

Projet DRIVER du Fonds de Transition Énergétique octroyé dans le cadre de l'appel de Novembre 2020

**Délivrable 5 (D5) : Rapport présentant le cadre
régulatoire lié au marché du CO₂, incluant la
comparaison d'incitants économiques à la capture
du CO₂ (ULiège, 2025, M43).**

Délivrable produit par : Université de Liège

Auteurs : V. Dachet, D. Ernst, R. Fonteneau, J. Mbenoun

Date : Mars 2025

DRIVER

Note : en accord avec les représentants du SPF Economie, il a été convenu lors du *kick-off meeting* du projet DRIVER du 25 Octobre 2021, que les livrables du projet peuvent être rédigés soit en français soit en anglais moyennant un résumé en français. Le présent document est rédigé intégralement en français, à l'exception de certains visuels et graphiques présentant des indications en anglais. Aucun outil d'assistance IA n'a été utilisé pour écrire ce rapport.

Table des Matières

Préambule.....	2
Valoriser le CO2 dans un hub énergétique à distance	3
Un nouveau modèle pour la valorisation du CO2	3
Un modèle du système énergétique belge plus détaillé.....	4
Choix des technologies	5
Capacités d'importation.....	5
Emetteurs de CO2 intégrés dans le périmètre de ce livrable.....	6
Unités de captures de CO2 en post-combustion.....	7
Transport du CO2	10
Enfouissement du CO2.....	12
Valorisation du CO2 dans des hubs énergétiques situées à distance	13
Cas d'études et scénarios.....	14
Résultats.....	17
Mix énergétique et autres grandes lignes des scénarios	17
Coûts de l'énergie.....	18
Installations et coûts des technologies PCCCs	19
Transport du CO2	21
Coût de la chaîne logistique CCUS et « taxe CO2 »	22
Discussions	23
ANNEXE A : Importance de la définition d'un périmètre de valorisation	25
ANNEXE B : De l'importance du coût du capital.....	26

Préambule

En préambule de ce livrable, nous invitons le lecteur à consulter livrable D2 du projet DRIVER produit à l'automne 2023¹. Dans ce précédent livrable, le périmètre des marchés du carbone considérés étaient définis, le schéma de valorisation du CO2 dans un hub énergétique à distance était présenté, et quelques résultats préliminaires étaient exposés.

¹ Rapport sur les modélisations de marchés CO₂ et d'autres commodités liées au secteur de l'énergie (ULiège, 2023). Deliverable DRIVER D2.

Ce nouveau livrable s'inscrit dans la lignée du livrable D2, en proposant un modèle plus détaillé du système énergétique belge, des choix variés au niveau de la capture, du transport, de l'enfouissement ou de la valorisation du CO₂, tenant compte des caractéristiques des émetteurs. Nous nous concentrons davantage sur (i) l'émergence ou non de hubs énergétiques, ou bien si le CO₂ est préférablement enfoui, (ii) sur les caractéristiques – techniques et économiques – qui font que certains choix de technologies de capture sont préférés pour traiter les émissions de CO₂, (iii) sur les évolutions de capacités de génération électrique en Belgique selon les scénarios retenus.

Plusieurs technologies de captures de CO₂ sont modélisées, chacune présentant une zone de performances spécifique, selon les concentrations de CO₂ dans les fumées, selon les taux de récupération de CO₂ souhaités, et selon le coût de l'électricité. Ce rapport s'intéresse donc également à la question de déterminer si certaines technologies de capture du carbone émergent plus que d'autres en fonction des scénarios et des contextes qui en résultent. Ainsi, les principaux émetteurs belges de CO₂ sont modélisés individuellement.

Un autre élément différenciant est la résolution du modèle Belge. Dans ce livrable, le système énergétique Belge considéré inclut 3 zones principales (*offshore, coastal, inland*). Cette séparation en 3 zones permet d'incorporer au modèle la possibilité de produire de l'hydrogène offshore et d'évaluer la faisabilité.

Valoriser le CO₂ dans un hub énergétique à distance

L'idée de valoriser le CO₂, molécule dont les sociétés humaines sont invitées à limiter les émissions par de nombreux mécanismes, semble paradoxale. Une piste qui a été privilégiée jusqu'à présent est celle de la combinaison du CO₂ à de l'hydrogène dit « vert », c'est à dire généré par électrolyse de l'eau à partir d'énergie renouvelable. Pour que ce schéma ne soit pas d'emblée déficitaire, il est nécessaire de produire l'hydrogène dans des zones avantageuses du point de vue de la production renouvelable, qui doit être abondante et bon marché. C'est typiquement le cas de certains déserts ensoleillés pour l'énergie solaire (par exemple, le désert du Sahara) ou encore les déserts venteux (typiquement, les côtes Groenlandaises)^{2,3}. La notion de désert est primordiale en ce sens qu'elle sous-entend que la zone est dépeuplée, impliquant la plupart du temps une faible consommation locale d'énergie. La faible demande locale oriente la production vers l'exportation à destination de centres à forte demande énergétique (en comparaison de leur potentiel respectif de production). C'est le cas, par exemple, des zones industrialisées et/ou densément peuplées.

Un nouveau modèle pour la valorisation du CO₂

Le modèle du système énergétique belge sur lequel ce livrable se fonde a été grandement étoffé par rapport au D2. Il s'agit d'une évolution d'un modèle proposé par *MBenoun et al⁴* publié récemment. Ce modèle est structuré autour de 3 pôles : 2 pôles associés à la possibilité de développer des RREH (*Remote Renewable Energy Hubs*) dans le désert du Sahara et/ou sur les côtes groenlandaises, et le troisième pôle correspondant au système énergétique belge. Le CO₂ peut être capturé en utilisant des technologies PCCC (*Post-Combustion Carbon Capture*) et, selon les jeux d'hypothèses retenus, ce CO₂

² M. Berger, D. Radu, G. Detienne, T. Deschuyteneer, A. Richel, & D. Ernst. Remote renewable hubs for carbon-neutral synthetic fuel production. *Frontiers in Energy Research*, 9, 2021.

³ V. Dacht, A. Benzerga, D. Coppitters, F. Contino, R. Fonteneau, D. Ernst. Towards CO₂ valorization in a multi remote renewable energy hub framework with uncertainty quantification, *Journal of Environmental Management*, Volume 363, 2024

⁴ J. Mbenoun, A. Benzerga, B. Miftari, G. Detienne, T. Deschuyteneer, J. Vazquez, G. Derval & D. Ernst. Integration of offshore energy into national energy system: A case study on Belgium. *Applied Energy*, 382, 2025.

peut être transporté vers un RREH ou bien enfoui dans des puits. Au sein des RREH – et possiblement aussi en Belgique, il est possible de produire des carburants synthétiques à partir d’énergie renouvelable et de CO₂ (en gardant également la possibilité de capturer le CO₂ dans l’air en utilisant des technologies de DAC – Direct Air Capture). Il est également prévu que de l’hydrogène « vert » soit exporté depuis les RREH vers la Belgique pour alimenter une demande en hydrogène, ou bien pour produire de l’électricité à partir de piles à combustible. D’un point de vue mathématique, le modèle proposé est un MILP (*Mixed-Integer Linear Program*), et il a été encodé en utilisant le langage GBOML⁵.

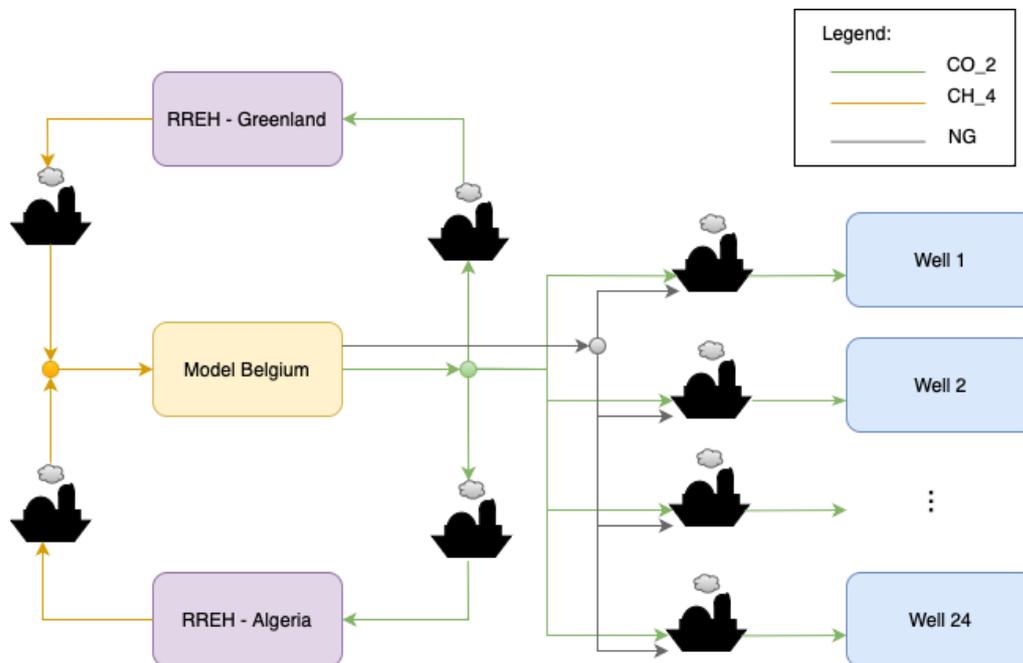


Figure 1: Représentation schématique du modèle complet.

Un modèle du système énergétique belge plus détaillé

Le système énergétique belge joue le rôle du EDC (*Energy Demand Center*) dans ce modèle. Les demandes en électricité, hydrogène et gaz naturel sont modélisées, ainsi que les différentes technologies de production, conversion et stockage associées à ces différents vecteurs énergétiques. Les importations et exportations sont également modélisées. Les émissions de CO₂ sont prises en compte pour chacun des procédés mentionnés ci-dessus.

Le modèle du système énergétique belge est divisé en 3 zones : la zone « offshore » (*offshore*), la « zone côtière » (*coastal*), et la zone à l’intérieur des terres (*inland*). A l’origine, cette division en 3 zones différentes avait pour but de pouvoir tester la possibilité de produire de l’hydrogène directement en zone offshore. Le modèle inclut la possibilité de transporter l’énergie au travers de ces 3 zones, notamment des lignes HVAC, des pipelines pour le gaz naturel et l’hydrogène.

Par rapport aux précédentes versions du modèle du système énergétique belge, celui considéré dans ce livrable intègre une modélisation de la chaîne de capture, transport et valorisation (ou enfouissement) du CO₂. Plusieurs technologies différentes sont modélisées, en laissant le soin au modèle de sélectionner la (ou les) options optimales. La zone côtière joue le rôle de zone tampon pour

⁵ B. Miftari, M. Berger, H. Djelassi, D. Ernst. GBOML: Graph-based optimization modeling language. *Journal of Open Source Software*, 7(72), 2022.

de l'inflation⁸. En complément, le volume annuel importé est limité à 10% de la demande finale en électricité.

En ce qui concerne les capacités d'importation de gaz naturel, une capacité totale de 99,48GW HHV est considérée, partagée entre 35,41GW à Zeebrugge et 64,07GW pour le reste de la Belgique⁹. De manière analogue à l'électricité, un prix fixé pour le gaz importé de 34,334€/MWh est considéré¹⁰.

L'unité de regazéification du méthane située dans la zone côtière a une capacité de 27,87GW HHV et est allouée à l'importation de gaz synthétique depuis le RREH. Des unités supplémentaires sont installables si l'optimisation du modèle le suggère, y compris pour l'hydrogène « vert » qui serait importé depuis un RREH et qui aurait besoin d'être regazéifié.

Emetteurs de CO2 intégrés dans le périmètre de ce livrable

Différents émetteurs de CO2, en plus des capacités de génération électriques qui émettent du CO2, sont considérés pour être sujet à l'installation de dispositifs de capture. La carte ci-dessous (Figure 3) illustre la répartition et l'intensité des émetteurs de CO2 en Belgique soumis au mécanisme EU ETS. Chaque disque coloré représente une source d'émissions de CO2, la couleur et la taille du disque indiquant respectivement le secteur industriel et la quantité de CO2 émis annuellement. Cette carte permet de comprendre la répartition géographique des émissions ainsi que des principaux contributeurs industriels.

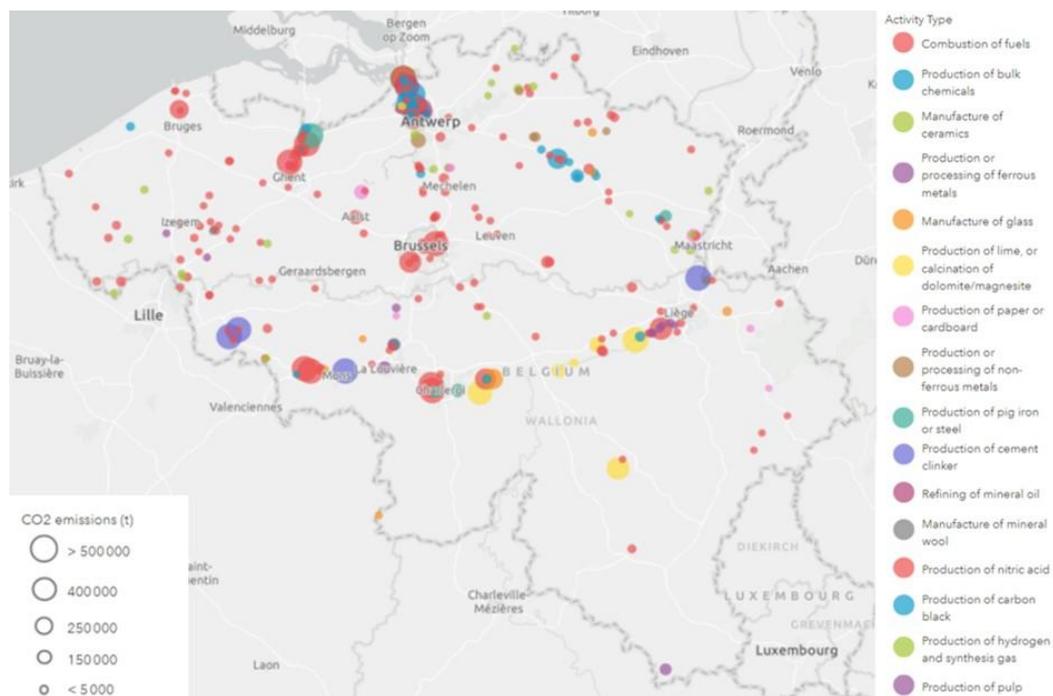


Figure 3: Emetteurs de CO2 par type d'activités soumis au mécanisme EU ETS en Belgique en 2019

Cette étude reprend les 9 principaux émetteurs de CO2. Il s'agit notamment de cimentiers, d'industries chimique et sidérurgique, de raffineries. Chacun de ces émetteurs est caractérisé par un volume

⁸ EPEX Spot SE and European Energy Exchange AG, ELIX – The new European Electricity Index launched by EPEX Spot and EEX Accessed: 2024-12-27 (October 2010).

⁹ Fluxys, Capacities and flows reports, accessed: 2024-09-03, 2024.

¹⁰ Intercontinental Exchange (ICE), Dutch TTF Natural Gas Futures.

d'émissions annuelles, un nombre d'heures de fonctionnement, un taux de concentration en CO₂ dans les fumées, et une indication de distance au port le plus près. La concentration de CO₂ dans les fumées est un paramètre fondamental, car il influence le choix de la technologie de capture, et la demande en énergie nécessaire à cette capture. La distance entre chaque émetteur et le port le plus proche influence le coût d'accès au réseau de transport de CO₂. Les données sont détaillées dans le tableau ci-dessous (Figure 4)^{11, 12}.

CO ₂ emitters	Emissions kt _{CO2} /year	Operating hours h/year	Dry CO ₂ concentration mol%	Distance from closest port km
Electrabel Knippegroen (Power plant)	3084.13	8100	20	5
ArcelorMittal Gent (Steel plant)	3690.18	8100	20	5
Total Antwerpen (Refinery)	3282.54	8100	15	5
BASF Antwerpen (Chemical plant)	2872.90	8100	10	5
Esso (Refinery)	2182.92	8100	15	5
CCB Gaurain (Cement plant)	935.28	7200	20	85
Heidelberg Materials Lixhe (Cement Plant)	796.97	7200	20	120
Holeim Obourg (Cement plant)	715.31	7200	20	110
Heidelberg Materials Antoining (Cement Plant)	704.46	7200	20	70
Biomass power plant	<i>computed</i>	<i>computed</i>	15	100
Combined heat and power plant	<i>computed</i>	<i>computed</i>	5	100
Combined-cycle gas turbine	<i>computed</i>	<i>computed</i>	5	100
Open-cycle gas turbine	<i>computed</i>	<i>computed</i>	5	100
Steam methane reformers	<i>computed</i>	<i>computed</i>	5	100
Waste power plant	<i>computed</i>	<i>computed</i>	10	100

Figure 4: Données relatives aux émissions de CO₂ des 9 premiers émetteurs en Belgique pour l'année 2023, ainsi que pour les centrales électriques et vaporeformage

En ce qui concerne les centrales électriques, les émissions de CO₂ sont fonction de l'utilisation des centrales, utilisation qui dépend elle-même de l'optimisation du modèle. La centrale Electrabel Knippegroen, dont la mission est de produire de l'électricité à partir des gaz de haut fourneau – et d'autres gaz – en vue de servir une partie de la demande électrique de l'usine ArcelorMittal¹³, se voit attribuer un niveau d'émissions horaires de CO₂ constant.

La concentration de CO₂ dans les fumées est un paramètre critique qui dépend de la composition du carburant brûlé et des réactions chimiques menant à la production de CO₂. Dans la suite de ce livrable, on considère que les concentrations de CO₂ sont de 5 mol% pour les centrales à gaz, 10 mol% pour les industries chimiques considérées, 15 mol% pour les raffineries de pétrole, et 20 mol% pour les cimenteries et la centrale à gaz de haut fourneau mentionnée ci-dessus¹⁴. Les valeurs de concentrations de CO₂ influencent le choix des technologies de capture PCCC et les consommations énergétiques associées.

Unités de captures de CO₂ en post-combustion

Dans cette étude, on considère uniquement des technologies de capture du CO₂ en post-combustion, dont l'avantage est qu'elles sont directement installables sur des émetteurs déjà installés sans devoir significativement modifier l'émetteur comme c'est le cas avec les techniques de précombustion ou d'oxy-combustion. Les technologies de capture PCCC sont diverses¹⁵ ; dans le périmètre de cette étude,

¹¹ EEA, European union emissions trading system (EU ETS) data from EUTL (2024).

¹² Danish Energy Agency, Technology data for carbon capture, transport, and storage, Tech. rep., Energistyrelsen (Danish Energy Agency), 2021.

¹³ Engie, Knippegroen power plant.

¹⁴ P. Bains, P. Psarras, J. Wilcox, CO₂ capture from the industry sector, Progress in Energy and Combustion Science 63, 146–172, 2017.

¹⁵ N. Bahman, M. Al-Khalifa, S. A. Baharna, Z. Abdulmohsen, E. Khan. Review of carbon capture and storage technologies in selected industries: potentials and challenges, Reviews in Environmental Science and Bio/Technology 22, 451–470, 2023.

on en considère 2 : la capture MEA (*Absorption using MonoEthanolamine*) et la capture VPSA (*Vacuum Pressure Swing Absorption*).

PCCC MEA

Le procédé de capture MEA considéré dans cet article est fondé sur les travaux de *Dubois & Thomas*¹⁶ et *Dubois et al*¹⁷. Le procédé d'absorption avec 30 wt% (*percentage by weight*) MEA est une technologie de capture du CO₂ post-combustion bien établie, particulièrement dans le cas des émissions industrielles (centrales électriques, cimenteries)¹⁸. Dans cette technique de capture, les fumées contenant le CO₂ sont refroidies, puis envoyées dans une colonne dans laquelle la solution MEA absorbe le CO₂. La solution MEA-CO₂ est alors envoyée vers une colonne de régénération, dans laquelle le CO₂ est relâché du MEA en utilisant de la chaleur, à une pression de l'ordre 2 bar et une température de 120 °C pour une solution 30 wt% MEA. Le CO₂ est alors compressé et séché pour être injecté dans le réseau CO₂. Le MEA est alors refroidi et renvoyé dans la colonne d'absorption. Ce procédé permet de capturer des quantités significatives de CO₂, tout en étant demandeur en énergie, notamment en raison de la chaleur nécessaire à la régénération du solvant.

Ce procédé permet de capturer de grandes quantités de CO₂, mais au prix d'une certaine intensité énergétique en raison du besoin de chaleur pour régénérer le solvant. Bien que classique, cette technique fait toujours l'objet de recherches visant à augmenter son efficacité, notamment dans les situations où les fumées ont une concentration de CO₂ élevées et pour lesquelles il n'y pas toujours une source de chaleur à disposition. La solution MEA 30% demeure un benchmark pour évaluer les performances de solutions alternatives.

Dans les résultats présentés dans ce livrable, la technologie PCCC MEA est modélisée comme un processus qui consomme de la chaleur et de l'électricité afin de capturer du CO₂ émis à partir de diverses sources. L'apport nécessaire en chaleur est fourni par une source auxiliaire biomasse ou gaz naturel intégrée dans le modèle. Le CO₂ généré à l'occasion de la production de chaleur est également capturable par l'unité PCCC MEA. Aussi, le modèle est adapté selon la concentration sèche en CO₂ dans les fumées de l'émetteur, qui peuvent être ici 5%, 10%, 15%, 20% mol. Chaque type de modèle est caractérisé par des paramètres de CAPEX, OPEX et consommation d'énergie spécifique, en fonction d'un taux de récupération à spécifier également (90%, 92.5%, 95%, 97.5%). Ce taux de récupération impose une limite sur la quantité de CO₂ qui peut être capturée. Le tableau présenté en Figure 5 récapitule l'ensemble de ces valeurs.

¹⁶ L. Dubois, D. Thomas. Comparison of various configurations of the absorption-regeneration process using different solvents for the post-combustion CO₂ capture applied to cement plant flue gases, *International Journal of Greenhouse Gas Control* 69, 20–35, 2018

¹⁷ L. Dubois, A. Costa, S. Mouhoubi, G. De Weireld, D. Thomas. Post-combustion CO₂ capture process by absorption-regeneration applied to cement plant flue gases: techno-economic comparison between the use of a demixing solvent technology and an advanced process configuration, *SSRN Electronic Journal*, 2022.

¹⁸ J. N. Knudsen, J. N. Jensen, P.-J. Vilhelmsen, O. Biede, Experience with CO₂ capture from coal flue gas in pilot-scale: Testing of different amine solvents, *Energy Procedia* 1, 783–790, 2009.

CO ₂ concentration in flue gas dry %mol	Recovery %	CAPEX M€/kt/h	FOM M€/kt/h/y	VOM k€/kt	Electrical consumption MWh/ktCO ₂	Heat consumption MWh/ktCO ₂
5	89.9	5367	404.10	5.95	944.3	159.1
	92.5	5064	375.10	5.73	944.5	138.5
	95.4	4872	358.91	6.08	1013.3	136.8
	97.7	4934	371.60	6.40	1086.0	134.6
10	90.0	2936	240.85	4.55	930.0	100.7
	92.8	2616	203.26	4.56	938.7	99.6
	95.2	2533	195.90	4.55	947.5	98.1
	97.5	2755	227.80	4.64	962.0	97.9
15	90.2	1959	158.75	4.60	920.0	89.0
	92.7	1896	153.11	4.60	929.5	113.0
	95.8	1819	145.71	4.64	937.3	87.6
	97.8	1927	161.39	4.86	973.3	87.1
20	89.9	1566	131.69	4.75	922.2	66.7
	92.5	1485	123.09	4.74	931.8	81.5
	95.0	1434	118.61	4.80	944.7	81.6
	97.5	1594	140.66	5.03	974.1	81.2

Figure 5: CAPEX, OPEX et consommations d'énergie des technologies PCCC MEA en fonction de la concentration de CO₂ dans les fumées et du taux de récupération.

PCCC VPSA-CPU

Le procédé de capture VPSA-CPU considéré dans ces travaux est fondé sur les travaux de Costa et al¹⁹. La technique de *Vacuum Pressure Swing Adsorption combined with the Carbon Purification Unit* est une technologie plus avancée permettant de capturer et purifier du CO₂ à partir de fumée industrielle contenant au moins 5% de CO₂. Cette combinaison de techniques est utilisée en particulier pour les applications nécessitant une grande pureté du CO₂. Dans cette association de techniques, la partie VPSA se charge de la capture initiale dans les fumées en adsorbant à basse pression le CO₂ sur un solide, le zeolite 13X, et le désorbant à vide, de manière cyclique (*absorption, blowdown, purge, pressurisation*) et optimisée entre pureté du CO₂ et taux de récupération. Le VPSA permet de préconcentrer le CO₂ à un niveau permettant à l'étape de purification d'être énergétiquement plus favorable (>50 CO₂ mol%). La partie CPU permet de poursuivre la purification du flux de CO₂ en refroidissant le gaz (à environ -54°C) afin de séparer le CO₂ d'autres molécules, comme par exemple, l'azote. Cette deuxième étape nécessite la mise en place d'une série de compresseurs, échangeurs de chaleur, et colonne de distillation pour opérer cette séparation. Ayant pour objectif de produire du CO₂ avec une pureté de 99,999%, la consommation de cette étape dépend de la concentration en CO₂ du gaz issu de l'étape VPSA, de plus grandes concentrations permettant d'obtenir des consommations d'énergie plus faibles.

L'intégration VPSA et CPU est optimisée dans le but de minimiser la consommation d'énergie totale tout en maximisant la récupération de CO₂. La consommation d'énergie totale est déterminée par la consommation électrique nécessaire à chacun des équipements. Dans le cadre du modèle présenté ici, la technologies PCCC VPSA CPU ne consomme que de l'électricité pour capturer le CO₂. De manière analogue à la technologie PCCC MEA, les coûts CAPEX, OPEX et énergétiques dépendent des concentrations de CO₂ dans les fumées, et également du taux de récupération souhaité. La table présentée en Figure 6 récapitule l'ensemble de ces valeurs.

¹⁹ A. Costa, A. Henrotin, N. Heymans, L. Dubois, D. Thomas, G. D. Weireld. Multi-objective optimization of a hybrid carbon capture plant combining a vacuum pressure swing adsorption (VPSA) process with a carbon purification unit (CPU), *Chemical Engineering Journal* 493 (2024) 152345

CO ₂ concentration in flue gas dry %mol	Recovery %	CAPEX M€/kt/h	FOM M€/kt/h/y	VOM k€/kt	Electrical consumption MWh/ktCO ₂
5	90.2	1495.38	104.68	45.25	864.9
	92.5	1508.69	105.61	45.29	933.2
	95.0	1523.87	106.67	45.31	1122.4
10	90.1	904.34	63.30	22.91	471.6
	92.6	932.29	65.26	22.98	496.9
	95.0	957.96	67.06	23.03	527.0
	97.5	1015.94	71.12	23.16	633.1
15	89.7	706.43	49.45	15.56	345.3
	92.5	726.95	50.89	15.58	361.9
	95.2	747.52	52.33	15.63	370.0
	97.5	782.94	54.81	15.72	397.7
	99.0	843.17	59.02	15.86	498.4
20	90.4	582.43	40.77	11.85	303.0
	92.4	614.26	43.00	11.90	309.0
	95.1	638.39	44.69	11.97	323.2
	97.5	680.52	47.64	12.10	353.0
	99.0	701.99	49.14	12.17	476.2

Figure 6: CAPEX, OPEX et consommations d'énergie des technologies PCCC VPSA-CPU en fonction de la concentration de CO₂ dans les fumées et du taux de récupération

Parmi les résultats attendus de ces travaux demeure la question de la comparaison des incitants économiques. Ici, le choix d'une technologie de capture ou d'une autre, y compris les taux de récupération associés, est laissé à l'arbitrage de la résolution du problème d'optimisation : ainsi, selon les caractéristiques de l'émetteur et le contexte résultant notamment du scénario, une technologie sera choisie si elle concourt davantage à l'optimisation de l'objectif du problème.

Transport du CO₂

En Belgique, le gestionnaire du réseau de transport de gaz FLUXYS travaille actuellement au développement d'un réseau de transport du CO₂ qui permettra de relier les zones de fortes émissions aux ports d'Anvers, de Gand et de Zeebrugge. Ce réseau inclut la conversion de conduites de gaz pour le transport de CO₂ à une pression variant entre 20 et 33 barg²⁰. Au niveau des ports, des capacités de stockage temporaire permettront de maintenir le CO₂ à l'état liquide jusqu'à ce qu'il soit embarqué sur des bateaux. Dans le cadre de cette livrable, le coût du transport du CO₂ dans ces conduites est estimé en utilisant la méthodologie proposée par *Knoope et al* qui tient compte de la réutilisation partielle d'infrastructures préexistantes²¹, aboutissant à un coût de 12,19€/ktCO₂/km.

Par la suite, le CO₂ doit être liquéfié afin de pouvoir être transporté en bateau sur de longue distance, et ce procédé doit lui-même être optimisé²², en tenant compte des éventuelles impuretés, qui peuvent significativement accroître la consommation d'énergie lors de la compression ainsi que les risques de corrosion. Dans cette étude, le CO₂ contenu dans le réseau est considéré comme pure.

²⁰ Fluxys, Carbon specification proposal (2022).

<https://www.fluxys.com/en/projects/carbon-preparing-to-build-the-network>

²¹ M. M. Knoope, W. Guijt, A. Ramirez, A. P. Faaij, Improved cost models for optimizing CO₂ pipeline configuration for point-to-point pipelines and simple networks, *International Journal of Greenhouse Gas Control* 22 (2014) 25–46

²² A. Costa, L. Dubois, D. Thomas, G. D. Weireld. Optimization of liquefaction cycles applied to CO₂ coming from onshore pipeline to offshore ship transportation, *Carbon Capture Science & Technology* 13, 100280, 2024.

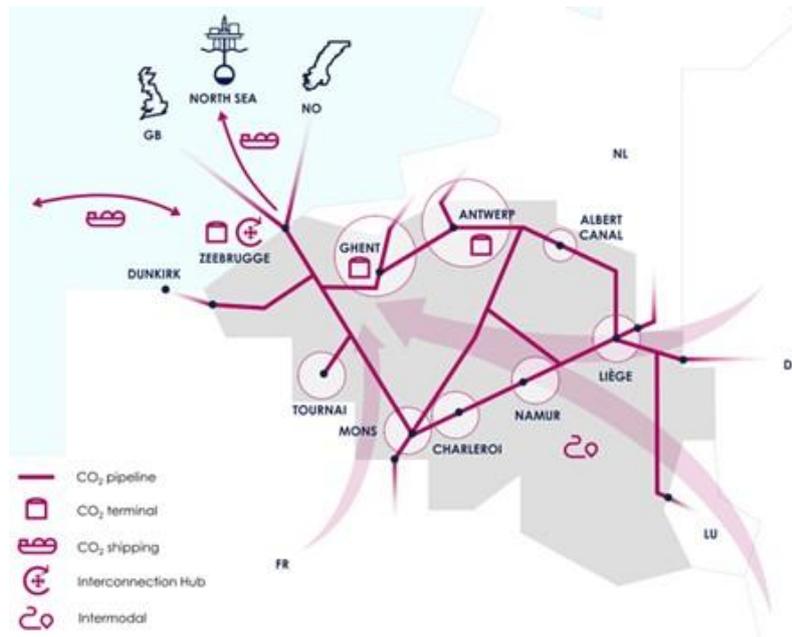


Figure 7: Futur réseau de transport du CO2 par FLUXYS

Le transport du CO2 dans les bateaux peut se faire à 7 ou 15 bar, selon la taille et le type de bateau. La détermination du coût du transport par bateau se fonde sur les hypothèses données par *Roussanaly et al*²³. Dans le modèle présenté ici, les deux niveaux de pressions sont envisagés, chacun étant modélisé avec toute la chaîne logistiques associée (liquéfaction, buffers, bateaux, pompes, unités de regazéification) et les coûts associés, y compris en énergie²⁴. En ce qui concerne les caractéristiques des bateaux, on se réfère également à *Roussanaly et al.* : les bateaux utilisent du LNG ou du méthane liquéfié, avec une période de chargement/déchargement de 12h, une maintenance annuelle de 30h, et une vitesse de croisière de 26km/h. Arrivé à destination, le CO2 doit être regazéifié, et avant cela, une pompe est utilisée pour augmenter la pression du CO2 liquide à 60 bar. Les coûts et consommation énergétique de cette dernière étape sont tirés de *Turton et al*²⁵. Le tableau présenté ci-dessous en Figure 8 récapitule les différents coûts et consommations énergétiques liés au transport du CO2. L'électricité nécessaire à la regazéification se voit attribuer le même coût horaire que celui de l'électricité importée.

	Pressure bar	CAPEX M€/kt/h	FOM M€/(kt/h)-yr	VOM €/t	Electricity consumption MWh/ktCO ₂	Natural gas consumption MWh/ktCO ₂	Lifetime years	Source
Liquefaction plants	7	85.78	47.07	0.00	27.13	0.00	25	Aspen Plus
	15	89.24	47.76	0.00	21.07	0.00	25	Aspen Plus
CO ₂ buffer storage	7	0.67	0.04	0.00	0.00	0.00	30	Aspen Plus
	15	0.72	0.04	0.00	0.00	0.00	30	Aspen Plus
Loading and unloading the carriers	7 and 15	0.00	0.00	2.70	0.00	0.00	-	
Liquefied CO ₂ carriers	7	2.47	0.12	0.00	0.00	77.50e-3	40	
	15	4.99	0.25	0.00	0.00	77.50e-3	40	
CO ₂ regasifications	7	3.95	0.28	0.00	1.60	0.00	25	Aspen Plus
	15	3.62	0.25	0.00	1.46	0.00	25	Aspen Plus

Figure 8: Coûts et consommations énergétiques des technologies associées au transport du CO2

²³ S. Roussanaly, H. Deng, G. Skaugen, T. Gundersen, At what pressure shall CO2 be transported by ship? An in-depth cost comparison of 7 and 15 barg shipping, *Energies* 14, 2021

²⁴ A. Costa, L. Dubois, D. Thomas, G. D. Weireld, Optimization of liquefaction cycles applied to CO2 coming from onshore pipeline to offshore ship transportation, *Carbon Capture Science & Technology* 13, 2024.

²⁵ R. Turton, J. A. Shaeiwitz, D. Bhattacharyya, W. B. Whiting, *Analysis, Synthesis, and Design of Chemical Processes*, Pearson Education, Inc, 2018.

Enfouissement du CO2

Le CO2 peut être enfoui dans des puits situés en Europe, notamment dans des cavités salines situées en Mer du Nord. Le projet norvégien Sleipner, opérationnel depuis 1996 – premier projet commercial de stockage du CO2 – a permis d’injecter des millions de tonnes de CO2 dans des cavités salines. Il est également possible de stocker du CO2 dans des champs d’hydrocarbures déplétés. Dans notre modèle, 19 puits de CO2 ont été sélectionnés, situés dans 4 pays différents (Royaume-Uni, Norvège, Danemark et Pays-Bas). Il s’agit de puits avec un taux d’injection allant de 0.8 à 22Mt/an, situés à des distances allant de 200km à 2500km de Zeebrugge²⁶.

Facility Category ● Commercial CCS ● Pilot/Demonstration

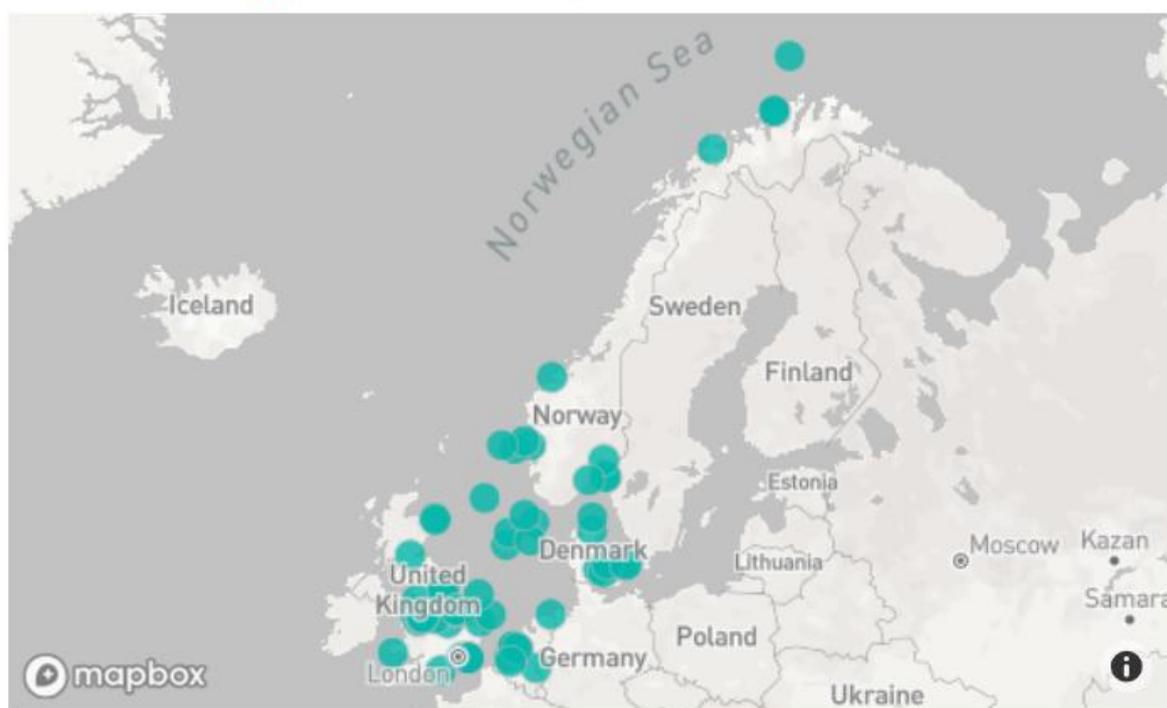


Figure 9: Localisations des sites de séquestration du CO2 supposés opérationnels en 2030

Les coûts d’injections à chacun de ces puits sont tirés de Nilsson et al²⁷ qui propose des estimations de coûts différenciés selon le type de puits : champ gazier déplété, cavité saline aquifère, ou champ d’hydrocarbures, à la fois onshore et offshore (ce qui implique aussi des coûts d’acheminement différents). Enfin, pour chaque type de puits, trois différents scénarios d’utilisation sont élaborés pour élaborer des coûts : un scénario « bas » (capacité de 200Mt, injection de 5Mt/an), un scénario « moyen » (capacité de 66Mt, injection de 2Mt/an), et un scénario « haut » (capacité de 40Mt, injection de 1Mt/an).

²⁶ I. A. of Oil Gas Producers, CO2 storage projects in Europe UK (2024)

²⁷ P. A. Nilsson, S. Apeland, H. M. Dale, S. Decarre, N. H. Eldrup, H.-R. Hansen, J.-A. Nilsson, A. Rennie, R. Skagestad, T. Wendt, The costs of CO2 transport: Post-demonstration ccs in the EU (2011)

Country	Project	Type	Distance to Belgium km	Injection rate Mt/year
Netherlands	Aramis	Offshore - Depleted Gas Fields	380	22
	Porthos	Offshore - Depleted Gas Fields	200	2,5
Norway	Spleiner	Offshore - Depleted Gas Fields	790	1
	Northern Ligth	Offshore - Saline Aquifer	1080	3,5
	Polaris	Offshore - Saline Aquifer	2500	8
	Smeaheia	Offshore - Saline Aquifer	1080	20
	Trudvang	Offshore - Saline Aquifer	800	10
	Havstjerne	Offshore - Saline Aquifer	700	8
	Poseidon	Offshore - Saline Aquifer	700	5
Denmark	Greensand	Offshore - Depleted Oil & Gas Field	550	8
	Bifrost	Offshore - Depleted Oil & Gas Field (Harald West)	550	16
	Norne	Onshore - Saline Aquifers	940	18,7
UK	Acorn	Offshore - Depleted Gas Field	760	5
	Caledonia Clean Energy	Offshore - Depleted Oil & Gas Fields & Saline Aquifer	800	3,1
	Zero Carbon Humber	Offshore - Saline Aquifer	370	8
	HyNet North West	Offshore - Saline Aquifer	1290	10
	Net Zero Teesside	Offshore - Saline Aquifer	400	2
	Bacton Thames Net Zero initiative	Offshore - Depleted Gas Field	300	10
	Poseidon (UK)	Offshore - Depleted Gas Field	200	10
	Viking CCS	Offshore - Depleted Gas Field	360	15

Figure 10: projets de sites de d'enfouissement du CO2

Pour chacun des scénarios, des valeurs spécifiques CAPEX et OPEX sont proposées. Dans ce livrable, les puits sont différenciés selon leur taux d'injection. Pour satisfaire aux contraintes de linéarité, les valeurs CAPEX et OPEX sont divisées par le taux d'injection (selon le scénario), et les valeurs de CAPEX sont annualisées sur base d'une hypothèse de 40 ans pour la durée de vie. Ces valeurs sont données dans le tableau suivant (Figure 11).

Type	Injection rates Mt/year	CAPEX M€/Mt	OPEX M€/Mt	Lifetime years
Offshore - Depleted Fields	≥ 1 and < 2	63	6	40
	≥ 2 and < 5	34.5	3	40
	≥ 5	16.2	1.2	40
Offshore - Saline Aquifer	≥ 2 and < 5	143	3.5	40
	≥ 5	68.4	1.6	40
Onshore - Saline Aquifer	≥ 5	20.2	0.4	40

Figure 11: Coût CAPEX et OPEX selon les types de puits

Valorisation du CO2 dans des hubs énergétiques situées à distance

Deux choix de lieux, ainsi que deux choix de molécules, ont été présélectionnés : le système énergétique belge a ainsi la possibilité d'importer de l'hydrogène (H2) et du méthane (CH4) en provenance de l'Algérie et/ou du Groenland. Ces deux hubs ont la possibilité de s'alimenter en CO2 issu de (i) la capture PCCC du CO2 en Belgique et (ii) de la capture via DAC (*Direct Air Capture*) sur place. L'importation de l'hydrogène est une nouveauté de ce livrable. D'autres différences avec le modèle présenté dans le livrable D2 sont à signaler, en particulier au niveau des sources des données des caractéristiques des technologies. Un point à signaler au niveau de la capture DAC : un procédé à basse température a été modélisé, similaire à celui présenté par *Mbenoun et al*²⁸. La chaleur nécessaire est apportée par des radiateurs électriques, ce qui assure que seule de l'électricité est requise pour la

²⁸ J. Mbenoun, A. Benzerga, B. Miftari, G. Detienne, T. Deschuyteneer, J. Vazquez, G. Derval, D. Ernst, Integration of offshore energy into national energy system: a case study on Belgium, SSRNPreprint (2024).

capture du CO₂. Cela diffère des précédentes analyses qui faisaient l'hypothèse de l'usage d'hydrogène comme source de chaleur.

En ce qui concerne le transport du CO₂, sa liquéfaction, son stockage, ainsi que les autres étapes de la chaîne logistique, nous considérons les mêmes hypothèses que celles utilisées dans le cadre de l'enfouissement. Le CO₂ liquéfié peut être transporté à 7 ou 15 bars. Pour optimiser l'usage des bateaux pour transporter les molécules en provenance du hub, ainsi que le CO₂, le nombre de navires est accru, permettant de maximiser le temps que chaque bateau peut allouer à chacune des molécules. Ce nombre est calculé sur base du temps d'aller-retour complet, tenant compte du voyage, du chargement, du déchargement et de la maintenance.

Les temps de chargement et déchargement du gaz synthétique et de l'hydrogène vert sont estimés à 24h. Le temps de voyage est estimé à 116 heures, sur base d'une vitesse de 26km/h et d'une distance à parcourir de 3000km²⁹. Pour le transport du CO₂ liquéfié, les temps de chargement et déchargement sont fixés à 12 heures, et une maintenance annuelle de 30 heures est prévue. Les bateaux transportant du gaz ou de l'hydrogène sont supposés prélever dans leur chargement l'énergie nécessaire à leur opération.

Cas d'études et scénarios

Un ensemble de résultats ont été générés à partir de ce nouveau modèle. Le modèle se fixe comme objectif de déterminer le mix énergétique optimal pour 2030, tenant compte des objectifs au niveau des émissions de CO₂. Les demandes en électricité, hydrogène et en gaz naturel sont tirées du scénario National Trends 2023 tirés de l'étude TYNDP élaborée par ENTSO-E et ENTOSOG. Ces données sont illustrées à la Figure 12.

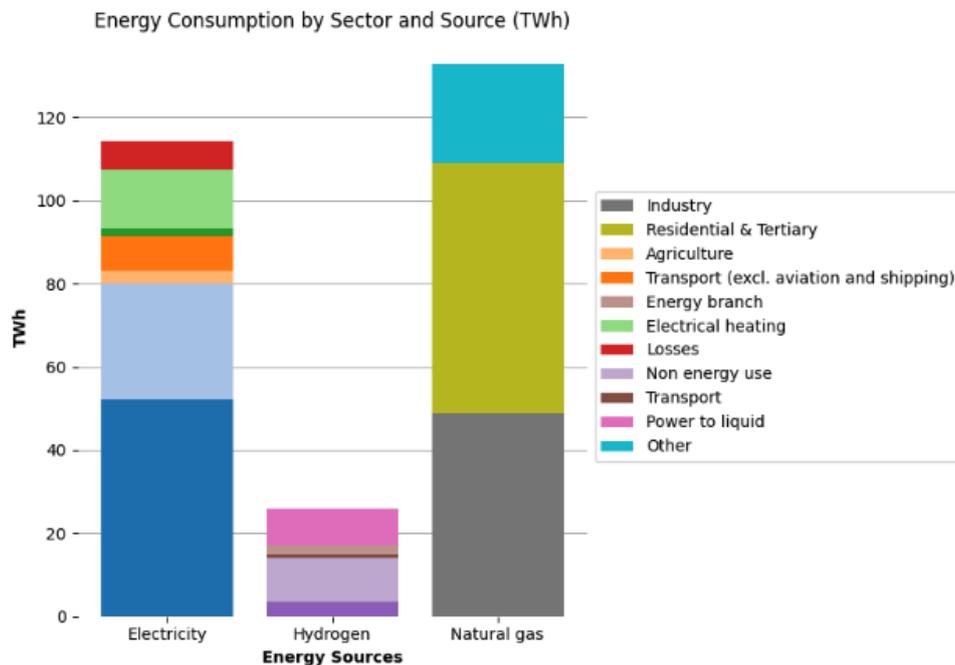


Figure 12: Demandes en énergie par secteur

²⁹ V. Dachet, A. Benzerga, D. Coppitters, F. Contino, R. Fonteneau, D. Ernst, Towards CO₂ valorization in a multi remote renewable energy hub framework with uncertainty quantification, Journal of Environmental Management 363, 2024.

En ce qui concerne l'électricité et l'hydrogène, des séries temporelles tirées de l'étude TYNDP ont été utilisées, tandis que pour le gaz naturel, nous avons utilisé des données fournies par Fluxys utilisées précédemment dans les modélisations de *MBenoun et al.* en veillant à les mettre à l'échelle pour qu'elles soient compatibles avec les niveaux annuels données dans l'étude TYNDP 2024. Le modèle fait également l'hypothèse que les technologies disponibles et opérationnelles en 2023 le seront toujours en 2030, à l'exception du démantèlement planifié de 2GW de génération nucléaire. En outre, le modèle permet l'installation de capacités supplémentaires pour toutes les technologies, à l'exception des centrales CHP, à biomasse et la génération d'électricité à partir de l'incinération de déchets. En ce qui concerne la génération à partir de renouvelable, des séries temporelles correspondant à l'année 2015 ont été considérées. Les paramètres technico-économiques sont tirés de projections pour 2030, et sont repris dans les tableaux suivants :

Technologies	CAPEX M€/GW or M€/kt/h	FOM M€/GW-yr or M€/(kt/h)-yr	VOM €/MWh or €/t	Fuel cost €/MWh or €/t	Lifetime year
Rooftop PV residential	840.00	10.70	0.00	-	40
Utility-scale PV ground mounted	380.00	13.40	0.00	-	40
Onshore wind turbines	1150.00	16.66	1.98	-	30
Offshore wind turbines	1800	39	3.89	-	30
Nuclear plants	4700.00	115.00	7.8	1.69	50
Fuel Cells	1170.00	58.49	0.00	-	10
OCGT	470.00	8.24	4.79	-	25
CCGT	882.60	29.56	4.47	-	25
Biomass power plants	1800.00	40.10	3.56	35.00	40
Waste power plants	2013.00	44.5	0.82	10	20
Combined heat and power plants	957.04	9.89	5.42	-	25
Onshore electrolyzers	1025.64	20.51	0.00	-	25
Offshore electrolyzers	1194.44	23.89	0.00	-	25
Steam methane reformers	805.00	37.80	0.17	-	25
Methanation plants	699.31	24.42	1.11	-	20
Biomethane plants		165.18	0.00	10.23	
Methane regasification plants	89.88	1.8	0.00	-	30
Methane liquefaction plants	425.73	10.64	0.00	-	30
Direct air capture units	3000	120	0.00	-	25
Desalination units	28.08	0.0	0.32	-	20.0

Figure 13: Paramètres technico-économiques des différentes technologies de conversion considérées dans ce livrable. Le CAPEX des électrolyseurs offshore prennent en compte le coût des plateformes.

	CAPEX _{stock} M€/GWh	CAPEX _{flow} M€/GWh	FOM _{stock} M€/GW	FOM _{flow} M€/GW	VOM _{stock} euro/MWh	VOM _{flow} euro/MWh	Lifetime years
Batteries	160	170	0.00	0.57	0.00	1.91	25
Pumped Hydro	-	-	45.00	0.00	0.00	8.0	-
H ₂ O storage	0.065	1.56	0.001	0.031	0.00	0.00	30
H ₂ storage	48	0.00	0.55	0.00	0.00	0.00	30
CH ₄ storage	0.10	0.00	0.003	0.00	0.00	0.00	80
CO ₂ storage	0.10	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	20

Figure 14: Paramètre technico-économiques des technologies de stockage

La Belgique a pour objectif de réduire ses émissions annuelles de gaz à effet de serre à un niveau de 64,3Mt CO₂ eq. Cette étude se concentre sur les émissions de CO₂ uniquement (on ne considère pas, par exemple, les émissions de CH₄) et fait l'hypothèse que 85% des émissions annuelles de gaz à effet de serre correspondent effectivement à des émissions de CO₂, ce qui se traduit finalement par un budget d'émissions de CO₂ de 54,66Mt/an.

En 2023, les émissions dues au secteur industriel en Belgique ont atteint leur plus bas niveau depuis 2009, en raison notamment de l'accroissement du coût des matières premières, des coûts de l'énergie élevés, et d'une demande ralentie. Faisant l'hypothèse d'une reprise économique, et d'amélioration de la réduction des émissions, il est considéré que le niveau des émissions industrielles en 2030 sera du même ordre que celle de 2023. En 2023, les émissions industrielles ont représenté un total de 36,46Mt CO₂, dont 16,83Mt ont été émises par les 9 plus gros émetteurs, et 6Mt par les centrales électriques à gaz. Les 13,63Mt de CO₂ restante ne sont pas éligibles à la capture dans ce modèle.

D'après le National Trend Scenario 2023 TYNDP 2024, les émissions de CO₂ issues de la combustion de carburants liquides sont évaluées à 19,55Mt et les émissions issues de la combustion non industrielle de gaz naturel sont estimées à 16,09Mt. Tenant compte de cela, les émissions de CO₂ non-récupérables sont évalués à 49,27Mt. En conséquence, seulement 5,39Mt de CO₂ peuvent être émises par les centrales électriques et les industries disposant de dispositifs de capture de carbone (en excluant les émissions dues à la combustion de biomasse, et les émissions de gaz naturel par les bateaux).

Dans ce cadre, 3 scénarios ont été établis afin d'évaluer l'impact de l'accès à la capture de CO₂ en Belgique :

- **Le premier scénario – cas de référence** – fait l'hypothèse d'un déploiement maximal des technologies de génération à partir de renouvelable (solaire photovoltaïque, éolien onshore), en parallèle de la prolongation de 4GW de capacités nucléaires (en se fondant sur le « High Scenario » de l'étude d'Elia « *Adequacy and Flexibility Study for Belgium – 2024 – 2034* »³⁰, avec un accès complet à tous les sites de séquestration de CO₂,
- **Le deuxième scénario – Production bas-carbone limitée** – se fonde sur le « Central Scenario » de l'étude d'Elia précédemment mentionnée avec une contrainte sur développement du renouvelable et une non-prolongation du nucléaire après 2025,
- **Le troisième scénario – accès limité à l'enfouissement de CO₂**, fait l'hypothèse que seulement 10% des capacités totale de séquestration sont accessibles pour la Belgique, ce qui un reflet de la nécessité de partager les ressources de séquestration (c'est-à-dire l'accès aux puits) entre les différents pays voisins.

Pour les 3 scénarios, les capacités éoliennes offshore sont limitées à 5,76GW, tout en considérant la disponibilité de l'île énergétique « *Princesse Elizabeth* », et le potentiel du biométhane est fixé à 14,08 TWh annuels.

³⁰ Elia, Adequacy and flexibility study for Belgium (2024-2034), 2024.

Résultats

Mix énergétique et autres grandes lignes des scénarios

Dans chacun des scénarios, le système énergétique parvient à minimiser la demande énergétique non-servie à un niveau quasi négligeable, se limitant notamment à 6GWh d'hydrogène dans le cas des deux premiers scénarios. Le mix énergétique résultant de l'optimisation du modèle selon chacun des scénarios est résumé au travers de 6 indicateurs : « *low carbon production* », « *fossil-fuel-based production* », « *energy imports from neighboring countries* », « *annual CO2 captured by post-combustion carbon capture systems* », « *annual CO2 sequestered* » and « *energy imports from RREH* ».

La production dite « bas-carbone » reprend la production issue du solaire PV, des éoliennes, des centrales à biomasse, la production de biométhane, et les pile à combustible. La production à partir d'énergie fossile reprend la production à partir des centrales à gaz CCGT et OCGT, les centrales à cogénération (CHP), les incinérateurs (Waste) et les unités de vaporeformage (SMR). Les importations d'énergie à partir des pays voisins reprennent les importations d'électricité et de gaz naturel, et les importations depuis les RREH reprennent les importations d'hydrogène et de gaz synthétique.

Dans le scénario de référence (1), les technologies « bas carbone » permettent de fournir 99,55TWh, en maximisant les capacités de toutes les capacités de production renouvelable, à l'exception du biométhane, qui produit 7,28TWh sur un potentiel théorique de 14,08TWh. Les énergies fossiles permettent la production de 55TWh, dont 25,87TWh sont dédiées à la génération d'hydrogène via SMR. La partie restante de la demande est fournie par les centrales à gaz et les incinérateurs. Bien que de nombreuses capacités renouvelables soient installées, le système énergétique belge reste fortement dépendant des importations d'énergie, qui s'élèvent à un niveau de 217,66TWh par an. Les importations d'électricité atteignent également le maximum théorique (11,5TWh), tandis que les importations de gaz naturel représentent 206,15TWh. Il n'y a pas d'importation depuis les RREH, laissant ainsi aux SMR la mission de produire de l'hydrogène. Afin de satisfaire la contrainte posée sur les émissions de CO₂, 28,86Mt de CO₂ sont capturées à partir de PCCCs, et la totalité de ces émissions sont capturées en vue d'être enfouies. Il n'y a donc pas de valorisation du CO₂ capturé dans la synthèse de molécules dans ce scénario.

Dans le scénario avec accès limité aux technologies bas-carbone (2), la production « bas carbone » descend à un volume de 83,64TWh. Les capacités de génération à partir de renouvelable et les capacités de biométhanisation sont utilisées à leur plein potentiel (14,08TWh). Pour compenser le déficit de production renouvelable par rapport au scénario de référence, une production accrue à partir d'énergie fossile est nécessaire, menant à l'extension des capacités CCGT à 6,88GW. Le SMR reste l'unique source de production d'hydrogène. Les importations de gaz naturel s'élèvent à un niveau de 245,12TWh pour alimenter les centrales CCGT, augmentant d'autant plus la dépendance aux importations. Dans le but de satisfaire la contrainte sur les émissions de carbone, 37,85Mt de CO₂ sont capturées et enfouies.

Dans le scénario avec accès limité aux capacités d'enfouissement du CO₂ (3), le modèle active les capacités d'importations depuis l'Algérie, permettant l'importation de 29,85TWh. Cela inclut notamment l'importation de 27,49TWh d'hydrogène « vert », et le reste en méthane synthétique. L'accès limité à la séquestration (limite fixée à 18,58Mt) impose une réduction de la consommation d'énergie fossile à seulement 22,16TWh. Les unités SMR sont ainsi largement remplacées par l'importation d'hydrogène « vert » en provenance du hub algérien. Tout le CO₂ capturé à partir des technologies PCCC est enfoui. Le gaz synthétique est produit à partir de CO₂ capturé dans l'air via DAC (Direct Air Capture) et d'hydrogène « vert ». La production bas-carbone dépasse le niveau du scénario de référence, étant donné qu'elle est opérée à au maximum, y compris pour la biométhanisation, et

une partie de l'hydrogène importé est utilisé pour générer 0,95TWh d'électricité via les piles à combustibles. Les importations diminuent étant donnée la moindre dépendance aux énergies fossiles et la demande électrique en baisse (étant donnée le moindre besoin en PCCCs).

D'une manière commune sur les 3 scénarios, le système énergétique belge n'installe pas de DAC, ni d'électrolyseurs, ni de capacités de méthanation en raison d'un potentiel limité en production d'origine renouvelable. La production d'électricité bas-carbone est utilisée de manière prioritaire pour servir la demande finale, ainsi que les dispositifs PCCCs. Les capacités de stockage sont minimales, avec un buffer pour le stockage du CO₂ dans le scénario de base et le scénario avec accès limité aux technologies bas-carbone. Le scénario pour lequel l'accès à l'enfouissement du CO₂ est limité voit émerger des capacités de 7,78GWh de batteries, et 2,25GWh de stockage de méthane liquéfié.

Coûts de l'énergie

Le modèle étant optimisé en termes de coûts, la fonction objectif est définie comme étant le coût annuel total du système énergétique. Les coûts pour les trois scénarios sont donnés dans la table ci-dessous (Figure 15). Le coût énergétique moyen est obtenu en divisant le coût total par la demande finale agrégée tenant compte de tous les vecteurs énergétiques, c'est-à-dire 273,72TWh dans notre cas. Pour évaluer les coûts de l'énergie pour chaque vecteur, des coûts marginaux sont récupérés à partir des valeurs des variables duales (*shadow price*) tirées des équations d'équilibre production nette – demande finale associées à chaque vecteur. Etant donné que ces équations se déclinent à chaque pas de temps, un *shadow price* est calculé pour chaque vecteur énergétique, pour chaque pas de temps. La figure ci-dessous (Figure 16) illustre la distribution des *shadow prices* pour chaque vecteur énergétique.

	Total cost B€/year	Mean energy cost €/MWh
Scenario 1: Base Case	13.60	49.62
Scenario 2: Limited Low Carbon Production	15.55	56.77
Scenario 3: Limited CO ₂ Sequestration Access	16.41	59.91

Figure 15: coûts de l'énergie selon les scénarios

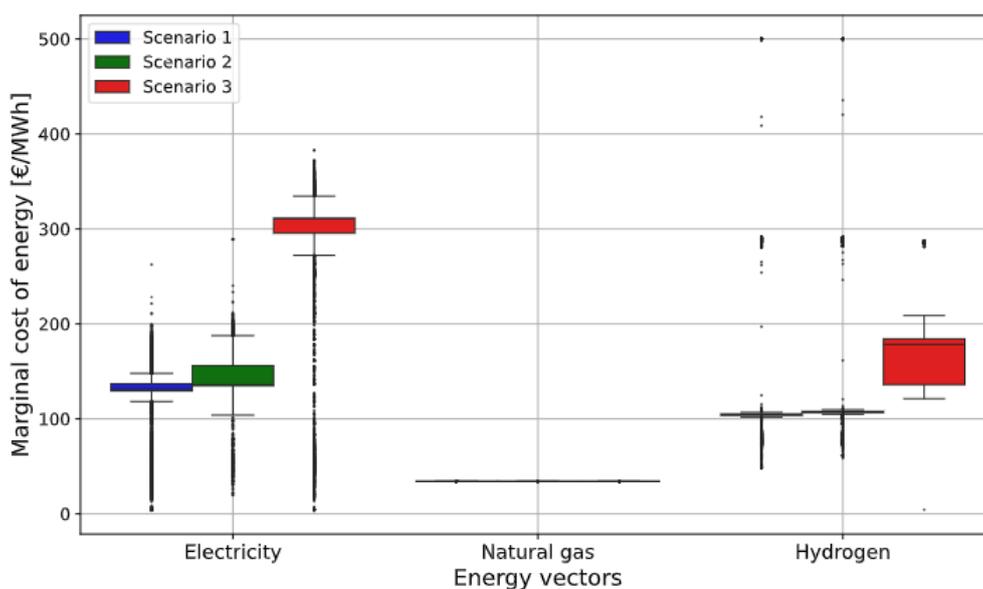


Figure 16: Distribution des « shadow prices » selon les vecteurs énergétiques

Dans tous les scénarios, les importations sont la première source de gaz naturel, avec un coût marginal étant donné par le coût d'importation de 34,223€/MWh. Pour les autres vecteurs énergétiques, les coûts marginaux sont comparables entre les deux premiers scénarios. En revanche, les coûts marginaux croissent significativement dans le troisième scénario (accès limité aux capacités d'enfouissement du CO2) pour l'électricité et l'hydrogène.

Cette différence s'explique par les différences de mix énergétique. Dans le scénario 2, il y a moins de capacités de génération bas-carbone, et plus de dépendance aux centrales CCGT équipées de technologies PCCCs en comparaison du scénario 1. Cette dépendance sur les énergies fossiles, qui ont un coût marginal supérieure aux énergies renouvelables, explique la hausse de coût de l'électricité ici observée. En ce qui concerne l'hydrogène, les scénario 1 et 2 dépendent tous deux de la technologie SMR, ce qui se traduit par des coûts marginaux similaires (la différence provenant des coûts de l'électricité consommée par les SMR, peu signifiant en regard du coût du gaz naturel). Dans le scénario 3, l'hydrogène est principalement produit dans le RREH en utilisant des électrolyseurs, ce qui est significativement plus cher. Par ailleurs, une partie de cet hydrogène est utilisée pour générer de l'électricité. A cela s'ajoute l'utilisation de batteries, accroissant encore le coût marginal de l'électricité.

Installations et coûts des technologies PCCCs

La figure ci-dessous (Figure 17) illustre les différentes quantités de CO2 capturé par chaque type de technologie PCCC ainsi que le taux de capture, pour chacun des scénarios. Dans les scénarios 1 et 2, trois différentes configurations de PCCC sont installées : deux VPSA-CPU avec taux de capture à 95% et 90%, et une configuration MEA avec chaudière biomasse atteignant un taux de capture de 92,5%. Parmi ces 3 configurations, c'est la technologie VPSA-CPU avec un taux de capture de 95% qui capture la plus grande quantité de CO2 pour les deux premiers scénarios, avec un total annuel dépassant de 20,31Mt. Cette configuration est préférée pour capturer les émissions de CO2 émises à partir de sources avec des concentrations de CO2 dans les fumées dépassant 10% (cimenteries, aciéries, raffineries, centrales biomasse). Pour les émetteurs présentant des concentrations de CO2 dans les fumées inférieures à 10%, les technologies VPSA-CPU avec un taux de capture de 90% et MEA avec un taux de capture de 92,5% sont préférées.

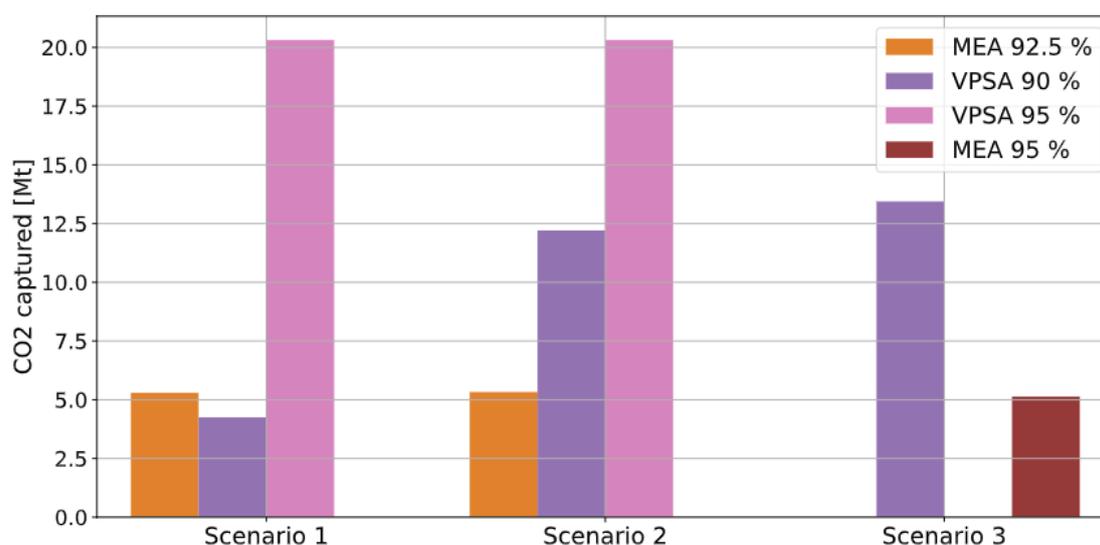


Figure 17: Quantités de CO2 capturé selon chaque configuration de PCCC selon les scénarios

Pour ces deux scénarios, la quantité maximale de CO2 capturé à partir de PCCC MEA avec chaudière biomasse est atteinte (respectivement 5,29Mt et 5,33Mt pour les scénarios 1 et 2). Cela inclut le CO2 capturé en sortie des SMR, dont la concentration dans les fumées est de 5%. La technologie VPSA CPU - taux de 90% permet de capturer les émissions de sources avec une concentration de 10%, telle que les incinérateurs ou certaines industries chimiques. De plus, cette technologie permet de capturer le CO2 d'émetteurs avec une concentration de 5% afin d'atteindre l'objectif de limitation des émissions. Dans le scénario 1, cela représente 4,2Mt chaque année, avec les SMR comme seuls émetteurs avec une concentration de 5% partiellement capturée par cette configuration. En comparaison, cette configuration permet de récupérer 12,21Mt de CO2 dans le scénario 2, car dans ce cas, d'avantage de CO2 est capturé en sortie des centrales à gaz CCGT.

Dans le cas du scénario 3, seule deux configurations de capture de CO2 sont déployées : la technologie VPSA CPU avec un taux de capture de 90% et la technologie MEA avec une chaudière biomasse pour un taux de capture de 95%. Pour ce scénario, la quasi-totalité des émetteurs dont les émissions sont capturées ont une concentration de CO2 dans les fumées de 15% ou plus. De manière similaire aux scénarios 1 et 2, une quantité maximale de CO2 est capturée via MEA – biomasse (5,14Mt CO2). Cette configuration permet de capturer le CO2 des émetteurs avec une concentration dans les fumées d'au moins 15% (raffinerie, centrales biomasse). Le reste du CO2 capturé l'est chez des émetteurs avec des concentrations supérieures à 10% (cimenteries, aciéries et autre raffineries), pour un total de 13 Mt CO2. Enfin, 60kt de CO2 sont capturées sur les émissions d'incinérateurs afin de satisfaire la contrainte de limitations des émissions.

Emitters CO ₂ concentration %	Scenario 1: Base Case			Scenario 2: Limited Low Carbon Production			Scenario 3: Limited CO ₂ Sequestration Access		
	Type	Capture rate %	Cost €/tCO ₂	Type	Capture rate %	Cost €/tCO ₂	Type	Capture rate %	Cost €/tCO ₂
20	VPSA CPU	95	64.29 - 68.07	VPSA CPU	95	70.23 - 73.79	VPSA CPU	90	106.79 - 111.33
15	VPSA CPU	95	75.58 - 78.71	VPSA CPU	95	82.44 - 84.57	VPSA CPU	90	123.95 - 125.27
							MEA	95	124.75 - 127.05
10	VPSA CPU	90	98.65 - 119.88	VPSA CPU	90	107.28 - 123.37	VPSA CPU	90	177.78
5	MEA	92.5	172.94	MEA	92.5	175.71	-	-	-
	VPSA CPU	90	181.94	VPSA CPU	90	196.99 - 201.46			

Figure 18: Coûts de la capture CO2 selon les technologies et les scénarios

Les explications de ces résultats sont à chercher dans les chiffres de la table ci-dessus (Figure 18) qui reprend les amplitudes de coûts de la capture CO2 pour chaque technologie, tenant compte des niveaux de concentration du CO2 dans les fumées et des taux de capture, et également dans le graphique présenté à la Figure 19. Les chiffres indiquent que les coûts de la capture du CO2 augmentent à mesure que la concentration de CO2 dans les fumées diminue. La décomposition des coûts de la capture révèle que les coûts principaux sont ceux de l'électricité pour la technologie VPSA – CPU, et celui de la chaudière pour la technologie MEA. A mesure que la concentration de CO2 dans les fumées diminue, la consommation d'électricité nécessaire à la capture augmente. Par exemple, dans les scénarios 1 et 2, la consommation d'électricité pour capturer du CO2 dans des fumées de concentration 5% est telle que le coût de la capture VPSA-CPU dépasse celui de la capture MEA. Dans le scénario 3, la technologie MEA devient plus compétitive pour des concentrations de CO2 de 15% ou plus étant donné le coût de l'électricité, significativement plus élevé.

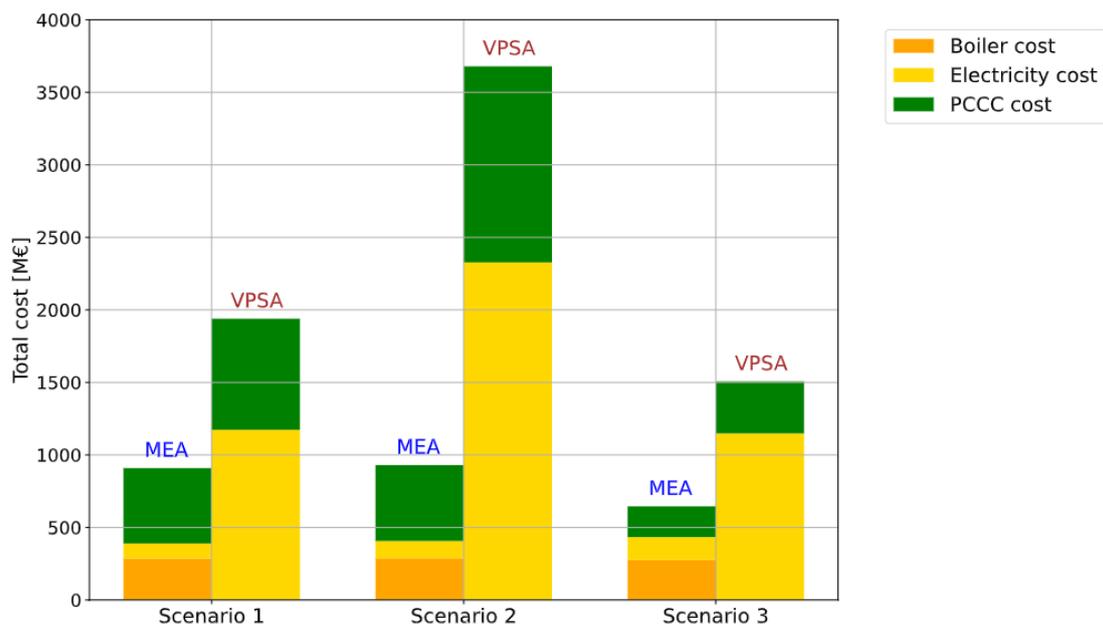


Figure 19: Décomposition des coûts de capture du CO2 selon les technologies et les scénarios

Transport du CO2

Une fois capturé, le CO2 est liquéfié et transporté vers des sites d'enfouissement à une pression de 7 bars, quel que soit le scénario. Dans les scénarios 1 et 2, pour lesquels l'ensemble des sites d'enfouissement sont disponibles, les sites de type « champs déplétés » avec des taux d'injection élevés (5 Mt/an) les plus proches sont préférés. C'est le cas des sites *Aramis* aux Pays-Bas, et des sites *Bacton* et *Poseidon* au Royaume-Unis.

Dans le cas du scénario 3, pour lequel seul 10% (en capacité d'injection) des sites d'enfouissement sont disponibles, le CO2 est transporté vers tous les sites disponibles. Le coût du transport du CO2 inclut les dépenses en transport par bateau et pipeline, ainsi que les coûts d'injection, de regazéification, de compression du CO2 avant injection. Ces coûts s'étalent entre 5,92€/t CO2 pour les champs déplétés les plus proches avec un taux d'injection élevé jusqu'à 20,6€/t CO2 pour les champs aquifères-salins les plus éloignés avec de faibles taux d'injection. Une décomposition détaillée de ces coûts est donnée dans la figure ci-dessous (Figure 20).

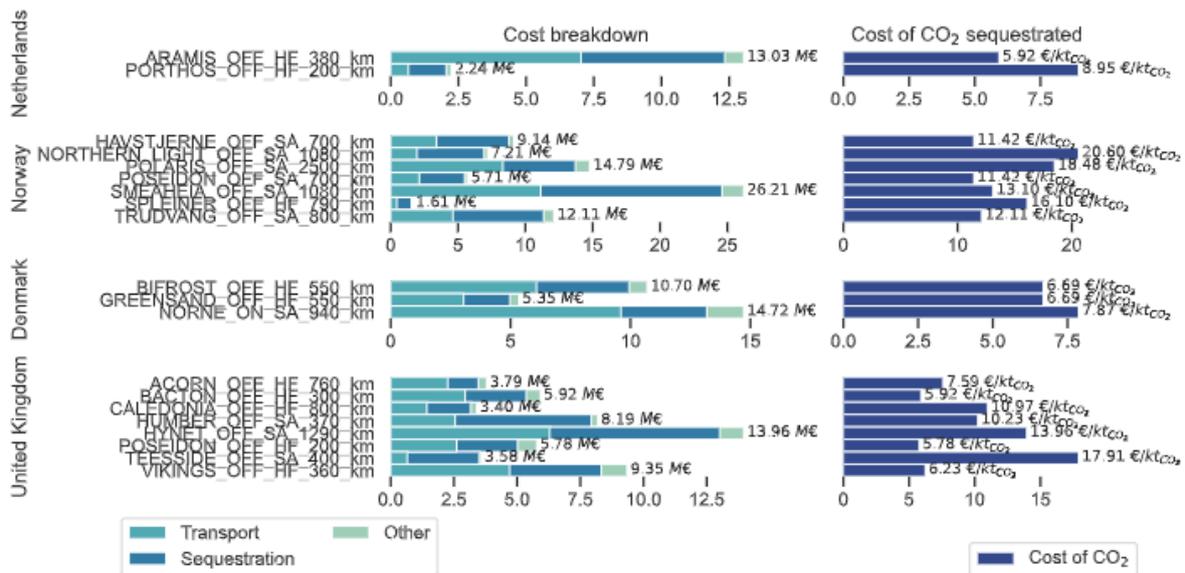


Figure 20: Décomposition des coûts de l'enfouissement du CO2 selon les sites

Coût de la chaîne logistique CCUS et « taxe CO2 »

La décomposition des coûts de la chaîne logistique relative à la capture et au traitement du CO2 est donnée ci-dessous (Figure 21). Sur ce graphique, l'expression « PCCCs » représente les coûts associés à l'installation, l'opération, la maintenance et la consommation d'énergie des unités PCCCs. Le terme « Belgium other » reprend les coûts relatifs à la liquéfaction du CO2 et à son stockage local, tenant compte aussi de la consommation d'énergie. Le terme « sequestration » désigne les coûts liés au transport par bateau, à l'injection dans les puits d'enfouissement, et aux coûts de l'énergie nécessaire à ces processus. Enfin, le terme « RREH » désigne les coûts liés à la capture de CO2 via DAC, au stockage, et à la consommation d'énergie de ces processus au niveau du RREH. La grande majorité des coûts proviennent de la capture via les unités PCCCs.

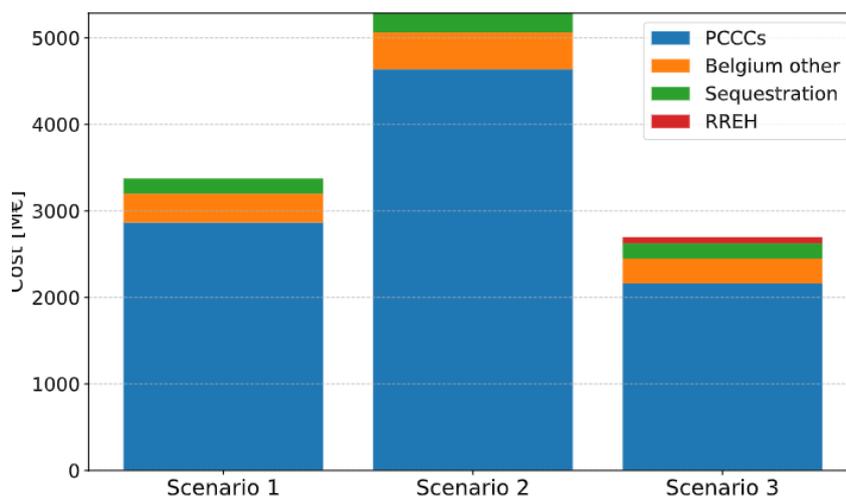


Figure 21: Décomposition des coûts de la capture et du traitement du CO2 selon le scénario.

L'analyse des variables duales associées à la contrainte des objectifs de limitation des émissions de CO2 permet de faire émerger un coût marginal de la tonne de CO2 évitée. Ce coût marginal peut être

interprété comme le montant d'une taxe CO₂ qu'il serait nécessaire d'établir pour éviter l'émission d'une tonne supplémentaire de CO₂ avec le même mix énergétique. La table ci-dessous (Figure 22) donne ces valeurs selon les scénarios. On constate assez intuitivement que le scénario 3 (celui pour lequel l'accès à l'enfouissement du CO₂ est limité) est celui pour lequel la valeur de la variable duale est la plus élevée, atteignant 765,12€/t CO₂. Dans les deux premiers scénarios, le montant atteint par cette « taxe carbone équivalente » sont bien moindres (214,83€/t CO₂ et 224,56€/t CO₂, respectivement) tout en restant au-dessus des valeurs typiques du CO₂ sur le marché (autour de 70€/t CO₂ en date du 25 Décembre 2024).

	CO ₂ tax €/t
Scenario 1: Base Case	214.83
Scenario 2: Limited Low Carbon Production	224.56
Scenario 3: Limited CO ₂ Sequestration Access	765.12

Figure 22: valeurs des variables duales associées à la contrainte CO₂ - "taxe CO₂" équivalentes

Discussions

Ce livrable propose un modèle qui permet d'optimiser le mix énergétique (électricité et gaz), les capacités de capture, de transport et d'enfouissement du CO₂ en fonction de scénarios prédéfinis. Ce rapport se place dans le contexte d'un horizon de temps rapproché (2030), et tient compte des objectifs fixés sur les émissions de CO₂ de la Belgique à cet horizon. La chaîne logistique CCUS apparaît effectivement comme un élément crucial pour atteindre cet objectif.

Le modèle permet notamment d'établir que les émetteurs de CO₂ pour qui les concentrations dans les fumées sont supérieures à 15% peuvent bénéficier des technologies les plus efficaces du point de vue des coûts ; capturer les CO₂ est de plus en plus cher à mesure que ces concentrations diminuent. Ainsi, si on isole le coût de la capture, on obtient une estimation entre 64,29€/t CO₂ et 201€/t CO₂, en fonction des types d'émetteurs et des technologies de capture. Il est également nécessaire d'ajouter les coûts de transport et d'enfouissement, dont les coûts varient de 5,92€/t CO₂ à 20,6€/t CO₂ en fonction des types de puits de leur éloignement de la Belgique. L'énergie nécessaire au fonctionnement des technologies PCCCs est exclusivement fournie par des sources bas-carbone. Pour la technologie VPSA – CPU, il s'agit d'électricité bas-carbone. En ce qui concerne la technologie MEA, il s'agit d'une chaudière biomasse.

Tous le CO₂ capturé en Belgique est enfoui ; aucune molécule n'est destinée à la méthanation, que ce soit localement en Belgique ou bien dans un RREH. L'enfouissement permet à la Belgique de satisfaire ses objectifs de réduction des émissions à moindre coût, tandis que les importations de gaz synthétique et d'hydrogène vert depuis le hub, ainsi que les autres commodités importées, permettent à la Belgique de servir ses différentes demandes énergétiques qu'un potentiel bas-carbone local trop faible ne saurait couvrir.

Les coûts de l'énergie au travers des trois scénarios mettent également en lumière le défi économique de la décarbonation, variant entre 130 et 300 €/MWh pour l'électricité, et entre 100 et 185 €/MWh pour l'hydrogène, en fonction des scénarios. Ces coûts sont bien plus élevés que les coûts moyens historiquement observés en Belgique. Les différentes valeurs du *shadow price* du CO₂ calculées par le modèle sont également (très) élevées. Toutefois, il est nécessaire de garder à l'esprit que le modèle n'est pas construit dans le but de minimiser cette valeur, mais plutôt de minimiser les coûts de l'énergie. Ces coûts sont d'ailleurs nettement plus élevés pour le scénario limitant l'accès aux capacités

d'enfouissement du CO₂ : c'est un scénario qui dépend de l'importation d'hydrogène vert et de méthane synthétique (dont le carbone a été récupéré directement dans l'atmosphère via DAC).

Bien que cette étude montre que, quel que soit le scénario retenu, il est théoriquement faisable pour la Belgique de répondre à une demande énergétique en électricité, en gaz et en hydrogène tout en tenant ses engagements de limitation des émissions, les coûts résultants sont largement au-dessus des coûts actuels de l'énergie. Il est nécessaire d'activer tous les leviers possibles : (i) poursuivre les investissements dans la production bas carbone locale, (ii) investir dans les technologies de capture du CO₂ en tenant compte des caractéristiques des émetteurs et des coûts de l'énergie, (iii) assurer l'accès à des sites d'enfouissement du CO₂ et (iv) s'assurer de capacités d'importation d'énergie bas-carbone.

ANNEXE A : Importance de la définition d'un périmètre de valorisation

Dans ce livrable, deux localisations potentielles de RREH ont été considérées, ainsi que 2 molécules pouvant être transportées vers la Belgique, le méthane synthétique et l'hydrogène vert. En réalité, il existe beaucoup d'autres configurations possibles de hubs et de molécules. Un travail visant à faciliter la cartographie de ces hubs a été réalisé en marge du projet DRIVER, menant à la formalisation d'une taxonomie pour les RREH³¹. Cette taxonomie a été élaborée grâce à la définition d'une famille d'ensembles mathématiques :

- (i) l'ensemble des commodités qui peuvent être échangées entre des technologies, typiquement des molécules, de l'électricité ou de la chaleur,
- (ii) l'ensemble de lieux, des potentiels associés en énergie renouvelable, et des demandes en énergie,
- (iii) l'ensemble des technologies, pouvant être définies comme des fonctions prenant en entrée des commodités afin de les convertir en d'autres commodités de sortie,
- (iv) l'ensemble des flux de commodités.

Une fois ces ensembles définis, il est théoriquement possible de formaliser un RREH comme étant un 7-uplet constitué de 6 ensembles et d'un graphe :

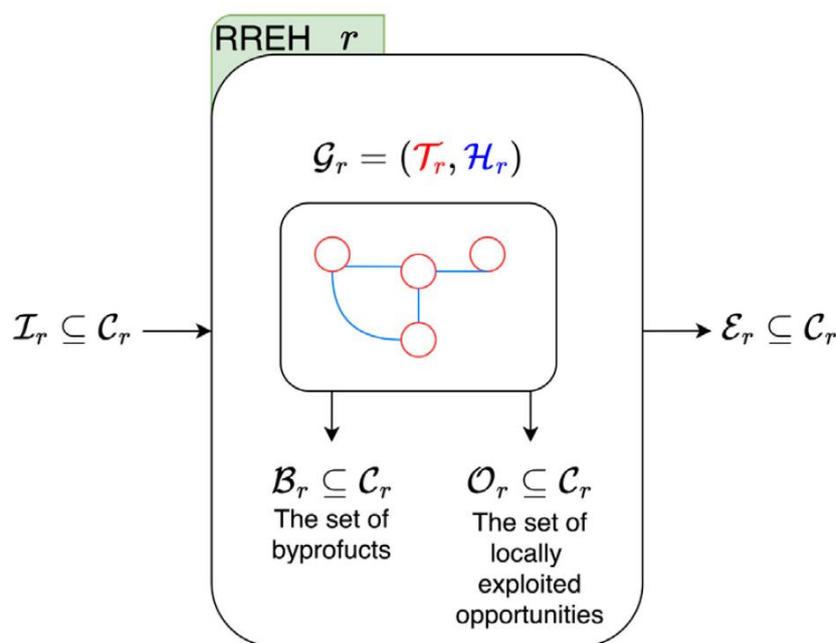


Figure 23: Illustration schématique d'un RREH et des différents ensembles qui le définissent – figure tirée de Datchet et al, 2025.

Au-delà de simplement proposer un formalisme permettant de représenter de façon précise un RREH, la taxonomie proposée par *Datchet et al.* permet également de systématiser la recherche des possibilités de valorisation de « byproducts », notamment à un niveau local, permettant ainsi de contribuer à la diminution des coûts totaux du système énergétique {EDC, RREHs}.

³¹ V. Datchet, A. Dubois, B. Miftari, R. Fonteneau, D. Ernst, Remote Renewable Energy Hubs: A taxonomy, Energy Reports, Volume 13, 2025

ANNEXE B : De l'importance du coût du capital

La valorisation du CO2 dans un contexte de type RREH nécessite un ensemble de composants intensifs en CAPEX. Cela implique que des ressources financières doivent être mobilisées en amont de la construction hypothétique d'un RREH. Accéder à de telles ressources a également un coût qui peut être modélisé au moyen du coût moyen pondéré du capital, ou *Weighted Average Cost of Capital* (WACC) en anglais.

Dans ce livrable, les chiffres ont été présentés à WACC constant. Cependant, le WACC dépend de la prépondérance de financement via dette ou capital en place. Le WACC dépend également entre régions du monde et technologies en fonction des niveaux de risques associés. Ce paramètre pourrait avoir un impact sur le choix d'une région susceptible d'accueillir un RREH.