PROGRAMME RÉSILIENCE 2045 · NOTE DE TRAJECTOIRE · OCTOBRE 2026

De la situation énergétique française de 2025 au système Résilience 2045

Une trajectoire progressive fondée sur la complémentarité de l'électricité et du gaz renouvelable

L'ESSENTIEL EN UNE PAGE

- **Point de départ 2025 :** ~700 TWh de produits pétroliers, ~360–380 TWh de gaz naturel, ~46 TWh de charbon ; ~450 TWh d'électricité déjà largement décarbonée ; ~365–370 $MtCO_2e$ d'émissions territoriales hors puits.
- **Effet propre du vecteur méthane :** à énergie comparable, remplacer les combustibles liquides et solides par du CH_4 réduit le CO_2 de combustion d'environ **40 à 50 Mt/an** (~18 %). C'est un plafond théorique qui mesure l'intérêt de la molécule, pas un volume de gaz à consommer.
- **Trajectoire :** électrification, substitution pétrole/charbon → méthane et montée du biométhane avancent **en parallèle**. Le gaz fossile sert de souplesse de transition, **plafonné au niveau actuel**, puis s'efface devant le biométhane.
- **Arrivée 2045 :** 665 TWh d'électricité consommée, ~262–290 TWh de bio-CH_4, quasi plus de pétrole énergétique ni de charbon, gaz fossile réduit à un secours (0–30 TWh), bilan carbone du système énergétique proche de zéro à négatif avec le biochar seul (~−5 à −20 Mt/an), ~−35 à −55 Mt/an avec séquestration géologique du CO_2 biogénique.
- **Conditions :** maîtrise stricte des fuites de méthane, mise au point ou adaptation des techniques, et adaptation de la réglementation à l'objectif — assurer un fonctionnement optimum de notre société en préservant la planète et le vivant.

Préambule — Pourquoi conserver plusieurs vecteurs énergétiques ?

La transition énergétique ne consiste pas seulement à remplacer une source d'énergie par une autre. Elle doit aussi préserver la robustesse du système énergétique, sa capacité à répondre à la demande en toutes circonstances et son aptitude à stocker de l'énergie sur des durées très différentes.

La France dispose aujourd'hui d'un système énergétique diversifié : électricité, gaz, carburants liquides, combustibles solides, auxquels s'ajoutent d'importants stocks de combustibles et des capacités de stockage de gaz (~130 TWh de stockages souterrains exploités par Storengy et Teréga). Cette diversité constitue une forme de résilience : tous les vecteurs ne sont pas soumis aux mêmes contraintes, et tous ne répondent pas aux mêmes besoins.

Il serait donc paradoxal de construire le système de 2045 autour d'un seul vecteur énergétique, alors qu'une part importante de la nouvelle production électrique sera variable et dépendante des conditions météorologiques. Le développement massif de l'éolien et du photovoltaïque est parfaitement compatible avec une électrification croissante, mais il nécessite en parallèle des moyens de flexibilité, de stockage et de secours capables de compenser les périodes de faible production.

La question n'est donc pas de choisir entre électricité et molécules énergétiques, mais de déterminer pour chaque usage quel vecteur est physiquement, énergétiquement et économiquement le plus pertinent.

L'électricité doit être utilisée chaque fois que l'électron est le meilleur vecteur

L'électricité est généralement le moyen le plus efficace pour produire du mouvement, de la chaleur basse température ou pour alimenter de nombreux procédés industriels. La chaîne électrique directe permet d'éviter les

pertes liées à plusieurs conversions successives. Une pompe à chaleur restitue 3 à 4 kWh de chaleur par kWh électrique ; un moteur électrique convertit plus de 90 % de l'énergie reçue en mouvement.

C'est donc logiquement le vecteur appelé à prendre une place croissante dans les transports légers, le chauffage et une grande partie de l'industrie.

Mais cette électrification ne supprime pas les besoins de stockage. Une batterie permet de stocker de l'électricité pendant quelques heures, mais elle devient beaucoup moins adaptée lorsque le système doit disposer de très grandes quantités d'énergie pendant plusieurs jours ou semaines — par exemple lors d'un anticyclone hivernal de plusieurs jours sans vent.

C'est ici qu'un vecteur énergétique stockable sous forme moléculaire peut apporter une complémentarité essentielle.

Pourquoi l'hydrogène ne constitue pas nécessairement ce vecteur généraliste

L'hydrogène possède des qualités remarquables et sera indispensable dans certaines applications industrielles. Mais plusieurs de ses propriétés physiques limitent son intérêt comme vecteur énergétique universel.

Tout d'abord, sa faible densité énergétique volumique constitue un handicap important, particulièrement dans la mobilité. Même comprimé à haute pression (350 à 700 bar), l'hydrogène nécessite des réservoirs volumineux et techniquement exigeants pour embarquer une quantité d'énergie significative.

Sa liquéfaction permet d'augmenter fortement sa densité, mais elle exige de maintenir l'hydrogène à environ −253 °C, à seulement une vingtaine de kelvins du zéro absolu. Cette température impose des équipements cryogéniques très performants, une isolation poussée, une consommation énergétique supplémentaire pour la liquéfaction et la gestion du boil-off.

À cela s'ajoutent les pertes de conversion lorsque l'électricité doit d'abord être transformée en hydrogène, puis éventuellement reconvertie en électricité ou en mouvement : le rendement global de la chaîne électricité → H_2 → électricité reste de l'ordre de 25 à 35 %.

L'hydrogène doit donc conserver toute sa place là où la molécule H_2 elle-même apporte une fonction difficilement remplaçable, notamment dans certaines industries (raffinage, engrais, réduction directe du minerai de fer). En revanche, le transformer systématiquement en vecteur intermédiaire pour des usages qui peuvent être directement électrifiés conduit généralement à une consommation électrique beaucoup plus importante.

Les carburants de synthèse : utiles, mais à réserver aux usages difficiles à électrifier

Les carburants de synthèse peuvent également jouer un rôle dans certains secteurs, notamment ceux pour lesquels la densité énergétique embarquée est déterminante et l'électrification directe difficile.

Mais leur fabrication nécessite généralement plusieurs étapes de conversion :

électricité → hydrogène → synthèse → carburant → utilisation finale

Chaque étape entraîne des pertes et augmente le coût énergétique et économique du système : le rendement global « puits à l'usage » se situe de l'ordre de 15 à 25 %.

Ils constituent donc plutôt une solution ciblée pour certains usages difficiles à traiter autrement qu'un vecteur énergétique généraliste.

Le méthane apporte une complémentarité différente

Le méthane présente une propriété particulièrement intéressante : il est facilement stockable à grande échelle sous forme gazeuse et peut être transporté et distribué avec une infrastructure déjà largement développée.

La France dispose ainsi d'un important réseau gazier (~200 000 km de réseau de distribution et ~32 000 km de transport) et de capacités de stockage souterrain considérables (~130 TWh). Cette infrastructure représente un

atout pour la résilience du futur système énergétique : elle permet de constituer un stock d'énergie moléculaire mobilisable lorsque la production électrique variable est insuffisante.

Le méthane présente également un intérêt physique dans les applications où l'on conserve un moteur thermique.

Mais son intérêt ne se limite pas au stockage. **Le méthane permet de transformer une énergie chimique stockée en électricité, au moment et à l'endroit où elle est nécessaire, avec un moteur fonctionnant en permanence dans sa zone de rendement optimisée.** Un réservoir de méthane devient ainsi, à bord d'un véhicule comme sur un site isolé ou en appui du réseau, une réserve d'électricité disponible à la demande, indépendante de la météo et des capacités de recharge.

Un moteur alimenté au CH_4 peut être utilisé comme générateur électrique fonctionnant dans une plage de régime et de charge optimisée, tandis que la batterie prend en charge les variations rapides de puissance. Le moteur n'a alors plus à suivre directement les accélérations et décélérations comme dans un véhicule thermique conventionnel. L'architecture devient :

CH_4 → moteur thermique optimisé → générateur → électricité → moteur électrique

avec : batterie → absorption des variations rapides de puissance

Cette combinaison permet de rechercher un rendement élevé du groupe thermique en le faisant fonctionner autant que possible dans sa zone optimale (cycle Atkinson : ~44–45 % de rendement pour une version d'entrée de gamme ; plus de 50 % à terme pour la version de référence, 50 % pouvant être considéré comme une borne basse pour un moteur stabilisé à son point optimal avec ses optimisations, au vu des rendements déjà publiés par les constructeurs, notamment Geely), tout en conservant les avantages de la traction électrique. C'est le principe du véhicule électrique à prolongateur d'autonomie (ÉREV) : une batterie d'environ 20 kWh suffit pour les trajets quotidiens, contre 50 à 80 kWh pour un véhicule tout-batterie, ce qui réduit le coût du véhicule et les besoins en métaux critiques.

Le méthane possède par ailleurs un rapport hydrogène/carbone élevé par rapport aux hydrocarbures liquides et solides. Sa combustion produit donc moins de CO_2 par kWh thermique que celle de l'essence, du gazole ou du charbon. Une combustion correctement maîtrisée produit également très peu de particules et pratiquement pas de composés soufrés.

Cela ne signifie évidemment pas que le méthane soit intrinsèquement sans impact : les NOx doivent être maîtrisés et surtout les émissions fugitives de CH_4 doivent être réduites au minimum. La qualité des installations, l'étanchéité, la détection des fuites, le suivi permanent et la qualité de la combustion sont donc déterminants (voir section 6).

Le biométhane permet alors de dissocier progressivement la molécule de son origine fossile

C'est un point essentiel du raisonnement.

Le premier intérêt du passage au méthane peut être étudié indépendamment de son origine : à quantité d'énergie thermique égale, remplacer un combustible liquide ou solide fortement carboné par du CH_4 réduit les émissions de CO_2 de combustion.

Dans un second temps seulement se pose la question de l'origine de ce méthane.

Le gaz naturel peut progressivement être remplacé par du biométhane, produit à partir de ressources renouvelables et notamment de résidus et déchets organiques. La méthanisation peut valoriser les effluents agricoles, certains déchets organiques, les boues et sous-produits industriels. Pour les matières lignocellulosiques sèches, d'autres voies thermochimiques — en particulier la pyrogazéification — peuvent produire du biométhane tout en permettant la coproduction de biochar et de CO_2 biogénique.

Le biométhane n'est donc pas seulement un combustible de substitution : il peut devenir un élément d'une économie circulaire du carbone, à condition que les ressources soient exploitées durablement et que les émissions de méthane sur toute la chaîne soient strictement contrôlées.

Une transition parallèle plutôt qu'une succession de remplacements

Cette approche conduit à une stratégie différente d'une transition dans laquelle chaque vecteur devrait attendre la disparition du précédent. Entre 2025 et 2045, plusieurs transformations peuvent être conduites simultanément :

- électrification progressive ;
- développement des capacités de production électrique ;
- substitution progressive du pétrole et du charbon par le méthane lorsque cela est pertinent ;
- développement parallèle de la production de biométhane ;
- développement des capacités de stockage et de flexibilité ;
- réduction progressive du gaz fossile au profit du gaz renouvelable.

Cette simultanéité présente un double avantage : elle permet de réduire les émissions dès les premières années, sans attendre que l'ensemble du système électrique soit transformé, tout en donnant le temps nécessaire pour développer les filières de biométhane, les infrastructures et les équipements adaptés.

L'objectif n'est donc pas de construire en 2045 une France « tout électrique » ou « tout gaz ». Il est de construire un système dans lequel :

- l'électricité est privilégiée lorsque l'électron est le vecteur le plus efficace ;
- le méthane renouvelable est utilisé lorsque la molécule apporte un avantage réel ;
- l'hydrogène est réservé en priorité aux usages pour lesquels H_2 possède une valeur spécifique ;
- les carburants de synthèse sont réservés aux usages difficiles à électrifier ;
- les différents moyens de stockage sont complémentaires ;
- la sécurité, l'étanchéité, la surveillance, la qualité et la traçabilité sont assurées sur toute la chaîne énergétique.

La résilience énergétique ne consiste donc pas à multiplier inutilement les technologies. Elle consiste à ne pas dépendre d'une seule technologie lorsque leurs propriétés physiques sont différentes et complémentaires.

C'est dans cette logique que le scénario Résilience 2045 propose d'associer une électricité largement décarbonée, une électrification maximale des usages pertinents, un gaz progressivement renouvelable et de grandes capacités de stockage.

L'objectif final n'est pas seulement de réduire les émissions : il est de construire un système efficace, pilotable, stockable, économiquement soutenable et résilient, capable de fonctionner même lorsque les conditions météorologiques sont défavorables et que les productions variables sont faibles.

Et si la production de biométhane est associée à des procédés permettant, pour certaines ressources, la production durable de biochar et la séquestration de carbone biogénique, le système peut aller au-delà de la simple neutralité carbone et tendre, à terme, vers un bilan climatique net négatif.

> **UN AVANTAGE QU'AUCUN AUTRE COMPLÉMENT N'OFFRE : LE STOCKAGE DE CARBONE**
>
> Parmi les vecteurs envisagés pour compléter l'électricité, **seule la filière bio-méthane permet de retirer durablement du carbone de l'atmosphère**, grâce au biochar et au CO_2 biogénique concentré issus de la pyrogazéification. L'hydrogène et les carburants de synthèse, même produits sans émission, ne font que cesser d'émettre.
>
> Or l'amélioration du climat a besoin de ces retraits : pour compenser les émissions résiduelles que l'on ne sait pas supprimer, notamment agricoles, puis pour faire baisser la concentration de CO_2 dans l'atmosphère. Sans eux, on peut au mieux stabiliser ; avec eux, on peut commencer à réparer. Et même cette stabilisation n'est pas acquise : les boucles d'amplification du climat — recul de la neige et de la glace, sols asséchés, végétation affaiblie, dégel du permafrost — peuvent faire remonter le CO_2 après la neutralité (page « Le CO_2 et le climat : l'enchaînement des phénomènes », resilience2045.fr).

Une trajectoire progressive fondée sur la complémentarité de l'électricité et du gaz renouvelable

La base est 2025. L'objectif est de construire une trajectoire permettant d'arriver en 2045 à l'optimum du système. Toutes les transformations prennent du temps, et certaines beaucoup plus que d'autres : un parc de véhicules se renouvelle en 15 à 20 ans, un réacteur nucléaire se construit en 12 à 15 ans, une filière industrielle se structure en une décennie. La trajectoire doit donc organiser ces rythmes différents plutôt que les subir.

1. Le point de départ : la France énergétique de 2025

La France dispose déjà d'un système électrique relativement décarboné, notamment grâce au nucléaire et au développement des renouvelables électriques. Pourtant, une grande partie de l'énergie consommée dans les transports, les bâtiments et certains procédés industriels provient encore directement de combustibles fossiles.

En ordre de grandeur, le bilan énergétique français de 2025 fait apparaître :

Grandeur (ordre de grandeur 2025)	Valeur	Commentaire
Produits pétroliers raffinés	~700 TWh	Y compris soutes internationales et usages non énergétiques (~75 TWh : chimie, plastiques, bitumes)
Gaz naturel	~360–380 TWh	Importé en quasi-totalité · ~130 TWh de stockages souterrains
Charbon	~46 TWh	Essentiellement sidérurgie ; la production d'électricité au charbon est quasi éteinte
Transports (consommation finale)	~513 TWh	Encore très largement dominée par les produits pétroliers
Électricité consommée	~450 TWh	449 TWh en 2024 (RTE) · nucléaire 362 TWh · exportations nettes record de 89 TWh
Énergie nécessaire à la consommation de la France	~1 600 TWh	Consommation finale ~1 350–1 500 TWh + soutes internationales + usages non énergétiques
Émissions territoriales de GES	~365–370 $MtCO_2e$	Hors puits de carbone (Citepa)

Sources : SDES, Bilan énergétique de la France ; RTE, Bilan électrique 2024 ; Citepa, inventaire national. Valeurs arrondies, périmètres à préciser selon la publication définitive du bilan 2025.

Ces chiffres décrivent une situation de départ. Ils ne constituent pas une trajectoire souhaitable à l'horizon 2045.

Le problème n'est donc pas seulement de produire davantage d'électricité bas carbone. Il faut également transformer progressivement les usages qui dépendent aujourd'hui des combustibles fossiles.

2. Une première question volontairement indépendante : quel est l'apport du méthane ?

Avant de définir une stratégie énergétique, il est intéressant d'isoler une question physique simple :

> *Que se passerait-il si, à quantité d'énergie fournie comparable, les combustibles liquides et solides étaient remplacés par du méthane ?*

Cette comparaison ne préjuge volontairement pas de l'origine du méthane. Il peut être :

- fossile ;
- biométhane ;
- produit par pyrogazéification ;
- ou, à terme, issu d'une autre filière de gaz renouvelable ou de synthèse.

L'objectif est uniquement de mesurer l'effet du vecteur énergétique CH_4 par rapport aux combustibles liquides et solides.

3. Pourquoi le méthane émet moins de CO_2 à la combustion

Le méthane possède un rapport hydrogène/carbone particulièrement favorable (4 atomes d'hydrogène pour 1 de carbone, contre environ 2 pour les carburants liquides et moins de 1 pour le charbon). À énergie produite comparable, les émissions directes de CO_2 de combustion sont approximativement :

Combustible	CO_2 de combustion	Écart par rapport au méthane
Méthane (gaz naturel ou biométhane)	~204 g CO_2/kWh PCI	Référence
Essence	~250–260 g CO_2/kWh	+23 à +27 %
Gazole / fioul	~265–270 g CO_2/kWh	+30 à +32 %
Charbon	~330–350 g CO_2/kWh selon composition	+62 à +72 %

Le passage du pétrole et du charbon au méthane ne supprime donc pas le carbone fossile lorsque le méthane est d'origine fossile. En revanche, il diminue immédiatement la quantité de CO_2 produite par unité d'énergie.

4. L'expérience de pensée : une France utilisant du méthane à la place des combustibles liquides et solides

En reprenant l'ordre de grandeur du bilan 2025, le remplacement des combustibles pétroliers et du charbon effectivement brûlés par du méthane conduirait à une consommation théorique de l'ordre de **~900 à 1 000 TWh de méthane par an** (valeur centrale ~940 TWh), selon le périmètre retenu et selon que l'on inclut ou non certains usages internationaux de l'aviation et du maritime. Le tableau ci-dessous explicite ce périmètre :

Poste (énergie brûlée)	TWh	CO_2 actuel	CO_2 si méthane
Gaz naturel déjà utilisé (usages énergétiques)	~300	~61 Mt	~61 Mt
Produits pétroliers brûlés (hors ~75 TWh non énergétiques et pertes)	~600	~160 Mt	~122 Mt
Charbon	~40	~14 Mt	~8 Mt
TOTAL	**~940**	**~235–245 Mt**	**~192–205 Mt**

Ordres de grandeur. Les usages non énergétiques (matière première de la chimie, bitumes) ne sont pas brûlés et sont exclus du calcul.

Cette valeur n'est pas un objectif de production de biométhane. Elle ne signifie pas que la France devrait produire 940 TWh de biométhane. Elle ne signifie pas non plus qu'il faudrait consommer 940 TWh de gaz fossile : l'électrification (pompes à chaleur, moteurs électriques, ÉREV) poursuit en parallèle la réduction de ces besoins.

Elle constitue uniquement le volume de gaz correspondant à l'expérience de pensée :

> *« Que deviendrait le bilan si les combustibles liquides et solides étaient remplacés par du méthane ? »*

5. Le résultat : un gain de l'ordre de 40 à 50 $MtCO_2$/an

En prenant comme ordre de grandeur environ 235 à 245 $MtCO_2$/an d'émissions fossiles directes de combustion sur ce périmètre, le scénario tout-méthane conduit à environ 192 à 205 $MtCO_2$/an. Le résultat est donc de l'ordre de :

40 à 50 $MtCO_2$/an de CO_2 de combustion évités

soit approximativement 18 à 20 % des émissions fossiles directes considérées

Ce résultat est indépendant de l'origine du méthane. Il démontre simplement que le remplacement des combustibles liquides et solides par du méthane constitue, à énergie fournie comparable, un levier de réduction du CO_2 de combustion.

Cette première démonstration ne constitue donc pas encore la stratégie Résilience. Elle permet simplement d'isoler l'apport intrinsèque du vecteur méthane.

CE QUE CE CHIFFRE EST — ET CE QU'IL N'EST PAS

- **C'est un plafond théorique** : il suppose que tous les usages pourraient basculer au méthane. Certains ne le peuvent pas à court terme (aviation, qui demande des appareils conçus pour le bio-GNV et le bio-GNL — voir la Note Aviation V11.1 ; certains procédés), et la bascule suit le rythme de renouvellement des équipements.
- **C'est un gain à la combustion** : en cycle de vie, il dépend de l'empreinte amont du gaz utilisé et du niveau de fuites (section 6).
- **Ce n'est pas un volume de gaz fossile à consommer** : la trajectoire (section 10) maintient le gaz fossile sous son niveau actuel.
- **Ordre de grandeur réaliste à l'horizon 2035** : 50 à 100 TWh de substitution effective (poids lourds au bio-GNV, navires au GNL, fours industriels, réduction directe du fer au gaz) représentent ~5 à 10 $MtCO_2$/an — un gain obtenu sans attendre que le système électrique soit entièrement transformé.

6. Une condition impérative : la maîtrise du méthane sur toute la chaîne

Le méthane est lui-même un gaz à effet de serre puissant : environ 30 fois plus que le CO_2 sur 100 ans et environ 80 fois plus sur 20 ans (GIEC, AR6). Le gain obtenu à la combustion n'est donc réel que si les pertes de méthane restent très faibles, depuis la production jusqu'à l'usage final.

Les 940 TWh de l'expérience de pensée représentent environ 68 Mt de CH_4 par an. L'impact des fuites se calcule simplement :

Taux de fuite sur la chaîne	Équivalent CO_2 sur 100 ans	Équivalent CO_2 sur 20 ans	Lecture
0,2 %	~4 Mt	~11 Mt	Gain largement préservé
0,5 %	~10 Mt	~28 Mt	Gain réduit d'un quart à la moitié
1 %	~20 Mt	~56 Mt	Gain annulé sur 20 ans

Calcul : 940 TWh ÷ 50 MJ/kg (PCI du méthane) ≈ 68 Mt CH_4/an ; PRG 100 ans ≈ 30, PRG 20 ans ≈ 82.

Il en résulte une exigence chiffrée : **viser un taux de fuite global inférieur à 0,2–0,3 %** sur l'ensemble de la chaîne, y compris en amont pour le gaz importé, chaque installation restant par ailleurs tenue par un plafond contractuel de 1 %. Cela suppose :

- la détection et la réparation systématiques des fuites (programmes de type LDAR), conformément au règlement européen 2024/1787 sur les émissions de méthane du secteur de l'énergie, qui étend progressivement ses exigences aux importations ;
- le choix d'approvisionnements en gaz fossile à faible empreinte amont pendant la transition ;
- des installations de biométhane étanches (couverture des digestats, torchères, suivi en continu) ;
- une combustion maîtrisée dans les moteurs (limitation des imbrûlés de méthane).

Il faut aussi regarder d'où vient le biométhane : effluents d'élevage, biodéchets, boues d'épuration, résidus agricoles et forestiers. Ces matières se décomposent déjà aujourd'hui et rejettent dans l'atmosphère du CO_2, mais

aussi du méthane — en particulier les effluents stockés et les déchets en décharge. Les valoriser en unité fermée capte ce méthane au lieu de le laisser s'échapper : **la filière biométhane réduit les émissions de méthane existantes**, à condition que ses propres installations soient étanches.

Cette exigence n'affaiblit pas la stratégie : elle en est une condition de réussite, au même titre que la sûreté pour le nucléaire.

7. Pourquoi cette étape est importante pour une transition de vingt ans

Une transformation énergétique complète ne peut pas être réalisée instantanément. Entre 2025 et 2045, il faudra progressivement :

- construire de nouvelles capacités électriques ;
- renouveler ou prolonger les moyens nucléaires ;
- développer le photovoltaïque ;
- développer l'éolien ;
- renforcer les réseaux ;
- développer le stockage électrique ;
- électrifier les véhicules ;
- développer les pompes à chaleur ;
- modifier les procédés industriels ;
- développer la méthanisation ;
- développer la pyrogazéification ;
- construire les installations de production et d'épuration du biométhane ;
- adapter les infrastructures et les équipements utilisateurs.

Attendre que chacune de ces transformations soit achevée avant de commencer la suivante conduirait à perdre une partie des réductions d'émissions possibles pendant la période de transition.

La stratégie Résilience repose au contraire sur une transition parallèle.

8. La stratégie Résilience : deux vecteurs complémentaires

La proposition n'est donc pas « remplacer le pétrole par du gaz et abandonner l'électrification », ni « électrifier absolument tout et supprimer le gaz ». Elle consiste à utiliser deux vecteurs énergétiques complémentaires :

Électricité	Gaz renouvelable
À privilégier lorsque l'électricité directe offre le meilleur rendement et la meilleure efficacité	À réserver progressivement aux usages pour lesquels la molécule conserve un avantage particulier
véhicules particuliers trajets quotidiens ferroviaire pompes à chaleur nombreux usages résidentiels et tertiaires nombreux procédés industriels une partie croissante des transports professionnels	transport lourd et longue distance lorsque l'électrique direct est difficile véhicules ÉREV (prolongateur d'autonomie) engins spécialisés et agricoles applications industrielles à haute température (> 500 °C) applications maritimes production de molécules chimiques méthanation / Sabatier stockage d'énergie sous forme chimique aviation : bio-GNV pour les appareils régionaux en ÉREV, bio-GNL pour le moyen et le long-courrier (~80 TWh, Note Aviation V11.1)

9. La période 2025–2045 : utiliser le temps au lieu de le subir

Le principe fondamental est de ne pas attendre 2045. Dès aujourd'hui, trois transformations peuvent progresser simultanément :

1. **Pétrole et charbon → méthane** — pour les usages qui ne peuvent pas être électrifiés immédiatement. Cette étape permet de réduire rapidement les émissions de combustion.
2. **Pétrole et gaz → électricité** — chaque fois que l'électrification est techniquement et économiquement pertinente. La demande de combustibles diminue alors progressivement.
3. **Méthane fossile → biométhane** — au fur et à mesure que la production française de gaz renouvelable augmente.

Ainsi, le méthane joue progressivement deux rôles différents : au début, **vecteur de transition** ; à terme, **vecteur renouvelable complémentaire de l'électricité**.

> **LE GAZ FOSSILE : UNE SOUPLESSE DE TRANSITION, PLAFONNÉE**
>
> L'utilisation du gaz fossile est une souplesse qui permet de réduire le CO_2 tout en respectant la trajectoire. Elle est encadrée par une règle simple : **la consommation de gaz fossile ne dépasse pas son niveau actuel (~360–380 TWh)**. Ce niveau est un plafond, pas une cible : la consommation réelle dépendra du rythme de déploiement des éléments du programme (pompes à chaleur, ÉREV, sites de pyrogazéification et de méthanisation). Plus ce déploiement est rapide, moins il faut de gaz fossile ; dans tous les cas, le CO_2 émis décroît à chaque étape.
>
> Le gaz fossile se **redéploie** au lieu d'augmenter : le gaz libéré par l'électrification du chauffage (pompes à chaleur) et de certains procédés industriels est réaffecté aux usages qui quittent le pétrole et le charbon (mobilité lourde, maritime, haute température). Le biométhane prend ensuite le relais.
>
> Cette règle garantit que la transition ne crée ni dépendance supplémentaire aux importations, ni enfermement dans le gaz fossile, et que chaque équipement installé est compatible avec le biométhane.

10. Une évolution progressive de la consommation d'énergie

Il serait donc trompeur de considérer les ~900–1 000 TWh du scénario théorique « tout gaz » comme la cible de 2045. La logique Résilience est précisément inverse.

Étape 1 — 2025–2030/2035

Développement rapide de l'électricité bas carbone et des technologies électriques. Parallèlement, remplacement progressif des combustibles liquides et solides par des technologies utilisant le gaz lorsque l'électrification immédiate est difficile. Le gaz permet d'éviter de maintenir trop longtemps des usages au pétrole ou au charbon. C'est aussi la phase de validation : sites pilotes de pyrogazéification, premières stations bio-GNV, premiers ÉREV.

Étape 2 — 2030–2040

L'électrification prend progressivement une part croissante des usages. La production de biométhane et de gaz renouvelable augmente simultanément. La consommation totale de gaz peut commencer à diminuer alors même que la part renouvelable du gaz augmente fortement.

Étape 3 — 2040–2045

Le système arrive à maturité : moins d'énergie fossile, moins de pétrole, quasiment plus de charbon, moins de gaz fossile, mais un gaz renouvelable conservé pour les usages où il est le plus utile.

Ces étapes du système énergétique ne doivent pas être confondues avec les phases industrielles de la pyrogazéification, fixées par la note de référence « Pyrogazéification, biochar et bilan carbone » pour une décision politique prise en 2027 : Phase 0 (2027–2030), pilote d'environ 100 t/j et lancement de 5 sites préindustriels de

300 t/j ; préindustriel (2029–2033), validation sur 330 jours ; Phase 1 (2032–2038), 35 sites de 1 000 t/j ; Phase 2 (2038–2045), 115 sites supplémentaires, soit 150 sites vers 2045. Chaque année de retard dans la décision décale d'autant ces phases.

Trajectoire indicative 2025 → 2045

Le tableau suivant traduit ces trois phases en ordres de grandeur cohérents avec la PPE Résilience 2045 :

Consommation d'énergie (TWh/an)	2025	2030	2035	2040	2045
Électricité consommée	~450	~500	~560	~620	665
Produits pétroliers	~700	~580	~400	~200	~75 (non énergétiques)
Charbon	~46	~30	~15	~5	0
Gaz fossile (plafond)	~360	~380 (max.)	~300	~150	0–30 (secours)
Bio-CH_4 (méthanisation, pyrogazéification, Sabatier)	~13	~50	~120	~210	~262–290
Émissions : CO_2 émis par la combustion des énergies fossiles (Mt CO_2/an)	**~275**	**~245**	**~170**	**~85**	**~5**

Gaz fossile : valeurs maximales — la consommation réelle dépend du rythme de déploiement du programme, le CO_2 émis décroît dans tous les cas. Les valeurs de bio-CH_4 de 2035 et 2040 constituent une trajectoire volontariste : elles supposent une montée rapide de la méthanisation et de la méthanation, au-delà du rythme de déploiement des grands sites de pyrogazéification. Trajectoire indicative établie par le Programme Résilience ; elle sera affinée à chaque jalon (validation Phase 0 notamment). CO_2 calculé avec les facteurs de la section 3.

Ce tableau montre que le gaz fossile ne monte que légèrement et brièvement : il sert de pont pendant que l'électricité et le biométhane montent en puissance, puis il s'efface. La substitution pétrole → méthane apporte une baisse supplémentaire dès 2030, sans attendre que le reste du système soit construit.

11. Le gaz renouvelable ne doit donc pas remplacer les 940 TWh

C'est un point essentiel. Le scénario théorique de ~940 TWh sert uniquement à mesurer l'effet du changement de combustible. Si aujourd'hui il faut 940 TWh de méthane pour se passer des fossiles liquides et solides, cela ne veut pas dire qu'il faille tout cela en gaz fossile, ni en biométhane : l'électrification se poursuit grâce aux pompes à chaleur et aux moteurs électriques, et le passage à l'ÉREV réduit à la fois les besoins et les coûts.

Le système Résilience 2045 doit au contraire réduire cette demande grâce à l'efficacité et à l'électrification. On cherche donc à faire évoluer le système :

2025	Transition	2045
Pétrole + charbon + gaz fossile + électricité	Électricité en forte croissance + méthane pour les usages encore difficiles à électrifier + montée en puissance du biométhane	Électricité bas carbone + gaz renouvelable ciblé + stockage + efficacité énergétique + valorisation du carbone biogénique

L'ARRIVÉE 2045 EN CHIFFRES (PPE RÉSILIENCE 2045)

- **Électricité : 665 TWh consommés** (~705 TWh produits) — nucléaire ~380 TWh avec 14 EPR2, éolien en mer ~100, solaire ~100, hydraulique ~65, éolien terrestre ~60.
- **Bio-CH_4 : ~262 TWh produits** (pyrogazéification ~105–145 selon le réglage, méthanisation ~110–120, Sabatier ~25–40) pour **~265–290 TWh de besoins** (poids lourds ~75, ÉREV ~75, aviation ~80, industrie haute température ~22, agriculture ~13, soutien réseau hivernal ~25).
- **Comparaison :** le scénario tout-électrique nécessiterait ~720 TWh d'électricité et conserverait ~75 TWh de kérosène fossile ; l'écart de ~55 TWh évite environ 7 EPR2.
- **Au total, ~950 TWh de vecteurs énergétiques** (électricité + bio-CH_4) couvrent les besoins, contre ~1 600 TWh d'énergie aujourd'hui : l'efficacité de l'électrification réduit d'environ 40 % la quantité d'énergie nécessaire.

12. La biomasse : une ressource précieuse et limitée

La stratégie Résilience ne suppose pas que toute l'énergie française puisse être fournie par du biométhane. La biomasse doit être considérée comme une ressource limitée. Il faut donc rechercher le meilleur rendement global de son utilisation.

La méthanisation permet de produire :

matière organique humide → biométhane + CO_2 biogénique + digestat

La pyrogazéification permet de valoriser les biomasses lignocellulosiques sèches (résidus de culture, bois mort et rémanents forestiers, houppiers) avec production de :

gaz renouvelable + biochar + CO_2 biogénique

Cette seconde voie présente une particularité importante pour une stratégie carbone négative : une partie du carbone peut être stabilisée sous forme de biochar plutôt que retournée immédiatement dans l'atmosphère. Dans le programme, 150 sites de pyrogazéification traitant chacun 1 000 t de matière sèche par jour produisent ~105 à 145 TWh de méthane par an selon le réglage : un site ne peut pas produire à la fois son maximum de méthane et son maximum de biochar, et chacun arbitre entre les deux selon le prix payé pour le carbone retiré (note de référence « Pyrogazéification, biochar et bilan carbone »).

13. De la neutralité carbone à la possibilité d'un système net négatif

La trajectoire ne se limite donc pas à remplacer le carbone fossile par du carbone biogénique. Dans certaines filières de Résilience, l'objectif est de conserver une fraction du carbone biogénique sous une forme durable :

biomasse → gaz renouvelable + biochar + CO_2 biogénique

Le gaz peut fournir le service énergétique nécessaire. Le biochar constitue une voie de stockage durable du carbone : ~9–13 $MtCO_2$/an en réglage méthane, ~20–23 $MtCO_2$/an en réglage biochar, à condition d'un biochar produit à haute température, stable (rapport H/Corg ≤ 0,4) et certifié. Le CO_2 biogénique concentré produit par les sites (~25–40 Mt/an selon le réglage) peut être utilisé par la méthanation — qui en consomme ~5–8 Mt pour produire 25–40 TWh de méthane de synthèse — ou séquestré géologiquement pour le reste. Une même tonne ne peut pas être comptée deux fois. Entre les deux réglages, la conduite des sites peut être ajustée en continu, selon le prix du carbone, la saison et la biomasse reçue.

Le bilan net dépend donc des leviers effectivement mis en œuvre. Il se construit par étapes :

Configuration 2045	Bio-CH_4	Fossile résiduel	Stockage durable	Bilan net du système énergétique (Mt CO_2/an, négatif = retrait net)
Base : biomasse résiduelle + biochar	~262 TWh	~30 TWh (+6 Mt)	biochar −8 à −23 Mt	~−5 à −17 Mt
+ méthanation maximisée	~282 TWh	~10 TWh (+2 Mt)	biochar −8 à −23 Mt	~−6 à −21 Mt
+ séquestration géologique du CO_2 biogénique	~282 TWh	~10 TWh (+2 Mt)	biochar + ~25–35 Mt géologiques	~−35 à −56 Mt
+ cultures dédiées (miscanthus, ~1 Mha de terres marginales)	~300–330 TWh	0	+ ~15–30 Mt	~−55 à −88 Mt

Périmètre : système énergétique (combustion et stockage du carbone). Les émissions agricoles de méthane et de protoxyde d'azote (~70–80 MtCO_2e) et celles des procédés industriels relèvent d'autres leviers et ne sont pas incluses. Valeurs cohérentes avec le document Mix énergétique 2045 V11.1.

Trois enseignements en découlent. **Avec le seul biochar**, le système énergétique de 2045 est déjà neutre à légèrement négatif : c'est le socle robuste. **La valeur de ~−55 Mt/an** suppose en plus la séquestration géologique du CO_2 biogénique concentré, qui demande des infrastructures de transport et de stockage du CO_2 à développer. **Les valeurs au-delà de −70 Mt/an** supposent enfin des cultures dédiées portant la production de bio-CH_4 au-delà de 300 TWh : elles constituent un potentiel, pas le scénario de référence.

Le système peut ainsi tendre non seulement vers **zéro émission nette**, mais vers **un bilan net négatif**, à condition que les quantités de carbone durablement stockées soient réellement démontrées et que l'ensemble du cycle de vie soit correctement comptabilisé. Le cadre européen de certification des absorptions de carbone (CRCF, règlement 2024/3012), dont les méthodologies applicables au biochar ont été adoptées en 2026, permet désormais cette démonstration.

14. L'intérêt économique de la complémentarité

La complémentarité n'est pas seulement climatique. Elle peut également réduire le coût global de la transition. Une stratégie consistant à électrifier absolument tous les usages impose de dimensionner le système électrique pour des besoins très différents :

- pointes hivernales ;
- transports ;
- chaleur ;
- industrie ;
- aviation ;
- stockage de longue durée.

À l'inverse, une stratégie utilisant du gaz pour les usages où une molécule énergétique est particulièrement pertinente permet de limiter certaines surcapacités électriques et certains besoins de stockage. Inversement, électrifier les usages où l'électricité est très efficace permet de ne pas consommer inutilement de la biomasse sous forme de gaz.

Ordres de grandeur issus de la PPE Résilience 2045 :

- investissements 2025–2045 de **540 à 690 Md€**, contre 794 à 1 096 Md€ pour le scénario tout-électrique, soit une économie centrale de **~315 Md€** ;

- **~7 EPR2 évités** (~84 Md€) grâce à l'écart de demande électrique et à la valorisation des surplus par méthanation ;
- l'**ÉREV** réduit le coût des véhicules : batterie d'~20 kWh au lieu de 50 à 80 kWh, et moindre besoin de bornes de recharge rapide et de renforcement du réseau ;
- le réseau gazier existant, amorti, est **valorisé** au lieu d'être déprécié.

Le principe devient donc :

> **Utiliser l'électricité lorsque l'électron est le vecteur le plus efficace ; utiliser le gaz renouvelable lorsque la molécule est le vecteur le plus pertinent.**

Ce principe doit conduire à optimiser le système dans son ensemble plutôt qu'à maximiser séparément l'électricité ou le gaz.

15. Une transition qui commence immédiatement

L'un des avantages fondamentaux de cette approche est que la décarbonation n'est pas reportée à 2045.

- **Dès la première période :** pétrole/charbon → méthane permet une réduction des émissions de combustion.
- **Pendant la même période :** le développement de l'électricité réduit progressivement les besoins de combustibles.
- **Et simultanément :** le développement du biométhane réduit progressivement la dépendance au gaz fossile.

Les trois processus peuvent donc fonctionner ensemble.

16. Mettre au point les techniques et adapter la réglementation

Atteindre l'optimum de 2045 suppose de mettre au point toutes les techniques nécessaires, ou au moins de les adapter, et d'adapter la réglementation. L'objectif n'est pas de respecter une réglementation existante : c'est d'assurer un fonctionnement optimum de notre société. La réglementation est un outil au service de cet objectif ; lorsqu'elle ne le sert pas, elle doit évoluer. Les chantiers sont identifiés :

Chantier	Ce qu'il faut obtenir	Horizon
Pyrogazéification de biomasse sèche	Sites pilotes à l'échelle industrielle, validation des rendements méthane et de la qualité du biochar	2027–2030 (Phase 0)
Véhicules ÉREV au bio-GNV	Développement avec les constructeurs nationaux ; reconnaissance dans la révision du règlement européen sur le CO_2 des véhicules (voie « carburants neutres en CO_2 », art. 5a de la proposition de révision du règlement 2019/631) ; passage d'une mesure à l'échappement à une mesure du puits à la roue ou en cycle de vie (méthode prévue à l'art. 7a), qui place l'ÉREV au bio-GNV au niveau des véhicules 100 % électriques	2026–2030
Biochar et CO_2 biogénique	Biochar de qualité (haute température, H/Corg ≤ 0,4, certification EBC) ; certification des retraits permanents dans le cadre CRCF ; objectif chiffré d'absorptions permanentes dans la révision de la stratégie nationale bas-carbone (SNBC 3) ; rémunération des tonnes stockées ; filières de séquestration géologique	2026–2032
Biométhane	Contrats de long terme (type CfD 15 ans) ; injection facilitée ; extension des stations bio-GNV	2026–2030

Chantier	Ce qu'il faut obtenir	Horizon
Équipements utilisateurs	Compatibilité systématique avec le biométhane des équipements gaz installés pendant la transition ; règles d'urbanisme et de construction cohérentes avec cette compatibilité	2026–2035
Méthane fugitif	Application du règlement européen 2024/1787 ; objectif national de fuites < 0,2–0,3 % sur la chaîne ; plafond contractuel de 1 % par installation	Dès 2026
Rémunération des services rendus	Rémunérer la tonne de carbone retirée durablement, financée par une obligation progressive de retrait pesant sur les metteurs sur le marché de carbone fossile ; reconnaître la valeur de secours et de stockage du biométhane ; ouvrir les certificats de production de biogaz (article R.446-105) à la pyrogazéification, comme la réponse ministérielle du 11 juin 2026 s'y dit prête sous trois critères	2027–2030
Procédures et ressource	Statut d'installation de séquestration carbone territoriale ; délais de recours compatibles avec l'urgence climatique (6 à 10 ans de procédures par site aujourd'hui) ; protocole national pour la biomasse à risque et débroussaillement préventif	2027–2030
Méthanation (Sabatier)	Industrialisation des électrolyseurs couplés au CO_2 concentré des sites de pyrogazéification	2030–2040

Ces règles conditionnent les décisions d'investissement : un site n'est décidé que sur les règles en vigueur le jour de la décision. Elles doivent donc être adoptées avant que les sites ne soient décidés — l'essentiel dans les deux à trois années qui suivent une décision prise en 2027 (note « Changer les règles avant de construire », resilience2045.fr).

La tarification carbone européenne (marché ETS2 pour les carburants et le chauffage, à partir de 2028) renforcera l'intérêt économique de la substitution pétrole → méthane puis fossile → biométhane : elle va dans le sens de la trajectoire.

17. La logique globale de Résilience 2045

La trajectoire peut être résumée par le schéma suivant :

2025	2025–2035	2035–2045	2045
Pétrole + charbon + gaz fossile électricité déjà largement décarbonée	Pétrole/charbon → méthane lorsque l'électrification n'est pas immédiatement disponible fort développement de l'électricité début de la montée en puissance du biométhane	électrification croissante réduction de la consommation totale de gaz remplacement progressif du gaz fossile par du gaz renouvelable développement du biochar	Électricité bas carbone + gaz renouvelable + stockage + efficacité

Avec, en 2045 :

- très forte réduction des combustibles fossiles ;
- disparition du charbon énergétique ;
- forte réduction du pétrole énergétique ;
- gaz fossile devenu marginal ;
- biométhane réservé aux usages à forte valeur ;
- carbone biogénique valorisé ;
- possibilité d'un bilan carbone net négatif.

18. Conclusion

La démonstration réalisée à partir de la situation énergétique de 2025 permet de distinguer deux questions qui sont souvent confondues.

Première question : quel est l'effet du changement de combustible ?

À énergie comparable, le remplacement du pétrole et du charbon par du méthane permettrait de réduire les émissions directes de CO_2 de combustion d'environ **40 à 50 $MtCO_2$ par an**. Cette conclusion est indépendante de l'origine du méthane. Elle montre simplement que le méthane est intrinsèquement moins émetteur de CO_2 à la combustion que les hydrocarbures liquides et le charbon — à condition que les fuites soient maîtrisées.

Deuxième question : quelle stratégie pour 2045 ?

La réponse de Résilience n'est pas de remplacer les ~940 TWh théoriques de combustibles fossiles par 940 TWh de biométhane. Elle consiste à utiliser les vingt années de transition pour agir simultanément sur trois leviers :

1. électrifier massivement les usages où l'électricité est efficace ;
2. utiliser immédiatement le méthane pour remplacer les combustibles liquides et solides lorsque l'électrification ne peut pas suivre au même rythme, sans dépasser le niveau actuel de gaz fossile ;
3. remplacer progressivement le méthane fossile par du biométhane et d'autres gaz renouvelables, tout en réduisant la demande totale de gaz.

Cette complémentarité permet de ne pas attendre que chacune des transformations soit achevée pour commencer la suivante. Elle permet surtout de rechercher simultanément quatre objectifs : réduction rapide des émissions, sécurité énergétique, optimisation économique et, à terme, bilan carbone net négatif.

La philosophie de Résilience 2045 peut ainsi se résumer en une phrase :

> **Ne pas opposer l'électricité au gaz renouvelable, mais utiliser chacun là où il est le plus efficace, tout en faisant évoluer progressivement le système d'un modèle fondé sur les combustibles fossiles vers un système fondé sur l'électricité bas carbone et les molécules renouvelables.**

Car la finalité n'est pas de respecter un cadre ou d'atteindre un chiffre : elle est d'**assurer un fonctionnement optimum de notre société, en évitant que la planète et les espèces vivantes ne meurent.**

Sources et documents de référence

SDES, Bilan énergétique de la France · RTE, Bilan électrique 2024 · Citepa, inventaire national des émissions · GIEC, 6e rapport d'évaluation (AR6) · Règlement (UE) 2024/1787 sur les émissions de méthane · Règlement (UE) 2024/3012 (CRCF) · Programme Résilience 2045 : PPE Résilience 2045 V1.1, Mix énergétique 2045 V11.1, Note de cadrage système énergétique V11.1, notes pyrogazéification et aviation V11.1 — resilience2045.fr