

Démarche des « Concertations H₂, CO₂ et CH₄ : Perspectives d'avenir »

Webinaire de lancement du 4 avril 2025 Questions & Réponses issues du webinaire

Est-ce qu'un scénario de retard de l'électrification des usages et donc d'augmentation des besoins d'usage du gaz est envisagé ?

Réponse : Le scénario B envisage une évolution plus lente des mix énergétiques (5 ans de retard par rapport au scénario A), et donc un retard de l'électrification et une baisse moins rapide de la consommation de méthane que le scénario A.

Pour autant, tous les scénarios envisagent une baisse à court ou moyen terme des consommations de méthane, par suite d'une évolution des mix énergétiques et des gains d'efficacité énergétique. Merci de nous faire part de vos analyses à ce sujet et des sensibilités qu'il vous paraît important de considérer dans le cadre de cette consultation.

Les transits sont-ils aussi dans votre scope de réflexion ?

Réponse : Les transits entrent aussi dans notre scope de réflexion. Les flux de méthane et les flux d'hydrogène en France et en Europe résulteront de simulations à l'échelle européenne menées sur la base des scénarios soumis à consultation. Les ateliers Hydrogène et Méthane seront l'occasion d'échanger plus en détail sur les hypothèses prises en compte.

Des hypothèses ont-elles été prises sur la consommation d'énergie pour le secteur maritime ? Il n'y a pas de part minimale d'incorporation mais il y a des objectifs de décarbonation traduits dans la feuille de route du maritime. Comment les avez-vous intégrés ?

Réponse : Des hypothèses ont été prises sur la consommation d'énergie pour le secteur maritime. En effet, la réglementation européenne FuelEU Maritime fixe des objectifs de diminution de l'intensité carbone de la propulsion maritime (en % de baisse en gCO₂ / MJ) entre 2025 et 2050. Pour respecter ces objectifs, plusieurs carburants sont envisageables : méthane (GNL, e-méthane et biométhane), méthanol (e-méthanol et biométhanol), e-ammoniac et biodiesel. L'évolution de la consommation énergétique dans le maritime a été scénarisée selon des hypothèses de :

- Gains d'efficacité énergétique (par types de navires)
- Rythme de renouvellement des flottes de navires soutant en France, par commandes de navires neufs, achats de navires d'occasion ou rétrofits de navires existants (par types de navires)
- Choix de motorisation des navires renouvelés (notamment des moteurs dual fuel méthane-fioul-diesel ou méthanol-fioul-diesel)
- Consommation d'énergie au sein des navires, notamment pour ceux équipés de moteurs dual fuel pouvant consommer des carburants fossiles et durables, dans des proportions variables au cours du temps, de manière à respecter les cibles de FuelEU Maritime.

De plus, des cibles spécifiques sur les RFNBO existent en 2030 dans FuelEU Maritime. Enfin, des hypothèses ont été prises en compte concernant la production en France ou non des

carburants durables soutés aux ports français. Ces éléments sont disponibles dans l'Excel soumis à consultation.

Vous considérez les imports de H₂ dans la méthodologie - est-ce que les exportations de H₂ sont aussi considérées ?

Réponse : Les importations d'hydrogène sont étudiées. Étant donné les ambitions de la France en matière de souveraineté énergétique nationale, seul le scénario B considère à 2035 une part importée d'H₂ (6%). Nous nous inscrivons dans un scénario où la demande en hydrogène de la France est satisfaite par la production française et que les flux transportés par Barmar ou les importations potentielles via les zones portuaires sont destinés à répondre essentiellement aux besoins de pays transfrontaliers comme l'Allemagne (flux de transit). A ce stade, aucun des scénarios proposés n'envisage de production française excédentaire en bilan annuel d'hydrogène. Merci de nous faire part de vos analyses à ce sujet et des sensibilités qu'il vous paraît important de considérer dans le cadre de cette consultation. Ce point pourra aussi faire l'objet d'échanges lors des ateliers H₂.

Comment va être pris en compte le besoin de réseaux de CO₂ pour la décarbonation des industries *hard to abate* pour des émissions de procédé (hors énergie) ? Les projets d'infrastructures qui émergent dans les différents bassins (Dunkerque, St Nazaire, Fos, Sud Ouest) répondent très majoritairement à des besoins de CO₂ hors énergie pour du CCS. **Est-ce qu'il y aura des sensibilités sur ces besoins ?** Le CCU est un besoin marginal (et opportuniste) qui apparaît grâce aux réseaux développés pour le CCS.

Réponse : Cela est plus détaillé lors de la présentation du Schéma Directeur des Infrastructures CO₂:

- Nous prenons en compte les émissions de procédés (industries *hard-to-abate* comme les cimenteries) pour le développement en profondeur (volume & territorial) des réseaux de CO₂.
- Nous souhaitons justement avoir le retour des acteurs pour établir ces sensibilités.
- Nous considérons qu'à terme le CCU correspondra à une forte part des flux de CO₂ en France cf. Objectifs 2050 de la Stratégie CCUS du gouvernement français.

Si je comprends bien le jeu de scénarios proposé n'intègre pas de trajectoire où l'accélération de la décarbonation porte sur une plus grande maîtrise de la demande ? Alors même que :

- la PPE, qui fait scénario de référence, ne respecte pas l'engagement de la France en matière d'efficacité,
- comme la DGEC l'a rappelé, le principe de primauté de l'efficacité énergétique doit pourtant s'appliquer,
- le potentiel d'efficacité supplémentaire et de sobriété est très élevé, et seul susceptible de fournir des marges par rapport aux différentes contraintes ressources évoquées.

Réponse : Les scénarios proposés s'appuient sur des hypothèses d'efficacité énergétique et de sobriété, dont l'importance est plus ou moins marquée selon le scénario. Merci de nous faire part de vos analyses à ce sujet et des sensibilités qu'il vous paraît important de considérer dans le cadre de cette consultation.

Sur l'industrie, le levier de sobriété n'apparaît même pas... Est-ce qu'au moins il est traité explicitement dans les autres secteurs ?

Réponse : Sur l'industrie, les leviers de sobriété sont pris en compte dans l'évolution de la production industrielle. Celle-ci est calculée en fonction d'hypothèses d'évolution de la

demande industrielle et d'évolution de la balance commerciale (imports / exports). Certains scénarios peuvent envisager une baisse de demande de matières premières selon des mesures de sobriété (par exemple si sobriété sur l'usage d'engrais ou de béton/verre dans le bâtiment), ce qui induirait selon les secteurs une production industrielle plus faible en France (à balance commerciale constante). Merci de nous faire part de vos analyses à ce sujet et des sensibilités qu'il vous paraît important de considérer dans le cadre de cette consultation.

Rien n'a été dit en introduction, sauf erreur de ma part, sur les éléments de cadrage macroéconomique. Est-ce qu'un cadre de référence est posé (croissance, prix...), et si oui lequel ? Et quelle sensibilité est prévue (y compris stress tests, vu le niveau de volatilité qu'induit la situation géopolitique) ?

Réponse : Dans une logique de préfiguration des obligations relatives au 4e paquet gaz européen comprenant le règlement (UE) 2024/1789 et la directive (EU) 2024/1788), dont la transposition en droit français devra intervenir d'ici août 2026, et dans le but d'éviter de sur-solliciter les parties prenantes, nous proposons d'utiliser le cadrage macro-économique qui ressortira de la consultation en cours pour le Bilan Prévisionnel électrique de RTE. Pour le cas où ce cadrage ne serait pas pertinent pour les analyses et besoins particuliers des systèmes de molécules, cela sera tracé de manière transparente.

Plusieurs projets d'exploration d'hydrogène naturel sont en cours en France. Intégrez-vous des hypothèses de production potentielle ?

Réponse : Des projets d'exploration d'hydrogène naturel (dit « blanc ») sont effectivement en cours en France. Selon les scénarios, ces productions potentielles sont prises en compte à partir de 2035. Des incertitudes existent quant aux volumes, calendrier et coût de cet hydrogène. Merci de nous faire part de vos analyses à ce sujet.

Si les projets de e-fuels ne passent pas le FID d'ici Q1 2026, ils ne pourront pas délivrer de molécules en 2030. Il faut donc que les FEED aient d'ores et déjà été lancés pour que 2030 soit un scénario réaliste pour les projets de e-fuel.

Réponse : Les projets annoncés de production d'e-fuels, et les décisions d'investissement à leur sujet sont étudiés. Ce point pourra également être discuté lors des ateliers dédiés à l'H₂.

Ce serait intéressant de faire figurer les réseaux H₂ existants qui ne sont ni NaTran ni Terëga.

Réponse : Nous sommes ouverts à ce que tous les opérateurs de réseaux d'H₂ et de CO₂s'inscrivent dans cette démarche viennent apporter leur pierre à l'édifice. Notre souhait est de nous positionner comme un « agrégateur » des besoins de transport d'H₂ et CO₂. Concrètement, pour le CO₂ : le plan de développement prospectif affiché tient compte de projets opérés par d'autres opérateurs (zone Dunkerque, Vallée du Rhône...). Les réseaux H₂ existants, notamment d'Air Liquide, sont bien pris en compte dans nos réflexions et études réseau (zone de Fos-sur-Mer, du Havre, etc.).

Le succès du CCS sera fortement lié à l'évolution du prix de la tonne de CO₂ sur le marché carbone (ETS) et par conséquent à la réglementation européenne. Est-ce que cette sensibilité est prise en compte dans les scénarios de déploiement ?

Réponse : En l'état, les scénarios de déploiement des carboducs sont étudiés en comparant des évaluations de coût complet de la chaîne CCS avec la Valeur d'Action pour le Climat. La valeur de l'ETS (et sa hausse) a une influence conjuguée avec la disponibilité et le volume des aides publiques pour le financement des projets (CCfD, subventions...).

Comment les flux qui seront associés au stockage de CO₂ sont pris en compte dans les scénarios ?

Réponse : Nous avons pour l'instant pris en compte les volumes des principaux sites d'émissions à capter sur les différents hubs industriels pour les diriger vers les exutoires économiquement les plus intéressants. Ces flux sont à adapter en fonction des volumes et localisations de CO₂ à capter, de CO₂ à valoriser et des développements de stockages souverains. Nous pouvons mener ensemble ces réflexions dans les ateliers.

Les cartes de CO₂ montrées se basent-elles sur les données ETS (EU donc hors données CO₂ biogéniques actuellement pas comptées dans ces données) ?

Réponse : Les fonds de carte utilisés correspondent bien aux émissions de CO₂ soumises à l'ETS en 2023. Cependant les volumes affichés sur les hubs sont des estimations sur la part de ces émissions fossiles captables aux différents horizons de temps et nous sommes actuellement en train d'évaluer les potentiels (localisation/volume) de capture de CO₂ biogénique ainsi que de CO₂ valorisés. Cette concertation a aussi pour objectif d'échanger sur la vision des émetteurs et des consommateurs de CO₂ pour pleinement les prendre en compte dans le développement des infrastructures.

Les quantités de CO₂ biogénique existantes sur le territoire aux horizons de temps ont-elles été prises en compte comme frein au déploiement des molécules de synthèse ?

Réponse : Les quantités de CO₂ biogéniques existantes sur le territoire ont été prises en compte dans la possibilité technique et économique du développement de la production en France des molécules de synthèse. Comme présenté, ces éléments sont encore à l'étude et nous sommes preneurs des analyses quantitatives que vous pourrez partager. Les projets actuellement annoncés de production de molécules de synthèse envisagent de s'implanter proche des sources de CO₂ biogénique (notamment de papetiers ou de sites d'incinération).

À moyen et long terme, des hypothèses sont prises en compte sur l'évolution des émissions de CO₂ biogénique, et sur les parts captées, notamment dans l'industrie, le secteur de l'énergie (production de chaleur, secteur des déchets, bioraffineries) et la production de gaz vert (méthanisation). Dans ces secteurs, l'incorporation progressive de biomasse dans les mix énergétiques comme moyen de décarbonation est notamment prise en compte, ainsi que le développement des infrastructures CO₂.

Est-ce que l'exercice prospectif intègre l'aspect économique du développement des nouvelles infrastructures ? En particulier, quelles contributions financières de l'Espagne (producteur d'hydrogène) et de l'Allemagne (consommateur de la moitié de l'hydrogène qui transitera par BarMar) ?

Réponse : Les exercices prospectifs intègrent les aspects économiques aussi bien lors de la construction des scénarios (comparaison des voies de décarbonation par exemple comme présenté) que pour l'analyse des implications sur les infrastructures. L'analyse en coût complet pourra être effectuée à la suite de la consolidation des retours que vous nous ferez. La question des contributions financières et contractuelles dépassent le périmètre de ces études prospectives.

Les armateurs navires seront ils associés à la concertation, et quid du lien à l'institut meet2050 qui travaille spécifiquement avec l'Etat sur le sujet de la Feuille de route nationale carburants maritimes alternatifs et transitions portuaires ?

Réponse : Certains partenaires stratégiques et adhérents de l'Institut meet2050 sont effectivement associés à la concertation. Nous ajouterons les contacts que vous nous suggérez qui n'auraient pas été associés à date. Les ateliers à venir seront l'occasion d'approfondir les voies de décarbonation privilégiées par le secteur maritime.

Par ailleurs, des discussions existent avec certains armateurs, en bilatéral ou dans le cadre d'études régionales (comme les études ZIBAC – Zone Industrielle Bas Carbone, comme celle de Fos-sur-Mer).

La carte au centre du scénario 2030 prévoit l'exportation de CO₂ vers des pays étrangers. Les réglementations et les différents protocoles européens, qu'ils soient ratifiés ou non par la France, sont-ils en accord avec ce scénario ?

Réponse : La ratification du Protocole de Londres est en cours dans les différents pays de l'UE (dont la France) mais aussi en Norvège. Les accords bilatéraux sont signés (FR-DK) ou bientôt signés (FR-NO). Le Schéma Directeur des Infrastructures CO₂ permet aussi de rappeler cet enjeu au niveau des pouvoirs publics.

Travaillez-vous déjà sur les spécifications du CO₂ qui pourra être transporté dans ces réseaux ?

Réponse : Oui nous travaillons au niveau de la R&D sur les contraintes liées aux spécifications du CO₂ pour le transport ; au niveau normalisation avec l'AFNOR pour définir à l'échelle européenne les spécifications du CO₂ transporté.

La flèche indiquée sur la carte semble suggérer un flux d'importation de CO₂ depuis l'Allemagne. Envisagez-vous également, à l'inverse, une connexion au réseau de CO₂ allemand pour permettre l'export — notamment via Wilhelmshaven, par navire ou pipeline — voire en direction du Danemark, afin d'accéder aux futurs sites de stockage onshore prévus à cet effet ?

Réponse : À ce stade les options restent ouvertes et dépendent principalement de la vitesse de développement des infrastructures sur les deux rives du Sud de la vallée du Rhin, du coût pour leur accès/utilisation et des besoins de décarbonation/valorisation en Alsace & Lorraine d'une part et Bade-Wurtemberg & Bavière d'autre part. Nous intégrons pleinement dans ce plan de développement prospectif la coopération et l'interopérabilité avec les opérateurs transfrontaliers.

Est-ce que le transport de CO₂ n'est envisagé que par canalisation, ou est-ce que d'autres modes de transport (route, train) sont envisagés, avec les enjeux d'intermodalité associées (exemple : transport du CO₂ en train entre la cimenterie de Lafarge à Montalieu vers le site d'Elyse Energy à Roussillon) ?

Réponse : L'exercice du plan de développement prospectif des Infrastructures de transport de CO₂ n'a pas vocation à proposer une organisation pour ce type de logistiques (routière, ferroviaire, fluviale, maritime) qui ne seront *a priori* pas régulées, ni à être prescriptive sur les choix individuels des acteurs. Cependant dans le cadre de la recherche d'une décarbonation la plus profonde et la plus efficiente économiquement ainsi que d'une multimodalité du transport du CO₂ en France, nous sommes ouverts aux échanges avec les opérateurs correspondant afin notamment de prendre en compte les besoins d'interface éventuels entre les vecteurs (chargement/déchargement/cabotage).

Dans le cadre d'une vision intégrée des infrastructures. Est-ce que vous allez intégrer et comment vous allez intégrer les stockages souterrains et les terminaux gaziers ?

Réponse : En ce qui concerne le CH₄, Terēga et NaTran sont déjà en interaction avec les infrastructures adjacents, que ce soient les opérateurs des pays voisins, les stockeurs, les distributeurs, ou les terminaux selon des procédures bien établies.

Pour l'H₂ et le CO₂, la présente concertation vise à poser une première étape des interactions avec les opérateurs de logistiques adjacents, qu'ils soient existants ou futurs.

Nous avons d'ores et déjà des contacts avec des opérateurs transfrontaliers, les opérateurs de stockage et de terminaux que nous avons identifiés.

Cette démarche de coopération entre opérateurs de logistique, en vue de co-construire de façon ouverte avec les parties prenantes à la fois des scénarios prospectifs communs et des plans de développement prévisionnels est bien sûr ouverte aux opérateurs souhaitant adhérer à ces principes de fonctionnement et contribuer activement à cette démarche.