

Création de hubs pour l'hydrogène en Europe

Une analyse du paysage européen de l'hydrogène

André Wolf



L'hydrogène vert a dépassé le stade des essais : dans toute l'Europe, de grands consortiums s'apprêtent à mettre en place, à grands frais, les chaînes d'approvisionnement de demain. C'est à ce stade que seront posés les jalons du succès ou de l'échec de la course à cette technologie. L'Europe dans son ensemble ne pourra réussir que si elle oriente la construction des chaînes d'approvisionnement en fonction du potentiel de ses régions et si elle exploite les avantages d'une division du travail européenne. Cet Input du cep propose une première analyse du modèle spatial de l'économie européenne de l'hydrogène.

Thèses principales:

- ▶ Compte tenu des multiples possibilités de valorisation, la structure économique régionale en Europe offre **un grand potentiel pour une division du travail européenne** le long des chaînes d'approvisionnement en hydrogène.
- ▶ La répartition spatiale des grands projets actuellement dans les starting-blocks **ne reflète que partiellement ce potentiel**.
- ▶ Une **meilleure coordination européenne des canaux de promotion** et leur orientation conséquente sur les besoins de l'économie régionale sont essentielles. Il est important, dans la phase de démarrage actuelle, de coordonner les aides avec les critères d'implantation économique régionale.
- ▶ L'objectif à moyen terme doit être l'**émergence de marchés suprarégionaux** pour l'hydrogène vert en Europe. Pour ce faire, il convient de créer dès aujourd'hui les conditions nécessaires en renforçant la promotion du développement des infrastructures et en harmonisant la réglementation du marché.

Table des matières

1	Contexte	4
2	Créer une économie européenne de l'hydrogène	5
2.1	Avantages pour la politique climatique et l'économie nationale.....	5
2.2	Barrières économiques	6
3	Analyse de site pour les régions de l'UE	8
3.1	Critères d'analyse	8
3.2	Potentiels techniques.....	10
3.2.1	Génération	10
3.2.2	Recyclage industriel.....	11
3.2.3	Valorisation du secteur de la mobilité	14
3.2.4	Valorisation du secteur du bâtiment.....	16
3.3	Cadre local	18
3.3.1	Savoir-faire et diffusion des connaissances	18
3.3.2	Consommation intermédiaire locale.....	19
3.3.3	Infrastructure physique	21
3.3.4	Incidations publiques du marché	22
3.3.5	Évaluation globale par région.....	23
4	L'hydrogène vert, objet d'une politique régionale	25
4.1	Le concept des vallées de l'hydrogène	25
4.2	Politique de soutien dans l'UE.....	26
4.3	Statut quo du paysage de projet	27
5	Implications pour la politique européenne	31
5.1	Besoin de pilotage	31
5.2	Instruments	32
6	Conclusion	33
7	Annexe	36
7.1	Base de données	36
7.2	Résultats détaillés pour les régions cibles.....	37
7.3	Potentiels de valorisation en comparaison régionale	38

Liste des figures

Figure 1 : Aperçu des chaînes de processus.....	6
Figure 2 : Schéma d'analyse	9
Figure 3 : Potentiels régionaux d'E-SER dans l'UE.....	11
Figure 4 : Estimation de la consommation régionale de chaleur industrielle en 2019.....	13
Figure 5 : Intensité du transport routier régional de marchandises en 2019	15
Figure 6 : Estimation de la consommation régionale de gaz naturel des ménages en 2019	17
Figure 7 : H ₂ Indicateurs de savoir-faire en Europe.....	19
Figure 8 : Régions NUTS 2 de l'UE ayant le plus grand nombre de stations de recharge d'hydrogène.....	22
Figure 9 : Existence d'incitations publiques sur le marché dans les États membres	23
Figure 10 : Capacités d'électrolyse prévues d'ici 2030 dans les régions NUTS-2 de l'UE.....	29
Figure 11 : Capacités d'électrolyse prévues vs. potentiels de production d'électricité SER.....	30

1 Contexte

L'objectif de neutralité climatique d'ici 2050 est le principal défi à long terme pour le système économique européen. Le secteur de l'énergie n'est pas le seul concerné. Tous les secteurs de l'économie sont sous pression pour décarboner les processus ou les rendre exempts d'émissions par d'autres mesures. Pour y parvenir, il est nécessaire d'utiliser des technologies qui étendent l'utilisation de l'électricité produite à partir de sources d'énergie renouvelables (électricité SER) au-delà de la consommation directe, aux domaines de la chaleur et de la mobilité, c'est-à-dire qui contribuent au couplage sectoriel. La possibilité de produire de l'électricité à partir de sources renouvelables et les nombreuses applications possibles dans l'industrie, la mobilité et le bâtiment font de l'hydrogène vert un vecteur énergétique approprié. La récente crise énergétique l'a mis encore plus en avant en tant que moyen de sortir de la dépendance aux sources d'énergie fossiles. Dans le cadre de son *plan RePowerEU*, la Commission européenne s'est fixé pour objectif d'augmenter la production nationale d'hydrogène renouvelable à 10 millions de tonnes d'ici 2030.¹ La réalisation de cet objectif implique non seulement un développement rapide des capacités d'électrolyse nationales, mais aussi des investissements massifs dans les technologies d'application basées sur l'hydrogène.

La condition préalable décisive à la réussite d'une économie européenne de l'hydrogène est d'éviter la création d'un patchwork de marchés limités à certaines régions. En effet, les régions européennes se distinguent nettement par leurs potentiels, tant en ce qui concerne la production (capacités SER, savoir-faire technologique) que l'utilisation (par ex. structure industrielle, besoins de mobilité) de l'hydrogène produit de manière renouvelable. Une véritable division européenne du travail, axée sur les avantages comparatifs des régions, sera donc nécessaire à l'avenir pour le commerce de l'hydrogène. Outre la mise en place d'une infrastructure interrégionale, cela exige également un inventaire honnête de la mesure dans laquelle l'accent mis sur la promotion de projets en Europe tient compte des avantages de spécialisation territoriale.

Cet article examine les possibilités pour les régions de participer à une économie européenne de l'hydrogène et les compare au modèle d'activité de projet qui se dessine. Contrairement aux études précédentes axées sur la comparaison entre les pays, il ne s'agit pas ici de déduire des prévisions de coûts ou de volumes. L'accent est plutôt mis sur la question de savoir dans quels segments des futures chaînes d'approvisionnement en hydrogène les régions européennes présentent un potentiel et comment ce potentiel peut correspondre aux conditions cadres locales (infrastructure, connaissances, intermédiaires) et nationales (politique de soutien). Nous souhaitons ainsi opposer une perspective d'économie régionale à l'approche techno-économique habituelle. Sur cette base, nous analyserons les instruments dont disposent l'UE et les États membres pour soutenir la mise en valeur des potentiels régionaux.

¹ Commission européenne (2022a). REPowerEU : une énergie abordable, sûre et durable pour l'Europe. Communication COM(2022) 108 final.

2 Créer une économie européenne de l'hydrogène

2.1 Avantages pour la politique climatique et l'économie nationale

Parmi les options existantes dans le domaine du couplage sectoriel, les technologies qui présentent généralement le meilleur bilan énergétique sont celles qui convertissent directement l'électricité SER en chaleur (pompes à chaleur, chaudières à électrodes) ou en énergie mécanique (entraînements électriques à batterie). Toutes les formes d'utilisation de l'énergie ne peuvent toutefois pas être électrifiées directement de manière judicieuse. L'électrification n'est pas non plus un moyen de réduire les émissions de gaz à effet de serre non énergétiques, notamment les émissions de processus industriels. C'est pourquoi il sera nécessaire à l'avenir de recourir à des procédés permettant d'utiliser autrement l'électricité produite à partir de sources renouvelables. L'utilisation de l'électricité SER pour produire de l'hydrogène par électrolyse de molécules d'eau, appelée hydrogène vert, est l'un de ces procédés. En raison de la perte d'énergie utile qu'entraîne cette étape de conversion, cette technologie est certes inférieure à l'électrification sur le plan énergétique. Mais elle marque des points grâce à la diversité de ses applications. L'hydrogène vert peut être utilisé directement comme gaz et, dans de nombreux cas, remplacer totalement ou partiellement le gaz naturel. Il peut également être utilisé pour produire des carburants et des combustibles synthétiques. Outre l'utilisation énergétique, il peut également être utilisé comme matière première dans l'industrie chimique et comme agent réducteur dans la production d'acier, contribuant ainsi à la décarbonation des processus industriels.² La figure 1 représente schématiquement les chaînes d'approvisionnement potentielles par secteur économique.

D'un point de vue économique, cette diversité potentielle des chaînes d'approvisionnement suscite également l'espoir d'effets importants sur la création de valeur et l'emploi, en particulier dans les régions industrielles soumises à une forte pression de transformation. Certes, tout le monde s'accorde à dire que l'Europe ne pourra pas couvrir sa future demande en hydrogène par sa seule production intérieure, compte tenu du potentiel limité des SER. Cependant, des capacités d'électrolyse propres sont indispensables pour compléter les importations d'hydrogène en provenance de pays tiers, afin d'accélérer le développement du marché et d'éviter l'apparition de nouvelles dépendances externes. C'est ce qu'indique clairement la Commission européenne, qui a fixé des objectifs à moyen terme de 10 millions de tonnes d'hydrogène renouvelable pour la production nationale et les importations d'ici 2030, soulignant ainsi l'égalité des voies d'approvisionnement.³ Étant donné que de nombreux secteurs et formes d'énergie seront potentiellement impliqués dans la mise en œuvre, de nouveaux potentiels s'offrent à la division du travail en Europe.

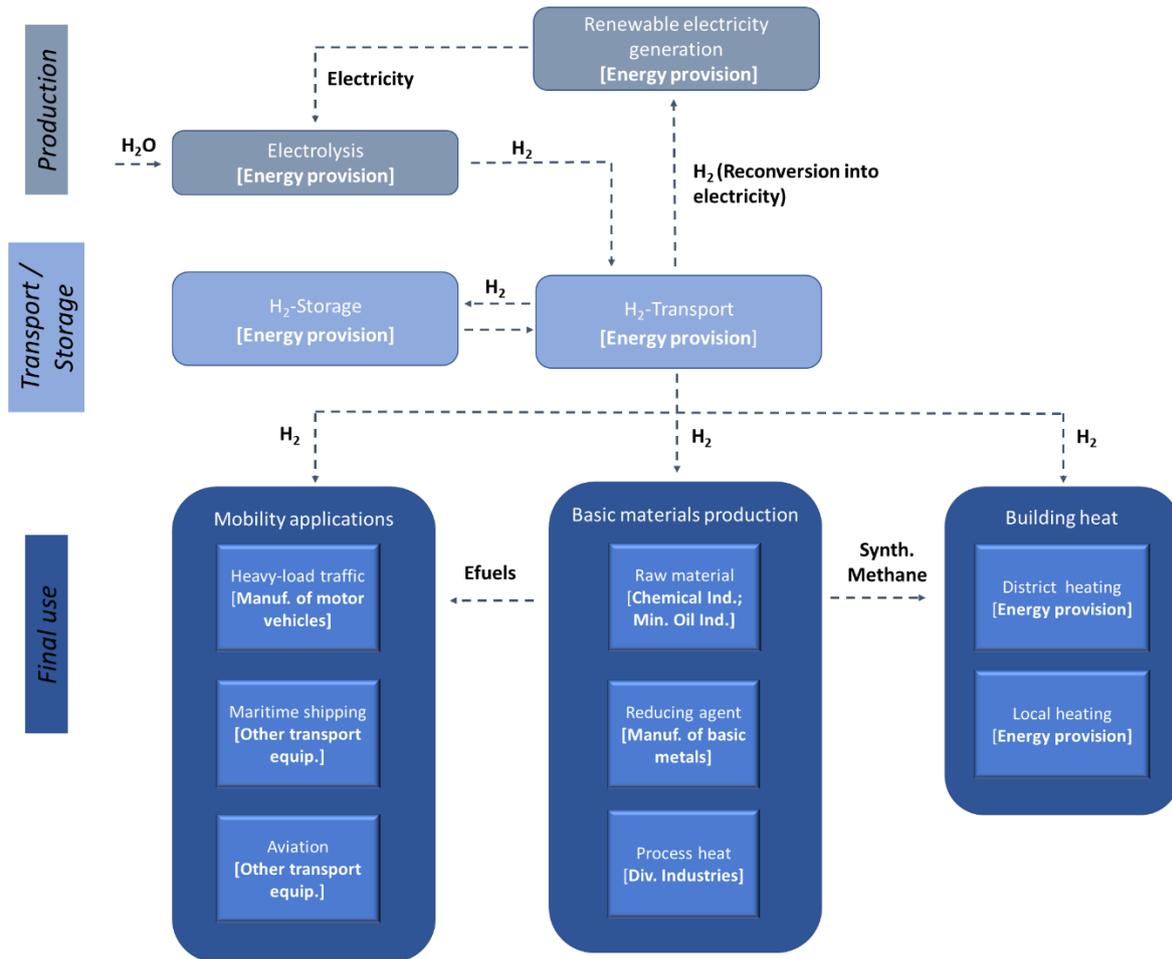
Pour qu'une telle division du travail puisse également se développer en concurrence avec d'autres sources d'énergie, il faut des marchés qui fonctionnent comme instruments de contrôle. Le système d'échange de certificats d'émission établi en Europe constitue déjà un élément important pour la rémunération des économies de CO₂ réalisées par les différentes technologies. Mais l'hydrogène vert lui-même doit recevoir un prix déterminé par les forces du marché, qui rende l'ensemble de ses coûts d'exploitation et sociaux comparables à ceux d'autres formes d'énergie. Seul un commerce interrégional et intersectoriel géré de manière décentralisée par les prix du marché permettra d'orienter les ressources vers des investissements judicieux, qui rendront le système énergétique européen efficace

² Wolf, A. (2022). [Comment l'hydrogène vert rend l'Europe plus indépendante](#). cepInput Nr. 6 / 2022.

³ Cf. Commission européenne (2022a).

sur le plan économique et énergétique. Il reste encore des obstacles à surmonter pour établir un tel mécanisme de prix.

Illustration 1: Aperçu des chaînes de processus



Source : représentation propre

2.2 Barrières économiques

La production et l'utilisation de l'hydrogène vert en Europe se déroulent actuellement dans le cadre d'un conglomérat de projets pilotes plus ou moins avancés, dont la plupart ont une orientation régionale. Il n'y a pas encore d'échanges commerciaux significatifs au-delà des frontières des associations de projets et des partenariats de coopération. Cela s'explique par des raisons de capacité et de coûts. Tout d'abord, l'infrastructure suprarégionale nécessaire fait défaut. Cela concerne d'une part la possibilité de transporter l'hydrogène vert de manière économique. Les grandes quantités d'hydrogène devront être transportées en priorité par pipeline à l'intérieur de l'Europe. Or, à l'exception de quelques conduites non accessibles au public, il n'existe pas encore de réseau de pipelines d'hydrogène en Europe. Il est certes possible d'ajouter de l'hydrogène au réseau de gaz naturel, mais il faut tenir compte des limites techniques. Pour injecter de grandes quantités d'hydrogène, il faut dans tous les cas modifier les réseaux existants ; pour les corridors d'importation et les régions de production intra-européennes, il faudra également construire des pipelines d'hydrogène supplémentaires.⁴ Le deuxième

⁴ Initiative EHB (2021). Analysing future demand, supply, and transport of hydrogen. Rapport - juin 2021, European Hydrogen Backbone Initiative.

problème est le coût de l'électrolyse, notamment la combinaison de coûts fixes élevés et de faibles rendements. Les nouvelles générations d'électrolyseurs présentent certes des avantages en termes d'efficacité, mais génèrent également des besoins d'investissement plus élevés.⁵ De plus, dans certaines régions, le manque d'électricité renouvelable utilisable constitue un problème de capacité.

Les coûts élevés et les obstacles infrastructurels ne sont pas spécifiques à l'hydrogène vert en soi, mais sont typiques de la phase initiale de nombreuses technologies émergentes. Cela ne suffit pas à justifier la nécessité d'un soutien public. Deux facteurs viennent s'y ajouter. Le premier est la **coïncidence entre les économies d'échelle et l'incertitude réglementaire**. Les économies d'échelle signifient ici une diminution des coûts de production par kg d'hydrogène vert au fur et à mesure que la quantité produite augmente. Cette baisse des coûts résulte d'une meilleure couverture des coûts fixes de développement des capacités (économie d'échelle statique) et, à moyen terme, d'une amélioration de l'efficacité grâce aux effets d'apprentissage (économie d'échelle dynamique). La mesure dans laquelle de telles économies d'échelle peuvent effectivement être exploitées est déterminante pour la rentabilité des investissements privés. Les influences gouvernementales sur le prix relatif de l'hydrogène vert constituent un facteur d'incertitude important. Cela concerne l'évolution des prix des certificats de CO₂ et la régulation du marché à cet égard, mais aussi la question de l'imposition de taxes publiques sur les chaînes d'approvisionnement en hydrogène. Les réglementations dans ce domaine varient encore considérablement d'un État membre à l'autre (voir section 3.3.4). Dans un tel contexte, la réticence à investir est la conséquence logique et le développement du marché n'a pas lieu.

Un deuxième facteur est la **problématique de la poule et de l'œuf entre les marchés et les infrastructures**. Pour que les marchés fonctionnent, il faut un accès flexible et non discriminatoire aux infrastructures de transport et de stockage. Inversement, la construction d'un réseau public d'infrastructures n'est rentable que dans la perspective de flux d'hydrogène élevés et continus. L'*European Hydrogen Backbone Initiative*, une association d'exploitants de réseaux énergétiques européens, estime que le coût de la construction d'un réseau de pipelines paneuropéen sera de l'ordre de 80 à 143 milliards d'euros d'ici 2040.⁶ Ce problème de coordination ne pourra finalement être résolu que par une impulsion politique.

En combinant les incitations réglementaires du marché et le financement public de départ, la politique peut encourager la mise à l'échelle et accélérer ainsi le développement du marché. L'apparition de signaux de prix permet aux utilisateurs de faire un choix transparent entre les coûts et les potentiels des différentes formes d'énergie climatiquement neutres, ce qui favorise la mise en œuvre de voies de décarbonation rentables.

L'hétérogénéité de la structure économique, mais aussi les différences de centralité et de caractéristiques topographiques et climatiques des régions créent des conditions de départ très différentes en Europe. Compte tenu du peu de temps disponible, le soutien devrait se concentrer sur les régions dont le potentiel de production ou d'utilisation particulier permet une mise à l'échelle rapide. L'objectif d'une économie de l'hydrogène devient ainsi un problème d'économie territoriale : pour le marché européen de l'hydrogène de demain, les potentiels locaux doivent être identifiés aujourd'hui et exploités de manière ciblée. De cela dépendra non seulement le succès de la transformation, mais aussi le potentiel économique du site industriel européen. Jusqu'à présent, cet aspect n'a guère été abordé

⁵ Iea (2022). *Electrolyers - Rapport de suivi*. Septembre 2022, Agence internationale de l'énergie.

⁶ Initiative EHB (2022). [Estimation de l'investissement et des coûts](#). European Hydrogen Backbone Initiative.

dans le débat, qui s'est focalisé sur les paramètres technologiques et de gestion. Nous lui consacrons une analyse approfondie dans les pages qui suivent.

3 Analyse de site pour les régions de l'UE

3.1 Critères d'analyse

Il est difficile de définir des critères généraux pour un site idéal de production d'hydrogène vert. En effet, la polyvalence signifie également que des régions aux conditions très différentes peuvent être des sites tout aussi appropriés. Ce qui est déterminant, c'est qu'elles exploitent les potentiels d'utilisation correspondant à leur situation géographique et à leur structure économique. Les systèmes classiques de facteurs d'implantation basés sur l'observation des conditions de concurrence, tels que le modèle en diamant de Porter, ne sont pas adaptés à la description, car les marchés de l'hydrogène vert ne sont qu'en train d'émerger. C'est pourquoi nous appliquons ci-après notre propre schéma d'indicateurs de potentiel aux sites européens.

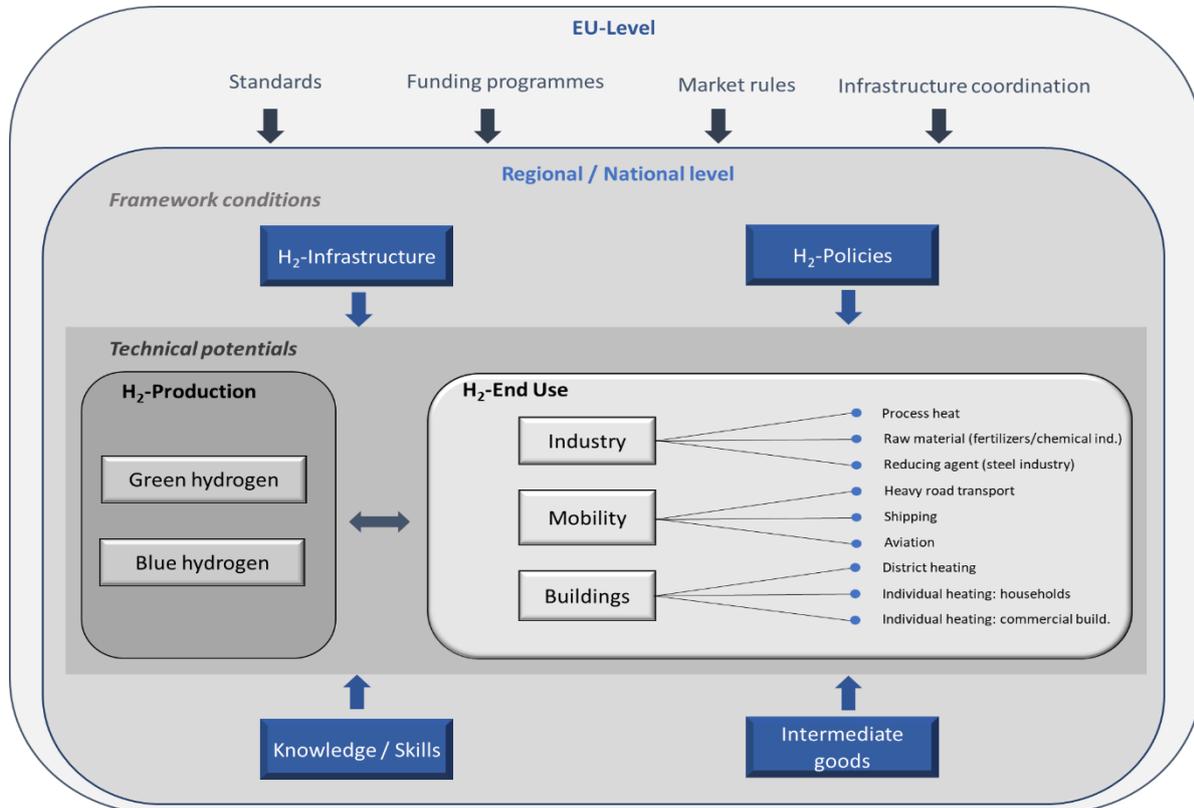
La disponibilité locale de l'électricité SER pour l'électrolyse est un critère d'implantation important au regard de l'évolution du marché. En effet, seule la perspective d'un approvisionnement en électricité suffisant sur une large période des heures de fonctionnement théoriquement possibles permet d'atteindre le taux d'utilisation des capacités nécessaire à la rentabilité. La proximité des installations de production d'électricité est très importante pour l'intégration du système. En principe, ce critère plairait en faveur d'une concentration de l'électrolyse sur quelques sites caractérisés par un potentiel d'ENR (énergies renouvelables) particulièrement important. Les économies d'échelle dans la production d'hydrogène seraient ainsi exploitées de manière optimale et la forte dégression des coûts stimulerait en même temps le développement du marché du côté de la demande par une baisse des prix. L'importance des coûts et des capacités de transport s'oppose toutefois à une telle concentration géographique. Le faible poids et, par conséquent, la forte volatilité des molécules d'hydrogène comporte le risque de pertes d'énergie importantes. La grande réactivité exige en outre de prêter attention à la question du maintien de la pureté de l'hydrogène. En cas de mélange dans des gazoducs existants, l'hydrogène risque de se diffuser dans les parois des canalisations et de les endommager.⁷ Pour éviter cela, il est nécessaire de modifier les installations ou d'investir dans de nouveaux réseaux d'hydrogène. Le transport de l'hydrogène est donc lié dans tous les cas à des coûts fixes et variables importants. Cette perspective plaide plutôt pour une implantation des électrolyseurs à proximité des centres de consommation.

Compte tenu de ce compromis sur les coûts, les sites qui offrent les meilleures conditions pour un développement rapide du marché sont ceux qui présentent des possibilités de production SER élevées et un potentiel de demande locale également élevé. Par analogie avec la procédure habituelle dans la littérature, nous distinguons ci-après les potentiels de demande selon les secteurs de l'industrie, du chauffage/bâtiment et des transports. Au sein de ces secteurs, nous considérons les domaines d'application dans lesquels l'hydrogène vert est considéré comme une alternative judicieuse à l'électrification dans l'objectif de décarbonation. Outre ces potentiels techniques, les conditions locales ont également une influence sur l'adéquation d'un site. Il s'agit notamment de l'infrastructure physique (transport, stockage, utilisation) ainsi que des conditions réglementaires pour la commercialisation de l'hydrogène vert. La présence de producteurs d'intrants importants dans la région doit également être prise en

⁷ ALPIQ (2021). [Hydrogène - Défis pour l'infrastructure](#). Entretiens sur la recherche énergétique Disentis, 22 janvier 2021.

compte dans l'évaluation du site. Enfin, la disponibilité de connaissances et d'employés qualifiés est un élément important dans la construction d'une économie régionale de l'hydrogène. La figure 2 représente schématiquement la structure de notre analyse et les caractéristiques utilisées. Un aperçu de l'origine et du calcul des indicateurs utilisés se trouve dans le tableau A1 en annexe.

Illustration 2 - Schéma d'analyse



Source : représentation propre

Pour la délimitation spatiale des régions dans notre analyse, nous dépendons de la nomenclature officielle des unités territoriales dans l'UE, la classification NUTS⁸. En effet, les indicateurs régionaux nécessaires à l'analyse ne sont disponibles que dans cette nomenclature. La nomenclature NUTS est subdivisée hiérarchiquement en quatre niveaux (NUTS-0 à NUTS-3). Le choix du niveau NUTS implique un compromis entre la précision spatiale et la disponibilité des données. Le niveau NUTS 1, par exemple, est relativement flou sur le plan spatial et se caractérise par des différences de taille particulièrement importantes. Au niveau NUTS 3, nettement plus détaillé, il n'existe plus d'indicateurs pertinents. C'est pourquoi nous choisissons pour nos besoins le niveau NUTS 2, qui se situe entre les deux en termes de résolution.⁹ A ce niveau également, il existe des différences de taille entre les régions, dues à la répartition non homogène de la population et de la puissance économique, ainsi qu'aux différentes délimitations administratives au sein des Etats membres. Afin d'obtenir des mesures de la concentration spatiale des potentiels dans une région, nous mettons donc les chiffres clés régionaux disponibles en relation avec la superficie du territoire. Parallèlement, il ne faut pas oublier que les échanges interrégionaux permettent aux régions de tirer une partie de leurs avantages de localisation

⁸ Eurostat (2022). [NUTS - Nomenclature des unités territoriales statistiques](#).

⁹ En Allemagne, cela correspond au niveau des Regierungsbezirke d'un Land (dans les grands Länder) ou du Land dans son ensemble (dans les petits Länder).

des potentiels de leurs régions voisines. Cela vaut en particulier pour les régions NUTS 2 sous forme d'agglomérations urbaines. C'est pourquoi, plus loin dans l'analyse, nous considérons en complément les potentiels externes mesurables dans les environs d'une région.

3.2 Potentiels techniques

3.2.1 Génération

A l'avenir, l'hydrogène produit par électrolyse ne sera considéré comme durable que si l'électricité utilisée est entièrement produite à partir de sources renouvelables. La disponibilité d'électricité SER en quantités suffisantes et planifiables dans le temps est donc une condition d'implantation décisive pour les électrolyseurs. Les capacités de production d'électricité éolienne et solaire déjà existantes ne sont toutefois pas un facteur essentiel. En effet, la Commission européenne a clairement indiqué qu'elle n'était favorable à l'utilisation de l'électricité SER pour l'électrolyse à moyen terme que sur la base de capacités SER supplémentaires créées. Il s'agit ainsi d'éviter une cannibalisation des options de valorisation et que l'électricité climatiquement neutre nécessaire à l'électrification des secteurs de consommation ne soit détournée vers la production d'hydrogène, relativement inefficace. Dans ce contexte, la Commission a formulé en décembre 2022 des critères clairs pour la reconnaissance de l'hydrogène vert en tant que carburant renouvelable dans un acte délégué très attendu de la directive sur les énergies renouvelables. Après une phase de transition courant jusqu'en 2028, le critère d'additionnalité doit être rempli pour la reconnaissance : L'électricité utilisée doit provenir d'installations qui ont été raccordées au réseau au plus tôt 12 mois avant la mise en service de l'électrolyseur.¹⁰

Bien que les projets pilotes à venir soient épargnés par la période de transition, les exigences de durabilité à long terme d'une économie européenne de l'hydrogène sont ainsi clairement définies. La proximité géographique des futurs grands projets éoliens et photovoltaïques constitue un avantage pour la construction de capacités d'électrolyse significatives. Cela présuppose des potentiels d'énergies renouvelables inexploités. Kakoulaki et al. (2021) ont analysé, au niveau des régions NUTS 2, les potentiels régionaux de surface pour la production d'électricité SER.¹¹ Concrètement, les potentiels annuels maximaux de production d'électricité à partir de l'énergie solaire, hydraulique et éolienne (onshore + offshore¹²) ont été estimés pour les différentes régions sur la base d'informations topographiques et climatiques sur les sites. La figure 3 représente ces potentiels par rapport à la surface totale régionale, afin de rendre comparable la concentration spatiale des potentiels de production.¹³ Comme on pouvait s'y attendre, les potentiels particulièrement élevés par rapport à ceux de l'UE se situent surtout dans les régions riveraines de la mer du Nord (énergie éolienne), et dans les États membres à fort ensoleillement, également dans les régions intérieures. Du point de vue des intrants, il n'y a donc pas de nécessité d'une forte concentration géographique de la production d'hydrogène en Europe. Un examen

¹⁰ Commission européenne (2022). Acte délégué relatif à la définition de l'hydrogène vert.

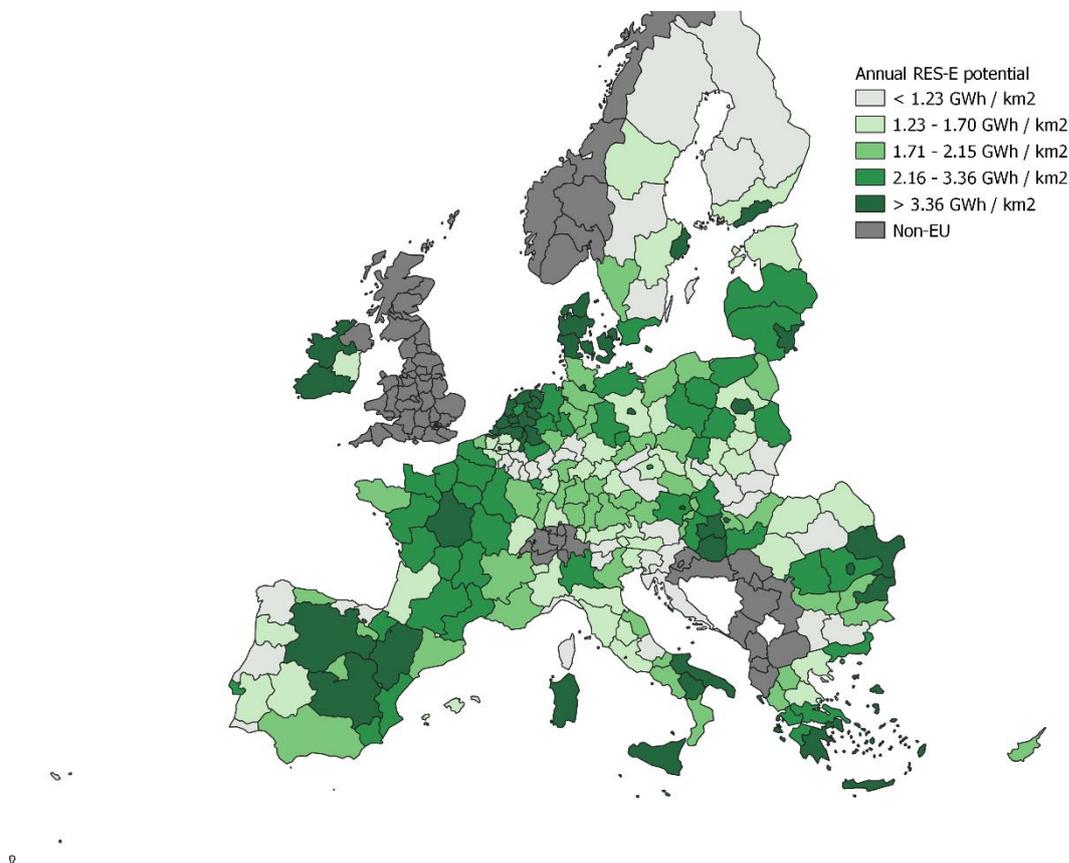
¹¹ Kakoulaki, G., Kougias, I., Taylor, N., Dolci, F., Moya, J., & Jäger-Waldau, A. (2021). Green hydrogen in Europe - A regional assessment: Substituting existing production with electrolysis powered by renewables. *Energy Conversion and Management*, 228, 113649.

¹² Pour l'estimation des potentiels éoliens offshore, les auteurs ont utilisé une procédure simplifiée en raison de l'absence de localisation régionale directe : Les estimations nationales ont été attribuées à des régions individuelles sur la base de la répartition régionale de la demande en électricité. Il convient d'en tenir compte lors de l'interprétation.

¹³ Les régions de l'UE ont été divisées ici et dans les représentations cartographiques suivantes en cinq groupes égaux (quintiles) sur la base des valeurs de leurs indicateurs.

plus approfondi doit toutefois prendre en compte l'adéquation spatiale avec les potentiels de demande régionaux.

Figure 3 - Potentiels régionaux d'ER dans l'UE



Sources : Kakoulaki et al. (2021) ; Eurostat (2022) ; propres calculs

3.2.2 Recyclage industriel

Aujourd'hui déjà, l'hydrogène - encore principalement produit à partir de sources fossiles (reformage à la vapeur du gaz naturel, gazéification du charbon) - est utilisé comme matière première dans de nombreuses chaînes de production de l'industrie chimique et pétrochimique. Dans l'industrie chimique, l'hydrogène pur est utilisé avec l'azote pour la production d'ammoniac, une matière première indispensable pour la fabrication de divers engrais azotés. En combinaison avec du CO₂, l'hydrogène permet également de produire du méthanol. Le méthanol est la matière première d'un grand nombre de produits chimiques (notamment le formaldéhyde et l'acide acétique). Pour le secteur des transports, il est également intéressant dans son rôle éventuel de carburant synthétique. Dans l'industrie pétrolière, l'hydrogène est utilisé à la fois comme matière première et comme source d'énergie dans le traitement du pétrole brut. Dans différents procédés d'hydrogénation, l'hydrogène sert alors à éliminer les impuretés, notamment le soufre.¹⁴ Une conversion de la production d'hydrogène fossile à l'électrolyse recèle ainsi à moyen terme d'importants potentiels de décarbonation pour d'importantes chaînes de processus chimiques.

¹⁴ iea (2019). L'avenir de l'hydrogène - Rapport technologique. Juin 2019, Agence internationale de l'énergie.

Les études de potentiel existantes attribuent à l'**industrie chimique** un rôle clé dans l'exploitation industrielle future de l'hydrogène vert.¹⁵ Les régions ayant une activité économique marquée dans ce domaine doivent donc être considérées comme des centres de valorisation potentiels. En l'absence d'informations détaillées sur les volumes de production pertinents au niveau régional, la densité régionale de l'emploi dans l'industrie chimique peut être utilisée comme indicateur de potentiel. Certaines régions de France (Île de France), d'Allemagne (Bezirk Düsseldorf, Rheinhessen-Pfalz) et de Belgique (Prov. Antwerpen) se distinguent nettement à l'échelle européenne. Dans l'ensemble, la répartition spatiale est corrélée positivement avec les potentiels régionaux d'E-SER présentés à la section 3.2.1 (coefficient de corrélation : +0,23). En moyenne, les régions où la demande d'hydrogène par l'industrie chimique est potentiellement élevée possèdent donc également un potentiel d'offre naturel d'E-SER pour l'électrolyse relativement élevé.

Outre la valorisation en tant que matière première, l'utilisation de l'hydrogène vert comme agent réducteur dans la **production d'acier** est également au centre des analyses de potentiel. La forme traditionnelle de production d'acier, intensive en CO₂, qui consiste à faire fondre le minerai de fer en utilisant du charbon dans des hauts fourneaux, peut être remplacée par des procédés dits de réduction directe. Dans ce cas, le minerai de fer n'est pas fondu, mais réduit en mousse de fer solide, les agents réducteurs pouvant être aussi bien du gaz naturel que de l'hydrogène. L'utilisation d'hydrogène vert peut améliorer considérablement le bilan de CO₂ du processus.¹⁶ La présence de producteurs d'acier est donc également un indicateur important des potentiels de valorisation régionale de l'hydrogène vert. Pour l'industrie sidérurgique en particulier, nous ne disposons pas de chiffres comparatifs régionaux sur la situation de l'emploi en Europe. Nous utilisons à la place des informations géographiques de l'association sectorielle *Eurofer* sur la répartition des capacités de production d'acier en Europe comme base pour la comparaison régionale.¹⁷ Une affectation régionale de ces chiffres au niveau NUTS 2 fournit un modèle spatial qui est également en corrélation positive avec la répartition des potentiels d'E-SER, mais dans une mesure légèrement moindre que dans le cas de l'industrie chimique (coefficient de corrélation : +0,16). La relation spatiale entre la demande d'hydrogène et les potentiels côté production est donc plus ambiguë pour cette forme de valorisation.

En plus de l'utilisation matérielle, l'hydrogène vert peut également être utilisé comme source d'énergie pour la fourniture de **chaleur industrielle**. L'utilisation de la chaleur industrielle devra jouer un rôle important dans toute stratégie de décarbonation à l'avenir, car elle est responsable d'une part importante de l'utilisation finale totale de l'énergie (environ 25% au niveau mondial selon les estimations de l'AIE¹⁸). Actuellement, la majorité des installations de production de chaleur sont encore alimentées par des énergies fossiles. Leur part dans la consommation finale d'énergie industrielle de l'ensemble de l'UE était de 83 % en 2020.¹⁹ L'hydrogène vert, en tant que source de chaleur pour les turbines à gaz et les fours industriels, peut contribuer à réduire considérablement cette proportion. Il faut toutefois tenir compte de la forte concurrence des alternatives technologiques telles que le *power-to-heat* (pompes à chaleur, chaudières à électrodes) et la biomasse. L'utilisation directe de l'électricité, en par-

¹⁵ Conseil de l'hydrogène (2020). Path to hydrogen competitiveness - a cost perspective. 20 janvier 2020.

¹⁶ Dena (2022). Domaines d'application pour les Power Fuels.

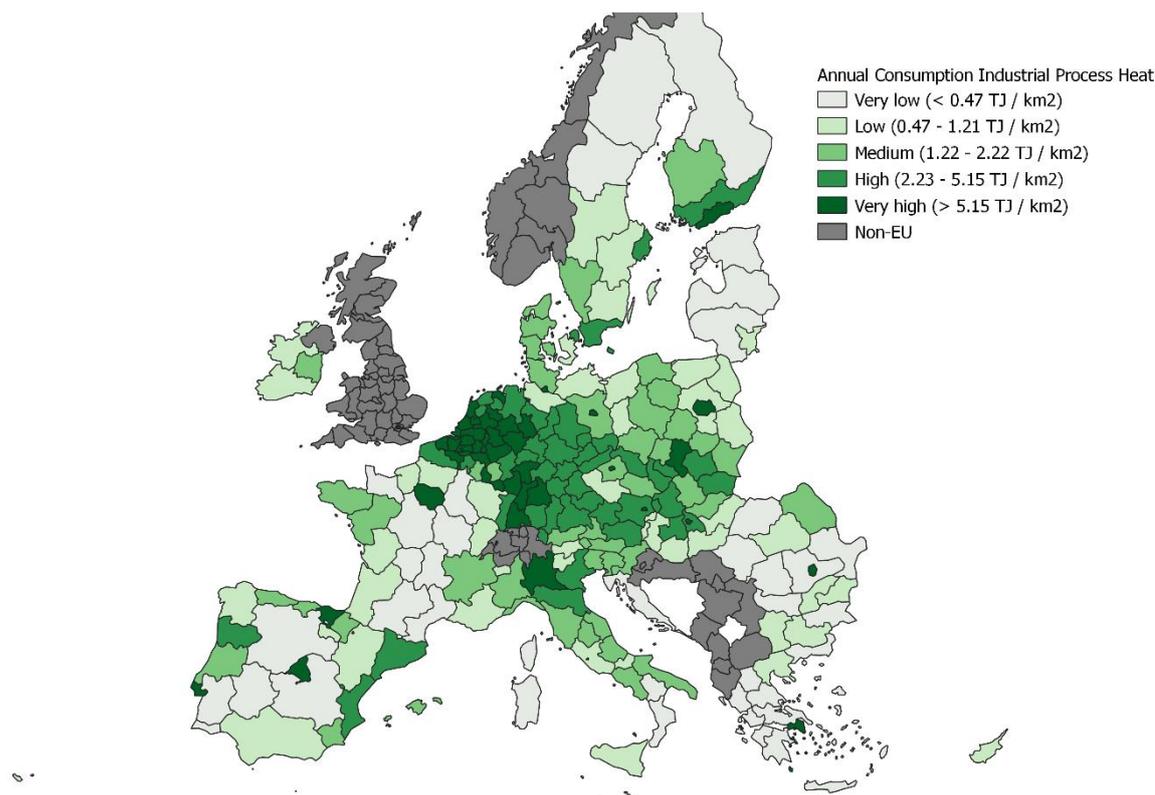
¹⁷ Eurofer (2022). [Carte des sites de production d'acier de l'UE](#).

¹⁸ AIE (2020). [Renewables 2020 - Chaleur renouvelable](#). Agence internationale de l'énergie.

¹⁹ Eurostat (2022). Energy balance sheets April 2022- EU27 energy balance 2020.

ticulier, constituera à moyen terme la voie privilégiée de la décarbonation pour de nombreuses applications, pour des raisons d'efficacité.²⁰ On prédit toutefois un avenir à l'hydrogène dans certains processus à haute température, pour lesquels l'électrification serait particulièrement difficile et coûteuse d'un point de vue technique. Dans ce cas, l'hydrogène pourrait, en tant qu'additif ou vecteur énergétique unique, rendre les technologies établies à base de gaz neutres en termes de CO₂ et réduire ainsi les coûts d'investissement de la décarbonation.²¹ La décision à ce sujet sera dans tous les cas fortement spécifique au processus et variera également au sein des branches. Aucune branche ne peut être exclue par principe. Pour la comparaison régionale des potentiels d'utilisation liés à la chaleur dans l'industrie, on se base donc sur la consommation de chaleur industrielle de processus dans son ensemble. La figure 4 montre la répartition spatiale des consommations annuelles régionales estimées par km². Les centres industriels tels que les pays du Benelux, le sud-ouest de l'Allemagne et le nord de l'Italie sont clairement identifiables comme gros consommateurs. En dehors du centre géographique, les valeurs supérieures à la moyenne se limitent en grande partie à certaines régions métropolitaines. Ici aussi, on observe globalement une corrélation positive avec les potentiels régionaux d'électricité SER, qui est un peu plus nette que pour les autres formes de valorisation industrielle (coefficient de corrélation : +0,38).

Figure 4 - Estimation de la consommation régionale de chaleur industrielle en 2019



Source: Eurostat (2022); propre régionalisation.

²⁰ Piebalgs, A., Jones, C., Dos Reis, P. C., Soroush, G., & Glachant, J. M. (2021). Étude sur le coût-efficacité de la décarbonation. *European Energy & Climate Journal*, 10(1), 46-74.

²¹ Deloitte (2022). *Hydrogen opportunities for industrial products companies - Heat and power generation.*

3.2.3 Valorisation du secteur de la mobilité

En Europe, le secteur de la mobilité a été le point de départ historique des réflexions sur la mise en place de chaînes d'approvisionnement en hydrogène transrégionales. Dès le début, la technologie de la pile à combustible a été au centre des préoccupations. Dans la pile à combustible à hydrogène, l'énergie issue de la réaction chimique de l'hydrogène et de l'oxygène est transformée en électricité. Les véhicules à pile à combustible font donc le plein d'hydrogène et utilisent l'électricité obtenue comme énergie de propulsion. Mais c'est loin d'être la seule forme d'utilisation de l'hydrogène pour la propulsion des véhicules. Les moteurs à combustion interne à hydrogène peuvent utiliser directement l'hydrogène comme carburant. Pour ce faire, l'hydrogène est préalablement comprimé ou liquéfié. Alternativement, l'hydrogène vert peut également contribuer indirectement à la transition des transports en tant que point de départ pour la production de carburants synthétiques neutres pour le climat. Les carburants synthétiques peuvent être mélangés à l'essence pour les moteurs à allumage commandé ou ceux-ci peuvent être convertis à peu de frais à l'utilisation complète de carburants synthétiques. Les possibilités d'utilisation de ces technologies et la situation de concurrence avec les véhicules électriques à batterie varient selon le mode de transport. En raison de la teneur énergétique élevée de l'hydrogène (à l'état comprimé), les propulsions à base d'hydrogène présentent généralement des avantages en termes d'autonomie par rapport aux véhicules à batterie. Le processus de ravitaillement prend également beaucoup moins de temps.²² Ces avantages sont toutefois contrebalancés par un rendement nettement inférieur à celui des véhicules à batterie. Selon une étude de Horváth & Partners, les valeurs moyennes sont de 25 à 35%, contre 70 à 80% pour les véhicules à batterie.²³

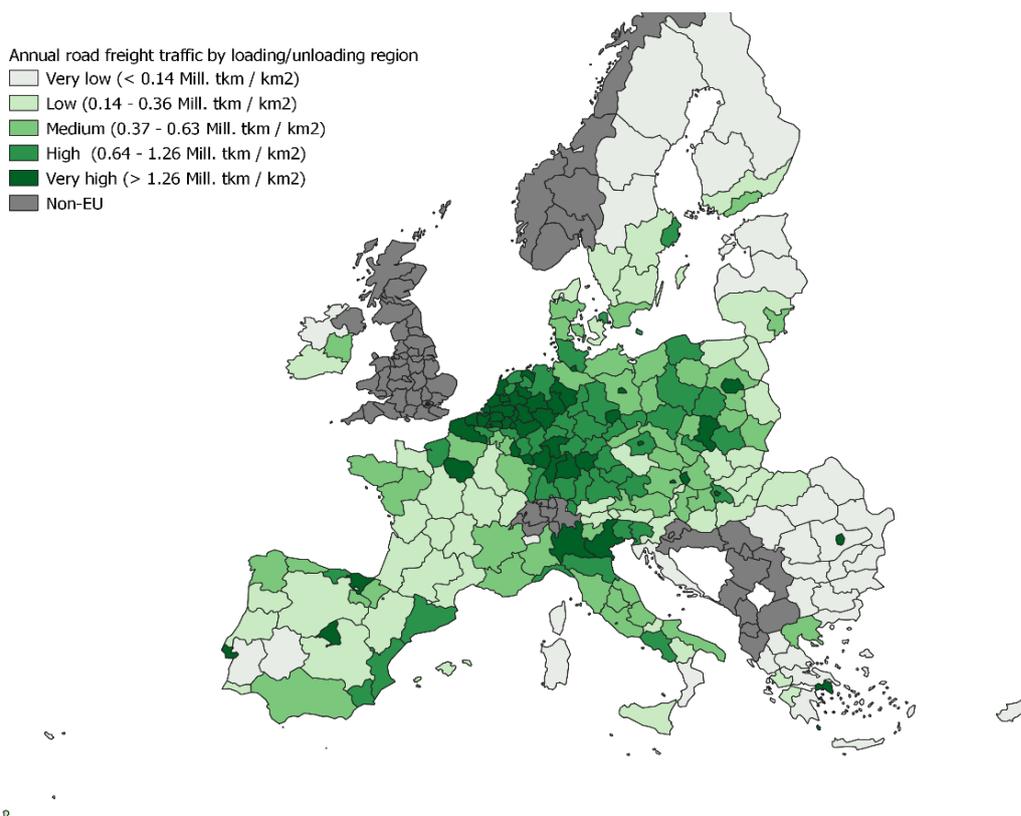
Dans le domaine du transport routier, les analyses de coûts prévoient néanmoins des potentiels de concurrence pour la pile à combustible, mais principalement pour les véhicules lourds nécessitant une grande autonomie. C'est dans ce segment qu'elle peut le plus faire valoir les avantages d'une densité énergétique plus élevée et d'une durée de charge plus courte que les véhicules à batterie électrique.²⁴ Le **transport lourd** est donc un domaine d'application évident. Ici aussi, on peut s'attendre à des potentiels d'utilisation variables selon les régions : les régions participent à des degrés divers aux routes de transport importantes dans le transport de marchandises intra-européen. Un potentiel de consommation régional direct - au sens d'une répartition régionale de la consommation de carburant par les camions - n'est pas mesurable ici. Le lieu des opérations de ravitaillement n'est pas saisi statistiquement. Toutefois, pour les hubs logistiques régionaux, identifiables par la quantité de fret chargé et déchargé dans une région, il est possible de conclure indirectement à un besoin futur comparativement élevé de stations-service à hydrogène. Nous utilisons donc comme indicateur de l'intensité du transport routier régional de marchandises la moyenne du fret chargé et déchargé par an dans la région (en tonnes-kilomètres) selon Eurostat, par rapport à la superficie totale de la région. La figure x représente la répartition régionale de cet indicateur en Europe. Comme on pouvait s'y attendre, on constate une grande similitude avec la répartition des potentiels de recyclage industriel (voir section 3.2.2). En conséquence, sa corrélation avec les potentiels régionaux d'ER se situe dans un ordre de grandeur comparable (positif) (coefficient de corrélation : +0,32).

²² VDI/VDE (2019). Véhicules à pile à combustible et à batterie - importance pour l'électromobilité. Étude VDI/VDE mai 2019.

²³ Horváth & Partners (2019). Industrie automobile 2035 - Prévisions pour l'avenir.

²⁴ Conseil de l'hydrogène (2020). Path to hydrogen competitiveness - a cost perspective. 20 janvier 2020.

Figure 5 - Intensité du transport régional de marchandises par route en 2019



Source : Eurostat (2022) ; propre représentation

Dans le **transport maritime**, les possibilités d'application sont plus larges. Les moteurs électriques à batterie y sont largement impraticables sur de longues distances. L'hydrogène vert jouera donc un rôle clé dans la décarbonation de ces modes de transport. Dans le secteur de la navigation, différentes technologies de l'hydrogène sont en concurrence directe. Outre les piles à combustible et le développement de carburants marins synthétiques, l'utilisation directe via des moteurs à combustion d'hydrogène fait également l'objet de recherches. Des études actuelles concluent que l'avenir de la navigation maritime résidera dans une combinaison de différents carburants neutres pour le climat, en fonction des potentiels de production locaux dans les régions portuaires et des distances à parcourir. Les carburants à base d'hydrogène, notamment l'ammoniac, auront un rôle important à jouer dans ce contexte.²⁵ L'ammoniac qui n'est pas utilisé comme carburant peut être utilisé pour le traitement ultérieur dans l'industrie des engrais (voir section 3.2.1). Les régions portuaires pourraient donc à l'avenir devenir attractives à plusieurs égards en tant que sites pour les chaînes de production régionales de H₂: pour la production de carburants marins, mais aussi pour la transformation de dérivés d'hydrogène importés. La condition préalable est la mise en place d'une infrastructure portuaire appropriée (par ex. craqueur d'ammoniac). Comme indicateur des potentiels de valorisation régionaux dans le domaine de la navigation maritime, nous utilisons des chiffres relatifs à la quantité annuelle de fret chargé et déchargé dans les ports maritimes régionaux, par rapport à la surface totale de la région. Il en résulte des potentiels notables uniquement pour quelques régions côtières, principalement en mer du Nord et en Méditerranée. La corrélation avec la répartition régionale des potentiels d'E-SER est toutefois

²⁵ Ics-shipping (2022). Mener la quatrième révolution de la propulsion - une opportunité pour tous. Chambre internationale de la marine marchande - En collaboration avec le professeur Stefan Ulreich.

clairement positive (coefficient de corrélation : +0,32), principalement en raison du potentiel éolien élevé dans les régions côtières.

Enfin, dans le **secteur de l'aviation**, l'hydrogène vert jouera un rôle crucial à l'avenir en tant que composant de base pour la production de kérosène synthétique.²⁶ En l'absence d'alternatives viables, l'objectif de réduction des émissions de gaz à effet de serre dans le secteur du transport aérien, du moins sur les longues distances, ne peut être atteint que par le remplacement à grande échelle des combustibles fossiles par du kérosène synthétique, complété par l'utilisation de biocarburants. L'intensité de l'utilisation des aéroports dans la région, mesurée au volume annuel de passagers (entrants + sortants) par km², constitue ici un bon indicateur des potentiels régionaux. Ici aussi, on constate une certaine corrélation avec les potentiels d'EE côté production (coefficient de corrélation : + 0,25).

3.2.4 Valorisation du secteur du bâtiment

L'hydrogène vert peut également être utilisé comme source de chaleur pour le chauffage des locaux et la production d'eau chaude dans les habitations, les bureaux d'entreprises et autres bâtiments. Dans certaines limites techniques, l'infrastructure existante du réseau de gaz peut être utilisée pour transporter l'hydrogène vert vers les consommateurs de chaleur (voir section 3.3.3). L'utilisation de l'hydrogène vert pour le chauffage des locaux est toutefois en forte concurrence avec d'autres technologies de chauffage climatiquement neutres. Il s'agit notamment de l'utilisation directe d'électricité issue d'énergies renouvelables (power-to-heat) sous forme de pompes à chaleur et de chaudières à électrodes. Ici, des rendements proches de 100 %, voire largement supérieurs à 100 % dans le cas des pompes à chaleur, sont en principe possibles, de sorte que la technologie power-to-gas reste nettement dans l'ombre dans ce domaine d'application, même en cas d'augmentation future de l'efficacité.²⁷ Dans ce secteur, l'hydrogène vert est donc particulièrement intéressant dans une phase de transition où il s'agit de réduire le plus rapidement possible l'empreinte carbone du secteur européen du chauffage sur la base du parc actuel de technologies de chauffage.

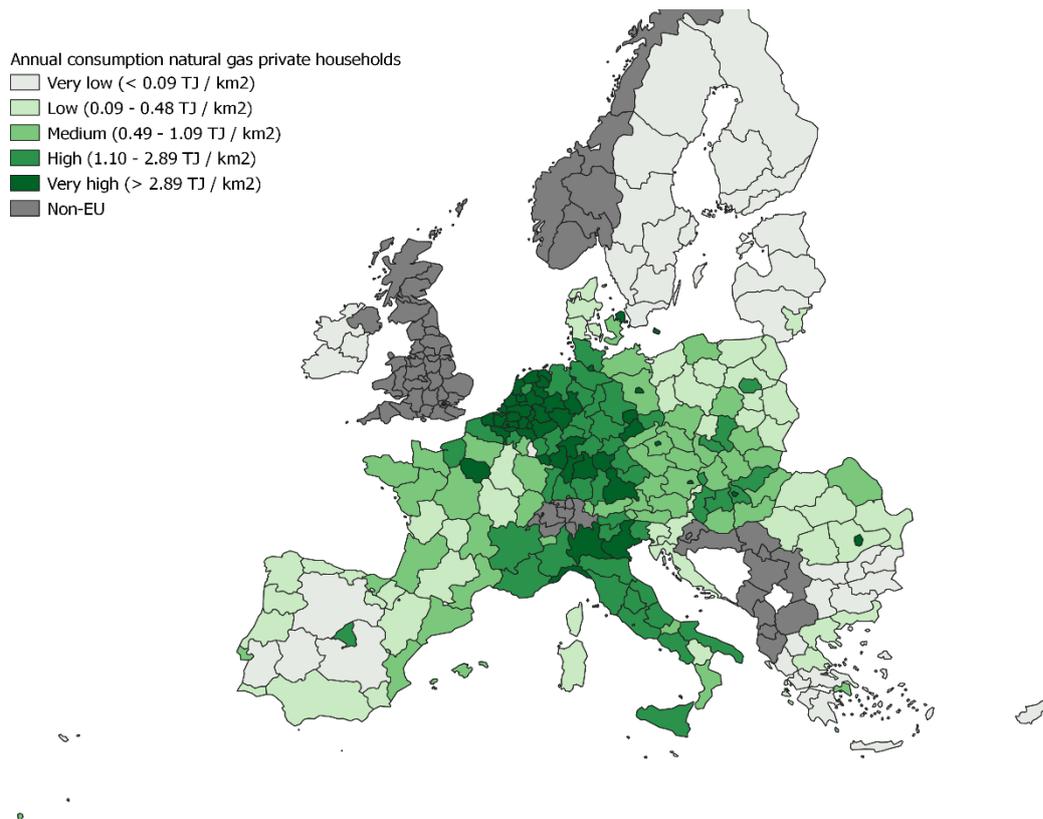
Les chaudières à gaz à condensation modernes peuvent supporter des taux d'incorporation d'hydrogène relativement élevés (jusqu'à 30% selon le fabricant Vaillant²⁸). Les potentiels de valorisation sectorielle sont donc relativement importants dans les régions où le chauffage au gaz naturel est particulièrement répandu comme technologie de chauffage. La **consommation régionale de gaz naturel par les ménages privés** est un bon indicateur à cet égard. La figure 6 montre la répartition des consommations annuelles estimées par km². Les centres de consommation sont donc largement concentrés en Europe centrale. Dans certains États membres, le chauffage au gaz ne joue généralement qu'un rôle mineur dans le chauffage des locaux. Ici aussi, on observe une corrélation légèrement positive avec les potentiels régionaux d'électricité SER (coefficient de corrélation : +0,37). Des estimations similaires peuvent être obtenues pour l'utilisation régionale du **gaz naturel pour le chauffage des bâtiments commerciaux**. Ici aussi, la relation avec les potentiels régionaux d'ER est fondamentalement positive (coefficient de corrélation : +0,32).

²⁶ IPP (2019). Étude de potentiel de l'économie de l'hydrogène. IPP ESN Power Engineering.

²⁷ Gerhardt, N., Bard, J., Schmitz, R., Beil, M., Pfennig, M., & Kneiske, T. (2020). L'hydrogène dans le système énergétique du futur : focus sur le chauffage des bâtiments. Étude sur l'utilisation de H₂ dans le système énergétique du futur, en tenant compte en particulier de l'approvisionnement en chaleur des bâtiments.

²⁸ BBB (2022). [De nouveaux appareils de chauffage promettent une percée dans le domaine de l'hydrogène](#). BundesBauBlatt 1-2/2022.

Figure 6 - Estimation de la consommation régionale de gaz naturel pour les ménages en 2019



Source : Eurostat (2022) ; propre régionalisation selon la méthode de Sandoval (2021)²⁹

Une autre possibilité d'utilisation de l'hydrogène vert dans le secteur du bâtiment est l'approvisionnement central en chaleur. Dans les centrales de cogénération, l'hydrogène produit par électrolyse peut être utilisé comme source de chauffage pour obtenir du chauffage urbain, soit seul, soit en combinaison avec d'autres sources d'énergie non fossiles (ou fossiles), selon la technologie utilisée. Ici aussi, le rendement de l'électrolyse est très important pour la question de l'efficacité d'utilisation.³⁰ La **consommation de chauffage urbain** est très inégalement répartie en Europe. Le chauffage urbain est surtout une technologie de chauffage populaire dans le nord et le centre de l'Europe, alors qu'il est peu répandu dans le sud. Il en résulte également une certaine congruence spatiale avec les potentiels éoliens sur les côtes de la mer du Nord et de la mer Baltique, la corrélation entre la consommation régionale de chauffage urbain et les potentiels locaux d'électricité SER est également positive (coefficient de corrélation : +0,31).

²⁹ Sandoval, J.E. (2021). Estimation et simulation de séries temporelles de demande de gaz pour les régions européennes NUTS-3. Mémoire de maîtrise. Université d'Oldenburg.

³⁰ Böhm, H., Moser, S., Puschnigg, S., & Zauner, A. (2021). Power-to-hydrogen & district heating: Technology-based and infrastructure-oriented analysis of (future) sector coupling potentials. *International Journal of Hydrogen Energy*, 46(63), 31938-31951.

3.3 Cadre local

3.3.1 Savoir-faire et diffusion des connaissances

La réalisation des potentiels techniques ne dépend pas seulement des investissements dans les infrastructures, mais aussi de la disponibilité du capital humain. Les processus de transformation et les technologies d'application d'une future économie de l'hydrogène définissent, au niveau régional, une multitude de nouvelles exigences en matière de connaissances pour la population active travaillant dans les secteurs concernés. En raison de l'applicabilité intersectorielle de l'hydrogène, cela peut potentiellement concerner des groupes professionnels très divers, tant au niveau de la direction (organisation) qu'au niveau opérationnel (mise en œuvre technique). Dans ce contexte, les experts du marché du travail s'attendent également à l'émergence de nouveaux domaines d'activité et de fonctions transversales pour lesquels il n'existe actuellement aucun programme de formation standardisé. Dans son analyse du marché du travail américain, Bezdek (2019) développe une liste de 42 nouveaux titres professionnels liés à l'hydrogène au total. Ils se situent principalement dans le segment des hauts salaires et comprennent principalement, mais pas uniquement, des professions dans l'environnement des ingénieurs ainsi que des activités dans le domaine de la gestion/surveillance de projets.³¹

Il s'agit là d'une indication importante pour les régions européennes susceptibles d'accueillir l'hydrogène à l'avenir. Les régions qui, grâce à la présence d'entreprises et de centres de recherche, disposent déjà d'un grand nombre de personnes hautement qualifiées dans le domaine technique et scientifique, possèdent un avantage de départ. L'adoption des connaissances devrait y être plus facile, et il existe en outre suffisamment de multiplicateurs pour la diffusion des connaissances au sein de la région.

Pour se faire une idée de la situation au niveau NUTS 2, il est intéressant d'examiner la densité de scientifiques et d'ingénieurs travaillant dans une région (voir figure 7). Ici aussi, on constate de nettes différences, tant entre les États membres qu'à l'intérieur de ceux-ci. L'espace Benelux/Hauts-de-France et certaines parties du sud-ouest de l'Allemagne se distinguent en tant que régions cohérentes. S'y ajoutent quelques régions métropolitaines dans les États membres. Les centres industriels européens y sont largement représentés, il existe donc une certaine congruence spatiale avec les besoins en hydrogène du côté de l'industrie. Les initiatives régionales de qualification en matière de technologies de l'hydrogène constituent un deuxième facteur essentiel. Les programmes d'études et de formation traditionnels dans le domaine de l'ingénierie resteront pertinents à l'avenir, mais ils ne peuvent couvrir que dans une mesure limitée les qualifications spécialisées nécessaires à l'économie de l'hydrogène. C'est pourquoi les personnes travaillant dans ce domaine auront besoin à l'avenir de programmes complémentaires adaptés aux technologies de l'hydrogène. Cela comprend des programmes d'études et de formation repensés, mais aussi des possibilités de formation continue pour les personnes actives.

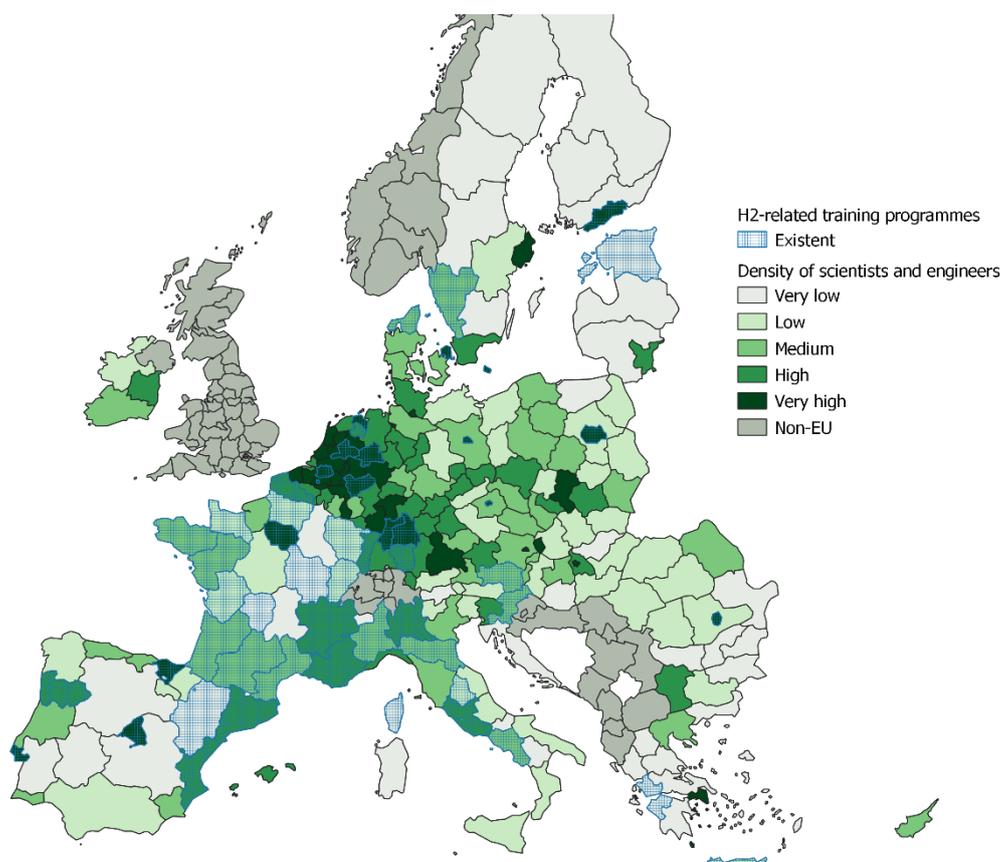
L'*Observatoire des piles à combustible et de l'hydrogène* (FCH Observatory) rassemble des informations sur l'offre actuelle de programmes d'enseignement/de formation continue axés sur les technologies de l'hydrogène en Europe.³² Il s'agit notamment de programmes de licence et de master, d'ateliers et d'écoles d'été. Au total, l'Observatoire de la PCH répertorie actuellement (au 16.11.22) 486 offres de ce type réparties en Europe. Dans la figure 7, les régions dans lesquelles au moins une de ces offres est

³¹ Bezdek, R. H. (2019). L'économie de l'hydrogène et les emplois de demain. *Renewable Energy and Environmental Sustainability*, 4, 1.

³² Observatoire de la PCH (2022a). Programmes de formation. [Observatoire des piles à combustible et de l'hydrogène](#).

localisée sont hachurées en bleu. Ici aussi, on constate une concentration géographique qui ne correspond toutefois que de manière limitée au modèle d'employés qualifiés. La France et le nord de l'Italie constituent un point fort géographique, tandis qu'en Allemagne par exemple, seules quelques offres isolées ont été créées jusqu'à présent. Dans les régions orientales de l'UE, les offres se concentrent en grande partie sur quelques régions métropolitaines. Bien entendu, cette analyse ne permet pas de juger de la qualité des différents programmes. Mais elle montre clairement que les États membres et les régions prennent jusqu'à présent très diversement au sérieux le thème de l'hydrogène en termes de qualification. Les avantages de départ, tels qu'ils résultent de la répartition actuelle de la main-d'œuvre qualifiée pour certaines régions, ne constituent pas un oreiller de paix.

Figure 7 - H₂ Indicateurs de savoir-faire en Europe



Sources : Eurostat (2022) ; Observatoire de la PCH (2022a) ; propres calculs

3.3.2 Consommation intermédiaire locale

La présence régionale de prestataires en amont est un autre facteur de soutien. Elle augmente non seulement les chances d'avoir des effets multiplicateurs régionaux en termes de valeur ajoutée et d'emploi. Elle améliore également les possibilités de diffusion des connaissances et de coopération entre les niveaux de production dans le domaine de la recherche et du développement, ce qui favorise l'attractivité du site. Un lien essentiel dans le domaine de la production est la présence de fabricants d'électrolyseurs ou de leurs composants. Dans une perspective paneuropéenne, les dépendances externes concernent surtout les matières premières : la production des électrolyseurs à membrane polymère (PEM), particulièrement appréciés pour leur temps de réaction rapide, dépend de l'accès à des

métaux rares tels que le platine et l'iridium, qui sont extraits et traités en dehors de l'Europe.³³ En revanche, les entreprises européennes sont très présentes sur les marchés émergents des électrolyseurs eux-mêmes. Pour l'avenir, l'UE a fixé en mai 2022, dans une déclaration commune avec 20 PDG de l'industrie, l'objectif de multiplier par dix les capacités de production d'électrolyseurs d'ici 2025. Pour ce faire, des « partenariats d'électrolyseurs » doivent notamment réunir des fabricants tout au long de la chaîne de production.³⁴

Les statistiques sectorielles régionales officielles ne fournissent guère d'indications sur leur localisation régionale, la technologie étant trop nouvelle et trop spécifique pour cela. L'Observatoire de la PCH propose toutefois une liste de fabricants européens qui peuvent être classés dans des régions NUTS-2 sur la base de leurs sites (principaux).³⁵ En termes de nombre de sites régionaux représentés, l'Allemagne se distingue en Europe : selon les informations de l'Observatoire FCH, au moins 11 régions NUTS-2 abritent des entreprises correspondantes. Cela correspond à une part de 29% de toutes les régions NUTS 2 en Allemagne, un chiffre également élevé par rapport à d'autres États membres (voir tableau 1). Ces sites ne se concentrent de loin pas uniquement sur les grands centres industriels, mais sont répartis sur l'ensemble du pays. En France et en Italie, la présence se limite en revanche davantage à des sites industriels isolés (par ex. Île de France, Lombardie). L'espace d'Europe de l'Est n'est représenté dans la liste que par des sites isolés en Hongrie et en Estonie. Dans le domaine des fabricants de technologies d'application, le tableau est similaire. Ainsi, la moitié de toutes les régions allemandes de niveau NUTS 2 fonctionnent comme site de production de piles à combustible ou de fabricants de composants. Les producteurs en France et en Italie sont également nettement plus limités à des centres régionaux dans ce segment.

³³ Ansari, D. ; Grinschgl, J. ; Pepe, J.M. (2022). Electrolysers for the hydrogen revolution- Challenges, dependencies and solutions. SWP Comment 2022/C 57, Fondation Science et Politique.

³⁴ Alliance ECH (2022). European electrolyzer summit - joint declaration. Alliance européenne pour l'hydrogène propre. Bruxelles, 5 mai 2022.

³⁵ Observatoire de la PCH (2022b). [Répertoire des entreprises](#). Observatoire des piles à combustible et de l'hydrogène.

Tableau 1 - Implantation régionale des prestataires en amont, comparaison entre les pays

Pays	Nombre de régions NUTS 2	Nombre de régions avec des filiales d'entreprises		
		Fabrication d'électrolyseurs/d'empilements d'électrolyseurs	Fabrication de piles à combustible	Fabrication des composants de la pile
Allemagne	38	11	19	11
France	27	3	8	3
Italie	21	1	3	1
Espagne	19	1	2	1

Source : FCH Observatory (2022b) ; propre attribution des régions

3.3.3 Infrastructure physique

Le développement d'une infrastructure physique pour l'hydrogène est une condition de base pour la participation des régions aux futurs marchés européens. Le choix du mode de transport dominant est tout d'abord décisif. Le transport par bateau (soit sous forme d'hydrogène élémentaire liquéfié, soit sous forme de composé chimique comme l'ammoniac) se limitera en grande partie à l'importation dans l'UE, car les coûts énergétiques fixes de la conversion pour le transport ne sont rentables que sur de grandes distances.³⁶ Pour la distribution purement locale d'hydrogène (ou de dérivés d'hydrogène) au sein d'agglomérations industrielles, il est possible d'utiliser en partie des pipelines locaux déjà existants. En revanche, pour le transport interrégional au sein de l'UE, l'infrastructure doit encore être mise en place. Dans ce cas, les analyses montrent que pour le transport intra-européen de quantités significatives d'hydrogène, l'acheminement par pipeline constitue une forme de transport plus efficace que l'alternative du transport par camion.³⁷

Une question encore controversée est de savoir dans quelle mesure cela implique la construction de pipelines d'hydrogène dédiés et dans quelle mesure l'ajout d'hydrogène dans le réseau de gaz naturel existant est techniquement possible et justifiable. Une chose est claire : le transport de grandes quantités d'hydrogène dans le réseau de gaz naturel nécessite un remplacement partiel des composants du pipeline tels que les compresseurs et les vannes. En effet, en raison de ses propriétés particulières, notamment de sa réactivité, l'hydrogène risque d'endommager les conduites et de réduire le degré de pureté, ce qui entraînerait une perte d'efficacité.³⁸ En outre, la construction de nouveaux pipelines sera nécessaire dans les régions où l'on s'attend à des flux d'hydrogène particulièrement importants. La *European Hydrogen Backbone Initiative* a développé une vision pour un réseau européen de pipelines d'hydrogène. Ce réseau devrait d'abord relier les principaux ports, clusters industriels et régions de production d'ici 2030, puis devenir un véritable réseau paneuropéen d'ici 2040.³⁹ Les régions qui disposent déjà de pipelines d'hydrogène possèdent un avantage géographique naturel pour la mise en œuvre rapide de telles visions. Alors que le réseau européen de gaz naturel s'étend sur presque tout

³⁶ Cf. Ics-shipping (2022).

³⁷ Conseil de l'hydrogène (2020). Path to hydrogen competitiveness - a cost perspective. Rapport, janvier 20th, 2020.

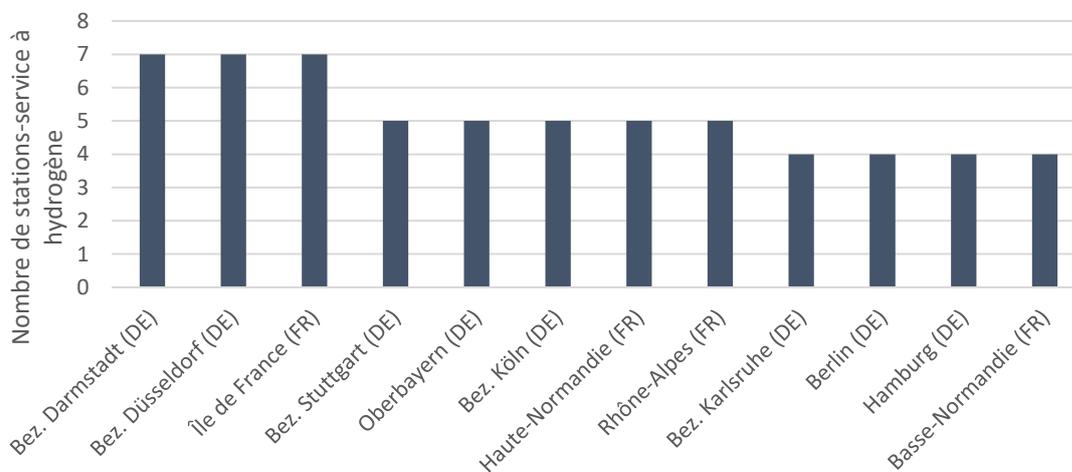
³⁸ Initiative EHB (2021). Analysing future demand, supply, and transport of hydrogen. Rapport - juin 2021, European Hydrogen Backbone Initiative.

³⁹ Initiative EHB (2022). [Cartes du réseau européen de transport d'hydrogène](#). European Hydrogen Backbone Initiative.

le territoire de l'UE, seules quelques régions disposent actuellement d'un réseau local d'hydrogène en service. Il s'agit toujours de pipelines utilisés en interne par l'industrie chimique locale. Les réseaux intra-industriels les plus importants se trouvent dans les pays du Benelux, dans la région de la Ruhr, en Saxe-Anhalt et dans la région Auvergne-Rhône-Alpes.⁴⁰

Dans le domaine de l'infrastructure utilisateur, l'existence de stations de ravitaillement en hydrogène est un goulot d'étranglement critique dans la mise en place des chaînes d'approvisionnement. Les investissements dans la construction de stations-service sont désormais soutenus par l'État dans un certain nombre d'États membres (voir la section suivante). La répartition géographique de ces investissements est déterminante pour l'utilisation de systèmes de propulsion basés sur des piles à combustible dans le transport à longue distance en Europe. Il ne suffit pas d'équiper quelques régions d'agglomération en stations-service, l'équipement doit se faire de la manière la plus homogène possible sur le territoire. De ce point de vue également, l'Europe est encore loin de disposer d'une infrastructure couvrant l'ensemble du territoire, comme le montre une évaluation des informations actuelles sur les sites mises à disposition par *glpautogas*.⁴¹ En comparaison avec les autres pays, c'est en Allemagne et en France que l'on trouve de loin le plus grand nombre de stations-service. Mais là aussi, l'approvisionnement se concentre jusqu'à présent sur certaines agglomérations (voir figure 8). Dans le sud de l'Europe, la densité des stations-service est en général nettement plus faible. Dans les États membres de l'Est, elle se limite jusqu'à présent à quelques métropoles.

Figure 8 - Régions NUTS 2 de l'UE ayant le plus grand nombre de stations-service d'hydrogène



Source : glpautogas (2022) - état : novembre 2022 ; propre affectation des régions

3.3.4 Incitations publiques du marché

Outre la promotion ciblée de projets d'hydrogène (voir chapitre 4), l'État soutient désormais la montée en puissance du marché en Europe par le biais d'une multitude d'instruments fiscaux. Ici aussi, différents niveaux de la chaîne de création de valeur sont adressés, de la production (exonération des composantes étatiques du prix de l'électricité, aide CAPEX pour les électrolyseurs dans l'industrie) aux technologies d'application (primes à l'achat de véhicules à pile à combustible), en passant par la distri-

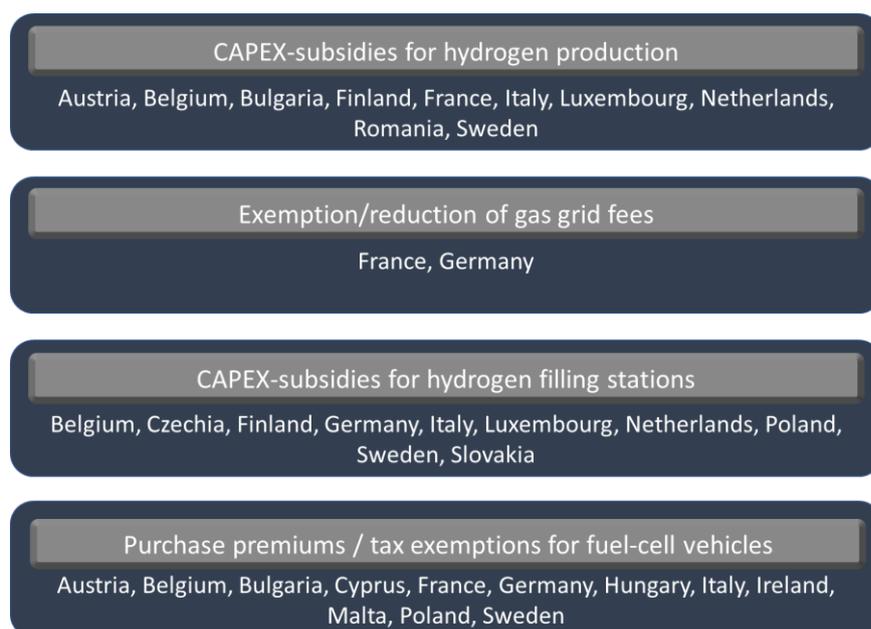
⁴⁰ Observatoire de la PCH (2022c). [Pipelines à hydrogène](#).

⁴¹ glpautogas (2022). [Stations d'hydrogène en novembre 2022](#).

bution (exonération/réduction des taxes sur les réseaux de gaz, aides à l'investissement pour les stations-service à hydrogène). A cet égard, l'UE est loin d'être harmonisée : le type et l'intensité des incitations mises en place diffèrent nettement entre les États membres. La figure 9 donne un aperçu de l'utilisation de différents instruments dans les États membres, selon les informations issues du suivi des politiques de l'Observatoire PCH.⁴² Il convient de noter que le champ d'application des différents instruments d'incitation peut être délimité de manière très différente d'un pays à l'autre. Cela concerne d'une part la question de savoir si les réglementations s'appliquent à l'hydrogène électrolytique en général ou seulement à l'hydrogène produit à l'aide d'électricité issue de sources renouvelables, et comment la distinction avec d'autres technologies de production est effectuée. D'autre part, les mesures sont parfois limitées dans le temps ou liées à certaines formes de valorisation de l'hydrogène.

Ces différences font également de la politique d'incitation fiscale un facteur d'implantation potentiellement important dans la mise en place de chaînes de création de valeur régionales H². Les instruments qui réduisent directement les coûts ou augmentent la demande augmentent les excédents d'exploitation attendus et raccourcissent la période d'amortissement des projets d'investissement H², ce qui améliore également leurs possibilités de financement. Seule une analyse détaillée des cadres juridiques nationaux permettra de déterminer dans quelle mesure les différentes politiques nationales au sein de l'UE agissent dans ce sens.

Figure 9 - Existence d'incitations publiques sur le marché dans les États membres



Source : Observatoire de la PCH (2022d) - situation en novembre 2022 ; représentation propre

3.3.5 Évaluation globale par région

Dans l'ensemble, les conditions-cadres discutées sont plus complémentaires que substitutives. La mise en place d'une économie régionale de l'hydrogène à forte valeur ajoutée présuppose idéalement, outre les potentiels techniques existants, une combinaison d'investissements ciblés dans les infrastructures, la présence de prestataires en amont, une réglementation incitative favorable et un pool de travailleurs qualifiés. Le manque de capacités dans l'infrastructure de transport, par exemple, ne peut

⁴² Observatoire de la PCH (2022d). [Politique et RCS](#). Observatoire des piles à combustible et de l'hydrogène.

guère être compensé par l'excellence de la main-d'œuvre régionale. Les instruments d'incitation ne sont efficaces au niveau régional que dans la mesure où il existe une base industrielle en tant qu'acteur dans le domaine de la production et de la valorisation. C'est pourquoi les mesures visant à améliorer les conditions-cadres doivent, dans la mesure du possible, être prises en parallèle. Le processus de transformation à venir ne montrera que dans quelques années quelles régions européennes joueront à l'avenir le rôle de phares. Il est du moins possible d'examiner dès maintenant, sur la base de la situation de départ, quelles régions NUTS 2 possèdent les meilleures conditions de départ. Pour ce faire, nous pouvons utiliser les indicateurs régionaux discutés dans les sections 3.3.1 à 4. Dans un souci de complémentarité, nous considérons que les conditions sont particulièrement favorables dans les régions qui présentent à la fois une forte densité de scientifiques et d'ingénieurs, l'implantation de fournisseurs en amont, des stations-service d'hydrogène et l'existence d'incitations commerciales de l'État (conformément au cadre national). Le tableau 2 présente la liste des régions qui en résulte. Une grande partie de ces régions ont également un fort potentiel de valorisation de l'hydrogène dans tous les secteurs (voir section 3.2).

Tableau 2 - Régions bénéficiant d'un environnement particulièrement favorable

NUTS-ID	Nom de la région	Densité Sciences naturelles et Ing.	Présence de prestataires régionaux	Infrastructure physique	Incitations publiques du marché (national)
BE10	Région de Bruxelles	Très élevé	Piles à combustible, Stack-Comp.	Stations-service à hydrogène : 1	Achat de FCEV, construction de stations-service H2
BE21	Prov. d'Anvers	Très élevé	Électrolyseurs, piles à combustible, stack comp.	Stations-service à hydrogène : 2 ; réseau local d'hydrogène	Achat de FCEV, construction de stations-service H2
FR11	District de Stuttgart	Très élevé	Électrolyseurs, piles à combustible, stack comp.	Stations-service à hydrogène : 5	Achat de FCEV, achat d'électricité électrolyse, construction de stations-service H2
FR12	District de Karlsruhe	Très élevé	Électrolyseurs, piles à combustible, stack comp.	Stations-service à hydrogène : 4	Achat de FCEV, achat d'électricité électrolyse, construction de stations-service H2
FR14	District de Tübingen	Haute	Piles à combustible, Stack-Comp.	Stations-service à hydrogène : 2	Achat de FCEV, achat d'électricité électrolyse, construction de stations-service H2
FR30	Berlin	Très élevé	Électrolyseurs, Comp. empil.	Stations-service à hydrogène : 4	Achat de FCEV, achat d'électricité électrolyse, construction de stations-service H2
DEA2	District de Cologne	Très élevé	Électrolyseurs, piles à combustible, stack comp.	Stations-service à hydrogène : 5	Achat de FCEV, achat d'électricité électrolyse, construction de stations-service H2
DEA3	District de Münster	Haute	Électrolyseurs, Comp. empil.	Stations-service à hydrogène : 2	Achat de FCEV, achat d'électricité électrolyse, construction de stations-service H2
ES51	Cataluña	Haute	Électrolyseurs, comp. stack	Stations-service à hydrogène : 1	Achat de FCEV
FR10	Île de France	Très élevé	Électrolyseurs, piles à combustible, stack comp.	Stations-service à hydrogène : 7	Achat de FCEV, achat d'électricité électrolyse
FRK2	Rhône-Alpes	Haute	Électrolyseurs, piles à combustible, stack comp.	Stations-service à hydrogène : 5 ; réseau local d'hydrogène	Achat de FCEV, achat d'électricité électrolyse
FRL0	Provence-Alpes-Côte d'Az.	Haute	Piles à combustible, Stack-Comp.	Stations-service à hydrogène : 2 ; réseau local d'hydrogène	Achat de FCEV, achat d'électricité électrolyse
ITC4	Lombardia	Haute	Électrolyseurs, piles à combustible, stack comp.	Stations-service à hydrogène : 2	Achat de FCEV, construction de stations-service H2

NL13	Drenthe	Haute	Comp. de la pile	Stations-service à hydrogène : 1	Construction de stations-service H2
NL22	Gelderland	Très élevé	Piles à combustible, Stack-Comp.	Stations-service à hydrogène : 1	Construction de stations-service H2

Sources : Eurostat (2022), Observatoire FCH (2022a;b;c;d) ; glpautogas.info (2022) ; FCEV : véhicules à pile à combustible

4 L'hydrogène vert, objet d'une politique régionale

4.1 Le concept des vallées de l'hydrogène

L'utilisation de l'hydrogène vert en Europe a dépassé le stade des essais purement techniques. La création de « **vallées de l'hydrogène** » est au cœur des projets de mise en œuvre actuels. Cela signifie essentiellement la mise en place de marchés régionaux de production et d'utilisation de l'hydrogène, l'utilisation ne se limitant pas à des consommateurs individuels, mais étant conçue de manière intersectorielle. Le dernier rapport d'avancement Hydrogen Valley de Weichenhain et al. (2022) définit quatre caractéristiques constitutives des vallées de l'hydrogène : Des investissements d'un ordre de grandeur significatif (au moins des dizaines de millions), l'approvisionnement de plusieurs secteurs, la couverture de larges domaines des chaînes de création de valeur ainsi qu'une délimitation spatiale claire.⁴³ Les vallées de l'hydrogène se distinguent en particulier des simples projets pilotes et de démonstration : il ne s'agit pas de la démonstration de la faisabilité d'une technologie hydroélectrique ni de la démonstration de la faisabilité technique des technologies de l'hydrogène, mais de l'étape suivante de leur mise en œuvre : la mise à l'échelle dans des conditions de marché réelles et la mise en place de chaînes d'approvisionnement économiquement viables. La proximité géographique est interprétée de manière flexible : Les vallées de l'hydrogène peuvent être constituées aussi bien de micro-régions que d'espaces de projets de dimension transnationale. Dans ce contexte, Weichenhain et al. (2022) distinguent trois archétypes de vallées de l'hydrogène : les vallées locales avec de faibles capacités de production et axées sur la mobilité, les vallées locales avec des capacités de production moyennes et axées sur l'industrie, et les vallées internationales avec des capacités de production élevées et axées sur l'exportation.

Selon la plateforme en ligne *Hydrogen Valleys*, une grande partie des projets mondiaux se trouvent jusqu'à présent dans l'espace européen. L'importance que ce concept a acquise dans le débat sur la politique de soutien en Europe se reflète également dans le fait qu'il est devenu un élément de la communication politique de la Commission européenne. Ainsi, dans son *discours sur l'état de l'Union 2020*, la présidente de la Commission, Mme Von der Leyen, a souligné la création de vallées de l'hydrogène comme une utilisation importante de l'argent du fonds *NextGenerationEU*.⁴⁴ En outre, un *European Hydrogen Valleys S3 Partnership* of European Regions s'est déjà constitué en 2019 pour représenter les intérêts des clusters H₂ leaders en Europe dans la construction d'une économie de l'hydrogène.⁴⁵ Une grande partie des projets sont encore en phase de conception ou de mise en œuvre précoce. Les projets répertoriés par la *plateforme Hydrogen Valleys* sont également très hétérogènes en termes d'échelle. L'un des principaux points communs des projets répertoriés est leur financement

⁴³ Weichenhain, U.; Kaufmann, M. ; Benz, A. ; Matute Gomez, G. (2022). Hydrogen Valleys - Insights into the emerging hydrogen economies around the world. FCH 2 JU / Commission européenne / Inycom / Roland Berger.

⁴⁴ Von der Leyen, U. (2020). [Discours sur l'état de l'Union 2020 par la Présidente von der Leyen](#) lors de la séance plénière du Parlement européen. 16 septembre 2020.

⁴⁵ EHV-S3P (2020). [European Hydrogen Valleys Partnership](#). Présentation, 24 juin 2020.

mixte. Tous les projets de l'UE pour lesquels des informations sur le financement sont disponibles prévoient un cofinancement par des sources publiques (UE/national/régional).⁴⁶ Il s'agit donc également de la question de l'allocation spatiale de l'argent des contribuables.

Le concept des vallées de l'hydrogène n'est guère applicable à l'analyse économique régionale pratique en raison de son manque de précision spatiale. Il est néanmoins utile au niveau théorique, car il attire l'attention sur la dimension économique des chaînes de création de valeur de l'hydrogène. C'est surtout important pour la question de la mise à l'échelle régionale : si les projets deviennent trop grands pour les besoins régionaux, la montée en puissance du marché entraîne des besoins d'infrastructure supplémentaires. Les investissements sont alors détournés de la production vers le transport, et le développement des capacités de production est retardé. La couverture des coûts engendrés par le développement des infrastructures peut en outre nuire à la compétitivité des prix ; les avantages de coûts dans la production résultant de la montée en gamme sont ainsi réduits dans leurs effets. Une mauvaise répartition géographique des subventions peut ainsi retarder le décollage du marché de l'hydrogène en Europe.

4.2 Politique de soutien dans l'UE

Outre les incitations commerciales mises en place au niveau national (voir section 3.3.4) et les mesures d'aide à l'investissement, l'UE est également directement active. La recherche sur les technologies de l'hydrogène est encouragée par l'UE depuis la fin des années 1980. En 2008, l'UE a créé, avec des représentants de l'industrie et de la recherche, le *Fuel Cells and Hydrogen Joint Undertaking* (FCH JU), un partenariat public-privé destiné à soutenir financièrement non seulement la recherche, mais aussi les projets de mise en œuvre de la production et de l'infrastructure d'hydrogène. L'accent a été mis sur les projets de démonstration visant à prouver la viabilité des applications de l'hydrogène.⁴⁷ L'accent a été mis sur la pile à combustible en tant que technologie de valorisation de l'hydrogène pour le secteur de la mobilité et la réinjection d'électricité. À partir de 2014, l'initiative a été poursuivie dans une deuxième phase sous l'égide du programme-cadre de recherche de l'UE *Horizon Europe* (FCH JU2). Le contenu est resté centré sur des projets dans le domaine des applications de mobilité et de la valorisation interne dans le secteur de l'énergie.⁴⁸

La **stratégie européenne pour l'hydrogène 2020** a mis l'accent sur l'utilisation intersectorielle de l'hydrogène vert et a défini des objectifs concrets (40 GW de capacité d'électrolyse en 2030).⁴⁹ L'*Alliance européenne pour l'hydrogène propre* a été créée dans ce contexte comme instrument permettant de mieux coordonner les parties prenantes et les projets d'investissement. En février 2021, le *Clean Hydrogen Partnership* a ensuite été présenté comme le programme succédant au FCH 2 JU.⁵⁰ Un premier appel à propositions en mai 2022 a abouti à un volume d'appel de 300 millions d'euros. Ces fonds devraient permettre de lancer au moins cinq vallées de l'hydrogène.⁵¹ En décembre 2020, 22 États membres de l'UE et la Norvège se sont en outre engagés dans un manifeste pour la mise en place de

⁴⁶ CHP/MI (2022). [Mission Innovation Hydrogen Valley Platform](#). Partenariat pour l'hydrogène propre/Mission Innovation.

⁴⁷ De Colvenaer, B., & Castel, C. (2012). L'Entreprise commune pour les piles à combustible et l'hydrogène (FCH JU) en Europe. *International Journal of Low-Carbon Technologies*, 7(1), 5-9.

⁴⁸ Aperçu du financement de l'UE (2022). [Entreprise commune Piles à combustible et Hydrogène 2](#).

⁴⁹ Commission européenne (2020). [Une stratégie de l'hydrogène pour une Europe neutre en matière de climat](#). 8 juillet 2020.

⁵⁰ CHP (2022). [Partenariat européen pour la technologie de l'hydrogène](#).

⁵¹ EURACTIV (2022). [L'UE dévoile un plan de 300 millions d'euros](#) pour financer la recherche sur l'hydrogène. 15 marsth, 2022.

chaînes de création de valeur européennes dans le domaine des « Hydrogen Systems and Technologies » et ont annoncé la promotion de *projets importants d'intérêt européen commun* comme instrument à cet effet.⁵² En tant que première vague technologique *Hy2Tech*, 41 projets transfrontaliers de ce type ont été approuvés par la Commission européenne en juillet 2022. Une deuxième vague de projets *Hy2Use*, d'un montant total de plus de 5 milliards d'euros et axés sur les technologies d'application et les infrastructures, a été approuvée peu de temps après, en septembre 2022.⁵³

La crise énergétique alimentée par la guerre en Ukraine a déclenché d'autres activités. L'hydrogène vert doit contribuer de manière significative à la décarbonation des chaînes de processus européennes à moyen terme. Dans le cadre de son plan **RePowerEU**, la Commission européenne a formulé pour la première fois en mai 2022 des objectifs quantitatifs concrets pour la production d'hydrogène vert : D'ici 2030, 10 millions de tonnes d'hydrogène renouvelable doivent être produites dans l'UE, complétées par des importations d'un volume de 10 millions de tonnes également. À cette fin, la Commission vise entre autres à doubler le nombre de vallées de l'hydrogène en Europe, grâce à des activités de promotion renforcées sous l'égide d'*Horizon Europe*.⁵⁴ Dans son *discours sur l'état de l'Union 2022*, Ursula Von der Leyen a en outre annoncé la création d'une banque européenne de l'hydrogène, qui devrait soutenir la mise en place d'un marché européen de l'hydrogène avec 3 milliards d'euros supplémentaires.⁵⁵ Les détails de ce nouvel instrument seront présentés en 2023. À cela s'ajoute une multitude d'initiatives au niveau des États membres et des régions. Au total, il en résulte une multitude de canaux très différents qui veulent lancer, plus ou moins indépendamment les uns des autres, des projets de mise en œuvre en utilisant des fonds publics. Il est donc important, à des fins de pilotage, d'avoir une vue d'ensemble de la situation en matière de planification pour les prochaines années.

4.3 Statut quo du paysage de projet

Le développement rapide des canaux de financement pour les projets pratiques a favorisé la création de consortiums de projets dans (presque) toute l'Europe. Les plans et les ambitions des projets actuels sont tout aussi variés que les possibilités d'utilisation de l'hydrogène vert. Ils vont de la création de capacités d'électrolyse locales pour des clients industriels individuels à la conception de chaînes d'approvisionnement paneuropéennes, y compris l'infrastructure de transport correspondante. Compte tenu des interdépendances évoquées, il est fort probable que les grands projets actuellement en cours façonnent la structure spatiale de la future économie européenne de l'hydrogène pour les décennies à venir. Cela aura une influence considérable sur la question de savoir si et quand le marché de l'hydrogène vert pourra décoller. Les potentiels de valorisation régionaux discutés à la section 3 joueront un rôle clé à cet égard : Ils déterminent la viabilité économique des projets dans la phase initiale de mise en place des réseaux de transport interrégionaux. Ils déterminent également si des phares régionaux de l'économie de l'hydrogène peuvent s'établir précocement en Europe, lesquels peuvent ensuite inciter à une intégration suprarégionale du marché par le développement des infrastructures.

⁵² Pays de l'UE/Norway (2020). Manifesto for the development of a European « [Hydrogen Technologies and Systems](#) » value chain.

⁵³ Commission européenne (2022b). Aide d'État : [la Commission approuve jusqu'à 5,2 milliards d'euros de soutien public](#) de la part de treize États membres pour le deuxième projet important d'intérêt européen commun dans la chaîne de valeur de l'hydrogène. Communiqué de presse du 21 septembre 2022.

⁵⁴ Cf. Commission européenne (2022a).

⁵⁵ Von der Leyen, U. (2020). [Discours sur l'état de l'Union 2022](#) par la Présidente von der Leyen lors de la séance plénière du Parlement européen. 14 septembre 2022.

Pour l'évaluation de la politique de soutien de l'État, cela signifie qu'elle devrait se concentrer uniquement sur le montant des volumes de soutien, mais aussi sur leur répartition géographique. Ce n'est pas une tâche facile en raison de la multitude d'institutions et de programmes de soutien. Il n'existe actuellement aucun registre central officiel des projets hydrogène financés par des fonds publics en Europe. Cependant, certaines plateformes gèrent des bases de données de projets plus ou moins étendues. La *base de données* la plus complète est de loin la *Hydrogen Projects Database* de l'International Energy Agency (iea).⁵⁶ Selon ses propres indications, elle comprend presque tous les projets annoncés depuis l'an 2000 qui servent à produire de l'hydrogène comme source d'énergie et/ou comme moyen de lutte contre le changement climatique. Outre les nombreux microprojets achevés par le passé, on y trouve également les grands projets annoncés récemment, avec des informations sur le calendrier et l'ampleur des capacités de production prévues ainsi que sur les objectifs de valorisation envisagés. Nous avons comparé cette liste de projets avec deux autres bases de données récentes, les aperçus de projets de la *Mission Innovation Hydrogen Valley Platform*⁵⁷ et la *Hydrogen Project Visualisation Platform*⁵⁸ de l'Association européenne des gestionnaires de réseau de transport de gaz. En corrigeant⁵⁹ l'aperçu ainsi obtenu, nous avons obtenu une liste de 262 entrées de projets au total, que nous avons ensuite classées par région NUTS-2 sur la base de leur localisation d'électrolyse (selon les informations disponibles sur les projets).

La figure 10 présente la répartition des capacités régionales totales calculées pour la période de planification jusqu'en 2030. En raison de la montée en puissance prévue pour les années à venir, elle est fortement influencée par les grands projets actuellement en phase de planification. Il ne peut évidemment pas donner d'informations sur la faisabilité technique des différents projets. Elle doit donc être lue avant tout comme une carte des ambitions. Elle révèle une Europe à des vitesses très différentes. On distingue des centres de production régionaux marqués, qui sont en même temps largement répartis sur le territoire de l'UE. La péninsule ibérique et la région de la mer du Nord sont les centres les plus importants. Dans l'ensemble, les régions côtières jouent un rôle important dans la planification. Si l'on compare les pays, la faible présence de l'Italie, de parties centrales de la France et du sud de l'Allemagne sur la carte des projets est frappante. Il s'agit de nombreuses régions pour lesquelles le potentiel de valorisation et les conditions locales sont supérieurs à la moyenne (voir section 3), notamment des régions industrielles clés comme *l'Ile-de-France* (FR) et *la Lombardie* (IT). De même, les planifications de projets pour les États membres de l'Est se situent dans l'ensemble, à l'exception de quelques grands projets, dans un cadre relativement modeste.

Le rôle particulier que joueront les régions phares dans la formation d'une économie européenne de l'hydrogène nécessite une analyse séparée. Nous considérons à cet effet comme sous-groupe les régions NUTS 2 pour lesquelles, sur la base des connaissances actuelles, des capacités d'électrolyse de plus de 1 GW sont prévues d'ici 2030. C'est le cas de 14 des 241 régions de l'UE. Ces 14 régions représentent une capacité totale prévue de 55,3 GW. Cela représenterait à lui seul plus de la moitié de la

⁵⁶ iea (2022). Base de données des projets d'hydrogène. [Agence internationale de l'énergie](#). Mise à jour : novembre 2022.

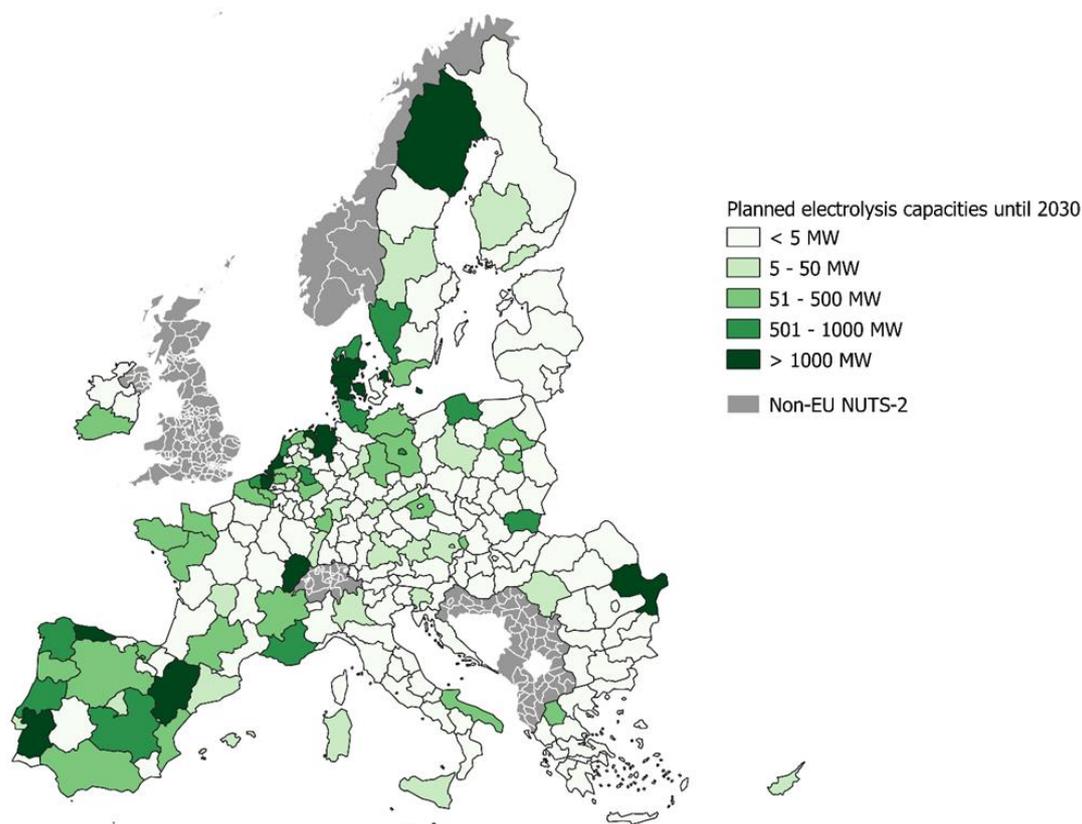
⁵⁷ Cf. CHP/MI (2022).

⁵⁸ ENTSOG (2022). [Plate-forme de visualisation du projet d'hydrogène](#). Réseau européen des gestionnaires de réseau de transport de gaz.

⁵⁹ Seuls les projets qui prévoient la création de capacités de production d'hydrogène par électrolyse et qui ont fixé des objectifs quantitatifs et des délais clairs à cet effet ont été pris en compte. Les microprojets (< 1 MW de capacité d'électrolyse) ainsi que les projets qui prévoient uniquement la réinjection d'électricité comme option de valorisation ont été exclus. Les futures capacités d'électrolyse offshore ont été exclues faute de possibilité d'attribution.

capacité de l'UE nécessaire pour atteindre l'objectif de 10 millions de tonnes d'ici 2030, selon les estimations de l'*Alliance européenne pour l'hydrogène propre*.⁶⁰ Trois de ces zones, appelées ci-après « **régions cibles** », sont situées au Danemark et aux Pays-Bas, deux en Espagne, et une en Belgique, en Allemagne, en France, au Portugal, en Roumanie et en Suède. Une comparaison de leurs potentiels spécifiques avec le reste de l'UE permet de déterminer la contribution que les conditions locales peuvent apporter au décollage du marché en Europe.

Figure 10 - Capacités d'électrolyse prévues d'ici 2030 dans les régions NUTS 2 de l'UE



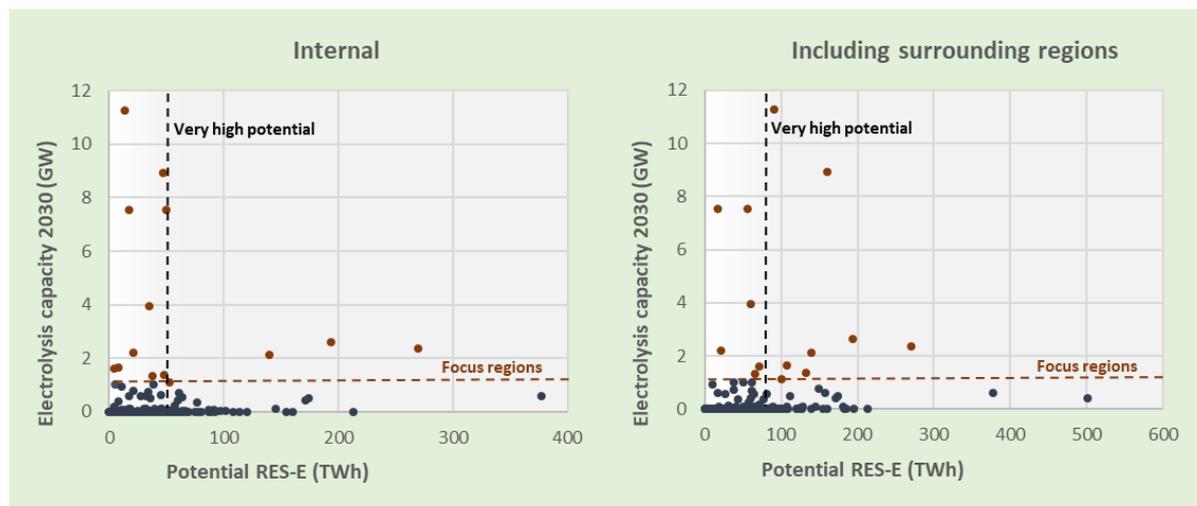
Sources : iea (2022) ; CHP/MI (2022) ; ENTSOG (2022) ; état : novembre : 2022 ; calculs propres.

Selon les estimations de Kakoulaki et al. (2021), une partie des régions cibles dispose d'un potentiel de surface très élevé dans la production d'E-SER par rapport à l'ensemble de l'UE (voir figure 11). Par rapport à la superficie de la région, cela vaut surtout pour les riverains de la mer du Nord, en lien avec leur fort potentiel éolien. Cela est toutefois loin d'être le cas pour toutes les régions cibles. Du côté de la demande, le tableau est également très hétérogène. On ne peut en aucun cas établir un lien clair avec le volume des capacités planifiées (voir figures A1-A3 en annexe). Seules cinq des 14 régions cibles présentent des potentiels internes élevés à très élevés en comparant les formes de valorisation. Ceux-ci s'étendent à chaque fois aux trois secteurs d'application (industrie, mobilité, chauffage/bâtiment). Dans les autres régions cibles, les potentiels de demande estimés ne sont supérieurs à la moyenne que

⁶⁰ ECH (2022). [Sommet européen de l'électrolyse](#) - Déclaration conjointe. Bruxelles, le 5 maith 2022.

dans certains secteurs, voire faibles dans certaines régions. Le tableau A2 en annexe résume les potentiels internes aux régions. L'image obtenue reste fondamentalement la même si l'on prend en compte les potentiels des régions environnantes.⁶¹

Figure 11 - Capacités d'électrolyse prévues vs. Potentiels de production d'électricité SER



Sources : Kakoulaki et al. (2021) ; AIE (2022) ; CHP/MI (2022) ; ENTSOG (2022) ; calculs propres. Potentiel très élevé : 20% le plus élevé parmi les régions de l'UE.

En ce qui concerne les conditions locales (voir section 3.3), les régions cibles dans leur ensemble ne semblent guère exceptionnelles. Les particularités peuvent encore être constatées au mieux en ce qui concerne les relations sectorielles régionales et l'infrastructure physique. Ainsi, des fabricants de piles à combustible sont implantés dans au moins la moitié des régions cibles et des fabricants de piles/systèmes d'électrolyse dans au moins un quart d'entre elles, des valeurs nettement supérieures à la moyenne en comparaison avec l'UE (respectivement 36 % et 12 % de l'ensemble des régions dans l'UE). En outre, les régions ciblées présentent en moyenne une plus grande densité de stations-service d'hydrogène que le reste de l'UE, et sont en partie considérées comme des sites appropriés pour le stockage à long terme de grandes quantités d'hydrogène, compte tenu des prémisses géologiques (existence de cavernes de sel).⁶² En revanche, en ce qui concerne la disponibilité de main-d'œuvre qualifiée et la réglementation des incitations, les régions cibles en tant que groupe ne présentent pas systématiquement de meilleures conditions régionales.

Dans une perspective paneuropéenne, les régions actuellement désignées comme sites importants pour la production d'hydrogène ne sont donc que partiellement prédestinées à jouer ce rôle. On constate notamment, dans certains cas, un écart entre la position de choix en tant que site de production et l'importance attendue en tant que région utilisatrice, même en tenant compte du potentiel existant dans l'environnement régional. Outre les différences générales de coûts entre les régions, ce schéma peut s'expliquer par des facteurs non contraignants : orientation différente de l'initiative entrepreneuriale, réseaux régionaux de parties prenantes, sans oublier le soutien politique au niveau régional et national. Le prix d'une telle orientation est que le transport interrégional de l'hydrogène devra faire

⁶¹ Nous complétons à cet effet les potentiels des régions dont la distance à la région considérée se situe dans un rayon de 100 km. Les distances interrégionales sont tirées du jeu de données de [Kurbucz & Katona \(2022\)](#).

⁶² Małachowska, A., Łukasik, N., Mioduska, J., & Gębicki, J. (2022). Stockage de l'hydrogène dans les formations géologiques - Le potentiel des grottes de sel. *Energies*, 15(14), 5038.

partie du modèle d'entreprise de nombreux grands projets dès la phase initiale, y compris la création des capacités nécessaires.

5 Implications pour la politique européenne

5.1 Besoin de pilotage

En cas de mise en œuvre des plans de projet analysés dans la section précédente, la construction d'une économie européenne de l'hydrogène ne se caractériserait dans un premier temps que par quelques régions cibles fournissant de l'hydrogène vert en quantité significative. Compte tenu des économies d'échelle existantes dans la production, cela semble en principe judicieux. Le choix de ces régions ne se justifie toutefois que partiellement par des potentiels régionaux supérieurs à la moyenne, tant du côté de l'offre que de la demande. La distribution suprarégionale de l'hydrogène produit devra donc, dans certains cas, faire partie du plan économique dès les premières phases. Dans de nombreuses régions européennes caractérisées par une combinaison particulièrement favorable de potentiels (voir chapitre 3), on ne constate jusqu'à présent pratiquement aucune activité de projet significative. En l'absence d'une infrastructure de transport paneuropéenne, le risque existe que les potentiels de mise à l'échelle existants ne soient pas exploités en temps voulu, la problématique de l'œuf et de la poule dans le développement des infrastructures, discutée au début, n'étant ainsi pas résolue. La mise en place de chaînes d'approvisionnement en hydrogène compétitives en termes de prix face à la concurrence des sources d'énergie risque ainsi d'être retardée en Europe. L'UE ne peut toutefois pas se permettre de perdre du temps dans ce domaine, et pas seulement au regard des objectifs qu'elle s'est elle-même fixés. La mise en place de filières d'importation en provenance de pays tiers se poursuit en parallèle. L'hydrogène vert importé de régions telles que l'Afrique du Nord ou l'Amérique du Sud est certes coûteux en raison de son transport complexe, mais il est compensé, côté production, par des conditions naturelles particulièrement favorables à la production d'électricité SER. De même, le transport d'hydrogène sur de longues distances par bateau devrait connaître à l'avenir une baisse sensible des coûts grâce à une combinaison de technologies de conversion innovantes.⁶³

L'UE doit donc veiller à ne pas se laisser distancer dès la phase initiale de la production d'un élément important du système énergétique intégré intersectoriel de l'avenir. Cela n'aurait pas seulement des conséquences négatives en termes de politique industrielle, compte tenu de la perte de valeur ajoutée et d'emplois. Il y aurait également un risque de création de nouvelles dépendances externes dont l'Europe voulait se libérer dans le cadre de la décarbonation. Les décideurs de l'UE et des États membres seraient donc bien avisés d'orienter la politique de promotion de l'hydrogène vert de manière encore plus cohérente vers l'objectif de compétitivité. Cela implique d'une part d'encourager les projets intégrés à proximité géographique des futurs centres européens de valorisation : Les « vallées de l'hydrogène » ne porteront bien leur nom que si les avantages en termes d'économie d'espace liés à une faible distance peuvent être réellement exploités. D'autre part, le paysage actuel des projets oblige les décideurs à s'attaquer encore plus résolument à la construction des infrastructures et à l'harmonisation des cadres réglementaires pour la formation de marchés transnationaux. Pour ce faire, il existe une série d'instruments dont certains ont déjà été proposés par la Commission européenne dans le cadre du processus législatif de l'UE.

⁶³ Cf. Hydrogen Council (2020).

5.2 Instruments

Côté offre : normes et certification comme signaux du marché

L'hydrogène vert européen ne sera rentable à court terme que si les avantages en termes de durabilité de la production nationale d'hydrogène à partir de sources renouvelables deviennent également visibles sur le marché. En ce qui concerne les émissions de CO₂, les signaux de prix sont déjà garantis, mais l'évolution future des prix est incertaine. Les signaux se limitent en outre aux émissions de CO₂ intra-européennes le long de la chaîne de processus. Afin de créer des incitations suffisantes à l'investissement, la légitimité et l'engagement réglementaire sont complétés par la définition de normes contraignantes à l'échelle de l'UE pour l'hydrogène produit de manière durable et leur certification, en incluant si possible toute la chaîne d'approvisionnement. Dans le cadre de son projet de *directive concernant des règles communes pour les marchés intérieurs des gaz renouvelables, du gaz naturel et de l'hydrogène*, la Commission européenne fait référence à une définition de l'« *hydrogène renouvelable* » figurant dans la proposition de révision de la directive sur les énergies renouvelables. L'hydrogène renouvelable est défini comme de l'hydrogène dont le contenu énergétique provient de sources renouvelables non biogènes et qui permet de réduire les émissions de GES d'au moins 70% par rapport aux carburants fossiles.⁶⁴ Cependant, la méthodologie de calcul de ces réductions n'est pas encore définie. En particulier, la question essentielle de savoir quelles parties de la chaîne de production et d'approvisionnement doivent être prises en compte et quelles bases d'information doivent être utilisées n'est pas résolue. Le processus de certification qui s'ensuit doit également encore être élaboré. La Commission européenne devrait présenter rapidement des propositions à ce sujet et les coordonner avec les parties prenantes concernées de l'industrie. Compte tenu de la nette dégradation de la situation de l'approvisionnement en gaz depuis la publication du projet de loi, il convient notamment d'examiner de manière critique si l'hydrogène dit « à faible teneur en carbone » peut jouer un rôle à l'avenir en tant qu'option complémentaire pour l'Europe. On entend par là l'hydrogène issu de sources d'énergie non renouvelables qui, grâce à des mesures telles que le captage du CO₂, permet également une réduction des GES d'au moins 70% par rapport aux technologies traditionnelles. Afin de tenir compte de la contribution potentielle de l'hydrogène vert non seulement à la lutte contre le changement climatique, mais aussi à l'indépendance de l'Europe vis-à-vis des producteurs de ressources fossiles, il serait plus approprié de lier de manière générale les normes de durabilité à la provenance de sources renouvelables.

Du côté de la demande : des instruments de couverture des risques pour inciter à l'investissement

La réalisation des potentiels de valorisation régionaux dépend de manière décisive de la volonté des acteurs du côté de la demande d'investir dans le passage aux technologies de l'hydrogène. Les incertitudes quant au traitement réglementaire futur de l'hydrogène vert, mais aussi quant au prix du CO₂ en Europe, constituent un obstacle à de telles décisions d'investissement à long terme. La suppression de ces obstacles par des instruments de couverture des risques peut également contribuer à une répartition plus favorable des projets phares en Europe du point de vue de l'économie territoriale. En effet, si l'accès à de tels instruments standardisés est en principe ouvert, le soutien politique et les réseaux régionaux de parties prenantes perdent de leur importance en tant que mécanismes de garantie alter-

⁶⁴ Commission européenne (2021). Proposition de directive du Parlement européen et du Conseil établissant des règles communes pour les marchés intérieurs des gaz renouvelables et naturels et de l'hydrogène. COM/2021/803 final.

natifs. En particulier, un prix fixe du CO₂ garanti par l'État sur une base contractuelle permet aux investisseurs de mieux calculer les économies de coûts futures résultant de la prévention des émissions de CO₂ en tant qu'élément essentiel du rendement de l'investissement. Pour ce faire, l'État compense sur une période convenue la différence entre le prix fixé par contrat et le prix du marché en vigueur sur le marché des certificats d'émission. La durée du contrat peut être limitée dans le temps en tenant compte des hausses de prix attendues à long terme sur le marché des certificats, ce qui permet de minimiser les risques budgétaires de l'État.

Intégration du marché : des conditions de concurrence uniformes et un développement conséquent des infrastructures

Pour faire progresser la mise en place d'une économie européenne de l'hydrogène malgré des potentiels de vente locaux inférieurs à la moyenne dans certaines régions phares, il faut redoubler d'efforts pour promouvoir l'intégration du marché à l'échelle suprarégionale. Cela suppose d'une part l'existence d'incitations à l'investissement suffisantes pour les exploitants d'infrastructures. Dans le transport de l'hydrogène, cela concerne aussi bien la transformation de certaines parties du réseau de gaz naturel que la construction complémentaire de nouveaux pipelines d'hydrogène. Afin de raccourcir les procédures de planification et d'autorisation et de réduire les coûts de construction, les réseaux de gaz existants devraient pouvoir être modifiés chaque fois que cela est techniquement possible. Les barrières financières liées aux exigences de dissociation devraient être maintenues aussi basses que possible afin de garantir des coûts de transport abordables pendant la phase de démarrage, sans négliger le risque de concentration des fournisseurs. Les obstacles réglementaires au transport transfrontalier doivent également être supprimés et un accès non discriminatoire doit être garanti pour tous les fournisseurs d'hydrogène certifié durable. En outre, les conditions de concurrence pour les chaînes d'approvisionnement en hydrogène devraient être harmonisées autant que possible à l'échelle européenne. Cela concerne l'imposition de taxes sur l'achat d'électricité par les électrolyseurs, mais aussi la question du rabais sur les tarifs d'utilisation du réseau pour le transport de l'hydrogène par les électrolyseurs et les opérateurs de stockage. L'objectif devrait être de créer une division du travail européenne qui soit le moins possible marquée par les activités de certains projets phares et leurs dépendances de sentier, et le plus possible par les véritables avantages comparatifs des régions.

6 Conclusion

Le développement rapide des marchés de l'hydrogène vert est essentiel pour le lancement d'une économie européenne de l'hydrogène. Pour y parvenir, il faut exploiter les économies d'échelle dans la production d'hydrogène et surmonter les obstacles à la construction d'infrastructures. Les potentiels régionaux de production et de valorisation jouent un rôle clé à cet égard : en l'absence d'infrastructures suprarégionales, ils sont le moteur économique du renforcement des capacités à tous les niveaux de la chaîne d'approvisionnement, et donc de l'émergence future de marchés suprarégionaux. Le succès de la transformation n'est donc pas seulement déterminé par la technologie et l'optimisation de la gestion d'entreprise, mais aussi, de manière décisive, par les conditions d'économie territoriale en Europe. La production, l'infrastructure et les technologies d'application doivent non seulement être développées en parallèle, mais le développement doit également être synchronisé sur le plan spatial.

Cet **Input** du cep contribue à une meilleure compréhension de ce problème en proposant une première analyse complète des potentiels de production et de valorisation de l'hydrogène vert au niveau régional en Europe. Parmi la quantité de résultats détaillés, deux conclusions centrales peuvent être mises en évidence. Premièrement, malgré la diversité des facteurs régionaux spécifiques, on constate une certaine congruence entre la répartition spatiale des potentiels SER et des potentiels d'utilisation de l'hydrogène vert en Europe, et ce à travers tous les champs d'application potentiels. Les régions qui, en raison de leur structure économique, sont prédestinées à devenir de futurs utilisateurs d'hydrogène, présentent en moyenne un potentiel de surface relativement élevé pour la production d'énergies renouvelables. Cette corrélation ne s'applique pas à toutes les régions, mais en tout cas aux régions économiquement fortes de la mer du Nord et à certaines régions méditerranéennes. En ce qui concerne les conditions socio-infrastructurelles, on peut également diagnostiquer une situation de départ particulièrement favorable pour certaines de ces régions. Il s'agit d'une bonne nouvelle pour la mise en place de chaînes d'approvisionnement régionales, car le transport sur de grandes distances, tant du côté des intrants (électricité) que des extrants (hydrogène), posera de grands défis en termes d'économie et de système énergétique.

Deuxièmement, dans la répartition géographique des vallées de l'hydrogène actuellement en cours de planification, certaines régions se distinguent nettement en termes de capacités d'électrolyse prévues. Mais cette position dominante ne s'accompagne pas toujours, loin s'en faut, d'un potentiel de production ou de valorisation régional supérieur à la moyenne, même en incluant les régions environnantes. Pour la phase décisive de développement des capacités qui s'annonce, le risque existe donc que le chemin vers la rentabilité soit en partie freiné par des restrictions infrastructurelles suprarégionales. Étant donné que des fonds publics considérables sont investis dans ces projets, la politique européenne devrait assumer son rôle de pilotage. Une meilleure coordination territoriale et une orientation plus cohérente des projets actuellement soutenus par les canaux les plus divers sont nécessaires.

L'intégration suprarégionale des marchés émergents constitue la prochaine étape de la construction d'une économie européenne de l'hydrogène. Elle est une condition préalable à l'établissement d'une division géographique efficace du travail dans la production et l'utilisation de l'hydrogène vert. Ce n'est qu'ainsi que les chaînes d'approvisionnement européennes H₂ seront compétitives par rapport aux canaux d'importation mis en place en parallèle. Pour accélérer ce processus, il faut dès aujourd'hui donner les bonnes impulsions politiques. Ici aussi, une approche orientée vers la chaîne de création de valeur est nécessaire : la réglementation devrait prendre en compte de la même manière la production, la valorisation et l'infrastructure et les traiter de manière cohérente en termes d'incitations. L'harmonisation européenne est ici importante afin de ne pas créer de distorsion dans l'allocation. Cela concerne aussi bien la charge liée aux taxes sur les électrolyseurs et les opérateurs de stockage que la réglementation des futurs réseaux d'hydrogène. La Commission européenne a déjà présenté quelques propositions dans ce sens dans ses récents projets de loi, mais dans de nombreux cas, il reste encore à concrétiser et à harmoniser.

Pour l'avenir, une meilleure gestion de l'économie territoriale suppose également un élargissement de la base d'informations. Cela concerne aussi bien l'estimation des coûts de production régionaux et les prévisions de quantité que le montant des coûts du transport interrégional de l'hydrogène. Cela nécessite d'une part des analyses bottom-up détaillées des potentiels à petite échelle en complément des données régionales officielles. D'autre part, la planification de l'infrastructure de transport intra-

européenne devrait être concrétisée en termes d'espace et de capacité afin de pouvoir déterminer plus précisément les coûts résultant de la distance géographique.

7 Annexe

7.1 Base de données

Tableau A 1 - Aperçu des sources de données

Catégorie	Indicateur	Exploration	Référence temporelle	Unité	Source	URL
	Capacités d'électrolyse 2030	Somme des capacités d'électrolyse prévues d'ici 2030	Planification jusqu'en 2030 (état : novembre 2022)	MW	Attribution propre des régions, sur la base de l'AIE (2022) ; CHP/MI (2022) ; ENTSOG (2022)	..
Conditions générales						
Savoir-faire	Densité Sciences naturelles et Ing.	Densité Sciences naturelles et Ing.	Année 2019	Nombre d'emplois / km2	Eurostat (2022)	Lien
	Programmes de formation H2	Existence d'offres de formation	Situation : Novembre 2022	Oui/Non	Observatoire de la PCH (2022)	Lien
Consommation intermédiaire locale	Fabrication d'électrolyseurs/d'empilements d'électrolyseurs	Présence de fabricants dans la région	Mise à jour : novembre 2022	Oui/Non	Observatoire de la PCH (2022)	Lien
	Fabrication de piles à combustible	Présence de fabricants dans la région	Mise à jour : novembre 2022	Oui/Non	Observatoire de la PCH (2022)	Lien
	Fabrication des composants de la pile	Présence de fabricants dans la région	Mise à jour : novembre 2022	Oui/Non	Observatoire de la PCH (2022)	Lien
Infrastructure	Stations-service à hydrogène	Nombre de stations-service à hydrogène	Mise à jour : novembre 2022	Nombre	glpautogas (2022)	Lien
	Pipelines à hydrogène	Existence de pipelines d'hydrogène	Mise à jour : novembre 2022	Oui/Non	Observatoire de la PCH (2022)	Lien
Incitations publiques du marché	Primes à l'achat ou exonération fiscale des FCEV	Existence Instrument de promotion	Mise à jour : novembre 2022	Oui/Non	Observatoire de la PCH (2022)	Lien
	Subventions CAPEX stations-service d'hydrogène	Existence Instrument de promotion	Mise à jour : novembre 2022	Oui/Non	Observatoire de la PCH (2022)	Lien
	Subventions CAPEX production d'hydrogène	Existence Instrument de promotion	Mise à jour : novembre 2022	Oui/Non	Observatoire de la PCH (2022)	Lien
	Réduction / exonération des tarifs du réseau de gaz	Existence Instrument de promotion	Mise à jour : novembre 2022	Oui/Non	Observatoire de la PCH (2022)	Lien
Indicateurs de potentiel						
Génération	Potentiel de production d'électricité SER	Potentiel de production annuel	..	TWh	Kakoulaki et al. (2021)	..
Bâtiment	Consommation de chauffage urbain	Consommation annuelle	Année 2019	TJ	Régionalisation propre basée sur Eurostat selon la méthode de Sandoval (2021)	..
	Consommation de gaz : ménages	Consommation annuelle	Année 2019	TJ	Régionalisation propre basée sur Eurostat selon la méthode de Sandoval (2021)	..
	Consommation de gaz : secteur des services	Consommation annuelle	Année 2019	TJ	Régionalisation propre basée sur Eurostat selon la méthode de Sandoval (2021)	..
Industrie	Consommation de chaleur industrielle	Consommation annuelle	Année 2019	TJ	Régionalisation propre sur la base des consommations d'énergie nationales et des chiffres régionaux de l'emploi dans les secteurs industriels (Eurostat (2022))	..
	Capacité de production d'acier	Capacités de production d'acier	Mise à jour : novembre 2022	t	Attribution propre des régions sur la base de l'EUFOR (2022)	Lien
	Besch. Industrie chimique	Nombre d'employés	Année 2019	Nombre d'emplois	EurostatDur (2022)	Lien
Transport	Fret Transport routier de marchandises	Moyenne du fret chargé et déchargé	Année 2019	Mill.tkm	Eurostat (2022)	Lien
	Passagers Aviation	Nombre de passagers (décollages et atterrissages)	Année 2019	Millions de pers.	Eurostat (2022)	Lien
	Fret maritime	Fret déroulé (chargement et déchargement)	Année 2019	kt	Eurostat (2022)	Lien

Source : propre représentation

7.2 Résultats détaillés pour les régions cibles

Tableau A 2 - Résultats détaillés pour les régions cibles

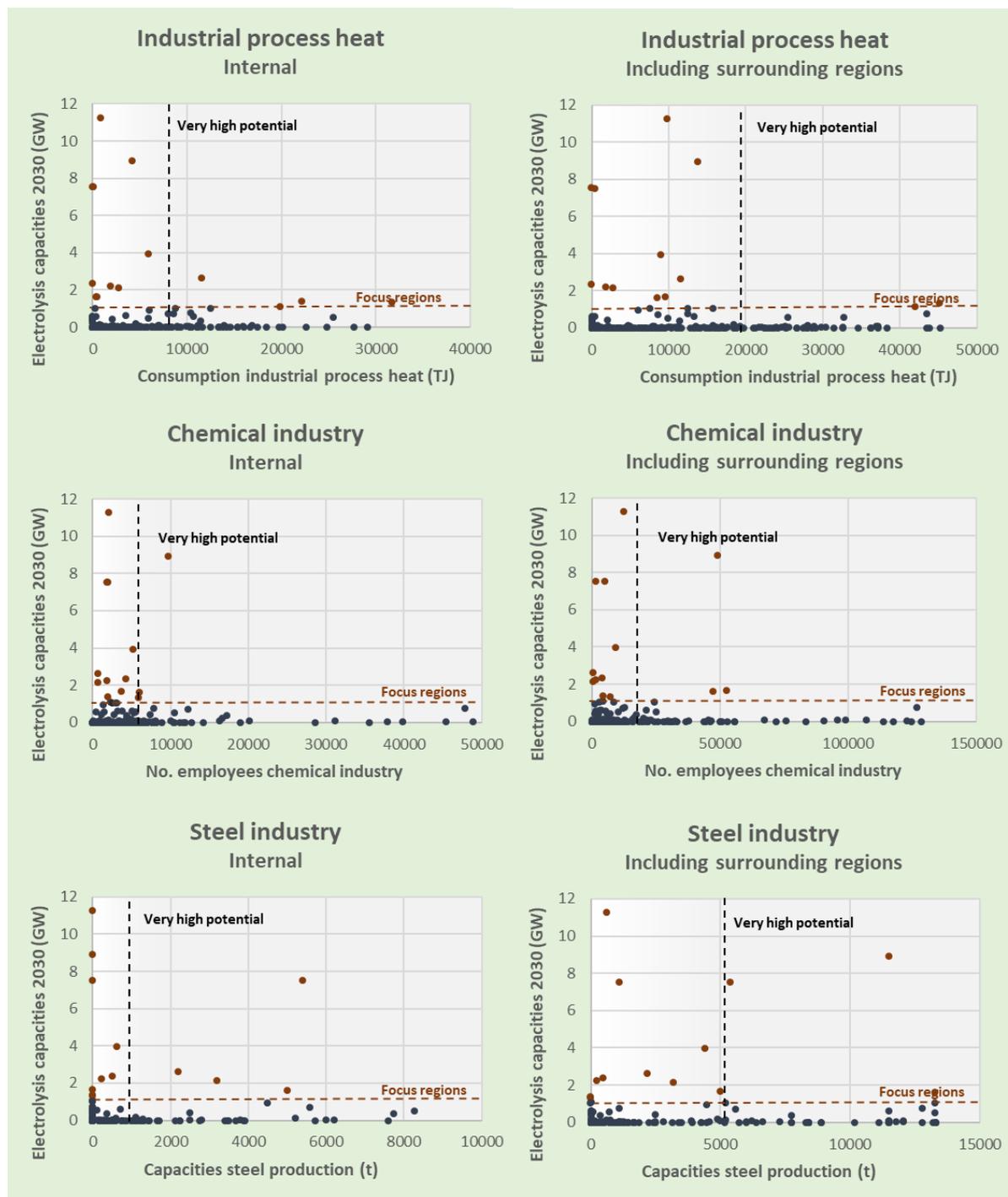
Category	Indicator	Unit	Focus regions													
			NL11	NL33	ES12	PT18	DE94	SE33	ES24	FRC2	RO22	NL34	BE23	DK04	DK01	DK03
	Region	NUTS_ID	NL11	NL33	ES12	PT18	DE94	SE33	ES24	FRC2	RO22	NL34	BE23	DK04	DK01	DK03
	Country	ID Country	NL	NL	ES	PT	DE	SE	ES	FR	RO	NL	BE	DK	DK	DK
	Name		o	Zuid-Holland	Principado de Asturias	Alentejo	Weser-Ems	Övre Norrland	Aragón	France-Comté	Sud-Est	Zeeland	Prov. Oost-Vlaanderen	Midtjylland	Hovedstaden	Syddanmark
	Area	km2	2405	3247	10601	31604	14987	164083	47722	16308	35774	1935	3009	13007	2559	12256
	Planned electrolysis capacities 2030	MW	11240	8913	7520	7504	3928	2600	2337	2200	2115	1625	1600	1350	1303	1100
Framework Conditions																
Know-how	Density scientists & engineers	No. empl. / km2	16.76	76.07	3.22	0.76	5.62	0.18	0.96	1.97	1.32	9.46	27.58	5.50	55.57	4.00
	H2 training programmes	Yes/no	Yes	No	No	No	No	No	Yes	Yes	No	No	No	No	Yes	No
Local Upstream Producers	Production of electrolyzers/electrolysis stacks	Yes/no	No	No	No	No	No	No	No	Yes	No	No	No	No	Yes	Yes
	Production of fuel cells	Yes/no	No	Yes	No	No	No	No	No	Yes	No	No	No	No	Yes	Yes
	Production of stack components	Yes/no	No	Yes	No	No	Yes	No	Yes	Yes	No	No	No	Yes	Yes	Yes
Infrastructure	Hydrogen filling stations	No. of stations	1	3	0	0	1	1	3	0	0	0	1	1	2	2
	Hydrogen pipelines	Yes/no	No	Yes	No	No	No	No	No	No	No	No	Yes	No	No	No
Policy Incentives	Purchase premiums / tax exemptions FCEVs	Yes/no	No	No	Yes	No	Yes	Yes	Yes	Yes	No	No	Yes	No	No	No
	CAPEX-subsidies hydrogen filling stations	Yes/no	Yes	Yes	No	No	Yes	Yes	No	No	No	Yes	Yes	No	No	No
	CAPEX-subsidies hydrogen production	Yes/no	Yes	Yes	No	No	No	Yes	No	Yes	Yes	Yes	Yes	Yes	Yes	Yes
	Reduction / exemption gas grid fees	Yes/no	No	No	No	No	Yes	No	No	Yes	No	No	No	No	No	No
Regional potential by km2: Internal																
Production	RES-E potential	TWh	5.93	14.55	1.70	1.58	2.35	1.18	5.67	1.32	3.92	4.39	1.53	3.74	14.78	4.29
Usage: Building sector	District heat consumption private households	TJ	0.35	1.30	0.00	0.00	0.40	0.07	0.00	0.12	0.08	0.23	0.12	1.70	12.40	1.62
	Natural gas consumption private households	TJ	5.04	15.72	0.36	0.04	1.70	0.00	0.09	0.67	0.24	3.26	5.83	0.45	3.07	0.44
	Natural gas consumption service sector	TJ	1.66	7.51	0.15	0.03	0.71	0.00	0.05	0.32	0.06	1.08	3.82	0.15	1.19	0.13
Usage: Industry	Consumption industrial process heat	TJ	7.23	23.49	1.81	0.19	3.19	0.14	0.52	0.58	0.32	12.12	15.65	1.33	4.24	1.40
	Capacities steel production	t	0.00	0.00	0.51	0.00	0.04	0.01	0.01	0.01	0.09	0.00	1.66	0.00	0.00	0.00
	Employees chemical industry	No.	0.85	2.99	0.18	0.06	0.35	0.00	0.09	0.11	0.02	1.90	1.99	0.15	2.30	0.19
Usage: Transport	Road freight traffic	Mill. tkm	1.28	5.26	0.38	0.09	1.21	0.03	0.26	0.33	0.08	1.48	3.65	0.45	0.98	0.59
	Passengers aviation	Tsd. Pers.	0.00	0.65	0.13	0.00	0.00	0.02	0.01	0.00	0.00	0.00	0.00	0.05	11.78	0.31
	Maritime freight traffic	kt	2.52	138.24	2.10	1.23	2.85	0.08	0.00	0.00	1.45	20.11	11.08	1.02	6.05	1.62
Regional potential by km2: Including surrounding regions (NUTS-2 Regionen within 100 km radius)																
Production	RES-E potential	TWh	3.31	7.92	1.70	1.64	2.99	1.18	5.67	1.32	3.92	4.98	2.34	4.02	6.82	4.00
Usage: Building sector	District heat consumption private households	TJ	very high	0.68	0.00	0.01	0.44	0.07	0.00	0.12	0.08	0.44	0.28	1.59	4.62	1.66
	Natural gas consumption private households	TJ	2.88	8.96	0.36	0.12	2.59	0.00	0.09	0.67	0.24	8.11	4.40	0.43	1.18	0.44
	Natural gas consumption service sector	TJ	1.08	4.42	0.15	0.12	1.02	0.00	0.05	0.32	0.06	4.46	2.83	0.13	0.42	0.14
Usage: Industry	Consumption industrial process heat	TJ	4.24	16.67	1.81	0.77	4.23	0.14	0.52	0.58	0.32	16.71	9.48	1.34	1.83	1.36
	Capacities steel production	t	0.02	0.56	0.51	0.03	0.22	0.01	0.01	0.01	0.09	0.23	0.43	0.00	0.00	0.00
	Employees chemical industry	No.	0.46	2.41	0.18	0.15	0.46	0.00	0.09	0.11	0.02	2.44	1.54	0.14	0.77	0.17
Usage: Transport	Road freight traffic	Mill. tkm	1.16	2.96	0.38	0.22	1.34	0.03	0.26	0.33	0.08	3.42	2.13	0.48	0.50	0.52
	Passengers aviation	Tsd. Pers.	0.01	3.96	0.13	0.90	0.12	0.02	0.01	0.00	0.00	1.66	1.22	0.18	3.08	0.18
	Maritime freight traffic	kt	1.80	39.81	2.10	1.62	5.29	0.08	0.00	0.00	1.45	35.75	12.32	1.30	4.07	1.31

very high high medium low very low

Sources : voir tableau A1 ; présentation propre

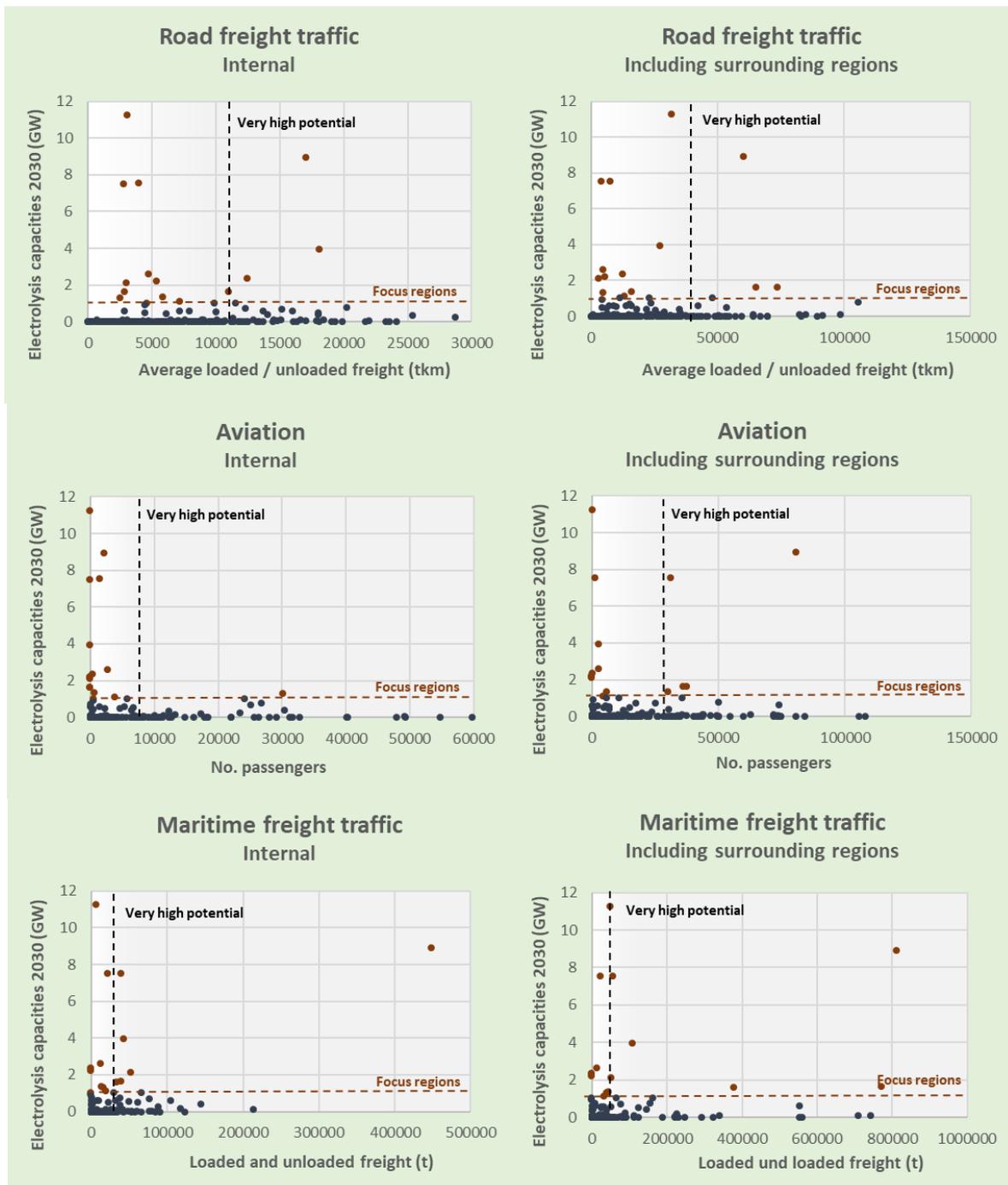
7.3 Potentiels de valorisation en comparaison régionale

Figure A 1 - Potentiels de valorisation de l'industrie dans les régions NUTS 2 de l'UE



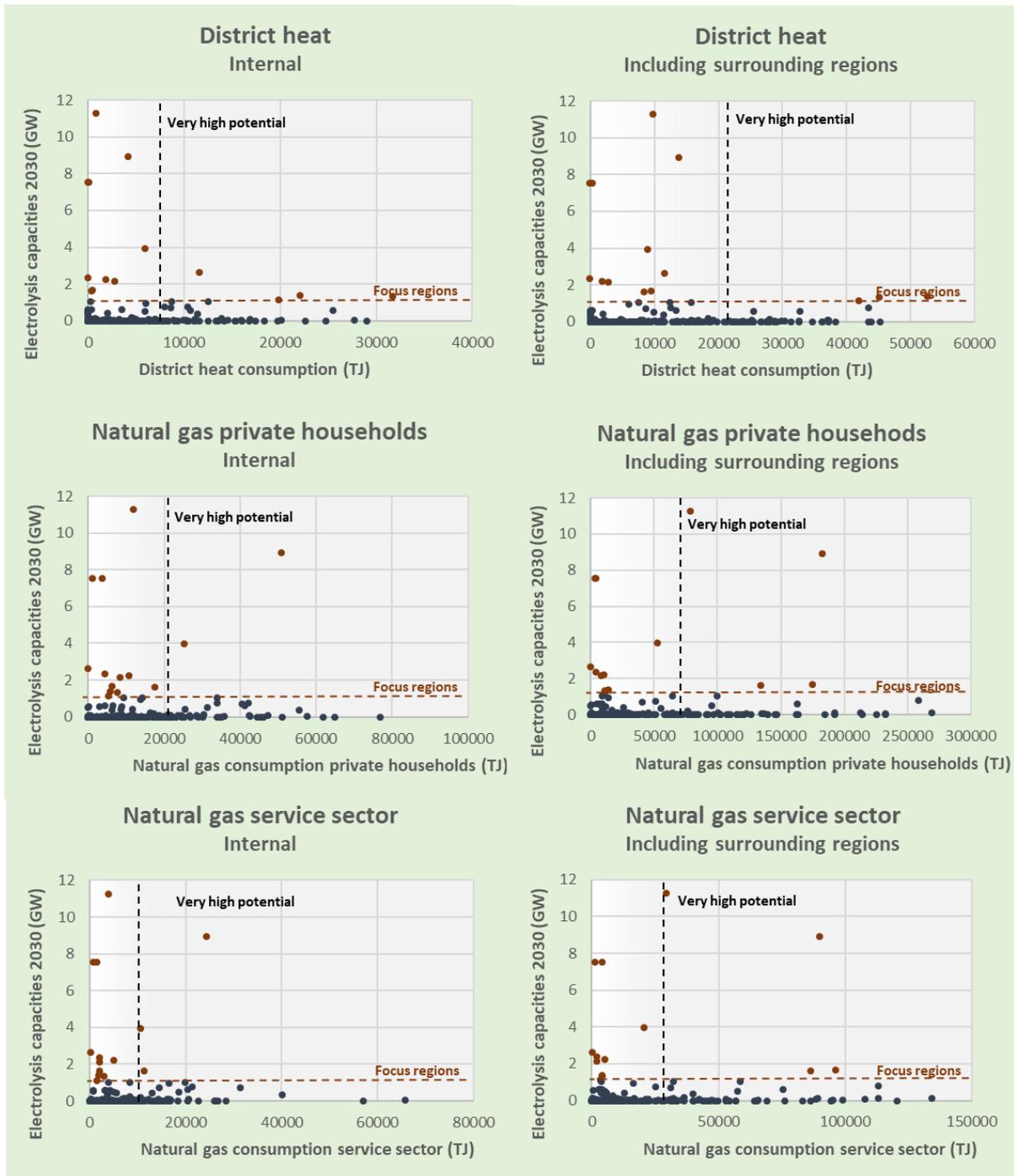
Sources : voir tableau A1 ; présentation propre ; potentiel très élevé : 20% des valeurs les plus élevées parmi les régions de l'UE ; rouge foncé : régions ciblées ; délimitation de la périphérie : voir note de bas de page 61

Figure A 1 - Potentiels de valorisation du secteur de la mobilité dans les régions NUTS 2 de l'UE



Sources : voir tableau A1 ; présentation propre ; potentiel très élevé : 20% des valeurs les plus élevées parmi les régions de l'UE ; rouge foncé : régions ciblées ; délimitation de la périphérie : voir note de bas de page 61

Figure A 2 - Potentiels de valorisation du secteur du bâtiment dans les régions NUTS 2 de l'UE



Sources : voir tableau A1 ; présentation propre ; rouge foncé : régions ciblées ; potentiel très élevé : 20% des valeurs les plus élevées parmi les régions de l'UE ; délimitation de la périphérie : voir note de bas de page 61



Auteur :

Dr. André Wolf

Directeur du département Innovation technologique, infrastructure et développement industriel

wolf@cep.eu

Traduction :

Mathilde Baudouin

cepfrance@cep.eu

Centre de politique européenne FREIBURG | BERLIN

Kaiser-Joseph-Straße 266 | D-79098 Fribourg

Schiffbauerdamm 40 Salle 4315 | D-10117 Berlin

Tél. + 49 761 38693-0

Le **Centrum für Europäische Politik** FREIBURG | BERLIN, le **Centre de Politique Européenne** PARIS, et le **Centro Politiche Europee** ROMA forment le **Centres for European Policy Network** FREIBURG | BERLIN | PARIS | ROMA.

Le Centre de Politique Européenne, à but non lucratif, analyse et évalue la politique de l'Union européenne indépendamment des intérêts particuliers et partisans, dans une orientation fondamentalement favorable à l'intégration et sur la base des principes réglementaires d'un ordre libéral et d'une économie de marché.