

CONFRONTATIONS EUROPE

Table des matières

Table des figures	P.3
Annexes	P.4
Résumé	P.5
Introduction - Objectifs et methodologie	P.8
Context	P.8
Objectifs et méthodologie	P.8
Caveat et limites de l'analyse aux données disponibles et estimées	P.9
Analyse technique des scénarios étudiés	P.10
Analyse technique du scénario "électro-centré" avec forte dominance électrique d'ici 2050 - scénario DE*	P.10
Analyse technique d'un système visant un meilleur équilibre entre les sources d'énergie ("scénario de complémentarité des énergies") scénario GA*	P.14
Analyse comparative des performances	P.19
Performance technique	P.19
Performance économique	P.22
Performance sociale	P.27
Performance écologique et environnementale	P.29
Conclusions	P.32
Annexes	P.33
Analyse technique des scénarios étudiés	P.35
Critères de performance	P.42
Bibliographie	P.44
Générale	P.44
Technique	P.44
Economique	P.45
Sociale	P.45
Environnementale	P.46
Glossaire	P.47

Table des figures

Figure 1 – Approvisionnement en énergie finale par vecteur énergétique et par secteur dans le scénario DE*, en milliers de TWh/an en 2050

Figure 2 : Mix de capacités pour toutes les énergies (y compris la capacité de flexibilité et à l'exclusion des importations) dans le scénario DE*, en TW installés en 2050

Figure 3 : Énergie transportée, transformée et finale au point de livraison par vecteur énergétique dans le scénario DE*, en milliers de TWh/an en 2050

Figure 4 : Approvisionnement d'énergie finale par vecteur énergétique et par secteur dans le scénario GA*, en milliers de TWh/an en 2050

Figure 5 : Mix de capacités pour toutes les énergies (y compris la capacité de flexibilité et à l'exclusion des importations) dans le scénario GA*, en TW installés en 2050

Figure 6 : Énergie transportée, transformée et finale au point de livraison par vecteur énergétique dans le scénario GA*, en milliers de TWh/an en 2050

Figure 7 : Résumé comparatif des performances techniques des scénarios

Figure 8 : Résumé comparatif des performances économiques des scénarios

Figure 9 : CAPEX totaux investis dans le système énergétique à 2050 dans le scénario DE*, en Md€ 2023

Figure 10 : CAPEX totaux investis dans le système énergétique à 2050 dans le scénario GA*, en Md€ 2023

Figure 11 : TOTEX pour toutes les énergies actualisées sur 30 ans pour les 2 scénarios au point de livraison, en milliard de milliards d'€ 2023

Figure 12 : TOTEX actualisés sur 30 ans réparti par secteurs d'utilisation pour les scénarios DE* et GA*, en milliers de milliards d'€ 2023

Figure 13 : Résumé comparatif des performances sociales des scénarios

Figure 14 : Emplois créés par secteur technologique pour la mise en œuvre et l'exploitation du système sur 30 ans, en millions d'années équivalent temps plein (ETP)

Figure 15 : Pression directe sur les terres par technologie dans les scénarios DE* et GA* jusqu'en 2050, en kha

Figure 16 : Résumé comparatif des performances écologiques et environnementales des scénarios

Figure 17 : Emissions de gaz à effet de serre sur le périmètre 1 dans les deux scénarios, en MtCO₂eq/an

Table des annexes

Annexe 1 : Ajustements marginaux sur la base nucléaire intégrés au scénario DE*.

Annexe 2 : Ajustements marginaux sur les importations de gaz verts et bas carbone intégrés au scénario GA*

Annexe 3 : Leviers d'efficacité énergétique utilisés dans le scénario DE en 2050

Annexe 4: Leviers d'efficacité énergétique utilisés dans le scénario GA en 2050

Annexe 5: Consommation finale d'énergie par secteur d'activité et par vecteur énergétique, scénario DE* 2050, en milliers de TWh/an

Annexe 6: Consommation finale d'énergie par secteur d'activité et par vecteur énergétique, scénario GA* 2050, en milliers de TWh/an

Annexe 7 : Vecteurs énergétiques par type de transport, scénario DE* 2050, en milliers de TWh/an

Annexe 8 : Vecteurs énergétiques par type de transport, scénario DE* 2050, en milliers de TWh/an

Annexe 9: Evolution des capacités d'injection sur le réseau électrique en 2050 pour DE*, en TW

Annexe 10: Evolution des capacités d'injection sur le réseau électrique en 2050 pour GA*, en TW

Annexe 11: Courbe de charge de la consommation électrique finale horaire pour le scénario DE* 2050, max et min sur 24 heures, en GWh

Annexe 12: Courbe de charge de la consommation électrique finale horaire pour le scénario GA* 2050, max et min sur 24 heures, en GWh

Annexe 13: Extensions des réseaux H2 et CH4s nécessaires dans le scénario DE* pour répondre aux besoins du système énergétique

Annexe 14: Extensions des réseaux H2 et CH4s nécessaires dans le scénario GA* pour répondre aux besoins du système énergétique

Annexe 15 : Part du CAPEX total localisé en UE pour la mise en place du système énergétique d'ici 2050, en milliers de milliards d'€2023

Annexe 16 : ACV émissions de gaz à effet de serre par scénario, en Mt CO2eq/an

Annexe 17 : Définition des critères de performance technique

Annexe 18 : Définition des critères de performance économique

Annexe 19 : Définition des critères de performance sociale

Annexe 20 : Définition des critères de performance écologique et environnementale

RÉSUMÉ

Un système énergétique européen neutre en carbone qui exploite au mieux les équilibres et complémentarités entre énergies à 2050 (électricité, gaz et carburants verts et bas carbone) offre des avantages significatifs par rapport à un système énergétique plus « électro-centré »

Les défis de la décarbonation du système énergétique de l'UE soulèvent la question des **choix d'allocation optimaux** entre les différents usages énergétiques et les différentes sources d'énergie compatibles. Cette étude vise à comparer les avantages de différents mix énergétiques pour atteindre la neutralité carbone en Europe (UE27) d'ici 2050 et est basée sur des scénarios différenciés du rapport TYNDP[1] 2022 (ENTSOE / ENTSG).

La comparaison des différents mix énergétiques montre que privilégier un meilleur **équilibre entre les sources d'énergies**, plutôt qu'une forte dominance de l'électricité, crée des **avantages comparatifs significatifs** pour la communauté tant sur le plan technique, économique, social qu'environnemental :

a) Un système énergétique exploitant au mieux la complémentarité des sources d'énergie permet d'**optimiser le dimensionnement des actifs** et les besoins de construction de nouvelles capacités, évitant plus de **45%** de capacités supplémentaires de production d'électricité connectées au réseau, de flexibilités et infrastructures réseaux de transport et distribution d'électricité (700 GWe évités au total).

b) Il **réduit les risques attendant au déploiement du système énergétique décarboné**, avec une pression réduite sur son rythme de mise en œuvre, les besoins temporaires de main-d'œuvre qualifiée et les enjeux financiers à mobiliser.

c) Il **réduit l'exposition à l'intermittence intra-journalière de la production ENR électrique** et le risque d'approvisionnement du système, et renforce la résilience de celui-ci avec une capacité de stockage à court/long terme par des vecteurs gazeux : -15% d'exposition dans le mix d'approvisionnement total au point de livraison aux ENR intermittentes.

d) Un système d'approvisionnement énergétique plus équilibré entre les filières énergétiques est **moins coûteux à développer et à exploiter** dans l'ensemble : une économie de **700 milliards €** en investissements CAPEX (-15%) et **1500 milliards €** en TOTEX actualisés sur 30 ans.

- Note : ne sont pas incluses les économies sur les équipements et infrastructures "aval compteur" résultant du maintien d'une part plus importante des usages gaz, plutôt que l'électrification des usages, susceptibles de renforcer l'écart entre les deux options.

[1] Ten-Year Network Development Plan (TYNDP)

e) Les **coûts annualisés du système d'approvisionnement énergétique sont réduits pour tous les secteurs d'usage final** : entre **-5% et -10%** (secteurs résidentiel et tertiaire respectivement), réduisant les risques d'acceptabilité sociale.

f) Un système qui exploite au mieux la complémentarité des énergies **crée des emplois locaux plus stables et dynamise l'économie locale** : **+12%** d'emplois stables (presque +100K ETP) créés pour la mise en œuvre et l'opération du système, avec une compétitivité accrue des entreprises et un pouvoir d'achat local renforcé.

g) Il implique une sollicitation plus faible de la **flexibilité de recharge offerte par les véhicules électriques (VE)**, en augmentant la capacité de stockage d'énergie offerte par les vecteurs gaz ou autres molécules, et en réduisant la part dans le mix de solutions de type Vehicle-to-Grid (« V2G »), encore peu matures.

h) Un système exploitant au mieux la complémentarité entre les énergies **réduit la pression foncière du système énergétique : 1,2 million d'hectares non sollicités** (soit la superficie du Monténégro), principalement mobilisés pour des sources d'énergie diffuses comme les centrales solaires. Il **réduit les risques d'inflation des prix fonciers et les conflits d'usage**, y compris pour les puits de carbone.

- De plus, accroître la part de biogaz dans le mix (par exemple à partir de cultures intermédiaires) peut avoir un impact positif sur le système agricole de l'UE (stabilité des sols, biodiversité, biofertilisants).

Ces avantages **appellent à des actions politiques** pour éviter de mettre sous pression le système énergétique et maîtriser les possibles impacts négatifs :

- Reconsidérer les **mix énergétiques** et la recherche de l'équilibre optimal entre énergies, dans la **planification** de la transition énergétique,
- Maintenir une part optimale des **usages de gaz et des carburants décarbonés** qui peuvent être verdis (transport lourd, chaleur industrielle et domestique, etc.),
- Soutenir le développement des **gaz verts et bas carbone**, en particulier de la production de biogaz, qui apparaît comme un levier critique pour la transition énergétique.



ETUDE COMPLETE

ETUDE COMPLETE

Introduction - Objectifs et méthodologie : Évaluer l'optimalité et les avantages de différents mix énergétiques pour atteindre la neutralité carbone en Europe (UE27), en étudiant deux scénarios de transition énergétique comparables mais différenciés, montrant des allocations diverses entre les énergies décarbonées.

Contexte

Les défis de la décarbonation du système énergétique européen soulèvent la question des choix d'allocation optimaux entre les utilisations énergétiques à satisfaire et les différentes sources d'énergie décarbonées éligibles pour y répondre – technologies de production d'électricité renouvelable, technologies de production de gaz ou de carburants verts et bas carbone, ...

Il existe plusieurs options d'allocation pour atteindre la neutralité carbone tout en optimisant le coût de la transition énergétique, en tenant compte des ressources renouvelables disponibles dans l'UE, des technologies décarbonées disponibles dans lesquelles investir, des contraintes de demande à satisfaire, ou d'autres objectifs tels que l'indépendance énergétique.

Toutes ces options n'ont pas la même valeur pour la "Communauté", et peuvent conduire à des optimums sociaux différenciés qui doivent être soigneusement explorés, car il s'agit de choix qui engagent les systèmes énergétiques, la résilience et la compétitivité économique pour les décennies à venir.

Objectifs et méthodologie

Cette étude est basée sur des scénarios de transition énergétique différenciés mais comparables, élaborés par la même entité de recherche et de modélisation, avec un ensemble commun d'hypothèses de base. Elle permet ainsi d'étudier et d'évaluer toutes les conséquences d'une allocation énergétique différenciée (ou mix énergétiques différenciés) et de choix d'investissements entre les sources d'énergie décarbonées pour atteindre la neutralité carbone, et d'identifier des optimums. Elle aboutit à la formulation de recommandations politiques pour atteindre la meilleure configuration des mix énergétiques décarbonés pour l'UE27.

À cette fin, les scénarios de transition énergétique à l'horizon 2050 du rapport TYNDP 2022 (ENTSOE / ENTSOG)[2] ont servi de point de départ, car ils permettent d'étudier des choix différenciés de systèmes énergétiques décarbonés : le scénario 'Distributed Energy' (DE) avec une forte dominance électrique, dit "électro-centré", et le scénario 'Global Ambition' (GA) visant un plus grand équilibre entre les sources d'énergie ("scénario de complémentarité des énergies"). Des ajustements marginaux sont intégrés aux deux scénarios pour garantir une comparaison équilibrée 'toutes choses égales par ailleurs' (augmentation de la base nucléaire dans DE et réduction des importations de gaz verts et bas carbone dans GA, pour atteindre des niveaux similaires entre les deux systèmes, voir Annexe).

[2] TYNDP 2022 Scenario Report, version April 2022 (ENTSOE / ENTSOG)

Les deux scénarios ont été analysés à l'aide d'un ensemble commun de critères ('Scorecard') conçu pour aborder les différentes dimensions de l'optimalité dans le choix d'un système énergétique décarboné en mettant l'accent sur les performances techniques, économiques, sociales et environnementales.

Caveat et limites de l'analyse aux données disponibles et estimées

La méthodologie adoptée permet de mesurer les effets et les tendances, mais ne garantit pas d'être à l'optimum dans le choix des allocations entre les sources d'énergies, car une étude quantitative itérative recherchant les meilleurs optimums sur tous les critères n'était pas possible. Les valeurs absolues des différences entre les scénarios pourraient être légèrement supérieures aux données fournies dans cette étude, qui dépendent des scénarios prédéfinis du TYNDP 2022.

Le périmètre de l'analyse est strictement limité aux **infrastructures de production, de flexibilité et de transmission / distribution d'énergie** (en amont du point de livraison) et ne prend donc pas en compte les impacts potentiels de ces choix sur « l'aval compteur » (économies d'énergies, changements d'équipement, performance industrielle, etc.).

Les hypothèses technico-économiques **peuvent être sujettes à variation**, avec une évolution du contexte macro-économique à l'horizon 2050 (cadre géopolitique, développement des chaînes énergétiques, taux de financement etc.) et à la diversité des sources de données publiques. Néanmoins, les hypothèses retenues sont basées sur des sources publiques récentes qui reflètent les dernières considérations du marché (voir bibliographie) et les deux scénarios ont été évalués à l'aide d'un ensemble de critères cohérents.

Analyse technique des scénarios étudiés - 2 scénarios de transition énergétique utilisant des allocations diverses entre les énergies décarbonées : DE* avec une forte dominance électrique dit "électro-centré" et GA* visant un équilibre plus marqué entre les sources d'énergie.

Analyse technique du scénario « électro-centré » avec une forte dominance électrique d'ici 2050 - scénario DE*.

L'objectif de cette section est de présenter les principaux résultats de dimensionnement technique pour le scénario Distributed Energy ajusté (DE*), représentant le scénario plus électro-centré de la présente étude.

1.1 Demande d'énergie finale : réduction d'environ 1/3 de la demande finale d'ici 2050 dans le scénario DE* par rapport à la situation contrefactuelle (2015), liée à l'électrification des usages et à l'activation des leviers d'efficacité énergétique.

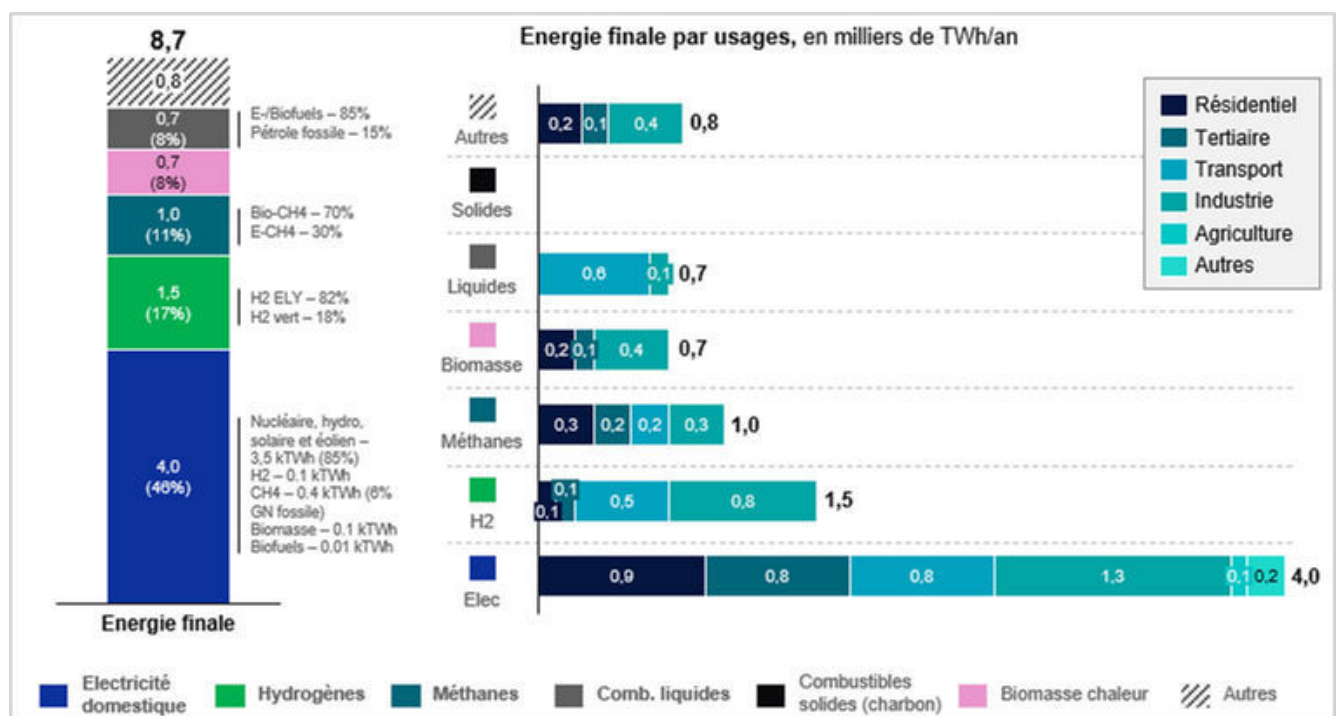


Figure 1 - Approvisionnement en énergie finale par vecteur énergétique et par secteur dans le scénario DE* en milliers de TWh/an en 2050[3]

En 2050, **8,7 kTWh d'énergie finale** sont consommés pour répondre à la demande de l'UE27 - une **baisse de 33%** par rapport à 2015 (situation contrefactuelle).

- Un scénario de transition énergétique dans lequel près de la moitié des consommations finales en 2050 (**46%**) sont électrifiées, soit une augmentation de +58% de l'utilisation de l'électricité dans la consommation finale par rapport à la situation contrefactuelle (2015).

[3] Production initiale d'électricité + production d'électricité à partir de H2, CH4, biomasse et biocarburants. y compris les pertes du système / efficacité du processus compatibilisée, processus de P2G à P2M & P2L, entre autres

- Une proportion d'utilisation de gaz verts et bas carbone (hydrogène, biométhane, e-méthane) est maintenue, principalement pour les usages en mobilité lourde (navires, avions et camions) et la production de chaleur (résidentiel, commercial et industriel), représentant 28% du mix total.
- Le reste de la consommation finale est couverte par la chaleur biomasse représentant 8% du mix ; et les carburants liquides (85/15% bio et e-carburants vs. Pétrole fossile) pour les usages en mobilité, représentant également **8%**.

La décarbonation est portée par l'électrification des usages (+58% par rapport à 2015), principalement dans les **transports** (voir Annexe 7 et Annexe 8), **le résidentiel et l'industrie**.

- L'industrie est le secteur le plus intensif en termes de consommation d'énergie d'ici 2050 (**40%**), suivi par les transports (**20%**) et le résidentiel (**20%**).
- En termes d'usages finaux, le secteur des transports porte la plus grande réduction de consommation énergétique (**50%**), suivi par le résidentiel (**38%**) par rapport au scénario contrefactuel (2015), grâce à l'activation des leviers d'optimisation énergétique (voir Annexe 1).
- De fortes différences peuvent se manifester entre les États membres, comme **l'Allemagne** qui a une part élevée de **l'Industrie représentant 40-41% de la demande énergétique finale totale par rapport à 27% en moyenne dans l'UE** et couverte principalement par l'électricité dans le scénario DE*.

1.2 Approvisionnement : L'électrification et la décarbonation du système énergétique nécessiteront le développement des ENR intermittentes, dont la capacité installée sera multipliée par 5 entre 2025 et 2050

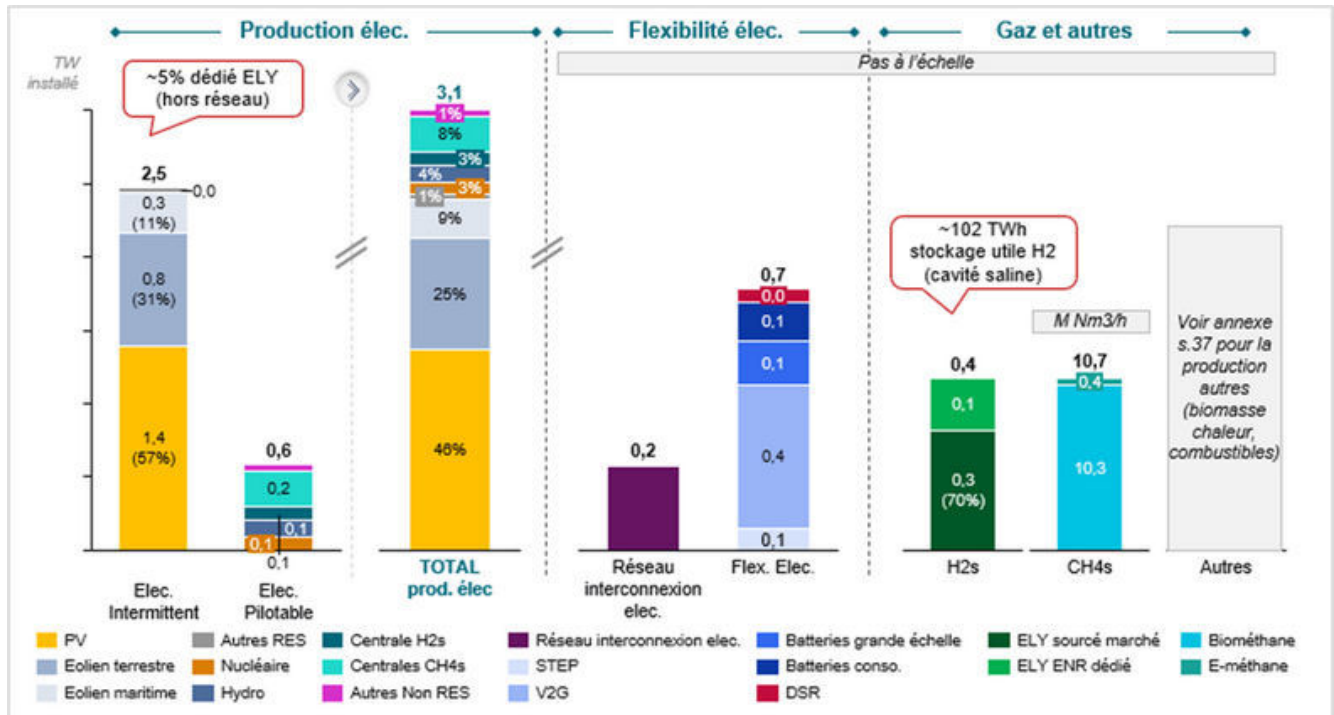


Figure 2 : Mix de capacités pour toutes les énergies (y compris la capacité de flexibilité et à l'exclusion des importations) dans le scénario DE*, en TW installés en 2050[4][5]

[4]La capacité d'interconnexion fait référence à la capacité de transfert d'électricité entre l'UE et les pays frontaliers

[5]Autres ENR : CHP (33 GW), biocarburant (2 GW) et centrale électrique au pétrole (1 GW)

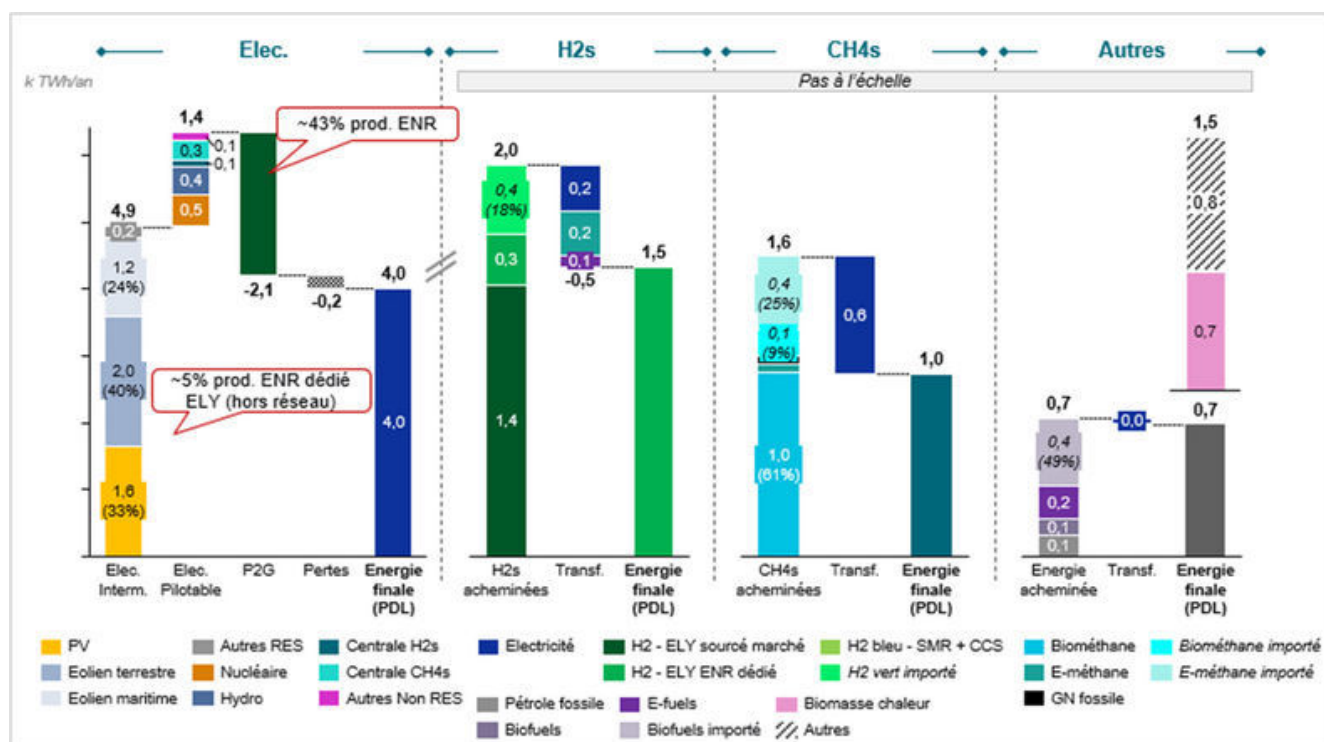


Figure 3 : Énergie transportée, transformée et finale au point de livraison par vecteur énergétique dans le scénario DE*, en milliers de TWh/an en 2050

Le scénario DE* présente une capacité de production électrique installée d'environ 3,1 TW pour une production d'environ 6,4 kTWh utilisée soit pour répondre directement aux besoins en électricité, soit pour produire des e-molécules pour une utilisation directe ou une ré-électrification.

- **Plus de 80%** de l'électricité produite est issue des ENR et jusqu'à 90% dans certains pays comme l'Allemagne, ce qui implique une multiplication par cinq de la capacité installée des ENR entre 2025 et 2050 (2,5 TW), dont 5% hors réseau (dédié production d'hydrogène décentralisée)
- La nature intermittente du système électrique nécessite un développement important des **technologies de flexibilité** : capacités pilotables, en particulier les CCGT fonctionnant aux gaz verts et bas carbone (11% de la production totale d'électricité et jusqu'à 18% en Italie en raison d'une production très intermittente, reposant principalement sur le solaire avec représentant 80% de la capacité ENR installée), flexibilités intra journalières (V2G[6] et batteries) et P2G bénéficiant du stockage en cavité saline.
- L'augmentation des pics d'injection et de soutirage sur les réseaux électriques (distribution et transport), due à la croissance des ENR intermittentes et à l'électrification des usages, oblige à **multiplier par 2,3** la capacité des réseaux électriques avant 2050 (voir Annexe 2 et Annexe 3)

[6] Capacité V2G correspond à la modélisation de la capacité de connexion entre le réseau de distribution et la flotte de véhicules électriques

- **Il existe de fortes disparités entre les États membres de l'UE**, l'Allemagne et l'Italie, par exemple, important de l'électricité de pays frontaliers comme la France qui s'appuie en partie sur une base nucléaire, avec un solde électrique positif.

Pour compenser la disparition des combustibles fossiles (pétrole, gaz naturel, charbon) et le passage aux utilisations de gaz verts et bas carbone en 2050, le scénario prévoit une forte croissance de la production de Power-to-Gas (hydrogène) et de biométhane (x10 par rapport à 2025e), complétée par des importations minoritaires.

- 0,4 TW de capacité d'électrolyse installée, dont 70% sont connectés au réseau électrique, représentant 80% de la production domestique d'hydrogène (1,4 kTWh), grâce à un facteur de charge élevé.
- 1,0 kTWh (équivalent à 10,3 M Nm³/h) de production domestique de biométhane à partir d'unités de digestion anaérobie et de pyrogazéification
- Des importations minoritaires d'hydrogène et méthanes verts et bas carbone (18-33%) complètent la production domestique.
- Extension de +85 500 km du réseau de distribution de méthane et développement d'un réseau hydrogène d'environ 40 000 km (voir Annexe 13), pour garantir l'approvisionnement en gaz verts et bas carbone d'ici 2050 et le raccordement des sites de production au réseau (biométhane)

Les carburants liquides sont fournis pour moitié par des importations de biocarburants et pour moitié par une production domestique (biocarburants, e-carburants et essence) destinée principalement aux transports.

Analyse technique d'un système visant un meilleur équilibre entre les sources d'énergie ("scénario de complémentarité des énergies") – scénario GA*

L'objectif de cette section est de présenter les principaux résultats de dimensionnement technique du scénario Global Ambition (GA*) ajusté, en tant que scénario visant un meilleur équilibre entre les sources d'énergie ("scénario de complémentarité entre les énergies").

1.3 Demande d'énergie finale : Une demande moins électrifiée favorisant le remplacement des gaz fossiles par des gaz verts et bas carbone, ou des liquides fossiles par des gaz verts et bas carbone et des e/biocarburants

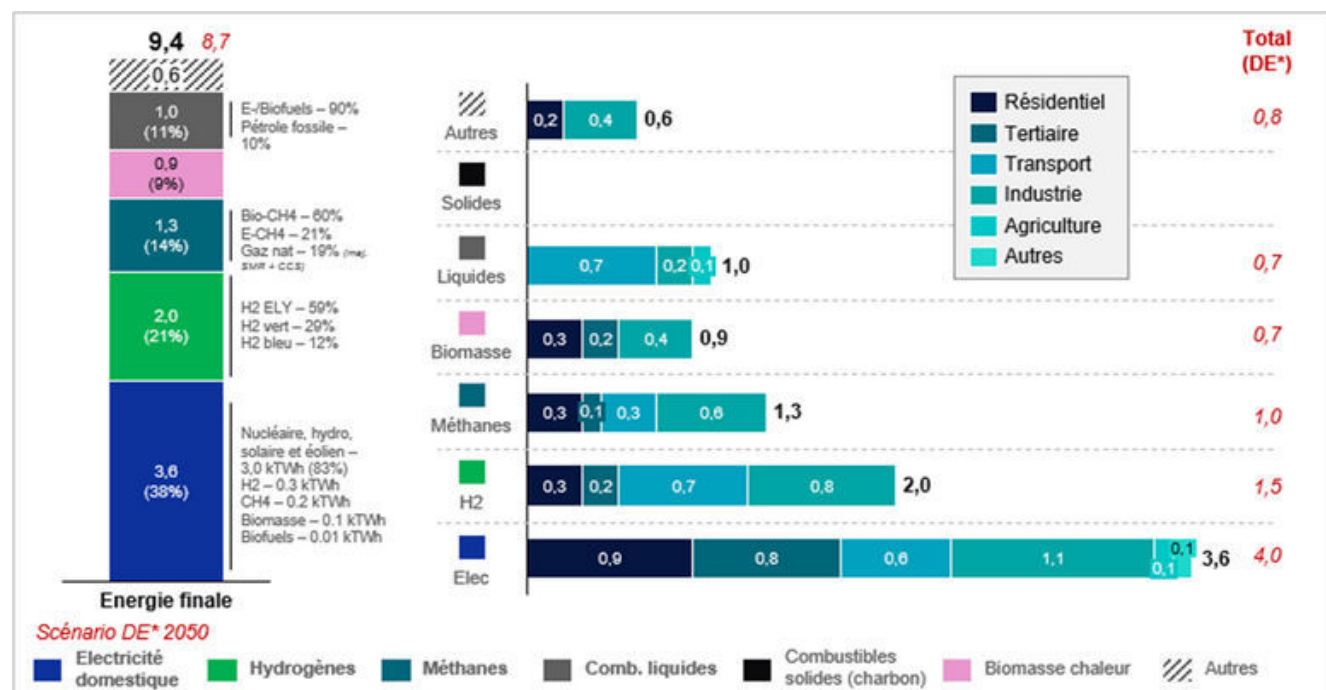


Figure 4 : Approvisionnement d'énergie finale par vecteur énergétique et par secteur dans le scénario GA*, en milliers de TWh/an en 2050

En 2050, la consommation finale d'énergie dans le scénario GA* s'élève à 9,4 kTWh/an, soit une réduction de -27% par rapport au scénario de référence (2015) grâce à l'activation des leviers d'efficacité énergétique (Voir Annexe 4). La consommation finale est légèrement supérieure à celle du scénario DE* (+8%), en raison d'une légère détérioration de l'efficacité énergétique des systèmes de valorisation finale d'énergie :

- Une demande moins électrifiée dans le scénario GA* (38% de la demande finale vs 46% DE*), due en particulier à un secteur des transports moins électrifié (25% vs 40% DE*), et dans une moindre mesure à l'industrie (34% vs 40% DE*), au résidentiel (46% vs 50% DE*) et au tertiaire (62% vs 65%).
- Une demande plus élevée en gaz verts et bas carbone dans le scénario GA* (35% de la demande finale vs 28% DE*), favorisant le remplacement des gaz fossiles par des gaz verts et bas carbone : hydrogène (21% GA* vs 17% DE*) et méthane (14% GA* vs 11% DE*).

La complémentarité des énergies est marquée par une évolution vers l'utilisation plus forte des gaz verts et bas carbone dans les secteurs de l'industrie, du résidentiel et des transports (Voir Annexe 5 et Annexe 6) :

- Dans le scénario GA*, le secteur industriel s'oriente davantage vers l'utilisation de **gaz verts et bas carbone** (fours et chaudières industrielles), en particulier les méthanes, dont la part est 2 fois plus élevée que dans le scénario DE* à 2050.

- Le secteur des transports mise davantage sur la complémentarité électricité/gaz/combustibles liquides, avec une part d'électricité 38% inférieure à celle du scénario DE* en 2050.
- Dans le scénario GA*, le secteur résidentiel se concentre davantage sur l'utilisation de gaz verts et bas carbone, en comparaison du scénario DE* qui montre une part plus élevée de réseau de chaleur et de pompe électrique.

1.4 Approvisionnement : Un système énergétique exploitant davantage les infrastructures de gaz verts et bas carbone (hydrogène et méthane) pour compenser la disparition des combustibles fossiles (pétrole, gaz naturel, charbon) et s'orienter vers une utilisation plus importante des gaz verts et bas carbone en 2050

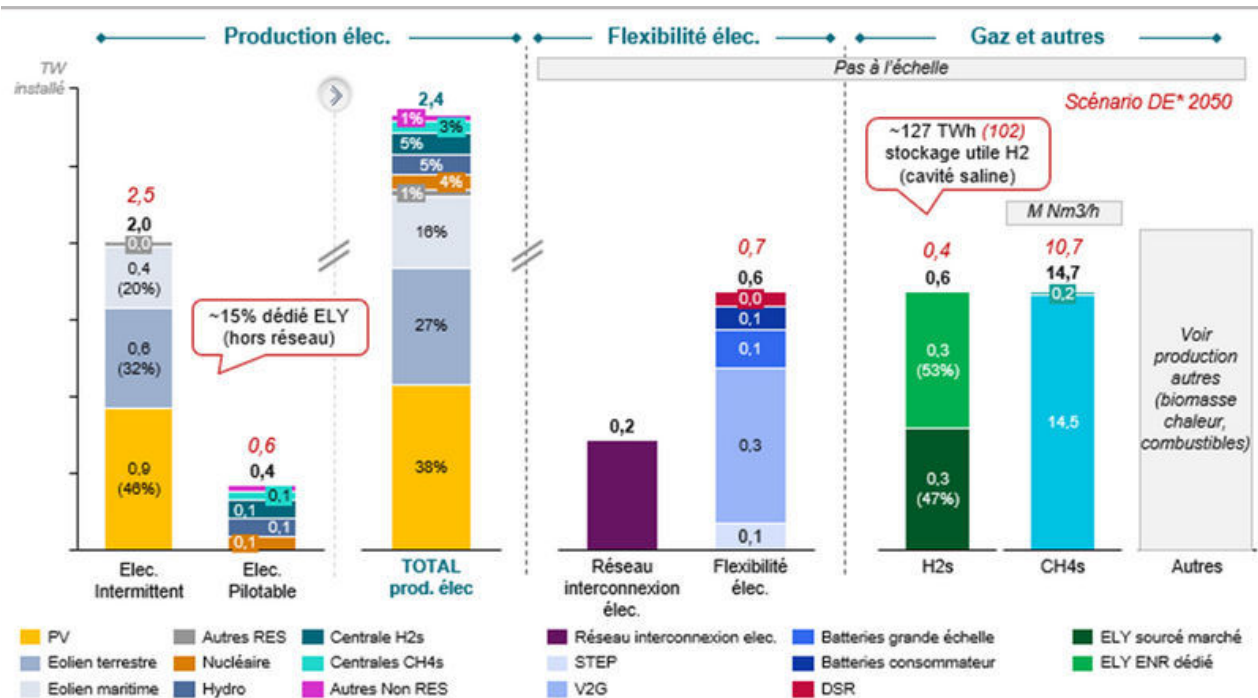


Figure 5 : Mix de capacités pour toutes les énergies (y compris la capacité de flexibilité et à l'exclusion des importations) **dans le scénario GA***, en TW installés en 2050

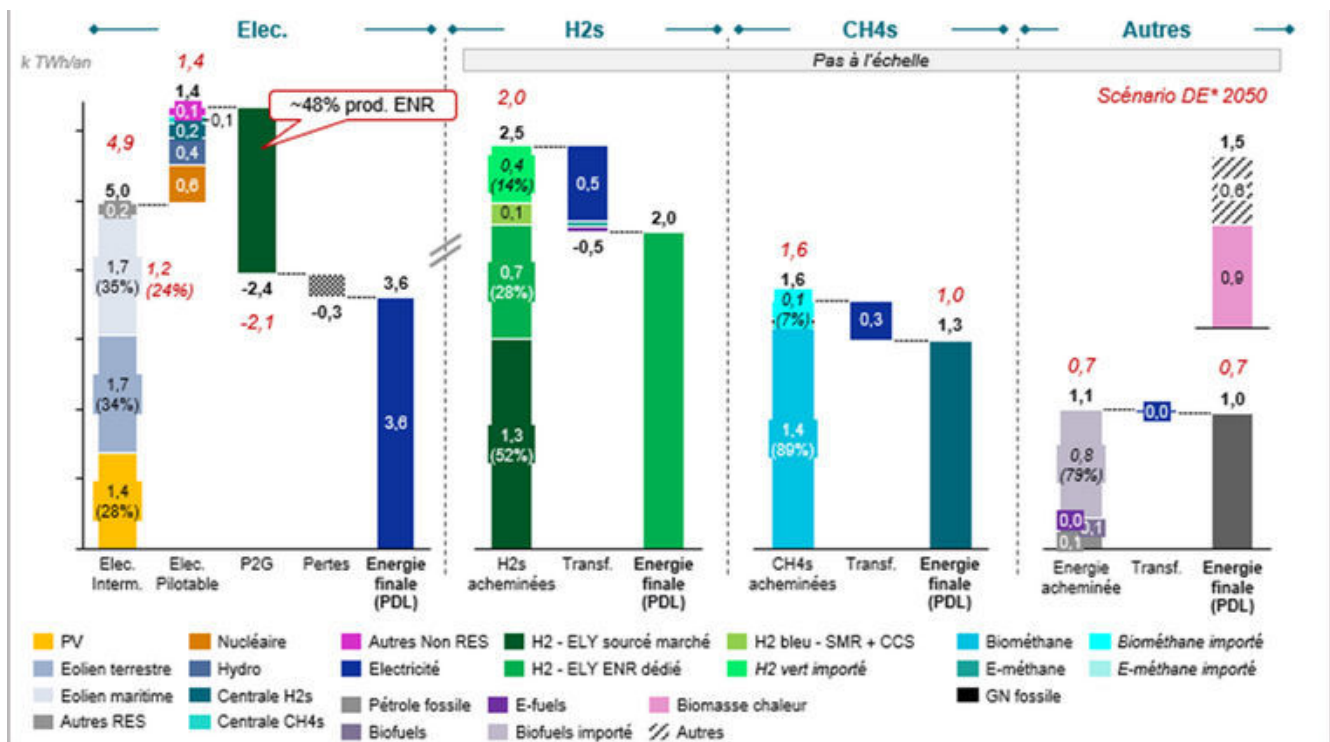


Figure 6 : Énergie transportée, transformée et finale au point de livraison par vecteur énergétique dans le scénario GA*, en milliers de TWh/an en 2050

GA* présente une capacité de production électrique installée d'environ **2,4 TW** pour une production de **6,4 kTWh** utilisée dans une moindre mesure pour répondre aux besoins en électricité (56% contre 63% dans le scénario DE*) et davantage pour produire des e-molécules pour une utilisation directe ou une ré-électrification (44% contre 37% dans le scénario DE*) :

- Plus de **80%** de l'électricité produite provient d'ENR, avec une base installée de 2,0 TW, dont 15% sont connectés à des systèmes hors réseau (dédié à la production d'hydrogène)
- Une **capacité électrique pilotable installée** de 0,4 TW (contre 0,6 TW dans le scénario DE*) pour une production d'électricité équivalente (1,4 TWh) en raison d'un facteur de charge amélioré pour les CCGT au gaz vert (méthane et hydrogène) de 20% contre 13% dans le scénario DE*
- Un développement des technologies et services de flexibilité électrique (batteries, V2G, etc.) pour gérer **la nature intermittente** du système électrique, dont la capacité installée est légèrement inférieure à celle du scénario DE* (0,6 TW contre 0,7 TW dans le scénario DE*), mais avec une utilisation près de 80% inférieure (336 TWh d'énergie électrique stockée et retransmise contre 598 TWh dans le scénario DE*)
- L'augmentation des pics d'injections et de soutirage sur les réseaux électriques (distribution et transport), due à la croissance des ENR intermittentes et à l'électrification des usages, oblige à multiplier par 1,6 la capacité des réseaux électriques avant 2050 (voir Annexe 4 et Annexe 5).

Dans le scénario de complémentarité énergétique (GA*), le système énergétique utilise davantage les infrastructures de gaz vert et bas carbone (hydrogène et méthane) pour compenser la disparition des combustibles fossiles (pétrole, gaz naturel, charbon) et le passage aux utilisations de gaz vert et bas carbone en 2050 :

- **0,6 TW de capacité d'électrolyse installée**, dont environ 50% connectés au réseau et 50% hors réseau (ENR dédié), produisant respectivement 1,3 et 0,7 kTWh d'hydrogène, en raison d'un facteur de charge plus faible dans le cas des ENR dédié.
- Le potentiel de production de biométhane domestique dans l'UE27 est maximisé avec une production de 1,4 kTWh d'ici 2050, à partir d'unités de digestion anaérobie et de pyrogazéification (équivalent à environ 14,5 M Nm³/h)
- Des importations minoritaires d'hydrogène et méthane, représentant environ 10% de l'énergie gazière totale transportée, complétant la production domestique.
- Extension de +100 000 km du réseau de distribution de méthane et développement d'un réseau d'hydrogène d'environ 44 500 km (voir Annexe 14), pour garantir l'approvisionnement en gaz vert et bas carbone d'ici 2050 et la connexion des sites de production (biométhane)

Les besoins en carburants liquides sont plus élevés (1,1 kTWh) en raison d'une moindre électrification des transports par rapport au scénario DE* et sont fournis pour près de 80% par des importations de biocarburants et pour 20% par la production domestique (biocarburants, e-carburants et pétrole domestique).

Analyse comparative des performances – Un système énergétique européen neutre en carbone qui exploite mieux les équilibres et complémentarités entre les énergies en 2050 (électricité, gaz verts et bas carbone et carburants), offre des avantages significatifs par rapport à un système « électro-centré ».

Performance technique : un meilleur équilibre et une meilleure complémentarité entre les énergies décarbonées réduisent la pression sur le développement des sources d'énergie renouvelable intermittentes, allègent les efforts de renforcement du réseau électrique et les contraintes de flexibilité électrique, ainsi que la pression foncière et territoriale, et améliorent la résilience face aux risques climatiques intra journaliers et saisonniers grâce à une plus grande part de vecteurs énergétiques stockables à long terme

Critères de performances techniques	Unité	Base	DE* 2050	GA* 2050	Commentaires
Part de la demande énergétique effectivement satisfaite	%	100%	100%	100%	* Totalité de la demande couverte à maille horaire avec des centrales de pointes dimensionnées pour sécuriser l'appro en élec
Niveau de puissance max à mobiliser pour satisfaire la demande instantanée au pic annuel	TW	1,0	2,3	1,6	* +45% pointe d'injection réseau élec. dans DE* à 2050, compensé par le renfo. des réseaux CH4s et H2s dans GA* (cf. impact économique)
Pointe de soutirage élec	TW	n.a.	1,2	1,0	* +20% de pointe de soutirage dans le scénario DE* du fait d'usages finaux élec plus forts (+10%)
% de la prod. élec intermittente en bilan prod. élec totale	%	15%	66%	65%	* Accélération substantielle de la contribution des ENR à variabilité journalière dans le mix énergétique et élec livré, et son risque
% énergie intermittente dans énergie livrée PDL	%	3%	32%	27%	
Capa. Flexibilités d'injection réseau élec ¹	GW	n.a.	1 119	784	* +43% de capas de flex élec à 2050 dans le scénario. DE* liées à une plus forte dépendance aux usages élec et à la part prépondérante des ENR
Energie primaire produite + imports	kTWh	16,3	12,1	13,1	* +8% de consommation en énergie primaire à iso-usage dans le scénario GA*, du fait du rendement énergétique aval compteur légèrement dégradé (usages gaz vs élec)
Part des énergies acheminées dépendant d'importations	%	~55%	14% ²	14%	* Renforcement de l'indépendance énergétique dans le cas des 2 scénarios DE et GA
Rendement énergétique du système (énergie finale PDL / (primaire + import))	%	79%	80%	78%	* Stabilité du rendement énergétique au PDL, légèrement dégradé dans le cas GA lié à l'efficacité des systèmes (PtX)
Rendement foncier du système (consommation foncière domestique / énergie primaire)	ha / TWh	-	290	175	* Pression foncière directe ³ 1,65x supérieure dans le cas DE*, notamment à cause du PV grande taille
Faisabilité technique	Qualitatif	-	- -	-	* Scénarios reposant sur des services qui ne sont à date pas totalement prouvés, encore plus poussés dans le scénario DE (e.g. V2G, électrification d'usages transports lourd / maritime / aviation)

Figure 7 : Résumé comparatif des performances techniques des scénarios [7]

La dimension technique des deux scénarios de transition énergétique étudiés (DE* et GA*) permet de répondre à tous les usages finaux en 2050 sur une base horaire, avec plusieurs similitudes :

- Consommation d'énergie finale réduite par rapport au scénario de référence (-27% à -33%), mais légèrement plus élevée dans le scénario GA* (+8% par rapport à DE*) en raison de la moindre efficacité énergétique des usages finaux (gaz et combustibles liquides vs. électricité)

[7] Définition des critères de performance en Annexe 10

- Efficacité énergétique du système (énergie primaire vs. énergie livrée) **stable** par rapport au scénario de référence et très proche entre les scénarios (80% DE* vs. 78% GA*, limitée par l'efficacité des systèmes PtX et XtP)
- **Augmentation de l'indépendance énergétique** de l'UE d'ici 2050 par rapport au scénario de référence, avec environ 15% de l'énergie fournie provenant d'importations hors UE dans les deux scénarios de transition énergétique contre environ 55% en 2025

DE* présente une capacité de production d'électricité installée plus élevée (3,1 TW contre 2,4 TW dans GA*), y compris une capacité ENR intermittente plus élevée (2,5 TW contre 2,4 TW dans GA*), dont une plus petite proportion sont des capacités hors connexion réseau dédiées à la production d'hydrogène (0,15 TW contre 0,4 TW dans GA*). Ainsi, DE* intensifie **la pression sur le déploiement et le financement des infrastructures électriques** (production, transmission et distribution, stockage et "flexibilités"), et crée un système **plus exposé aux ENR intermittents** avec une forte variabilité quotidienne, et donc aux risques climatiques :

- **32%** de l'énergie finale livrée au point de livraison est fournie par les ENR, contre 27% dans le scénario GA*.
- **+45%** de capacité d'injection du réseau électrique d'ici 2050, augmentant ainsi le pic d'injection et donc le besoin de renforcer les réseaux électriques de transport et de distribution.
- **+43%** de capacités de flexibilités pour l'absorption/injection sur le réseau électrique[8] dans le scénario DE*, partiellement soutenu par des technologies/services pas encore totalement éprouvés (grandes flottes de véhicules électriques exploitées en Vehicle to Grid ("V2G") pilotables et agrégées pour soutenir les réseaux).
 - **Aux Pays-Bas**, la pression imposée par "l'interdiction du gaz", compensée par une électrification intense du système, s'est avérée trop lourde, mettant en péril le système électrique (résilience du système)[9]

Le système énergétique GA*, en comparaison, s'appuie sur l'utilisation des infrastructures gazières décarbonées (hydrogène et méthane), qui fournit une flexibilité saisonnière via des vecteurs énergétiques stockables à long terme, améliorant ainsi la résilience du système aux risques climatiques, la capacité à mieux sécuriser le système électrique décarboné lui-même, et optimisant les investissements requis dans le domaine de l'électricité (voir ci-dessous, équilibre économique et évaluation de la performance de chaque scénario) :

[8] Flexibilités intra journalières (V2G, DSR, batteries, PSH) et production distribuée (autres non REN, CCGT décarbonés)

[9] The Dutch gas ban and stakeholder actions, 03/2022 GRDF & Kiwa

- 1,4 kTWh de production de biométhane domestique (+40% par rapport au scénario DE*), maximisant le potentiel de biométhane de l'UE d'ici 2050[10] et nécessitant une plus grande extension du réseau de méthane (+30% en longueur par rapport à DE*) pour connecter les sites de production de biométhane. •
- 570 GW d'électrolyse (+43% par rapport à DE*), dont plus de la moitié alimentée par des capacités ENR hors réseau injectant directement dans les unités d'électrolyse, nécessitant des infrastructures de transmission et de stockage d'hydrogène plus importantes (respectivement 45,000 km et 125 TWhWGV[11] , soit +10% / +25% vs DE*) pour fournir les molécules aux points de consommation finaux.

Enfin, **la pression foncière** du système énergétique (pression foncière directe[12] / énergie primaire) est **1,7 fois plus élevée** dans le scénario DE* (290 ha/TWh contre 175 ha/TWh dans le scénario GA*) en raison d'une plus grande dépendance aux technologies renouvelables électriques, en particulier le PV à grande échelle, nécessitant plus de terres que les unités de production de biométhane par exemple.

[10] Possibilité de réduire de 10% en augmentant la production domestique vs. imports de biométhane au même niveau que le scénario GA* (soit, potentiel maximum de biométhane de 1,4 TWh en 2050 dans l'UE27) – avec un impact sur le CH4 et coût actualisé du réseau de distribution

[11] Working Gas Volume (stockage en cavité saline)

[12] Surface occupée exclusivement par les assets de production énergétique (électricité, H2, CH4s) et en compétition avec toute autre activité

Performance économique : Une équation économique améliorée pour le scénario "complémentarité des énergies", avec des CAPEX investis dans le système énergétique réduits de 700 milliards d'euros (15%) d'ici 2050, et un TOTEX actualisé optimisé de 1500 milliards d'euros (7%) en termes de coûts de mise en place et d'exploitation du système sur 30 ans

Critères de performances économiques	Unité	DE* 2050	GA* 2050	Commentaires
CAPEX totaux investis à 2050	k Md€	5,4	4,7	* +15% de CAPEX investis dans le cas du scénario DE*, soit ~700 Mds€
CAPEX production (élec + H2 + CH4 + combustibles liq.)	k Md€	3,3 (62%)	3,2 (69%)	* Des CAPEX de production similaires dans les 2 scénarios avec davantage d'invest. ENR (DE*) vs électrolyse/méthanisation (GA*)
CAPEX flexibilité (élec + stockage H2 – hors V2G ¹)	k Md€	0,26 (5%)	0,17 (4%)	* +53% d'investissements dans le scénario DE* liés à un besoin en flexibilité élec plus important pour assurer la résilience du système
CAPEX T&D (élec + H2 + CH4)	k Md€	1,8 (34%)	1,3 (27%)	* +38% d'investissements dans le scénario DE*, causés par les besoins supérieurs en renforcement du réseau élec. (~1,7 vs. ~1,1 k Md€)
TOTEX (installation et opération) sur 30 ans	k Md€	22,7	21,3	* Un surcoût de +7%, soit ~1,5 kMds€ en TOTEX actualisés de mise en place et d'opération du système énergétique DE* vs GA*
TOTEX Résidentiel	k Md€	4,4 (19%)	4,2 (20%)	* L'électrification des usages plus forte dans le scénario DE* entraîne une hausse de 5% des investissements DE* vs. GA*
TOTEX Tertiaire	k Md€	3,2 (14%)	2,9 (14%)	* L'électrification des usages plus forte dans le scénario DE* entraîne une hausse de 10% des investissements DE* vs. GA*
TOTEX Transport	k Md€	5,5 (24%)	5,3 (25%)	* Mix énergétique plus équilibré dans le cas GA* (28% élec, 33% H2, 28% comb. Liq) entraînant une diminution de 3% des invest. Vs. DE*
TOTEX Industrie	k Md€	7,9 (35%)	7,5 (35%)	* L'électrification des usages plus forte dans le scénario DE* entraîne une hausse de 7% des investissements DE* vs. GA*
Coût complet d'approvisionnement annualisé – bâtiment résidentiel normé	€/an	671	639	* +5% sur le coût d'approvisionnement DE* vs. GA*, notamment en raison d'une électrification plus forte des usages dans le résidentiel
Coût complet d'approvisionnement annualisé - bâtiment tertiaire normé	€/an	8 940	8 100	* +10% sur le coût d'approvisionnement DE* vs. GA*, notamment en raison d'une électrification plus forte des usages dans le résidentiel
Coût complet d'approvisionnement annualisé - site industriel	€/an	955 k	895 k	* +7% sur le coût d'approvisionnement DE* vs. GA*, notamment en raison d'une électrification plus forte des usages dans l'industrie
Balance commerciale : budget d'importations	k Md€	69,2	66,7	* +4% de dépenses dédiées aux importations énergétiques DE* vs. GA*, notamment en raison du E-méthane importé

Figure 8 : Résumé comparatif des performances économiques des scénarios[13]

La plus grande complémentarité des énergies dans GA* permet d'activer 3 principaux effets d'optimisation économique au point de livraison :

- En moyenne, une **production d'énergies renouvelables plus élevée** sur GA* pour une base électrique installée plus petite, et des sources de production ENR captives (Power-to-H2) qui complètent celles mobilisées pour l'injection électrique directe.
- Des **coûts de transmission de l'énergie optimisés**, grâce à une réduction du besoin de renforcement du réseau électrique (transport et distribution) et à un transfert partiel des volumes d'énergie transportés/distribués vers les systèmes gaziers (plus efficaces sur de longues distances et partiellement existants).
- Une réduction de la base installée de flexibilités nécessaires pour **équilibrer le système électrique** (stockage par batterie, CCGT "vertes").

Le "**mur d'investissement**" CAPEX (5 400 milliards d'€ dans DE* et 4 700 milliards d'€ dans GA*) associé au système d'approvisionnement énergétique d'ici 2050 est **réduit de 15%** dans le scénario GA*, soit 700 milliards d'€.

[13] Définition des critères de performance en Annexe 11 Annexe 18

En effet, la réduction d'environ 25% des investissements dans la filière électricité (-1 100 milliards d'€)[14] n'est pas compensée par des investissements supplémentaires pour développer les chaînes de gaz verts et bas carbone et de "carburants liquides verts" dans l'UE (+400 Md d'€)[15], en particulier parce que les infrastructures de transmission et distribution de gaz existent en partie et sont plus efficaces sur de longues distances (réduction des coûts complets par MWh fourni).

- Dans le scénario DE*, environ **5 400 milliards d'€2023 de CAPEX** seront investis dans le système énergétique d'ici 2050 pour la production, la transmission et les flexibilités énergétiques pour tous les secteurs - à l'exclusion des investissements liés aux usages - dont environ 83% des investissements seront pour le secteur de l'électricité[16], avec environ 1/3 du CAPEX total uniquement pour le renforcement du réseau électrique.
- Une dépendance réduite à l'utilisation de l'électricité (environ 10% de réduction de la demande finale d'électricité dans le scénario GA*) signifie une réduction d'environ 35% de la pointe d'injection d'électricité et une réduction d'environ 32% de la base ENR installée pour l'injection directe dans le réseau électrique, entraînant une **réduction d'environ 25% du CAPEX investi** (-1 100 milliards d'€2023)[17] dans la chaîne électrique (production, réseaux et flexibilités).
- Les économies réalisées dans le scénario GA* **ne sont pas compensées par des investissements supplémentaires** pour développer les chaînes de gaz et de carburants liquides verts et bas carbone dans l'UE : +214 milliards d'€ d'investissement dans la filière hydrogène, +132 milliards d'€ dans la filière méthane et -8 milliards d'€ dans les carburants liquides verts (biocarburants/e-carburants).
- La plus grande utilisation des **vecteurs de gaz verts et bas carbone offre une infrastructure moins coûteuse** à développer que pour DE, qui présente les investissements clefs suivants : 1700 milliards d'€ (réseau élec T&D) + 100 milliards d'€ (réseau et stockage d'hydrogène) + 15 milliards d'€ (réseau de méthane) vs GA : 1 100 milliards d'€ (réseau élec T&D) + 130 milliards d'€ (réseau et stockage d'hydrogène) + 20 milliards d'€ (réseau de méthane).

[14] Économies totales de 1 100 milliards d'€ réparties comme suit : 600 milliards d'€ provenant des réseaux électriques T&D, 300 milliards d'€ de la capacité ENR intermittente (hors ENR dédiées à la production d'hydrogène) et 200 milliards d'€ des flexibilités intrajournalières et de la production pilotable

[15] Investissement supplémentaire total de 400 milliards d'€ réparti comme suit : 240 milliards d'€ pour les capacités de production de H2 (incluant les ENR dédiées), 30 milliards d'€ pour les infrastructures de T&S d'H2, 130 milliards d'€ pour les capacités de production de CH4s (biométhane) et 5 milliards d'€ pour les infrastructures de distribution de CH4.

[16] En excluant les CAPEX V2G considérés comme des investissements liés aux usages

[17] Économies totales de 1 100 milliards d'€ réparties comme suit : 600 milliards d'€ provenant des réseaux électriques T&D, 300 milliards d'€ de la capacité ENR intermittente (hors ENR dédiée à la production d'hydrogène) et 200 milliards d'€ des flexibilités intra journalières et de la production pilotable

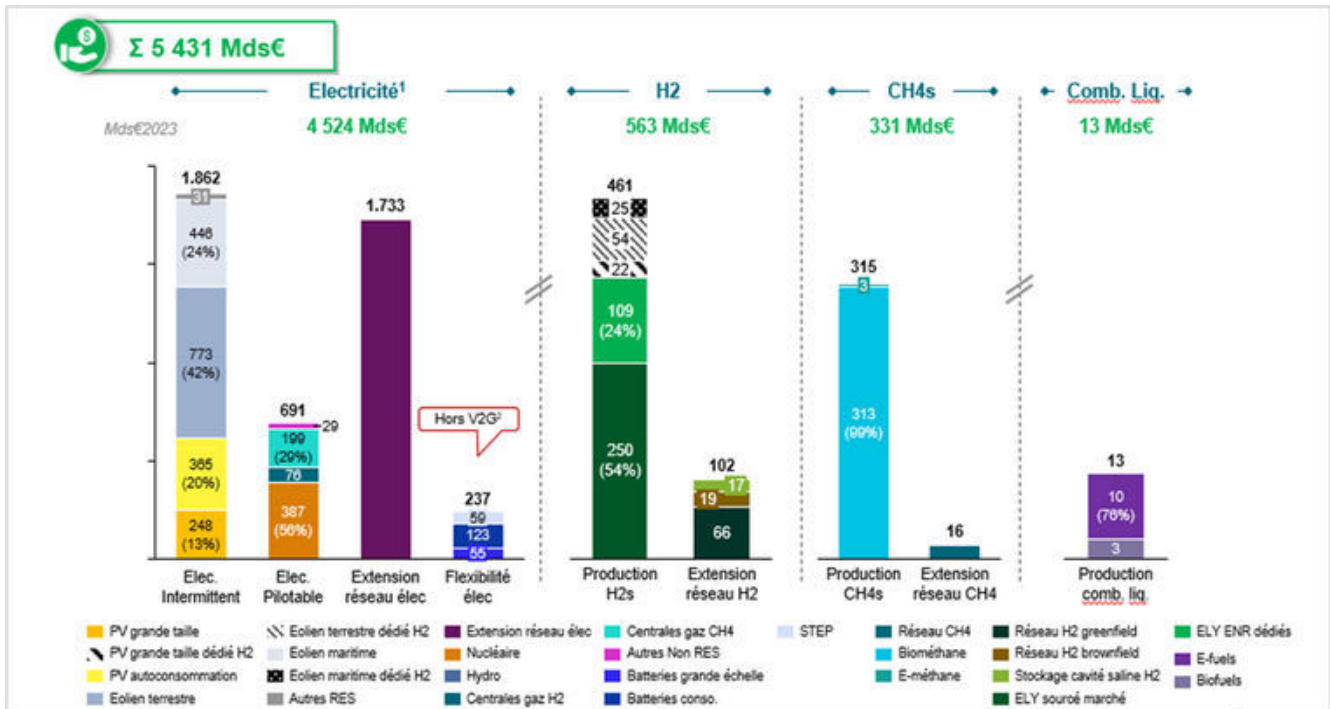


Figure 9 : CAPEX totaux investis à 2050 dans le scénario DE*, en Md€ 2023 [18]

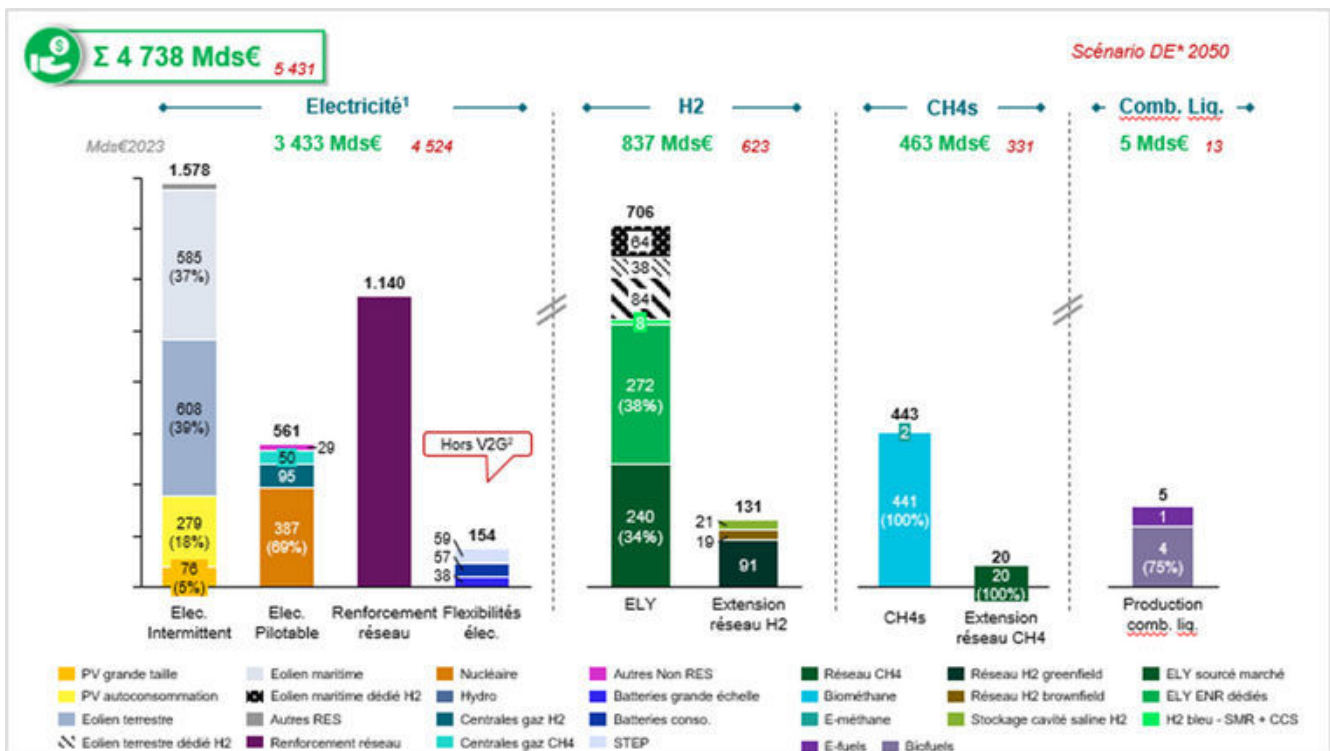


Figure 10 : CAPEX totaux investis à 2050 dans le scénario GA*, en Md€ 2023

De plus, bien que l'efficacité énergétique en aval soit légèrement dégradée dans le scénario GA*, le **TOTEX actualisé pour la mise en place et l'exploitation du système énergétique sur 30 ans est réduit d'environ 7 à 8% versus DE***, soit environ 1 500 milliards d'€.

[18] Les CAPEX électriques n'incluent pas les capacités renouvelables dédiées à la production d'hydrogène (capacités hors réseau).

- Une optimisation des TOTEX électriques de GA* au regard de DE* de plus de 2900Mds d'€ sur 30 ans, expliquée essentiellement par :
 - Une réduction d'environ 32% de la base installée d'ENR pour l'injection directe sur le réseau, optimisant la base installée dans le scénario GA* en exploitant des rendements plus élevés en moyenne et réduisant ainsi le LCOE moyen de production ENR de 10 à 15% (éolien terrestre et PV).
 - Une réduction de l'utilisation des flexibilités électriques et des capacités pilotables (CCGT au gaz vert et bas carbone) nécessaires pour assurer la résilience du système.
 - Une réduction de l'injection de pointe d'environ 35% avec un impact d'environ 35% sur le LCO des capacités de transport / distribution électriques (-€6/MWhe)
- Une augmentation de la part d'autres énergies dans le mix GA*, notamment le méthane (+35% des utilisations finales) et l'hydrogène (+28% des utilisations finales), qui nécessitent des coûts d'installation et d'exploitation relativement plus faibles (méthane / hydrogène / Carburants liquides : soit +1,5 milliers de milliards d'€2023 en TOTEX actualisé par rapport au scénario DE*).
 - Principalement grâce à des coûts de transport et de stockage des molécules plus faibles que pour le système électrique : +0,2 milliers de milliards d'€2023 pour l'hydrogène (bien que les coûts d'infrastructure restent incertains/moins maîtrisés à ce stade), et +15 milliards d'€2023 pour le renforcement du réseau de méthane

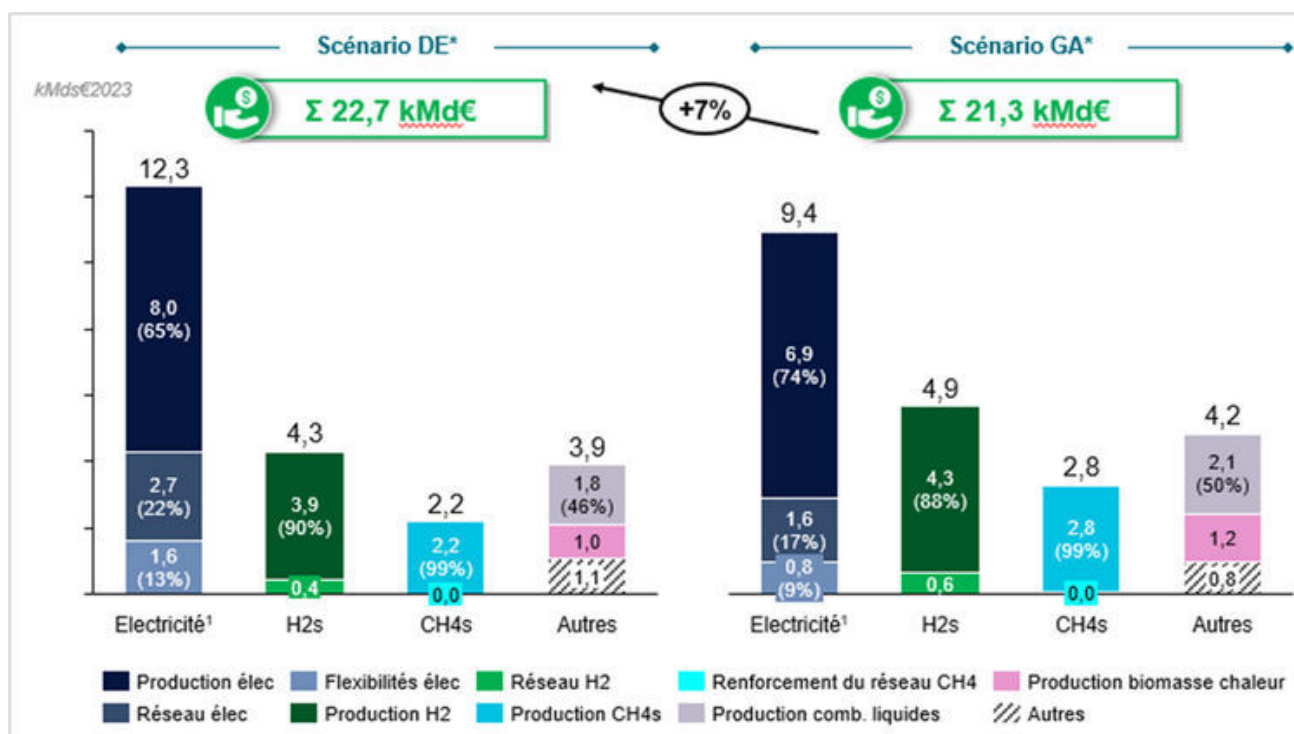


Figure 11 : TOTEX pour toutes les énergies actualisées sur 30 ans pour les 2 deux scénarios au point de livraison, en milliers de milliards d'€ 2023

En conséquence, le **coût total de l'approvisionnement est optimisé pour tous les secteurs**, avec une moyenne de -10% dans le tertiaire et -7% dans l'industrie, **stimulant la compétitivité et le revenu disponible** pour les utilisateurs finaux, avec un impact supplémentaire sur la préservation et la croissance des activités économiques, et donc sur l'emploi et le pouvoir d'achat des acteurs économiques.

- Un scénario DE* avec un coût supplémentaire initial au point de livraison pour tous les secteurs combinés de +16% par MWh d'énergie extraite (+10€/MWh), réduit à +7% sur le coût complet moyen d'approvisionnement, en raison de l'efficacité améliorée des équipements électriques et d'un bilan énergétique final réduit.
- Une prime de coût du scénario DE* avérée pour chaque secteur, avec des variations entre +3% et +24% sur le coût d'approvisionnement complet annuel moyen et en fonction du mix énergétique consommé, par exemple :
 - +5% sur les coûts d'approvisionnement complet toutes énergies pour un ménage standard de l'UE (100m2)
 - +7% sur les coûts d'approvisionnement complet toutes énergies pour un petit site[19] industriel en UE
 - +10% sur les coûts d'approvisionnement complet toutes énergies pour un bâtiment commercial standardisé en UE (570m2)

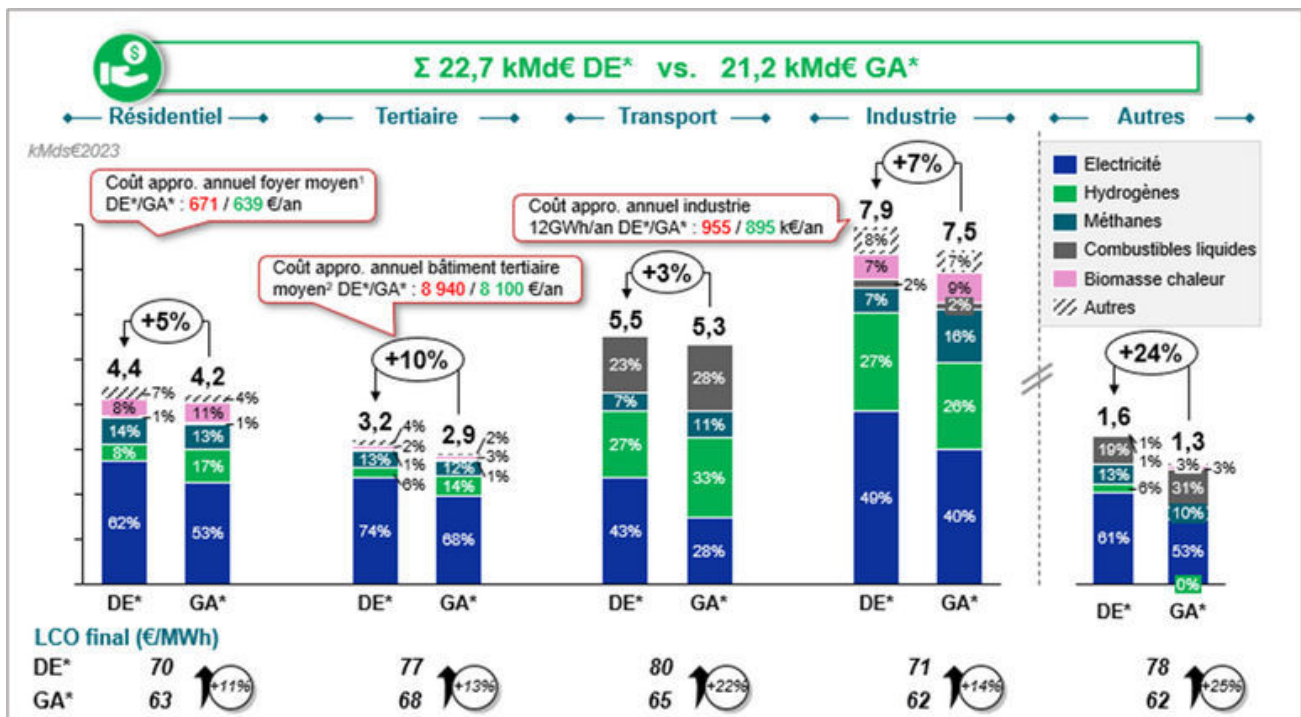


Figure 12 : TOTEX actualisés sur 30 ans réparti par secteurs d'utilisation pour les scénarios DE* et GA*, en milliers de milliards d'€2023[20]

[19] Estimation basée sur le cas réel de facture énergétique d'un constructeur de wagon en France

[20] Total residential area EU27: 20 bn m2; Standard residential: 100 m2 and Total tertiary area EU27: 6.8 billion m2; Average tertiary building: 570 m2

Performance sociale : les complémentarités entre les énergies génèrent une valeur sociale améliorée (économique, emploi, acceptation du changement)

Critères de performances sociales	Unité	DE* 2050	GA* 2050	Commentaires
Contraintes d'évolution du niveau de vie, des usages et comportements énergétiques	Qualitatif	+	+	• Maintien des usages et pratiques des différents acteurs économiques « sans contraintes » avec satisfaction de la demande dans les 2 scénarios à 2050
Intensité de la consommation directe ¹ de foncier supplémentaire	M ha	3,5	2,3	• Risque de conflits d'usage accru dans le scénario DE* lié à une plus forte consommation foncière dans le scénario DE* (+1,2 Mha) principalement due au plus fort développement ENR et notamment PV
Création d'emplois du nouveau système énergétique	M années ETP	35,9	36,6	• +0,7 M d'années ETP créés dans le scénario GA* grâce à davantage d'emplois permanents d'opération et maintenance
Emplois permanents	M années ETP	21,6	24,1	• +12% d'emplois permanents créés dans GA* liés à une consommation accrue de biométhane et chauffage biomasse, demandeurs en O&M
Emplois temporaires	M années ETP	14,4	12,5	• +15% d'emplois temporaires d'installation et de manufacture des équipements pour le scénario DE* davantage CAPEX-intensif (ENR)
Part de la Valeur Ajoutée (VA) système issue d'activités en UE	%	61%	62%	• La majorité des investissements de mise en place du système énergétiques sont issus d'activités en UE

Figure 13 : Résumé comparatif des performances sociales des scénarios [21]

Les deux scénarios supposent que les usages et pratiques des différents acteurs économiques seront maintenus "sans contraintes" et parviennent à satisfaire la demande. Cependant, le scénario GA* génère une valeur sociale supérieure à celle du scénario DE* pour plusieurs raisons :

- La performance économique améliorée dans GA* réduit le coût de l'énergie pour tous les utilisateurs finaux, améliorant le **pouvoir d'achat de la population**.
- Une plus grande partie de la **création de valeur** pourrait potentiellement être conservée sur le territoire local ou européen pendant la construction en raison de la provenance des équipements ENR et du budget réduit d'importation de gaz verts et bas carbone pour gérer l'intermittence au fil des ans.
- GA* renforce la **création d'emplois permanents** avec +12% d'ETP créés par rapport à DE*, soutenant ainsi les emplois locaux sur le long terme et limitant les externalités négatives des vagues de création d'emplois non permanents (recrutement intensif de la main-d'œuvre, formation, mobilisation et complexités de réallocation post phase d'investissements).
- GA* impose moins de contraintes sur les **changements nécessaires de comportement** des consommateurs d'énergie, liés à la substitution d'équipements ou de sources d'énergie et aux changements de modes de consommation (charge de mobilité électrique, pools "V2G", électrification massive des foyers, ...).
- GA* impose moins de contraintes sur l'acceptabilité sociale des perturbations de l'environnement local : changements de paysage et d'utilisation des terres, changements importants dans les structures d'attribution des terres, pollution sonore.

[21] Définition des critères de performance en Annexe 19

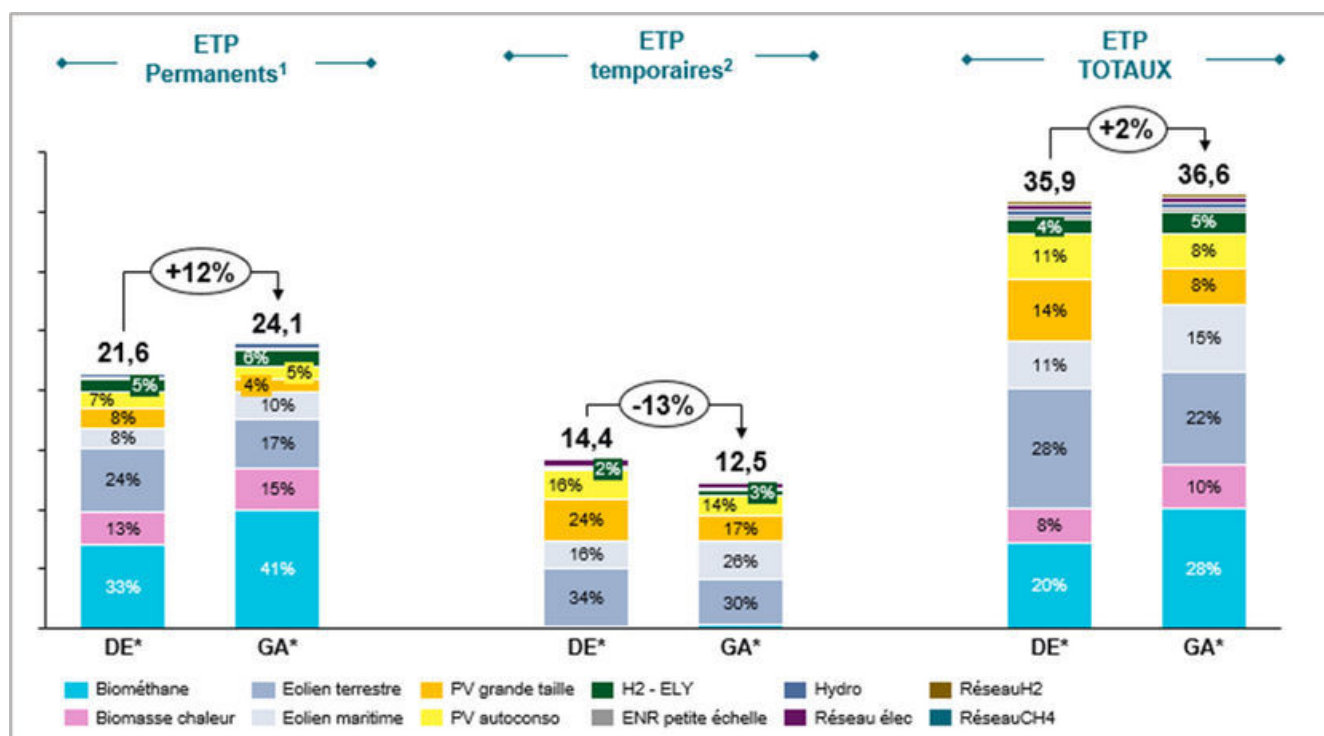


Figure 14 : Emplois créés par secteur technologique pour la mise en œuvre et l'exploitation du système sur 30 ans, en millions d'années équivalent temps plein (ETP)

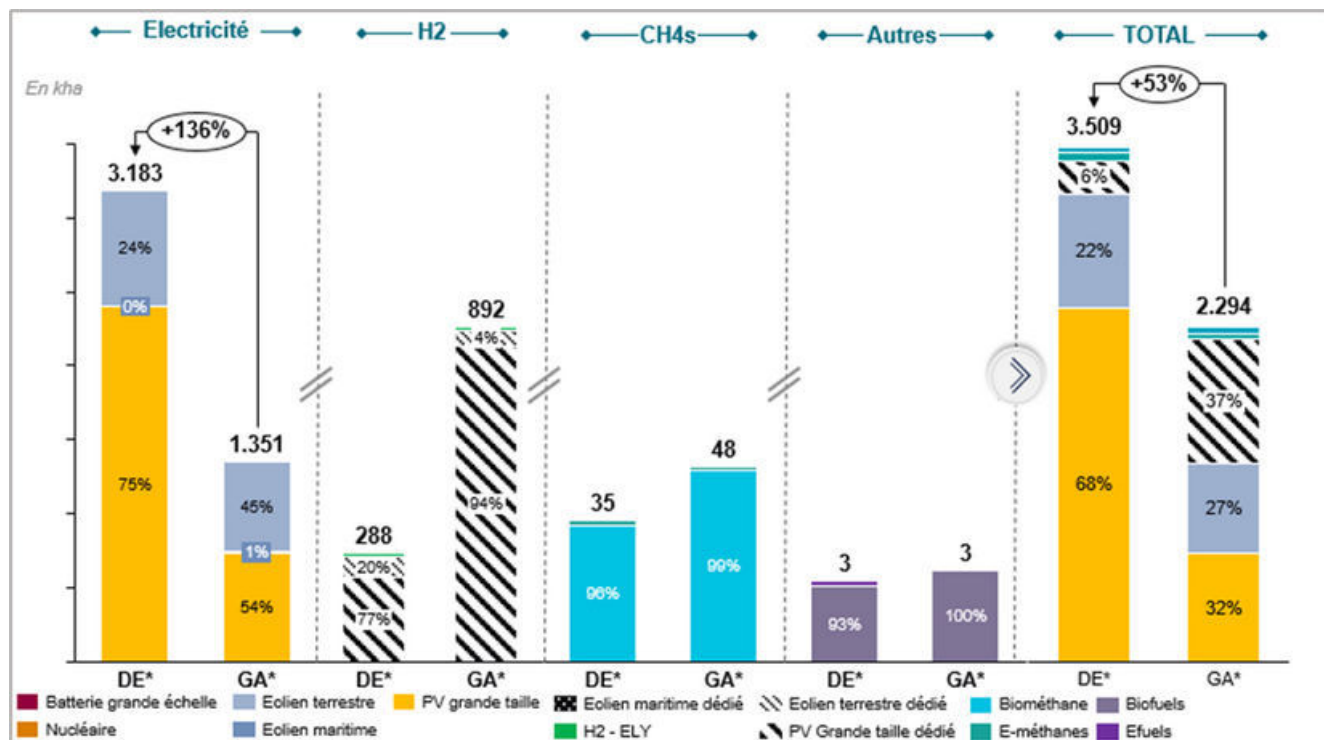


Figure 15 : Pression directe sur les terres par technologie dans les scénarios DE* et GA* jusqu'en 2050, en kha

Performance écologique et environnementale : la neutralité carbone est atteinte d'ici 2050 pour les deux scénarios, avec une pression foncière réduite et une valeur accrue pour le système agricole dans le scénario GA*

Critères de performances éco/env.	Unité	Base	DE* 2050	GA* 2050	Commentaires
Bilan et performance GES scope 1	MtCO2e q./an	4 474	0	0	• Scénarios dimensionnés pour atteindre la neutralité carbone à 2050 . Potentiel d'aller au-delà en intégrant des capacités de CCS et de DAC ¹ (non intégré)
Bilan et performance GES en ACV	MtCO2e q./an	n.a.	365	360	• +1% de GES dans le scénario DE en comptabilité ACV liés à l'installation accrue de capacités ENR avec des productibles dégradés et qui présente un challenge pour les filières ENR en termes de décarbonation , notamment PV principalement sourcée hors UE
Consommation de foncier supplémentaire	MHa	-	3,5	2,3	• +53% de pression foncière directe² liée principalement au plus fort développement des ENR et notamment PV dans le scénario DE
Autres externalités / synergies	Qualitatif	-	+	++	• Fort développement de la filiale biométhane (+40% de production dans le sc. GA*), avec un impact positif sur le système agricole notamment (stabilité des sols, fertilisants organiques, etc.)

Figure 16 : Résumé comparatif des performances écologiques et environnementales des scénarios [22]

Les deux scénarios sont **en ligne avec les Accords de Paris, atteignant la neutralité carbone** au scope 1 d'ici 2050 (hors potentiel supplémentaire de CCS et DAC, permettant un bilan annuel négatif).

- En ACV complète, les deux scénarios restent comparables, avec des disparités selon les vecteurs énergétiques (voir Annexe 16). Les émissions liées à la production électrique plus élevées dans le scénario DE* (notamment en raison des CCGT et du PV) et la production d'hydrogène sourcé marché (électrolyse alimentée par le réseau et non via des capacités ENR dédiées) sont compensées dans le scénario GA* par le développement plus important des ENR dédiées à l'électrolyse (notamment le PV), la production de biométhane et l'utilisation accrue des carburants liquides.

L'installation accrue de capacités ENR (injection sur le réseau et électrolyse d'énergie renouvelable dédiée) dans le scénario DE* dégrade ses performances écologiques et environnementales :

- **La pression foncière est accrue** par rapport au scénario GA* (notamment à cause d'une capacité PV supérieure), avec +53% de terres supplémentaires d'ici 2050, soit +1,2 M ha (2,3 contre 3,5 M ha), en concurrence avec d'autres activités et avec un risque accru de destruction des puits de carbone ou d'autres externalités négatives (impacts sur le paysage, pollution sonore, etc.).
- De plus, une production massive de biométhane domestique dans le scénario GA* (+40% de production domestique), à partir de cultures énergétiques intermédiaires par exemple, aura un impact positif sur **l'écosystème agricole de l'UE et soutiendra sa transition** : stabilité et protection des sols, production d'engrais organiques, gestion des déchets.

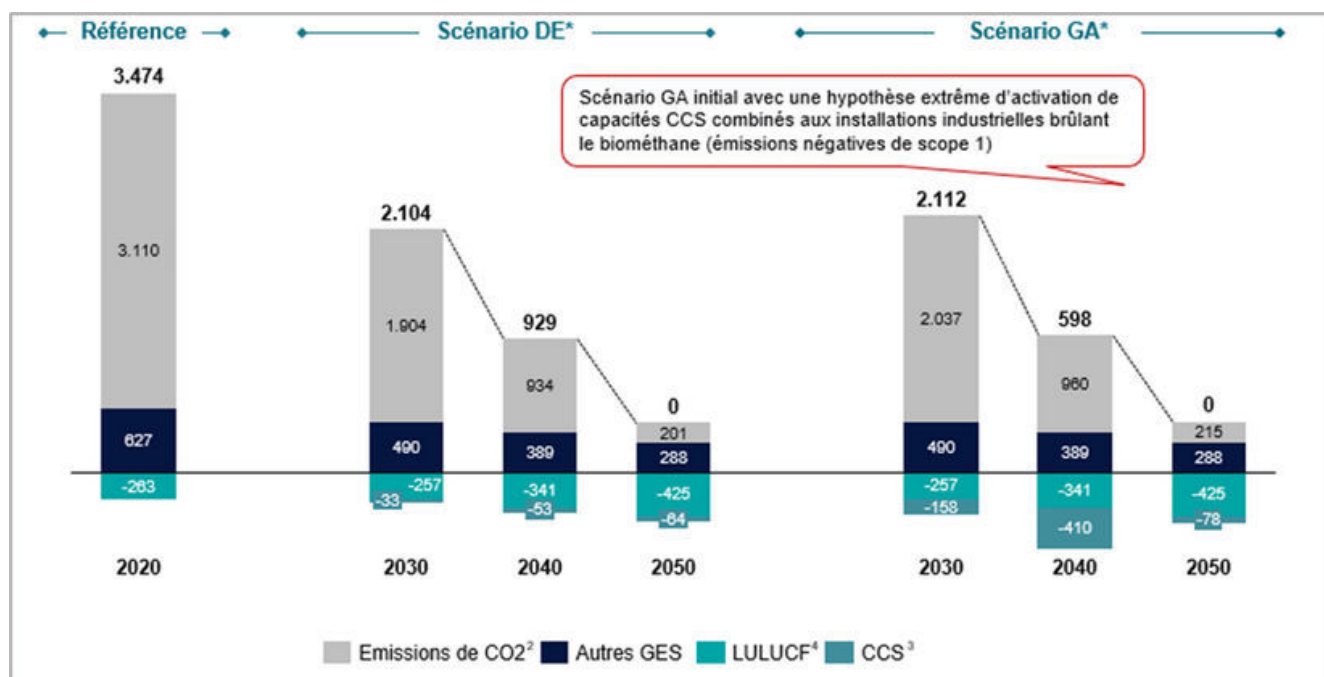


Figure 17 : Emissions de gaz à effet de serre sur le périmètre 1 dans les deux scénarios, en MtCO₂eq/an[23],[24]

[23] La version du scénario GA* du TYNDP atteint un bilan carbone négatif (-584 MtCO₂eq.) en raison des capacités supplémentaires de CCS combinées à des installations industrielles de combustion de biométhane. Ceci n'a pas été intégré ici afin de maintenir l'homogénéité entre les scénarios

[24] Emissions au périmètre 1, territoire européen (calculées sur la base de la consommation d'énergie primaire)

Risques liés à chacun des scénarios - des risques accrus surviennent dans la mise en œuvre et le fonctionnement opérationnel du système énergétique dans le scénario DE*, liés à une performance technique, économique et sociale dégradée

Risques techniques			CVA
Implémentation des systèmes	Pression sur le déploiement des infrastructures, en particulier électriques	• Risques et défis liés à l'industrialisation en menant des projets d'une envergure sans précédent, requérant la disponibilité d'une main-d'œuvre formée dans les secteurs d'investissement (en particulier pour les emplois temporaires)	
	Pression sur l'approvisionnement en matériaux (en particulier imports hors UE)	• Pression accrue sur la chaîne d'approvisionnement et les prix des matériaux essentiels à la production de batteries (cobalt, lithium, etc.) et d'éoliennes (éléments de terres rares) par exemple, nécessitant des efforts critiques en matière de sécurité d'approvisionnement, de conception d'équipements, de récupération et de processus de recyclage	
Opération des systèmes	Résilience systèmes	• Plus exposé aux ENR intermittentes avec une forte variabilité quotidienne, et donc aux risques climatiques • Exploitation réduite des infrastructures de gaz verts et bas carbone (hydrogène et méthane), offrant une flexibilité saisonnière (vecteurs énergétiques stockables à long terme)	
	Développement technique des solutions	• S'appuie sur des technologies centrées sur l'électricité non déployées à grande échelle aujourd'hui avec des hypothèses fortes : technologie et comportements V2G, électrification des transports lourds (aviation, maritime, solutions de mobilité pour poids lourds)	
Risques économiques			
Implémentation des systèmes	Pression sur le financement des infrastructures, en particulier électriques	• Capacité à financer cet effort supplémentaire ('mur d'investissement CAPEX') : besoin de fonds publics, difficulté à lever des fonds privés si d'autres risques ne sont pas réduits	
Opération des systèmes	Volatilité des prix de gros sur le marché de l'électricité	• Équilibrage du système et dominance des ENR intermittents entraînant une plus grande variation et donc volatilité des prix sur le marché de l'électricité, rendant plus difficile la maîtrise de la valeur pour les parties prenantes	
	Compétitivité industrielle	• Détérioration de la compétitivité des industries, ayant un impact sur la préservation (risque de délocalisation) et la croissance des activités économiques, et donc sur l'emploi et le pouvoir d'achat	
Risques sociaux			
Opération des systèmes	Acceptabilité sociale limitée	• Acceptabilité sociale limitée (empreinte foncière, nuisances, impacts sur la biodiversité, volatilité / niveau des prix de l'énergie, et pouvoir d'achat réduit, etc.)	

Conclusion – Un système qui exploite mieux les complémentarités entre les énergies (électricité, gaz et carburants verts et bas carbone) offre des avantages économiques et extra-financier, et appelle à des actions politiques

Sur la base de la comparaison des deux systèmes énergétiques, la complémentarité des énergies offre des avantages clairs aux pays de l'UE, non seulement sur le plan technique (résilience du système...) et économique (réduction des CAPEX et TOTEX...), mais aussi sur le plan social (emplois permanents...), le plan environnemental (préservation des terres...) et également en ce qui concerne l'atténuation des risques (gestion des risques industriels et complexité d'exécution).

Il est recommandé de travailler collectivement à la maille de l'UE afin de reconsidérer l'équilibre énergétique et les combinaisons optimales pour la transition énergétique, afin d'éviter de mettre trop de pression sur le système électrique. Cette recommandation appelle plusieurs actions spécifiques :

- La mise en œuvre d'une planification stratégique du système énergétique de l'UE, basée sur une modélisation techno-économique détaillée et neutre, et appropriation des résultats par les acteurs politiques.
- La définition d'objectifs clairs et quantifiés, et d'une combinaison cible optimale d'énergies (des usages à la production d'énergie primaire et aux importations) : maintenir une part optimale des usages de gaz et de carburants bas carbone qui peuvent être verdis (transport lourd, chaleur industrielle et domestique, etc.).
- Le soutien à la sécurisation des sources de gaz renouvelables stratégiques, en particulier pour l'augmentation de la production de biogaz, qui apparaît comme un levier critique pour atteindre ces équilibres améliorés.
- La collaboration dans le développement de la conception et de la construction de systèmes d'hydrogène vert à grande échelle : réseaux de transmission et de distribution dédiés à l'hydrogène et infrastructures de stockage centralisé d'hydrogène.

Contacts :

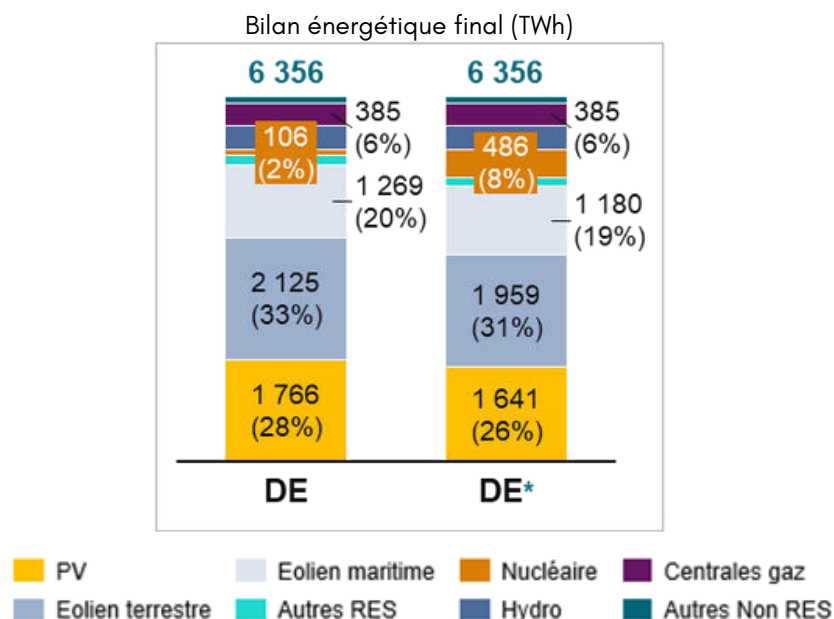
CVA : robin.eline@corporate-value.com
matthieu.crest@corporate-value.com

Confrontations Europe : bhallouet@confrontations.org

Annexes

Ajustements marginaux sur la base nucléaire intégrés au scénario DE* pour garantir une comparaison équilibrée 'toutes choses étant égales par ailleurs'.

- **Examen du scénario DE du TYNDP à la lumière de l'objectif de l'étude menée :** quasi-disparition de la part du nucléaire dans le scénario DE, activant potentiellement un recours à de nouvelles capacités ENR (déséquilibre rendant complexe la comparaison entre les scénarios).
- **Principe d'ajustement :** maintenir une proportion comparable d'énergie nucléaire entre les deux scénarios, afin de limiter les contraintes ENR intermittents sur le système énergétique (réseau électrique, flexibilité, territoire).
- **Approche et hypothèses utilisées pour ajuster le scénario DE :** Équilibrer la base nucléaire installée au même niveau que le scénario GA en remplaçant les nouvelles capacités ENR (au prorata par TWh) afin de rétablir un équilibre symétrique entre les scénarios.

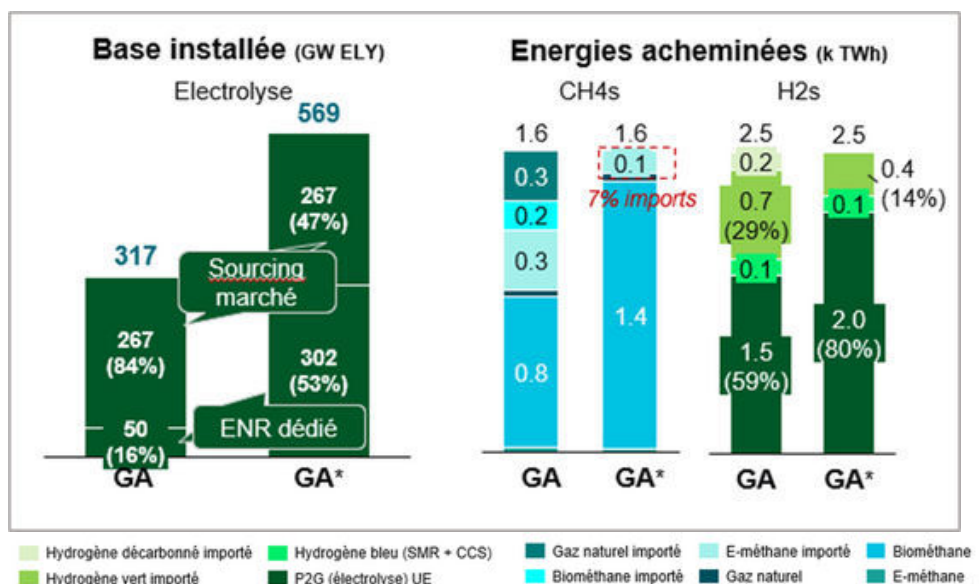


Annexe 1 : Ajustements marginaux sur la base nucléaire intégrés au scénario DE*

- **Impact technique** sur le **mix de production d'électricité** dans le scénario DE* ajusté par rapport au scénario DE initial du rapport TYNDP :
 - **Ajustement de la base nucléaire de 19 TW à 86 TW** de capacité installée en 2050 (identique à GA)
 - **Augmentation de 106 TWh d'électricité produite** à partir d'installations nucléaires (2% du total de l'électricité produite) à **486 TWh** dans le scénario DE* ajusté (8% du total de l'électricité produite).

Ajustements marginaux sur les importations de gaz verts et bas carbone intégrés au scénario GA* afin d'assurer une comparaison équilibrée "toutes choses étant égales par ailleurs"

- **Examen du scénario DE du rapport TYNDP à la lumière de l'objectif de l'étude réalisée** : Faible part de gaz vert domestique dans le scénario GA (TYNDP), qui active un recours plus important aux importations de gaz vert et bas carbone (source moins chère).
- **Principe d'ajustement** : Mobilisation plus forte des sources domestiques de biométhane, d'électrolyse et de capacités de production d'hydrogène (avec approvisionnement ENR dédié : hors réseau).
- **Approche et hypothèses utilisées pour ajuster le scénario DE** :
 - **Potentiel de production de biométhane** dans l'UE27 d'ici 2050 de **1400 TWh**[25], soit une augmentation de +600 TWh par rapport au scénario GA initial (TYNDP).
 - **Équilibrer le besoin d'importations d'hydrogène** entre les deux scénarios, en réduisant le volume importé dans le scénario GA au niveau des importations dans le scénario DE, et en gérant la production domestique à travers des ENR dédiées (approvisionnement PV principalement).



Annexe 2 : Ajustements marginaux sur les importations de gaz décarbonés intégrés au scénario GA*

[25] ENGIE (2021), Geographical analysis of biomethane potential and costs in Europe in 2050

Impact technique sur l'énergie gazière fournie dans le scénario GA* ajusté par rapport au scénario initial du TYNDP :

- **+600 TWh de production domestique de biométhane**, se substituant au gaz naturel et au biométhane importé.
- **+0,5 kTWh de production domestique d'hydrogène vert** (P2G par électrolyse avec un facteur de charge de 33%), provenant des ENR dédiées, augmentant ainsi la capacité installée d'électrolyse connectée aux ENR dédiées de 50 à 302 GW et la capacité totale d'électrolyse de 317 à 569 GW.

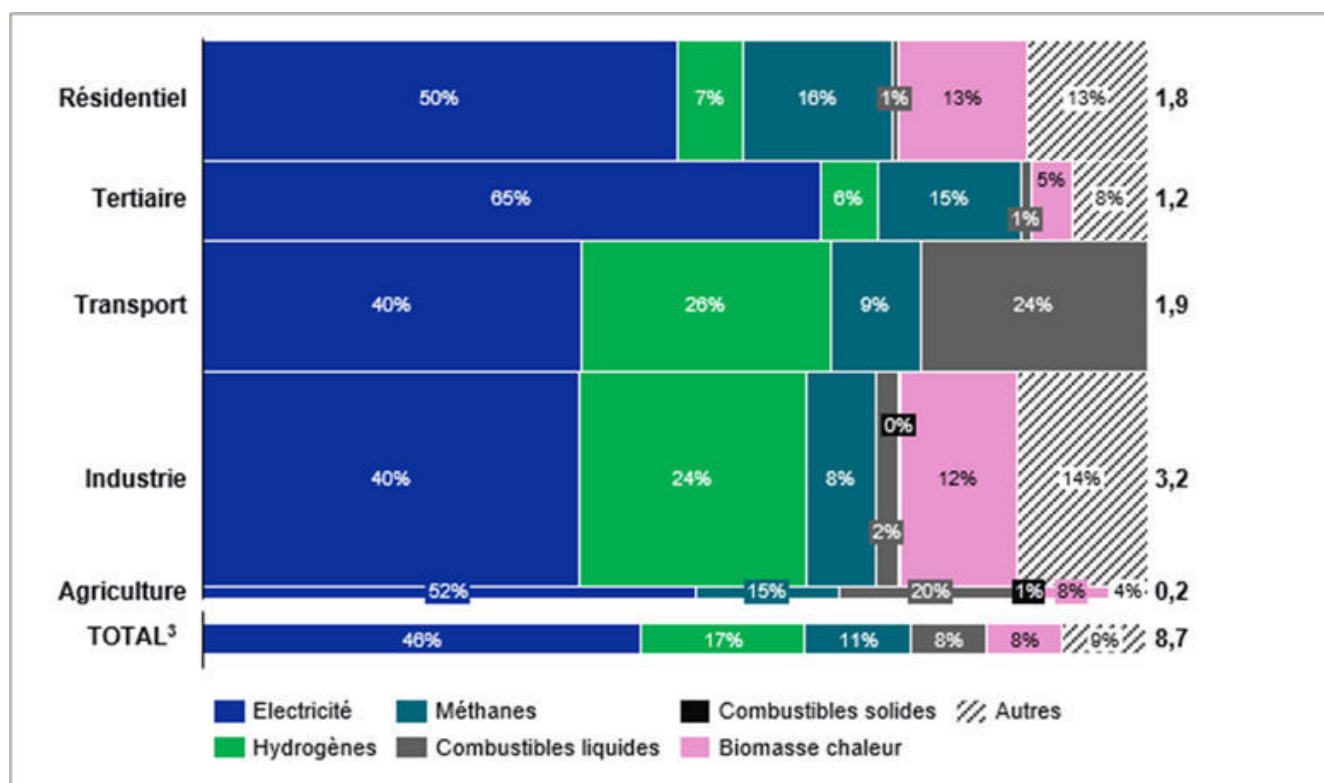
ANALYSE TECHNIQUE DES SCENARIOS ETUDIÉS

Types of levers considered	Sub-levers	Sector	Energy vector impacted	Quantitative elements
Passive EE levers	Thermal insulation of buildings (attic, walls, windows...)	Residential, tertiary and industrial	All (electricity, methane, biomass...)	• N/A
	Replacement of generation systems (boilers, heat pump, LEDs, hot / cold networks, household appliances)	Residential, tertiary	Mainly electricity	• ~50% of individual dwellings equipped with electric and hybrid heat pumps in 2050 in the DE scenario vs. 10% in the counterfactual scenario • From ~10% share of district heating in EU27 to ~20-25% in 2050 in the DE* scenario
	EE processes in industry (boilers, variable speed motors, equipment with better efficiency)	Industrial	All (electricity, methane, biomass...)	• +1% energy efficiency in industry per year (source: TYNDP report authors)
	Replacement of consumer equipment and energy change	Residential, tertiary	All (electricity, methane, biomass...)	• More than 75% of passenger cars and heavy-duty vehicles with combustion engines (ICE) in 2030 (DE scenario) vs 1-2% for passenger cars and 2-10% for heavy-duty vehicles in 2050
Active EE levers	"Smart" residential and industrial equipment, energy management and sobriety	Residential, tertiary and industrial	All (electricity, methane, biomass...)	• 399 GW (DE) of rooftop PV by 2050
	Reduction of demand with unchanged load curve – by access to consumption data, equipment control and consumption management (light intensity, heating control)	Residential, tertiary and industrial	All (electricity, methane, biomass...)	• N/A
Levers CoP	Equipment of end sites with energy management solutions - reduction of power requirements	Residential and industrial	Electricity	• 32 TWh (GA) of residential batteries by 2050 • 144 TWh (GA) of V2G service to 2050

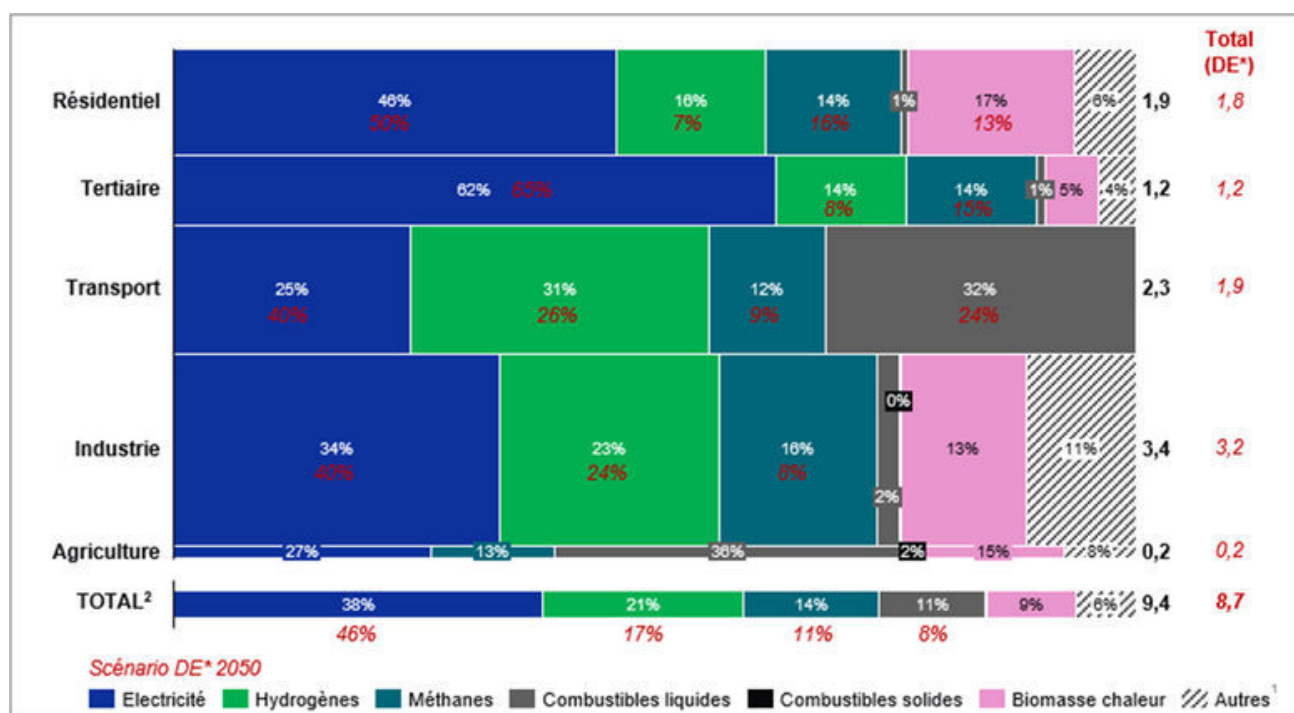
Annexe 3 : Leviers d'efficacité énergétique utilisés dans le scénario DE en 2050

Types de leviers considérés	Sous-leviers	Secteur	Vecteur énergétique impacté	Eléments de quantification
Leviers EE passifs	Isolation thermique des bâtiments (combles, murs, fenêtres...)	Résidentiel, tertiaires et industriels	Tous (électricité, méthane, biomasse...)	• N/A
	Remplacement des systèmes de génération (Chaudières, PAC, LED, réseaux chauds / froids, électroménager)	Résidentiel, tertiaires	Principalement électricité	• ~50% des logements individuels équipés en pompes à chaleur électrique et hybrides à 2050 dans le scénario GA (idem DE) vs 10% dans le scénario contrefactuel • De ~10% de part de chauffage urbain en EU27 à ~20-25% en 2050 dans le scénario GA (idem DE)
	Process d'EE dans l'industrie (boilers, moteurs à vitesse variable, équipements à meilleurs rendements)	Industriels	Tous (électricité, méthane, biomasse...)	• +1% d'efficacité énergétique dans l'industrie par an (source: auteurs rapport TYNDP) (idem DE)
	Remplacement des équipements de conso. et changement d'énergie	Résidentiel, tertiaires	Tous (électricité, méthane, biomasse...)	• Plus de 75% des véhicules particuliers et poids lourds à moteurs à combustion (ICE) en 2030 vs 1-2% pour les véhicules particuliers et 2-10% pour les poids lourds à 2050 (idem DE)
Leviers EE actifs	Équipements résidentiels et industriels « intelligents », maîtrise de l'énergie et sobriété	Résidentiel, tertiaire et industriels	Tous (électricité, méthane, biomasse...)	• 399 GW (561 GW) de PV sur toiture à 2050
	Réduction de la demande à courbe de charge inchangé – par accès aux données de conso, pilotage des équipements et gestion conso (intensité lumineuse, pilotage chauffage)	Résidentiel, tertiaire et industriels	Tous (électricité, méthane, biomasse...)	• N/A
Leviers MDP	Équipements des sites finaux en solutions de pilotage énergétique - réduction besoins en puissance	Résidentiel et industriels	Electricité	• 32 TWh (34 TWh) de batteries résidentielles à 2050 • 144 TWh (297 TWh) de service V2G à 2050

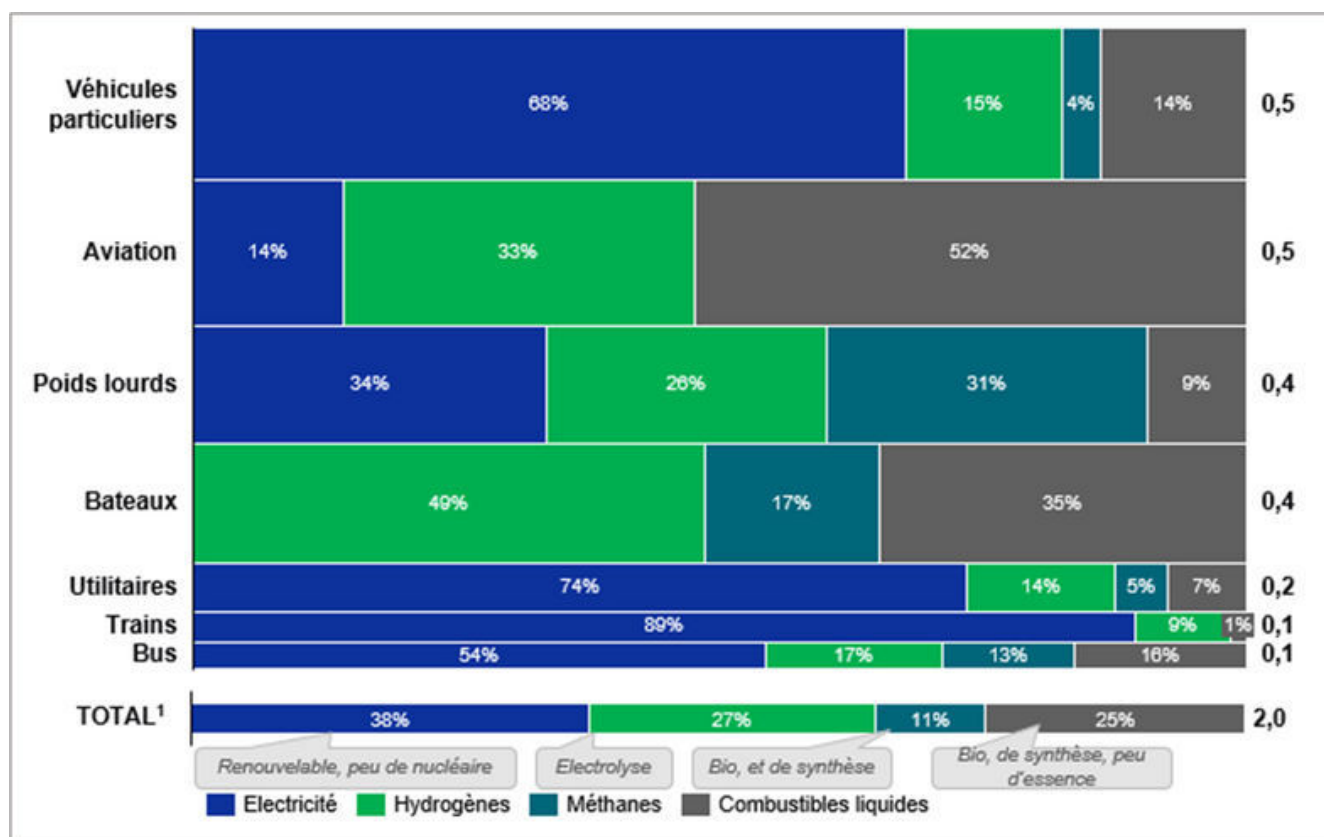
Annexe 4 : Leviers d'efficacité énergétique utilisés dans le scénario GA en 2050



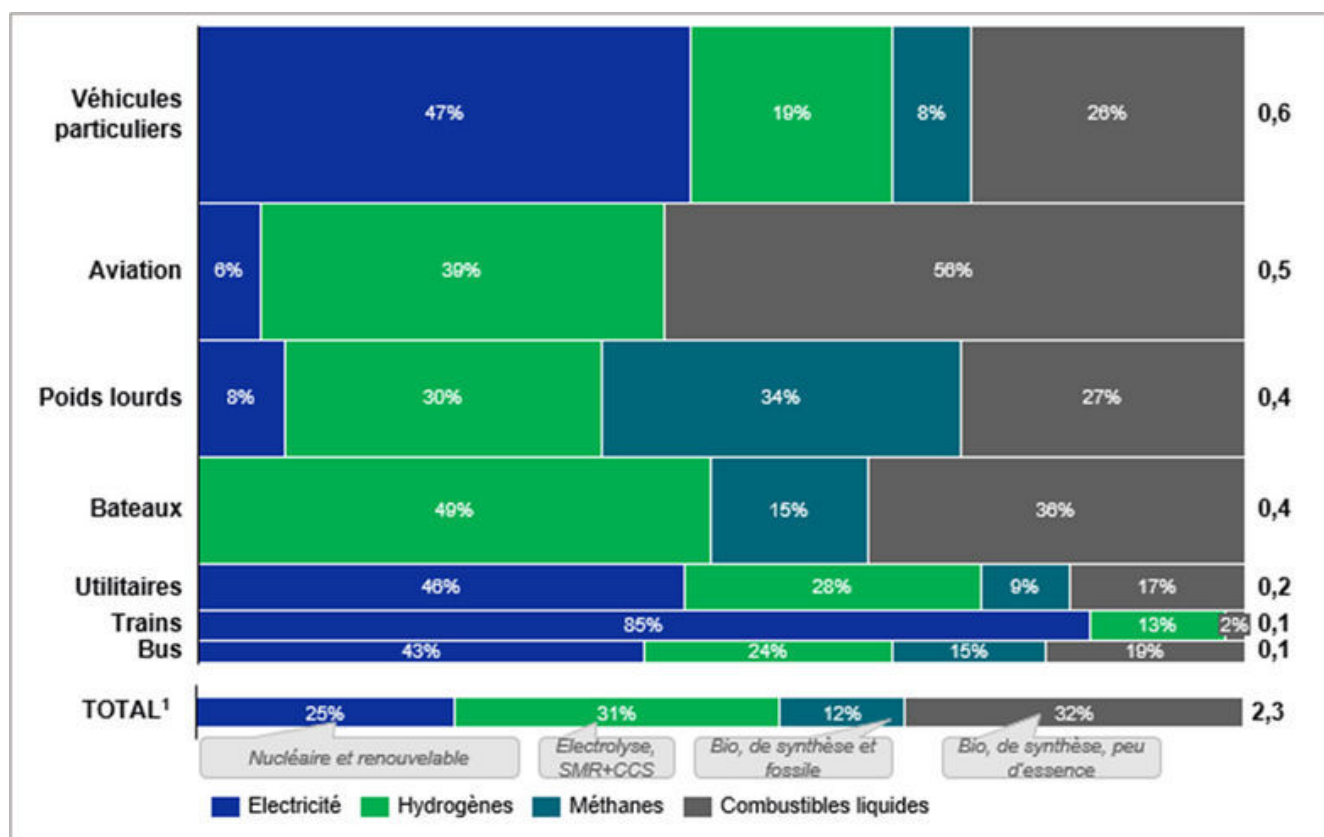
Annexe 5 : Consommation finale d'énergie par secteurs par secteur d'activité et par vecteur énergétique, scénario DE* 2050, en milliers de TWh/an



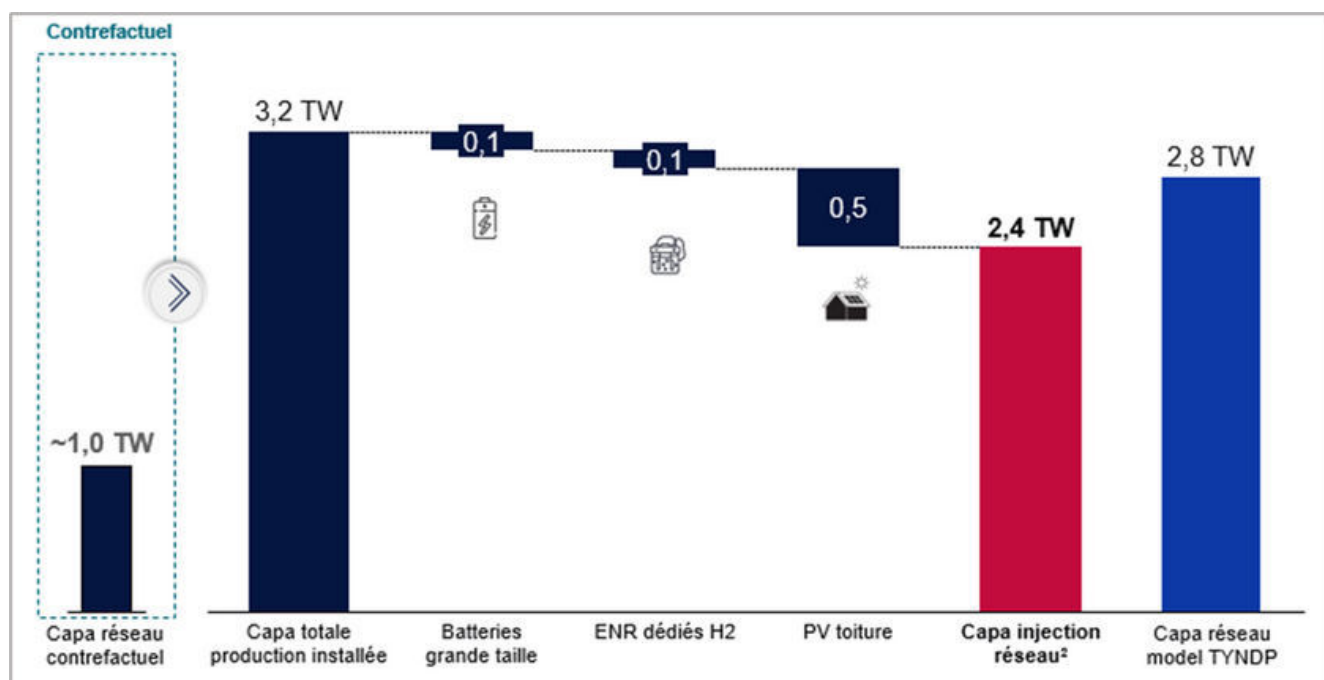
Annexe 6 : Consommation finale d'énergie par secteurs par secteur d'activité et par vecteur énergétique, scénario GA* 2050, en milliers de TWh/an



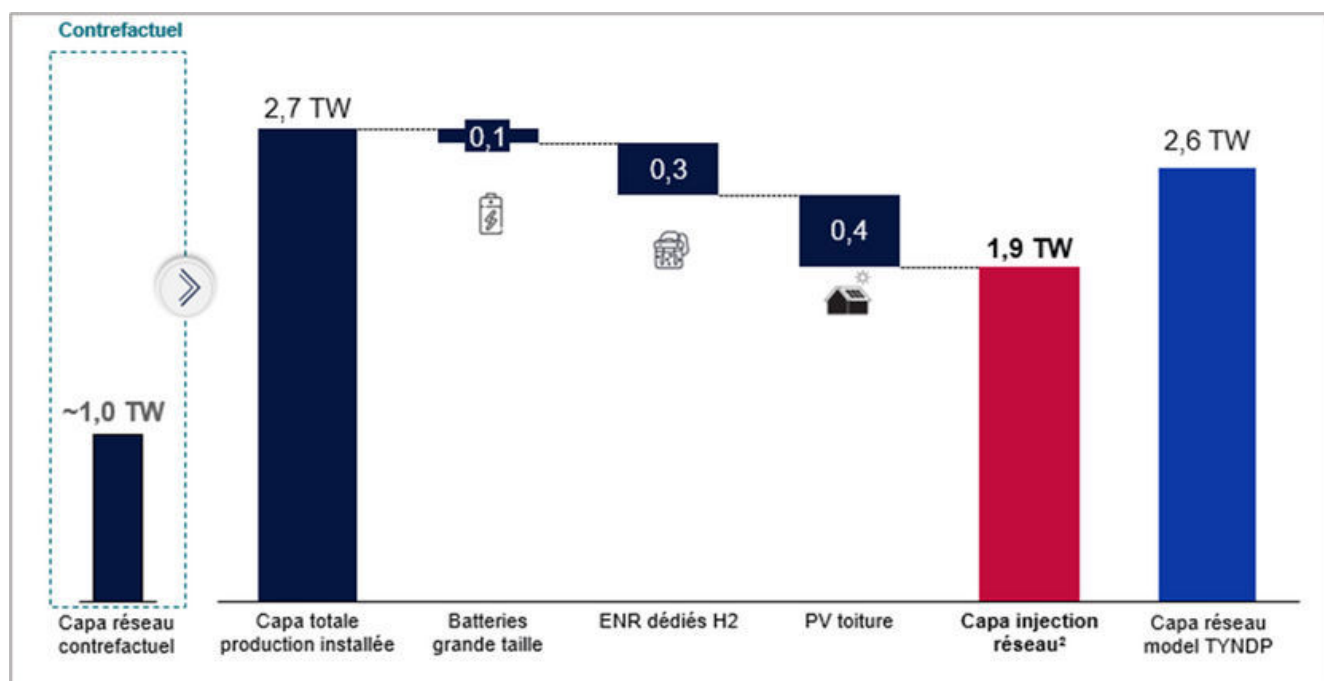
Annexe 7 : Vecteurs énergétiques par type de transport, scenario DE*
2050, en milliers de TWh/an



Annexe 8 : Vecteurs énergétiques par type de transport, scenario DE*
2050, en milliers de TWh/an



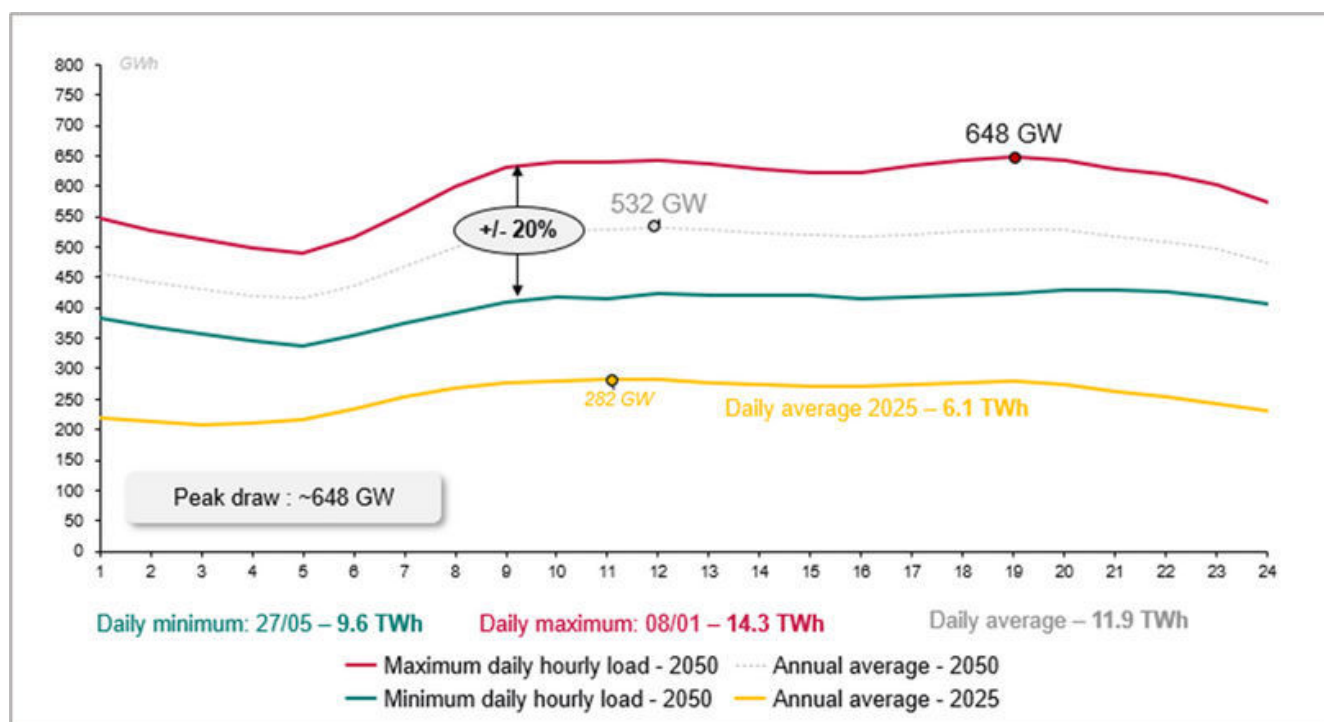
Annexe 9 : Evolution des capacités d'injection sur le réseau électrique en 2050 pour DE*, en TW [26],[27]



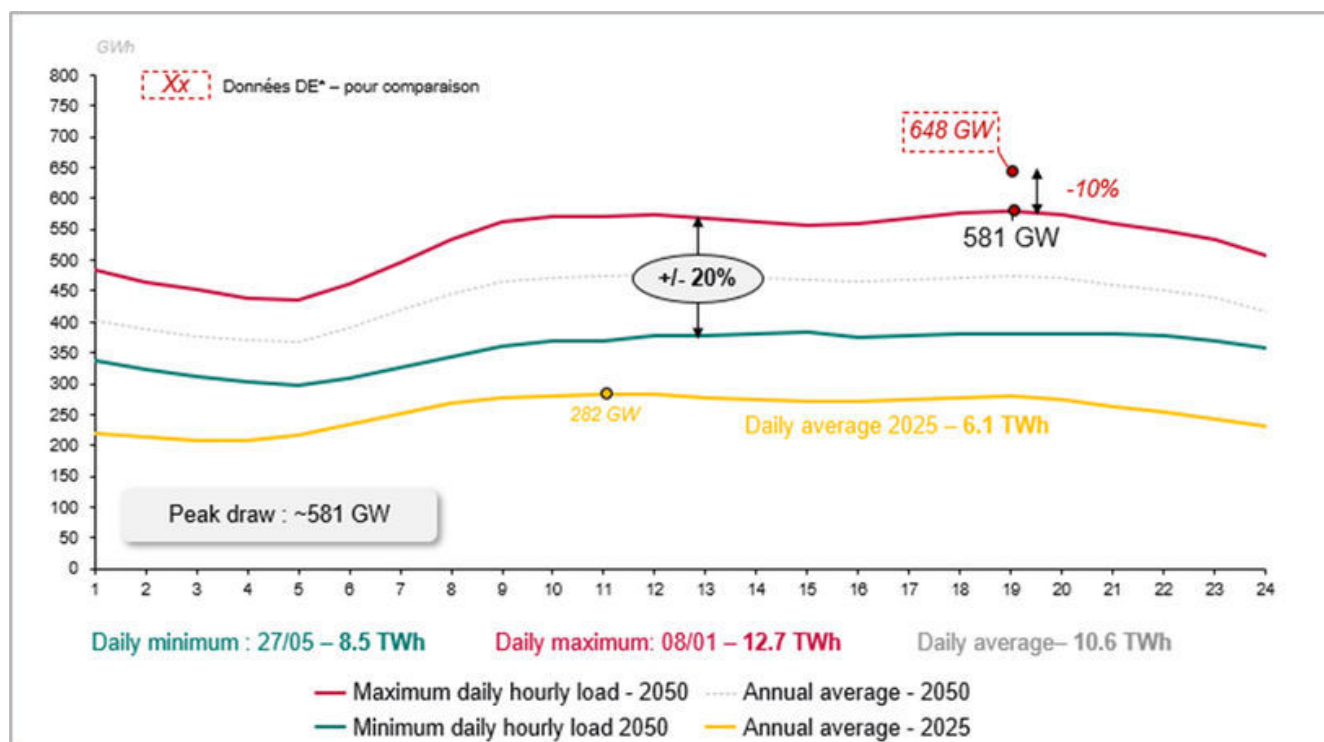
Annexe 10 : Evolution des capacités d'injection sur le réseau électrique en 2050 pour GA*, en TW

[26] Scénario contrefactuel 2025

[27] Capacité d'injection = capacité de production électrique totale - PV toiture - ENR dédiées à la production d'H2 - Batteries

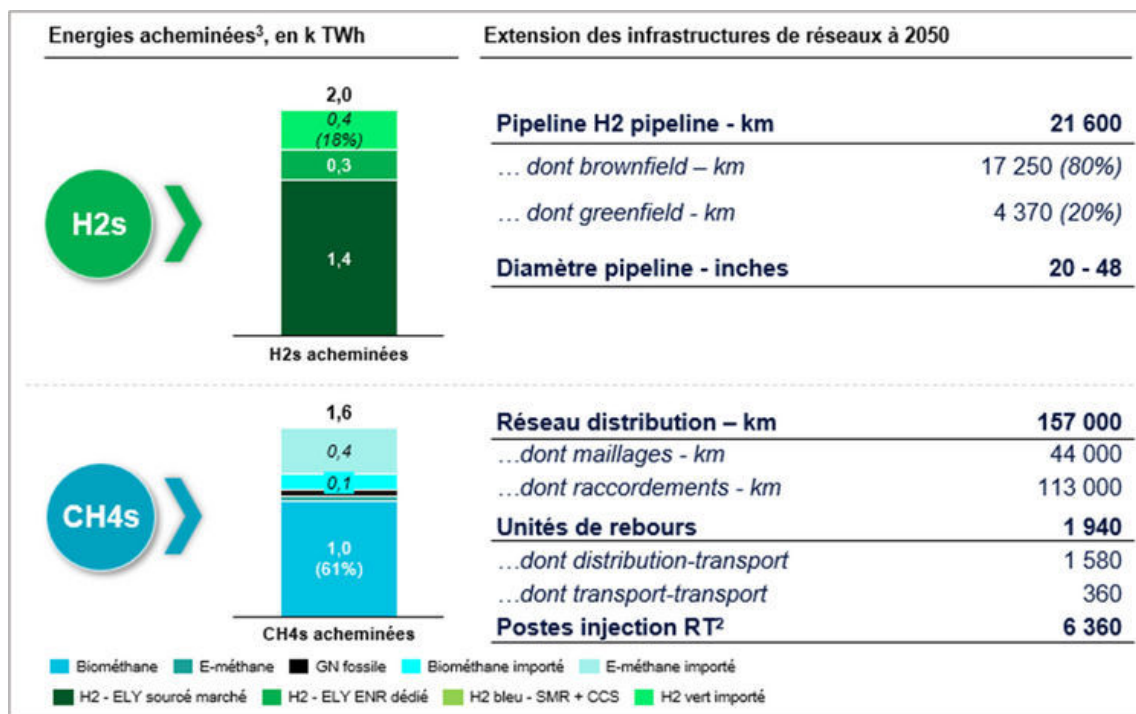


Annexe 11 : Courbe de charge de la consommation électrique finale horaire pour le scénario DE* 2050, max et min sur 24 heures, en GWh [28]

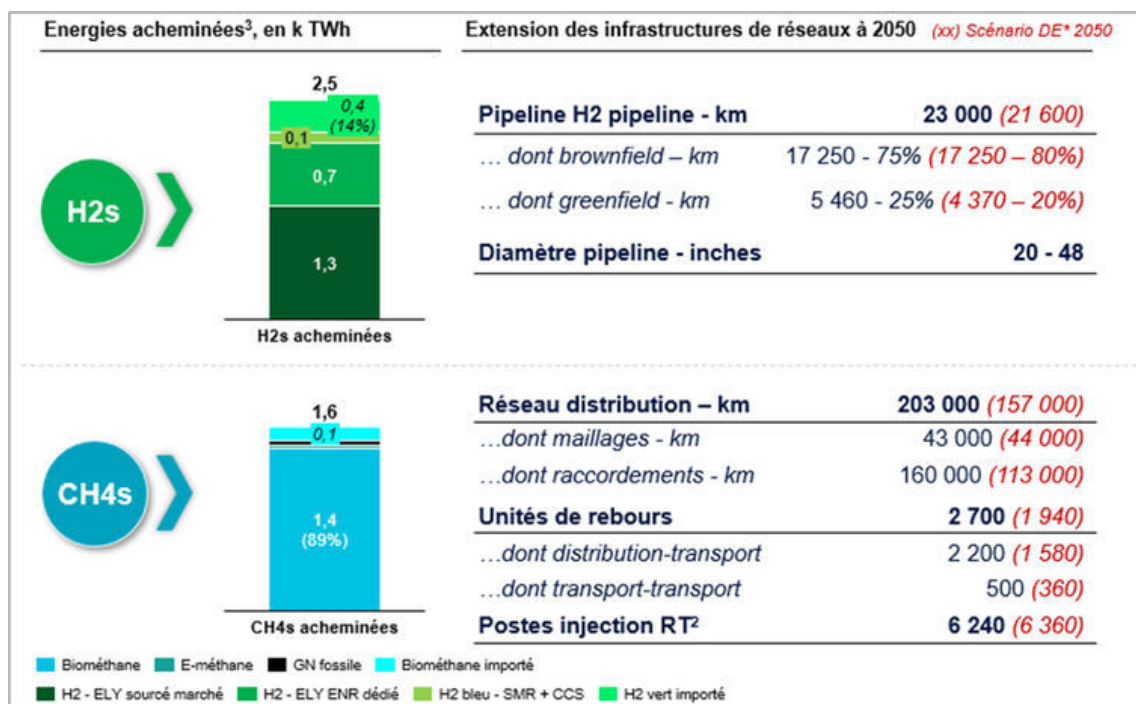


Annexe 12 : Courbe de charge de la consommation électrique finale horaire pour le scénario GA* 2050, max et min sur 24 heures, en GWh

[28] La courbe de charge inclut le V2G mais pas l'électricité dédiée à la production de H2 (P2G).



Annexe 13 : Extensions des réseaux H2 et CH4s nécessaires dans le scénario DE* pour répondre aux besoins du système énergétique [29],[30],[31],[32]



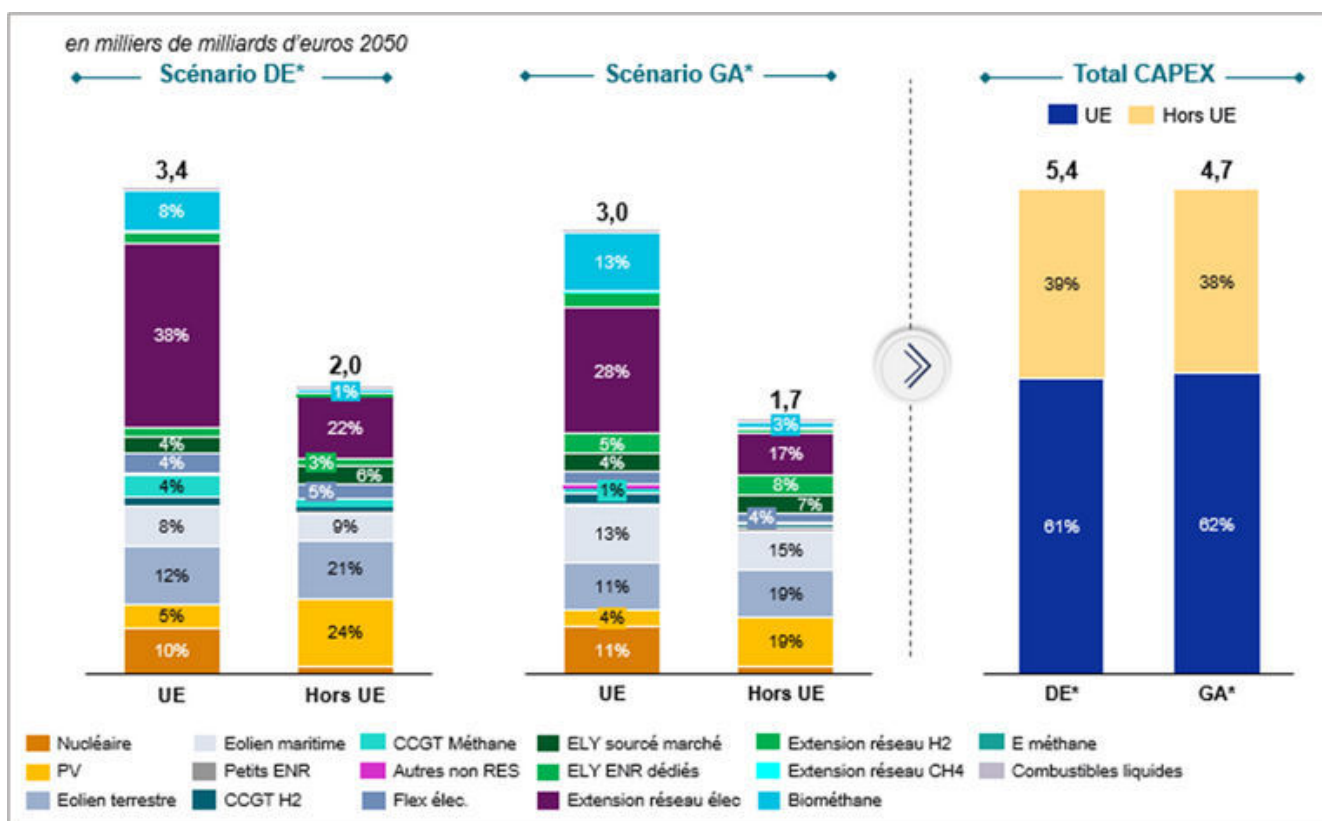
Annexe 14 : Extensions des réseaux H2 et CH4s nécessaires dans le scénario GA* pour répondre aux besoins du système énergétique

[29] Energie transportée = avant pertes

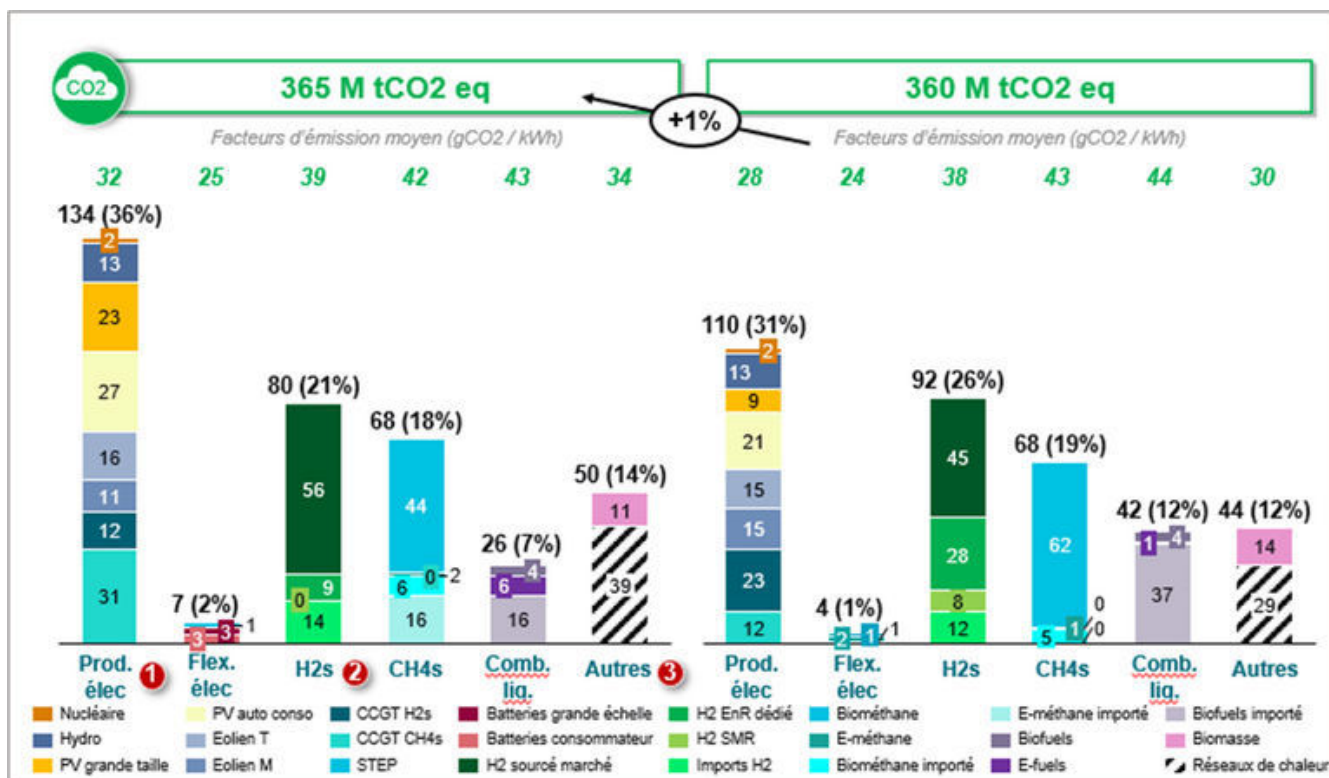
[30] Ratio nombre d'unités de biométhane/GW : 145#/GWh en France vs 28#/GWh en UE27

[31] CAVEAT : Longueur des réseaux CH4 extrapolée de FR à l'UE (source CRE) : relation linéaire entre la production domestique de bio-CH4, les unités de rebours et les maillages T&D ; ratio ajusté proportionnellement à la taille moyenne des projets de production de gaz vert France vs UE pour les stations T&D et d'injection

[32]CAVEAT : Longueur du pipeline basée sur le dimensionnement du réseau EHB (constante pour le réseau préexistant dit brownfield, relation linéaire entre volume H2 et les dimensionnement des nouvelles infrastructures dites greenfield)



Annexe 15 : Part du CAPEX total localisé en UE pour la mise en place du système énergétique d'ici 2050, en milliers de milliards d'€2023



Annexe 16 : ACV émissions de gaz à effet de serre par scénario, en Mt CO2eq/an

CRITÈRES DE PERFORMANCE

Critères de performances techniques	Commentaires
Part de la demande énergétique effectivement satisfaite	• Capacité du système énergétique à répondre aux usages finaux à une maille horaire et en considérant différentes années climatiques de référence (sécurité d'approvisionnement)
Niveau de puissance max à mobiliser pour satisfaire la demande instantanée au pic annuel	• Niveau de puissance à mobiliser pour le système élec pour absorber l'ensemble de la production intermittent à la pointe (résilience système élec)
Pointe de soutirage élec	• Capacité du réseau élec à répondre aux appels de puissance / pics de consommation élec (sécurité d'approvisionnement élec)
% de la prod. élec intermittente en bilan prod. élec totale	• Part des usages finaux élec satisfaite par des énergies intermittentes et soumise à aléas de production journaliers (approvisionnement élec à risque)
% énergie intermittente dans énergie livrée PDL	• Part de la demande finale en énergie satisfaite par des énergies intermittentes et soumise à aléas de production journaliers (approvisionnement total à risque)
Capa. Flexibilités d'injection réseau élec ¹	• Dimensionnement des capas de flexibilités élec (intraday et production pilotable) afin d'assurer la sécurité d'appro du système élec à maille horaire vs l'intermittence de sa production
Energie primaire produite + imports	• Besoins en énergie primaire et en imports nécessaires à répondre aux usages finaux 2050 – tous vecteurs énergétiques
Part des énergies acheminées dépendant d'importations	• Indépendance du système énergétique UE à 2050 (production domestique vs dépendance aux imports)
Rendement énergétique du système (énergie finale PDL / (primaire + import))	• Efficacité du système énergétique en termes d'usage de la ressource – pertes de transformation entre vecteurs énergétiques (P2G, P2M, P2L, XtP, etc.)
Rendement foncier du système (consommation foncière domestique / énergie primaire)	• Efficacité du système énergétique en termes d'usage direct ¹ du foncier ; capacité à éviter la surconsommation de territoire
Faisabilité technique	• Maîtrise des services / technologies déployées dans les scénarios à 2050 (e.g. V2G, etc.)

Annexe 17 : Définition des critères de performance technique

Critères de performances économiques	Commentaires
CAPEX totaux investis à 2050, dont :	• Intensité de l'effort d'investissement total (toutes parties prenantes amont et midstream) pour déployer un système énergétique neutre en carbone à 2050 (m€)
CAPEX production	• Intensité de l'effort d'investissement des producteurs (élec, H2s, CH4s, combustibles liquides)
CAPEX flexibilité	• Intensité de l'effort d'investissement en batteries, STEP, cavités salines H2 (hors V2G car investissement aval compteur ¹)
CAPEX T&D	• Intensité de l'effort d'investissement des TSO/DSO élec et gaz
TOTEX (installation et opération) sur 30 ans, dont :	• Coûts actualisés de mise en place et d'opération du système énergétique à 2050 pré-PDL (CAPEX et OPEX) totaux et par principaux secteur d'usage (Résidentiel, Transport, Tertiaire, Industrie)
TOTEX Résidentiel	
TOTEX Tertiaire	
TOTEX Transport	
TOTEX Industrie	
Coût complet d'approvisionnement annualisé – bâtiment résidentiel normé	• Coût énergétique total final annualisé pour un foyer normé moyen (100m2) en UE27 à 2050, hors mobilité
Coût complet d'approvisionnement annualisé - bâtiment tertiaire normé	• Coût énergétique total final annualisé pour un bâtiment tertiaire normé moyen (570 m2) en UE27 à 2050
Coût complet d'approvisionnement annualisé - site industriel	• Coût énergétique total final annualisé pour un site industriel manufacturier ³ (12 GWh) en UE27 à 2050
Balance commerciale : budget d'importations	• Dépenses annuelles d'imports énergétiques (H2s, CH4s, Combustibles liquides, etc.)

Annexe 18 : Définition des critères de performance économique

Critères de performances sociales	Commentaires
Contraintes d'évolution du niveau de vie, des usages et comportements énergétiques	• Cohérence et viabilité de l'évolution des usages et comportements énergétiques en lien avec un maintien du niveau de vie à 2050
Intensité de la consommation de foncier supplémentaire	• Impact foncier direct ¹ des installations supplémentaires nécessaires à la décarbonation du système énergétique (actifs de production, flexibilités, etc.) et pouvant conduire à des conflits d'usage (alimentaire, logements, etc.)
Création d'emplois du nouveau système énergétique	• Impact en termes de création d'emplois totaux (permanents et temporaires) sur les principales filières technologiques amont PDL pour la mise en place et l'opération du système énergétique sur 30ans
Emplois permanents	• Principaux emplois créés pour l'opération et la maintenance des installations sur 30ans
Emplois temporaires	• Principaux emplois créés pour l'installation et la manufacture des équipements de production et acheminement des énergies à 2050
Part de la Valeur Ajoutée (VA) système issue d'activités en UE	• Part des CAPEX totaux de mise en place du système énergétique à 2050 - hors investissements MDE et « usages » - issus d'activités en UE et permettant de mesurer les retombées économiques pour l'UE

Annexe 19 : Définition des critères de performance sociale

Critères de performances éco/env.	Description des critères évalués
Bilan et performance GES scope 1	• Capacité des scénarios de TE à atteindre la neutralité carbone à 2050, en considérant un calcul scope 1 des émissions GES et en intégrant la réduction des émissions liées au CCS et LULUCF ¹
Bilan et performance GES en ACV	• Impact carbone complet des filières technologiques et challenge restant à atteindre en termes de décarbonation en mesurant l'empreinte carbone en cycle complet (ACV) des scénarios de TE à 2050
Consommation de foncier supplémentaire	• Impact foncier direct ² des installations supplémentaires nécessaires à la décarbonation du système énergétique (actifs de production, flexibilités, etc.) et pouvant conduire à la destruction de 'puits' carbone ou autres externalités (impacts paysagers, nuisances sonores, etc.)
Autres externalités / synergies	• Autres impacts des scénarios en termes de valeur apportée à l'écosystème local (e.g. système agricole, qualité de l'air ou de l'eau, etc.)

Annexe 20 : Définition des critères de performance écologique et environnementale

Bibliographie

GENERAL

ENTSOE/ENTSOG (2022), TYNDP 2022 Scenario Report,

RTE (2022), Futurs énergétiques 2050 : les scénarios de mix de production à l'étude permettant d'atteindre la neutralité carbone à l'horizon 2050

IEA (2021), Net Zero by 2050 - A Roadmap for the Global Energy Sector

IEA (2022); World Energy Outlook

IRENA (2018), Renewable Energy Prospects for the European Union

Gas for Climate (2020), Gas Decarbonation Pathways 2020-2050

Transnet BW (2022), Energy System 2050, Towards a decarbonized Europe

European Commission (2022), RePowerEU, une énergie abordable, sûre et durable pour l'Europe

ENGIE (2021), Geographical analysis of biomethane potential and costs in Europe in 2050

TECHNIQUE

ADEME (2016), Nos logements en 2050 : Quelles évolutions pour notre habitat ?

ADEME, ATEE (2022), Sur l'intérêt du stockage d'énergies et du power-to-X

NREL (2022), Annual Technology Baseline - Utility-Scale Battery Storage

EASE (2022), Energy Storage Targets 2030 and 2050, Ensuring Europe's Energy Security in a Renewable Energy System

CRE (2023), Avenir des infrastructures gazières aux horizons 2030 et 2050, dans un contexte d'atteinte de la neutralité carbone

ADEME (2018), un mix de gaz 100% renouvelables en 2050 ?

EHB (2022), A European hydrogen infrastructure vision covering 28 countries

GRDF (2022), Perspectives gaz, vers un territoire national neutre en carbone en 2050 avec 100M de gaz renouvelables et bas-carbones

ECONOMIQUE

Cour des comptes (2019), Coût des énergies renouvelables et de récupération en France

IRENA (2012), Renewable Energy Technologies: Cost Analysis Series. Volume 1: Power Sector. Issue 1/5, Biomass for Power Generation

RTE (2020), Groupe de travail-Coûts du système électrique

DNV (2019), Solar PV powering through to 2030

IRENA (2020), Green hydrogen cost reduction – scaling up electrolyzers to meet the 1.5°C climate goal

Concawe-Aramco (2022), E-fuels: a techno-economic assessment of European domestic production and imports towards 2050

NREL, M. Melaina & M. Penev (2013), Hydrogen Station cost estimates

SOCIAL

IRENA (2021), Renewable Energy and Jobs, Annual Review 2021

Philippe Quirion, ADEME (2021), Outil Transition Ecologique Territoires Emplois (TETE)

SolarPowerEurope (2022), EU Solar Jobs Rapport 2022, Addressing the solar skills challenge

E. Knol – E. Coolen (2020), First indications of an outlook on direct employment regarding construction and operations & maintenance phases

Observatoire de l'éolien (2022), Analyse du marché de l'éolien 2022

GRDF (2019), Etude d'impact de la filière biogaz sur l'emploi en France de 2018 à 2030

Wei et al. (2009), Putting renewables and energy efficiency to work; how many jobs can the clean energy industry generate in the US

FIEEC – PwC (2020), Etude prospective emplois et compétences de la filière électrique

Navigant-National Hydropower Association (2009), Job creation opportunities in hydropower

X. Turc-Castella (2020), Operations and maintenance costs for offshore wind farm, analysis and strategies to reduce O&M costs.

ENVIRONNEMENTAL

ADEME (2023), Base carbone

IPCC (2014), Fifth assessment RAPPORT

ICLEI (2021), RenewablesRoadMap\$

NREL (2009), Land-Use requirements of modern wind power plants in the United States

WindEurope (2021), 2021 Statistics and the outlook for 2022-2026

BioenergyEurope-Deloitte (2019), Towards an integrated energy system : assessing bioenergy's socio-economic and environmental impact

Glossaire - anglais / français

- **CAPEX** : Capital expenditure
- **CCS / CSC** : Capture et stockage du carbone.
Processus de séquestration / stockage du CO2 de manière à ce qu'il n'entre pas dans l'atmosphère.
- **CCGT / TAG** : Turbine à gaz à cycle combiné. Centrale électrique produisant de l'électricité à partir de gaz.
- **CH4s** : méthanes, incluant le gaz naturel, le biométhane, les e-méthanés.
- **DAC** : Captage du dioxyde de carbone dans l'air (Direct Air Capture en anglais).
Technologie qui capture le carbone directement de l'atmosphère pour réduire les niveaux de CO2.
- **DE** : Scénario « Distributed Energie »
- **DSR / MDE** : Maîtrise de la demande en électricité (Demand-side response en anglais). Modifications de la consommation d'électricité par les consommateurs finaux pour réduire la pression sur le système électrique pendant les périodes de forte charge.
- **ENTSOE/ENTSOG** : Réseau Européen des Gestionnaires de Réseau de Transport pour l'Électricité/Gaz. Organisations qui coordonnent et facilitent l'intégration des marchés européens de l'électricité et du gaz respectivement, auteurs du rapport TYNDP.
- **EV / VE** : Véhicule Électrique
- **ELY** : Électrolyse. Production d'hydrogène utilisant l'électricité pour séparer les molécules d'eau entre H2 et O2.
- **H2s** : Hydrogène vert issu des RES et hydrogène décarboné (par exemple, issu du CSC ou nucléaire).
- **GA** : Scénario « Global Ambition »
- **gCO2eq** : Émission de gaz à effet de serre équivalente à celle d'un gramme de CO2.
- **GHG / GES** : Gaz à Effet de Serre
- **ICE / MCI** : Moteur à Combustion Interne

- **LCA / ACV** : Analyse du Cycle de Vie. Méthode pour évaluer l'impact environnemental d'un produit ou d'un processus tout au long de son cycle de vie, de la production de matières premières à l'élimination et au recyclage.
- **LCOE / LEC** : Coût Actualisé de l'Énergie. Coût net actuel de production d'une unité d'électricité sur toute la durée de vie d'un actif de production d'électricité.
- **LULUCF / UTCAF** : Utilisation des terres, changement d'affectation des terres et foresterie. Puits de CO₂ rendu possible par le fait que le CO₂ atmosphérique peut s'accumuler sous forme de carbone dans la végétation et les sols des écosystèmes terrestres.
- **Mha** : millions d'hectares
- **OPEX** : Operational expenditure
- **RES / ENR** : Énergie Renouvelable
- **P2G** : Électricité vers Gaz (Power to Gas en anglais). Technologie qui utilise l'électricité pour produire du gaz : d'abord par électrolyse pour produire de l'hydrogène, puis soit en l'utilisant directement, soit en combinant H₂ avec CO₂ pour obtenir du méthane synthétique. D'autres vecteurs énergétiques gazeux peuvent être obtenus de la même manière.
- **P2L** : Électricité vers Liquides (Power to Liquid en anglais). Processus pour obtenir du carburant liquide à partir de l'électrolyse de l'hydrogène.
- **P2M** : Électricité vers Méthane (Power to Methane en anglais), processus pour obtenir du méthane à partir de l'électrolyse de l'hydrogène.
- **PoD / PdL** : Point de Livraison
- **PtX/XtP** : Conversion de X forme d'énergie vers ou depuis l'électricité
- **PV** : Photovoltaïque
- **SMR** : Reformage du Méthane à la Vapeur ou vaporeformage. Processus industriel pour produire de l'hydrogène avec du gaz naturel.
- **Prosumer / Prosommateur** : une personne qui participe à la production de l'objet qu'elle va consommer et devient ainsi un acteur responsable de la façon

dont elle façonne le monde
dans lequel elle vit.

- **PSH / STEP** : Hydroélectricité à Stockage par Pompage/Turbinage. Type de stockage d'énergie qui utilise 2 réservoirs d'eau de hauteurs différentes : lorsque l'électricité est abondante, des pompes tirent l'eau vers le réservoir supérieur, qui peut être utilisée pour produire de l'électricité lors de sa descente lorsque la demande est élevée.
- **T&D** : Transport et Distribution

- **TOTEX** : Total expenditure
- **TWh** : Terawatt heure
- **TYNDP** : Ten Years Network Development Plan
- **V2G** : Véhicule vers le Réseau (Vehicle to Grid en anglais). Moyen de flexibilité électrique qui permet aux véhicules électriques de se connecter au réseau et de réduire la consommation de charge pendant les périodes de forte charge et de servir de capacité de stockage.