹ On rappelle que la consommation d'énergie pour des usages non énergétiques n'est pas prise en compte, à l'exception de la filière acier (consommation de charbon pour carbone matière et de gaz fossile ou hydrogène pour la réduction directe) et de la filière ammoniac (consommation de gaz fossile ou d'hydrogène comme précurseurs de la molécule).

Figure 34 : consommation finale à usage énergétique de l'industrie

En TWh/an



Source : CGDD, modèle TITAN

Malgré les hausses de production qu'impliquent les hypothèses de réindustrialisation sur la plupart des filières, la consommation finale totale de l'industrie est relativement stable à long terme (de 367 TWh/an en 2020 à 374 TWh/an en 2050) grâce à des efforts d'efficacité énergétique. En effet, toutes les filières réduisent significativement leur consommation finale unitaire (tableau 13). Ces gains d'efficacité de 2020 à 2050 se situent entre 8 % et 11 % pour la plupart des filières, et dépassent les 15 % dans la sidérurgie, le ciment et l'aluminium.

Tableau 13 : consommation finale unitaire par filière

En MWh/t de produit fini

Filière	2020	2030	2040	2050	2060	Écart 2020-2050
Pétrochimie	10,64	9,98	9,71	9,52	9,42	- 11 %
Aluminium	11,40	8,40	8,88	9,48	9,41	- 17 %
Ammoniac	5,02	5,69	5,23	4,55	4,49	- 10 %
Autres chimies	5,06	4,70	4,42	4,53	4,47	- 11 %
Chlore	4,17	4,70	4,15	3,77	3,72	- 10 %
Sidérurgie	4,56	3,38	3,46	3,65	3,52	- 20 %
Papier-pâtes	3,25	3,07	2,91	2,90	2,87	- 11 %
Verre	2,68	2,80	2,67	2,47	2,44	- 8 %
Équipement	2,52	2,10	2,14	2,27	2,24	- 10 %
Sucre	2,07	2,01	1,86	1,79	1,77	- 14 %
Autres non métalliques	1,36	1,29	1,21	1,24	1,23	- 9 %
Ciment	1,14	0,96	0,97	0,92	0,92	- 19 %
Autres autres (textiles, etc.)	1,04	0,99	0,94	0,93	0,92	- 10 %
Autres métaux primaires	1,06	0,95	0,89	0,95	0,94	- 10 %
Construction	0,74	0,70	0,66	0,67	0,66	- 10 %
Autres IAA	0,30	0,27	0,25	0,26	0,26	- 15 %

Source : CGDD, modèle TITAN

La décarbonation des vecteurs énergétiques, l'efficacité énergétique et la réduction des émissions de procédés conduisent à des réductions très importantes des facteurs d'émissions pour toutes les filières de l'industrie (tableau 14). La décarbonation des vecteurs et l'efficacité accomplissent la plus grande part de cet effort. Notamment, la chaleur de réseau haute

température pour l'industrie est entièrement produites par BECCS, ce qui lui confère un contenu carbone fortement négatif. De plus, les émissions de procédés ne représentent qu'une faible part des émissions de l'industrie en 2020⁵⁰ (13 MtCO₂e d'émissions de procédés contre 67 MtCO₂e d'émissions énergétiques), et sont relativement peu réduites en 2050 (9 MtCO₂e/an). L'effort de réduction des émissions de procédés est principalement supporté par les filières ciment, ammoniac et sidérurgie.

Tableau 14 : facteur d'émissions (énergie + procédés) par filière, nets de la CCS sur site et en amont

En kgCO₂e/t de produit

Filière	2020	2030	2040	2050	2060	Écart 2020-2050
Pétrochimie	2061	1030	337	115	- 152	- 94 %
Aluminium	1910	1233	233	252	112	- 87 %
Sidérurgie	1544	847	506	242	109	- 84 %
Ammoniac	1202	1255	1033	733	200	- 39 %
Autres chimies	1013	354	104	21	-142	- 98 %
Ciment	771	330	331	304	303	- 61 %
Verre	732	609	409	230	168	- 69 %
Sucre	526	188	95	65	12	-88 %
Autres non métalliques	454	361	289	283	217	- 38 %
Papier-pâtes	333	122	- 8	- 91	- 90	- 100 %
Équipement	313	168	64	- 40	- 96	- 100 %
Construction	170	101	59	28	17	- 84 %
Chlore	171	81	41	41	20	- 76 %
Autres autres (textiles, etc.)	149	72	13	- 51	- 70	-100 %
Autres métaux primaires	105	50	22	3	- 1	- 97 %
Autres IAA	40	18	- 3	- 18	- 17	- 100 %

Lecture : les facteurs d'émissions présentés sont nets de la capture et du stockage de carbone réalisés sur le site de production et pendant la production de l'énergie consommée. L'écart 2020-2050 a été fixé à -100 % lorsque les émissivités sont négatives en 2050.

Source : CGDD, modèle TiTAN

⁵⁰ Ce volume d'émissions de procédés peut sembler faible au regard des inventaires nationaux (41 MtCO₂e/an en 2018 selon le CGDD : www.notre-environnement.gouv.fr/themes/climat/les-emissions-de-gaz-a-effet-de-serre-et-l-empreinte-carbone-ressources/article/les-emissions-de-gaz-a-effet-de-serre-du-secteur-de-l-industrie-manufacturiere). Le paramétrage du secteur industrie de TiTAN s'améliorera au fur et à mesure de la publication des plans de transition sectoriels de l'Ademe et de leur intégration dans le paramétrage.

Conclusion

Les simulations produites avec TiTAN pour la révision de la valeur de l'action pour le climat montrent que l'atteinte de la neutralité nette des émissions française vers 2050 est techniquement possible à des coûts raisonnables, sous les hypothèses combinées d'une sobriété généralisée, d'un renforcement du puits UTCATF par rapport au présent et de la disponibilité de certaines technologies de rupture (CCS, avion à hydrogène, etc.). Toutefois, les variantes produites en relâchant une de ces hypothèses toutes choses égales par ailleurs montrent que l'atteinte de l'objectif de décarbonation y est très sensible : l'effort nécessaire devient très intense sous l'hypothèse d'une évolution tendancielle des modes de vie, tandis qu'une dégradation trop importante du puits UTCATF ou une indisponibilité du stockage géologique de carbone empêchent le modèle de trouver une solution. Ces résultats soulignent l'importance pour l'action publique de mobiliser l'ensemble des leviers disponibles pour atteindre l'objectif de décarbonation que la France s'est fixée. Il s'agit notamment de soutenir et d'inciter à des modes de vie plus sobres d'une part, ainsi qu'à soutenir le développement des technologies de rupture, en particulier d'émissions négatives, d'autre part. Plus généralement, l'optimisation des efforts de décarbonation montre l'importance d'agir dès aujourd'hui et dans l'ensemble des secteurs, au risque, dans le cas contraire, d'augmenter significativement le coût de la transition.

La version de TiTAN présentée dans ce document n'est pas définitive. Le modèle et ses données d'entrée ont vocation à être améliorés en continu, sur des aspects déjà identifiés comme perfectibles (paramétrage du secteur industrie, réseaux de CO₂ et d'H₂, flexibilité des moyens de production, etc.), mais aussi pour répondre aux besoins rencontrés lors des utilisations futures. Ce travail d'amélioration continue pourra être facilité par la mise en libre accès intégrale du modèle (code, paramétrage, notices) courant 2025.

ANNEXES

ANNEXE 1 – STRUCTURE DU MODÈLE TITAN

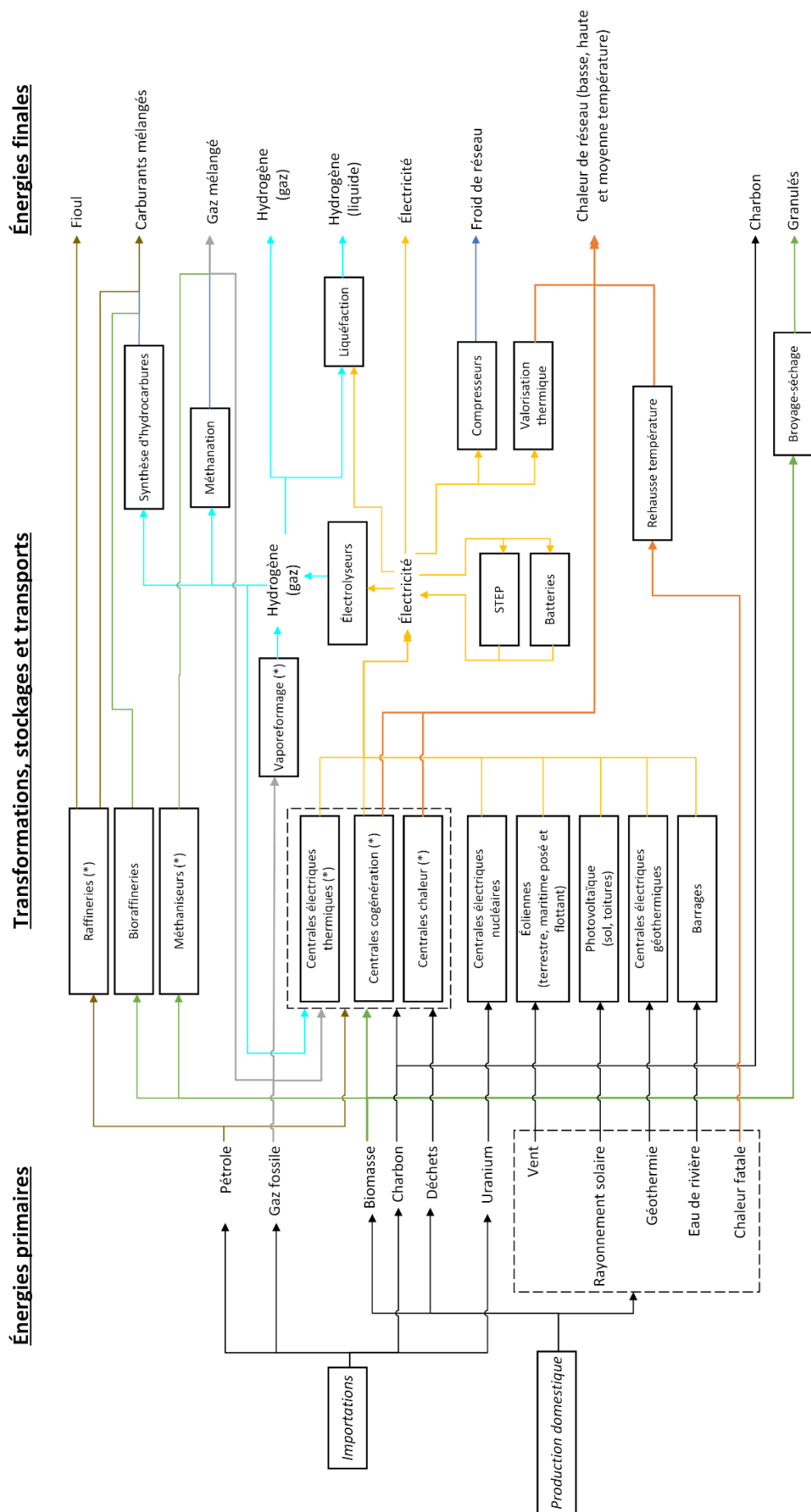
Tableau 15 : listes des filières du secteur industrie de TITAN et exemples de voies technologiques

IGCE/diffus	Filière	Exemples de voies technologiques
IGCE	Acier	Haut fourneau + Injection de gaz de cokerie + Augmentation du taux de ferrailles dans le convertisseur à 30 % Four à arc électrique + Brûleurs oxyfuel pour le préchauffage des poches
	Aluminium	Usine d'aluminium primaire + Efficacité anodes efficaces + Efficacité fonderie
	Ammoniac	Voie Haber-Bosch + Capture de carbone
	Chlore	Vapeur décarbonée
	Ciment	Conversion en voie sèche avec précalcinateur + Baisse du taux de clinker par des argiles calcinées
	Papier-pâtes	Voie (émissivité -/consommation +)
	Pétrochimie	Vapocraquage ; Vapocraquage + capture de CO ₂
	Sucre	Récupération biogaz
Diffus	Verre	Four électrique + recyclage
	Équipement	Voie (émissivité +/consommation +)
	Autres chimies	Voie (émissivité -/consommation +)
	Autres IAA	Voie (émissivité +/consommation -)
	Autres métaux primaires	Voie (émissivité -/consommation -)
	Autres non métalliques	''
	Construction	''
	Autres autres (textile, etc.)	''

Lecture : l'industrie est décomposée en 16 filières. La finesse du paramétrage varie selon la filière. Les industries grandes consommatrices d'énergie (IGCE) sont les plus détaillées : pour les filières ciment, acier et aluminium, le paramétrage inclut une liste de briques technologiques pouvant être combinées.

Source : CGDD, modèle TITAN

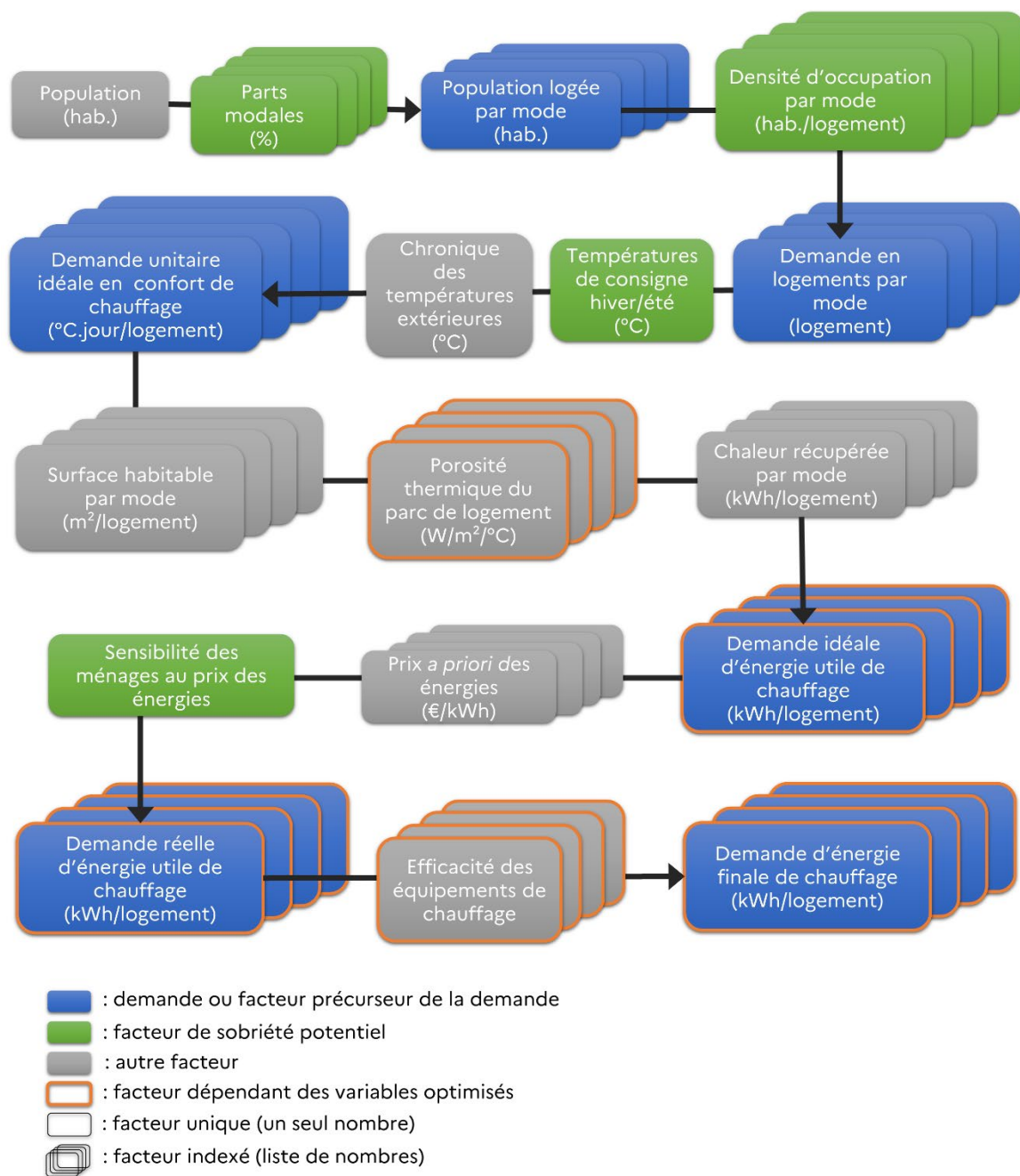
Figure 35 : schéma simplifié du secteur énergie



(*) : la technologie peut être combinée à la capture de CO2

Source : CGDD, modèle TITAN

Figure 36 : schéma simplifié de la construction de la demande d'énergie de chauffage dans TiTAN



Source : CGDD, modèle TiTAN

ANNEXE 2 – PARAMÉTRAGE

Tableau 16 : panorama des hypothèses de sobriété dans les variantes produites pour la révision de la valeur de l'action pour le climat

Secteur	Champ	Variante « avec sobriété »	Variante « sans sobriété »
Bâtiment	Chauffage	Part croissante de ménages « consciencieux » se chauffant moins que la consigne générale	Part constante
		Part décroissante de ménages précaires se sous-chauffant	Part constante
	Climatisation	Température de consigne générale abaissée de 19 °C à 18,5 °C	Température de consigne constante
		Température de consigne relevée de 22 °C à 26 °C	Température de consigne constante
	Autres usages	Baisse de la demande individuelle d'énergie utile pour la cuisson, l'ECS, l'électricité spécifique	Demande constante
	Logement	Croissance ralentie de la part des maisons individuelles	Croissance tendancielle
Baisse ralentie du nombre moyen d'habitants par logement		Baisse tendancielle	
Transport	Passagers	Report modal vers les mobilités douces et les transports en commun	Parts modales constantes
		Augmentation du taux de remplissage des véhicules	Taux constant
		Croissance modérée de la demande en mobilité	Croissance forte
	Fret	Croissance modérée de la demande en fret	Croissance forte
		Augmentation du taux de remplissage des véhicules	Taux constant
		Report modal des poids lourds vers le fret ferroviaire et fluvial	Parts modales constantes
Industrie	Toutes filières	Hypothèse de réindustrialisation forte	idem
	Pétrochimie, aluminium, acier	Augmentation du taux d'incorporation de matériaux recyclés	Taux constant

Source : CGDD d'après hypothèses de travail DGEC pour la SNBC3.

Paramétrage du secteur énergie

Tableau 17 : facteurs d'émission des ressources primaires

Ressource primaire	Facteur d'émission à la consommation (kgCO ₂ /kWh)
Charbon	0,374
Pétrole	0,286
Gaz fossile	0,204
Électricité importée	0,325
Biomasse	0,00

Lecture : émissivités calculées avec analyse du cycle de vie (émissions comptées de l'extraction jusqu'à la combustion). Dans les simulations présentées ici, les émissivités sont supposés fixes dans le temps et ne tiennent donc pas compte des variations dues aux éventuels changements d'approvisionnements (par exemple : gaz de schiste versus gaz naturel conventionnel).

Source : Ademe (www.bilans-ges.ademe.fr), calculs CGDD

Tableau 18 : paramètres économiques des principales technologies de production énergétique

Energie produite	Technologie	OPEX fixes (€ ₂₀₂₃ /MWh produit)		
		2020	2030	2050
Carburants	Raffinage fossile aérien	33	33	33
	Raffinage fossile terrestre	30	30	30

Energie produite	Technologie	CAPEX (€ ₂₀₂₃ /kW amont)			OPEX fixes (€ ₂₀₂₃ /kW amont/an)			Durée de vie (en ans)
		2020	2030	2050	2020	2030	2050	
Carburants	Bioraffinage aérien	330	248	248	17	17	17	20
	Bioraffinage terrestre	153	129	129	8	8	8	20
	Synthèse de carburant aérien	451	451	451	23	23	23	20
	Synthèse de carburant terrestre	977	977	977	49	49	49	20
Chaleur de réseau	Chaleur biosourcée	491	465	465	21	19	19	25
	Chaleur biosourcée + capture CO ₂	1 258	1 237	1 237	320	312	297	25
	Chaleur gaz	145	145	145	3	3	3	25
	Chaleur gaz + capture CO ₂	970	970	970	163	159	152	25
	Chaleur géothermique	1 553	1 553	1 553	104	104	104	25
Chaleur de réseau/ électricité	Cogénération biosourcée	2 350	1 898	1 953	47	41	39	30
	Cogénération biosourcée + capture CO ₂	2 808	2 444	2 515	346	334	317	30
	Cogénération gaz	1 014	956	991	26	26	26	30
	Cogénération gaz + capture CO ₂	1 695	1 662	1 722	186	182	175	30
Électricité	Éolienne en mer, flottante [min;max]	[4 290 ; 6 249]	[3721 ; 5301]	[3152 ; 4353]	127	92	58	30
	Éolienne en mer, posée [min;max]	[3 816 ; 5 459]	[2963 ; 4037]	[2584 ; 3405]	92	67	41	30
	Éolienne terrestre [min;max]	[1 121 ; 1 869]	[1035 ; 1725]	[776 ; 1294]	46	40	29	30
	PV au sol [min;max]	[430 ; 1 289]	[343 ; 1030]	[274 ; 823]	13	12	9	30
	PV sur toiture [min;max]	[1 227 ; 2 722]	[997 ; 2205]	[779 ; 1710]	23	23	17	30
	Thermique biosourcée	1 509	1 370	1 250	26	26	26	30
	Thermique biosourcée + capture CO ₂	1 448	1 428	1 480	28	29	29	30
	Thermique gaz	621	642	662	188	185	178	30
	Thermique gaz + capture CO ₂	1 023	1 140	1 233	40	39	39	30
	Thermique nucléaire ancien	2 768	2 679	2 679	41	43	46	60
	Thermique nucléaire nouveau	6 142	2 695	2 584	48	46	40	60
	Géothermique	1 668	1 550	1 618	348	338	319	30
	Thermique H ₂	721	721	721	53	51	52	30
Méthane	Méthanation	540	405	225	27	22	11	30
	Méthaniseur	897	863	725	20	18	16	30
	Méthaniseur + capture CO ₂	1 306	1 272	1 134	83	81	79	30
Hydrogène	Vaporeformage	944	944	944	47	42	40	25
	Vaporeformage + capture CO ₂	1 744	1 412	1 328	52	42	40	25
	Électrolyseur	1 150	958	863	35	29	26	25

Lecture : les CAPEX et OPEX sont exprimés en euros par kW amont, qu'on peut diviser par l'efficacité pour passer en puissance aval. Par exemple, le CAPEX d'une centrale thermique à gaz est de 621 €/kW amont en 2020, ce qui correspond à $621/0,6 = 1 035$ €/kW électrique. Cette convention implique pour certaines technologies une hausse des CAPEX/OPEX en puissance amont au cours du temps : il y a une amélioration de l'efficacité à CAPEX/OPEX constants en puissance aval. Les technologies éoliennes et photovoltaïque sont déclinées en trois catégories chacune, à coûts croissants, pour tenir compte de l'hétérogénéité des gisements (ex : coûts de raccordement variables, zones de vents ou ensoleillement moins forts).

Sources : RTE ; base de données du modèle JRC-EU-TIMES (www.zenodo.org/records/3544900) ; hypothèses CGDD

Tableau 19 : efficacité des principales technologies de production énergétique

Energie produite	Technologie	Efficacité	
		2020	2050
Carburants	Raffinage fossile aérien	0,97	0,97
	Raffinage fossile terrestre	0,97	0,97
	Bioraffinage aérien	0,55	0,7
	Bioraffinage terrestre	0,55	0,8
	Synthèse de carburant aérien	0,84	0,84
	Synthèse de carburant terrestre	0,84	0,84
Chaleur de réseau	Chaleur biosourcée	0,9	0,9
	Chaleur biosourcée + capture CO ₂	0,75	0,75
	Chaleur gaz	0,9	0,9
	Chaleur gaz + capture CO ₂	0,75	0,75
	Chaleur géothermique	1	1
Chaleur de réseau/électricité	Cogénération biosourcée	0,65/0,25	0,68/0,26
	Cogénération biosourcée + capture CO ₂	0,54/0,21	0,56/0,22
	Cogénération gaz	0,59/0,32	0,62/0,33
	Cogénération gaz + capture CO ₂	0,49/0,26	0,51/0,28
Électricité	Éolienne en mer, flottante	1	1
	Éolienne en mer, posée	1	1
	Éolienne terrestre	1	1
	PV au sol	1	1
	PV sur toiture	1	1
	Thermique biosourcée	0,46	0,49
	Thermique biosourcée + capture CO ₂	0,32	0,39
	Thermique gaz	0,6	0,64
	Thermique gaz + capture CO ₂	0,44	0,53
	Thermique nucléaire ancien	0,34	0,34
	Thermique nucléaire nouveau	0,36	0,4
	Géothermique	1	1
	Thermique H ₂	0,57	0,57
	Méthane	Méthanation	0,78
Méthaniseur		0,6	0,6
Méthaniseur + capture CO ₂		0,6	0,6
Hydrogène	Vaporeformage	0,76	0,76
	Vaporeformage + capture CO ₂	0,69	0,69
	Électrolyseur	0,6	0,64

Lecture : par convention l'efficacité des technologies de production à partir d'énergie primaire renouvelable est fixée à 1. Les deux efficacités pour les technologies de cogénération correspondent respectivement aux rapports de l'énergie thermique utile et de l'énergie électrique produites sur l'énergie primaire consommée pour le total des deux productions (leur somme correspond donc à l'efficacité totale du processus de cogénération).

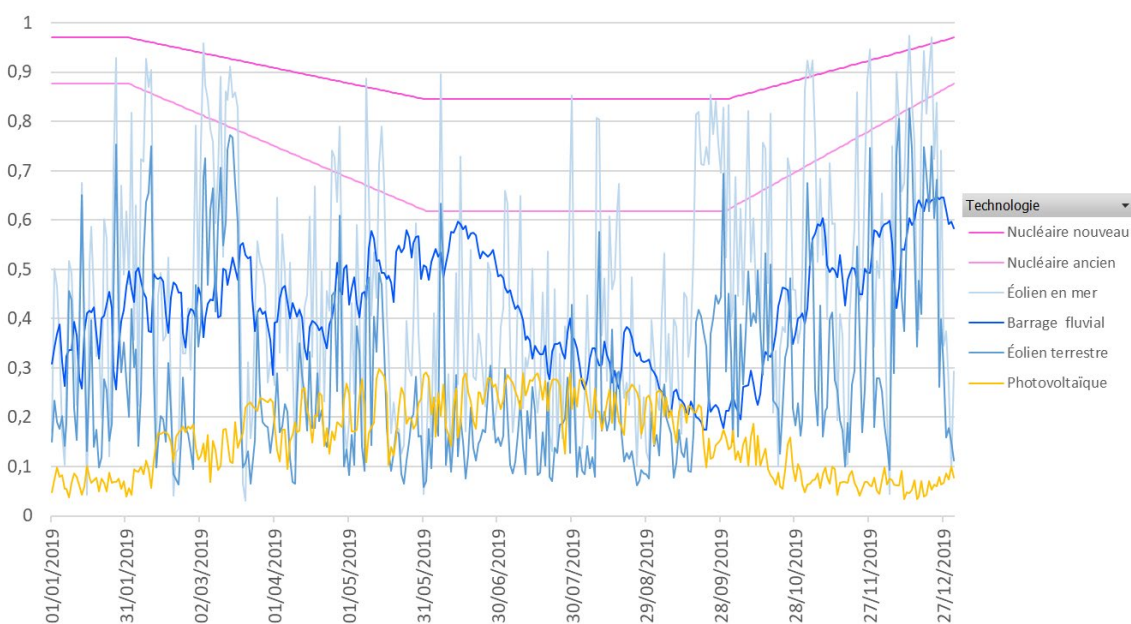
Sources : base de données du modèles JRC-EU-TIMES (www.zenodo.org/records/3544900) ; RTE ; hypothèses CGDD

Tableau 20 : paramètres technico-économiques des technologies de stockage énergétique

Technologie	Unité CAPEX	CAPEX		Efficacité (cycle complet)	Durée de vie (ans)
		2030	2050		
Batteries	€ ₂₀₂₃ /kWh	316	213	0,85	12
Pompage STEP	€ ₂₀₂₃ /kW	932	932	0,81	50
Stockage H ₂	€ ₂₀₂₃ /kW	9 177	4 669	1	40

Source : RTE ; base de données du modèle JRC-EU-TIMES (www.zenodo.org/records/3544900) ; hypothèses CGDD

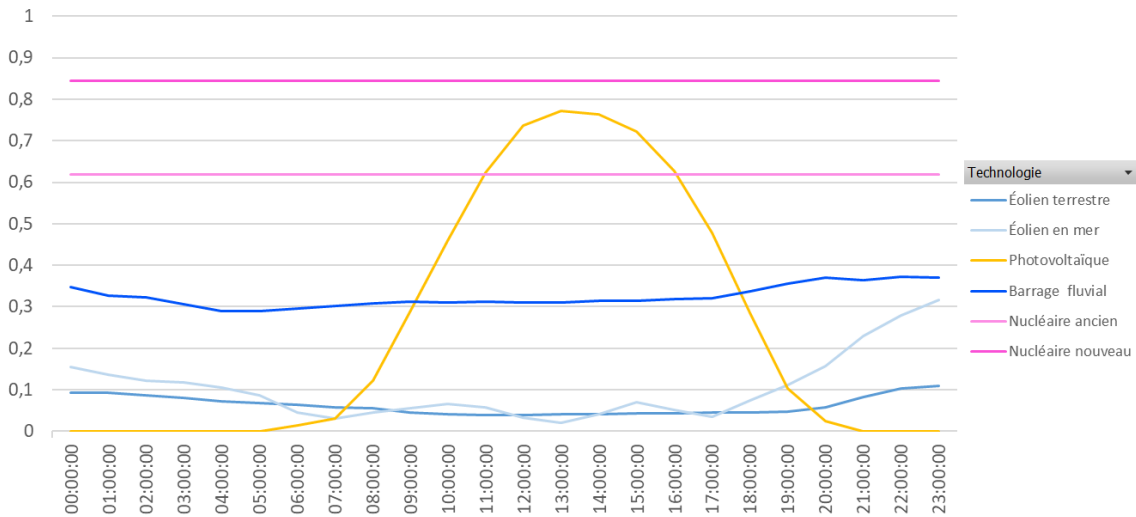
Figure 37 : facteur de charge quotidien sur l'année utilisée pour le calibrage (année 2019) pour les technologies concernées



Lecture : le facteur de charge des technologies de production énergétique est supposé égal à 1, sauf pour les éoliennes, le photovoltaïque, les centrales nucléaires et les barrages. Pour ces technologies, le facteur de charge est paramétré heure par heure de l'année d'après l'année de référence (2019), puis moyenné sur chaque plage horaire utilisée dans la modélisation du système électrique. Par exemple, si une seule plage horaire par jour (0h-24h) est utilisée, le facteur de charge quotidien est la moyenne des facteurs de charge horaire paramétrés pour toutes les heures de la journée. Le graphique décrit ce facteur de charge quotidien moyen. Si la modélisation est réalisée avec plusieurs plages horaires (par exemple : 7h-10h ; 10h-19h ; 19h-21h ; 21h-7h), le facteur de charge pour chaque plage est la moyenne des facteurs de charge horaire sur les heures composant la plage.

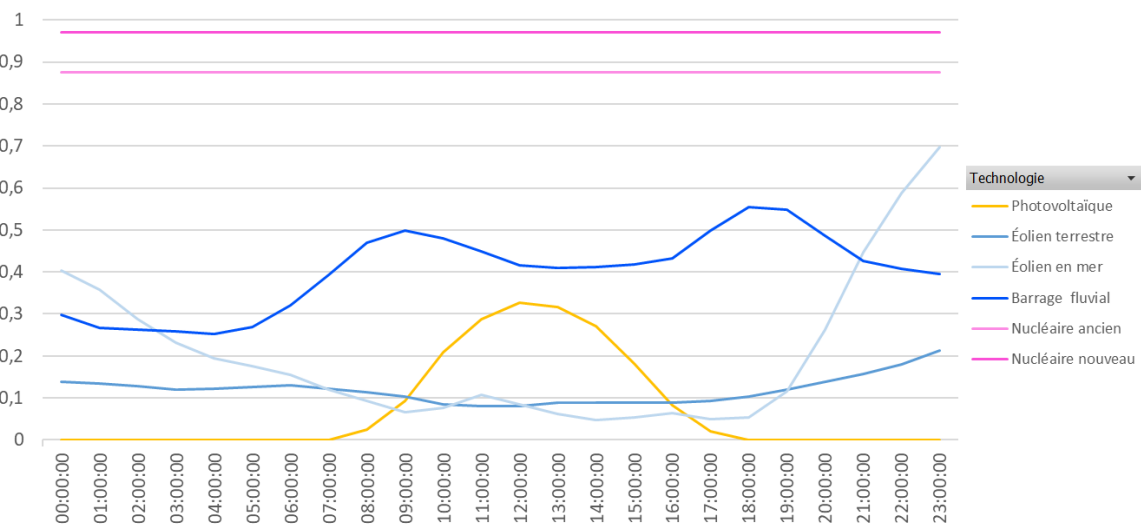
Sources : RTE ; www.renewables.ninja/

Figure 38 : facteur de charge horaire sur une journée-type estivale (25/08/2019)



Sources : RTE ; www.renewables.ninja/

Figure 39 : facteur de charge horaire sur une journée-type hivernale (23/01/2019)



Sources : RTE ; www.renewables.ninja

Tableau 21 : paramètres technico-économiques des infrastructures de distribution d'énergie

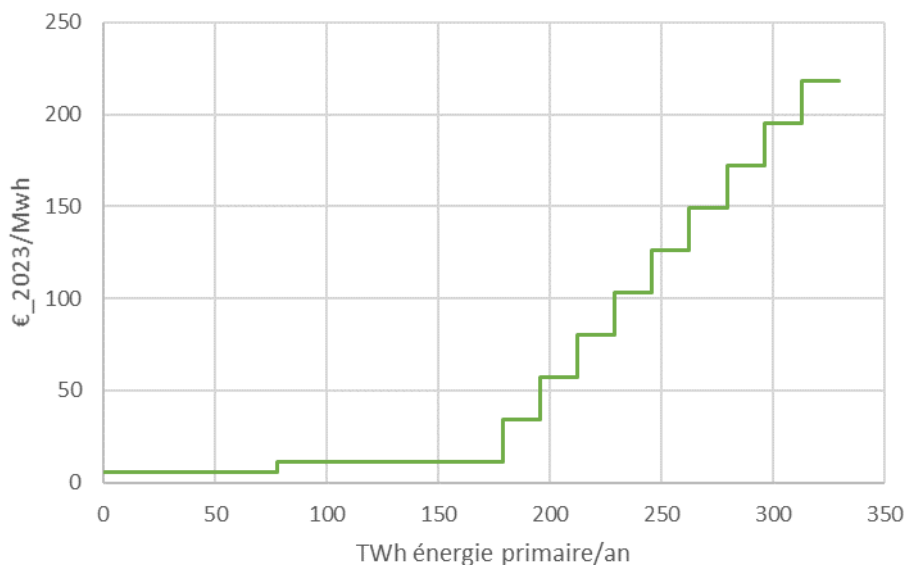
Énergie distribuée		CAPEX (M€ ₂₀₂₃ /MW)	OPEX (M€ ₂₀₂₃ /MW)	Efficacité		Durée de vie (ans)	
				2020	2050		
Électricité		1,2	0,05	0,92	0,94	60	
Énergie distribuée	Zone de densité	Type de bâtiment	CAPEX (k€ ₂₀₂₃ /bâtiment raccordé)	OPEX (k€ ₂₀₂₃ /bâtiment raccordé)	Efficacité		Durée de vie (ans)
					2020	2050	
Gaz de réseau	urbaine	MI	5,8	0,2	0,98	0,98	25
		HC	11,5	0,5			
		HLM	28,8	1,2			
	périurbaine	Tertiaire	11,5	0,5			
		MI	17,3	0,7			
		HC	34,5	1,4			
	rurale	HLM	86,3	3,5			
		Tertiaire	34,5	1,4			
		MI	575,0	23,0			
		HC	1 150,0	46,0			
		HLM	2 875,0	115,0			
		Tertiaire	1 150,0	46,0			
Gaz en vrac	toutes	MI		1,8	0,98	0,98	25
		HC		3,0			
		HLM		3,6			
		Tertiaire		3,6			
Chaleur moyenne température	urbaine	MI	16,3	0,1	0,83	0,83	25
		HC	24,8	0,4			
		HLM	42,5	1,0			
	périurbaine	Tertiaire	25,7	0,4			
		MI	39,1	0,1			
		HC	59,5	0,6			
	rurale	HLM	102,0	1,6			
		Tertiaire	61,7	0,6			
		MI	391,3	1,0			
		HC	595,3	5,3			
		HLM	1 019,7	14,3			
		Tertiaire	617,1	5,8			
Froid	urbaine	HLM	135,7	1,6	0,79	0,83	25
		HC	72,0	0,6			
		MI	41,4	0,1			
	périurbaine	Tertiaire	75,3	0,6			
		MI	414,4	14,3			
		HC	720,4	5,3			
	rurale	HLM	1 357,1	1,0			
		Tertiaire	753,1	5,8			
		MI	17,3	1,0			
		HC	30,0	0,4			
		HLM	56,5	0,1			
		Tertiaire	31,4	0,4			

Lecture : le réseau électrique est compté de façon homogène, sans distinguer le transport de la distribution et sans distinguer de zone de densité. Les réseaux de distribution de gaz, de chaleur et de froid vers les bâtiments résidentiels et tertiaires sont comptés en nombre de bâtiments raccordés, et distingués par la zone de densité et le type de bâtiment raccordé (MI : maison individuelle ; HC : habitat collectif de 10 logements ; HLM : habitat collectif de 30 logements). Les réseaux desservant les infrastructures industrielles ne sont pas représentés (hors électricité).

Source : RTE ; hypothèses CGDD

Figure 40 : courbe de coût marginal de la biomasse primaire

En €₂₀₂₃/MWh et TWh d'énergie primaire/an



Lecture : les gisements de biomasse primaire sont considérés comme un réservoir homogène disponible pour tous les usages énergétiques, à l'exception d'un petit volume disponible uniquement pour la méthanisation (19 TWh/an à 5,8 €₂₀₂₃/MWh) et d'un volume disponible uniquement pour le chauffage dans les maisons individuelles (59 TWh/an à 5,8 €₂₀₂₃/MWh).

Source : SDES pour les premières tranches (jusqu'à 180 TWh/an) ; stratégie nationale de mobilisation de la biomasse et hypothèses CGDD pour les suivantes.

Paramétrage du secteur bâtiment

Tableau 22 : paramètres technico-économiques des bâtiments-types

Type de bâtiment	Description	Nombre de logements	Surface par logement (m ² habitable)	CAPEX de construction (k€ ₂₀₂₃ /bâtiment)	Durée d'amortissement des travaux de construction et d'isolation (ans)
MI	maison individuelle	1	1	134	
HC	habitat collectif, immeuble de taille modérée	10	68	814	
HLM	habitat collectif, immeuble de grande taille	30	60	2 156	30
Tertiaire	bâtiment tertiaire	1	665	797	

Source : base de données du modèle JRC-EU-TIMES (www.zenodo.org/records/3544900) ; calculs CGDD

Tableau 23 : paramètres technico-économiques des équipements des bâtiments

Technologie	Type de bâtiment	CAPEX (k€ ₂₀₂₃ /bâtiment équipé)	Efficacité chauffage	Efficacité climatisation	Efficacité ECS	Durée de vie (ans)
Chauffage joule	MI	2,6-5,4	1			15
	HC	13,4-29,5				
	HLM	35,6-78,3				
	Tertiaire	13,7-30				
Chaudière gaz	MI	2,4-4,9	0,96			20
	HC	12,3-27,2				
	HLM	32,8-72				
	Tertiaire	12,6-27,6				
Chaudière bois	MI	5,4-11,3	0,85			15
	HC	28,1-61,8				
	HLM	74,5-163,7				
	Tertiaire	28,6-62,8				
Chaleur de réseau	MI	3-5,9	0,95		0,95	20
	HC	17-33,4				
	HLM	43,5-87				
	Tertiaire	16-32,7				
PAC air-air	MI	10,1-20,9	3	3		20
	HC	64,6-77				
	HLM	136-168,9				
	Tertiaire	64,8-77,4				
PAC air-eau	MI	19,1-37	2,4		2,4	15
	HC	123,1-143,8				
	HLM	258,3-313				
	Tertiaire	121,9-142,9				
PAC géothermique	MI	17,9-34,7	3,8		3,8	20
	HC	115,5-134,8				
	HLM	242,2-293,5				
	Tertiaire	114,3-134				
Climatiseur	MI	1,2-2,5		3		15
	HC	6,4-14				
	HLM	16,9-37,3				
	Tertiaire	6,5-14,3				
Froid de réseau	MI	0,8-1,8		0,95		20
	HC	4,5-10				
	HLM	12,1-26,6				
	Tertiaire	4,6-10,2				
Chauffe-eau thermodynamique	MI	2,4			2,4	15
	HC	20,8				
	HLM	45,4				
	Tertiaire	13,2				
Chauffe-eau joule	MI	0,2			1	15
	HC	1,9				
	HLM	4,1				
	Tertiaire	1,2				
Chauffe-eau gaz	MI	0,2			0,8	15
	HC	2,1				
	HLM	4,7				
	Tertiaire	1,4				

Lecture : les CAPEX des équipements sont déclinés par type de bâtiment équipé (MI : maison individuelle ; HC : habitat collectif de 10 logements ; HLM : habitat collectif de 30 logements) et par classe d'isolation du logement (il faut un équipement plus puissant et donc plus coûteux pour un logement moins bien isolé). Par exemple, une maison neuve peut se chauffer avec une chaudière gaz ne coûtant que 2 400 €, tandis qu'une maison similaire mais de la pire classe d'isolation devra s'équiper d'une chaudière gaz plus puissante coûtant 4 900 €.

Source : base de données du modèle JRC-EU-TIMES (www.zenodo.org/records/3544900) ; hypothèses CGDD

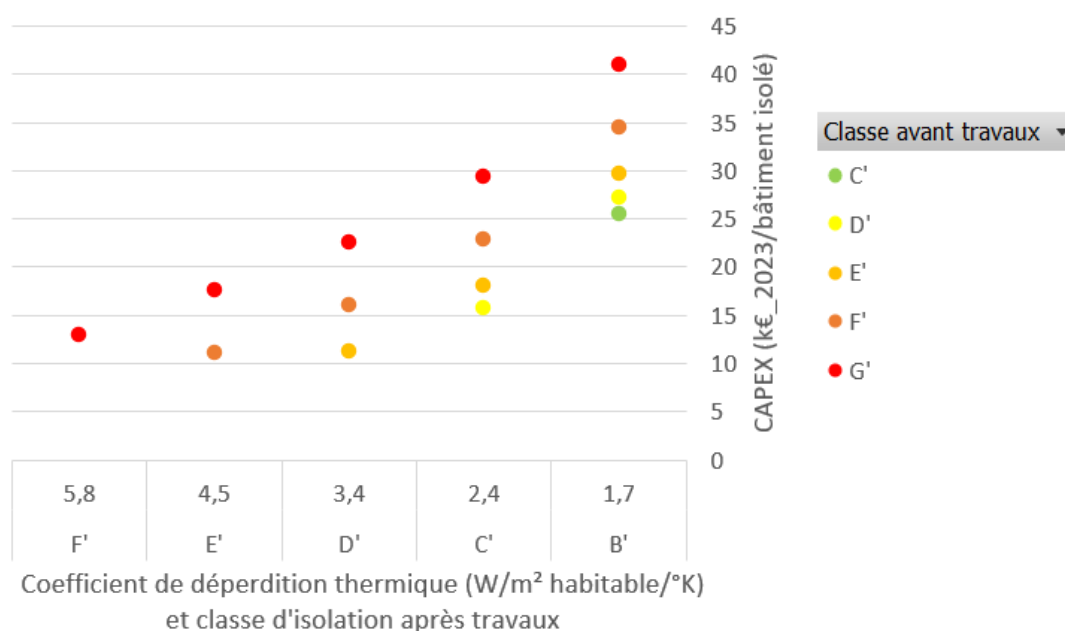
Tableau 24 : paramètres de coût des travaux d'isolation (CAPEX, k€₂₀₂₃/bâtiment)

Type de bâtiment	Classe après travaux	Classe avant travaux				
		C'	D'	E'	F'	G'
MI	B'	25,4	27,3	29,7	34,4	40,9
	C'					
	D'					
	E'					
	F'					
HC	B'	186,3	199,4	214,3	242,5	294,4
	C'					
	D'					
	E'					
	F'					
HLM	B'	493,0	527,7	567,3	641,9	779,2
	C'					
	D'					
	E'					
	F'					
Tertiaire	B'	182,1	195,0	209,6	237,1	287,9
	C'					
	D'					
	E'					
	F'					

Lecture : les coûts des travaux dépendent des classes d'isolation avant et après travaux ainsi que du type de bâtiment (MI : maison individuelle ; HC : habitat collectif de 10 logements ; HLM : habitat collectif de 30 logements).

Source : base de données du modèle JRC-EU-TIMES (www.zenodo.org/records/3544900) ; calculs CGDD

Figure 41 : coût des travaux d'isolation des maisons individuelles



Lecture : les travaux d'isolation ont un coût croissant et convexe en le nombre de classe gagnées. De plus, il est toujours plus coûteux d'atteindre une classe donnée en plusieurs étapes qu'en une seule.

Source : base de données du modèle JRC-EU-TIMES (www.zenodo.org/records/3544900) ; calculs CGDD

Paramétrage du secteur transport

Tableau 25 : paramètres technico-économiques des véhicules de transport de passagers

Technologie	Type de distance	Classes de consommation 1-5			Classes de consommation 6-7			OPEX (k€ ₂₀₂₃ /véhicule)	Kilométrage annuel (km/véhicule/an)	Taux de remplissage 2019 (passager/véhicule)	Durée de vie (ans)
		CAPEX (k€ ₂₀₂₃ /véhicule)		Consommation unitaire (kWh/100 km)	CAPEX (k€ ₂₀₂₃ /véhicule)		Consommation unitaire (kWh/100 km)				
		2030	2050	Énergie principale (électricité si hybride)	2030	2050	Énergie principale (électricité si hybride)				
Bus essence		317 - 402	317 - 359	333 - 200	433 - 463	371 - 382	166 - 133	15,9			15
Bus électrique		369 - 468	333 - 377	115 - 99	504 - 540	389 - 402	95,8 - 92	12,7			15
Bus gaz		345 - 430	345 - 387	418,4 - 251	460 - 491	398 - 410	209 - 167	51,8			15
Bus hybride non rechargeable		337 - 344	337 - 344	221- 198	347 - 352	347 - 352	191,4 - 184,4	16,9	45 000	18,4	15
Bus hybride rechargeable		362 - 369	342 - 348	44,3 - 39,7 (92 - 79,7)	372 - 378	352 - 357	38,3 - 36,9 (76,7 - 73,6)	18,1			15
Bus pile H ₂		446 - 487	363 - 378	297 - 217	524 - 561	390 - 403	198 - 178,2	12,7			15
Métro	CD	11 500	11 500	800				500	60 000	150	40
Train diesel		5 750	5 750	3195				250	65 000	130	30
Train électrique		8 049	8 049	1000				200			30
Tramway		2 300	2 300	400				100	45 000	30	40
2RM essence		6,9	6,9	40,2				0,3	5 000	1	10
2RM électrique		9,5	8,2	5,7				0,2			10
Vélo électrique				0,8				0,0	2 500	1	10
VP essence/diesel		23 - 27	23 - 27	56 - 34,1	57 - 102	57 - 102	30,1 - 26,1	1,2			15
VP électrique		27 - 30	24 - 27	15 - 13	71 - 148	64 - 134	12,5 - 12	0,9			15
VP gaz		24 - 27	24 - 27	59,2 - 35,5	59 - 122	59 - 122	29,6 - 23,7	3,7			15
VP pile H ₂	CD et LD	41 - 44	32 - 34	31,2 - 22,9	103 - 214	79 - 164	20,8 - 18,7	0,9	CD : 11 870 LD : 14 525	1,62	15
VP hybride non rechargeable		25 - 30	25 - 30	84,9 - 51	54 - 81	54 - 81	42,5 - 34	1,3			15
VP hybride rechargeable		41 - 44	32 - 34	CD : 8,5 - 5,1 (12,0 - 10,4) LD : 34,0 - 20,4 (3,0 - 2,6)	103 - 214	79 - 164	CD : 4,2 - 3,4 (10,0 - 9,6) LD : 17,0 - 13,6 (2,5 - 2,4)	0,8			15
Car essence		339 - 429	339 - 390	240 - 144	491 - 552	420 - 450	120 - 96	17,0			15
Car électrique		458 - 579	376 - 433	115 - 99,7	663 - 746	466 - 499	95 - 92	13,6			15
Car gaz		345 - 430	345 - 387	418 - 251	460 - 491	398 - 410	209 - 167	51,8			15
Car hybride non rechargeable		370 - 446	370 - 419	278 - 167	498 - 550	447 - 475	139 - 111	18,5	34 000	18,4	15
Car hybride rechargeable	LD	439 - 530	439 - 497	223 - 133 (23 - 19,9)	591 - 653	531 - 564	111,5 - 89,2 (19,2 - 18,4)	22,0			15
Car pile H ₂ hydrogène		479 - 565	389 - 424	219 - 161	646 - 728	456 - 489	146 - 131	13,6			15
TGV		31 260	31260	816				1359	295 000	350	25
Train grande ligne diesel		9 797	9797	1938				490			30
Train grande ligne électrique		9 797	9797	1209				392	70 000	150	30
Train pile H ₂		13 718	12 547	1214				392			30
Avion kérosène	LD et international	125 502 - 143 447	125 502 - 143 447	7 959 - 6 172	149 991 - 166 772	149 057 - 154 667	5 774 - 5 376	5457	200 000	200	30
Avion H ₂ liquide		166 307 - 206 937	152 723 - 174 608	5 651 - 4 636	250 832 - 294 408	180 219 - 188 073	4 410 - 4 184	4365			30

Lecture : « CD » et « LD » signifient respectivement « courte distance » et « longue distance », « VP » signifie « véhicule particulier » et désigne les voitures. La plupart des véhicules sont déclinés en plusieurs classes de consommation décroissante et de CAPEX croissant, numérotées de 1 à 7. Les classes 1 à 5 correspondent à des niveaux d'efficacité correspondant aux technologies actuelles ou très proches. Les classes 6 et 7 correspondent à des niveaux d'efficacité beaucoup plus élevés, associés à des coûts très élevés en début de trajectoire et diminuant fortement au cours du temps. Quand ils sont déclinés par classe, les paramètres sont indiqués pour la classe 1 et 5, ou la classe 6 et 7, en étant séparés par un tiret. Par exemple, le CAPEX d'une voiture électrique en 2030 pour les classes 1 à 5 est compris entre 27 k€₂₀₂₃ (classe 1) et 30 k€₂₀₂₃ (classe 5). Les voitures hybrides rechargeables ont des consommations différenciées selon qu'elles réalisent des trajets courts ou longs.

Source : paramétrage du secteur transport pour le "EU Reference Scenario 2020" de la Commission européenne (www.energy.ec.europa.eu/data-and-analysis/energy-modelling/eu-reference-scenario-2020_en) ; hypothèses CGDD

Tableau 26: paramètres technico-économiques des véhicules de fret et agricoles

Technologie	Type de distance	Classes de consommation 1 à 5			Classes de consommation 6 à 7			OPEX (k€2023/véhicule)	Kilométrage annuel (km/véhicule/an)	Taux de remplissage 2019 (tonne/véhicule)	Durée de vie (ans)
		CAPEX (k€2023/véhicule)		Consommation unitaire Énergie principale (Électricité si hybride)	CAPEX (k€2023/véhicule)		Consommation unitaire Énergie principale (Électricité si hybride)				
		2030	2050		2030	2050					
Cyclomoteur essence		2	2	26,5				0,1			15
Cyclomoteur gaz		2	2	29,2				0,3			15
Cyclomoteur hybride non rechargeable	CD	2	2	23,1				0,1	5 000	0,023	15
Cyclomoteur hybride rechargeable		2	2	4,6 (3,6)				0,1			15
Cyclomoteur pile H2		3	2	14,9				0,1			15
Cyclomoteur électrique		3	3	4,5				0,1			15
VUL essence/diesel		22 - 26	22 - 26	70,5 - 42,3	90 - 277	89 - 243	35,2 - 28,2	1,1			18
VUL gaz		22 - 27	22 - 27	77,7 - 46,6	48 - 92	48 - 92	38,9 - 31,1	3,4			18
VUL hybride non rechargeable		24 - 60	24 - 60	61,5 - 36,9	141 - 223	141 - 223	30,7 - 24,6	1,3			18
VUL pile H2	CD et LD	38 - 43	30 - 32	34,4 - 24,6 (3 - 2,8)	164 - 426	121 - 234	4,9 - 19,7 (10,9 - 2,7)	0,9	CD : 16 000 LD : 16 000	0,17	18
VUL électrique		28 - 36	24 - 31	17 - 14,7	138 - 359	115 - 223	14,2 - 13,6	0,9			18
VUL hybride rechargeable		26 - 28	24 - 26	CD : 12,3 - 7,4 (13,6 - 11,8) LD : 49,2 - 29,5 (3,4 - 2,9)	30 - 71	27 - 68	CD : 6,1 - 4,9 (11,3 - 10,9) LD : 24,6 - 19,7 (2,8 - 2,7)	1,6			18
Navire fluvial diesel		8067	8067	6207,5				80,7			35
Navire fluvial gaz	LD	12135	12135	85				121,4	14 395	425	35
Navire fluvial H2		18989	14809	3497				80,7			35
Poids lourd essence/diesel		119 - 190	119 - 181	241 - 144	244 - 298	229 - 277	120 - 96	6,0			20
Poids lourd gaz		155 - 225	155 - 217	212 - 127	280 - 334	265 - 312	106 - 85	23,3			20
Poids lourd hybride non rechargeable	LD	130 - 155	126 - 150	229 - 137	172 - 190	167 - 183	114 - 91	6,8	100 000	8,29	20
Poids lourd hybride rechargeable		140 - 153	127 - 138	183 - 110 (26,0 - 22,5)	161 - 383	145 - 357	91,8 - 73,4 (21,7 - 20,8)	8,3			20
Poids lourd hydrogène		237 - 405	166 - 253	184 - 135	520 - 636	320 - 386	123 - 110	4,8			20
Poids lourd électrique		209 - 333	166 - 252	130 - 112	428 - 523	318 - 385	108 - 104	4,8			20
Train grande ligne diesel		10120	10120	12654				101,2			35
Train grande ligne pile H2	LD	14757	13294	6844				101,2	70 000	468	35
Train grande ligne électrique		10120	10120	4012				101,2			35
Navire maritime diesel		24724	24724	196647				247			35
Navire maritime gaz	International	27601	27601	206413				276	100 000	10 000	35
Navire maritime H2		229	229	134059				247			35
Avion kérosène	LD	125502 - 143447	125502 - 143447	4345 - 3369	149991 - 166772	149057 - 154667	3152 - 2935	1 255	600 000	8,5	25
Avion hydrogène		166307 - 206937	152723 - 174608	3085 - 2531	250832 - 294408	180219 - 188073	2407 - 2284	1 255			25
Tracteur biodiesel	Agriculture	117	117	181				6,0	10 000	1	15
Tracteur diesel fossile		114	114	182				5,8			15

Lecture : « CD » et « LD » signifient respectivement « courte distance » et « longue distance », « VUL » signifie « véhicule utilitaire léger ». La plupart des véhicules sont déclinés en plusieurs classes de consommation décroissante et de CAPEX croissant, numérotées de 1 à 7. Les classes 1 à 5 correspondent à des niveaux d'efficacité correspondant aux technologies actuelles ou très proches. Les classes 6 et 7 correspondent à des niveaux d'efficacité beaucoup plus élevés, associés à des coûts très élevés en début de trajectoire et diminuant fortement au cours du temps. Quand ils sont déclinés par classe, les paramètres sont indiqués pour la classe 1 et 5, ou la classe 6 et 7, en étant séparés par un tiret. Par exemple, le CAPEX d'un VUL électrique en 2030 pour les classes 1 à 5 est compris entre 28 k€₂₀₂₃ (classe 1) et 36 k€₂₀₂₃ (classe 5). Les VUL hybrides rechargeables ont des consommations différenciées selon qu'ils réalisent des trajets courts ou longs.

Source : paramétrage du secteur transport pour le "EU Reference Scenario 2020" de la Commission européenne (www.energy.ec.europa.eu/data-and-analysis/energy-modelling/eu-reference-scenario-2020_en) ; hypothèses CGDD

Tableau 27 : paramètres technico-économiques des infrastructures de transport

Infrastructure	Unité	CAPEX (k€ ₂₀₂₃ /unité)	OPEX (k€ ₂₀₂₃ /an/unité)	Taux d'occupation (10 ⁻⁶ véhicules.km/an/unité)
Bornes de recharge électrique CD		0,92	0,05	0,144
Bornes de recharge électrique LD		3,68	0,17	0,144
Station hydrogène CD		1 725	69	18,25
Station hydrogène LD	infrastructure	1 725	69	18,25
Aéroport intranational		460 000	3 450	1,3
Aéroport international		460 000	3 450	2,6
Port		172 500	115	0,8
Réseau métro		138 000	0,23	0,19
Réseau tramway	km	23 000	0,12	0,08
Réseau ferré grandes lignes		13 800	0,12	0,017
Réseau ferré LGV		23 000	0,12	0,077

Lecture : « CD » et « LD » signifient respectivement « courte distance » et « longue distance ».

Source : paramétrage du secteur transport pour le "EU Reference Scenario 2020" de la Commission européenne (www.energy.ec.europa.eu/data-and-analysis/energy-modelling/eu-reference-scenario-2020_en) ; hypothèses CGDD

Paramétrage du secteur industrie

Tableau 28 : liste des usines-type et des briques technologiques de la filière sidérurgie

Type d'usine	Étiquette
Four à arc électrique	A
Haut fourneau	F

Brique technologique	Étiquette
Brûleurs oxyfuel pour le préchauffage des poches	B
Brûleurs régénératifs	C
Capture de CO ₂	D
Capture de CO ₂ sur laminage à chaud	E
Conversion haut fourneau en four à arc - 100 % minerai de fer pré-réduit au gaz naturel	G
Conversion haut fourneau en four à arc - 100 % minerai de fer pré-réduit à l'hydrogène	H
Conversion haut fourneau en four à arc - 40 % ferrailles - 60 % minerai de fer pré-réduit au gaz naturel	I
Conversion haut fourneau en four à arc - 40 % ferrailles - 60 % minerai de fer pré-réduit à l'hydrogène	J
Électrolyse du fer	K
Electrowinning	L
Augmentation du taux de ferrailles dans le convertisseur à 30 %	M
Fours à induction pour le réchauffage	N
Combustion H ₂ pour le réchauffage	O
Injection de gaz de cokerie dans haut fourneau	P
Pompes à vide pour VOD (Vacuum Oxygen Decarburization)	Q
TGR (Top Gas Recycling) sur haut fourneau avec capture de CO ₂	R
TGR (Top Gas Recycling) sur haut fourneau	S

Lecture : les voies technologiques de la filière sidérurgie sont construites en combinant une usine-type (haut fourneau ou four à arc) avec une ou plusieurs briques technologiques. Les briques peuvent affecter les coûts, la consommation énergétique, le facteur d'émission de procédés et le taux de capture des émissions de CO₂. Les briques ne sont disponibles qu'à partir d'une certaine date, et certaines ne sont pas compatibles entre elles.

Source : données sous-jacentes au plan de transition sectoriel de l'industrie de l'acier en France de l'Ademe (www.librairie.ademe.fr/industrie-et-production-durable/7151-plan-de-transition-sectoriel-de-l-industrie-de-l-acier-en-france-9791029722950.html) ; retraitement CGDD

Tableau 29 : paramètres technico-économiques de la filière sidérurgie

Voie technologique	CAPEX (M€ ₂₀₂₃ /(Mt/an))	OPEX fixe (M€ ₂₀₂₃ (Mt/an))	OPEX variable (M€ ₂₀₂₃ /Mt)	Consommation unitaire (TWh final/Mt)	Facteur d'émissions de procédé brutes (tCO ₂ e/t)	Taux de capture des émissions de procédé	Date d'apparition
A	240	24	270	2,235	0,072	-	2000
A+B	246	25	270	1,920	0,066	-	2025
A+B+Q	257	26	270	1,880	0,064	-	2025
A+C	248	25	270	1,875	0,042	-	2025
A+C+Q	260	26	270	1,835	0,040	-	2025
A+K	799	80	120	4,477	0,072	-	2035
A+L	1 408	141	120	4,777	-	-	2035
A+N	740	74	270	2,085	-	-	2025
A+N+Q	751	75	270	2,045	-	-	2025
A+O	270	27	270	2,235	-	-	2025
A+O+Q	281	28	270	2,195	-	-	2025
A+Q	251	25	270	2,195	0,070	-	2025
F	284	28	194	5,543	0,086	-	2000
F+E	300	30	194	5,584	-	-	2035
F+E+M	319	32	207	4,829	-	-	2035
F+G	888	89	285	4,216	0,803	-	2030
F+G+D	994	99	285	4,376	0,302	100 %	2035
F+H	857	86	262	6,808	0,127	-	2030
F+I	730	73	260	2,823	0,511	-	2030
F+I+D	791	79	260	2,914	0,227	100 %	2035
F+J	720	72	246	4,303	0,127	-	2030
F+M	303	30	207	4,788	0,088	-	2025
F+P	289	29	194	4,986	0,087	-	2025
F+P+E	305	30	194	5,028	-	-	2035
F+P+E+M	324	32	207	4,347	-	-	2035
F+P+M	308	31	207	4,305	0,089	-	2025
F+R	434	43	194	4,864	0,086	100 %	2035
F+R+E	450	45	194	4,906	-	-	2035
F+R+E+M	469	47	207	4,150	-	-	2035
F+R+M	453	45	207	4,109	0,088	100 %	2035
F+S	394	39	194	4,636	0,145	-	2025
F+S+E	410	41	194	4,678	0,043	-	2035
F+S+E+M	429	43	207	3,772	0,046	-	2035
F+S+M	413	41	207	3,730	0,149	-	2025

Lecture : les infrastructures de production industrielle sont comptées en capacités de production (Mt de produit fini/an). La durée de vie de toutes les infrastructures sidérurgiques est de 20 ans. Les OPEX sont pour partie fixes (proportionnels aux capacités installées), pour partie variables (proportionnels à la production). Les voies technologiques sont indiquées en combinant les étiquettes d'une usine-type et d'une ou plusieurs briques technologiques. Par exemple, la voie « F+G+D » désigne un haut fourneau converti en four à arc, utilisant du minerai de fer réduit au gaz naturel et couplé à de la capture de CO₂.

Source : données sous-jacentes au plan de transition sectoriel de l'industrie de l'acier en France de l'Ademe (www.librairie.ademe.fr/industrie-et-production-durable/7151-plan-de-transition-sectoriel-de-l-industrie-de-l-acier-en-france-9791029722950.html) ; retraitement CGDD

Tableau 30 : liste des usines-type et des briques technologiques de la filière ciment

Type d'usine	Étiquette
Cimenterie	C

Brique technologique	Étiquette
Baisse du taux de clinker par des argiles calcinées - 78 %-> 50 %	A
Baisse du taux de clinker par du laitier de haut fourneau - 78 %-> 68 %	B
Conversion en voie sèche avec précalcinateur	D
Liant alcali activé au laitier	E
Liant alcali activé aux argiles	F
Air de combustion enrichi en oxygène	G
Capture du CO ₂ postcombustion par boucle de calcium	H
Capture du CO ₂ postcombustion par solvant MOA	I
Substitution combustibles fossiles par biomasse ou CSR - 25 %	J
Substitution combustibles fossiles par biomasse ou CSR - 40 %	K
Substitution combustibles fossiles par biomasse ou CSR - 80 %	L

Lecture : les voies technologiques de la filière sidérurgie sont construites en combinant une usine-type (cimenterie) avec une ou plusieurs briques technologiques. Les briques peuvent affecter les coûts, la consommation énergétique, le facteur d'émission de procédés et le taux de capture des émissions de CO₂. Les briques ne sont disponibles qu'à partir d'une certaine date, et certaines ne sont pas compatibles entre elles.

Source : données sous-jacentes au plan de transition sectoriel de l'industrie cimentière en France de l'Ademe (www.librairie.ademe.fr/industrie-et-production-durable/5041-plan-de-transition-sectoriel-de-l-industrie-cimentiere-en-france-9791029718212.html) ; retraitement CGDD

Tableau 31 : paramètres technico-économiques de la filière ciment

Voie technologique	CAPEX (M€2023/(Mt/an))	OPEX fixe (M€2023/(Mt/an))	OPEX variable (M€/Mt)	Consommation unitaire (TWh final/Mt)	Facteur d'émissions de procédé brut (tCO ₂ e/t)	Taux de capture des émissions de procédé	Date d'apparition
C	160	16	14	1,250	0,410	-	2000
C+A	185	19	17	1,237	0,263	-	2030
C+B	161	16	20	1,165	0,357	-	2030
C+A+G	188	19	17	1,225	0,263	-	2030
C+B+G	164	16	20	1,154	0,357	-	2030
C+A+H	612	61	17	3,408	0,263	- 78 %	2035
C+B+H	588	59	20	3,336	0,357	- 57 %	2035
C+A+I	612	61	17	1,995	0,263	- 100 %	2035
C+A+G+H	616	62	17	3,395	0,263	- 78 %	2035
C+B+G+H	592	59	20	3,325	0,357	- 57 %	2035
C+A+G+I	616	62	17	1,982	0,263	- 100 %	2035
C+B+G+I	592	59	20	1,912	0,357	- 100 %	2035
C+B+I	588	59	20	1,923	0,357	- 100 %	2035
C+D	160	16	14	1,153	0,410	-	2000
C+D+A	185	19	17	1,140	0,263	-	2030
C+D+A+G	188	19	17	1,130	0,263	-	2030
C+D+A+G+H	616	62	17	3,301	0,263	- 78 %	2035
C+D+A+G+I	616	62	17	1,888	0,263	- 100 %	2035
C+D+A+H	612	61	17	3,311	0,263	- 78 %	2035
C+D+A+I	612	61	17	1,898	0,263	- 100 %	2035
C+D+B	161	16	20	1,074	0,357	-	2030
C+D+B+G	164	16	20	1,066	0,357	-	2030
C+D+B+G+H	592	59	20	3,236	0,357	- 57 %	2035
C+D+B+G+I	592	59	20	1,824	0,357	- 100 %	2035
C+D+B+H	588	59	20	3,245	0,357	- 57 %	2035
C+D+B+I	588	59	20	1,832	0,357	- 100 %	2035
C+D+G	163	16	14	1,143	0,410	-	2030
C+D+G+H	591	59	14	3,313	0,410	- 50 %	2035
C+D+G+I	591	59	14	1,901	0,410	- 100 %	2035
C+D+H	587	59	14	3,323	0,410	- 50 %	2035
C+D+I	587	59	14	1,910	0,410	- 100 %	2035
C+D+J	168	17	14	1,153	0,410	-	2025
C+D+J+A	193	19	17	1,140	0,263	-	2030
C+D+J+A+G	197	20	17	1,130	0,263	-	2030
C+D+J+A+G+H	624	62	17	3,848	0,263	- 78 %	2035
C+D+J+A+G+I	624	62	17	2,049	0,263	- 100 %	2035

Voie technologique	CAPEX (M€2023/(Mt/an))	OPEX fixe (M€2023/(Mt/an))	OPEX variable (M€/Mt)	Consommation unitaire (TWh final/Mt)	Facteur d'émissions de procédé brutes (tCO2e/t)	Taux de capture des émissions de procédé	Date d'apparition
C+D+J+A+H	621	62	17	3,858	0,263	- 78 %	2035
C+D+J+A+I	621	62	17	2,059	0,263	- 100 %	2035
C+D+J+B	169	17	20	1,074	0,357	-	2030
C+D+J+B+G	173	17	20	1,066	0,357	-	2030
C+D+J+B+G+H	600	60	20	3,783	0,357	- 57 %	2035
C+D+J+B+G+I	600	60	20	1,985	0,357	- 100 %	2035
C+D+J+B+H	597	60	20	3,792	0,357	- 57 %	2035
C+D+J+B+I	597	60	20	1,993	0,357	- 100 %	2035
C+D+J+G	172	17	14	1,143	0,410	-	2030
C+D+J+G+H	599	60	14	3,860	0,410	- 50 %	2035
C+D+J+G+I	599	60	14	2,061	0,410	- 100 %	2035
C+D+J+H	596	60	14	3,870	0,410	- 50 %	2035
C+D+J+I	596	60	14	2,071	0,410	- 100 %	2035
C+D+K	177	18	14	1,153	0,410	-	2025
C+D+K+A	202	20	17	1,140	0,263	-	2030
C+D+K+A+G	205	21	17	1,130	0,263	-	2030
C+D+K+A+G+H	632	63	17	4,176	0,263	- 78 %	2035
C+D+K+A+G+I	632	63	17	2,146	0,263	- 100 %	2035
C+D+K+A+H	629	63	17	4,186	0,263	- 78 %	2035
C+D+K+A+I	629	63	17	2,156	0,263	- 100 %	2035
C+D+K+B	178	18	20	1,074	0,357	-	2030
C+D+K+B+G	181	18	20	1,066	0,357	-	2030
C+D+K+B+G+H	608	61	20	4,111	0,357	- 57 %	2035
C+D+K+B+G+I	608	61	20	2,081	0,357	- 100 %	2035
C+D+K+B+H	605	61	20	4,120	0,357	- 57 %	2035
C+D+K+B+I	605	61	20	2,090	0,357	- 100 %	2035
C+D+K+G	180	18	14	1,143	0,410	-	2030
C+D+K+G+H	607	61	14	4,188	0,410	- 50 %	2035
C+D+K+G+I	607	61	14	2,158	0,410	- 100 %	2035
C+D+K+H	604	60	14	4,198	0,410	- 50 %	2035
C+D+K+I	604	60	14	2,168	0,410	- 100 %	2035
C+D+L	185	19	14	1,153	0,410	-	2030
C+D+L+A	210	21	17	1,140	0,263	-	2030
C+D+L+A+G	213	21	17	1,130	0,263	-	2030
C+D+L+A+G+H	641	64	17	5,050	0,263	- 78 %	2035
C+D+L+A+G+I	641	64	17	2,403	0,263	- 100 %	2035
C+D+L+A+H	637	64	17	5,060	0,263	- 78 %	2035
C+D+L+A+I	637	64	17	2,413	0,263	- 100 %	2035
C+D+L+B	186	19	20	1,074	0,357	-	2030
C+D+L+B+G	189	19	20	1,066	0,357	-	2030
C+D+L+B+G+H	617	62	20	4,986	0,357	- 57 %	2035
C+D+L+B+G+I	617	62	20	2,338	0,357	- 100 %	2035
C+D+L+B+H	613	61	20	4,994	0,357	- 57 %	2035
C+D+L+B+I	613	61	20	2,347	0,357	- 100 %	2035
C+D+L+G	188	19	14	1,143	0,410	-	2030
C+D+L+G+H	616	62	14	5,063	0,410	- 50 %	2035
C+D+L+G+I	616	62	14	2,415	0,410	- 100 %	2035
C+D+L+H	612	61	14	5,072	0,410	- 50 %	2035
C+D+L+I	612	61	14	2,425	0,410	- 100 %	2035
C+E	248	25	58	0,140	0,232	-	2025
C+F	248	25	31	0,140	0,316	-	2025
C+G	163	16	14	1,238	0,410	-	2030
C+G+H	591	59	14	3,408	0,410	- 50 %	2035
C+G+I	591	59	14	1,995	0,410	- 100 %	2035
C+H	587	59	14	3,421	0,410	- 50 %	2035
C+I	587	59	14	2,008	0,410	- 100 %	2035
C+J	168	17	14	1,250	0,410	-	2025
C+J+A	193	19	17	1,237	0,263	-	2030
C+J+A+G	197	20	17	1,225	0,263	-	2030
C+J+A+G+H	624	62	17	3,942	0,263	- 78 %	2035
C+J+A+G+I	624	62	17	2,143	0,263	- 100 %	2035
C+J+A+H	621	62	17	3,954	0,263	- 78 %	2035
C+J+A+I	621	62	17	2,156	0,263	- 100 %	2035
C+J+B	169	17	20	1,165	0,357	-	2030
C+J+B+G	173	17	20	1,154	0,357	-	2030
C+J+B+G+H	600	60	20	3,871	0,357	- 57 %	2035
C+J+B+G+I	600	60	20	2,073	0,357	- 100 %	2035
C+J+B+H	597	60	20	3,882	0,357	- 57 %	2035
C+J+B+I	597	60	20	2,084	0,357	- 100 %	2035
C+J+G	172	17	14	1,238	0,410	-	2030
C+J+G+H	599	60	14	3,955	0,410	- 50 %	2035
C+J+G+I	599	60	14	2,156	0,410	- 100 %	2035
C+J+H	596	60	14	3,967	0,410	- 50 %	2035

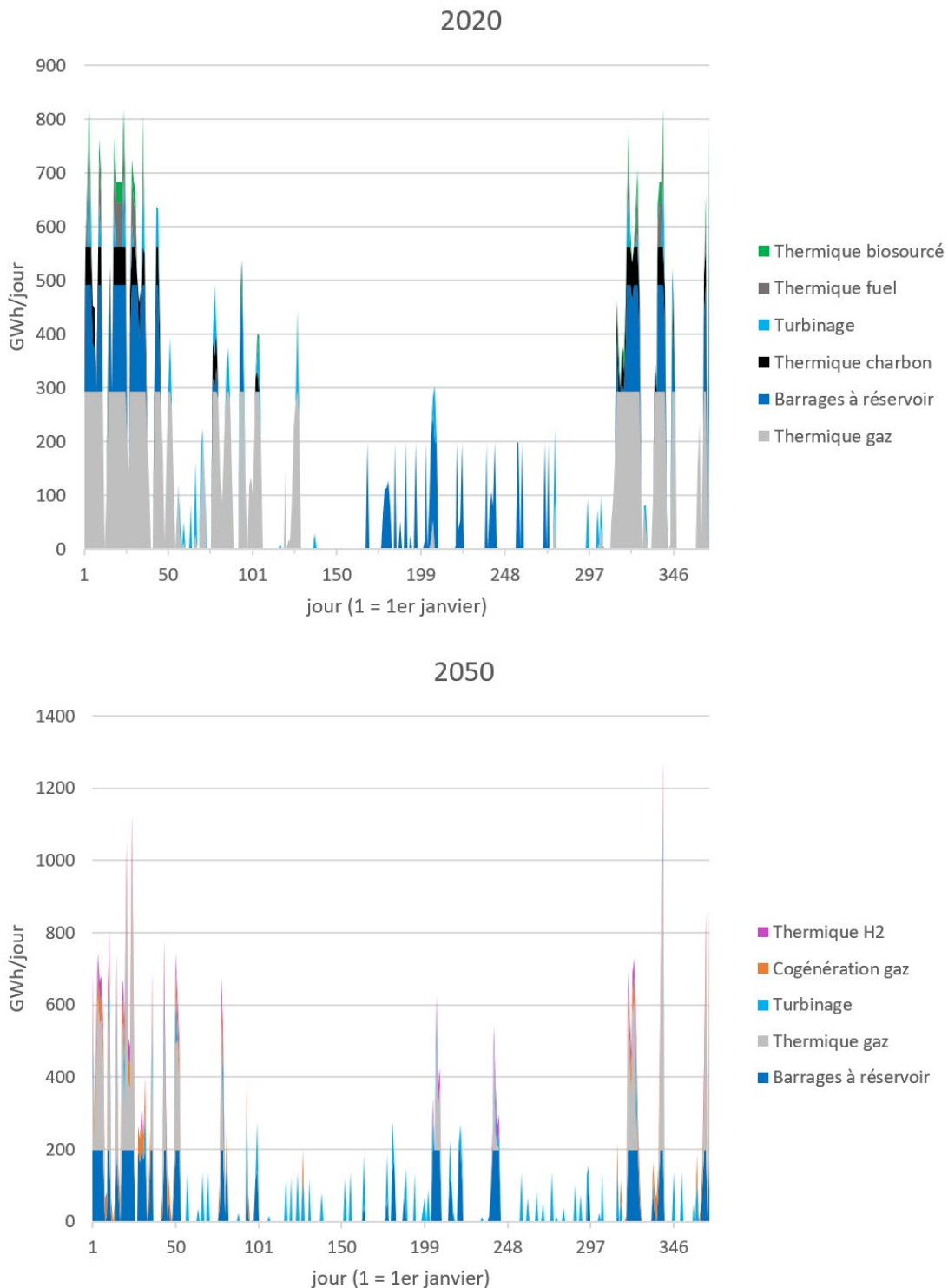
Voie technologique	CAPEX (M€2023/(Mt/an))	OPEX fixe (M€2023/(Mt/an))	OPEX variable (M€/Mt)	Consommation unitaire (TWh final/Mt)	Facteur d'émissions de procédé brutes (tCO2e/t)	Taux de capture des émissions de procédé	Date d'apparition
C+J+I	596	60	14	2,169	0,410	- 100 %	2035
C+K	177	18	14	1,250	0,410	-	2025
C+K+A	202	20	17	1,237	0,263	-	2030
C+K+A+G	205	21	17	1,225	0,263	-	2030
C+K+A+G+H	632	63	17	4,270	0,263	- 78 %	2035
C+K+A+G+I	632	63	17	2,240	0,263	- 100 %	2035
C+K+A+H	629	63	17	4,282	0,263	- 78 %	2035
C+K+A+I	629	63	17	2,252	0,263	- 100 %	2035
C+K+B	178	18	20	1,165	0,357	-	2030
C+K+B+G	181	18	20	1,154	0,357	-	2030
C+K+B+G+H	608	61	20	4,199	0,357	- 57 %	2035
C+K+B+G+I	608	61	20	2,169	0,357	- 100 %	2035
C+K+B+H	605	61	20	4,210	0,357	- 57 %	2035
C+K+B+I	605	61	20	2,180	0,357	- 100 %	2035
C+K+G	180	18	14	1,238	0,410	-	2030
C+K+G+H	607	61	14	4,283	0,410	- 50 %	2035
C+K+G+I	607	61	14	2,253	0,410	- 100 %	2035
C+K+H	604	60	14	4,295	0,410	- 50 %	2035
C+K+I	604	60	14	2,265	0,410	- 100 %	2035
C+L	185	19	14	1,250	0,410	-	2030
C+L+A	210	21	17	1,237	0,263	-	2030
C+L+A+G	213	21	17	1,225	0,263	-	2030
C+L+A+G+H	641	64	17	5,145	0,263	- 78 %	2035
C+L+A+G+I	641	64	17	2,497	0,263	- 100 %	2035
C+L+A+H	637	64	17	5,157	0,263	- 78 %	2035
C+L+A+I	637	64	17	2,510	0,263	- 100 %	2035
C+L+B	186	19	20	1,165	0,357	-	2030
C+L+B+G	189	19	20	1,154	0,357	-	2030
C+L+B+G+H	617	62	20	5,074	0,357	- 57 %	2035
C+L+B+G+I	617	62	20	2,427	0,357	- 100 %	2035
C+L+B+H	613	61	20	5,085	0,357	- 57 %	2035
C+L+B+I	613	61	20	2,438	0,357	- 100 %	2035
C+L+G	188	19	14	1,238	0,410	-	2030
C+L+G+H	616	62	14	5,158	0,410	- 50 %	2035
C+L+G+I	616	62	14	2,510	0,410	- 100 %	2035
C+L+H	612	61	14	5,170	0,410	- 50 %	2035
C+L+I	612	61	14	2,523	0,410	- 100 %	2035

Lecture : les infrastructures de production industrielle sont comptées en capacités de production (Mt de produit fini/an). La durée de vie de toutes les infrastructures cimentières est de 20 ans. Les OPEX sont pour partie fixes (proportionnels aux capacités installées), pour partie variables (proportionnels à la production). Les voies technologiques sont indiquées en combinant les étiquettes d'une usine-type et d'une ou plusieurs briques technologiques. Par exemple, la voie « C+A+G » désigne une cimenterie utilisant un mélange dont le taux de clinker est abaissé de 78 % à 50 % grâce à l'incorporation d'argiles calcinées et avec un air de combustion enrichi en oxygène.

Source : données sous-jacentes au plan de transition sectoriel de l'industrie cimentière en France de l'Ademe (www.librairie.ademe.fr/industrie-et-production-durable/5041-plan-de-transition-sectoriel-de-l-industrie-cimentiere-en-france-9791029718212.html) ; retraitement CGDD

ANNEXE 3 – RÉSULTATS COMPLÉMENTAIRES

Figure 42 : production journalière d'électricité des capacités pilotables en 2020 et 2050
En GWh/jour



Lecture : les appels aux capacités électriques pilotables thermiques durent moins en 2050 qu'en 2020 (pics moins larges), mais ils sont plus puissants (pics plus élevés), ce qui implique une plus grande puissance installée.

Source : CGDD, modèle TiTAN

Tableau 32 : coût moyen de fourniture (production et distribution) des principales énergies finales

En €₂₀₂₃/MWh

	2020	2030	2040	2050	2060
Carburant aérien	76,5	95,6	107,6	84,9	92,2
Carburant terrestre	69,7	89,8	78,2	52,6	53,9
Chaleur de réseau (bâtiment)	102,6	121,2	148,4	170,8	188,5
Chaleur de réseau (industrie)	52,1	86,8	111,9	124,5	138,0
Charbon	8,6	12,8	13,4	15,1	15,9
Électricité	122,5	115,7	107,3	107,4	105,3
Gaz de réseau	31,7	66,8	67,3	71,1	109,3
Granulé	12,4	25,6	39,0	39,4	41,3
H2		190,1	161,9	138,8	127,8

Lecture : le coût de fourniture est calculé de façon analogue à un LCOE. Le coût de l'intrant CO₂ dans les hydrocarbures synthétiques n'est pas pris en compte. Les énergies finales « gaz de réseau », « carburant terrestre » et « carburant aérien » sont des mélanges en proportions variables de précurseurs fossile, biosourcé et synthétique. Le coût élevé de la chaleur de réseau s'explique par la mobilisation de technologies BECCS pour sa production, qui sont coûteuses mais co-produisent des émissions négatives qui ont une grande valeur pour l'ensemble du système.

Source : CGDD, modèle TITAN

Tableau 33 : intensité carbone des énergies finales, nette du CCUS

En gCO_{2e}/kWh

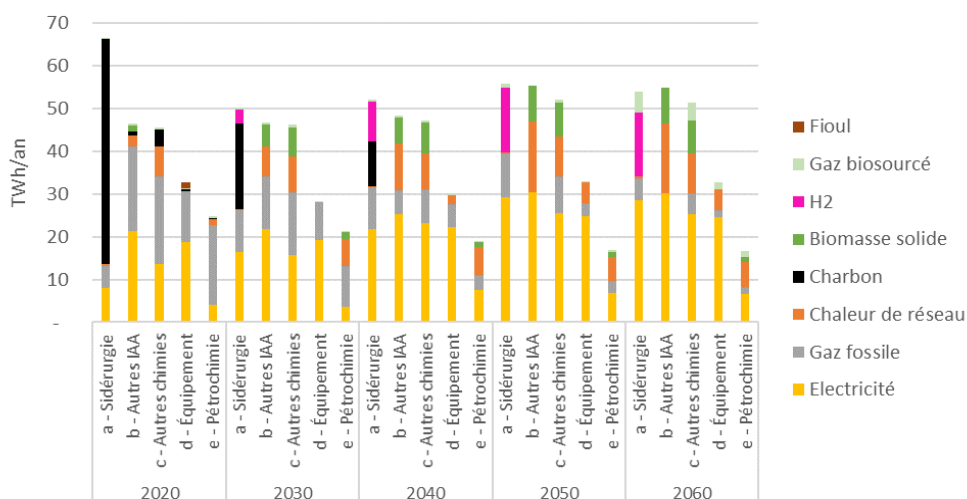
	2020	2030	2040	2050	2060
Carburant aérien	293,7	270,7	184,6	61,9	61,9
Carburant terrestre	270,1	256,5	125,0	0	0
Chaleur de réseau (bâtiment)	94,7	- 4,8	- 40,2	- 100,2	- 87,6
Chaleur de réseau (industrie)	195,8	- 126,3	- 201,1	- 284,9	- 333,5
Charbon	374,0	374,0	374,0	374,0	374,0
Électricité	33,1	12,6	5,5	6,1	0,9
Gaz de réseau	232,6	222,0	214,4	197,2	53,5
Granulé	0	0	0	0	0
H2	0	0	0	0	0

Lecture : l'intensité carbone présentée est nette de la capture, du stockage et de l'utilisation du CO₂ qui ont lieu pendant la production. Par exemple, la chaleur de réseau pour l'industrie ou le bâtiment a une intensité carbone très négative à partir de 2030 car elle est produite en très grande partie par des technologies BECCS.

Source : CGDD, modèle TITAN

Figure 43 : consommation finale à usage énergétique de l'industrie, par filière (1)

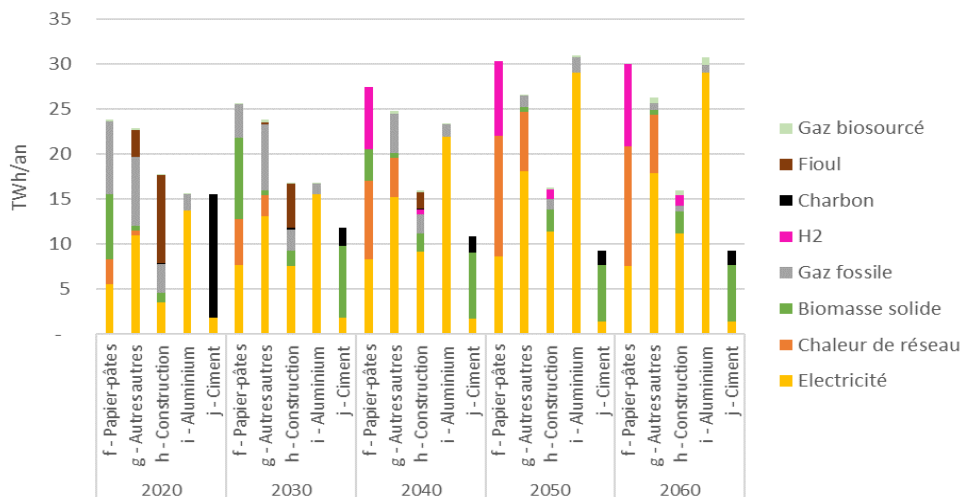
En TWh/an



Source : CGDD, modèle TITAN

Figure 44 : consommation finale à usage énergétique de l'industrie, par filière (2)

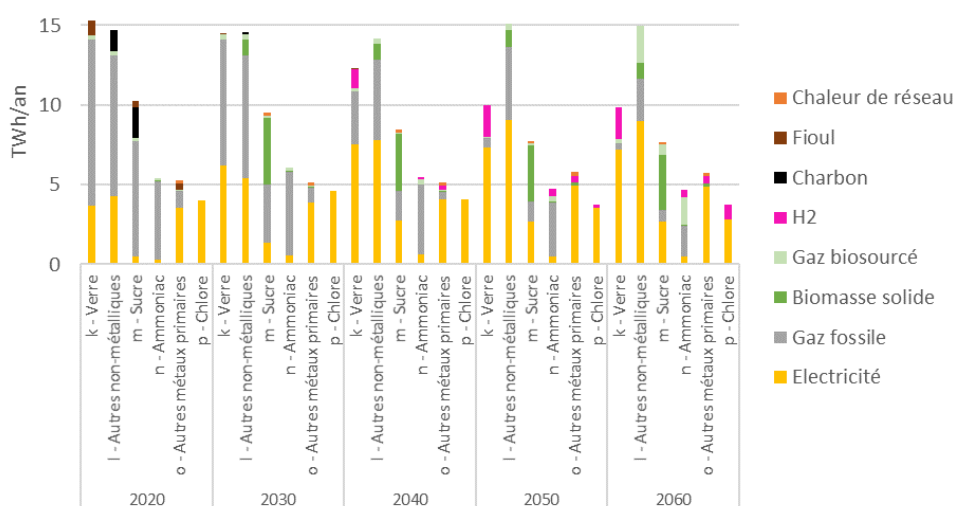
En TWh/an



Source : CGDD, modèle TiTAN

Figure 45 : consommation finale à usage énergétique de l'industrie, par filière (3)

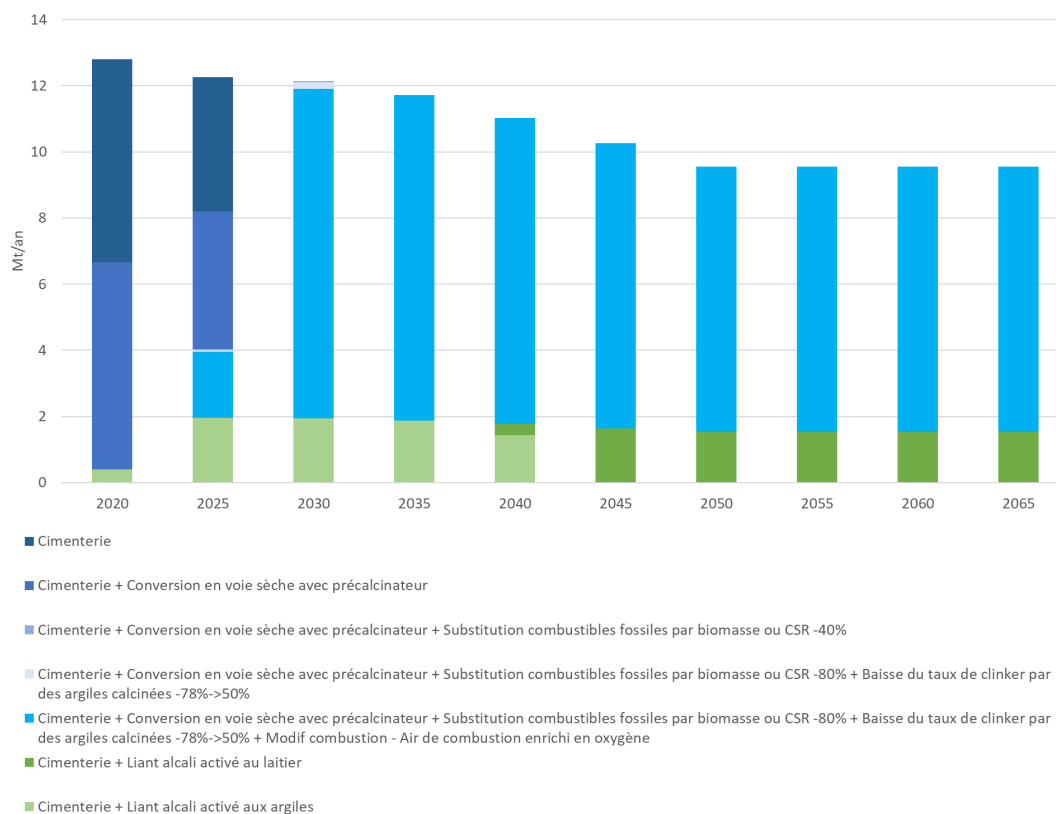
En TWh/an



Source : CGDD, modèle TiTAN

Figure 46 : production de ciment, par voie technologique

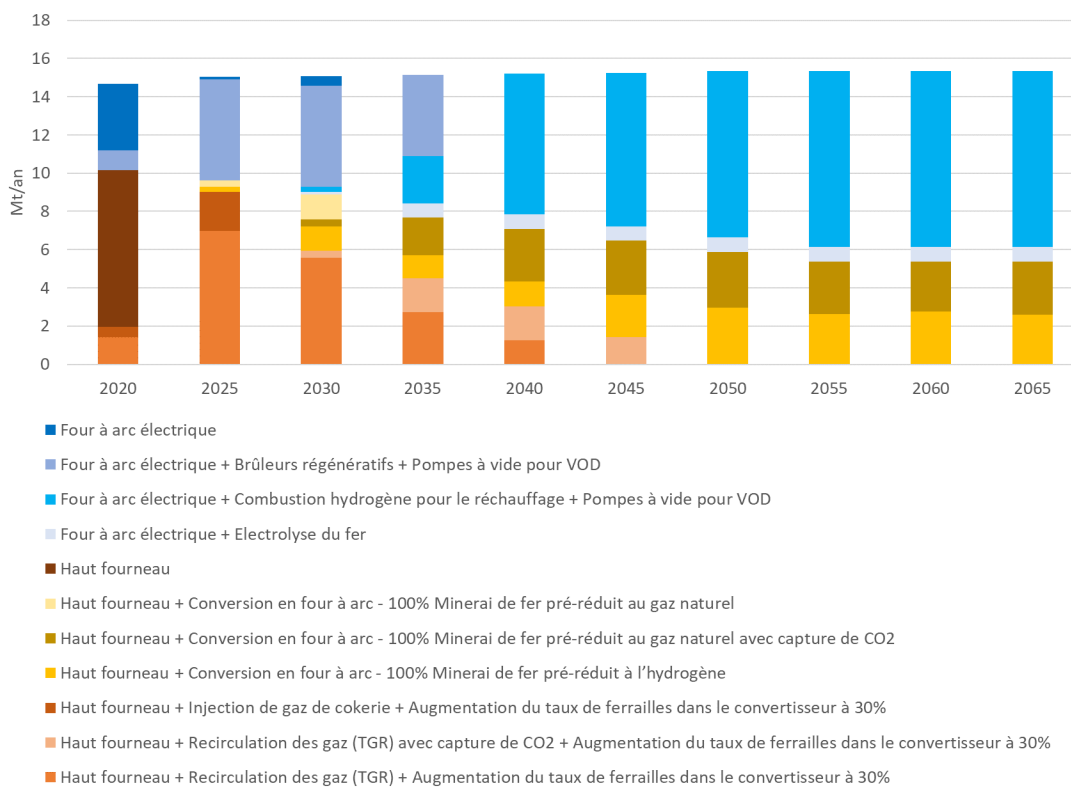
En Mt/an



Source : CGDD, modèle TiTAN

Figure 47 : production d'acier, par voie technologique

En Mt/an



Source : CGDD, modèle TiTAN

Bibliographie

- Benda, Robert. 2018. Économie de la transition bas-carbone dans le secteur des Transports. hal-01888602.
- Callonnet, Gaël, Landa, Malliet, Reynès, et Yedir-Tamsamani. 2013. « A full description of the Three-ME model: Multi-sector Macroeconomic Model for the Evaluation of Environmental and Energy policy ».
- CRE. 2024. « Le captage et la chaîne de valeur du dioxyde de carbone ».
- DeCarolus, Joseph, Hannah Daly, Paul Dodds, Ilkka Keppo, Francis Li, Will McDowall, Steve Pye, et al. 2017. « Formalizing Best Practice for Energy System Optimization Modelling ». *Applied Energy* 194 (mai):184-98. <https://doi.org/10.1016/j.apenergy.2017.03.001>.
- France Stratégie. 2019. « La valeur de l'action pour le climat - Une valeur tutélaire du carbone pour évaluer les investissements et les politiques publiques ».
- France Stratégie. 2025. « La valeur de l'action pour le climat - Une référence pour évaluer et agir ».
- Giacomo Prina, Manzolini, Moser, et Nastasi. 2020. « Classification and challenges of bottom-up energy system models - A review ». *Renewable and Sustainable Energy Reviews* 129. <https://doi.org/10.1016/j.rser.2020.109917>.
- Giraudet, Louis-Gaëtan, Céline Guivarch, et Philippe Quirion. 2012. « Res-IRF | Exploring the Potential for Energy Conservation in French Households through Hybrid Modeling ». *Energy Economics* 34 (2): 426-45. <https://doi.org/10.1016/j.eneco.2011.07.010>.
- Gollier, Christian. 2019. « Le prix du risque climatique et le prix du carbone ». *Revue d'économie financière* N° 133 (1): 171-82. <https://doi.org/10.3917/ecofi.133.0171>.
- I4CE. 2023. « Panorama des financements climat - Édition 2023 ».
- IGN, et FCBA. 2024. « Projections des disponibilités en bois et des stocks et flux de carbone du secteur forestier français ».
- IPCC, éd. 2022. « Annex III: Scenarios and Modelling Methods ». In *Climate Change 2022: Mitigation of Climate Change. Contribution of Working Group III to the Sixth Assessment Report of the Intergovernmental Panel on Climate Change*. Cambridge University Press. <https://doi.org/10.1017/9781009157926.022>.
- IPCC, Group III. 2023. « Technical Summary ». In *Climate Change 2022: Mitigation of Climate Change. Contribution of Working Group III to the Sixth Assessment Report of the Intergovernmental Panel on Climate Change*, 51-148. Cambridge University Press. <https://doi.org/10.1017/9781009157926.002>.
- Krakowski, Vincent, Edi Assoumou, Vincent Mazauric, et Nadia Maïzi. 2016. « Feasible Path toward 40–100 % Renewable Energy Shares for Power Supply in France by 2050: A Prospective Analysis ». *Applied Energy* 171 (juin):501-22. <https://doi.org/10.1016/j.apenergy.2016.03.094>.
- Lopion, Peter, Peter Markewitz, Martin Robinius, et Detlef Stolten. 2018. « A Review of Current Challenges and Trends in Energy Systems Modeling ». *Renewable and Sustainable Energy Reviews* 96 (novembre):156-66. <https://doi.org/10.1016/j.rser.2018.07.045>.
- Loulou, Richard, et Denis Lavigne. 1996. « MARKAL Model with Elastic Demands: Application to Greenhouse Gas Emission Control ». In *Operations Research and Environmental Management*, édité par Carlo Carraro et Alain Haurie, 201-20. Dordrecht: Springer Netherlands. https://doi.org/10.1007/978-94-009-0129-2_9.

- Millot, Ariane, Rémy Doudard, Thomas Le Gallic, François Briens, Edi Assoumou, et Nadia Maïzi. 2018. « France 2072: Lifestyles at the Core of Carbon Neutrality Challenges ». In *Limiting Global Warming to Well Below 2 °C: Energy System Modelling and Policy Development*, édité par George Giannakidis, Kenneth Karlsson, Maryse Labriet, et Brian Ó Gallachóir, 64:173-90. Lecture Notes in Energy. Cham: Springer International Publishing. https://doi.org/10.1007/978-3-319-74424-7_11.
- Millot, Ariane, Anna Krook-Riekkola, et Nadia Maïzi. 2020. « Guiding the Future Energy Transition to Net-Zero Emissions: Lessons from Exploring the Differences between France and Sweden ». *Energy Policy* 139 (avril):111358. <https://doi.org/10.1016/j.enpol.2020.111358>.
- Patankar, Neha, Harrison G. Fell, Anderson Rodrigo De Queiroz, John Curtis, et Joseph F. DeCarolis. 2022. « Improving the Representation of Energy Efficiency in an Energy System Optimization Model ». *Applied Energy* 306 (janvier):118083. <https://doi.org/10.1016/j.apenergy.2021.118083>.
- Perrissin Fabert, Alexis et Foussard, Alexis. 2016. « Théma Analyse : Trajectoires de transition bas-carbone au moindre coût ».
- Pisani-Ferry, Jean, Selma Mahfouz, et France Stratégie. 2023. « Les incidences économiques de l'action pour le climat ».
- Plazas-Niño, F.A., N.R. Ortiz-Pimiento, et E.G. Montes-Páez. 2022. « National Energy System Optimization Modelling for Decarbonization Pathways Analysis: A Systematic Literature Review ». *Renewable and Sustainable Energy Reviews* 162 (juillet):112406. <https://doi.org/10.1016/j.rser.2022.112406>.
- Pye, Steve, Will Usher, et Neil Strachan. 2014. « The Uncertain but Critical Role of Demand Reduction in Meeting Long-Term Energy Decarbonisation Targets ». *Energy Policy* 73 (octobre):575-86. <https://doi.org/10.1016/j.enpol.2014.05.025>.
- Seck, Gondia S., Emmanuel Hache, Jerome Sabathier, Fernanda Guedes, Gunhild A. Reigstad, Julian Straus, Ove Wolfgang, et al. 2022. « Hydrogen and the Decarbonization of the Energy System in Europe in 2050: A Detailed Model-Based Analysis ». *Renewable and Sustainable Energy Reviews* 167 (octobre):112779. <https://doi.org/10.1016/j.rser.2022.112779>.

Sigles

Ademe	Agence de l'environnement et de la maîtrise de l'énergie
AIE	Agence internationale de l'énergie
AME	Avec mesures existantes
AMS	Avec mesures supplémentaires
BECCS	Bioénergie avec capture et stockage de carbone
CAMS	Coût d'abattement marginal du système
CAPEX	Coûts d'investissement
CCS	Capture et stockage de carbone
CCUS	Capture, stockage et utilisation du carbone
CET	Chauffe-eau thermodynamique
CGDD	Commissariat général au développement durable
DGEC	Direction générale de l'énergie et du climat
ECS	Eau chaude sanitaire
GES	Gaz à effet de serre
IAA	Industries agro-alimentaires
IGCE	Industries grandes consommatrices d'énergies
OPEX	Coûts d'opération
PAC	Pompe à chaleur
PNIEC	Plan national intégré énergie-climat
PTS	Plans de transition sectoriels
SNBC	Stratégie nationale bas-carbone
STEP	Station de transfert d'énergie par pompage
UTCATF	Utilisation des terres, changement d'affectation des terres et forêt
VAC	Valeur de l'action pour le climat
ZEN	Zéro émissions nettes

Table des matières

Introduction	4
Partie 1 - Présentation du modèle TiTAN	7
1. TiTAN en bref.....	8
A. Un modèle technico-économique d'optimisation du système énergétique.....	8
B. Le choix d'une approche strictement technico-économique.....	9
C. Limites de TiTAN et complémentarité avec d'autres approches.....	10
2. La structure générale de TiTAN	11
A. Décomposition du système énergétique en secteurs.....	11
B. Traitement de la dimension temporelle	12
C. Traitement de la dimension spatiale et périmètre géographique.....	12
D. Comptabilité des émissions	12
E. Comptabilité des coûts	13
F. Comptabilité des stocks de capital	15
3. Les secteurs modélisés dans TiTAN	16
A. Secteur énergie	16
B. Secteur transport	19
C. Secteur bâtiment.....	20
D. Secteur industrie.....	22
E. Secteur agriculture	24
4. La construction de scénarios avec TiTAN	24
A. La démarche de scénarisation	24
B. Les éléments de contexte.....	25
C. Les hypothèses sur le déploiement des technologies.....	25
D. Les projections de demande	27
E. Les hypothèses sur les émissions hors périmètre et les puits de carbone.....	28
F. L'objectif de réduction des émissions de GES.....	29
G. Les objectifs hors émissions de GES	30
Partie 2 - Une première application : la contribution de TiTAN à la révision de la valeur de l'action pour le climat	31
1. Un cadrage des simulations cohérent avec la SNBC3	32
A. Un objectif climatique cohérent avec la SNBC3, exprimé en budget pour assurer une bonne répartition des efforts dans le temps	33
B. Le cadrage du contexte socio-économique.....	35
C. Des potentiels technologiques alignés sur la SNBC3	39

2. La réduction des émissions de GES.....	40
A. Une réduction des émissions par plusieurs mécanismes.....	40
B. La trajectoire de réduction des émissions selon la forme de la contrainte carbone	42
C. Des réductions d'émissions importantes dans tous les secteurs.....	43
3. Le coût d'abattement marginal du système, un indicateur de l'intensité des efforts de décarbonation	44
4. La sensibilité du coût d'abattement marginal aux hypothèses de contexte	47
A. La sensibilité aux hypothèses de prix des énergies fossiles	47
B. La sensibilité aux hypothèses sur les puits de carbone.....	49
C. La sensibilité aux hypothèses de sobriété	51
D. Synthèse des tests de sensibilité	52
5. Les coûts de la décarbonation	53
A. Périmètre des coûts considérés et nécessité d'un contrefactuel.....	53
B. Le coût de la décarbonation est modéré sous les hypothèses retenues.	53
C. La répartition des coûts de la décarbonation	54
6. La transformation du système énergétique	56
A. L'évolution de la consommation totale	56
B. La transformation du secteur de production d'énergie	59
C. La transformation des secteurs consommateurs d'énergie.....	62
Conclusion	70
ANNEXES	71
Annexe 1 – Structure du modèle TiTAN	72
Annexe 2 – Paramétrage.....	75
Paramétrage du secteur énergie.....	76
Paramétrage du secteur bâtiment	82
Paramétrage du secteur transport.....	85
Paramétrage du secteur industrie	87
Annexe 3 – Résultats complémentaires	92
Bibliographie	96
Sigles	98
Table des matières	99

CGDD, juillet 2025

Coordination éditoriale : Laurianne Courtier



**MINISTÈRES
AMÉNAGEMENT
DU TERRITOIRE
TRANSITION
ÉCOLOGIQUE**

*Liberté
Égalité
Fraternité*

**Commissariat général
au développement durable**

Service de l'économie verte et solidaire (SEVS)

Sous-direction de l'économie et de l'évaluation

Tour Séquoia – 92055 La Défense cedex

Courriel : diffusion.cgdd@developpement-durable.gouv.fr

www.ecologie.gouv.fr