

Louvain School of Management

**Étude du développement et de la
compétitivité de l'hydrogène « vert »
sous l'impulsion du *Green Deal*
européen**

Auteur: Fontaine Maxime
Promoteur: Professeur Paul Belleflamme
Année académique 2021-2022
Travail de fin d'études (TFE) en vue d'obtenir le titre de
Master (60) en Sciences de Gestion
Horaire de jour

Abstract:

In 2021, in the goal to comply to *Paris Agreement*, the *European Commission* launched the *European Green Deal*, which included a specific strategy to promote development of the "green" hydrogen. It was anticipated that this energy vector could allow decarbonization of sectors, such as long-distance transport or high-temperature industry, but also to increase the flexibility of the electricity network.

To study its future competitiveness compared to other types of hydrogen, three essential points were estimated up to 2050: cost of the used renewable electricity; cost of the electrolyzers and the price evolution of European carbon quotas. With these forecasts and considering expected technological improvements, it has been determined that "green" hydrogen would become the cheapest type of hydrogen in Europe between 2028 and 2032, depending on its scale of deployment. Furthermore, it has been concluded that without this reform, this development would have been delayed.

Résumé :

En 2021, dans le but de respecter l'*Accord de Paris*, la *Commission européenne* a lancé le *Green Deal*, une réforme incluant une stratégie pour accélérer le développement de l'hydrogène "vert". Ce vecteur énergétique permettrait de décarbonner certains secteurs comme celui du transport long-courrier ou l'industrie à haute température, mais également d'augmenter la flexibilité du réseau électrique.

Afin d'étudier sa compétitivité future par rapport aux autres types d'hydrogène, trois points essentiels ont été estimés jusqu'en 2050 : le coût de l'électricité renouvelable utilisée ; le coût des électrolyseurs et l'évolution du prix des quotas carbone européens. Avec ces prévisions et en tenant compte des améliorations technologiques attendues, il a pu être déterminé que l'hydrogène "vert" deviendrait, en Europe, le type d'hydrogène le moins onéreux entre 2028 et 2032, en fonction du degré de déploiement. De plus, il a été conclu que sans cette réforme, le développement aurait été retardé.

UNIVERSITÉ CATHOLIQUE DE LOUVAIN
Louvain School of Management

Place des Doyens, 1 bte L2.01.01, 1348 Louvain-la-Neuve
Boulevard Emile Devreux 6, 6000 Charleroi, Belgique
Chaussée de Binche 151, 7000 Mons, Belgique

www.uclouvain.be/lsm

Avant-propos

Ce travail de fin d'études rentre dans le cadre de l'obtention du diplôme de Master en sciences de gestion de la faculté *Louvain School of Management*, de l'*Université Catholique de Louvain*. Vu mon premier Master d'ingénieur civil énergéticien, le déploiement des technologies bas carbone suscite beaucoup d'intérêt en moi, car leurs déploiements impacteront ma future carrière professionnelle. Donc, lorsque la *Commission européenne* a lancé la réforme nommée *Green Deal*, j'ai décidé d'orienter mon travail de fin d'études sur l'analyse de ces conséquences sur le développement d'une des technologies bas carbone, l'hydrogène "vert".

En effet, en 2021, en vue de respecter l'*Accord de Paris*, le *Green Deal* européen a été lancé dans le but de rendre l'Europe le premier continent neutre en carbone. Ce travail va s'intéresser à deux axes principaux: celui sur le durcissement du système d'échange de quotas d'émissions ainsi que celui sur le développement de la filière de l'hydrogène, et plus spécialement sur le déploiement des capacités de production d'hydrogène "vert". L'*Union européenne* est consciente que l'hydrogène "vert" est un enjeu majeur pour permettre la substitution des combustibles fossiles dans des secteurs spécifiques tels que l'industrie à haute température et le transport long-courrier. Le but de ce travail est de vérifier si les attentes en termes de compétitivité de l'hydrogène "vert" par rapport aux types d'hydrogène utilisés en industrie sont réalistes avec la stratégie mise en place, mais également d'étudier l'impact de cette nouvelle réforme sur cette compétitivité.

Pour ce faire, des difficultés sont apparues, principalement sur la disponibilité de données fiables et actuelles sur le prix des différents composants utilisés dans la filière de l'hydrogène "vert". Une autre difficulté a été de discerner et résumer toutes les stratégies ayant un impact sur cette étude.

Finalement, je tiens à remercier Monsieur Paul BELLEFLAMME, professeur à l'*Université Catholique de Louvain* et superviseur académique de ce travail, pour avoir accepté ma candidature et mon sujet ainsi que de m'avoir guidé tout au long de ce travail. Deuxièmement, j'aimerais remercier Monsieur Paul DECHAMPS, ancien conseiller pour l'énergie, le climat et l'environnement auprès du président de la *Commission européenne*, pour avoir pris le temps de répondre à mes questions ainsi que de m'avoir aiguillé sur l'orientation de ce travail. Dernièrement, je tiens à remercier ma famille pour leur soutien et leurs encouragements tout au long de mes études.

Table des matières

Nomenclature	III
Table des graphiques	IV
Table des tableaux	V
Introduction	1
1 Mise en contexte	3
1.a Qu'est-ce qu'un marché carbone ?	6
1.b Le marché carbone européen	7
1.b.1 Réserve de Stabilité de Marché	8
1.b.2 Phase IV	9
2 Où en sommes-nous actuellement ?	10
2.a Évolution des émissions de GES	10
2.b Évolution du mix énergétique	11
2.b.1 Point de vue mondial	11
2.b.2 Point de vue européen	12
2.b.3 Évolution des technologies bas carbone	12
2.c Les scénarios du <i>GIEC</i>	13
2.d <i>Accord de Paris - COP21</i>	14
2.e La neutralité carbone au sein de l' <i>UE</i>	15
2.e.1 <i>Fit for 55 package</i>	15
2.f Impact du <i>Fit for 55 package</i> sur le prix des quotas et mix énergétique européen	16
3 L'hydrogène	18
3.a Avantages et types d'hydrogène	18
3.a.1 Hydrogène "gris"	19
3.a.2 Hydrogène "bleu"	19
3.a.3 Hydrogène "vert"	19
3.b Domaines d'utilisation	21
3.c Stratégie de la <i>Commission européenne</i> par rapport à l'hydrogène "vert"	21
3.d Potentiel de marché mondial et européen	22
3.e Prévisions sur le coût de production de l'hydrogène "vert" en <i>UE</i>	24
3.e.1 Étude des potentiels exportateurs européens d'hydrogène "vert"	25
3.e.2 Étude du coût de l'électricité provenant de sources d'énergie renouvelables intermittentes en Espagne et Norvège	26

3.e.3	Prévisions sur le coût des électrolyseurs	29
3.e.4	Prévisions sur le coût de production de l'hydrogène "vert" en Es- pagne et Norvège	32
3.f	Étude de la compétitivité de l'hydrogène "vert" au sein de l'UE	34
3.f.1	Prévisions de l'évolution du prix des quotas du <i>SEQE-UE</i>	34
3.f.2	Comparaison du coût des différents types d'hydrogène	35
3.f.3	Importance de la stratégie de la <i>Commission européenne</i>	36
4	Analyse critique des résultats	38
	Conclusion	40
	Bibliographie	41
	Annexes	45
A	Explication des différentes phases du <i>SEQE-UE</i>	45
B	Explication des technologies bas carbone	48
C	Explication du fonctionnement et la composition d'un électrolyseur	52
D	Les différentes technologies d'électrolyseur	54
E	Secteurs d'application de l'hydrogène	55
F	Explication du <i>LCOH</i>	57

Nomenclature

Symboles

η Rendement

e équivalent

G Giga (10^9)

J Joule

k kilo (10^3)

kg kilogramme

kWh kiloWattheure

M Méga (10^6)

T Tera (10^{12})

t tonne

W Watt

Indices

elec électrique

th thermique

Composés chimiques

CH_4 Méthane

Cl_2 Dichlore

CO_2 Dyoxyde de carbone

H_2 Dihydrogène

N_2O Protoxyde d'azote

NO_x Oxyde d'azote

SO_x Oxyde de soufre

Abréviations

AEM Anion Exchange Membrane

AIE Agence Internationale de l'Énergie

CAPEX Capital Expenditure

COP Conference Of the Parties

CSP Concentrating Solar Power

ER Énergies Renouvelables

GES Gaz à Effet de Serre

GIEC Groupe d'experts Intergouvernemental sur l'Évolution du Climat

IRENA Agence Internationale pour les Énergies Renouvelables

LCOE Levelised Cost Of Electricity = Coût Moyen Pondéré de l'Électricité

LCOH Levelised Cost Of Hydrogen = Coût Moyen Pondéré de l'Hydrogène

MACF Mécanisme d'Ajustement Carbone aux Frontières

O&M Opérations et Maintenance

ONU Organisation des Nations Unies

OPEX Opérationnel Expenditure

PCI Pouvoir Calorifique Inférieur

PEM Polymer Exchange Membrane

PIB Produit Intérieur Brut

PK Protocole de Kyoto

PPB Particule Par Milliard

PPM Particule Par Million

PRG Potentiel de Réchauffement Global

RSM Réserve de Stabilité de Marché

SEQUE-UE	Système d'Échange de Quotas d'Émission de l'UE	SO	Solid Oxide
		UE	Union Européenne
SER	Source d'Énergie Renouvelable	WACC	Weigthed Average Cost of Capital

Table des graphiques

1	Évolution de la consommation énergétique mondiale sous ces différentes formes énergétiques (à gauche) et de la proportion de celles-ci (à droite) lors des deux dernières décennies (BP, 2021b).	3
2	Évolution des émissions annuelles mondiales des différents GES (CO_2 , CH_4 , N_2O et les gaz fluorés) au cours des dernières décennies (Olivier and Peters, 2020).	4
3	Évolution de la concentration atmosphérique du CO_2 en particule par million (ppm) et du CH_4 et N_2O en particule par milliard (ppb) au cours des derniers siècles (GIEC, 2001).	4
4	Évolution du prix d'un quota [$\text{€}/\text{tCO}_2\text{e}$] du SEQUE-UE de 2008 à fin 2021 sur le marché secondaire (ICAP, 2021j).	9
5	Évolution des émissions de GES en [GtCO_2e] à l'intérieur de différents pays ou zones économiques de 1970 à 2019 (Olivier and Peters, 2020).	10
6	Évolution de la quantité de grammes de $CO_2\text{e}$ émis par \$ de PIB de 1990 à 2019 (données provenant de Olivier and Peters (2020)).	11
7	Évolution de la proportion des différents types d'hydrogène et de leurs demandes mondiales [MtH_2/an] de 2020 à 2050 (Hydrogen Council - McKinsey, 2021a).	24
8	Carte classifiant chaque pays mondial selon ses ressources et infrastructures disponibles et/ou accessibles afin de produire de l'hydrogène "vert" (Pflugmann and Blasio, 2020).	26
9	Évolution du $LCOE$ provenant de l'éolien terrestre et solaire photovoltaïque en Espagne et Norvège de 2010 à 2020 (IRENA, 2021).	27
10	Évolution de la capacité installée cumulée mondialement en [GW] de 2020 à 2050 pour le solaire photovoltaïque et l'éolien terrestre selon deux tendances d'évolution (Basse = Momentum actuel ; Haute = Respect de l'Accord de Paris) (Adaptation des données de BP (2022) selon IRENA (2022b)).	28

11	Évolution de la réduction des <i>LCOE</i> , relative à 2020, pour le solaire photovoltaïque et l'éolien terrestre de 2020 à 2050 selon deux tendances de déploiement (Basse = Momentum actuel ; Haute = Respect de l' <i>Accord de Paris</i>) (BP, 2022).	29
12	Prévisions de l'évolution de la capacité installée annuellement en électrolyseur de 2020 à 2050 en fonction de deux tendances (Haute = Respect de l' <i>Accord de Paris</i> ; Basse = Momentum actuel).	31
13	Prévisions sur l'évolution du coût des électrolyseurs de 2020 à 2050 en fonction de deux tendances de déploiement (Haute = Respect de l' <i>Accord de Paris</i> ; Basse = Momentum actuel).	32
14	Prévisions du coût moyen pondéré de production de l'hydrogène "vert" (<i>LCOH</i>), de 2020 à 2050, en Norvège et Espagne selon deux tendances de déploiement (Basse = Momentum actuel ; Haute = Respect de l' <i>Accord de Paris</i>).	33
15	Prévisions de l'évolution du prix des quotas du <i>SEQUE-UE</i> selon deux formes différentes (Phase IV et le <i>Green Deal</i> européen) de 2020 à 2050 (Adaptation des prévisions de Pietzcker et al. (2021)).	35
16	Prévisions du <i>LCOH</i> en Norvège des différents types d'hydrogène de 2020 à 2050 en fonction de divers scénarios pour tenir compte de l'évolution du prix des quotas carbone et du déploiement des technologies bas carbone (Tendance basse = Momentum actuel ; Tendance haute = Respect de l' <i>Accord de Paris</i>).	36
17	Évolution du coût des technologies utilisant des sources d'énergie renouvelables intermittentes (éolienne terrestre et maritime ainsi que le solaire photovoltaïque et CSP) de 2010-2020 en fonction de la puissance cumulée installée (IRENA, 2021).	49
18	Vue complète d'un électrolyseur avec au centre la pile ("stack") et autour les différents équipements auxiliaires nécessaires pour la gestion des flux (bleu foncé = eau ; vert = hydrogène ; bleu clair = oxygène ; jaune = électricité) (IRENA, 2020).	53
19	Illustration d'une pile d'électrolyseur de 5 [MW _{elec}], fabriquée par l'entreprise <i>John Cockerill Energy</i> (John Cockerill Renewables, nd).	53

Table des tableaux

1	Données supplémentaires nécessaires au calcul du <i>LCOH</i> de 2020 à 2050 (IRENA, 2020).	33
---	--	----

Introduction

Dans notre société actuelle, la consommation d'énergie est devenue un besoin élémentaire à notre mode de vie. Pour répondre à la demande croissante, les combustibles fossiles ont été et sont utilisés massivement, ce qui a été un des piliers dans la croissance économique et sociale de ces dernières décennies (Ernst, 2019b), (Dechamps, 2021). De plus, comme certains pays sont en pleine croissance, les derniers rapports de l'*Agence Internationale de l'Énergie* (AIE) prédisent que la consommation mondiale d'énergie va continuer à augmenter dans les prochaines décennies (IEA, 2021). Cependant, l'utilisation des combustibles fossiles crée deux problèmes mondiaux majeurs (Léonard, 2017). Le premier est la diminution progressive de leurs réserves prouvées¹. Mais le problème principal est lié à l'émission de gaz à effet de serre (GES) lors de leurs combustions, causant une augmentation de la température terrestre ayant un impact sur le climat, la biodiversité et la santé humaine² (Léonard, 2019). Une explication plus détaillée du phénomène de réchauffement climatique sera réalisée à la section 1.

À cause de ce réchauffement terrestre et afin d'aider à la transition énergétique depuis les combustibles fossiles vers des moyens énergétiques non polluants, le *Protocole de Kyoto* (PK) a été mis en place en 1997 (Climat.be, 2019b). Il donnait les bases d'un système d'échange de quotas pour réguler les émissions de GES. L'*Union européenne* (UE) les a utilisées pour lancer, dès 2005, son propre marché carbone sur l'ensemble de son territoire (ICAP, 2021c). Au fur et à mesure, ce marché a subi plusieurs réformes afin de le rendre plus efficient. La dernière en date est celle du *Green Deal*. Il a comme objectif de respecter l'*Accord de Paris*, c'est-à-dire de viser à maintenir l'augmentation de la température terrestre bien en dessous de 2 [°C] par rapport au niveau pré-industriel et de même essayer de la limiter à 1.5 [°C], en essayant de rendre l'Europe neutre en carbone, d'ici 2050 (Commission européenne, 2021). Les modifications du marché carbone européen, à cause du *Green Deal*, ont mené à une augmentation du prix des quotas à près de 80 [€/tCO₂e] (ICAP, 2021j). Avec un prix aussi élevé, le coût de l'utilisation des combustibles fossiles augmente. Dès lors, cela va accélérer la transition vers le développement de technologies bas carbone encore peu utilisées actuellement, comme l'hydrogène propre, le stockage électrique, la capture et le stockage du carbone ainsi que les combustibles biologiques (ICAP, 2021c). Toutes ces technologies seront nécessaires pour atteindre la neutralité carbone (BP, 2022).

¹De nos jours, en considérant notre consommation actuelle, les réserves connues et exploitables en pétrole et gaz naturel sont estimées à ± 50 ans (BP, 2021b).

²Selon le dernier rapport du *GIEC*, le réchauffement planétaire a déjà atteint une augmentation de 1.1 [°C] comparé à l'ère pré-industriel (GIEC, 2021).

À la section 3, cette étude va se focaliser sur le développement d'une de ces technologies bas carbone et plus précisément celui de l'hydrogène "vert"³, au sein des pays membres de l'UE. En effet, grâce à sa haute densité énergétique massique, l'hydrogène possède des avantages intrinsèques lui permettant de décarboner des secteurs dépendants des combustibles fossiles, comme ceux du transport long-courrier ou de l'industrie à haute température (Hydrogen Council - McKinsey, 2021a). De plus, l'hydrogène permettrait d'augmenter la flexibilité du réseau électrique grâce à ses applications de stockage. Ceci étant nécessaire à cause de la pénétration de plus en plus importante des sources d'énergie renouvelables intermittentes dans le mix électrique (Ernst, 2019a), (Ernst, 2019b). Pour ces multiples raisons, la *Commission européenne* a mis en place une stratégie, dans le *Green Deal*, pour permettre un développement rapide de la filière de l'hydrogène propre au sein de l'UE (European Commission, 2020). Afin de l'étudier, en premier lieu, une explication sur les différents types d'hydrogène ("gris", "bleu" et "vert") ainsi que sur leurs avantages sera faite. Ensuite, les domaines potentiels d'application, le potentiel de marché ainsi que la stratégie de l'UE par rapport au développement de l'hydrogène "vert" seront expliqués. Pour étudier correctement ce marché émergent, les pays ayant les meilleures ressources naturelles et logistiques pour devenir des producteurs majeurs au sein de l'UE, vont être identifiés (Pflugmann and Blasio, 2020). Ensuite, une étude du coût de production de l'hydrogène "vert", [€/kgH₂], en fonction de deux tendances de déploiements des technologies bas carbone nécessaires sera réalisée. Celles-ci considèrent d'une part le momentum actuel de déploiement et d'autre part celui nécessaire pour respecter l'*Accord de Paris*. Pour cette étude de coût, les évolutions du coût des électrolyseurs ainsi que du coût de l'électricité utilisée seront prises en compte, car ces deux coûts sont ceux influençant le plus le coût de production de l'hydrogène "vert".

Pour finir, ce coût va être comparé à celui de production de l'hydrogène "bleu" et "gris" en tenant compte du coût des unités de capture et stockage du carbone et de l'évolution attendue du prix des quotas carbone européen. Grâce à cette comparaison, il pourra être déterminé à partir de quel moment et sous quelles conditions l'hydrogène "vert" deviendra le type le moins onéreux. La *Commission européenne* attend qu'il devienne compétitif vers 2030 (European Commission, 2020). Cette étude va pouvoir également conclure si cette attente est réaliste ou non. De plus, l'impact du *Green Deal* sur cette compétitivité pourra être étudié. Finalement, une analyse critique de l'étude et des résultats obtenus, avec notamment des propositions d'améliorations sera réalisée à la section 4.

³L'hydrogène "vert" est produit, sans émissions de GES, en réalisant une électrolyse de l'eau, dans un électrolyseur, à partir d'électricité provenant de sources d'énergie renouvelables.

1 Mise en contexte

Depuis la découverte des différentes applications possibles des combustibles fossiles lors de la révolution industrielle, ceux-ci ont été utilisés massivement pour permettre le développement économique et social de notre société. Il existe une forte corrélation entre le produit intérieur brut (PIB) d'un pays et sa consommation énergétique. Plus le PIB d'un pays est important, plus sa consommation énergétique augmente également avec une corrélation de 99% (Ernst, 2019b). Actuellement, la consommation énergétique mondiale continue à augmenter et les combustibles fossiles, étant par ordre d'importance, le pétrole, le charbon et le gaz naturel, représentent près de 80% de celle-ci (BP, 2020). Ceci est illustré à la Fig. 1. Cependant, lors de la combustion de combustibles fossiles, de la chaleur, pouvant être utilisée pour divers procédés (industriel, transport, production d'électricité...), est libérée. Néanmoins, des molécules comme du dioxyde de carbone (CO_2), des particules fines, des oxydes de soufre (SO_x), des oxydes d'azote (NO_x) et d'autres sont également relâchées dans l'atmosphère (Léonard, 2019). Cela mène à une pollution atmosphérique, c'est-à-dire que leurs relâchements provoquent des effets nuisibles sur la santé humaine et l'environnement tels que le réchauffement climatique (Léonard, 2017).

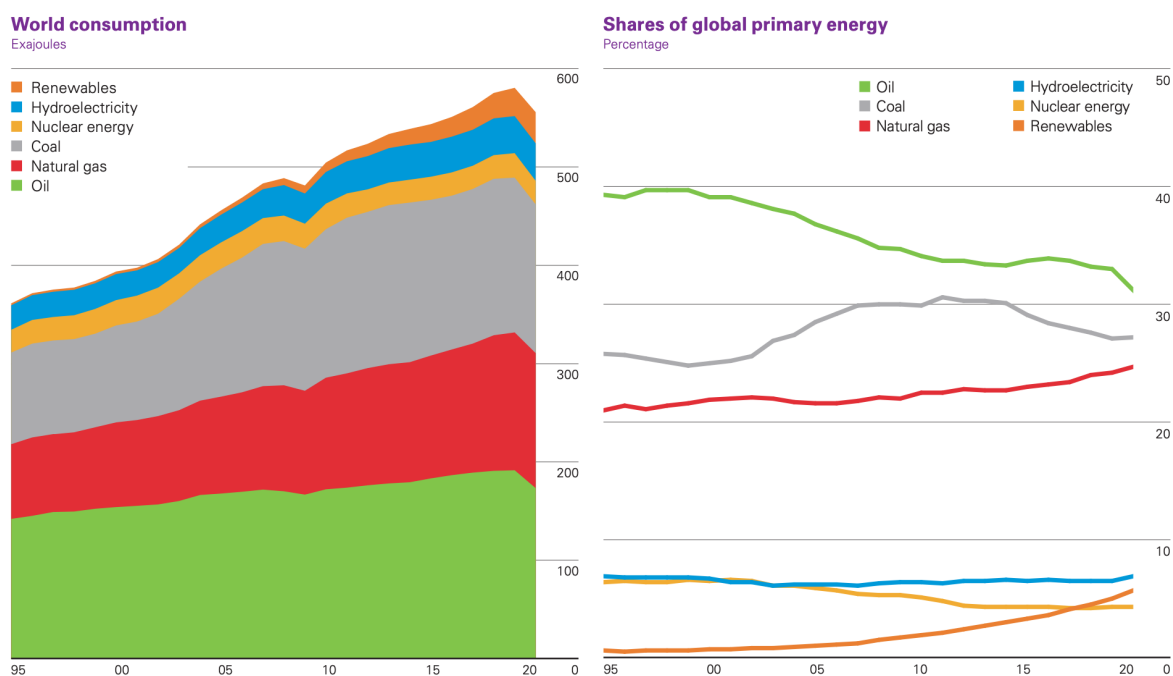


Fig. 1: Évolution de la consommation énergétique mondiale sous ces différentes formes énergétiques (à gauche) et de la proportion de celles-ci (à droite) lors des deux dernières décennies (BP, 2021b).

Parmi ces molécules relâchées, certaines, comme le CO_2 , CH_4 ⁴, N_2O ⁵, mènent à une intensification de l'effet de serre terrestre⁶. En effet, ces molécules, nommées gaz à effet de serre (GES), absorbent une partie des rayons infrarouges provenant du soleil (Léonard, 2019). Cependant, vu l'évolution des émissions annuelles⁷ de GES et la croissance dans leurs concentrations atmosphériques (observable notamment pour le CO_2 , CH_4 et le N_2O sur la Fig. 2 et 3) depuis la révolution industrielle, la proportion de rayons infrarouges absorbés augmente et donc intensifie l'effet de serre. Cela a comme conséquence de piéger davantage de chaleur et donc causer un réchauffement climatique (Léonard, 2017). Sur l'année 2019, un pic d'émissions de GES de 52.4 [GtCO₂e]⁸ a été atteint (Olivier and Peters, 2020).

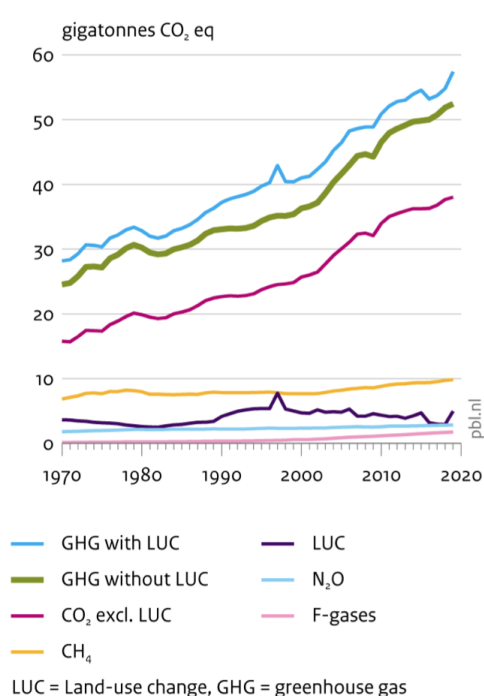


Fig. 2: Évolution des émissions annuelles mondiales des différents GES (CO_2 , CH_4 , N_2O et les gaz fluorés) au cours des dernières décennies (Olivier and Peters, 2020).

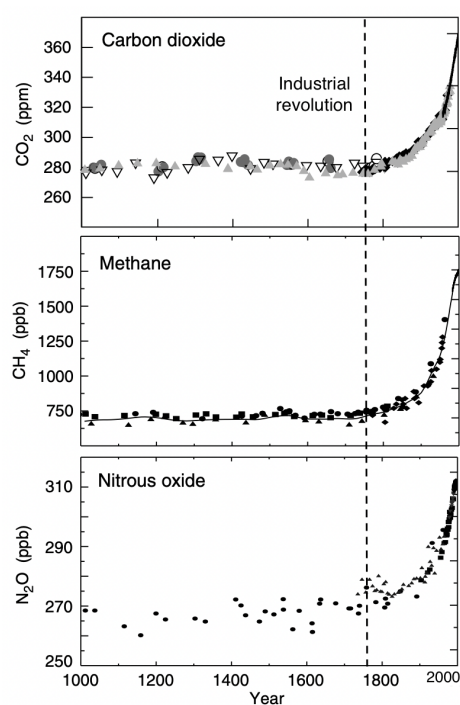


Fig. 3: Évolution de la concentration atmosphérique du CO_2 en particule par million (ppm) et du CH_4 et N_2O en particule par milliard (ppb) au cours des derniers siècles (GIEC, 2001).

⁴Le méthane, CH_4 , relâché dans l'atmosphère, provient majoritairement de la production de combustibles fossiles (ex: fuites..) et d'activités agricoles (riziculture, élevage du bétail...) (Olivier and Peters, 2020).

⁵Le protoxyde d'azote, N_2O , relâché dans l'atmosphère, provient majoritairement d'activités agricoles (utilisation engrais, épandage de fumier, ..) et de la production de combustibles fossiles (Olivier and Peters, 2020).

⁶Initialement, l'effet de serre est un phénomène naturel permettant d'obtenir une température atmosphérique terrestre, à ± 15 [°C] (Léonard, 2017).

⁷avec en moyenne une augmentation annuelle de 1.1% depuis 2012 (Olivier and Peters, 2020).

⁸Ces émissions proviennent à 90% de la production et combustion de combustibles fossiles (Olivier and Peters, 2020).

Sur la Fig. 2, il peut être remarqué que les émissions sont exprimées en termes de CO_2 équivalent, $[CO_2e]$, car les différents GES n'ont pas le même impact sur l'intensification de l'effet de serre en fonction de leur durée de vie et leur efficacité dans l'absorption des rayons infrarouges. Dès lors, chaque GES s'est vu attribué un pouvoir de réchauffement global (PRG), avec le CO_2 comme étalon de mesure (Léonard, 2019). Par exemple, le CH_4 a un PRG de 20 [-], signifiant qu'une tonne de CH_4 est équivalente à l'émission de 20 tonnes de CO_2 . C'est la raison pour laquelle même si les émissions en tonnes de GES, autres que le CO_2 , sont très faibles, elles ne sont pas négligeables vu leurs PRGs importants. Cependant, même avec le PRG, les émissions de CO_2 restent majoritaires dans l'intensification de l'effet de serre⁹ (Olivier and Peters, 2020).

Dû à cette croissante augmentation dans la concentration atmosphérique des GES, le dernier rapport du *Groupe d'experts Intergouvernemental sur l'Évolution du Climat*¹⁰ (GIEC), conclut qu'une augmentation de 1.1 [°C] par rapport au niveau pré-industriel a déjà été observée (GIEC, 2021). Dès lors, pour lutter contre ce réchauffement atmosphérique, une réduction des émissions futures de GES est nécessaire, signifiant qu'il faut trouver des alternatives à l'utilisation de combustibles fossiles. Pour des raisons géopolitiques, leur substitution est également nécessaire, car ce sont des ressources finies¹¹ et réparties de manière inégale sur le globe. Dès lors, certaines régions, comme l'Europe (n'ayant que peu de réserves) sont dépendantes d'autres pays (BP, 2021a). Afin d'assurer une indépendance énergétique, il est préférable d'aspirer à une transition vers des technologies utilisant des ressources disponibles localement telles que les sources d'énergie renouvelables (SERs) (Ernst, 2019b).

Par conséquent, pour favoriser cette transition et vu les premiers rapports inquiétants du GIEC, des réglementations internationales ont été mises en place. La première importante, adoptée en 1997, a été le *Protocole de Kyoto* (PK). Celui-ci contraignait les pays l'ayant ratifié, c'est-à-dire une quarantaine de pays développés, à réduire leurs émissions de GES d'au moins 5% d'ici 2012 par rapport à 1990 (Marechal, 2016).

⁹Le CO_2 représente 74% des émissions alors que CH_4 , N_2O et les gaz fluorés représentent respectivement 17%, 5% et 3% des émissions de GES, relativement à leurs PRGs (Olivier and Peters, 2020).

¹⁰Mis en place en 1979 (lorsque le changement climatique a été reconnu comme un problème mondial grave pour la première fois) pour dresser l'état des lieux sur la situation environnementale ainsi qu'analyser les causes et les conséquences du changement climatique. Il propose des stratégies possibles pour faire face à ces bouleversements (Climat.be, 2019b). Ce groupe est un organisme intergouvernemental, géré par l'*Organisation des Nations unies* (ONU).

¹¹Actuellement, il ne reste des réserves connues et exploitables en gaz naturel et pétrole que pour ± 50 années à notre rythme de consommation (BP, 2021b).

1.a Qu'est-ce qu'un marché carbone ?

Le *Protocole de Kyoto* prévoyait également des mécanismes permettant aux pays de réaliser leurs objectifs de manière optimale au point de vue économique. Le plus important est le système d'échange de quotas d'émission (Climat.be, 2019a). Ce système, aussi appelé marché carbone, est un instrument permettant de réduire les émissions de GES à l'intérieur d'un pays ou d'une région (Climat.be, 2019b). Pour ce faire, un plafond sur les émissions totales de GES dans un ou plusieurs secteurs de l'économie (installations énergétiques, industries, transport, bâtiments, déchets, agriculture, aviation, ...) est mis en place et il décline au fur et à mesure des années en fonction des objectifs. Cet instrument est donc utile pour décarbonner une économie. De plus, cette réduction progressive du plafond permet de donner un signal long-terme sur le marché, afin de permettre aux entreprises de mettre en place des stratégies d'adaptation (ICAP, 2021d).

De manière générale, le plafond est fixé par un nombre limité de quotas. Ce dernier représente le droit d'émettre une tonne équivalente de dioxyde de carbone, [CO₂e], à l'intérieur du territoire autorisé (ICAP, 2021c). À la fin de l'année, l'entreprise, appartenant à un des secteurs concernés, doit fournir aux responsables du système d'échange, le nombre de quotas correspondant à ses émissions. Pour ce faire, l'entreprise peut en premier lieu acheter sur le marché primaire ou recevoir gratuitement des quotas autorisés pour l'année (ICAP, 2021e). Ensuite, si elle en a trop ou trop peu, celle-ci a quatre possibilités (ICAP, 2021e) pour obtenir le nombre exigé¹² :

- Soit en réduisant directement ses émissions. Cela est réalisable en améliorant l'efficacité de ses chaînes de production et/ou en utilisant des ressources énergétiques moins polluantes;
- Soit en achetant des quotas sur le marché secondaire aux entreprises en ayant en surplus pour les stocker ou les utiliser;
- Soit en finançant des projets (ER, reboisements...) de réduction d'émissions dans des secteurs ou pays non couverts par le système afin de recevoir des quotas;
- Soit en stockant des quotas en excès actuellement pour les utiliser les années prochaines.

Ces différentes possibilités offrent une liberté spatiale et temporelle sur la manière avec laquelle les entreprises vont réduire leurs émissions, leurs permettant de le faire au meilleur coût (ICAP, 2021i), (ICAP, 2021e). De plus, sur les marchés, un prix du quota se dessine et il reflète le coût, pour la société, causé par les émissions de GES¹³. Ce coût se

¹²Si une entreprise ne restitue pas la quantité équivalente de quotas par rapport à ses émissions, elle doit payer une pénalité pour ses émissions excédentaires au prix de 100 [€/tCO₂e] (ICAP, 2021c).

¹³Cela peut être les effets négatifs sur la santé publique, les dommages liés aux événements météorologiques extrêmes ou les impacts du changement climatique sur les écosystèmes naturels.

voit intégré dans le prix que les gens paient pour leurs biens et services (ICAP, 2021e). Néanmoins, le prix du quota varie en fonction de facteurs macro-économiques comme la croissance, les objectifs de réduction des émissions, le nombre de quotas en circulation... (ICAP, 2021b).

Pour que ce système de quotas soit efficace, il faut que celui-ci couvre le maximum de secteurs de l'économie¹⁴ et couvrir une gamme large de GES. De manière générale, dans les marchés carbonés existants, le CO_2 est régulé, mais d'autres GES avec de plus hauts PRGs le sont également comme le CH_4 , le N_2O et certains gaz fluorés (ICAP, 2021d).

Même si l'objectif principal est de réduire les émissions, un marché carbone bien conçu permet d'agir bénéfiquement aux niveaux environnemental, économique (garantir une sécurité énergétique, la promotion de l'innovation,...) et social (meilleure qualité de l'air, création d'emplois,...) (ICAP, 2021e). L'argent récolté par la vente de quotas sur le marché primaire est récupéré par les gouvernements publics et une partie est utilisée directement dans le développement durable (ICAP, 2021g). Le dernier avantage de cet instrument est que le marché carbone peut être adapté à une grande variété de contextes économiques et politiques (ICAP, 2021e).

1.b Le marché carbone européen

Maintenant, attardons-nous sur le marché carbone européen, vu qu'il est le système d'échange de quotas d'émissions le plus mature. En effet, dès l'entrée en vigueur du PK en 2005¹⁵, la *Commission européenne* lance le tout premier marché carbone, appelé *Système d'Échange de Quotas d'Émission de l'Union Européenne (SEQE-UE)* sur l'ensemble de son territoire (ICAP, 2021c). Il est l'instrument principal utilisé par l'UE pour atteindre ces objectifs de réduction des émissions de GES, plus précisément de CO_2 , N_2O et gaz fluorés, dans les différents secteurs concernés.

Le *SEQE-UE* peut être décomposé en quatre phases différentes. Ces différentes phases sont expliquées à l'annexe A (ICAP, 2021c), (European Commission, 2021a). Pour résumer le fonctionnement du *SEQE-UE*, les entreprises avec une puissance thermique nominale supérieure à 20 [MW_{th}] de trois secteurs (la production d'électricité et chaleur à grande échelle, l'industrie manufacturière et le transport aérien intérieur au sein de l'espace

¹⁴Même si certains secteurs sont moins aptes à mesurer leurs émissions ou également les diminuer.

¹⁵Pour que le *Protocole de Kyoto* entre en vigueur, une double condition devait être respectée. Il fallait que 55 pays ratifient ce traité et également que ceux-ci représentent à eux seuls 55% des émissions mondiales de GES en 1990. Mais, vu le retrait des États-Unis et la non prise en compte de la Chine (considérée à ce moment-là comme en développement), la rentrée en application de ce protocole a dû attendre la ratification de la Russie en 2005 (Marechal, 2016).

économique européen¹⁶) sont couverts. Au fur et à mesure, le *SEQUE-UE* s'est étendu géographiquement en incluant l'Islande, le Liechtenstein ainsi que la Norvège. Depuis son lancement, les émissions sur les secteurs couverts ont diminué de près de 43%. Actuellement, le *SEQUE-UE* couvre près de 40% des émissions totales au sein de ces pays membres ainsi 5% des émissions mondiales de GES (ICAP, 2021a).

1.b.1 Réserve de Stabilité de Marché

Cependant, le fonctionnement du *SEQUE-UE* n'a pas toujours été optimal. En effet, le prix d'un quota sur le marché secondaire resta longtemps inférieur à 10 [€/tCO₂e] (ICAP, 2021j). Ce prix est observable sur la Fig. 4. Ce prix bas était dû aux nombres de quotas disponibles en excès au sein du système, notamment dû à la récession économique causée par la crise de 2008. Même si les prix étaient bas, les objectifs de l'*UE* étaient remplis, car la récession économique avait créé une réduction provisoire des émissions de GES (Eden et al., 2016). Néanmoins, il était nécessaire de remonter ce prix en enlevant une partie des quotas en excès pour rendre le système d'échange plus efficient sur le long-terme et ainsi améliorer sa résilience. Pour ce faire, la *Commission européenne* a mis en place, à partir de 2019, le mécanisme de *Réserve de Stabilité de Marché* (RSM). Il a pour but de remédier à tout déséquilibre entre l'offre et la demande de quotas. Dans ce but, chaque année, la *Commission européenne* publie le nombre total de quotas en circulation et retire/ajoute des quotas en fonction de celui-ci¹⁷. Ce mécanisme permet aux acteurs du marché d'avoir confiance dans le marché du carbone en atténuant la volatilité des prix, en gardant un prix du quota assez haut afin d'avoir un impact sur la réduction des émissions (Acworth et al., 2017). Par application du RSM en 2019 et 2020¹⁸, le prix des quotas est remonté vers les 30 [€/tCO₂e] en 2020. La Fig. 4 illustre cette remontée.

¹⁶Cela représente près de 10 400 installations manufacturières et énergétiques ainsi que 350 opérateurs aérien opérants

¹⁷Lorsque le nombre total de quotas en circulation est supérieur à 833 millions, 24% de l'excédent est retiré du marché et est placé dans une réserve sur une période de 12 mois. Néanmoins, lorsque ce nombre est inférieur à 400 millions de quotas, 100 millions de quotas sont prélevés de la réserve et injectés sur le marché par le biais de ventes aux enchères (ICAP, 2021c).

¹⁸Respectivement 397 et 327 millions de quotas, soit ensemble 35% des quotas en circulation, ont été retirés de la circulation en 2019 et 2020 (ICAP, 2021c).

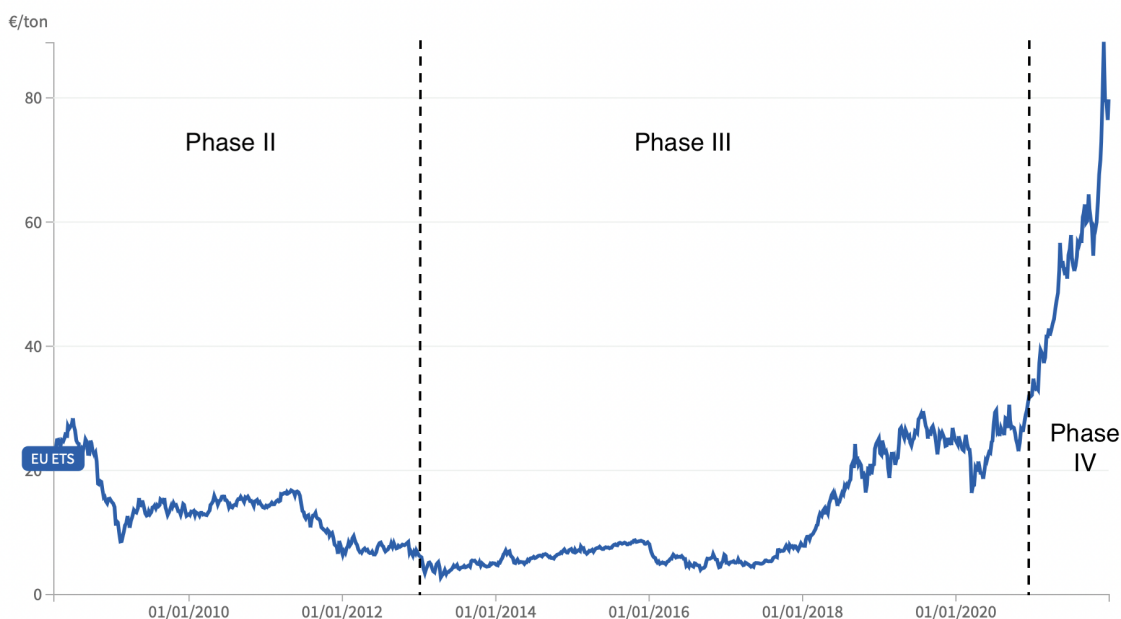


Fig. 4: Évolution du prix d'un quota [€/tCO₂e] du *SEQUE-UE* de 2008 à fin 2021 sur le marché secondaire (ICAP, 2021j).

1.b.2 Phase IV

En 2021, la quatrième phase du *SEQUE-UE* a débuté. Celle-ci n'a pas réalisé de changement majeur à part la mise en place d'un nouveau plafond de quotas, une réduction linéaire annuelle du plafond de 2.2%, l'intégration d'un nouveau secteur et le lancement de deux fonds : un pour la modernisation et un pour l'innovation (expliqués à l'annexe A) (European Commission, 2021c). Cependant, au cours de l'année 2021, cette phase a été modifiée pour se conformer aux ambitions du *Green Deal* européen. Cette réforme ainsi que son impact sur le fonctionnement du *SEQUE-UE* seront expliqués en détail à la section 2.e. Auparavant, il est nécessaire de faire un état des lieux de la situation environnementale mondiale et européenne actuelle.

2 Où en sommes-nous actuellement ?

2.a Évolution des émissions de GES

Afin de réaliser un état des lieux de la situation environnementale mondiale et européenne actuelle, il est nécessaire d'analyser l'évolution passée des émissions de GES au cours du temps, étant illustrée à la Fig. 5. Une tendance haussière au cours du temps est observée, et plus précisément dans les pays en développement comme la Chine, l'Inde... Néanmoins, la plupart des pays développés conserve une émission constante alors que l'UE est la seule zone économique à avoir réduit ses émissions. En effet, depuis le pic de 1979 et le lancement du *SEQE-UE*, une diminution respective de 33% et 19% des émissions a été réalisée, pour atteindre en 2019 une émission de 4.3 [GtCO₂e] (Olivier and Peters, 2020).

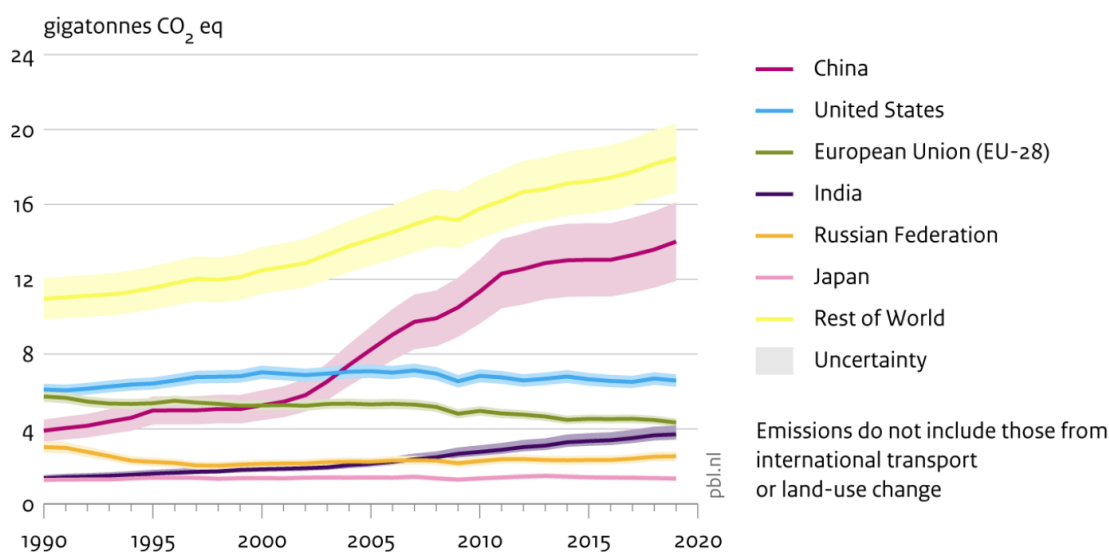


Fig. 5: Évolution des émissions de GES en [GtCO₂e] à l'intérieur de différents pays ou zones économiques de 1970 à 2019 (Olivier and Peters, 2020).

Néanmoins, afin de comparer objectivement les niveaux et tendances entre les pays, il est nécessaire de déterminer les émissions de GES d'un pays en fonction de son PIB, en mesurant la quantité de grammes de CO₂e émis par \$ de PIB. Ce ratio permet d'être indépendant de la taille économique du pays. Une comparaison entre différents pays et différentes zones économiques au cours du temps est observable à la Fig. 6. Contrairement à la Fig. 5, une tendance baissière est constatée, signifiant que les pays utilisent de plus en plus efficacement l'énergie afin de créer de la richesse. D'un côté, la Chine, la Russie et l'Inde ont les plus hauts rapports [g CO₂e/\$ PIB] et d'un autre côté, l'UE est la zone économique avec la valeur la plus basse. Jusqu'à maintenant, l'UE a réduit son rapport de respectivement 55% et 31% depuis 1990 et 2005¹⁹ (Olivier and Peters, 2020).

¹⁹Ces chiffres sont à relativiser vu la délocalisation des industries européennes fortement émettrices (la

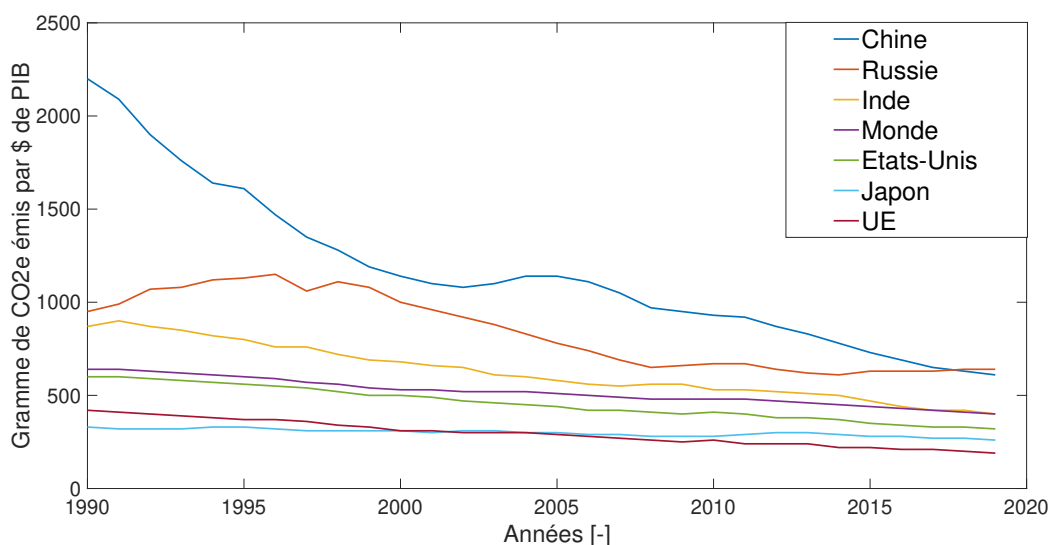


Fig. 6: Évolution de la quantité de grammes de CO_2e émis par \$ de PIB de 1990 à 2019 (données provenant de [Olivier and Peters \(2020\)](#)).

Les Fig. [5](#) et [6](#) permettent de conclure que même si l'*UE* n'est pas le meilleur en termes d'émissions absolues, il arrive à réduire progressivement ses émissions alors que d'autres pays développés, comme les États-Unis ou le Japon, n'y arrivent pas ou légèrement. Cela démontre que les ambitions de l'*UE* dans la décarbonisation de son économie se concrétisent grâce notamment aux mécanismes mis en place tels que le *SEQE-UE*.

2.b Évolution du mix énergétique

En second lieu, il est utile d'étudier l'évolution du mix énergétique mondial et européen. Ceux-ci vont être étudiés en distinguant d'un côté les sources d'énergie bas carbone comme l'hydroélectricité, les SERs intermittentes (solaire, éolien, ...) ainsi que le nucléaire et d'un autre côté les combustibles fossiles.

2.b.1 Point de vue mondial

La Fig. [1](#) illustre la proportion d'utilisation des différentes formes énergétiques au cours du temps au point de vue mondial. Le mix énergétique mondial n'a varié que très peu au cours du temps. En effet, comme la consommation énergétique augmente plus vite que le développement des technologies bas carbone, la proportion des combustibles fossiles dans le mix énergétique reste stable à près de 80% ([BP, 2020](#)). Cependant, la proportion de pétrole diminue au bénéfice du gaz naturel, ce qui est un avantage du point de vue des (métallurgie, le textile...) vers les pays en développement, principalement asiatiques, au cours des dernières décennies.

émissions de GES²⁰.

2.b.2 Point de vue européen

Au point de vue européen, l’approvisionnement en énergie primaire est légèrement différent, car il est plus axé sur des technologies décarbonées. En 2019, 73% de la consommation énergétique étaient composées de combustibles fossiles²¹. Le reste était représenté par des technologies décarbonées, comme le nucléaire (11%), l’hydroélectricité (5%) et les SERs intermittentes (11%) (BP, 2021a). Ces dernières sont principalement utilisées pour la génération d’électricité²². D’un autre côté, les combustibles fossiles ont des avantages intrinsèques, comme une haute densité énergétique, leur permettant des utilisations plus larges comme le chauffage domestique, le transport, l’approvisionnement de chaleur dans les procédés industriels... Néanmoins, l’ordre d’importance des combustibles utilisés au sein du mix énergétique diffère entre l’Europe et le reste du monde. En effet, le charbon est beaucoup moins utilisé en Europe, vu sa plus grande émission de GES. La hausse du prix du quota européen a rendu la production d’électricité à partir de charbon économiquement moins rentable que celle à partir de gaz naturel (Acworth et al., 2018).

2.b.3 Évolution des technologies bas carbone

Il existe des sources énergétiques ne produisant pas ou peu d’émissions de GES. C’est notamment le cas des SERs intermittentes (solaire, éolien, biomasse...), l’hydroélectricité et le nucléaire. Cependant, il existe également des technologies permettant de diminuer les émissions de GES en agissant directement après la combustion de combustibles fossiles, comme la capture et le stockage du carbone. Des technologies telles que l’hydrogène permettent également de convertir un vecteur énergétique en un autre, possédant des caractéristiques intrinsèques différentes. Cela permet d’avoir des applications plus diverses. Tous ces types de technologies sont appelés technologies bas carbone. Celles-ci sont nécessaires pour substituer l’utilisation des combustibles fossiles et donc décarboner notre économie. C’est la raison pour laquelle leur présence augmente dans le mix énergétique²³. Dès lors, une légère explication de ces différentes technologies est réalisée en annexe B. Pour résumer, l’utilisation des SERs intermittentes, notamment le solaire et l’éolien, dans

²⁰Le charbon émet environ deux fois plus de dioxyde de carbone par joule que le gaz naturel, et que le pétrole se situe entre les deux (charbon = 98 [tCO₂/TJ] ; pétrole = 72 [tCO₂/TJ] ; gaz naturel = 50 [tCO₂/TJ]) (Léonard, 2017).

²¹Pétrole 38%, gaz naturel 23% et charbon 12% (BP, 2021a).

²²À eux trois, ils représentent 63% de la production d’électricité (BP, 2021a).

²³Il faut noter que l’utilisation des technologies bas carbone ne va pas permettre de réduire les émissions de GES si la consommation énergétique globale ne se stabilise ou ne décroît pas. Sinon, la croissance des technologies bas carbone ne va servir qu’à répondre à la nouvelle demande alors que la demande déjà existante continuera à être servie par les combustibles fossiles. Donc, il faut également s’intéresser aux technologies permettant d’augmenter l’efficacité énergétique afin de diminuer la demande énergétique totale.

le mix énergétique est en plein développement²⁴. En effet, vu l'augmentation des capacités de production installées et les améliorations technologiques apportées au cours du temps, le coût moyen de production de l'électricité (*LCOE*) a diminué de 56% et 85% sur 10 ans pour, respectivement, l'éolien terrestre et le solaire photovoltaïque, jusqu'à devenir même moins cher que les moyens de production à partir des combustibles fossiles (IRENA, 2021). De plus, il est attendu que ce coût continue à diminuer (Krishan and Suhag, 2019). Mais, avec la pénétration de plus en plus importante des capacités renouvelables intermittentes, des coûts supplémentaires devront être nécessaires, afin d'augmenter la flexibilité du réseau électrique avec, par exemple, des unités de stockage (Ernst, 2019b). Cela va ralentir la diminution de coût (BP, 2022).

La suite de ce travail va se focaliser sur une technologie bas carbone spécifique, étant l'hydrogène, et plus précisément l'hydrogène "vert". Celle-ci émerge, de plus en plus, comme une solution aux différents problèmes des SERs intermittentes. En effet, elle permettrait de réaliser une électrification indirecte, c'est-à-dire de convertir l'électricité, le principal vecteur énergétique créé par les sources renouvelables, en un autre vecteur énergétique utilisable par différents secteurs, et permettrait de réaliser du stockage d'énergie (IRENA, 2022b). À la section 3, une étude de marché de ce vecteur énergétique ainsi que de son coût de production ([€/kgH₂]) sera faite pour les pays au sein de l'UE. En effet, la *Commission européenne* a mis en place, en 2021, une nouvelle réforme, nommée le *Green Deal*, ayant comme ambition de rendre l'Europe neutre en carbone d'ici 2050 afin de respecter l'*Accord de Paris*. Cette réforme contient une stratégie spécifique pour le développement de l'hydrogène "vert" au sein de l'UE.

2.c Les scénarios du GIEC

Afin de comprendre l'*Accord de Paris*, il est nécessaire de parcourir les rapports du GIEC. Ce groupe d'experts est déjà arrivé à plusieurs conclusions et a même identifié plusieurs changements majeurs irréversibles²⁵. L'une d'entre elles est que, même en cas de réduction immédiate des émissions de GES, une augmentation de la température terrestre de 1.5 [°C] d'ici 2100 est inévitable (GIEC, 2021).

Cependant, il est encore possible de limiter cette augmentation de la température terrestre à 2 [°C]. Cette valeur est d'importance, car les conséquences du réchauffement,

²⁴En 2020, 697 [GW] et 710 [GW] de respectivement éolienne terrestre et solaire photovoltaïque sont en fonctionnement (IRENA, 2022a)

²⁵Vu que l'inertie des océans et des glaces terrestres est beaucoup plus importante que celle de l'atmosphère, même si on a une réduction immédiate des émissions de GES, le réchauffement et l'acidification des océans, la fonte des glaciers et calottes polaires et la montée du niveau de la mer ne pourront pas être arrêtés.

notamment l'augmentation de la fréquence d'évènements extrêmes, seront bien plus importantes à partir de celle-ci. De plus, les puits carbonés océaniques et terrestres perdront en efficacité. Dès lors, pour limiter l'augmentation à 2 [°C], le *GIEC* déclare qu'il faut réaliser une réduction immédiate des émissions de GES et même devenir neutre en émissions de CO_2 dès 2050²⁶ ([GIEC, 2021](#)).

2.d Accord de Paris - COP21

Vu les conclusions du *GIEC*, un nouveau protocole climatique mondial, dans la continuité du *Protocole de Kyoto*, était nécessaire. L'*Accord de Paris*, a été adopté, à l'unanimité par les représentants de 195 pays, en décembre 2015 dans le cadre de la 21^e *Conference Of the Parties (COP21)*. Comparé au *PK*, l'*Accord de Paris* est ([Marechal, 2016](#)) :

1. Plus ambitieux, car les pays visent à maintenir l'augmentation de la température bien en dessous de 2 [°C] par rapport au niveau pré-industriel et en essayant même de la limiter à 1.5 [°C]. Pour atteindre cet objectif, il faut réduire immédiatement les émissions de GES et devenir neutre en CO_2 d'ici 2050;
2. Plus universel, car l'ensemble des pays, ayant ratifié cet accord, représente 87% des émissions mondiales de GES. Cet accord regroupe les pays développés ayant créé le problème du changement climatique, mais également, contrairement au *PK*, ceux qui vont l'aggraver comme les pays en développement;
3. Plus contraignant, car les pays, ayant ratifié l'accord, doivent établir tous les cinq ans, un plan de réduction des émissions et de développement d'une société bas carbone, étant plus ambitieux que le précédent.

Cependant, malgré ce premier accord universel de lutte contre le changement climatique et son caractère contraignant, les plans d'efforts formulés lors de la *COP21* placent le climat terrestre sur une trajectoire de réchauffement de 2.7 à 3 [°C] en 2100 ([GIEC, 2021](#)). Néanmoins, cet accord donne les bases de la politique climatique internationale et permet de mettre en place des leviers afin d'aller plus loin dans la réduction des émissions ([Marechal, 2016](#)), comme par exemple avec les prochaines *COP*²⁷.

²⁶Il y existe une relation quasi-linéaire entre la quantité cumulée de GES dans l'atmosphère et son réchauffement. Chaque $GtCO_2e$ émis dans l'atmosphère augmente la température mondiale terrestre d'environ 0.45 [°C]. Vu l'inertie et l'augmentation de 1.1 [°C], il nous reste près de 1350 [$GtCO_2e$] d'émissions autorisées pour rester sous 2 [°C] ([GIEC, 2021](#)).

²⁷Lors de la *COP26* à Glasgow, les plans d'efforts climatiques ont été mis à jour avec de plus grandes ambitions ([IEA, 2021](#)).

2.e La neutralité carbone au sein de l'UE

La *Commission européenne* est consciente que le changement climatique est le plus grand défi de notre époque et que des actions concrètes sont nécessaires durant cette décennie pour garder les objectifs de l'*Accord de Paris* atteignables. En lançant le *Green Deal*, la *Commission européenne* veut faire de l'Europe le premier continent à être neutre en carbone et veut devenir un exemple en encourageant un développement rapide des technologies bas carbone nécessaires pour atteindre la neutralité carbone mondiale le plus rapidement possible (Commission européenne, 2021). De plus, elle veut profiter de la situation actuelle pour bâtir un nouveau modèle économique en conciliant les plans de relance économique en réponse à la pandémie de *COVID-19* avec des objectifs de développement propres. Pour cela, les plans de relance prévoient d'importants investissements dans des infrastructures à faible émission de carbone, tout en aidant davantage les pays les moins développés de l'UE ainsi que les ménages les plus précarisés de chaque pays, afin d'avoir une transition équilibrée et juste (ICAP, 2021c).

2.e.1 *Fit for 55 package*

Afin d'atteindre la neutralité carbone, la *Commission européenne* a mis en place un objectif intermédiaire de réduction d'au moins 55% des émissions de GES à l'horizon 2030 par rapport à 1990 (FTI Consulting, 2021). Ce plan de réduction, nommé *Fit for 55 package*, se base principalement sur le *SEQE-UE*. Lors du choc économique causé par la pandémie de *COVID-19*, le *SEQE-UE* a prouvé sa résilience, grâce à ces différents mécanismes, tels que la *Réserve de Stabilité de Marché*, démontrant que ce système est devenu mature et qu'il peut devenir un instrument fondamental dans la réalisation de perspectives à long terme. Dès lors, ce système a été développé à l'aide de plafonds plus ambitieux et une couverture plus étendue. Les principales modifications apportées au *SEQE-UE* sont (FTI Consulting, 2021), (Marcu and Cabras, 2021):

- une augmentation de 2.2% à 4.2% de la réduction linéaire annuelle de quotas. De plus, ce plafond de quotas a été réduit comme si la réduction de 4.2% avait été appliquée dès 2021, donc le début de la quatrième phase;
- l'inclusion progressive du secteur du transport maritime au sein du *SEQE-UE*²⁸ dès 2023, et une inclusion totale pour 2026;
- la création d'un nouveau système de quotas pour les consommateurs de combustibles fossiles dans les secteurs du transport routier et du bâtiment, à partir de 2025. Ce système d'échange aura sa propre réduction annuelle du plafond d'émissions. De

²⁸Cette extension s'applique aux émissions des voyages entre les pays, à la moitié des émissions des voyages partant ou arrivant d'un pays membre du *SEQE-UE* ainsi qu'aux émissions survenant à quai.

plus, il est attendu que tous les quotas soient mis aux enchères, signifiant qu'aucune allocation gratuite n'est prévue;

- une augmentation de la proportion de quotas mis aux enchères, notamment pour le secteur aérien;
- le fonctionnement de la *Réserve de Stabilité du Marché* a été mis à jour;
- une augmentation de l'argent récolté par les deux fonds: modernisation²⁹ et innovation³⁰. Les gouvernements européens doivent attribuer l'entièreté des recettes provenant du *SEQE-UE* à des fins climatiques ainsi qu'à soutenir la rénovation durable des bâtiments appartenant aux ménages à faibles revenus.

Avec l'ensemble de ces modifications, une réduction globale, des émissions de GES de tous les secteurs couverts par le *SEQE-UE*, de 61% en 2030 par rapport à 2005³¹, est attendue (Marcu and Cabras, 2021).

Des mécanismes extérieurs au *SEQE-UE* vont également être mis en place comme l'introduction d'un *Mécanisme d'Ajustement Carbone aux Frontières, MACF*. Celui-ci va permettre de taxer le prix de vente des biens importés de pays n'ayant pas de système de régulation des émissions de GES, ce en fonction des émissions nécessaires pour fabriquer les biens. Ce mécanisme deviendra pleinement opérationnel d'ici 2026 (FTI Consulting, 2021).

2.f Impact du *Fit for 55 package* sur le prix des quotas et mix énergétique européen

Lors de la publication en juillet 2021 du *Green Deal* et du *Fit for 55 package*, le marché secondaire du *SEQE-UE* a eu une réponse favorable. Les prix des quotas ont augmenté jusqu'à 90 [€/tCO₂e] avant de se stabiliser vers 80 [€/tCO₂e] (ICAP, 2021j). Cette évolution à la hausse, visible sur la Fig. 4, est cohérente vu que cette nouvelle réforme va mener à une diminution du nombre de quotas en circulation. Vu les mécanismes déjà mis en place, il est attendu que ce prix reste dans un intervalle élevé et pourrait augmenter au cours du temps (Pietzcker et al., 2021).

Cette tarification élevée est importante, car elle joue un rôle déterminant pour réaliser les changements majeurs nécessaires dans le mix énergétique européen (Pietzcker et al.,

²⁹Rajout de 2.5% de l'argent récolté par la mise des enchères des quotas dans le *SEQE-UE*.

³⁰Rajout de l'argent récolté par la vente de 150 millions de quotas sur le nouveau système d'échange spécifique au secteur du transport et bâtiment ainsi que le rajout de l'argent récolté par la vente de 50 millions quotas supplémentaires du *SEQE-UE*.

³¹C'est-à-dire 64% par rapport à 1990.

(2021). En effet, avec un prix aussi élevé, les investissements dans les technologies à bas carbone, comme les SERs, mais également des technologies encore peu développées actuellement comme l'hydrogène, les combustibles biologiques, le capture et le stockage de CO_2 , sont facilités (Acworth et al., 2017). Jusqu'à maintenant, la tarification du carbone n'était pas encore assez importante pour permettre un développement rapide de ces technologies. Cependant, avec un prix élevé des quotas, celles-ci vont connaître un engouement, car elles permettront de décarbonner des secteurs spécifiques. En réalisant un mix bien équilibré entre toutes ces technologies, il est possible de substituer les combustibles fossiles, ceci étant le premier objectif. Le second est la diminution de notre consommation énergétique globale en améliorant notre efficacité énergétique et en ayant un mode de consommation plus sobre (IRENA, 2022b), (IEA, 2021).

Dans une société neutre en carbone, les deux principaux vecteurs énergétiques deviendront l'électricité et l'hydrogène (BP, 2022). En effet, il est attendu que la majorité des secteurs soit électrifiée, mais que certains secteurs, nécessitant des caractéristiques intrinsèques à celles combustibles fossiles, utilisent de l'hydrogène ou des hydrocarbures synthétiques dérivés d'hydrogène. Dès lors, il est nécessaire d'aider au développement de la filière de l'hydrogène propre.

3 L'hydrogène

Depuis plusieurs années, l'hydrogène attire de plus en plus l'attention en tant que vecteur énergétique, car il possède des caractéristiques intrinsèques proches de celles du gaz naturel tout en n'émettant pas de GES lorsqu'il est brûlé. Dès lors, l'hydrogène permettrait de décarbonner des secteurs où il est "difficile" de réduire les émissions, c'est-à-dire ceux où les combustibles fossiles sont intrinsèquement nécessaires (European Commission, 2020). En agissant sur ces secteurs, l'hydrogène permettrait d'éviter l'émission cumulée de près de 80 [GtCO₂e] d'ici 2050, ce qui représente près de 20%³² des réductions nécessaires en émissions de GES pour atteindre la neutralité carbone avant 2050 (Hydrogen Council - McKinsey, 2021a).

Dans cette section, les différents moyens de production d'hydrogène ainsi que leurs avantages vont être expliqués en premier lieu. Ensuite, le potentiel de marché au niveau mondial et européen ainsi que les domaines d'applications de ces différents moyens vont être présentés. Une explication plus détaillée de la stratégie de la *Commission européenne* sur le développement de l'hydrogène "vert" ainsi qu'une étude géo-politique des pays européens avec un bon potentiel de production seront faites. Ensuite, une étude du coût de production de l'hydrogène "vert", [€/kgH₂], en fonction de deux scénarios d'évolution du coût des électrolyseurs et des SERs intermittentes utilisées sera réalisée.

Pour finir, ce coût va être comparé à celui de production de l'hydrogène "bleu" et "gris" en tenant compte du coût des unités de capture et stockage du carbone et de l'évolution attendue du prix des quotas carbone européen. Grâce à cette comparaison, il pourra être déterminé à partir de quel moment et sous quelles conditions l'hydrogène "vert" deviendra le type le moins onéreux. La *Commission européenne* attend que celui-ci devienne compétitif vers 2030 (European Commission, 2020). Cette étude va pouvoir également conclure si cette attente est réaliste ou non. De plus, l'impact du *Green Deal* sur cette compétitivité pourra être étudié.

3.a Avantages et types d'hydrogène

En fonction du procédé de production utilisé, l'hydrogène est classé en trois catégories: "gris" ; "bleu" ; "vert". Ceux-ci vont être expliqués par la suite (European Commission, 2020), (Pflugmann and Blasio, 2020). L'hydrogène propre regroupe les types "vert" et "bleu".

³²Si l'hydrogène représente 22% de la consommation énergétique globale, ce qui est équivalent à la consommation de 690 [MtH₂/an], en 2050 (Hydrogen Council - McKinsey, 2021a).

3.a.1 Hydrogène "gris"

L'hydrogène "gris" fait référence à celui produit à partir de combustibles fossiles³³ et dès lors émet des GES³⁴. Cependant, vu son faible coût de production³⁵ et la maturité des technologies produisant ce type, près 96% de l'hydrogène produit mondialement est actuellement "gris".

3.a.2 Hydrogène "bleu"

Les procédés utilisés pour fabriquer de l'hydrogène "gris" émettent, principalement, du dioxyde de carbone. Dès lors, il est possible de combiner ces capacités de production avec une unité de capture et stockage de carbone (CSC) pour rendre la production de l'hydrogène, presque neutre, en carbone³⁶. L'hydrogène produit à partir de la combinaison de ces deux technologies, s'appelle de l'hydrogène "bleu". Jusqu'à peu, celui-ci était très peu produit, car le coût des unités CSC n'était pas rentable. Mais, depuis que le prix des quotas a atteint 80 [€/tCO₂e] au sein du *SEQE-UE*, l'hydrogène "bleu" est devenu compétitif par rapport au "gris".

3.a.3 Hydrogène "vert"

L'hydrogène peut également être produit directement à partir d'électricité en réalisant une électrolyse de l'eau³⁷. Cette réaction chimique permet de former de l'hydrogène et de l'oxygène, sans émission directe de GES. L'électricité nécessaire peut être fournie par n'importe quelle source d'énergie. Néanmoins, pour produire de l'hydrogène neutre en carbone et donc "vert" par appellation, il faut que cette électricité provienne de SER³⁸. Cependant, comme dans la majorité des pays le mix électrique actuel n'est pas purement renouvelable, l'hydrogène "vert" doit être produit, de manière décentralisée, c'est-à-dire avec de l'électricité ne provenant pas du réseau électrique, mais provenant d'une installation éolienne et/ou solaire photovoltaïque directement couplée à un électrolyseur. Ce dernier est l'équipement réalisant l'électrolyse de l'eau. Une explication plus détaillée

³³Il y a plusieurs procédés majeurs comme le vaporeformage à partir de gaz naturel, l'oxydation partielle d'hydrocarbure ou la gazéification du charbon (Léonard, 2020).

³⁴Par exemple, l'émissions de GES lors de la production d'hydrogène à partir du vaporeformage de gaz naturel est de 9 [kgCO₂e/kgH₂] (European Comission, 2020).

³⁵Avant la crise énergétique actuelle, la production d'hydrogène "gris" à partir de gaz naturel était de 1.5 [€/kgH₂] en Europe sans prendre en compte le prix des quotas du *SEQE-UE* (European Comission, 2020).

³⁶Par exemple, l'émission de GES d'une unité de production d'hydrogène à partir du vaporeformage de gaz naturel combiné avec une unité de CSC fonctionnant avec un taux de capture de 90% (taux étant très bon) est de 1 [kgCO₂e/kgH₂] (European Comission, 2020).

³⁷Pour chaque kilogramme d'hydrogène, il faut neuf litres d'eau douce. L'eau douce est une ressource essentielle pour la production d'hydrogène "vert" (Pflugmann and Blasio, 2020).

³⁸L'hydrogène "vert" peut être vu comme un électrification indirecte, car ce combustible est produit à partir d'électricité.

du fonctionnement d'un électrolyseur ainsi que des différentes technologies existantes est réalisée respectivement aux annexes [C](#) et [D](#).

L'hydrogène "vert" possède deux avantages par rapport aux autres types. En premier lieu, contrairement aux combustibles fossiles, tous les pays ont un accès à des SERs et à de l'eau ([Pflugmann and Blasio, 2020](#)). Cela permet à chaque pays, même si certains ont des meilleures ressources que d'autres, de devenir un producteur d'hydrogène "vert" si les infrastructures nécessaires sont mises en place. Ces pays deviendraient moins dépendants des importations énergétiques. Cet avantage est même multiplié en Europe, vu la crise énergétique gazière avec la Russie. Actuellement, des moyens pour substituer l'importation de gaz naturel russe par des ressources locales sont recherchés ([Boitte, 2022](#)). Récemment, la *Commission européenne* a lancé une série de directives énergétiques pour diminuer la dépendance envers les combustibles fossiles russes à court et à long termes ([Commission européenne, 2022](#)).

Le second atout est que la production d'hydrogène peut être utilisée comme un moyen de stockage énergétique ([Hydrogen Council - McKinsey, 2021a](#)). En effet, comme il est attendu que la majorité de l'électricité soit produite à partir de SERs intermittentes, différents moyens de stockage, comme des batteries électro-chimiques ou de l'hydrogène, seront utilisés pour réaliser des stockages énergétiques à court et à long terme ([Pflugmann and Blasio, 2020](#)). Cela signifie que lors des pics de production, à la place de ne pas consommer l'électricité produite en excès, l'hydrogène "vert" sera produit en grande quantité, pour soit être stocké, soit être consommé sous forme d'hydrogène plus tard, soit être utilisé dans une pile à combustible³⁹ pour reproduire de l'électricité lors des creux de production électrique.

Cependant, l'hydrogène possède l'inconvénient d'une faible masse volumique. Cela signifie que, pour transporter ou stocker l'hydrogène dans de faibles volumes, il faut soit le comprimer à haute pression sous forme gazeuse, soit le liquéfier ce qui nécessite d'atteindre une température très basse⁴⁰ et de la conserver ([Job, 2020](#)). Vu cet inconvénient, les coûts de stockage et de transport sont importants pour l'hydrogène ([Hydrogen Council - McKinsey, 2021a](#)). Néanmoins, il existe des solutions. En effet, il est possible de produire des hydrocarbures synthétiques en combinant de l'hydrogène pur avec du carbone, provenant d'unités de CSC. Celles-ci sont, par exemple, du e-kérosène pour l'aviation, du e-methanol pour les voitures, du e-methane pour le chauffage domestique, e-ammoniac pour l'agriculture... L'avantage des hydrocarbures synthétiques, en plus de leur plus grande densité énergétique volumique, est leur capacité d'intégration dans les infrastructures énergétiques existantes,

³⁹Une pile à combustible est un électrolyseur fonctionnant en sens inverse, c'est-à-dire qu'à partir d'hydrogène et oxygène, de l'électricité est produite.

⁴⁰À pression atmosphérique, l'hydrogène se liquéfie à -252.87 [°C] ([Job, 2020](#)).

comme le réseau de gaz public pour le e-méthane, par exemple. Cependant, le faible rendement global et le coût des unités CSC rendent ce procédé global encore trop coûteux (Pflugmann and Blasio, 2020).

3.b Domaines d'utilisation

Vu que l'hydrogène possède des caractéristiques physico-chimiques proches de celles des combustibles fossiles, celui-ci pourrait les remplacer dans certains secteurs, comme ceux nécessitant des combustibles avec une grande densité énergétique massique. Dès lors, l'hydrogène pourra être utilisé pour la mobilité long-courrier et des processus industriels spécifiques (chimiques, sidérurgiques, ...) ainsi que comme moyen de chauffage (pour usage domestique ou pour les industries utilisant de la chaleur à plus de 400 [°C]), moyen de stockage et matières premières (Hydrogen Council - McKinsey, 2021a). Dans l'annexe E, ces différentes applications ainsi que leurs demandes attendues en hydrogène sont détaillées. Toutes ces applications, avec une majorité provenant de nouvelles utilisations, représenteront, à terme, 90% de la consommation mondiale en hydrogène (Hydrogen Council - McKinsey, 2021a).

3.c Stratégie de la *Commission européenne* par rapport à l'hydrogène "vert"

Parmi les différents types d'hydrogène, la *Commission européenne* a choisi de prioriser le développement de l'hydrogène "vert", car il est le plus compatible avec les objectifs d'inclusion des SERs sur le long terme au sein de l'*UE*. Néanmoins, à court et moyen termes, l'hydrogène "bleu" sera nécessaire pour réduire, rapidement, les émissions des unités existantes d'hydrogène "gris" en y ajoutant des unités CSC, mais également pour soutenir le développement de la filière de l'hydrogène. À mesure que le coût des technologies utilisant les SERs et celles nécessaires à la production d'hydrogène "vert" va diminuer, celui-ci sera déployé de manière progressive dans les secteurs visés. Cependant, ce déploiement doit être lancé, dès maintenant, afin que son inclusion massive soit réalisée dans les temps pour respecter l'*Accord de Paris* (European Commission, 2020).

Afin de favoriser l'inclusion de l'hydrogène "vert" au sein de l'*UE*, la *Commission européenne* a mis en place des directives, mais également une feuille de route d'objectifs à atteindre. Concernant les directives, la *Commission européenne* va (European Commission, 2021b):

- Obliger que la consommation d'hydrogène de type propre représente au moins la moitié de la consommation en hydrogène au sein des industries, d'ici 2030;

- Inclure les unités de production d'hydrogène dans le *SEQE-UE* afin de faciliter la compétitivité de l'hydrogène propre par rapport à l'hydrogène gris et aux combustibles fossiles;
- Mettre en place des taux d'imposition plus faibles pour les consommateurs finaux d'hydrogène propre.

Concernant la feuille de route, celle-ci est décomposée en trois étapes (European Commission, 2020). En premier lieu, d'ici 2024, la *Commission européenne* va soutenir l'installation d'au moins 6 [GW] d'électrolyseurs, au sein de l'*UE*, afin d'atteindre une production annuelle d'hydrogène "vert" d'au moins un million de tonne. Durant cette phase, il est attendu que l'hydrogène produit serve à décarbonner les secteurs industriels déjà consommateurs d'hydrogène, mais pousse, également, à de nouvelles applications. Mais, les moyens de production seront localisés près des pôles de demande, signifiant que les infrastructures pour le transport et le stockage de l'hydrogène resteront limités.

En second lieu, d'ici 2030, l'hydrogène "vert" prendra une part conséquente du mix énergétique grâce à l'installation d'au moins 80 [GW] d'électrolyseurs⁴¹. De plus, d'ici 2030, la production d'hydrogène "vert" dans l'*UE* montera jusque 10 [MtH₂/an]. Avec ces objectifs, il est attendu que l'hydrogène "vert" devienne compétitif en termes de coût par rapport aux autres types d'hydrogène. La demande pour certains secteurs comme la sidérurgie, le transport long-courrier aura été stimulée. L'hydrogène "vert" commencera à être produit de manière dé-localisée sur les sites avec les meilleures expositions aux SERs. Toute l'infrastructure pour le transport et la distribution de l'hydrogène va émerger.

Troisièmement, à partir de 2030, il est attendu que les technologies de l'hydrogène "vert" deviennent, à fur et à mesure, matures grâce à leurs déploiements à grande échelle. Cela est dans le but d'atteindre tous les secteurs nécessitant un vecteur énergétique avec des caractéristiques proches de celles des combustibles fossiles. Pour ce faire, les hydrocarbures synthétiques dérivés de l'hydrogène se seront développés, notamment pour l'aviation et certaines industries.

3.d Potentiel de marché mondial et européen

Actuellement, l'hydrogène représente moins de 2% de la consommation énergétique mondiale⁴² (European Commission, 2020). Avec la stratégie de la *Commission européenne*,

⁴¹40 [GW] au sein de l'*EU* et 40 [GW] dans les pays voisins à l'*EU* exportateurs vers l'*EU* (European Commission, 2020).

⁴²Actuellement, 96% de l'hydrogène produit est "gris" (Fig. 7), ce qui entraîne le rejet de 70 à 100 [MtCO₂e/an] dans l'*UE* (European Commission, 2020).

il est attendu qu'en 2050 la part de l'hydrogène dans le mix énergétique européen soit d'environ 13 à 14%; et en fonction des innovations technologiques et des politiques environnementales (la tarification du carbone, *COP*, ...), cette part pourrait monter jusque 23% (European Commission, 2020)⁴³. Au niveau mondial, il est estimé que la production en hydrogène propre sera proche des 690 [MtH₂/an]⁴⁴ en 2050 avec la Chine, l'Europe et l'Amérique du Nord, représentant ensemble environ 60% de la demande mondiale⁴⁵ (Hydrogen Council - McKinsey, 2021a). Et d'ici 2030, l'Europe sera le premier marché, représentant 30% des 75 [MtH₂/an]⁴⁶ en hydrogène propre produit mondialement (Hydrogen Council - McKinsey, 2021a).

L'évolution de la proportion des différents types d'hydrogène, ainsi que de leurs demandes mondiales, de 2020 à 2050, est illustrée à la Fig. 7. Il est attendu qu'en premier lieu, les unités de production d'hydrogène "gris" soient transformées en unités "bleu". Ensuite, à partir de 2030, l'hydrogène "vert" va se développer rapidement, par rapport aux autres types. En 2050, celui-ci représenterait 60 à 80% de la production d'hydrogène, c'est-à-dire entre 400 et 550 [MtH₂/an]. L'excédent de la demande sera rempli par de l'hydrogène "bleu". Cette complémentarité entre hydrogène "bleu" et "vert" est nécessaire pour permettre une transition plus rapide et à faible coût.

⁴³Les différentes études existantes ne se mettent pas d'accord par rapport à la rapidité d'implantation de l'hydrogène au sein de notre économie. Cependant, les estimations de la *Commission européenne* sont dans la moyenne par rapport à celles réalisées par différentes études et instituts spécialisés.

⁴⁴Cela représenterait 14% demande énergétique mondiale (Hydrogen Council - McKinsey, 2021a).

⁴⁵Pour atteindre ces capacités de production, 20% des 27 [TW] des nouvelles capacités d'énergies renouvelables nécessaires d'ici 2050, pour atteindre les objectifs de neutralité carbone, seront réservés à la production d'hydrogène "vert" (Hydrogen Council - McKinsey, 2021a).

⁴⁶La demande mondiale en hydrogène sera de 140 [MtH₂/an] en 2030 (Hydrogen Council - McKinsey, 2021a).

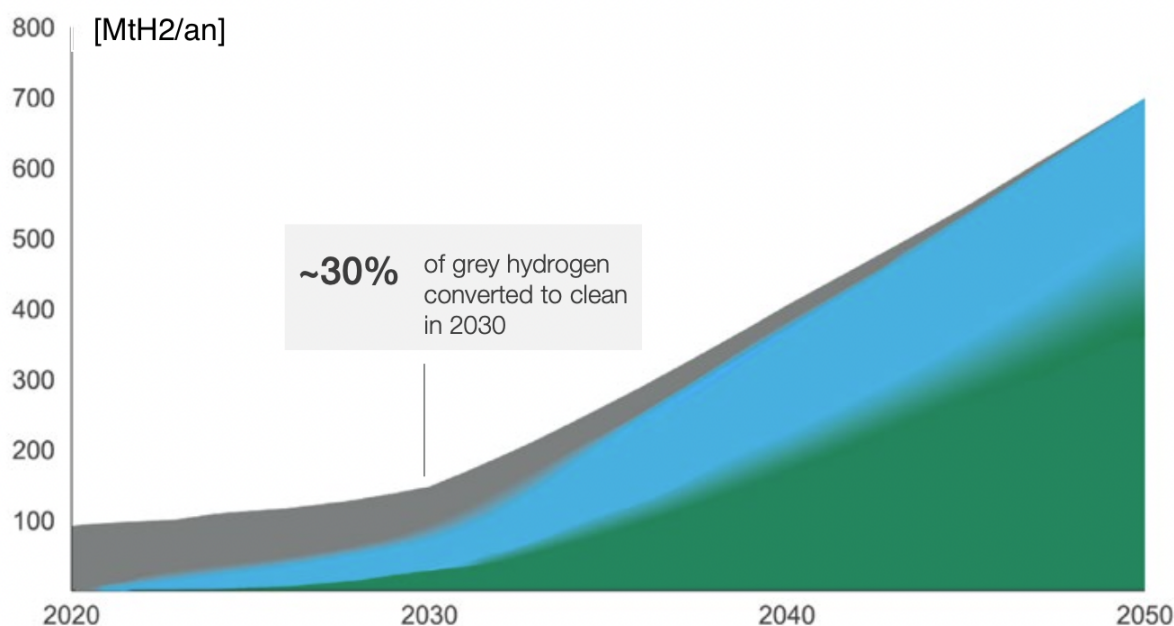


Fig. 7: Évolution de la proportion des différents types d'hydrogène et de leurs demandes mondiales [MtH₂/an] de 2020 à 2050 (Hydrogen Council - McKinsey, 2021a).

Pour atteindre ces objectifs de production en hydrogène "vert", des investissements à hauteur de 180 et 470 milliards d'€ seront nécessaires uniquement pour les moyens de production. Vu ces investissements importants, les fonds comme celui de l'innovation du *SEQUE-UE* vont être utilisés. Les états membres, tels que la France, l'Espagne, la Norvège... incluent l'hydrogène "vert" dans leurs stratégies nationales afin de procurer des subsides pour le développement de sa filière (IRENA, 2020).

3.e Prévisions sur le coût de production de l'hydrogène "vert" en UE

Actuellement, en termes de coût de production, l'hydrogène "vert" n'est pas compétitif par rapport aux autres types. Sans tenir compte du marché carbone, le coût de production de l'hydrogène "gris" est d'environ 1.5 [€/kgH₂]⁴⁷ au sein de l'UE alors que celui de l'hydrogène "vert" varie entre 2.5 à 5.5 [€/kgH₂], soit deux à trois fois plus cher (IRENA, 2020). Néanmoins, grâce aux améliorations technologiques, la réduction de coût, la tarification du carbone ainsi qu'avec les stratégies mises en place, l'hydrogène "vert" pourrait concurrencer l'hydrogène "gris" et "bleu". Dans la suite de cette étude, des simulations sur l'évolution du coût de production de l'hydrogène "vert" en fonction de différents scénarios vont être réalisées afin de déterminer à partir de quel moment l'hydrogène "vert" deviendrait compétitif au sein de l'UE.

⁴⁷Il faut savoir que coût de production de l'hydrogène "gris" est principalement fonction du prix des combustibles fossiles.

Son coût de production dépend de trois coûts principaux^{48,49} : l'électricité renouvelable utilisée ; les électrolyseurs et les coûts opérationnels fixes. Parmi ceux-ci, le plus important est celui de l'électricité de sorte qu'une diminution importante de ce coût est nécessaire pour que l'hydrogène "vert" devienne compétitif (IRENA, 2020). C'est la raison pour laquelle, à la section 3.e.1, les pays ayant les meilleures ressources renouvelables vont être étudiés. Ces pays vont avoir des coûts de production d'électricité renouvelable bas et seront donc favorisés pour devenir des producteurs d'hydrogène "vert". Ceux-ci pourront également exporter leurs excès vers des pays moins bien ressourcés, même s'il faut tenir compte du coût de transport⁵⁰.

Le coût d'achat des électrolyseurs représente le deuxième coût le plus important, signifiant que des réductions de coûts de cette technologie sont également nécessaires afin que l'hydrogène "vert" devienne compétitif (IRENA, 2020). Des prévisions sur ces réductions en fonction de scénarios de déploiement seront réalisées, à la section 3.e.3.

3.e.1 Étude des potentiels exportateurs européens d'hydrogène "vert"

Pour qu'un pays devienne un potentiel exportateur d'hydrogène "vert", il doit disposer de bonnes ressources renouvelables, d'eau douce⁵¹ en grande quantité, ainsi que la capacité de développer une infrastructure de production, transport et distribution d'hydrogène⁵². Selon ces trois critères, les pays peuvent être classés en cinq catégories distinctes (Pflugmann and Blasio, 2020). Cette classification est visible sur la Fig. 8.

⁴⁸Le coût de l'eau douce utilisée va être négligé.

⁴⁹Des équipements auxiliaires sont nécessaires, comme ceux relatifs à la gestion des flux électriques, gazeux (hydrogène, oxygène) ou aqueux. Cependant, les coûts de ceux-ci sont considérés comme inclus dans le *LCOE* de l'électricité et le coût des électrolyseurs. Par exemple, dans le coût des électrolyseurs, le coût de la pile (partie où l'électrolyse de l'eau est réalisée) représente actuellement entre 40 et 50% du coût total de l'électrolyseur (IRENA, 2020). Le coût excédentaire est dû aux équipements nécessaires à la gestion de ces flux.

⁵⁰Par exemple, avec les technologies existantes, le coût de liquéfaction de l'hydrogène tourne autour de 1 [€/kgH₂] et le transport de l'hydrogène liquéfié est coûteux vu le coût élevé des navires nécessaires. Néanmoins, le transport sous forme liquide par bateau est plus avantageux que le transport sous forme gazeux dans des pipelines à partir de 1500 kilomètres de transport (Pflugmann and Blasio, 2020).

⁵¹L'électrolyse avec de l'eau de mer est compliquée, car le sel entraîne la corrosion des électrodes de l'électrolyseur et diminue le rendement de conversion (IRENA, 2020). Dès lors, pour produire de l'hydrogène "vert", des investissements dans des capacités de dessalement sont nécessaires (Pflugmann and Blasio, 2020).

⁵²Vu le manque actuel d'installations développées pour l'hydrogène, il faut se fier sur l'état de l'infrastructure existante (en gaz naturel par exemple) d'un pays pour estimer sa capacité à construire et à exploiter la production, le transport et la distribution d'un nouveau vecteur énergétique.

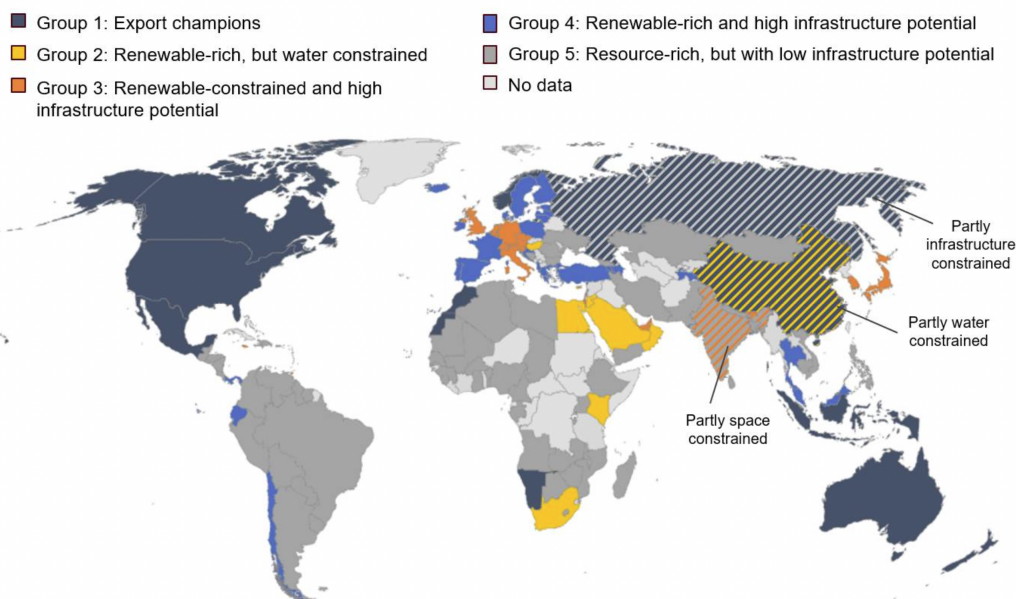


Fig. 8: Carte classifiant chaque pays mondial selon ses ressources et infrastructures disponibles et/ou accessibles afin de produire de l'hydrogène "vert" (Pflugmann and Blasio, 2020).

L'Amérique du Nord, l'Australie et certains pays nord africains possèdent les ressources nécessaires pour devenir de grands producteurs et donc exportateurs mondiaux d'hydrogène "vert" (représenté en bleu foncé sur la Fig. 8). Au sein du continent européen, certains pays, comme les méditerranéens ou scandinaves, possèdent toutes les ressources nécessaires pour devenir des producteurs et des exportateurs régionaux (représentés en bleu clair sur la Fig. 8), signifiant qu'ils pourront répondre à la demande en hydrogène des autres pays européens ayant moins de ressources renouvelables. Dès lors, l'UE sera capable de satisfaire la majeure partie de sa demande en interne⁵³. Par la suite, ce travail va se focaliser sur ces pays⁵⁴ et plus précisément sur la Norvège et l'Espagne, étant respectivement les potentiels meilleurs exportateurs régionaux scandinaves et méditerranéens (Pflugmann and Blasio, 2020).

3.e.2 Étude du coût de l'électricité provenant de sources d'énergie renouvelables intermittentes en Espagne et Norvège

Grâce à l'Agence Internationale pour les Énergies Renouvelables (IRENA), l'évolution du coût moyen pondéré de l'électricité (*LCOE*) provenant des SERs peut être connue. La

⁵³Cela permettrait de diminuer les dépendances envers les exportateurs de combustibles fossiles actuels et donc de diminuer les tensions géopolitiques liées à l'énergie. De plus, cela permettrait de diminuer le coût de l'énergie, car moins d'intermédiaires (Pflugmann and Blasio, 2020).

⁵⁴Il serait aussi possible de se focaliser sur les pays nord africains comme le Maroc, ayant toutes les ressources pour devenir un des plus gros exportateurs mondiaux. Cependant, cela nécessite de mettre en place des alliances et coopérations entre l'UE et ces pays. Celles-ci sont envisagées dans la stratégie de la Commission européenne (Pflugmann and Blasio, 2020).

Fig. 9 illustre l'évolution de ce coût pour l'éolien terrestre et le solaire photovoltaïque dans ces deux pays⁵⁵ de 2010 à 2020 (IRENA, 2021).

D'une part, le $LCOE$ provenant de l'éolien terrestre et du solaire photovoltaïque en Espagne était de respectivement 37 $[\$/MWh_{elec}]$ et 46 $[\$/MWh_{elec}]$ en 2020. Et d'autre part, celui provenant de l'éolien terrestre et maritime en Norvège était de respectivement 45 $[\$/MWh_{elec}]$ et 88 $[\$/MWh_{elec}]$ ⁵⁶ en 2020 (IRENA, 2021). Ces données sont basées sur une capacité de production électrique en fonctionnement en 2020 de 697 [GW] et 710 [GW], pour respectivement l'éolien terrestre et le solaire photovoltaïque (IRENA, 2022a).

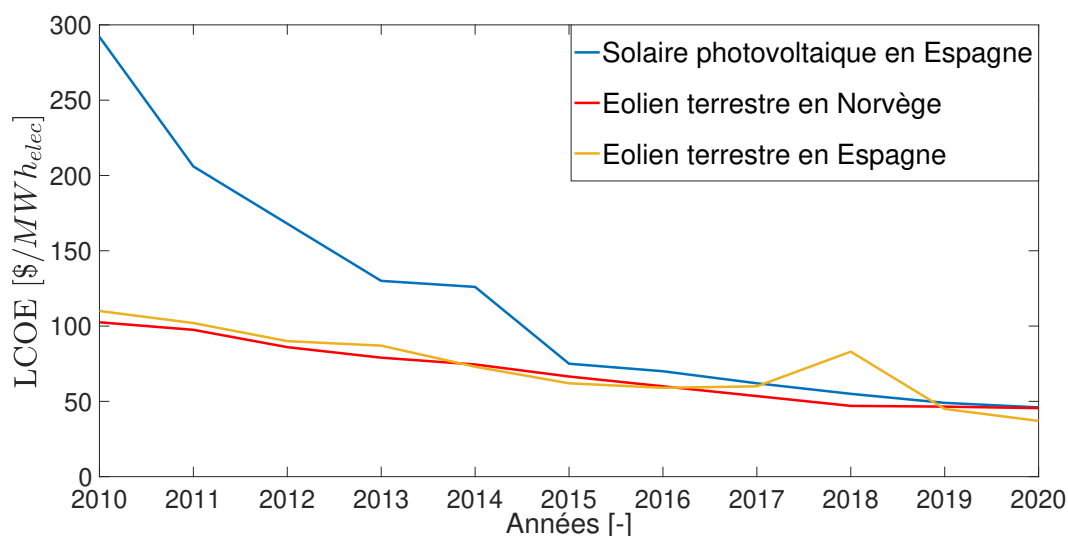


Fig. 9: Évolution du $LCOE$ provenant de l'éolien terrestre et solaire photovoltaïque en Espagne et Norvège de 2010 à 2020 (IRENA, 2021).

Maintenant, pour être capable de prédire l'évolution de ces $LCOE$, il faut analyser les tendance d'installations de nouvelles capacités de ces technologies. La Fig. 10 illustre l'évolution de la capacité installée cumulée mondialement de celles-ci en [GW] de 2020 à 2050 selon deux tendances d'évolution. Ces deux tendances se basent sur les analyses de l'IRENA et BP. En effet, d'une part, afin d'atteindre la neutralité carbone mondiale en 2050 et donc respecter l'Accord de Paris, l'IRENA attend qu'en 2050, 50% de l'énergie consommée soit sous forme électrique et que parmi celle-ci, 90% provienne de SERs. Afin d'atteindre cette proportion, il faudrait installer en moyenne près de 836 [GW/an] de capacités renouvelables, dont 444 [GW/an] de solaire photovoltaïque et 248 [GW/an] d'éolienne terrestre entre 2020 et 2050⁵⁷ (BP, 2022), (IRENA, 2022b).

⁵⁵Aucun chiffre spécifique pour la Norvège n'a pu être trouvé. Dès lors, le coût de ce pays a été estimé par une moyenne à partir des pays voisins comme le Danemark et la Suède.

⁵⁶Le coût pour le photovoltaïque n'est pas connu, car dans les pays scandinaves, les installations ne sont pas fortement développées, vu le manque de ressources en soleil.

⁵⁷Adaptation des données de BP (2022) selon IRENA (2022b).

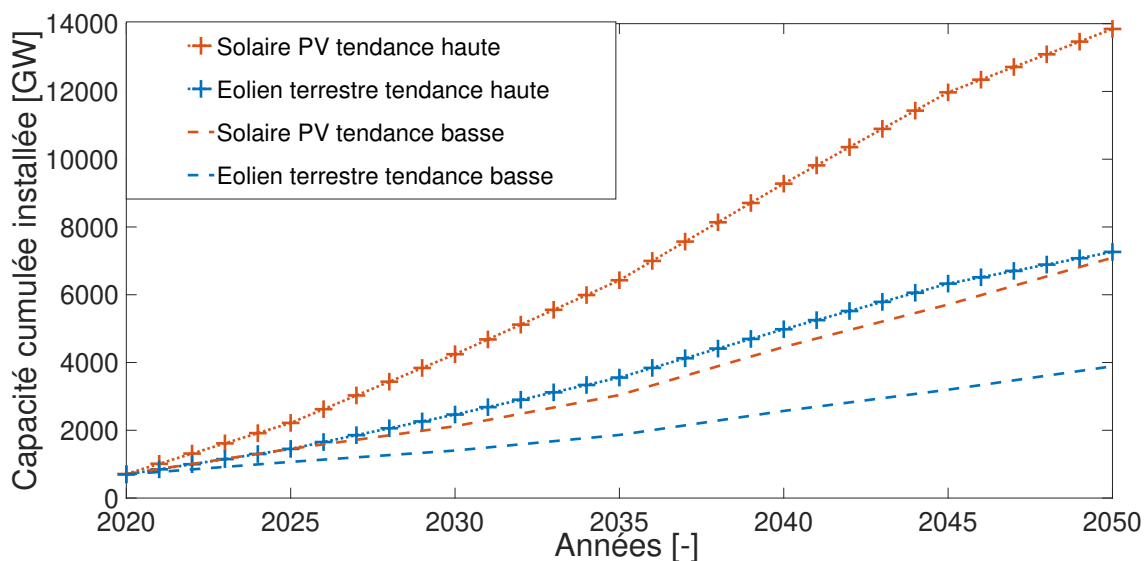


Fig. 10: Évolution de la capacité installée cumulée mondiale en [GW] de 2020 à 2050 pour le solaire photovoltaïque et l'éolien terrestre selon deux tendances d'évolution (Basse = Momentum actuel ; Haute = Respect de l'*Accord de Paris*) (Adaptation des données de [BP \(2022\)](#) selon [IRENA \(2022b\)](#)).

À l'aide de ces données et de celles présentées à l'annexe [B](#), il serait possible de déterminer l'évolution du *LCOE* de ces types de capacités de production électrique entre 2020 et 2050. Cependant, ces prédictions ne resteraient cohérentes que jusqu'en 2030, car par la suite, des coûts supplémentaires devront être pris en compte. En effet, de 2020 à 2030, grâce à l'expansion rapide des capacités utilisant les SERs intermittentes, le *LCOE* devrait continuer à baisser grâce aux améliorations technologiques, aux économies d'échelle réalisées par l'augmentation de la taille des projets, l'effet d'expérience... Cependant, à partir de 2030, la diminution de coût va ralentir, car d'une part ces types de capacités auront atteint leurs maturités en termes d'économies d'échelle et technologiques. D'autre part, à cause de la pénétration de plus en plus importante des SERs intermittentes dans le mix électrique, des équipements supplémentaires seront nécessaires pour augmenter la flexibilité du réseau électrique ([BP, 2022](#)).

Par conséquent, la prévision des coûts pour l'éolien terrestre et le solaire photovoltaïque de *BP* va être utilisée ([BP, 2022](#)). Pour ces deux technologies, un intervalle de coût, incluant le coût des équipements supplémentaires, est prédit en fonction du degré d'installation de nouvelles capacités. Les parties supérieures et inférieures des deux intervalles peuvent être considérées comme fonction des tendances (basses et hautes) d'installations de nouvelles capacités. La tendance faible correspond à l'évolution attendue des coûts si on reste sur les ambitions mondiales actuelles en termes de réduction des GES alors que la forte correspond davantage à la trajectoire nécessaire pour respecter l'*Accord de Paris* ([BP, 2022](#)).

La réduction des $LCOE$ pour le solaire photovoltaïque et l'éolien terrestre de 2020 à 2050 est illustrée selon ces deux tendances à la Fig. 11.

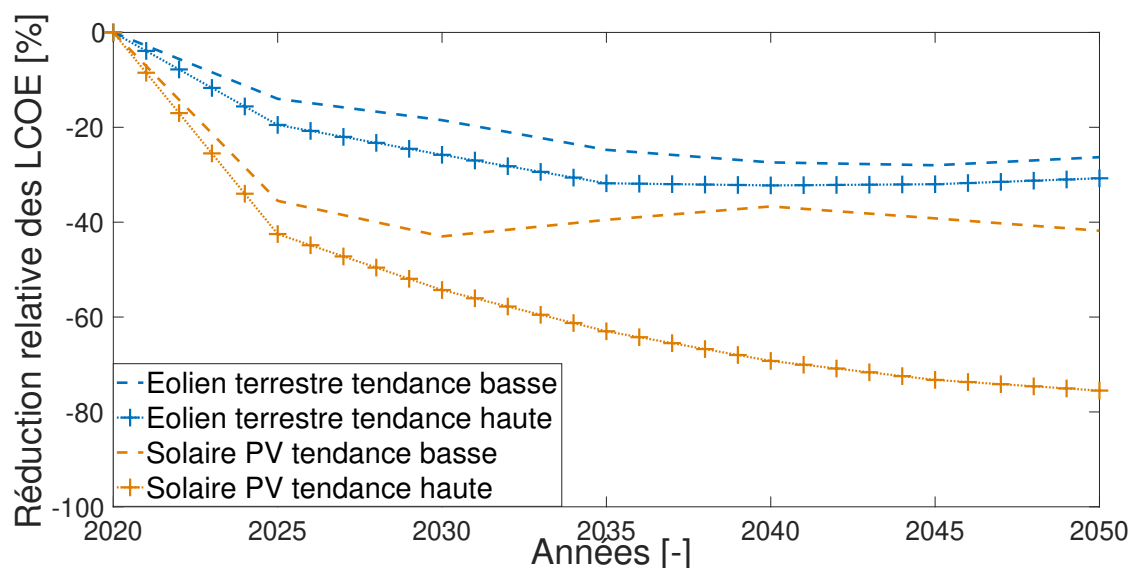


Fig. 11: Évolution de la réduction des $LCOE$, relative à 2020, pour le solaire photovoltaïque et l'éolien terrestre de 2020 à 2050 selon deux tendances de déploiement (Basse = Momentum actuel ; Haute = Respect de l'Accord de Paris) (BP, 2022).

3.e.3 Prévisions sur le coût des électrolyseurs

Maintenant, attardons-nous sur le coût des électrolyseurs en fonction de divers scénarios. Au cours de la dernière décennie, celui-ci a déjà diminué de près de 60% (Pflugmann and Blasio, 2020) pour atteindre un coût moyen de 1120 [\$/kW] en 2020, soit 980 [€/kW]^{58,59} (Hydrogen Council - McKinsey, 2021b). Ce coût pourrait continuer à diminuer grâce à différents points d'améliorations tels que (IRENA, 2020):

- l'augmentation de la taille des piles (voir annexe C), c'est-à-dire de puissance allant de quelques [kW] à quelques dizaines de [MW]. Cela permettrait de réduire les coûts des électrolyseurs de près d'un tiers ainsi que d'augmenter le rendement;
- les économies d'échelle sur la production des électrolyseurs. Actuellement, les principaux producteurs d'électrolyseurs construisent des chaînes de production de plus en plus importantes, jusqu'à atteindre des capacités de production de 1 [GW/an]. Ces chaînes seront équipées d'automates et la production ainsi que le design des électrolyseurs seront de plus en plus standardisés, ce qui va réduire le coût de production;

⁵⁸En considérant un taux de change moyen sur l'année 2020 de 0.876 [\$/€] (OCDE, nd).

⁵⁹Il est difficile d'avoir des valeurs précises étant donné que le marché de l'hydrogène "vert" émerge et que les concurrents font attention de conserver toutes leurs données sensibles.

- les améliorations technologiques en termes de performances et durabilité. D'une part, augmenter les performances permettrait de réduire la consommation électrique. D'autre part, augmenter la durée de vie des électrolyseurs permettrait de répartir le coût initial des électrolyseurs sur un plus grand volume d'hydrogène produit;
- l'expérience acquise au fur à mesure des unités produites. Celle-ci permettrait de diminuer le temps de production, améliorer et simplifier les processus manufacturiers...;
- le déploiement et les innovations dans des technologies proches des électrolyseurs telles que les batteries électro-chimiques⁶⁰ et les piles à combustibles.

Toutes ces réductions peuvent être résumées en un taux d'apprentissage⁶¹. Les études démontrent qu'un taux de 18%⁶² est attendu pour les électrolyseurs (IRENA, 2020). Cependant, comme l'électrolyse de l'eau partage les mêmes principes que le procédé chlore-alcali⁶³, le taux d'apprentissage ne s'applique pas sur la capacité actuelle installée d'électrolyseur, soit 0.2 [GW], mais bien 20 [GW] pour tenir compte des installations utilisées pour ce procédé.

Maintenant, pour estimer l'évolution du coût des électrolyseurs au cours du temps, il faut prévoir la tendance de déploiement des électrolyseurs au niveau mondial. Dans notre cas, deux scénarios vont être considérés de l'année 2020 à 2050. Ces deux scénarios vont être, d'un côté, le déploiement nécessaire pour atteindre les objectifs de l'*Accord de Paris* et, d'autre côté, le déploiement attendu selon les tendances actuelles, c'est-à-dire selon les projets et stratégies axées sur l'hydrogène "vert", annoncé jusqu'à présent. D'une part, comme expliqué à la section 3.d, pour respecter l'*Accord de Paris*, il faudrait qu'entre 400 et 550 [MtH₂/an] soient produits en 2050. En considérant la valeur moyenne de cet intervalle et les performances pouvant être attendues des électrolyseurs en 2050⁶⁴, il est possible de calculer la capacité globale devant être en fonctionnement pour répondre à cette production grâce à l'Equation. 1 (annexe. F). Cela mène à une puissance cumulée

⁶⁰Dans les batteries électro-chimiques, certains composants (l'électrolyte, les électrodes, ...) sont identiques à ceux des électrolyseurs.

⁶¹Ce taux signifie qu'à chaque fois que la capacité cumulée installée en une technologie double, le coût de cette technologie va diminuer de ce taux.

⁶²En pratique, les études attendent également que ce taux diminue au fur et à mesure des capacités installées. Par simplification, dans ce travail, le taux va être considéré comme constant. Dans une étude plus poussée, cette variation pourrait être prise en compte.

⁶³Le procédé chlore-alcali est un procédé chimique réalisant une électrolyse d'une solution de chlorure d'un métal alcalin afin de récupérer du dichlore (Cl₂), du dihydrogène (H₂) et un hydroxyde du métal utilisé dans la solution (Wikipedia, nd).

⁶⁴En 2050, il est attendu que le rendement de conversion des électrolyseurs soit de 76% et que ceux-ci fonctionnent à puissance nominale près de 4200 heures par an (IRENA, 2020).

installée de près de 5500 [GW]⁶⁵. Afin d'atteindre un tel déploiement d'ici 2050, il faudrait que, déjà, 270 [GW] soient installés avant 2030 (IRENA, 2020). Grâce à ces deux coordonnées, il est possible d'adapter les courbes de prévision d'installation d'électrolyseurs au cours du temps, proposées par l'IRENA (IRENA, 2020). D'autre part, avec la tendance actuelle, il est attendu que d'ici 2030, 100 [GW], dont 80 [GW] provenant de la stratégie de la *Commission européenne*, soient installés. À l'aide de cette valeur, la courbe de la tendance haute va être adaptée à la baisse de manière à simuler la tendance actuelle au delà de 2030, prédisant au final une installation totale de 1950 [GW]. Les évolutions dans l'installation de nouvelles capacités d'électrolyseurs, selon ces deux scénarios, sont données à la Fig. 12.

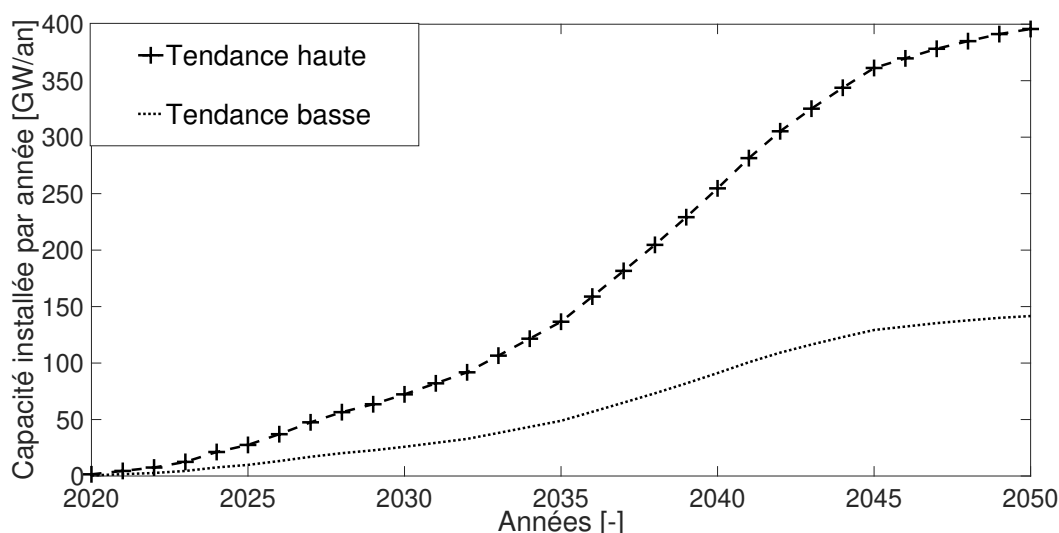


Fig. 12: Prévisions de l'évolution de la capacité installée annuellement en électrolyseur de 2020 à 2050 en fonction de deux tendances (Haute = Respect de l'*Accord de Paris* ; Basse = Momentum actuel).

Il existe un grand écart entre les deux tendances de déploiement, cependant celui-ci peut rapidement être réduit si davantage de pays ou de régions économiques développent une stratégie sur l'hydrogène "vert" en fixant des objectifs spécifiques sur le déploiement d'électrolyseur (IRENA, 2020).

Grâce à la connaissance du taux d'apprentissage des électrolyseurs, de la capacité installée initialement et des scénarios de déploiement d'électrolyseurs de 2020 à 2050, il est possible de déterminer l'évolution du coût de cette technologie sur cette même période. Celle-ci, selon les deux tendances, est illustrée à la Fig. 13. À l'aide de cette dernière, il peut être aperçu qu'une réduction de minimum 40 et 70% d'ici 2030 et 2050 est attendue pour les

⁶⁵En réalité, la puissance en fonctionnement nécessaire est de 5000 [GW], mais une marge de sécurité de 10% est utilisée pour prendre en compte les remplacements nécessaires des premiers électrolyseurs installés, vu que leur durée de vie varie entre dix et vingt ans.

deux tendances, pour atteindre en 2050 un coût de 269 [€/kW_{elec}] et 201 [€/kW_{elec}] pour respectivement la tendance basse et haute. En 2050, il subsisterait un écart de coût de plus de 30% entre les deux tendances, explicable par la différence de déploiement et le taux d'apprentissage de 18% utilisé.

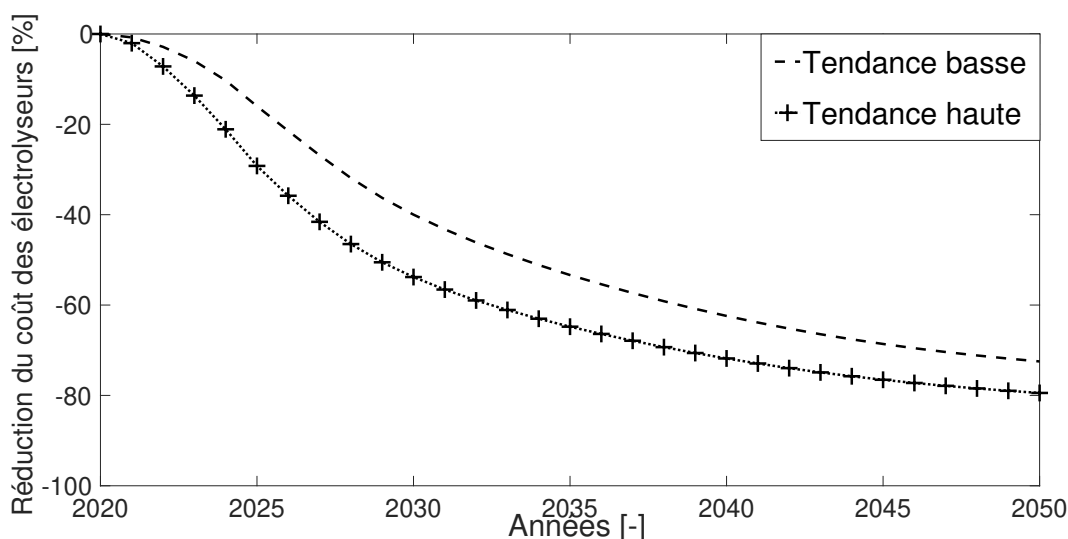


Fig. 13: Prévisions sur l'évolution du coût des électrolyseurs de 2020 à 2050 en fonction de deux tendances de déploiement (Haute = Respect de l'*Accord de Paris* ; Basse = Momentum actuel).

3.e.4 Prévisions sur le coût de production de l'hydrogène "vert" en Espagne et Norvège

Maintenant que des prévisions sur le *LCOE* des SERs provenant d'Espagne et Norvège ainsi que du coût des électrolyseurs ont été réalisées, il est possible de prévoir le coût de production de l'hydrogène "vert" dans ces pays, à l'aide d'un indicateur nommé le *LCOH* (Levelised Cost Of Hydrogen). En effet, les promoteurs de projets dans l'hydrogène "vert" calculent, en général, le *LCOH*, c'est-à-dire le coût moyen pondéré de production de l'hydrogène [kgH₂] sur la durée de vie du projet. Il tient compte du coût des équipements, du coût de l'électricité, des maintenances nécessaires, de la quantité d'hydrogène produite, du taux d'actualisation, de la durée de vie des équipements... (Fan et al., 2021). Cet indicateur est davantage expliqué à l'annexe F.

Cependant, en plus des données de la Fig. 11 et 13, cet indicateur nécessite des données supplémentaires telles que la performance et les coûts fixes opérationnels des électrolyseurs. Les données utilisées dans notre cas ont été récupérées de l'étude de l'*IRENA* (IRENA, 2020). Celles-ci, pour l'année 2020 et 2050, sont regroupées au Tab. 1. Entre ces deux années, une hypothèse d'évolution linéaire de chacun des facteurs est considérée. Les prévisions de *LCOH* obtenues à l'aide de toutes ces données, sont illustrées à la Fig. 14.

Variables $LCOH$	Année	
	2020	2050
$\eta_{\text{electrolyseur}}$ [%]	65	76
Durée de vie en années	10	20
Heures de fonctionnement à puissance nominale	3200	4200
Taux d'actualisation du projet [%]	10	6

Table 1: Données supplémentaires nécessaires au calcul du $LCOH$ de 2020 à 2050 (IRENA, 2020).

En premier lieu, il faut noter que pour l'Espagne, un mix électrique équitable d'éolien terrestre et solaire photovoltaïque a été utilisé, contrairement à la Norvège, où le mix électrique considéré est entièrement composé d'éolien terrestre⁶⁶. C'est la raison pour laquelle la tendance haute en Norvège donne un $LCOH$ supérieur à celui de la tendance basse de l'Espagne. Cela signifie que la diminution du coût du solaire photovoltaïque domine la réduction des coûts réalisés avec un déploiement plus important d'électrolyseurs et d'éoliennes terrestres en Norvège. Cela est aussi explicable par le coût supérieur initial du $LCOE$ de la Norvège par rapport à celui de l'Espagne.

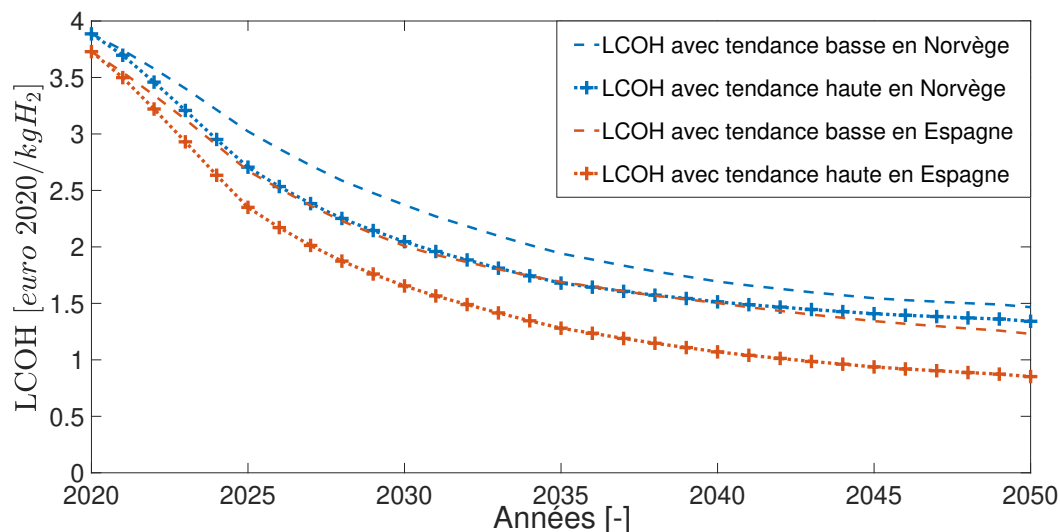


Fig. 14: Prévisions du coût moyen pondéré de production de l'hydrogène "vert" ($LCOH$), de 2020 à 2050, en Norvège et Espagne selon deux tendances de déploiement (Basse = Momentum actuel ; Haute = Respect de l'Accord de Paris).

⁶⁶L'éolien maritime n'a pas été considéré dans cette étude vu son coût plus important.

À la Fig. 14, il peut être aperçu que les $LCOH$ des quatre scénarios étudiés étaient proches de 3.5 [€/kgH₂], ce qui correspond à la partie basse de l'intervalle de coût actuel de production de l'hydrogène "vert". Ce positionnement reste cohérent vu que l'Espagne et la Norvège possèdent d'abondantes ressources renouvelables, procurant un $LCOE$ bas par rapport à la moyenne. Ensuite, vers 2030, le $LCOH$ pourrait varier entre 1.5 et 2.5 [€/kgH₂], ce qui permettrait une compétitivité par rapport aux autres types d'hydrogène. Après 2030, le coût de production continuerait à diminuer, mais de manière ralentie vu que le coût des technologies éoliennes et photovoltaïques commence à se stabiliser et que la répercussion du taux d'apprentissage sur le coût des électrolyseurs diminue. Cependant, pour 2050, toutes les tendances prédisent un coût de production inférieur 1.5 [€/kgH₂] et même 1 [€/kgH₂], soit une réduction de 78% par rapport au $LCOH$ de 2020, pour le scénario le plus favorable, c'est-à-dire la tendance haute en Espagne.

3.f Étude de la compétitivité de l'hydrogène "vert" au sein de l'UE

Pour étudier la compétitivité de l'hydrogène "vert" par rapport au "gris" au sein de l'UE, il faut tenir compte du prix des quotas du $SEQE-UE$. Pour cela, une prévision de l'évolution de leur prix va être réalisée entre 2020 et 2050.

3.f.1 Prévisions de l'évolution du prix des quotas du $SEQE-UE$

Depuis la mise en place du *Green Deal* européen, il existe encore peu d'études réalisant des prévisions sur le prix du quota du $SEQE-UE$. La seule ayant pu être trouvée est celle de Pietzcker et al. (2021). Cette étude a comparé l'impact du *Green Deal* par rapport au contexte précédent (Phase IV) sur l'évolution du mix électrique. Grâce à leur modèle, ils ont pu déterminer une évolution du prix du quota carbone au sein du $SEQE-UE$ dans des contextes avec et sans le *Green Deal*.

Dans le contexte sans, le prix du quota augmente progressivement jusqu'à atteindre un prix de 93 [€ 2020/tCO₂e] en 2050 alors que dans le contexte avec, le prix du quota carbone augmente plus rapidement. Il est attendu que le prix soit de 129 [€ 2020/tCO₂e] en 2030, 212 [€ 2020/tCO₂e] en 2040 et 350 [€ 2020/tCO₂e] en 2050 (Pietzcker et al., 2021).

Ces prédictions vont être utilisées dans l'étude de la compétitivité de l'hydrogène "vert". Celles-ci vont permettre de déterminer l'impact du marché carbone européen et du *Green Deal* sur le développement de ce nouveau vecteur énergétique. Néanmoins, les prix des quotas en 2021 et 2022 vont être fixés respectivement à 52.86 [2020 €/tCO₂e] et

77.66 [2020 €/tCO₂e] vu que ce sont les coûts moyens des quotas en 2021⁶⁷ et sur les trois premiers mois de 2022⁶⁸. Ces deux prédictions d'évolution du prix des quotas de 2020 à 2050 sont illustrées à la Fig. 15.

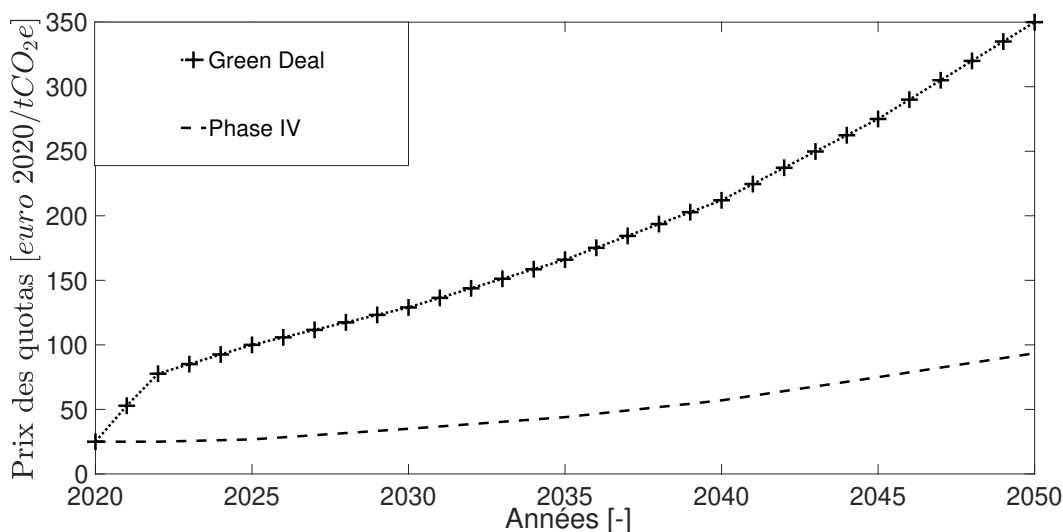


Fig. 15: Prévisions de l'évolution du prix des quotas du *SEQE-UE* selon deux réformes différentes (Phase IV et le *Green Deal* européen) de 2020 à 2050 (Adaptation des prévisions de Pietzcker et al. (2021).)

3.f.2 Comparaison du coût des différents types d'hydrogène

En utilisant ces prévisions du prix des quotas, il est possible de déterminer le prix réel de production de l'hydrogène "gris". Pour cela, il va être supposé que celui-ci provient entièrement à partir du vaporefroidage de gaz naturel, libérant 9 [kgCO₂e/kgH₂]. Pour ce procédé, un coût de 1.5 [€/kgH₂] peut être considéré (European Commission, 2020). Pour l'hydrogène "bleu", il va être considéré que ce même procédé est utilisé et que le coût de l'unité CSC couplée est estimé à 80 [€/tCO₂e].

Avec toutes ces données, il est possible de réaliser une étude de compétitivité sur le coût de production des différents types d'hydrogène dans divers scénarios. Ceux-ci vont considérer deux stratégies différentes de la *Commission européenne*, c'est-à-dire avec ou sans le *Green Deal* européen, pour tenir compte de l'évolution du prix des quotas. Ces scénarios vont également simuler deux déploiements différents des technologies nécessaires à la production de l'hydrogène "vert". La compétitivité entre les différents types est illustrée

⁶⁷Le coût réel moyen des quotas en 2021 était de 53 [€/tCO₂e], mais celui-ci a été adapté selon l'inflation de 1.2% subie par l'*UE* sur l'année de 2020 (Eurostat, 2022).

⁶⁸Le coût réel moyen des quotas sur les trois premiers mois de 2022 était de 83 [€/tCO₂e], mais celui-ci a été adapté selon l'inflation de 1.2% et 5.6% subie par l'*UE* sur l'année de 2020 et 2021 (Eurostat, 2022).

à la Fig. 16 pour la Norvège⁶⁹.

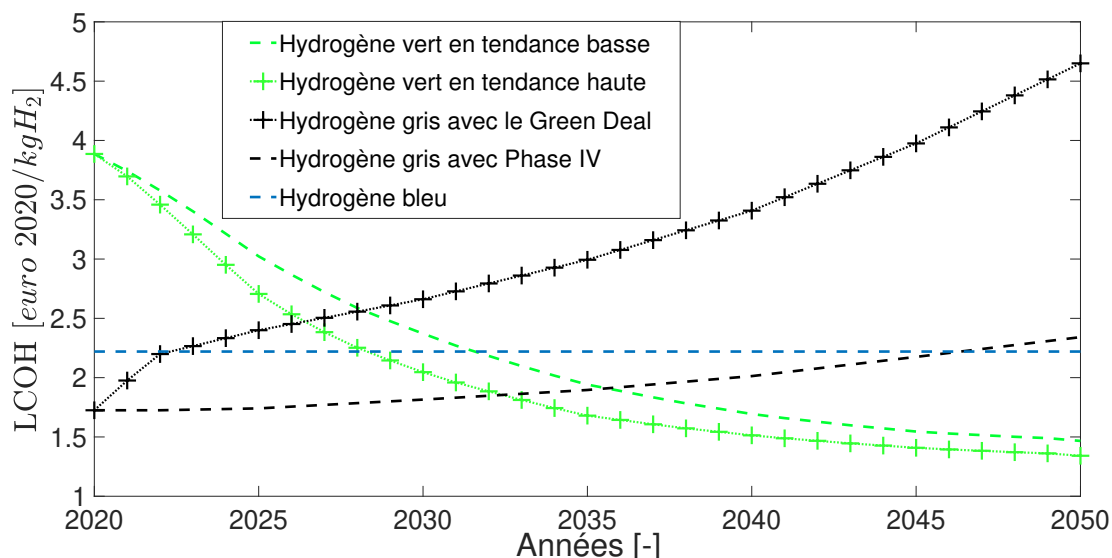


Fig. 16: Prévisions du $LCOH$ en Norvège des différents types d'hydrogène de 2020 à 2050 en fonction de divers scénarios pour tenir compte de l'évolution du prix des quotas carbone et du déploiement des technologies bas carbone (Tendance basse = Momentum actuel ; Tendance haute = Respect de l'Accord de Paris).

D'un côté, dans un scénario sans le *Green Deal*, la Fig. 16 permet de conclure que l'hydrogène "gris" reste le plus compétitif jusqu'en 2032 et même 2036 dans une tendance basse de déploiement. Concernant l'hydrogène "bleu", celui-ci reste le type plus onéreux jusque 2046, vu le prix important des unités CSC.

D'un autre côté, avec la mise en place du *Green Deal*, la compétitivité de l'hydrogène "vert" et "bleu" par rapport à l'hydrogène "gris" arrive plus tôt par rapport au scénario précédent. En effet, l'hydrogène "bleu" deviendrait compétitif par rapport au "gris" à partir de 2022. Ensuite, l'hydrogène "vert" deviendrait le type le moins onéreux à partir de 2028 dans le contexte le plus favorable et 2032 avec la tendance actuelle. Ce résultat signifie que d'autres pays européens possédant de bonnes ressources renouvelables seront également compétitifs vers cette période. Ces résultats sont cohérents avec les attentes de la *Commission européenne* lors de la mise en place de la stratégie.

3.f.3 Importance de la stratégie de la *Commission européenne*

À partir de la Fig. 16, il est possible d'analyser l'importance de la stratégie de la *Commission européenne* pour permettre le développement et la compétitivité de l'hydrogène "vert" au point de vue européen, mais également mondial. En effet, le *Green Deal* a causé

⁶⁹La Norvège a été choisie par rapport à l'Espagne, car il a un $LCOH$ supérieur, ce qui reflète davantage la compétitivité réelle attendue.

une augmentation du prix des quotas carbone et a également stimulé le déploiement des électrolyseurs. Ces deux conséquences ont un impact majeur sur la compétitivité future de l'hydrogène "vert". D'un côté, la tendance conservatrice, basée sur le momentum actuel, considère que respectivement 7.6 [GW] et 100 [GW], dont 6 [GW] et 80 [GW] provenant de la stratégie de la *Commission européenne* seront installés pour 2024 et 2030. Sans ces objectifs, les attentes d'installation en termes d'électrolyseur auraient été bien moindre (IEA, 2021). Dès lors, le coût des électrolyseurs et donc celui de production de l'hydrogène "vert" seraient restés importants. D'un autre côté, grâce au prix élevé des quotas, l'hydrogène propre, deviendra compétitif, par rapport au "gris", presque dix ans plus tôt, ce qui va permettre un développement encore plus rapide de la filière de l'hydrogène propre.

Il faut également noter que cette stratégie va profiter également aux pays non européens. En effet, même si ceux-ci ne sont pas soumis à un marché carbone aussi mature, ils vont bénéficier des réductions de coût sur les technologies. Dès lors, des pays, avec de bonnes ressources renouvelables, pourront également être compétitifs en même temps que l'EU, ce qui va permettre le développement de l'hydrogène "vert" non plus au niveau européen, mais au niveau mondial également. Ce boost a été pris en compte dans la Fig. 12. En effet, à partir de 2035, une accélération dans le déploiement est perceptible. 2035 correspond à la période où l'hydrogène devient le type le moins onéreux dans un scénario avec un prix faible des quotas carbone.

4 Analyse critique des résultats

Les résultats obtenus sont à relativiser, car cette étude sur la production de l'hydrogène "vert" reste relativement sommaire pour plusieurs raisons. Celles-ci sont détaillées par la suite et sont des pistes potentielles d'améliorations si cette étude devait être approfondie.

La première raison est que la production d'hydrogène "vert" se base actuellement sur des technologies évoluant rapidement comme celles des électrolyseurs ou celles utilisant les SERs intermittentes. Les données utilisées, dans cette étude, sont correctes pour un avenir proche. Simuler l'évolution de marché sur une période de trente ans n'est pas adapté. Il faudrait réaliser cette étude de manière récurrente avec à chaque fois les nouvelles données à disposition pour vérifier si les conclusions restent identiques. De plus, d'une part, on a utilisé les données des variantes d'électrolyseur étant au stade commercial. Cependant, il en existe d'autres au stade de développement en laboratoire. Celles-ci pourraient accélérer les avancées technologiques et donc diminuer plus rapidement le coût des électrolyseurs. D'une autre part, pour simuler la diminution du coût, le taux d'apprentissage actuel des électrolyseurs a été considéré comme constant sur l'ensemble de la période simulée. Cependant, il est attendu que celui-ci décroît avec la capacité déployée, ce qui mènerait à un coût des électrolyseurs plus important (IRENA, 2020).

En second lieu, seules deux tendances de déploiement des SERs et électrolyseurs ont été simulées. En effet, l'étude s'est basée sur une tendance optimiste, c'est-à-dire le respect de l'*Accord de Paris*⁷⁰ et une tendance conservatrice, en considérant le momentum actuel de déploiement des technologies bas carbone. En réalité, il est attendu que le déploiement réel soit entre ces deux. D'un côté, respecter l'*Accord de Paris* nécessite d'installer près de 444 [GW/an] de solaire photovoltaïque et 248 [GW/an] d'éolienne terrestre entre 2020 et 2050⁷¹. Pour titre de comparaison, l'installation combinée de nouvelles capacités solaires et éoliennes terrestres a été de 238 [GW] en 2020, ceci étant la meilleure année en termes d'installations de nouvelles capacités de ces types (BP, 2021b). D'un autre côté, la tendance conservatrice est pessimiste, car l'installation de nouvelles capacités est revue à la hausse chaque année, surtout pour les électrolyseurs (European Commission, 2020). Dès lors, il faudrait simuler davantage de scénarios en étudiant plus en profondeur les stratégies de développement des technologies bas carbone au sein des pays non européens. En effet, dans cette étude, seule la stratégie de la *Commission européenne* a été prise en compte alors qu'à travers le globe, de plus en plus de marchés carbonés et de stratégies sont mises en place, comme notamment en Chine (ICAP, 2021c). En 2021, ce pays a

⁷⁰Vu les installations nécessaires annuellement en capacités utilisant les SERs intermittentes, il est fort improbable que l'objectif de limitation de l'augmentation de la température terrestre à 2 [°C] soit atteint.

⁷¹Adaptation des données de BP (2022) selon IRENA (2022b).

lancé son propre marché carbone et est devenu le plus important mondialement en termes d'émissions couvertes (ICAP, 2021c). Beaucoup de pays développent leur propre marché carbone, car ce système est devenu un instrument clé pour décarbonner une économie de manière rentable (ICAP, 2021h).

En troisième lieu, cette étude se limite à l'étude du coût de production de l'hydrogène "vert". Cela ne représente qu'une partie de la filière de l'hydrogène. Afin d'être complet, il faudrait également étudier le coût du stockage, transport et distribution. En effet, ces coûts ne sont pas négligeables vu les inconvénients de l'hydrogène. En incluant ces coûts, il serait intéressant d'étudier le coût de production de davantage de pays, notamment ceux proches de l'UE ayant de bonnes ressources renouvelables. Dans ce cas-là, on peut penser au Maroc, étant identifié comme un potentiel exportateur mondial d'hydrogène "vert" (Pflugmann and Blasio, 2020). Davantage de pays pourraient être étudiés si le coût de dessalement de l'eau de mer était aussi inclus.

Mais encore, en incluant le coût du stockage, on pourrait également inclure les revenus possibles grâce au stockage. En effet, dans les marchés électriques, les équipements offrant des services augmentant la flexibilité du réseau sont rémunérés.

En dernier lieu, une comparaison du coût total de la filière de l'hydrogène "vert" avec celle du gaz naturel pourrait être réalisée. En effet, vu que les caractéristiques intrinsèques de ces deux combustibles sont proches, l'hydrogène "vert" pourrait substituer le gaz naturel. Cependant, le substituer entièrement demanderait des investissements massifs, notamment pour modifier les infrastructures existantes. Mais, une étape intermédiaire dans l'introduction de l'hydrogène "vert" pourrait être de le mélanger avec le gaz naturel jusqu'à hauteur de 10% dans le réseau de gaz public⁷².

De plus, vu les tensions géopolitiques actuelles avec la Russie, cette étude serait intéressante pour vérifier si cette substitution, même partielle, est réalisable. Comme la Russie est le fournisseur principal du gaz naturel consommé au sein de l'Europe (BP, 2020), ces tensions ont causé une augmentation du prix du gaz naturel en Europe. Il serait intéressant d'étudier l'impact de cette augmentation sur cette potentielle substitution. Il est important de noter que l'étude réalisée a été faite avec des données avant 2022, c'est à-dire avant les tensions entre la Russie et l'Ukraine.

⁷²Jusqu'à hauteur de 10%, aucune modification majeure du réseau de gaz public est nécessaire pour y introduire de l'hydrogène.

Conclusion

En 2021, afin de respecter l'*Accord de Paris*, la *Commission européenne* a lancé la réforme du *Green Deal*, ayant comme objectif de rendre l'Europe neutre en carbone, d'ici 2050. Dans celle-ci, une stratégie pour accélérer le développement de la filière de l'hydrogène "vert" est mise en place. Vu ses propriétés physico-chimiques proches de celles des combustibles fossiles, l'hydrogène "vert" pourrait être un vecteur énergétique permettant de décarbonner certains secteurs comme le transport long-courrier ou l'industrie à haute température. Cette étude avait pour but d'étudier son développement afin d'identifier à partir de quel moment, et sous quelles conditions celui-ci deviendrait compétitif, par rapport aux autres types d'hydrogène produits à partir de combustibles fossiles. Pour ce faire, deux tendances de déploiement des technologies bas carbone ont été considérées: une optimiste visant à respecter l'*Accord de Paris* et une conservatrice considérant le momentum actuel. De plus, l'impact du *Green Deal* par rapport à l'ancienne réforme sur le développement et la compétitivité de l'hydrogène "vert" a pu être étudié.

Pour ce faire, le coût de production de l'hydrogène "vert" a été décortiqué en deux points essentiels: le coût de l'électricité renouvelable utilisée et le coût des électrolyseurs. Ceux-ci, dans les deux tendances considérées, vont subir une nette diminution, surtout pour les électrolyseurs, car une réduction de minimum 40 et 70% d'ici 2030 et 2050 est attendue. À partir de ces prédictions et des évolutions technologiques attendues des électrolyseurs, le coût moyen de production de l'hydrogène "vert" [€/kgH₂] a pu être anticipé. Il est attendu que celui-ci passe d'un coût actuel de ± 4 [€/kgH₂] à entre 1.5 [€/kgH₂] et 2.5 [€/kgH₂] en 2030 et même inférieur, dans tous les scénarios, à 1.5 [€/kgH₂] en 2050. Ensuite, pour étudier la compétitivité de l'hydrogène "vert" par rapport aux autres types, une évolution du prix des quotas carbone européens a été estimée. En effet, le *Green Deal* a apporté des modifications au *Système d'Échange de Quotas d'Émission de l'UE*, causant une augmentation de leur prix.

Grâce à cette augmentation, le type d'hydrogène le moins onéreux devient, dans le moins bon scénario, le "vert" à partir de 2032. Cela est cohérent par rapport aux attentes de la *Commission européenne*. De plus, il a pu être conclu que la tendance mondiale actuelle de déploiement des électrolyseurs est principalement causée par la stratégie du *Green Deal* et que sans celle-ci, le déploiement attendu aurait été beaucoup plus lent. La *Commission européenne* se veut être un exemple dans le développement des technologies bas carbone, ceci étant nécessaire afin d'atteindre, le plus rapidement possible, la neutralité carbone.

Bibliographie

- Acworth, W., Ackva, J., Haug, C., de Oca, M. M., Fuss, S., Flachslanda, C., Koch, N., Kornek, U., Knopf, B., Edenhofer, O., et al. (2017). Emissions trading and the role of a long-run carbon price signal. *Berlin: International Carbon Action Partnership*.
- Acworth, W., Montes de Oca, M., Gagnon-Lebrun, F., Gass, P., Matthes, F., Piantieri, C., and Touchette, Y. (2018). Emissions trading and electricity sector regulation. *Berlin : International Carbon Action Partnership*.
- Boitte, C. (2022). Qui va profiter du remplacement du gaz russe ? *Trends Tendances*, 14.
- BP (2020). Energy Outlook : 2020 Edition.
- BP (2021a). Statistical Review of World energy : EU's energy market in 2020.
- BP (2021b). Statistical Review of World Energy.
- BP (2022). Energy Outlook : 2022 Edition.
- Climat.be (2019a). Le Protocole de Kyoto. En ligne <https://climat.be/politique-climatique/internationale/protocole-de-kyoto-2008-2012>, consulté le 13 février 2022.
- Climat.be (2019b). Un processus long et difficile marqué de grands moments. En ligne <https://climat.be/politique-climatique/internationale/un-processus-laborieux>, consulté le 13 février 2022.
- Dechamps, P. (2021). An overview of EU energy and climate policies with a focus on the ETS and carbon leakage.
- Dewallef, P. (2019). MECA0450-3: Renewable energies.
- Dewallef, P. (2020). GENU0018-3: Génie nucléaire et technologie des centrales.
- Eden, A., Unger, C., Acworth, W., Wilkening, K., and Haug, C. (2016). Benefits of emissions trading. *Berlin: International Carbon Action Partnership*.
- Ernst, D. (2019a). ELEC0018-1: Energy market.
- Ernst, D. (2019b). GENV0002-1: Sustainable Energy.
- Eurostat (2022). Le taux d'inflation annuel en hausse à 5,1% dans la zone euro.
- Fan, Z., Ochu, E., Braverman, S., Lou, Y., Smith, G., Bhardwaj, A., Brouwer, J., McCormick, C., and Friedmann, J. (2021). Green hydrogen in a circular carbon economy: Opportunities and limits. *Columbia Center for Global Energy Policy*.

-
- GIEC (2001). Climate Change 2001: Synthesis Report. *Third Assessment Report - Working Group I, II, III*.
- GIEC (2021). Climate Change 2021: The Physical Science Basis. *Sixth Assessment Report - Working Group I*.
- ICAP (2021a). EU Emissions Trading System. *International Carbon Action Partnership*.
- ICAP (2021b). Echange de quotas d'émission dans le monde : Résumé du bilan annuel 2021. *International Carbon Action Partnership*.
- ICAP (2021c). Emissions Trading Worldwide : Status Report 2021. *International Carbon Action Partnership*.
- ICAP (2021d). ETS Brief 1 : What is Emissions Trading ? *International Carbon Action Partnership*.
- ICAP (2021e). ETS Brief 2 : 7 arguments for emissions trading ? *International Carbon Action Partnership*.
- ICAP (2021f). ETS Brief 4 : On the way to a global carbon market: linking emissions trading systems. *International Carbon Action Partnership*.
- ICAP (2021g). ETS Brief 5 : From carbon market to climate finance: Emission trading revenue. *International Carbon Action Partnership*.
- ICAP (2021h). ETS Brief 6 : How emissions permits are distributed ? *International Carbon Action Partnership*.
- ICAP (2021i). ETS Brief 7 : Flexibility in emissions trading. *International Carbon Action Partnership*.
- ICAP (2021j). ICAP Allowance Price Explorer. En ligne <https://icapcarbonaction.com/en/ets-prices>, consulté le 25 avril 2022.
- IEA (2021). World Energy Outlook 2021. *International Energy Agency*.
- IRENA (2020). Green Hydrogen Cost Reduction: Scaling up Electrolysers to Meet the 1.5°C Goal. *International Renewable Energy Agency*.
- IRENA (2021). Renewable Power Generation Costs in 2020. *International Renewable Energy Agency*.
- IRENA (2022a). Statistiques de capacité renouvelable 2022.

-
- IRENA (2022b). World Energy Transitions Outlook 2022 : 1.5°C Pathway. *International Renewable Energy Agency*.
- Job, N. (2020). CHIM0664-1: Electrochemical energy conversion and storage.
- Krishan, O. and Suhag, S. (2019). An updated review of energy storage systems: Classification and applications in distributed generation power systems incorporating renewable energy resources. *International journal of energy research*, 43(12):6171–6210.
- Léonard, A. (2017). GENV0001-1 partie 1: Génie chimique de l'environnement.
- Léonard, A. (2019). CHIM0071: Réduction des polluants en combustion.
- Léonard, A. (2020). MECA0037: Centrales thermiques et cogénération.
- Marcu, A. and Cabras, S. (2021). The Review of the EU ETS : Overview of the european comission proposal. *ERCST : Roundtable on Climate Change and Sustainable Transition*.
- Marechal, J.-P. (2016). L'Accord de Paris : un tournant décisif dans la lutte contre le changement climatique ?
- OCDE (n.d.). Taux de change. En ligne <https://data.oecd.org/fr/conversion/taux-de-change.htm>, consulté le 6 mai 2022.
- Olivier, J. and Peters, J. (2020). Trends in global CO₂ and total greenhouse gas emissions: 2020 report. *PBL Netherlands Environmental Assessment Agency*.
- Pflugmann, F. and Blasio, N. D. (2020). The Geopolitics of Renewable Hydrogen in Low-Carbon Energy Markets. *Geopolitics, History, and International Relations*, 12(1):9–44.
- Pietzcker, R. C., Osorio, S., and Rodrigues, R. (2021). Tightening EU ETS targets in line with the European Green Deal: Impacts on the decarbonization of the EU power sector. *Applied Energy*, 293.
- Commission européenne (2021). Ajustement à l'objectif 55: atteindre l'objectif climatique de l'UE à l'horizon 2030 sur la voie de la neutralité climatique.
- Commission européenne (2022). REPowerEU : Un plan visant à réduire rapidement la dépendance à l'égard des combustibles fossiles russes et à accélérer la transition écologique.
- Europe écologie les verts (n.d.). Sortir du nucléaire : pourquoi ? En ligne <https://energie.eelv.fr/la-transition-energetique/pourquoi/sortir-du-nucleaire-pourquoi/>(consulté le 21 mai 2022).

European Commission (2020). Communication from the commission to the european parliament, the council, the european economic and social committee and the committee of the regions : A hydrogen strategy for a climate-neutral europe.

European Commission (2021a). Report from the commission to the european parliament and the council on the functioning of the european carbon market in 2020.

European Commission (2021b). The role of hydrogen in meeting our 2030 climate and energy targets.

European Commission (2021c). European Green Deal : Commission proposes transformation of the EU economy and society to meet climate ambitions.

FTI Consulting (2021). Proposed revision and extension of the EU Emissions Trading System.

Global CCS Institute (2021). Global Status of CCS report 2021.

Hydrogen Council - McKinsey (2021a). Hydrogen for net-zero: A critical cost-competitive energy vector.

Hydrogen Council - McKinsey (2021b). Hydrogen insights : A perspective on hydrogen investment, market development and cost competitiveness.

John Cockerill (2021). John Cockerill unveils outstanding track record in 2021: 33% market share of global electrolyzers deliveries, 100% takeover of Cockerill Jingli in china. En ligne <https://h2.johncockerill.com/fr/john-cockerill-unveils-outstanding-track-record-in-2021/>, consulté le 5 mai 2022.

John Cockerill Renewables (n.d.). DQ1000 : Alkaline electrolyser. En ligne <https://h2.johncockerill.com/wp-content/uploads/2022/02/DQ-1000-def-2-HD.pdf>, consulté le 5 mai 2022.

Occitanie Europe (2022). L'UE atteint ses objectifs en matière d'énergies renouvelables en 2020 ! En ligne <https://occitanie-europe.eu/lue-atteint-ses-objectifs-en-matiere-denergies-renouvelables-en-2020/>, consulté le 16 mai 2022.

Wikipedia (n.d.). Procédé chlore-alcali. En ligne https://fr.wikipedia.org/wiki/Procédé_chlore-alcali, consulté le 5 mai 2022.

Annexes

A Explication des différentes phases du *SEQE-UE*

Dans cette annexe, les différentes phases du *Système d'Échange de Quotas d'Émission de l'Union Européenne, SEQE-UE*, vont être expliquées (ICAP, 2021c), (European Commission, 2021a).

Phase I et II

La première phase du *SEQE-UE* a été lancée entre 2005 pour une durée de trois ans, sur l'ensemble des pays membres de l'*UE*. À ce moment, le *SEQE-UE* s'adressait aux unités de production d'électricité et chaleur ainsi qu'aux industries⁷³ disposant d'une puissance thermique nominale supérieure à 20 [MW_{th}]. Ensuite, en 2008, la seconde phase a été lancée pour une période de cinq ans. Lors de cette réforme, le secteur du transport aérien, intérieur à la zone commerciale européenne⁷⁴, a été ajouté au *SEQE-UE*. L'Islande, le Liechtenstein ainsi que la Norvège l'ont rejoint.

Lors de ces deux phases, le plafond des quotas était fixé sur la base des plans nationaux d'allocation de chaque état membre. Dès lors, les phases I et II ont respectivement démarré avec un plafond de 2096 [MtCO₂e/an] et de 2049 [MtCO₂e/an]. Cependant, lors de ces phases, seulement 3% des quotas étaient vendus sur le marché primaire, car le reste était donné gratuitement. Cette faible proportion était nécessaire pour permettre aux entreprises de s'adapter à cette nouvelle législation (ICAP, 2021h).

Phase III

La troisième phase, débutée en 2013 pour une durée de sept ans, s'est focalisée sur l'augmentation de la proportion de quotas mis en vente. Cette proportion a été augmentée jusqu'à 57% alors que le solde était fourni gratuitement sous la forme d'un benchmarking. Les quotas gratuits étaient généralement fournis aux industries pour éviter le phénomène de fuite carbone (ICAP, 2021h). En effet, certaines entreprises, pour rester compétitives, pourraient se délocaliser vers un pays sans système de régulation des émissions. Pour minimiser ce risque, la *Commission européenne* a classé les entreprises en terme d'émissions de GES (ICAP, 2021h) et pour chaque sous-secteur industriel. Ensuite, elle a

⁷³Les raffineries de pétrole, les fours à coke, les usines sidérurgiques ainsi que les producteurs de ciment, de verre, chaux, briques, céramique, pâte à papier, papier et carton.

⁷⁴ ≥ 10 [ktCO₂e/an] pour l'aviation commerciale et ≥ 1 [ktCO₂e/an] pour l'aviation non commerciale.

pris l'entreprise positionnée au dixième meilleur pourcent comme référence du benchmarking. Cette référence⁷⁵ détermine le nombre de quotas donnés gratuitement à toutes les entreprises du sous-secteur concerné. Ensuite, les quotas en excès ou en manque peuvent être achetés sur le marché primaire ou échangés sur le marché secondaire. Le phénomène de fuite carbone a été l'une des principales craintes des autorités du *SEQE-UE*. Dès lors, des mécanismes progressifs ont été mis en place au cours des réformes pour augmenter petit à petit l'inclusion des industries les plus polluantes dans le *SEQE-UE*.

La seconde grande réforme de cette phase est le changement dans la mise en place du plafond de quota. Maintenant, la *Commission européenne* fixe elle-même le plafond et sa réduction au fil des années. En 2013, il a été fixé à 2084 [MtCO₂e/an] et avec une réduction linéaire annuelle de 1.74%. De plus, davantage de sous secteurs industriels ont été rajoutés au *SEQE-UE* comme les industries de l'aluminium et l'ammoniaque, la pétrochimie, ainsi que les installations de capture et stockage du carbone.

Phase IV

En 2021, la quatrième phase du *SEQE-UE* a débuté et devait durer jusqu'en 2030⁷⁶. Aucun changement majeur n'a été réalisé à part :

- La mise en place d'un nouveau plafond de quotas à 1572 [MtCO₂e/an] en 2021⁷⁷ et avec une réduction linéaire annuelle de 2.2%;
- Un durcissement dans les règles d'allocations de quotas à titre gratuit et de benchmarking;
- Un lien entre le *SEQE-UE* et le système d'échange d'émissions suisse. Cela signifie que les différents quotas peuvent être échangés entre ces deux systèmes et que les prix de ceux-ci deviennent équivalents ([ICAP](#), [2021f](#)). Cependant, les objectifs de réduction peuvent rester différents;
- Lancement de deux fonds : un pour la modernisation et un pour l'innovation.

Recette des enchères

La vente des quotas sur le marché primaire génère une source supplémentaire de recettes

⁷⁵Une fois les références déterminées, celles-ci évoluent à la baisse pour pousser également les "meilleures entreprises" à réduire leurs émissions.

⁷⁶Le *Green Deal* européen a été adopté entre temps et celui-ci a modifié le *SEQE-UE*, rendant la phase IV obsolète.

⁷⁷Il y a une différence entre le plafond de quotas à la fin de la phase III et de la phase IV vu le retrait du Royaume-Uni du *SEQE-UE* dû au brexit.

publiques⁷⁸. Ces recettes sont distribuées aux pays membres en fonction de leurs émissions, mais en les obligeant à utiliser au moins la moitié de celles-ci à des fins liées au climat et à la durabilité. Néanmoins, lors de la quatrième réforme, deux fonds ont été mis en place. D'une part, le fonds d'innovation soutient le développement de technologies bas carbone comme la capture et le stockage/utilisation du carbone, les énergies renouvelables, l'hydrogène, la mobilité verte, ... Ce fonds est alimenté annuellement par la vente d'au moins 450 millions de quotas. D'autre part, le fonds de modernisation a comme objectif d'aider dans la modernisation des systèmes énergétiques des dix états membres ayant le plus faible PIB. Ce fonds est alimenté par les revenus de la vente aux enchères de 2% du total des quotas vendus sur le marché primaire lors la phase IV.

⁷⁸Fin 2020, le *SEQE-UE* avait récolté, sur sa durée de vie, près de 69.7 milliards d'euros, dont 19.2 milliards en 2020.

B Explication des technologies bas carbone

Dans cette annexe, une légère explication sur les différentes technologies bas carbone existantes va être réalisée.

Le nucléaire est l'une des technologies bas carbone les plus matures présentes sur le marché électrique avec l'hydroélectricité. Le nucléaire a commencé à être utilisé pour répondre aux crises pétrolières des années 1970. Les centrales nucléaires permettent de convertir l'énergie nucléaire en électrique, sans émission de *GES*, grâce à la fission de composés radioactifs comme l'Uranium 235 (Dewallef, 2020). Cependant, vu les risques liés à une potentielle catastrophe comme celles de Tchernobyl ou Fukushima ainsi que le traitement et le stockage des déchets nucléaires, les pays développés utilisant le nucléaire se retirent⁷⁹ petit à petit de cette source d'énergie (Europe écologie les verts, nd). Ce retrait est visible sur la Fig. 1. Cependant, un regain dans son utilisation est attendu dans les pays en développement comme la Chine et l'Inde, car ils commencent à avoir accès à cette technologie (BP, 2022). Ils vont l'utiliser afin de décarbonner en partie le développement de leurs économies.

Les sources d'énergie renouvelables (SERs) sont des sources d'énergies considérées comme inépuisables, grâce à leurs renouvellements naturels, étant soit directement (thermique, solaire photovoltaïque) ou indirectement (éolien, hydroélectrique, biomasse) obtenues à partir du soleil (Dewallef, 2019). Il existe d'autres sources indépendantes du soleil comme la géothermie ou les marées (Krishan and Suhag, 2019). Ces sources d'énergies sont converties en une forme énergétique utilisable telle que majoritairement de l'électricité, mais aussi des carburants et de la chaleur. De manière générale, les SERs sont classées en 2 grandes catégories : les stables et les intermittentes. L'hydroélectricité est la forme stable la plus utilisée et mature. En effet, cette forme a été la première SERs utilisée par l'homme vu sa stabilité, son faible coût et sa grande disponibilité dans certaines régions du monde (Ernst, 2019b). Néanmoins, actuellement, sa proportion dans le mix énergétique mondial reste constante (Fig. 1), car les meilleurs sites sont déjà exploités. Les nouvelles installations se font principalement actuellement en Asie (BP, 2021b). Cependant, les SERs intermittentes, notamment le solaire et l'éolien, et leurs proportions dans le mix énergétique sont en plein développement. Cela est observable sur la Fig. 1. La croissance annuelle mondiale dans l'utilisation de ces sources est de 13.4% sur les dix dernières années (BP, 2021b). Vu qu'elles n'émettent pas de GES, les principaux consommateurs d'énergie se sont fixés des objectifs concernant leurs productions d'électricité basées sur celles-ci. Par exemple, les États-Unis et l'Allemagne se sont fixés comme objectif respectif de produire

⁷⁹Il existe cependant certaines exceptions comme la France qui va réinvestir massivement dans le nucléaire afin de renouveler ses installations.

30% et 45% de leur électricité à partir de ces sources (Krishan and Suhag, 2019). Dans ce but, l'UE avait imposé à ses états membres que 20% de la consommation énergétique provienne de sources renouvelables pour 2020 (European Commission, 2021a). Pour cela, en 2020, près de 479 [GW] de capacité de production renouvelable dont 162 [GW] et 136 [GW], respectivement sous forme d'éolienne terrestre et solaire photovoltaïque, étaient en fonctionnement (IRENA, 2022a). Cela représentait près de 22.1% de l'énergie finale consommée en UE en 2020, dépassant ainsi l'objectif fixé de 20% (Occitanie Europe, 2022). Au niveau mondial, en 2020, 2800 [GW] de capacité de production énergétique renouvelable étaient en fonctionnement. Parmi celles-ci, 697 [GW] et 710 [GW] étaient respectivement des capacités de production électrique sous forme d'éolienne terrestre et solaire photovoltaïque (IRENA, 2022a). Ces deux types de capacités ont produit, en 2020, 3.2% de la consommation énergétique mondiale (BP, 2022).

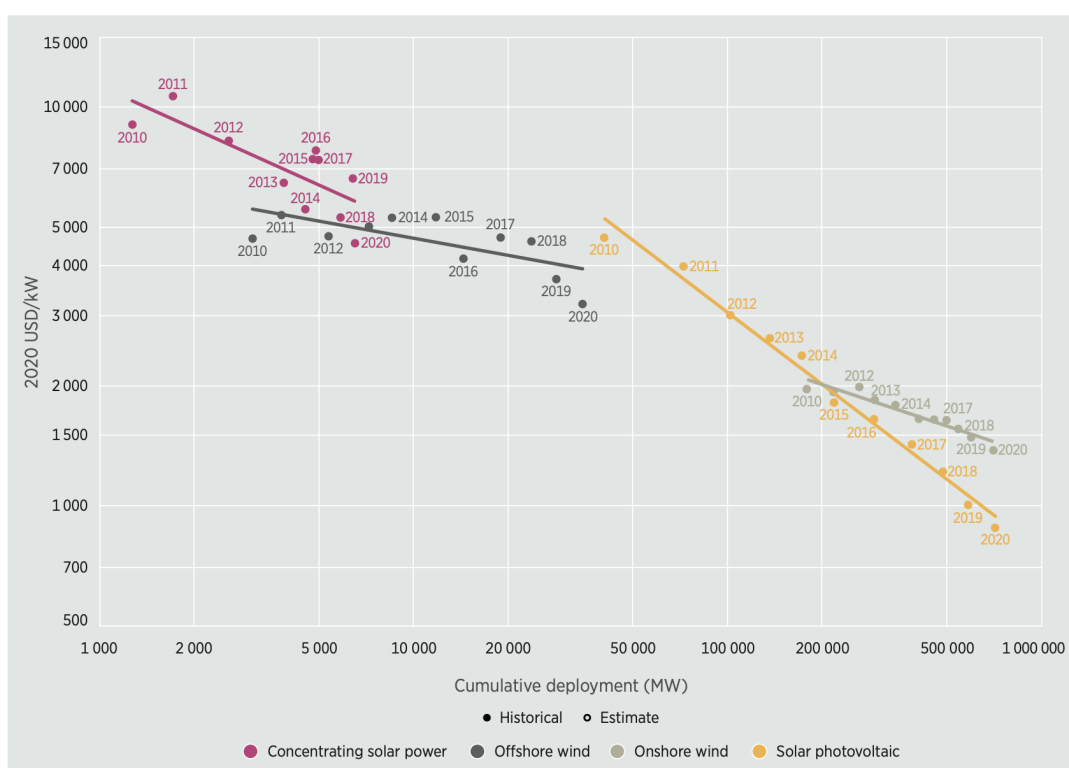


Fig. 17: Évolution du coût des technologies utilisant des sources d'énergie renouvelables intermittentes (éolienne terrestre et maritime ainsi que le solaire photovoltaïque et CSP) de 2010-2020 en fonction de la puissance cumulée installée (IRENA, 2021).

Afin de respecter ces ambitions, des technologies utilisant les SERs, ont été développées et installées, même si leur coût était initialement supérieur à celui des combustibles fossiles. Cependant, vu leurs développements au cours du temps et de l'effet d'expérience, leur prix [\$/kW] a diminué en fonction de la puissance cumulée installée (IRENA, 2021). La Fig. 17 illustre l'impact de l'effet d'expérience sur le coût des technologies utilisant des

SERs intermittentes (éolienne terrestre et maritime ainsi que le solaire photovoltaïque) comme moyens de production électrique.

À partir de la Fig. 17, les pentes d'apprentissages⁸⁰ des différentes technologies peuvent être déduites. De 2010 à 2020, celles du solaire photovoltaïque et de l'éolien terrestre ont été de respectivement 34% et 16.6% (IRENA, 2021)⁸¹. Avec l'amélioration des technologies, les facteurs de capacité⁸² ont augmenté⁸³. Vu cette diminution des coûts et ces améliorations, le coût moyen de production de l'électricité (*LCOE*) a diminué de 56%⁸⁴ et 85%⁸⁵ sur dix ans pour, respectivement, l'éolien terrestre et le solaire photovoltaïque. De plus, les pentes d'apprentissages du coût moyen de l'électricité peuvent être déterminées en tenant compte de la puissance cumulée installée. Dès lors, de 2010 à 2020, les pentes d'apprentissages du coût moyen de l'électricité produite à partir du solaire photovoltaïque et de l'éolien terrestre ont été de respectivement 39% et 32% (IRENA, 2021). La connaissance des pentes d'apprentissage pourra être utile lorsqu'il faudra déduire les *LCOE*, des différentes SERs intermittentes utilisées pour produire de l'hydrogène "vert", des capacités futures installées.

Actuellement, les moyens de production électrique tels que l'éolien terrestre et solaire photovoltaïque sont concurrentiels et même moins chers que ceux à partir des combustibles fossiles (IRENA, 2021). De plus, vu la tendance vers l'installation de nouvelles capacités de ces deux types, il est attendu que le coût de ces deux moyens de production électrique continuent à diminuer (Krishan and Suhag, 2019). La tendance opposée est attendue pour l'électricité produite à partir de combustibles fossiles vu la diminution de leurs réserves ainsi que l'évolution du prix des quotas. Mais, avec la pénétration de plus en plus importante des SER dans le mix électrique, des coûts supplémentaires devront être nécessaires, afin d'augmenter la flexibilité du réseau électrique avec par exemple des unités de stockage, ralentissant la diminution de coût (BP, 2022).

Cependant, l'utilisation des SERs intermittentes mène à quelques défis. Premièrement, celles-ci existent sur de larges zones géographiques, par rapport aux sources d'énergie fossiles, mais avec une faible densité énergétique. Dès lors, les installations nécessitent une large superficie et donc ne peuvent pas être localisées à proximité des zones de haute

⁸⁰Pourcentage moyen de réduction des coûts enregistrés pour chaque doublement de la capacité installée cumulée.

⁸¹Par conséquent, vu la pente d'apprentissage plus importante pour le solaire photovoltaïque que l'éolien terrestre, son coût est passé en dessous de celui de l'éolien terrestre.

⁸²Pourcentage de temps où la technologie peut fonctionner à puissance nominale.

⁸³De 14% à 16% pour le solaire photovoltaïque et de 27% à 36% pour l'éolien terrestre (IRENA, 2021).

⁸⁴De 89 [\$/MWh_{elec}] à 39 [\$/MWh_{elec}] (IRENA, 2021).

⁸⁵De 381 [\$/MWh_{elec}] à 57 [\$/MWh_{elec}] (IRENA, 2021).

consommation. Mais, le principal défi reste leur nature intermittente. Contrairement aux combustibles conventionnels, ces sources d'énergie ne permettent pas de fournir une réponse immédiate de production lors des variations de la demande vu leur dépendance aux conditions météorologiques. De plus, le principal vecteur énergétique produit par les SERs est l'électricité, représentant actuellement un peu plus de 20% de la consommation énergétique mondiale (IRENA, 2022b). Les domaines industriels, du transport et de l'agriculture utilisent très peu l'électricité et une transition vers une électrification directe de ces secteurs sera difficile. Dès lors, d'autres **technologies bas carbone en phase de développement**, comme la capture et le stockage géologique du carbone, l'hydrogène, les carburants biologiques, le stockage électro-chimique, ... seront utilisées pour être complémentaires par rapport aux inconvénients des SERs.

Il existe une multitude de technologies permettant **la capture et le stockage du carbone**⁸⁶ (CSC). Mais celles-ci possèdent quelques inconvénients comme (Léonard, 2019) :

- la réduction du rendement électrique sur les installations;
- le coût élevé. En effet, le coût actuel pour capturer et stocker est entre 80 et 100 [€/tCO₂e]. Cependant, avec l'augmentation du prix, cette technologie peut devenir rentable au sein de l'*UE*;
- sa spécificité aux grosses unités de production énergétique et à la capture du dioxyde de carbone;
- il faut s'assurer qu'aucune fuite n'apparaîtra avec le temps dans l'unité de stockage.

⁸⁶Cette technologie est une mesure secondaire, c'est-à-dire qu'elle ne permet pas de réduire les émissions lors de la combustion, mais de les réduire avant leur relâchement dans l'atmosphère (Global CCS Institute, 2021).

C Explication du fonctionnement et la composition d'un électrolyseur

Cette annexe va expliquer le fonctionnement général et la composition d'un électrolyseur (IRENA, 2020), (Job, 2020).

Un électrolyseur est l'équipement utilisé pour réaliser des électrolyses, c'est-à-dire décomposer un composé chimique sous l'action d'un courant électrique. Réaliser une électrolyse de l'eau signifie que des molécules d'eau vont être décomposées en hydrogène et oxygène. Au sein d'un électrolyseur, cette électrolyse est réalisée au niveau des cellules. Celles-ci sont composées de deux électrodes, appelées cathode (la positive) et anode (la négative), soit immergées dans un électrolyte⁸⁷ liquide soit séparées par un électrolyte solide. Ensuite, ces cellules sont connectées en série et parallèle afin de former une pile⁸⁸. Ces connections permettent d'augmenter le voltage et le courant électrique de manière à accroître la puissance aux bornes.

La pile est l'élément principal de l'électrolyseur, mais d'autres systèmes auxiliaires, composant l'électrolyseur, sont nécessaires afin de réaliser la gestion des flux électriques, gazeux (oxygène et hydrogène) et aqueux. Par exemple, d'un côté, l'hydrogène en sortie de la pile nécessite d'être purifié et comprimé avant d'être stocké. D'un autre côté, l'électricité utilisée nécessite d'être adaptée à la tension autorisée aux bornes de l'électrolyseur à l'aide d'un transformateur, mais également d'être mise sous la forme d'un courant continu. Une vue globale des différents composants d'un électrolyseur est illustrée à la Fig. 18. Pour une meilleure visualisation d'une pile d'électrolyseur, la Fig. 19 en illustre une de 5 [MW_{elec}], fabriquée par l'entreprise *John Cockerill Energy*⁸⁹ (John Cockerill Renewables, nd).

⁸⁷L'électrolyte permet le transfert des charges électriques entre les deux électrodes.

⁸⁸nommé "stack" en anglais.

⁸⁹En 2021, *John Cockerill Energy* était le leader mondial dans la fourniture d'électrolyseur avec une part de marché de 33% (John Cockerill, 2021).

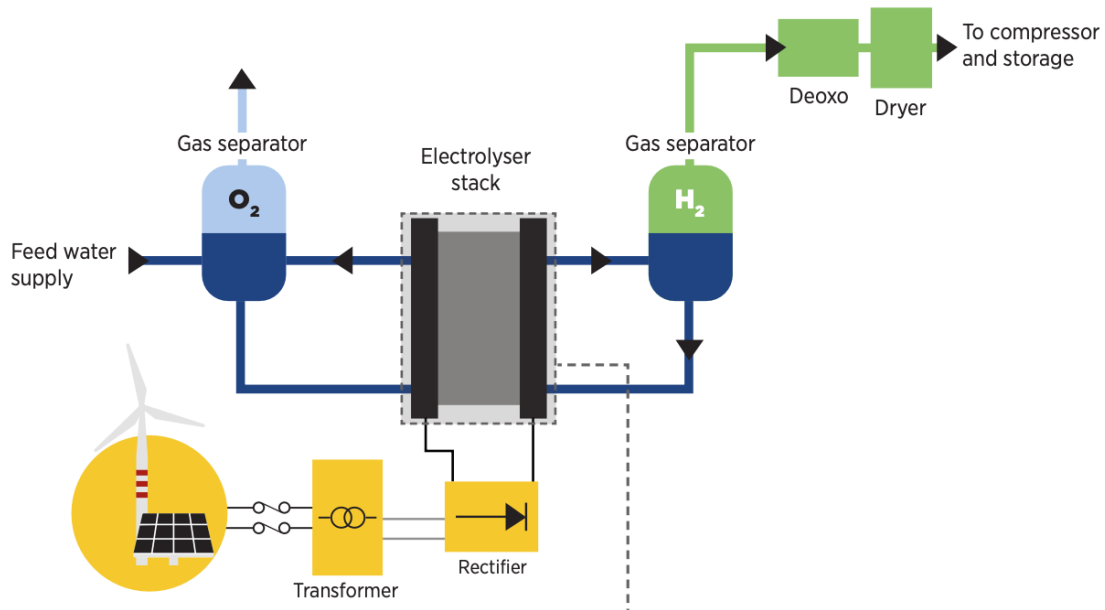


Fig. 18: Vue complète d'un électrolyseur avec au centre la pile ("stack") et autour les différents équipements auxiliaires nécessaires pour la gestion des flux (bleu foncé = eau ; vert = hydrogène ; bleu clair = oxygène ; jaune = électricité) (IRENA, 2020).



Fig. 19: Illustration d'une pile d'électrolyseur de 5 [MW_{elec}], fabriquée par l'entreprise John Cockerill Energy (John Cockerill Renewables, nd).

D Les différentes technologies d'électrolyseur

Vu que le principe de fonctionnement de l'électrolyse de l'eau reste relativement simple, il existe différentes variantes d'électrolyseur basées sur des composés avec des propriétés physiques et chimiques différentes. Actuellement, en fonction de la température de fonctionnement et du type d'électrolyte utilisé, les électrolyseurs pour la production d'hydrogène peuvent être classés selon quatre variantes majeures (IRENA, 2020).

D'une part, deux sont au stade commercial : les électrolyseurs alcalins, c'est-à-dire ceux ayant une solution liquide concentrée en hydroxyde de potassium comme électrolyte ; ceux nommés *Polymer Electrolyte Membrane (PEM)*, utilisant un électrolyte solide⁹⁰ (IRENA, 2020). Chacune de ces deux technologies possèdent leurs avantages et inconvénients en termes d'efficacité, durabilité, maturité, utilisations de matières rares... Par exemple, les électrolyseurs alcalins ont un coût d'installation [€/kW] inférieur, alors que les électrolyseurs *PEM* ont une densité de puissance plus importante. Dès lors, aucune technologie n'est dominante par rapport aux autres, mais celles-ci auront des applications légèrement différentes. Néanmoins, cette dualité va mener à une compétitivité en termes d'innovation et de réduction des coûts (IRENA, 2020). Il est possible que, sur le long-terme, une des deux variantes devienne dominante. Mais, il est attendu que l'écart de coût et de performance entre les deux technologies se réduise au fur et à mesure des innovations et de leurs déploiements massifs (IRENA, 2020).

D'autre part, parmi les quatre variantes existantes, deux sont au stade d'étude en laboratoire. Ces deux technologies sont nommées *Anion Exchange Membrane (AEM)* et *Solid Oxide (SO)*. Celles-ci sont basées sur le même fonctionnement d'électrolyte que le *PEM*. Cependant, vu les composants constituant les électrodes et ceux utilisés pour accélérer la réaction d'électrolyse, le développement de ces deux variantes pourraient permettre de réaliser des avancées technologiques majeures en termes de durabilité, efficacité... (IRENA, 2020).

⁹⁰Cet électrolyte, en plus de permettre le transport des ions entre les deux électrodes, est un isolant électrique pour les électrons et sépare les produits gazeux de la réaction d'électrolyse. Donc, contrairement à la technologie alcaline, aucun média liquide n'est nécessaire pour mener à bien la réaction.

E Secteurs d'application de l'hydrogène

Dans cette annexe, les différentes applications ainsi que leurs demandes attendues en hydrogène sont détaillées (Hydrogen Council - McKinsey, 2021a).

Mobilité

La mobilité⁹¹, plus précisément le transport long-courrier, sera le plus important segment de consommation d'hydrogène avec une demande estimée à 285 [MtH₂/an] en 2050. En effet, les hydrocarbures synthétiques dérivés de l'hydrogène sont une opportunité viable pour substituer les combustibles fossiles utilisés dans les camions, les avions ainsi que le transport maritime.

Matière première pour l'industrie chimique

Beaucoup d'industries chimiques ont besoin d'ammoniac, méthanol et d'autres composés chimiques dans leurs processus de production. Actuellement, ceux-ci sont majoritairement produits à partir d'hydrogène "gris". Cependant, il est possible de décarboner ces processus en utilisant de l'hydrogène propre, ce qui représenterait 15% de la consommation mondiale en hydrogène propre en 2050.

Sidérurgie

La sidérurgie est l'un des secteurs industriels les plus émetteurs de GES, car il requiert de hautes températures, seulement atteintes par des combustibles fossiles. La seule alternative viable pour une décarbonisation de ce secteur est l'hydrogène propre. Dès lors, en 2050, il est estimé que ce secteur consommera près de 35 [MtH₂/an], ce qui permettrait d'éviter une émission cumulée de près de 12 [GtCO₂e] d'ici 2050.

Favoriser la transition du mix électrique

Comme l'hydrogène "vert" est produit à partir d'électricité, la production de ce vecteur énergétique peut être utilisée comme un moyen de stockage à court et à long termes ainsi que comme un moyen pour augmenter la flexibilité du réseau. Des augmentations en flexibilité et en capacité de stockage électrique sont absolument nécessaires pour garantir une stabilité du réseau électrique⁹² lors de l'augmentation de la part des SERs intermittentes dans le mix électrique. En 2050, 65 [MtH₂/an] d'hydrogène "vert" sera destiné à ces utilisations.

Production de chaleur

Produire de la chaleur est nécessaire d'une part pour les industries, mais également pour

⁹¹La mobilité représente aujourd'hui environ 19% des émissions mondiales de GES.

⁹²Un réseau électrique instable peut mener à des risques de "black-out", c'est-à-dire un effondrement complet du réseau.

les usages domestiques. Concernant les industries, certaines ont besoin d'une chaleur à haute température. Actuellement, celle-ci est généralement atteinte grâce à des combustibles fossiles. Cependant, pour substituer leurs utilisations, les industries nécessitant de la chaleur à plus de 400 [°C] pourront se tourner vers l'hydrogène propre. Concernant l'usage domestique, jusqu'à 10% d'hydrogène pourra être injecté dans les réseaux de gaz publics avant de devoir y réaliser des modifications. Au total, la production de chaleur représenterait près de 110 [MtH₂/an] de la consommation en hydrogène propre en 2050.

F Explication du $LCOH$

Le $LCOH$ se calcule selon les formules suivantes (Fan et al., 2021):

$$\left\{ \begin{array}{l} LCOH = \frac{Cout\ total\ projet}{Masse\ hydrogene\ produite} \\ Cout\ total\ projet = CAPEX + OPEX + \sum_{t=1}^N \frac{O\&M}{(1+WACC)^t} \\ Masse\ hydrogene\ produite = \frac{Temps\ fonctionnement \cdot \eta_{electrolyseur} \cdot Capacite\ installee}{PCI_{Hydrogene}} \end{array} \right. \quad (1)$$

où :

- $CAPEX$ (Capital Expenditure) représente l'investissement initial du projet, comme l'achat des électrolyseurs dans ce cas. Celui-ci est calculé selon le produit entre le coût des électrolyseurs [€/kW] et la capacité totale d'électrolyseur installée [kW] sur le projet.
- $OPEX$ (Opérational Expenditure) représente le coût variable lié à l'opération des équipements. Pour les électrolyseurs, ce coût est dominé par celui de l'électricité⁹³. Dans notre cas, ce coût sera calculé par le produit entre le $LCOE$ [€/kWh_{elec}] des capacités renouvelables connectées aux électrolyseurs et la quantité de [kWh_{elec}] nécessaire pour alimenter l'électrolyseur sur sa durée de vie. Ce dernier est égal au nombre d'heures de fonctionnement ($N \cdot 365 \cdot 24 \cdot \text{facteur capacité}$ ⁹⁴) des électrolyseurs sur leur durée de vie, multiplié par la capacité totale d'électrolyseur installée [kW] sur le projet.
- N est la durée de vie en année du projet et donc des électrolyseurs.
- $\eta_{electrolyseur}$ représente le rendement de conversion de l'énergie sous forme électrique en forme chimique (hydrogène dans ce cas).
- $PCI_{Hydrogene}$ (Pouvoir Calorifique Inférieur) quantifie l'énergie contenue dans un kilogramme d'hydrogène pur. À pression atmosphérique, l'hydrogène pur contient 120 [MJ/kgH₂], soit 33.33 [kWh/kgH₂].
- $O\&M$ représente les coûts fixes annuels. Pour un projet d'hydrogène "vert", ce facteur est généralement estimé à 3% du $CAPEX$.
- $WACC$ (Weighted Average Cost of Capital) est le taux d'actualisation du projet.

⁹³Dans ce travail, le coût de l'eau douce est négligé par simplification.

⁹⁴Le facteur de capacité représente le pourcentage de temps où l'électrolyseur fonctionne à puissance nominale.