

En coopération avec



MINISTÈRE DE L'ÉNERGIE ET DES MINES

KFW



Évaluation et analyse du marché Power-to-X et des opportunités d'investissement en Algérie

Rapport final du projet

Type : Rapport final du projet

Lieu : Karlsruhe/Freiburg

Date : Juin 2024

Empreinte

Évaluation et analyse du marché Power-to-X et des opportunités d'investissement en Algérie

Coordination du projet

Fraunhofer Institute for Systems and Innovation Research ISI

Breslauer Str. 48, 76139 Karlsruhe, Allemagne

Wolfgang Eichhammer, wolfgang.eichhammer@isi.fraunhofer.de

Responsables du contenu

Wolfgang Eichhammer, Viktor Paul Müller, Max Julius Hadrich, Matia Riemer, Inga Boie

Instituts contributeurs

Fraunhofer Institute for Solar Energy Systems ISE

Heidenhofstraße 2, 79110 Freiburg, Germany

Max Hadrich, max.hadrich@ise.fraunhofer.de

Client

KfW Development Bank

Palmengartenstr. 5-9, 60325 Frankfurt am Main

Crédits photos

[peterschreiber.media/Shutterstock](https://www.peterschreiber.media/Shutterstock)

Publié

Juin 2024

Notes

L'intégralité de ce rapport est protégée par le droit d'auteur. Les informations qu'il contient ont été compilées au mieux des connaissances et des convictions des auteurs, conformément aux principes de bonne pratique scientifique. Les auteurs estiment que les informations contenues dans ce rapport sont correctes, complètes et actuelles, mais n'acceptent aucune responsabilité pour toute erreur, explicite ou implicite. Les déclarations contenues dans ce document ne reflètent pas nécessairement l'opinion du client.

Contenu

Liste des abréviations	5
Remerciements.....	6
Résumé	7
1 Introduction.....	12
2 Évaluation des ressources en énergies renouvelables et scénarios de développement du marché	13
2.1 Définition des scénarios	13
2.2 Données et méthodes.....	14
2.2.1 Demande d'énergie finale	14
2.2.2 Secteur de l'électricité	15
2.3 Résultats	17
2.3.1 Demande d'énergie finale	17
2.3.2 Secteur de l'électricité sans exportations d'hydrogène	18
2.3.3 Secteur de l'électricité avec exportations d'hydrogène.....	23
3 Identification de sites de projets et d'opportunités d'investissements	25
3.1 Méthodologie pour le choix des sites.....	25
3.1.1 Méthodologie pour le choix des sites EnR.....	25
3.1.2 Méthodologie pour le choix des sites PtX.....	29
3.2 Description des sites choisis.....	31
3.3 Résultats – Analyse détaillée des sites.....	33
3.3.1 Site 1 : Arzew, électrolyse 50 MW	35
3.3.2 Site 2 : Hassi R'Mel, électrolyse 1 GW.....	40
3.4 Discussion et conclusions pour l'analyse des deux sites.....	44
4 Certification de l'hydrogène vert.....	46
4.1 Pertinence de la certification de l'hydrogène.....	46
4.2 Statu quo de la certification de l'hydrogène vert	46
4.3 Directive sur les énergies renouvelables II	47
4.3.1 Critères relatifs à l'électricité pour produire de l'hydrogène	48
4.3.2 Calcul des économies d'émissions de gaz à effet de serre grâce à l'hydrogène	50
4.4 Processus de certification de l'UE	50
4.5 Discussion - Pertinence pour l'Algérie.....	51
5 Liste de figures	53
6 Liste de tables	55

7	Références	56
A.1	Annexe.....	58

Liste des abréviations

AER	Scenario « Reduction Ambitieuse d'Émissions » (Ambitious Emission Reduction). AER+ représente le même scénario avec exportation de L'hydrogène.
BAU	Scenario « Business as Usual »
BMZ	Ministère Fédéral de Coopération Économique et du Développement d'Allemagne
CBAM	Carbon Border Adjustment Mechanism (Mécanisme d'Ajustement Carbone aux Frontières)
CMPC	Coût moyen pondéré du capital
EnR	Énergies renouvelables
GES	Gaz à effet de serre
HT	Haute tension
LCOE	Coût nivelé de l'électricité (Levelized cost of electricity)
LCOH	Coût nivelé de l'hydrogène (Levelized cost of hydrogen)
MEM	Ministère de L'Énergie et des Mines de l'Algérie
NZE	Scenario « Emissions Nettes Nulles » (Net Zero Emissions). NZE+ représente le même scénario avec exportation de L'hydrogène.
PIB	Produit intérieur brut
PIAT	Pôle In-Salah/Adrar/Timimoun
PtX	Power to X (transformation d'énergie électrique en produits chimiques et vecteurs énergétiques)
RED	Renewable Energy Directive
RIN	Réseau Interconnecté Nord
SIG	Système d'information géographique
STEP	Station d'épuration
ZIP	Zone industrialo-portuaire

Remerciements

Les travaux qui ont aboutis à ce rapport ont bénéficiés du support du Ministère de L'Énergie et des Mines (MEM) de l'Algérie que nous souhaitons remercier pour l'accueil et l'organisation de trois Ateliers à Alger, pour la provision de données au niveau national et qui a également facilité grandement l'interaction avec les acteurs Algériens de l'énergie.

Nous souhaitons remercier également vivement ces acteurs clé qui ont participé aux présentations et aux discussions et qui ont enrichi le rapport avec leurs observations pertinentes.

Finalement, nous remercions Professeur Mhamed Hammoudi pour ses compétences techniques qui ont nourri ce rapport, ainsi que la KfW et la Coopération Algérie-Allemagne pour l'intérêt porté aux questions d'une économie de l'hydrogène en Algérie, qui sera clé dans la transition future du pays du gaz naturel fossile vers des alternatives qui soutiennent la neutralité climat.

Résumé

Les objectifs mondiaux de neutralité carbone demandent, en plus des piliers principaux de l'efficacité énergétique et des sources d'énergie renouvelable, le remplacement des combustibles fossiles par des combustibles synthétiques et des vecteurs énergétiques basés sur les énergies renouvelables (Power-to-X), en particulier dans les secteurs où l'utilisation directe de l'électricité est difficile ou impossible. Cela implique pour les décennies à venir une forte demande mondiale pour les produits PtX, tels que l'hydrogène vert ou l'ammoniac. Les pays disposant de ressources et de l'espace limité pour les énergies renouvelables, tels que les États membres de l'Union européenne et notamment l'Allemagne, continueront à dépendre des importations de ces produits pour atteindre leurs objectifs de décarbonation.

L'Algérie, avec son vaste potentiel en énergies renouvelables et son infrastructure d'exportation existante, pourrait jouer un rôle majeur dans l'économie mondiale des PtX à l'avenir et bénéficier d'opportunités de développement économique supplémentaires grâce à la création d'emplois et aux effets de l'innovation.

Lors des négociations intergouvernementales en septembre 2021, les gouvernements de l'Algérie et de l'Allemagne ont décidé d'approfondir et d'élargir leur coopération dans l'axe de l'hydrogène vert / énergies renouvelables. Dans ce contexte, cette étude examine les possibilités pour l'Algérie de développer une chaîne de valeur locale pour la filière PtX. La banque de développement allemande KfW a été mandatée par le Ministère Fédéral de Coopération Économique et du Développement (BMZ) de commissionner et d'accompagner cette étude conjointement avec le Ministère de l'Énergie et des Mines (MEM). Les résultats ont été élaborés dans trois ateliers employant une approche interactive avec les acteurs clé de l'énergie en Algérie dans la période de juin 2022 à mai 2023. L'étude a été menée par la société Fraunhofer pour la recherche appliquée, représentée par ses deux instituts de recherche, l'institut Fraunhofer pour la recherche et l'innovation sur les systèmes ISI et l'institut Fraunhofer pour les systèmes énergétiques solaires ISE.

L'étude évalue dans un premier temps les ressources en énergies renouvelables (EnR) et développe des scénarios du marché pour la technologie PtX dans le cadre de scénarios d'émissions de dioxyde de carbone (CO₂)¹ pour l'Algérie, en tenant compte aussi bien de la décarbonation de l'Algérie, de sa demande domestique en hydrogène et des produits PtX, ainsi que leurs exportations.

Trois scénarios principaux sont définis pour les analyses :

- Le scénario « **Business as Usual** » (**BAU**) sert de scénario de référence sans ambition particulière de décarbonation. Les émissions sont quasiment doublées par rapport à aujourd'hui.
- Dans le scénario « **Réduction Ambitieuse d'Émissions** » (**AER**), l'utilisation des combustibles fossiles et les émissions de CO₂ associées sont considérablement réduites d'ici 2050. Toutefois, certains combustibles fossiles restent présents dans le système énergétique, tant pour la demande d'énergie finale que pour la production d'électricité. Les émissions sont réduites de 50% par rapport à aujourd'hui. Ce scénario présente l'approche la plus réaliste pour l'Algérie concernant une approche ambitieuse de la décarbonation de son économie. Une autre lecture de ce scénario est que des émissions nettes nulles de CO₂ peuvent seulement être atteintes après 2050 en Algérie.

¹ Cette étude ne concerne que les scénarios d'émission de CO₂ et non de gaz à effet de serre (GES) dans leur totalité qui englobent le CH₄, N₂O etc.

- Le scénario d'« **Émissions Nettes Nulles** » (**NZE**), très ambitieux, vise à atteindre des émissions nettes nulles de CO₂ d'ici 2050, comme le monde dans sa totalité. Un tel scénario se justifie notamment dans un contexte économique étroite entre l'Algérie et l'Union Européenne avec un Mécanisme d'Ajustement Carbone aux Frontières (CBAM) qui est en train de se mettre en place pour les pays qui exportent leur produit vers l'Union Européenne sans réduire leurs propres émissions.

Les deux derniers scénarios se combinent avec l'exportation d'hydrogène, augmentant à 15 TWh en 2035 et pour atteindre 100 TWh en 2050. L'analyse des scénarios montre le suivant :

- Dans le scénario BAU la demande d'énergie finale (FED) devrait dépasser 900 TWh d'ici 2050. Toutefois, les deux autres scénarios prévoient un ralentissement de la croissance de l'énergie finale. Dans le scénario de l'AER, la demande d'énergie atteint son maximum vers 2040, avec un peu plus de 600 TWh, et se maintient à ce niveau jusqu'en 2050 (comparé à 500 TWh aujourd'hui). Dans le scénario NZE, le FED atteint son maximum vers 2040, puis diminue légèrement pour atteindre environ 550 TWh en 2050.
- Dans le scénario de l'AER, les combustibles renouvelables représentent environ 65 % du FED en 2050, dont 49 % proviennent de l'électricité et le reste de la biomasse et de la chaleur renouvelable. Les combustibles fossiles (notamment le gaz naturel) couvrent encore 35 % de la demande d'énergie en 2050. L'hydrogène contribue à un niveau faible à la demande domestique, car le niveau de décarbonation ne nécessite pas encore l'hydrogène en grande quantité qui contribue essentiellement à l'export.
- Dans le scénario NZE, les combustibles fossiles sont complètement éliminés d'ici 2050. Plus de 60 % du mix énergétique est constitué d'électricité, complété par des sources de chaleur renouvelables telles que l'énergie solaire, l'énergie géothermique, la biomasse et l'hydrogène. L'hydrogène contribue à un niveau de 100 TWh à la demande domestique, donc à un niveau similaire à l'export.
- Les capacités de production d'électricité augmentent considérablement; les énergies photovoltaïque et éolienne jouent un rôle clé dans la production d'électricité dans tous les trois cas.

Ensuite, l'étude identifie et analyse en détail des sites et de configuration de production pour l'hydrogène en Algérie.

La feuille de route nationale pour le développement de l'hydrogène en Algérie prévoit :

- une première phase de démonstration à travers des projets pilotes à court terme (2023-2030 ; de taille 2 à 50 MW) (MEM 2023) ;
- une deuxième phase de mise à grande échelle et création de marché (2030-2040);
- une troisième phase de marché de compétition (2040-2050).

Le choix d'un site pour un projet PtX dépend d'une multitude de variables géographiques, sociales politiques et réglementaires. Une étude spatiale approfondie est donc la base pour toute décision informée et justifiée pour le déploiement d'un tel projet. Au-delà du choix du site, une étude technico-économique sert à détailler le business model et d'assurer une rentabilité du projet. Cette étude donne les premiers indicateurs qui seront ensuite à affiner dans une étude de faisabilité incluant la demande de devis concrets.

Les sites de production d'énergie renouvelable et de production de PtX ont été sélectionnés sur la base d'un cadre décisionnel multicritères, en tenant compte des critères technico-économiques et autres (analyse par superposition). Durant l'atelier au mois de décembre 2022 à Alger, les parties prenantes ont indiqué l'ordre pour la pondération des critères concernant le choix de sites PtX.

L'étude analyse dans un premier temps quatre sites, afin de comparer leurs avantages et inconvénients. À la suite des échanges durant et après l'atelier du mois de décembre 2022, deux sites ont été retenus pour être analysés en détail :

- Pour un premier site de démonstration et à l'horizon 2030, une **électrolyse de 50 MW** est implantée à **Arzew** et 79-114 MW de puissance d'EnR sont installées afin de l'alimenter. Malgré le caractère de démonstration, des LCOH de 4,5-5 €/kg peuvent être atteints en supposant une aide au financement. Il ne faut pas oublier qu'il s'agit d'un système de démonstration, que les prix d'investissement des électrolyseurs sont actuellement encore élevés et que la construction ultérieure d'un plus grand système déblocuera des économies d'échelle. Il est utile de reconnaître la construction d'un tel système de démonstration en premier lieu comme opportunité pour accumuler des connaissances pour la construction, l'opération et la maintenance d'électrolyseurs et d'EnR. Concernant l'utilisation des produits, cette étude recommande d'utiliser l'hydrogène produit dans des procédés industriels qui utilisent déjà aujourd'hui de l'hydrogène de source fossile. Une possibilité serait la synthèse de l'ammoniac.
- Pour un deuxième site, et à l'horizon à partir de 2030, une **électrolyse de 1.000 MW** est considérée à **Hassi R'Mel**. On voit apparaître les effets d'échelle ainsi que les dégressions de prix attendues pour les années à venir. Le coût de l'hydrogène est nettement plus faible que dans le cas du site 1 (LCOH d'environ 4 €/kg). Les coûts de l'hydrogène sont dominés par le coût des EnR. Dans le cadre de l'étude, il est apparu comme plus avantageux de transporter les électrons et non pas les molécules (c'est à dire de placer les électrolyseurs proches de la côte). Pour le cas de figure concret – 1.000 MW d'électrolyse et une distance d'environ 500 km – la différence nette entre les LCOH « EL côtière » et « EL proche EnR » est assez faible. Comme l'analyse économique montre, une augmentation de la puissance de l'électrolyse pourra faire basculer le choix du côté concept « EL proche EnR ».
- Les coûts de l'infrastructure de transport représentent pourtant une part inférieure à 10% dans tous les cas. Pour des raisons économiques, notamment le fait de pouvoir profiter d'économies d'échelles sur les grandes unités de dessalement au bord de la côte, l'eau de mer a été privilégiée comme source dans les modélisations. Pour de grands projets EnR éloignés de la côte, d'autres sources telles que les eaux en aval des stations d'épuration (STEP) devront être étudiées.

Les données économiques choisies pour l'analyse peuvent être considérées conservateur en plusieurs aspects, notamment pour la première installation sur le site d'Arzew. Pris ensemble, ces facteurs peuvent contribuer dans un cas optimiste à réduire les coûts de l'électricité renouvelable en 2025 de 20-25% par rapport aux valeurs déterminées ici. Comme les prix des renouvelables présentent une partie importante du coût de l'hydrogène, ceci se répercute également sur le coût de l'hydrogène. Une étude détaillée pour le site d'Arzew et des conditions de financement pourra fournir plus de certitude sur la configuration optimale et les coûts de l'installation.

Finalement, il convient de souligner que l'installation des électrolyseurs, de la chaîne de production d'hydrogène amont (EnR) et aval (production de produits PtX) s'accompagne d'autres avantages monétaires et non monétaires (tels que la création d'emploi local pendant la construction et l'exploitation).

La troisième partie de l'étude s'est penchée sur la question de la **certification de l'hydrogène vert**. La certification s'inscrit dans une réforme plus large portant sur les lois et règlements régissant la production, le transport et l'utilisation de l'hydrogène et de ses dérivés. Dans le contexte de l'hydrogène, la certification est un instrument qui permet de garantir que l'hydrogène est conforme aux critères de durabilité et qu'il permet de réduire suffisamment les émissions de gaz à effet de serre (GES). La certification est nécessaire, car l'hydrogène est un bien homogène qui ne peut être différencié en ce qui concerne les émissions de gaz à effet de serre de sa chaîne d'approvisionnement ou d'autres impacts environnementaux. La chaîne d'approvisionnement de l'hydrogène comprend plusieurs étapes du cycle de vie (production, conditionnement, transformation, transport) qui peuvent avoir un impact sur l'intensité globale des émissions de GES. Même l'hydrogène

« vert », qui est un label commun faisant référence à l'hydrogène produit à partir d'électricité renouvelable par électrolyse, peut avoir un effet négatif sur les efforts de décarbonation.

Un certain nombre de définitions et de critères sont importants pour les différents cas d'électricité distingués par la Directive Européenne pour les Renouvelables (RED II). Ces critères doivent garantir que la production d'hydrogène renouvelable encourage la production de nouvelles EnR et non la production d'électricité d'origine fossile :

- **Additionnalité:** Les exigences en matière d'additionnalité garantissent que les EnR sont nouvellement installées dans le but d'utiliser l'électricité pour produire de l'hydrogène et que les EnR installées à l'origine dans un but différent ne sont pas utilisées pour produire de l'hydrogène et risquent de différer leur cas d'utilisation initial. Une EnR est considérée comme « nouvelle » si elle a été installée au maximum 36 mois avant l'installation de l'électrolyseur.
- **Corrélation temporelle:** L'exigence temporelle prévoit que l'hydrogène est produit au cours de la même heure que l'électricité.
- **Corrélation spatiale:** La corrélation spatiale prévoit que les EnR et l'électrolyseur sont situés dans la même zone d'appel d'offres ou que les EnR sont situées dans une zone d'appel d'offres voisine où les prix sont égaux ou supérieurs à ceux de la zone de production d'hydrogène.

Les exigences relatives à la production d'hydrogène renouvelable s'appliqueront à la fois **aux producteurs nationaux et aux producteurs de pays tiers qui souhaitent exporter de l'hydrogène renouvelable vers l'UE**. Un système de certification reposant sur des "systèmes volontaires" sera mis en place pour garantir que les producteurs des pays tiers respectent les mêmes critères.

Pour favoriser l'expansion rapide des électrolyseurs, et compte tenu de la disponibilité limitée de la production d'électricité renouvelable non subventionnée dans un avenir proche, les producteurs d'hydrogène renouvelable auront la possibilité de signer des accords d'achat d'électricité renouvelable à long terme **avec des installations existantes, à condition que leurs électrolyseurs soient mis en service avant 2028**. La raison de cette dérogation est que la planification, les procédures d'autorisation et l'installation de nouvelles sources d'énergie renouvelables supplémentaires prennent du temps et pourraient entraîner des retards dans le déploiement des électrolyseurs et limiter le potentiel de création d'économies d'échelle.

Au cours d'une période de mise en œuvre progressive, les producteurs d'hydrogène renouvelable sont autorisés à faire correspondre la production d'électricité renouvelable et la production d'hydrogène renouvelable qui lui est associée **sur une base mensuelle**. En d'autres termes, les producteurs d'hydrogène renouvelable peuvent faire fonctionner leurs électrolyseurs à n'importe quelle heure tant que la quantité totale d'électricité renouvelable consommée correspond à la quantité totale d'hydrogène renouvelable produite au cours de ce mois civil de l'année. Cela permettra aux producteurs d'hydrogène renouvelable de fournir un flux constant d'hydrogène renouvelable à leurs clients, en particulier dans les cas où aucune infrastructure ou option de stockage de l'hydrogène n'est encore disponible.

Les **zones d'enchères** peuvent ne pas être utilisées dans tous les pays. Dans ce cas, l'acte délégué prévoit que des concepts équivalents (les plus similaires) d'une zone d'appel d'offres sont également autorisés, à condition que l'objectif de l'acte délégué soit toujours respecté. Par exemple, des réglementations de marché similaires ou les caractéristiques physiques du réseau (niveau d'interconnexion) ou le pays lui-même ne sont autorisés qu'en dernier recours.

Les règles sont conçues pour devenir plus strictes au fur et à mesure que le secteur se développe. À partir de janvier 2030, tous les producteurs d'hydrogène renouvelable, y compris ceux qui ont signé des accords avec des centrales de production d'énergie renouvelable existantes, devront s'aligner sur l'électricité qu'ils ont achetée sur une base horaire. Les États membres qui le souhaitent

peuvent introduire la corrélation horaire à partir du 1er juillet 2027, sous réserve de notification à la Commission.

Comme il n'existe pas encore de marché mondial de l'hydrogène liquide, un futur système de certification devra être développé parallèlement à la montée en puissance du marché. Ceci permet d'établir un cadre à l'export de l'hydrogène. L'étude analyse le statu quo de la certification de l'hydrogène vert, les critères relatifs à l'électricité pour produire de l'hydrogène, les évolutions dans les processus de certification, notamment en Europe et discute les implications pour l'Algérie. Le cas le plus susceptible de s'appliquer à l'Algérie (réseau électrique mixte) signifie que des critères d'additionnalité, spatiaux et temporels s'appliquent pour que l'hydrogène algérien soit considéré comme entièrement renouvelable dans l'UE. En outre, les émissions de la chaîne d'approvisionnement doivent être maintenues à des niveaux suffisamment bas pour que l'utilisation de l'hydrogène permette de réduire de 70 % les émissions de gaz à effet de serre.

Les provisions de transition permettent à l'Algérie, de développer l'économie de l'hydrogène rapidement en coopération avec l'Allemagne et l'Union Européenne.

1 Introduction

Pour atteindre les objectifs mondiaux de décarbonation et parvenir à la neutralité carbone, il faudra redoubler d'efforts en matière d'efficacité énergétique et passer, à l'échelle mondiale, des combustibles fossiles aux sources d'énergie renouvelables. Les scénarios de décarbonation à l'échelle mondiale montrent que cela implique également de remplacer une partie des combustibles fossiles par des combustibles synthétiques et des vecteurs d'énergie renouvelable (Power-to-X), en particulier dans les secteurs où l'utilisation directe de l'électricité n'est pas possible. Cela créera une forte demande mondiale pour les produits PtX, tels que l'hydrogène vert ou l'ammoniac, à l'avenir. Les pays disposant d'un espace et de ressources énergétiques renouvelables limités, tels que les États membres de l'Union Européenne, dépendront des importations de ces produits pour atteindre leurs objectifs de décarbonation. L'Allemagne, par exemple, dépendra probablement des importations pour couvrir jusqu'à 70 % de sa demande en hydrogène, qui devrait se situer entre 90 et 110 TWh jusqu'en 2030 (BMWK 2023).

L'Algérie, avec son vaste potentiel de ressources énergétiques renouvelables, sa proximité avec l'Europe et son infrastructure d'exportation existante pour les vecteurs énergétiques basés sur les combustibles fossiles, pourrait jouer un rôle majeur dans l'économie mondiale des PtX à l'avenir, et pourrait bénéficier d'opportunités de développement économique supplémentaires grâce à la diversification économique, à la création d'emplois et aux effets de l'innovation. Toutefois, outre les aspects technico-économiques, les aspects environnementaux (c'est-à-dire la disponibilité de l'eau), la localisation des sources d'énergie renouvelables et des infrastructures de transport ainsi que les conditions réglementaires sont essentielles pour pouvoir élaborer des stratégies réalisables à long terme pour le développement du marché du PtX.

Lors des négociations intergouvernementales en septembre 2021, les gouvernements de l'Algérie et de l'Allemagne ont décidé d'approfondir et d'élargir leur coopération dans l'axe de l'hydrogène vert / énergies renouvelables. Dans ce contexte, cette étude vise à soutenir le développement de stratégies écologiquement et économiquement durables pour le développement du marché algérien du PtX. La banque de développement allemande KfW a été mandatée par le Ministère fédéral de Coopération économique et du développement (BMZ) de commissioner et accompagner cette étude conjointement avec le Ministère de l'Énergie et des Mines (MEM). Elle examine les possibilités pour l'Algérie de développer une chaîne de valeur locale pour les technologies PtX. L'étude se concentre sur les opportunités d'investissement, en particulier dans le domaine des usines d'économie d'hydrogène, et examine le potentiel technico-économique de la production d'hydrogène vert et le rôle potentiel qu'il pourrait jouer dans le système énergétique national sur la base d'une analyse de scénario (**chapitre 2**). En outre, des analyses économiques plus détaillées sont effectuées pour les futurs sites de projets potentiels et la détermination des coûts associés à la production d'hydrogène (**chapitre 3**). La troisième partie de l'étude se penche sur la question de la certification de l'hydrogène vert qui permet de garantir que l'hydrogène est conforme aux critères de durabilité et qu'il permet de réduire suffisamment les émissions de gaz à effet de serre (GES) (**chapitre 4**).

L'étude est réalisée par la Société Fraunhofer pour la Recherche Appliquée, représentée par ses deux instituts de recherche, l'Institut Fraunhofer pour la recherche en Systèmes et l'Innovation ISI et l'Institut Fraunhofer pour les Systèmes d'Énergie Solaire ISE.

2 Évaluation des ressources en énergies renouvelables et scénarios de développement du marché

Ce chapitre évalue les ressources en énergies renouvelables et développe des scénarios du marché pour la technologie PtX dans le cadre de scénarios d'émissions de gaz à effet de serre (GES) pour l'Algérie, en tenant compte aussi bien de la décarbonation de l'Algérie, de sa demande domestique en hydrogène et des produits PtX, ainsi que leurs exportations. Trois scénarios principaux sont définis pour les analyses qui se combinent avec l'exportation d'hydrogène. Ces scénarios tiennent compte de la feuille de route nationale pour le développement de l'hydrogène en Algérie qui prévoit :

- une première phase de démonstration à travers des projets pilotes à court terme (2023-2030 ; de taille 2 à 50 MW) (MEM 2023) ;
- une deuxième phase de mise à grande échelle et création de marché (2030-2040) ;
- une troisième phase de marché de compétition (2040-2050).

2.1 Définition des scénarios

L'analyse des scénarios comprend le bilan énergétique et le bilan du dioxyde de carbone (CO₂) de tous les secteurs de la demande d'énergie finale ainsi que du système électrique local. La demande future d'hydrogène pour le marché domestique ou à des fins d'exportation est également prise en compte, en supposant une demande supplémentaire d'électricité pour la production d'hydrogène par électrolyse. Le calendrier de l'analyse s'étend de 2000 à 2050, en utilisant les données historiques de 2000 à 2019 comme données d'entrée. L'année 2019 a été choisie comme dernière année historique en raison de la meilleure disponibilité des données et pour éviter l'impact particulier de la crise du COVID en 2020 et 2021 lors de la projection de la future demande d'énergie. Le modèle d'analyse de système énergétique LEAP (LEAP 2023) est utilisé comme cadre de modélisation et NEMO (NEMO 2023) est utilisé pour la planification de l'expansion du secteur de l'électricité, en explorant des voies avec un coût global minimum pour les différents scénarios.

Trois scénarios principaux sont définis pour les analyses :

- Le scénario d'émissions nettes nulles (NZE) vise à atteindre des émissions nettes nulles de CO₂ d'ici 2050. Il est basé sur une combinaison de mesures d'efficacité énergétique et de changement de combustible. En 2050, aucun combustible fossile n'est plus utilisé, ni pour l'approvisionnement en énergie finale, ni pour la production d'électricité. Une justification importante pour ce scénario est que l'Union Européenne a décidé d'introduire le Carbon Border Adjustment Mechanism (CBAM) qui vise les pays hors Union Européenne et qui exportent leurs produits en Europe, ce qui est le cas de l'Algérie. Pour éviter que les produits Algériens soient taxés fortement à l'export, une décarbonation de l'économie s'impose également. Pour y parvenir, outre l'électricité, la biomasse et la chaleur renouvelable, l'hydrogène est utilisé pour le stockage de l'énergie et, dans une mesure limitée, comme carburant dans certains secteurs d'utilisation finale, principalement l'industrie et les transports nationaux, ainsi que comme matière première à des fins non énergétiques.
- Dans le scénario « Réductions Ambitieuses des Émissions » (AER), l'utilisation des combustibles fossiles et les émissions de CO₂ associées sont considérablement réduites d'ici 2050. Toutefois, certains combustibles fossiles restent présents dans le système énergétique, tant pour la demande d'énergie finale que pour la production d'électricité. Ce scénario prévoit des mesures importantes en matière d'efficacité énergétique, mais moins que le scénario NZE, car les gains d'efficacité implicites liés au passage des combustibles à l'électrification

directe sont moindres. Contrairement au scénario NZE, l'hydrogène n'est pas utilisé dans les secteurs de la demande d'énergie finale, mais il peut être utilisé pour le stockage saisonnier de l'énergie dans le secteur de l'électricité. Une autre lecture de ce scénario est que des émissions nettes nulles de CO₂ peuvent seulement être atteintes après 2050 en Algérie.

- Le scénario « Business as Usual » (BAU) sert de scénario de comparaison pure sans ambition de décarbonation. On suppose ici que les intensités énergétiques et les parts de combustibles des différents secteurs restent constantes au niveau de 2019.

Deux autres sous-scénarios s'appuient sur l'AER et la NZE et prennent en compte les exportations d'hydroélectricité. Dans ces scénarios, appelés AER+/NZE+, l'objectif d'exportation d'hydrogène vert varie en deux phases. Dans la première phase, les exportations d'hydrogène augmentent linéairement de 0 TWh en 2025 à 15 TWh en 2035. Par la suite, dans l'hypothèse d'une expansion plus rapide due aux effets d'apprentissage, elles augmentent pour atteindre 100 TWh en 2050.

La planification de l'expansion du secteur de l'électricité se fait de manière endogène (en ce qui concerne la composition du mix énergétique) en minimisant le coût global du système pour des scénarios donnés. Table 1 résume les trois scénarios et de leurs principales différences.

Table 1 : Les trois scénarios pour l'Algérie et de leurs principales différences

Scénario	Status quo (BAU)	Réductions ambitieuses des émissions (AER) / (AER+)	Émissions nettes nulles en 2050 (NZE) / (NZE+)
Demande d'énergie finale	Les intensités énergétiques et les parts de combustibles sont maintenues constantes	Augmentation de l'efficacité énergétique + passage à des carburants 65% renouvelables jusqu'en 2050	Augmentation de l'efficacité énergétique + passage à des carburants 100% renouvelables jusqu'en 2050
Secteur électrique	Optimisation au moindre coût sans objectifs d'émissions pour les extensions de capacité au-delà des plans nationaux annoncés	Optimisation au moindre coût avec un objectif d'environ 85% d'électricité renouvelable en 2050 pour les ajouts de capacité au-delà des plans nationaux annoncés.	Optimisation au moindre coût avec un objectif d'émissions nettes nulles en 2050 pour les ajouts de capacité au-delà des plans nationaux annoncés.
Exportation d'hydrogène	Non	Non / Oui (2025 : 0 TWh, 2035 : 15 TWh, 2050 : 100 TWh)	Non / Oui (2025 : 0 TWh, 2035 : 15 TWh, 2050 : 100 TWh)

2.2 Données et méthodes

2.2.1 Demande d'énergie finale

La population et le produit intérieur brut (PIB) sont deux facteurs importants qui influencent la demande d'énergie locale. Une combinaison de sources nationales (ONS 2023) et internationales (UN 2022, World Bank 2023) est utilisée comme base de données démographiques. Pour l'évolution de la population nationale jusqu'en 2050, la variante moyenne des UN World Population Prospects est prise en compte, ce qui donne 50,3 millions d'habitants en 2030 et 60,9 millions d'habitants en 2050. Le PIB par habitant est estimé sur la base des tendances historiques, passant de 4115 US\$ constants de 2015 en 2019 à 4500 US\$ constants de 2015 en 2030 et 5100 US\$ constants de 2015 en 2050. Pour tenir compte des tendances sectorielles, le PIB total est décomposé en valeur ajoutée sectorielle de l'industrie, des services et de l'agriculture en utilisant les parts des indicateurs du

développement mondial de la Banque mondiale. Les chiffres relatifs aux tendances de la population, du PIB et de la valeur ajoutée sectorielle qui en résultent sont fournis en annexe.

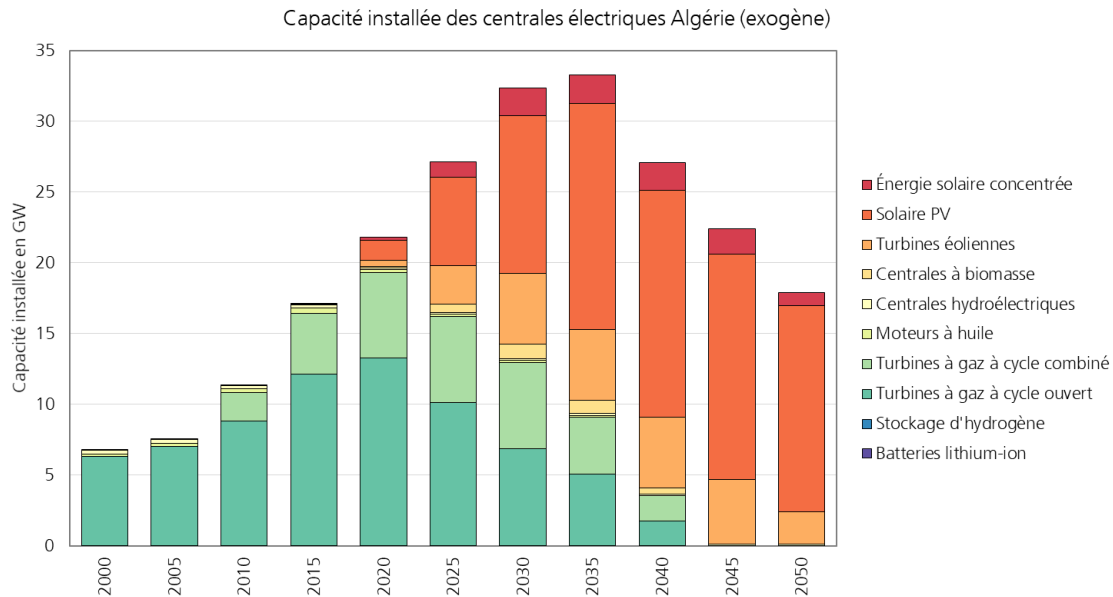
Pour la demande d'énergie finale par secteur et par combustible, on utilise les données nationales Office National des Statistiques (ONS 2023), ainsi que bilans énergétiques historiques du Ministère de l'Énergie et des Mines et de la base de données commerciale Global Energy & CO₂ Data (Enerdata 2023). En combinaison avec les données sur le PIB et la valeur ajoutée sectorielle, l'intensité énergétique finale des différents secteurs et leurs parts de combustibles peuvent être déduites. Le principal facteur de la demande d'énergie, le niveau d'activité, dépend des différents secteurs. Pour l'industrie, les services et l'agriculture, il s'agit de la valeur ajoutée sectorielle correspondante. Pour les autres secteurs, il s'agit du PIB total. La demande d'énergie finale des différents secteurs est supposée diminuer linéairement de 30 % d'ici 2050 pour tous les secteurs et tous les scénarios. Les gains d'efficacité supplémentaires résultant du changement de combustible sont pris en compte. Dans le secteur des transports, l'utilisation directe de l'électricité se traduit par une intensité énergétique inférieure de 50 % à celle des combustibles fossiles. Pour l'hydrogène, l'intensité est inférieure de 30 % à celle des combustibles fossiles. Pour tous les autres secteurs, l'utilisation de l'électricité et de la chaleur renouvelable est supposée être 10 % plus efficace que celle des combustibles fossiles, de la biomasse et de l'hydrogène. Les parts de combustibles pour les différents secteurs et scénarios sont indiquées dans l'annexe.

2.2.2 Secteur de l'électricité

La planification de l'expansion du secteur de l'électricité est effectuée avec l'objectif de minimiser le coût total du système des scénarios respectifs. Pour tenir compte des fluctuations quotidiennes et saisonnières de la demande et de l'offre d'électricité, le modèle a une résolution temporelle de 288 tranches de temps par an, correspondant à un jour de référence de 24 heures par mois. Pour chacune de ces tranches temporelles et chaque année, la demande d'électricité doit être satisfaite en construisant, en répartissant et en arrêtant diverses technologies de production et de stockage du côté de l'offre. La demande d'électricité pour la production d'hydrogène, y compris les pertes d'efficacité de l'électrolyse, est calculée et ajoutée à la demande directe d'électricité des secteurs de la demande finale d'énergie. Le rendement de l'électrolyse passe de 60 % en 2020 à 75 % en 2050.

Les données historiques des bulletins statistiques de l'Union arabe de l'électricité (AUE 2023), de la CREG et les futurs plans nationaux d'expansion des énergies renouvelables, ainsi que les programmes indicatifs des moyens de production d'électricité et du gaz jusqu'en 2030 (MEM 2023) sont pris en compte dans le modèle. Les capacités des centrales électriques existantes et prévues sont supposées être mises hors service à la fin de leur durée de vie technique. Pour le développement futur, seules les augmentations de capacité des EnR définies dans les plans nationaux sont prises en compte, mais pas les technologies fossiles. L'évolution de la capacité minimale spécifiée des centrales électriques qui en résulte est présentée à la Figure 1. Comme on peut le voir, les turbines à gaz naturel dominent le système électrique actuel et leur capacité installée a fortement augmenté ces dernières années. Sur la base de la structure d'âge qui en résulte et en supposant qu'aucune nouvelle capacité ne soit réalisée à l'avenir, les dernières centrales à combustibles fossiles existantes dans le système seraient progressivement mises hors service entre 2040 et 2045. Toutefois, la planification de l'expansion permet encore l'installation modélisée de nouveaux moteurs à pétrole ou de turbines à gaz si toutes les conditions limites sont remplies, ce qui permet de réduire les coûts globaux du système.

Figure 1: Données d'entrée du modèle exogène pour l'évolution supposée de la capacité minimale installée des centrales électriques en Algérie par technologie jusqu'en 2050



Source: Représentation propre basée sur les données historiques des bulletins statistiques de l'Union arabe de l'électricité (AUE 2023) et sur les futurs plans nationaux d'expansion des énergies renouvelables jusqu'en 2030 (MEM 2023).

Au total, il existe dix options différentes pour la production et le stockage d'électricité. Les facteurs d'émission par défaut pour les centrales électriques fossiles sont tirés de la base de données technologique et environnementale interne de LEAP. Un tableau récapitulatif des principaux paramètres technico-économiques pour les différentes technologies de centrales électriques et de stockage est fourni en annexe. Les deux options de stockage de l'énergie sont les batteries lithium-ion pour le stockage à court terme et un module de stockage de l'hydrogène pour le stockage saisonnier, qui combine les trois étapes de l'électrolyse, du stockage physique de l'hydrogène et de la reconversion dans des turbines à hydrogène. Dans une étude détaillée, la possibilité de stockage par pompage d'eau (STEP, station de transfert d'eau par pompage) est également envisageable, mais nécessite une analyse fine des sites possible de stockage.

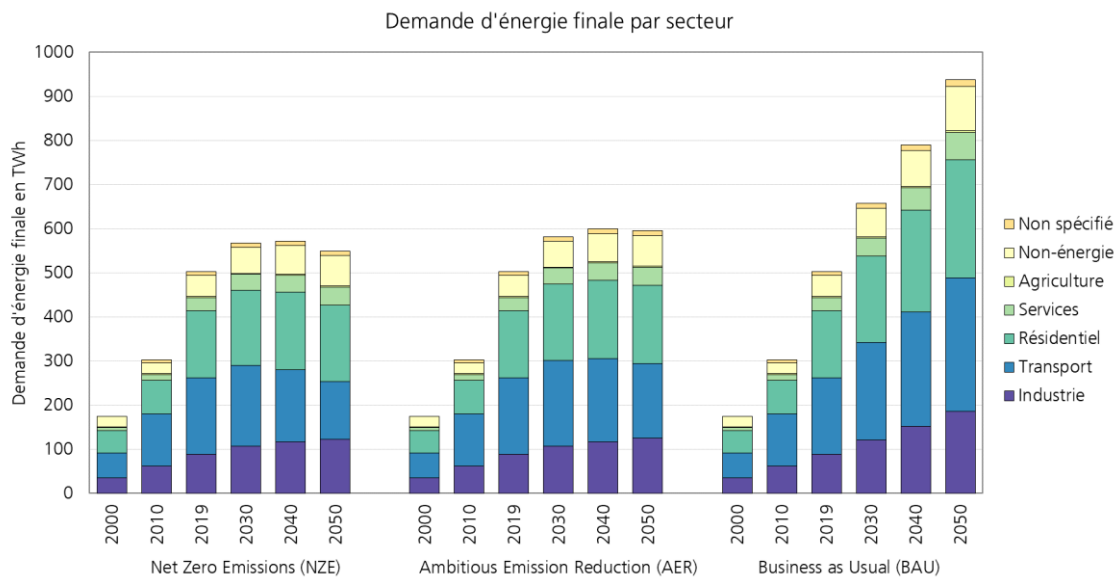
Le coût moyen pondéré du capital (CMPC) est supposé être de 7,5 % par an. Les coûts des combustibles pour le gaz naturel (65,0 US\$/tep en valeur constante en 2015) et le pétrole (223,1 US\$/tep en valeur constante en 2015) ont été tirés d'Enerdata (Enerdata 2023). Pour la biomasse, un prix de 2,5 US\$/GJ constants de 2015 est supposé sur la base des fourchettes de prix fournies par l'IRENA (IRENA 2012, IRENA 2018). Les séries temporelles relatives à l'énergie solaire photovoltaïque et à l'énergie éolienne sont basées sur les données météorologiques de 2020 téléchargées à partir de renewables.ninja (Pfenninger & Staffel 2023) et agrégées au format 288 tranches temporelles. Les courbes de disponibilité qui en résultent sont présentées en annexe. Les ressources hydroélectriques en Algérie étant limitées, la capacité maximale des centrales hydroélectriques est limitée de manière exogène à 500 MW.

2.3 Résultats

2.3.1 Demande d'énergie finale

L'évolution historique et projetée de la demande d'énergie finale par secteur et par combustible pour les trois scénarios est présentée dans Figure 2 et Figure 3. De 2000 à 2019, l'Algérie a connu une forte augmentation de la demande d'énergie finale, qui a presque triplé, passant de 174 TWh à 503 TWh. Cette croissance est principalement due aux secteurs industriel, résidentiel et des transports, qui représentent ensemble plus de 80 % de la consommation nationale d'électricité. Si tous les scénarios supposent une croissance continue, les taux diffèrent considérablement. Dans le scénario BAU, sans mesures d'efficacité ni changement de combustible, la demande d'énergie devrait dépasser 900 TWh d'ici 2050. Toutefois, les deux autres scénarios prévoient un ralentissement de la croissance. Dans le scénario de l'AER, la demande d'énergie atteint son maximum vers 2040, avec un peu plus de 600 TWh, et se maintient à ce niveau jusqu'en 2050. Dans le scénario NZE, le FED atteint son maximum vers 2040, puis diminue légèrement pour atteindre environ 550 TWh en 2050.

Figure 2: Evolution de la demande d'énergie finale algérienne par secteur et par scénario jusqu'en 2050

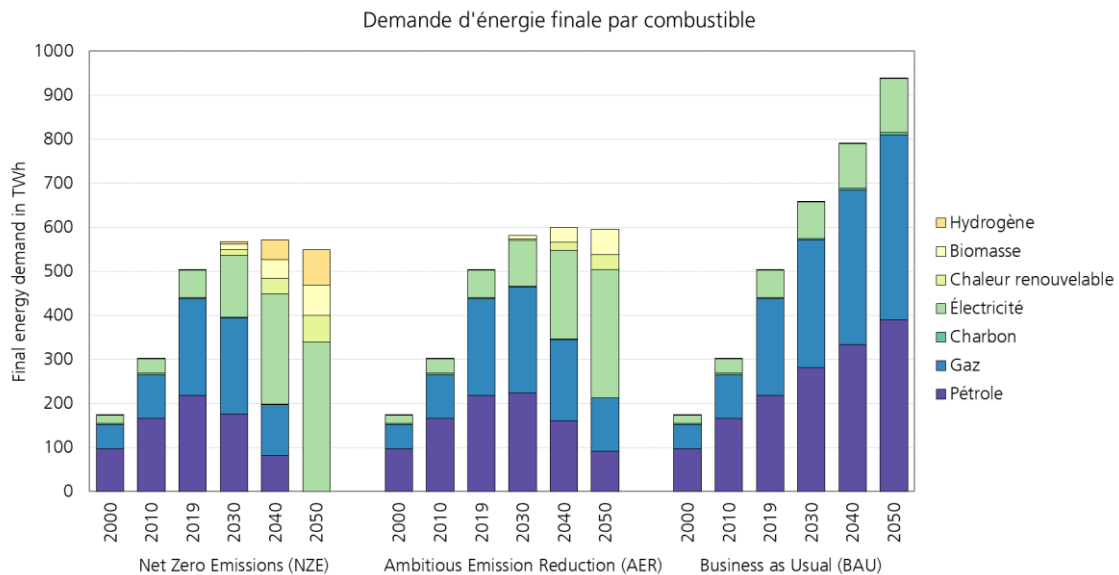


Source: Représentation propre avec des données historiques basées sur ONS (ONS 2023), MEM (MEM 2023) et Enerdata (Enerdata 2023), ainsi que de projections propres pour les scénarios futurs

Les différences les plus significatives entre les deux scénarios de décarbonation sont observées dans le secteur des transports, en raison de la part plus importante de véhicules électriques à batterie. Une part plus importante d'électrification directe, en particulier dans le secteur des transports nationaux, contribue à des gains d'efficacité implicites plus élevés. En 2000, le bouquet énergétique était dominé par le pétrole (56 %), mais la part de l'électricité et du gaz naturel augmentait d'ici 2019. Dans le scénario NZE, les combustibles fossiles sont complètement éliminés d'ici 2050. Plus de 60 % du bouquet énergétique est constitué d'électricité, complétée par des sources de chaleur renouvelables telles que l'énergie solaire, l'énergie ambiante, la biomasse et l'hydrogène. Dans le scénario de l'AER, les combustibles renouvelables représentent environ 64,5 % du FED en 2050, dont 49 % proviennent de l'électricité et le reste de la biomasse et de la chaleur renouvelable. Néanmoins, les combustibles fossiles couvrent encore 35,5 % de la demande d'énergie en 2050. En

revanche, le scénario BAU, qui sert de référence sans ambition de décarbonation, maintient inchangée la part des combustibles, ce qui entraîne une forte augmentation de la demande de pétrole et de gaz.

Figure 3: Évolution de la demande énergétique finale algérienne par combustible et par scénario jusqu'en 2050



Source: Représentation propre avec des données historiques basées sur ONS (ONS 2023), MEM (MEM 2023) et Enerdata (Enerdata 2023), ainsi que de projections propres pour les scénarios futurs

2.3.2 Secteur de l'électricité sans exportations d'hydrogène

Les voies d'expansion du secteur de l'électricité présentant les coûts totaux de système les plus bas diffèrent pour les trois scénarios, tant en termes de combinaison de technologies que de capacité installée totale (voir la Figure 4). Dans le scénario BAU, avec une demande d'électricité relativement faible et sans contrainte de CO₂, la capacité totale en 2050 est de 66 GW, composée principalement de turbines à gaz et de panneaux solaires photovoltaïques combinés à des batteries de stockage. Dans l'AER, cette valeur passe à 178 GW en raison de l'augmentation de la demande d'électricité et de la trajectoire de décarbonation donnée. L'énergie solaire photovoltaïque et l'énergie éolienne représentent la plus grande part de la production d'électricité. Pour le stockage à court terme, les batteries sont de plus en plus utilisées après 2030, tandis que le stockage saisonnier de l'hydrogène joue un rôle mineur. En revanche, une certaine proportion de turbines à gaz est encore en service en 2050. La situation est différente dans le scénario NZE. Pour répondre à la demande d'électricité en 2050 de manière totalement neutre en termes de CO₂, la capacité installée la plus élevée des trois scénarios est nécessaire, avec un total de 318 GW. Étant donné que les technologies de production intermittentes telles que l'énergie solaire photovoltaïque et l'énergie éolienne dominent le bouquet énergétique, il sera nécessaire de recourir au stockage à court terme sous forme de batteries et au stockage saisonnier de l'hydrogène. Ce dernier sera ajouté principalement après 2040, remplaçant les turbines à gaz. En raison du plafonnement des émissions de CO₂, les turbines à gaz qui resteront dans le système en 2050 ne seront plus distribuées.

Figure 4: Augmentation de la capacité installée des centrales électriques en Algérie en fonction des coûts optimaux, par technologie, pour les différents scénarios jusqu'en 2050

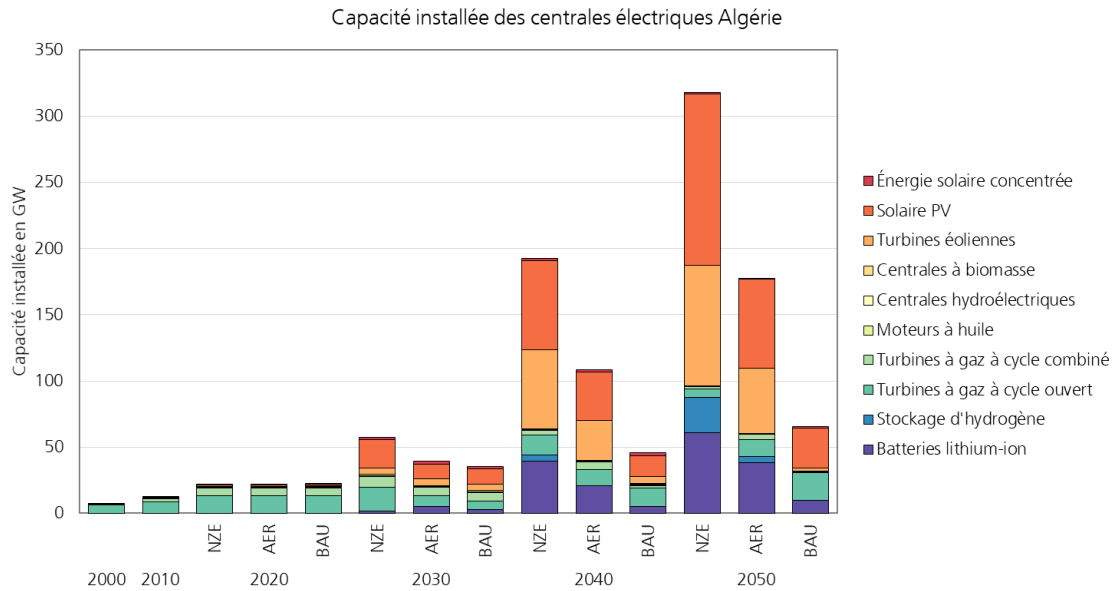
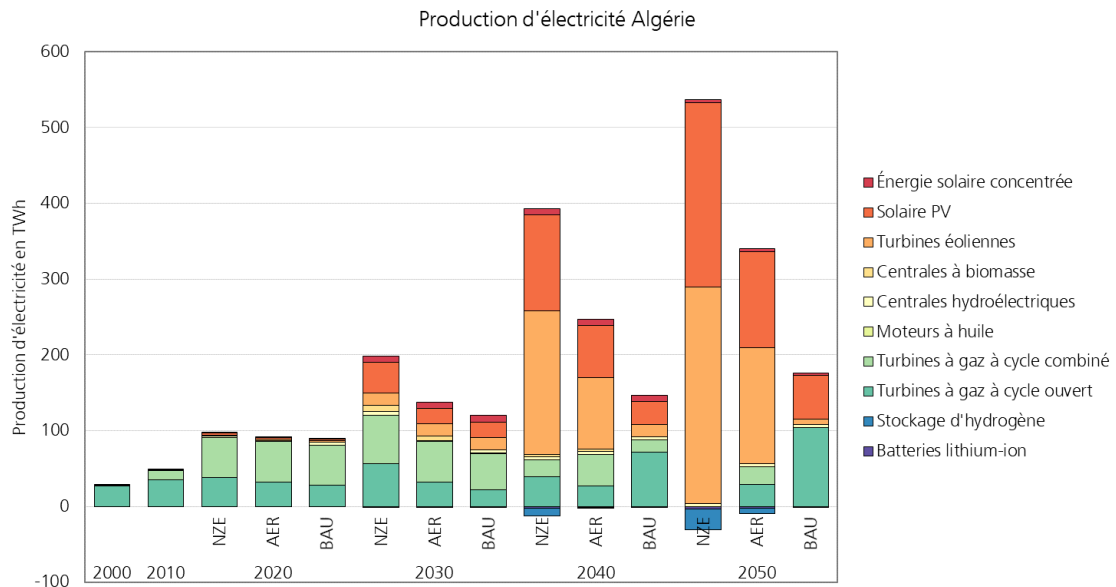


Figure 5: Évolution optimale des coûts de la production d'électricité en Algérie par technologie pour les différents scénarios jusqu'en 2050



En ce qui concerne la production d'électricité en TWh présentée dans la Figure 5, la situation est similaire à celle des capacités de production. La production d'électricité la plus élevée en 2050 est celle du scénario NZE avec 536 TWh, suivie du scénario AER avec 340 TWh et du scénario BAU avec 176 TWh. La production dans le scénario NZE, qui comprend à la fois l'électricité nécessaire pour répondre à la demande locale d'hydrogène et les pertes de stockage (représentées par des valeurs négatives dans le diagramme), est donc trois fois plus élevée que dans le scénario BAU, et dans le scénario AER, elle est un facteur de 1,9. Alors que dans le scénario NZE, 100 % de l'électricité en

2050 est produite à partir de sources d'énergie renouvelables, principalement le solaire photovoltaïque et l'éolien, dans le scénario de l'AER, environ 15 % de l'électricité est encore produite à partir du gaz naturel. Dans le scénario BAU sans limites d'émissions, une part encore plus importante est couverte par le gaz naturel. Toutefois, la quantité d'électricité produite à partir de gaz naturel diminue entre 2045 et 2050 et est remplacée par de l'électricité solaire photovoltaïque, car il s'agit de la solution la plus rentable selon les hypothèses retenues dans ce scénario également.

Figure 6 et Figure 7 montrent la charge de production horaire en 2050 pour les scénarios de l'AER et de la NZE. Les deux scénarios présentent les schémas attendus de pics de production photovoltaïque en milieu de journée, bien que les pics soient nettement plus prononcés dans le scénario NZE. Dans les deux scénarios, une partie de l'énergie solaire produite est stockée en vue d'une utilisation ultérieure pendant les périodes où les sources photovoltaïques et éoliennes ne sont pas en mesure de répondre à la demande. Cependant, l'utilisation du stockage de l'hydrogène diffère considérablement entre les deux scénarios. Dans le scénario NZE, le stockage de l'hydrogène joue un rôle crucial dans le stockage saisonnier, alors que sa mise en œuvre reste limitée dans le scénario de l'AER. En revanche, dans le scénario de l'AER, les turbines à gaz sont mises en service pendant les périodes de disponibilité limitée des ressources éoliennes et solaires pour répondre à la demande d'énergie.

Comme l'énergie solaire et éolienne n'est pas distribuable en raison de ses fluctuations météorologiques, la question de la flexibilité de la charge devient de plus en plus importante, en particulier avec des parts élevées d'énergies renouvelables dans le système électrique. L'utilisation d'électrolyseurs, favorable au système électrique, peut jouer un rôle important à cet égard. D'autres options de flexibilité pourraient inclure la recharge des véhicules électriques à batterie et le déplacement de la demande dans les processus industriels. L'interaction entre les différentes options et leur impact sur les capacités et les coûts du système électrique devraient être analysés plus en détail dans des études ultérieures.

Figure 6: Répartition des technologies de production et de stockage d'électricité pour le scénario de réductions d'émissions ambitieuses (AER) en 2050

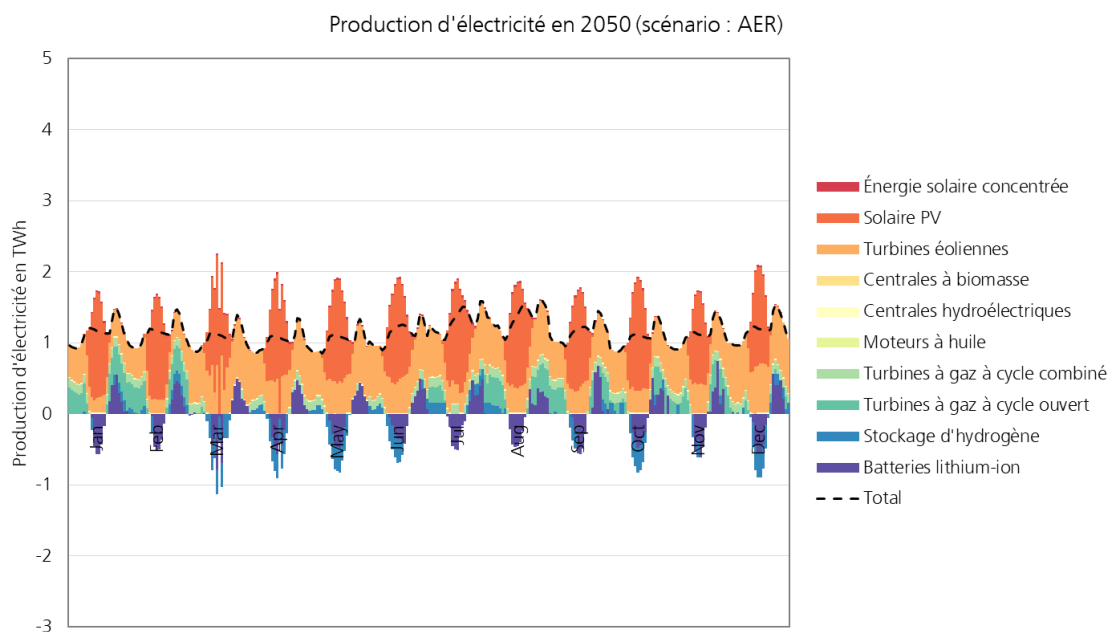
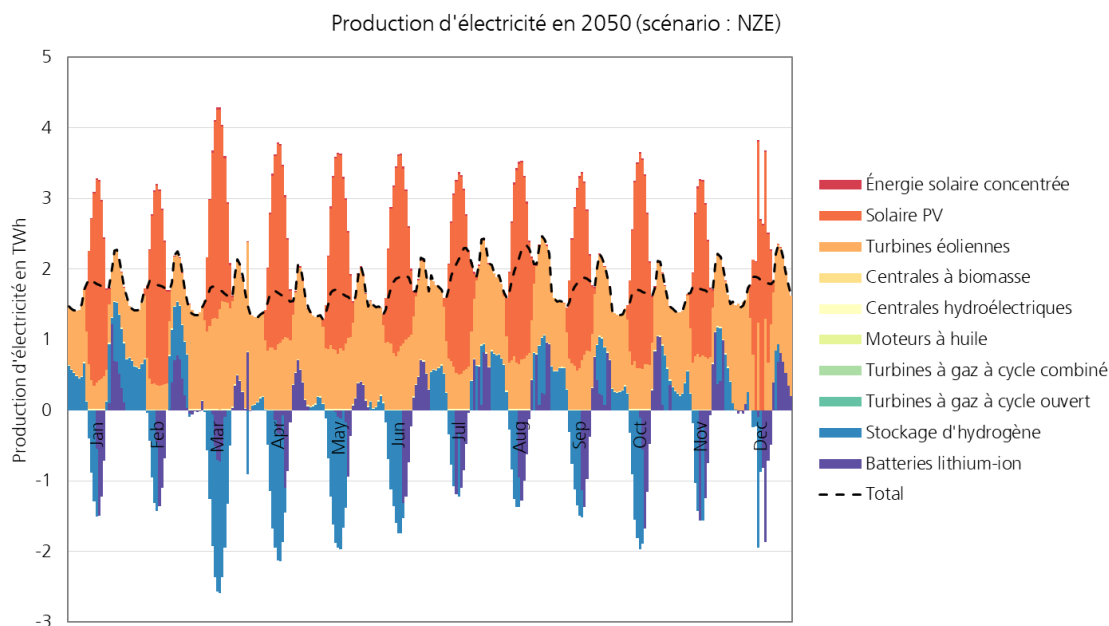
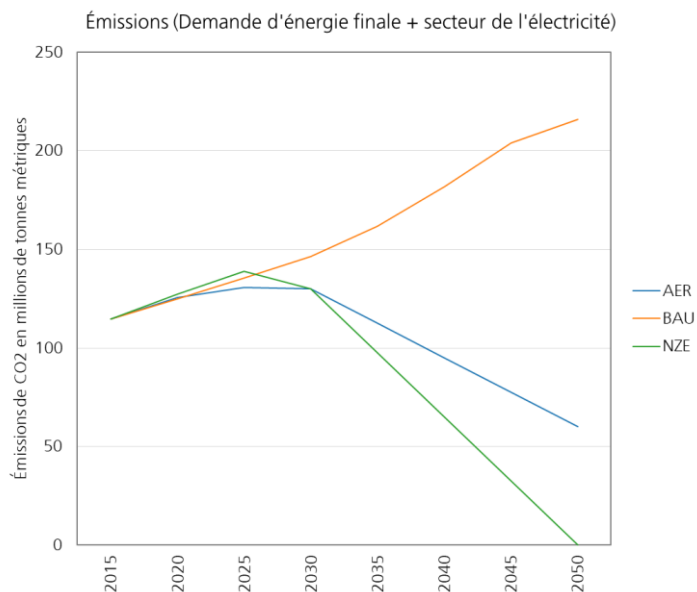


Figure 7: Répartition des technologies de production et de stockage d'électricité pour le scénario d'émissions nettes zéro (NZE) en 2050



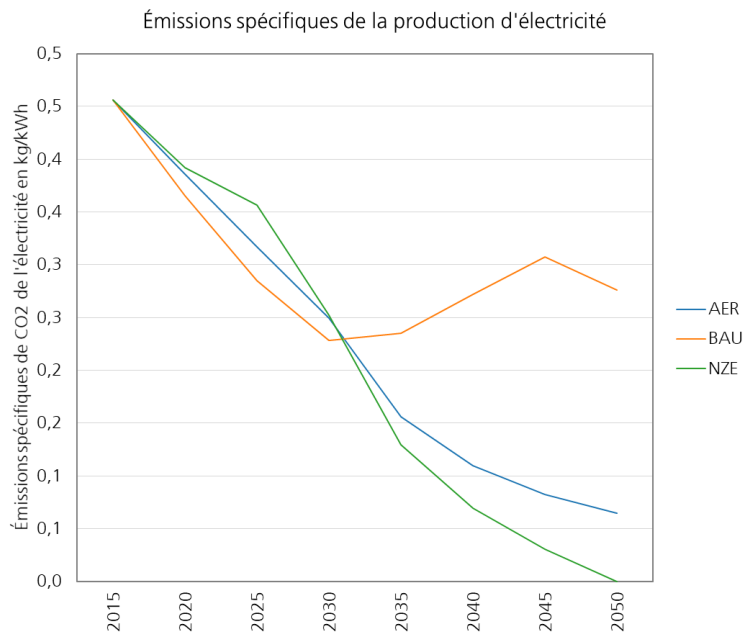
Après 2025, les émissions totales des secteurs de la demande d'énergie finale et de la production d'électricité présentent des différences significatives entre les trois scénarios. Alors que les émissions, comme le montre la Figure 8, pour les deux scénarios de décarbonation NZE et AER respectent les limites d'émission spécifiées après 2030 et atteignent des valeurs de 0 Mt et 60 Mt, respectivement, en 2050, le scénario BAU sans limitation des émissions affiche une valeur nettement plus élevée de 216 Mt de CO₂.

Figure 8: Évolution des émissions totales de CO₂ des secteurs de la demande finale d'énergie et de la production d'électricité par scénario jusqu'en 2050

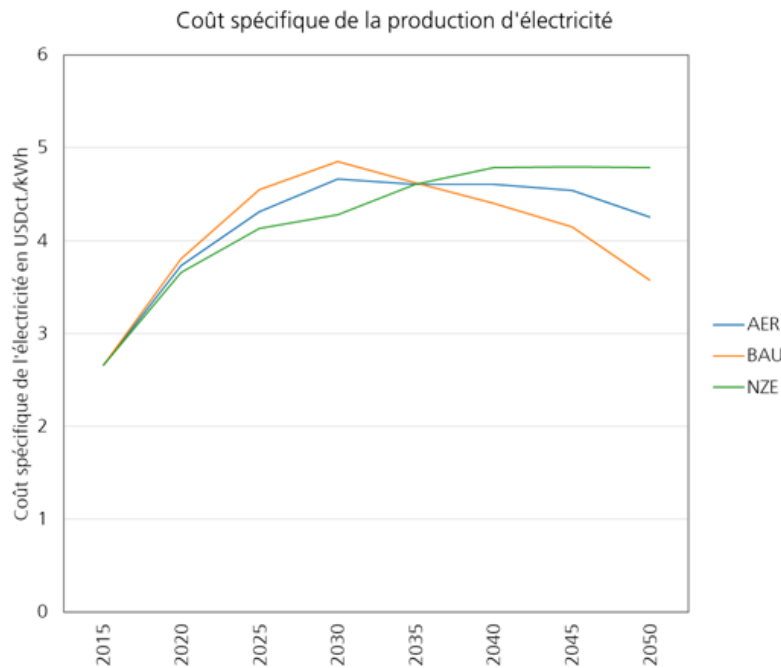


Les émissions spécifiques de CO₂ provenant de la production d'électricité, présentées dans la Figure 9, diminuent dans tous les scénarios à partir d'une valeur d'environ 0,5 kg/kWh. Au début, le scénario BAU présente même les émissions spécifiques les plus faibles en raison des objectifs ambitieux d'intégration des énergies renouvelables et de la croissance modérée de la demande d'électricité. Cependant, entre 2030 et 2035, cette tendance s'inverse à environ 0,28 kg/kWh et le scénario NZE présente alors les émissions spécifiques les plus faibles, suivi par le scénario AER. Les facteurs d'émission de la production d'électricité en 2050 sont de 0 kg/kWh (NZE), d'environ 0,12 kg/kWh (AER) et d'environ 0,33 kg/kWh (BAU).

Figure 9: Évolution des émissions spécifiques de CO₂ dues à la production d'électricité par scénario jusqu'en 2050



Comme le montre la Figure 10, les coûts spécifiques de l'électricité augmentent légèrement dans tous les scénarios, plus fortement dans la phase initiale du scénario BAU en raison des objectifs élevés d'expansion des énergies renouvelables mentionnés ci-dessus. À long terme, les coûts sont légèrement plus élevés dans le scénario NZE que dans les scénarios AER et BAU. En 2050, les coûts de production spécifiques qui en résultent sont compris entre 3,5 et 4,9 USDct./kWh. Cependant, il est important de noter que ces estimations de coûts ne prennent pas en compte les mécanismes de tarification du CO₂ ou d'autres externalités.

Figure 10: Evolution du coût spécifique de la production d'électricité par scénario jusqu'en 2050

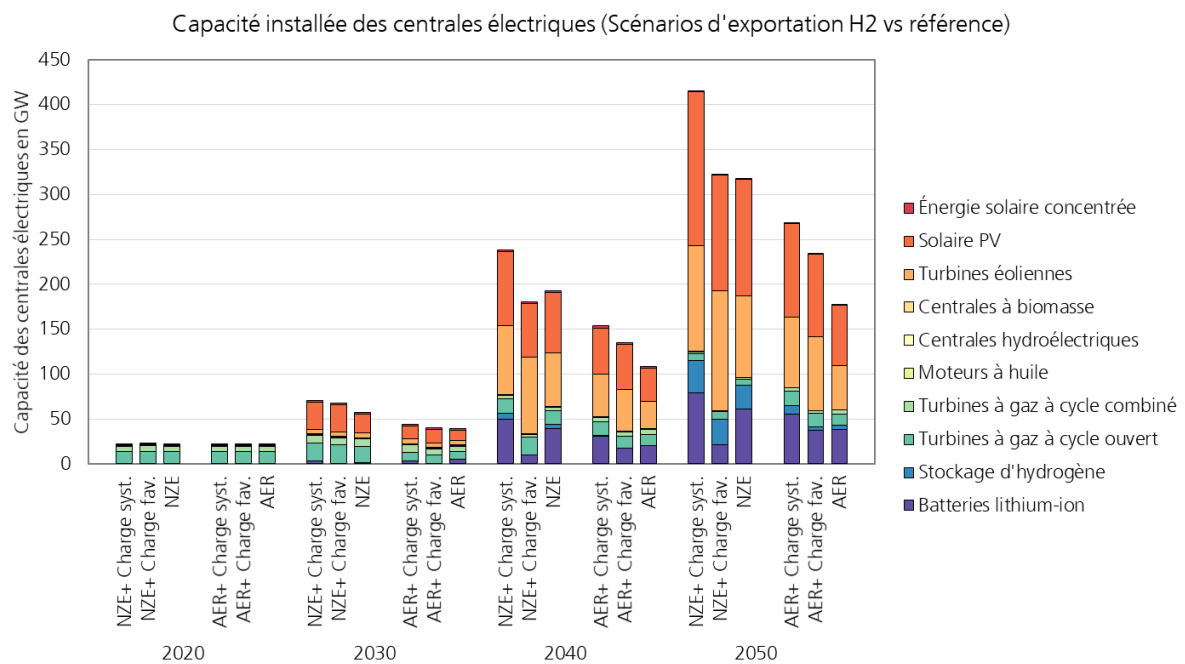
2.3.3 Secteur de l'électricité avec exportations d'hydrogène

Les scénarios d'exportation d'hydrogène AER+ et NZE+ examinent l'impact de deux courbes de charge différentes de l'électrolyseur sur l'expansion globale du système électrique. La première est la courbe de « charge du système », où la production d'hydrogène est exactement égale à l'autre charge totale du système électrique. Cela correspond à un facteur de capacité de 71%, soit 6220 heures de pleine charge. La deuxième courbe de charge est la courbe de « charge favorable », qui tient compte de la disponibilité des ressources photovoltaïques et éoliennes et qui est la plus élevée lorsque la disponibilité des énergies renouvelables dépasse le plus la demande d'électricité. Afin d'atteindre un facteur de capacité total de l'électrolyseur de 40 %, ce qui correspond à 3505 heures de pleine charge, les pointes de la répartition sont partiellement réduites. Les exportations d'hydrogène sont augmentées en deux étapes, en commençant par 0 TWh en 2025 et 15 TWh en 2035, suivies d'une nouvelle augmentation jusqu'à 100 TWh en 2050. Dans l'hypothèse d'un rendement de 75 %, la capacité d'électrolyse requise pour 2050 serait de 21,1 GW pour la courbe de charge du système et de 38,0 GW pour la courbe de charge favorable. Ces estimations de capacité reflètent la nécessité de répondre aux besoins de production d'hydrogène associés aux objectifs d'exportation établis, tout en tenant compte des caractéristiques d'exploitation et de la disponibilité des sources d'énergie renouvelables.

L'évolution des capacités installées résultantes pour les scénarios d'exportation d'hydrogène et les scénarios de référence correspondants est présentée dans la Figure 11. Par rapport aux scénarios sans exportations d'hydrogène, la capacité globale du secteur électrique en 2050 augmente pour le scénario AER de 51 % (charge du système) et de 32 % (charge favorable). L'allocation flexible de l'électrolyseur peut donc contribuer à réduire la demande de stockage dans le système. Pour les scénarios NZE+, cet effet est encore plus fort, ici la capacité globale en 2050 augmente de 31 % pour l'allocation de la charge du système mais seulement de 1 % avec la courbe de charge favorable, la capacité de stockage de la batterie diminue même de 64 % par rapport au scénario NZE+. La charge

d'électrolyse favorable entraîne une modification de la courbe de charge globale du système (flexibilité de la demande et déplacement des pointes), ce qui se traduit par une demande de stockage globale plus faible, tant au niveau saisonnier (hydrogène) qu'à court terme (batteries). En 2040, cela se traduit même par une capacité installée totale inférieure avec les exportations d'hydrogène dans le cadre d'une répartition favorable des électrolyseurs par rapport au scénario de référence NZE sans exportations d'hydrogène, car la capacité de production plus élevée est plus que compensée par la capacité de stockage plus faible. L'effet est moins prononcé dans les scénarios AER+ que dans le scénario NZE+ parce que les turbines à gaz restantes dans le système apportent de la flexibilité et donc moins de stockage est nécessaire dans l'ensemble du système.

Figure 11: Augmentation optimale, en termes de coûts, de la capacité des centrales électriques par technologie pour les différents scénarios d'exportation d'hydrogène par rapport aux scénarios de référence jusqu'en 2050



3 Identification de sites de projets et d'opportunités d'investissements

Le choix d'un site pour un projet PtX dépend d'une multitude de variables géographiques, sociales politiques et réglementaires. Une étude spatiale approfondie est donc la base pour toute décision informée et justifiée pour le déploiement d'un tel projet.

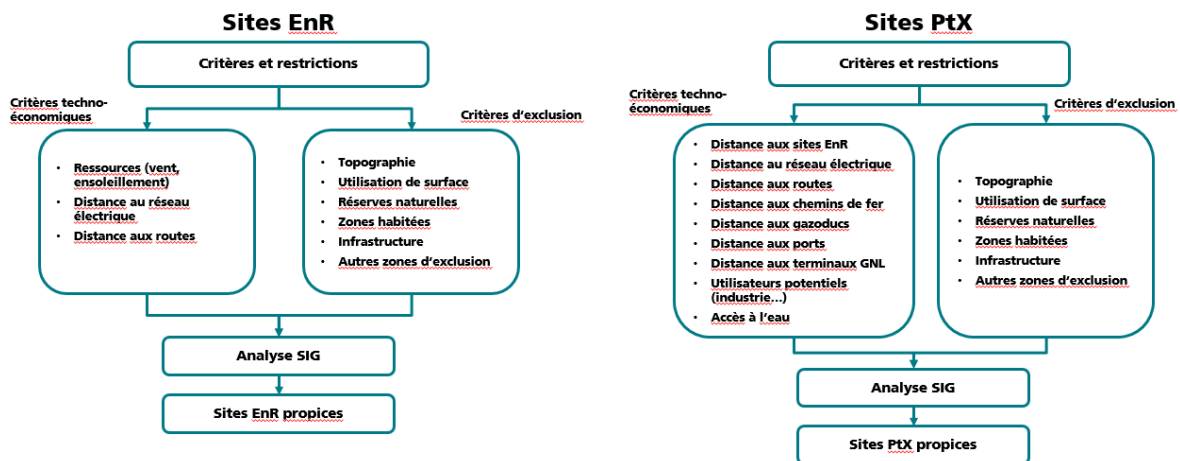
Au-delà du choix du site, une étude technico-économique sert à détailler le business model et d'assurer une rentabilité du projet. Cette étude donne les premiers indicateurs qui seront ensuite à affiner dans une étude de faisabilité incluant la demande de devis concrets.

Les coûts d'un projet PtX sont surtout caractérisés par un niveau élevé d'investissements : frais des études, EnR, électrolyseurs, réseau de transport d'électricité, hydrogénéoduc, aqueduc, unité de dessalement de l'eau de mer. En comparaison avec un procédé classique comme la synthèse d'ammoniac « gris », il n'y a pratiquement pas de coûts courants du type « combustible » ou « matières premières ». En revanche, cela signifie qu'un projet comme une synthèse d'ammoniac « vert » demande des conditions d'investissement stables et fiables. Un soutien à l'investissement (don, prime ou crédit à faible taux d'intérêt) permet de rendre le projet plus rentable.

3.1 Méthodologie pour le choix des sites

Les sites de production d'énergie renouvelable et de production de PtX ont été sélectionnés sur la base d'un cadre décisionnel multicritères, en tenant compte des critères technico-économiques et autres (voir Figure 12).

Figure 12 : Diagramme logique pour l'application des critères



Source : Travaux internes Fraunhofer ISE

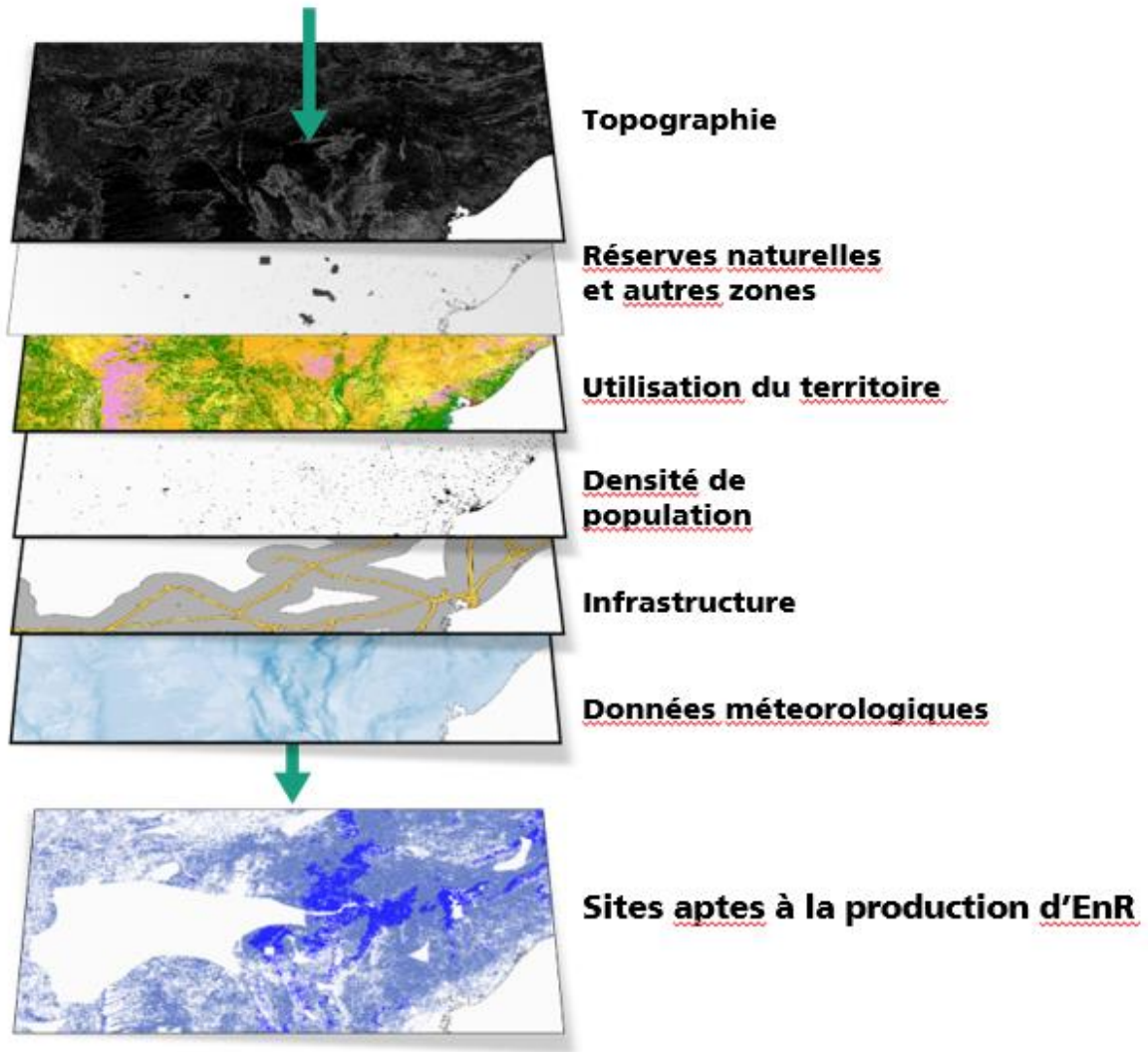
3.1.1 Méthodologie pour le choix des sites EnR

La méthodologie employée pour le choix des sites EnR s'appelle **l'analyse par superposition**. Elle consiste à visualiser le territoire à analyser sur une carte dans un logiciel système d'information géographique (SIG)². En utilisant diverses couches ou calques et en leur affectant des valeurs-limites d'inclusion ou d'exclusion, il est possible d'analyser une multitude de propriétés géographiques à

² L'institut Fraunhofer ISE se sert des logiciels ArcGIS (commercial) et QGIS (libre), selon l'application et l'utilisateur. Cette note ne représente pas de recommandation ou de publicité payée de la part des distributeurs du logiciel.

la fois et de procéder à travers un principe d'exclusion pour arriver à des zones éligibles à des projets EnR. Dans le cadre de ce projet, un certain nombre de restrictions et limitations géographiques et techniques pour la construction d'éoliennes terrestres et de centrales photovoltaïques au sol ont été déterminées.

Figure 13 : Analyse par superposition



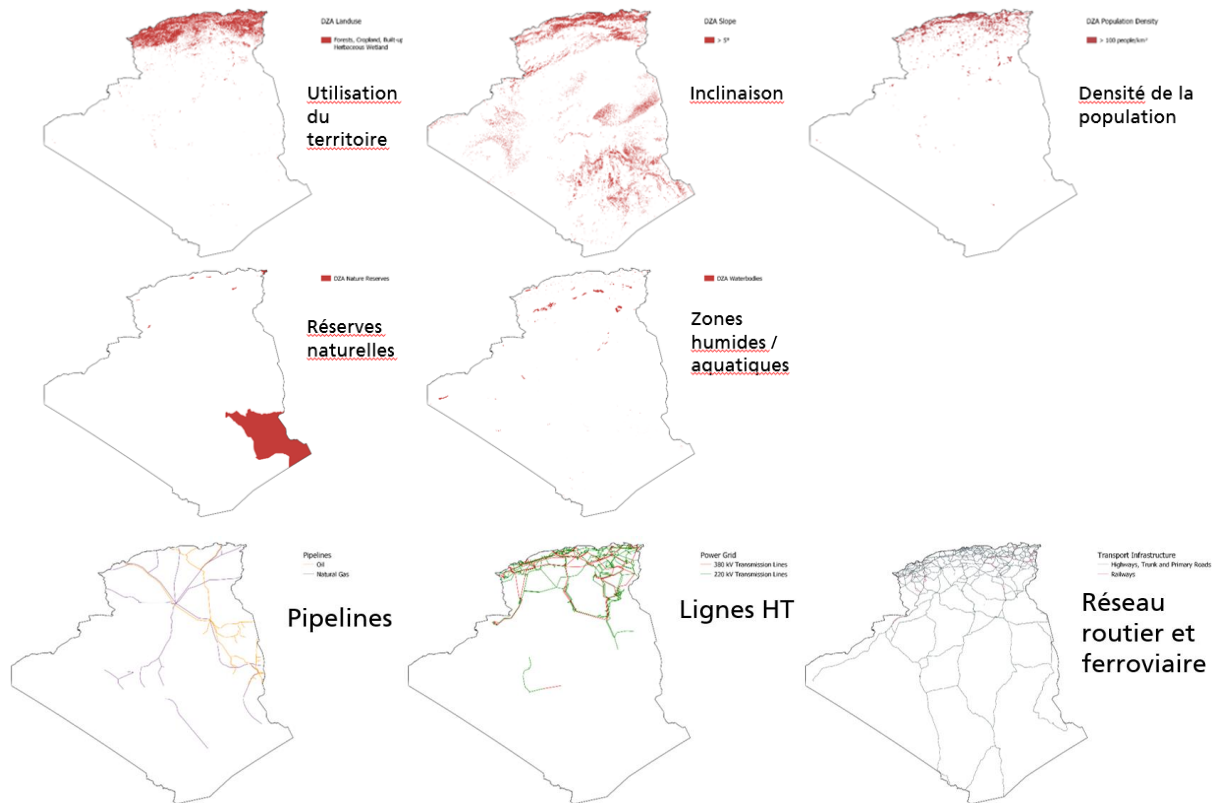
Source : Travaux internes Fraunhofer ISE

Par ordre hiérarchique, les critères pris en compte sont : la topographie générale (exclusion de pentes $> 5^\circ$), les réserves naturelles et autres zones d'exclusion, l'utilisation du territoire (zones aquatiques, de neige et de glace, forêts, terres agricoles³, zones urbaines, zones humides), la densité de population, la disponibilité de l'infrastructure : lignes haute tension, pipelines au sens large, réseaux routier et ferroviaire, ports, aéroports, voies navigables. En faisant passer les données géographiques par cette « passoire », on obtient donc une carte qui fait apparaître les sites sans critères d'exclusion majeurs et qui fait figurer les infrastructures qui sont critiques pour le déploiement de projets PtX.

³ Il y a de premiers projets de démonstration de centrales photovoltaïques « Agri-PV » par-dessus des champs agricoles qui permettent de mieux utiliser le territoire dans un contexte de fortes contraintes spatiales. Certaines plantes profitent de l'ombre partielle qui est engendrée par l'installation de panneaux PV.

On obtient ainsi un jeu de cartes-miniatures où figurent en rouge les zones d'exclusion comme le montre la Figure 14.

Figure 14 : Cartes-miniatures de l'analyse SIG

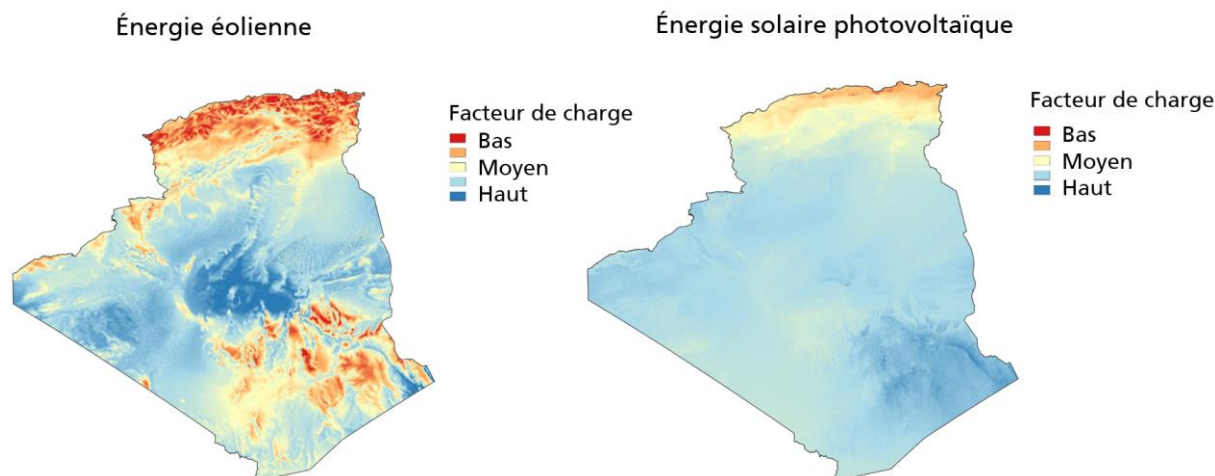


Source : Travaux internes Fraunhofer ISE ; Geofabrik <https://download.geofabrik.de/africa/algeria.html> ; Copernicus Global Land Cover <https://lcviewer.vito.be/download> ; WorldPop <https://www.worldpop.org/> ; ENTSOE <https://www.entsoe.eu/data/map/> ; Sonatrach <https://sonatrach.com/>

La prochaine étape est la mise en valeur des paramètres spécifiques géographiques pour les EnR, c'est-à-dire la vitesse moyenne du vent et l'irradiation solaire moyenne. Normalement, les cartes de facteur de charge choisissent une palette de couleurs qui fait figurer les facteurs élevés en rouge et les facteurs bas en bleu. Pour cette analyse, la palette a été inversée afin de ne pas confondre des zones à forts facteurs de charge avec des zones d'exclusion (cf. ci-dessus). Ainsi, la logique « rouge = à éviter pour de grands projets » est conservée et cohérente. Le résultat est présenté dans la Figure 15.

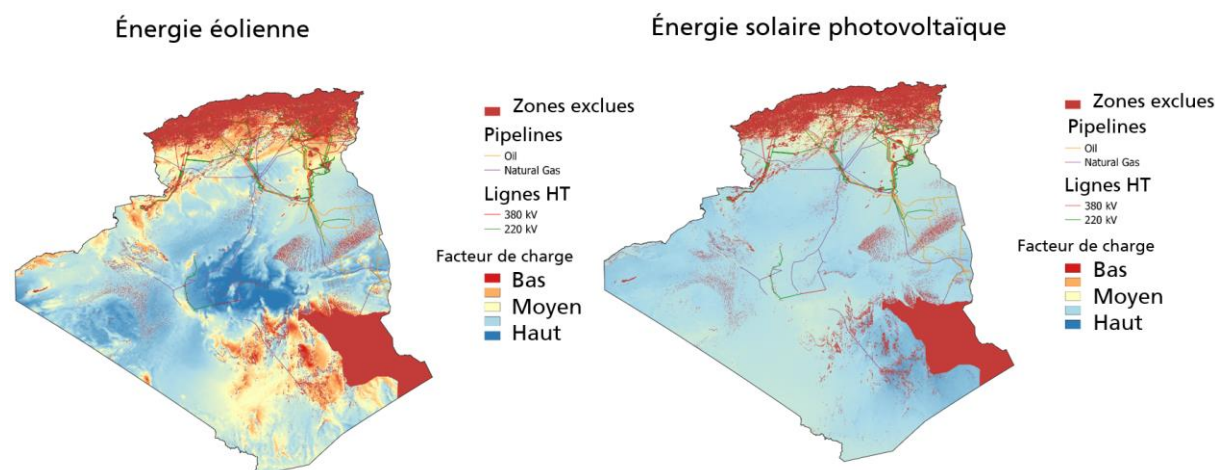
En superposant toutes les zones déterminées par l'analyse, on obtient les miniatures comme indiqué dans la Figure 16.

Figure 15 : Facteurs de charge EnR



Source : Global Solar Atlas <https://globalsolaratlas.info> Global Wind Atlas <https://globalwindatlas.info/> Renewables Ninja <https://www.renewables.ninja/>

Figure 16 : Superposition des zones d'exclusion et des facteurs de charge EnR



Source : cf. ci-dessus

Plusieurs remarques analytiques sont maintenant possibles :

1. Les forts potentiels EnR se situent généralement au sud du Tell. Le Tell est en même temps la zone qui regroupe plus de deux tiers de la population ainsi que la majorité des terres fertiles – le Tell est ainsi soumis à de nombreuses contraintes ce qui explique que la quasi-totalité de son étendue est inscrite dans les zones exclues
2. En revanche, la consommation industrielle et des ménages se concentre également sur le Tell. Il y a donc une demande flagrante d'infrastructure de transport d'énergie, que ce soient des lignes HT ou des pipelines
3. Le Tell reste une zone avec un potentiel éolien et PV tout à fait correct. L'installation de sites de démonstration (sous réserve de disponibilité de terrain) ou de panneaux PV sur des bâtiments publics, commerciaux et privés restent tout à fait envisageables et profiteraient de l'excellente infrastructure industrielle
4. L'Ouest, le Sud, l'Est et le centre du pays offrent des potentiels EnR qui sont parmi les meilleurs au monde. Les défis majeurs qui freinent leur exploitation sont l'infrastructure industrielle qui serait à développer ainsi que les conditions météorologiques. Il faut ainsi nommer

la chaleur extrême sur le PIAT qui implique la nécessité d'une adaptation des éoliennes et des panneaux PV ou alors un déplacement dans une zone moins contraignante mais au détriment du facteur de charge.

L'influence d'un projet EnR sur le site choisi est un critère additionnel. Le démarrage et la multiplication de projets EnR engendre des potentiels de croissance et de développement de savoir-faire pour les entreprises impliquées. Malgré le fait que les éoliennes et les panneaux PV ne demandent pas beaucoup de maintenance technique, il y a tout de même une filière industrielle de vérification, de surveillance, de contrôle technique (surtout électrotechnique) qui doit se développer en même temps qu'un projet EnR. Il y a donc une création d'emplois locaux et l'opportunité d'un tissu de PME spécialisées qui accompagne un projet EnR. De surcroît, des projets EnR avec leur demande d'infrastructure peuvent s'inscrire dans une politique de régionalisation et de développement industriel. Par exemple, un important site EnR situé entre les deux réseaux électriques RIN et PIAT pourrait offrir la perspective de leur interconnexion, alors qu'elle n'était peut-être pas rentable auparavant. Une telle interconnexion augmenterait l'accès au réseau électrique interconnecté à un plus grand nombre d'industries et de particuliers qui dépendraient aujourd'hui d'un système isolé.

3.1.2 Méthodologie pour le choix des sites PtX

L'électrolyse de l'eau est le moyen de transformation de l'énergie électrique en hydrogène privilégié dans le cadre de cette étude. Avec un rendement autour de 70% (ou plus pour de grandes installations), la majorité de l'énergie électrique est transformée en énergie chimique qui a l'avantage d'être stockable et plus facilement transportable. L'hydrogène peut être transporté sous forme de gaz dans un camion ou dans un hydrogénoduc ou sous forme liquide. Il est avantageux de transformer l'hydrogène en un autre produit comme l'ammoniac, le méthanol ou le méthane synthétique en raison de leur densité énergétique volumétrique nettement supérieure à celle de l'hydrogène en sortie de l'électrolyseur.

L'eau est une ressource critique pour tout projet PtX. L'Algérie étant un pays avec un climat dominant chaud et sec, l'accès à l'eau est limité sans moyens technologiques. Le dessalement de l'eau de mer est un moyen relativement peu coûteux pour répondre aux besoins de la population et de l'industrie en eau potable. Néanmoins, les capacités sont limitées, la consommation des ménages augmente et l'accès à la mer est condition *sine qua non* pour profiter du dessalement. L'Algérie dispose d'une capacité de dessalement de plus de trois millions de mètres-cube par jour. Les impacts écologiques de la saumure rejetée sont à considérer, en particulier au vu du développement de la technologie sur tout le pourtour méditerranéen.

L'eau épurée en sortie de station d'épuration (STEP) est une autre possibilité pour l'électrolyse, qui gagne en importance⁴. L'avantage serait l'accès à des sources plus réparties spatialement que les unités de dessalement. Selon l'étude Tractebel/Engie pour la GIZ et le Partenariat Énergétique Algérie-Allemagne, les STEP assurent un débit d'environ 1,5 millions m³/jour.

Les eaux des nappes phréatiques restent une autre source disponible pour l'électrolyse. En revanche, des études d'impact écologique et de durabilité sont recommandées avant de démarrer un programme de leur exploitation, en particulier dans un pays aride.

Un cas particulier de source d'eau se présente en Algérie : la nappe de l'Albien, la plus grande nappe d'eau souterraine au monde, s'étend sous le territoire de l'Algérie, de la Tunisie et de la Libye. Elle contient de l'eau saumâtre qui est d'ailleurs dangereuse concernant la salinisation du sol lors de sa

⁴ <https://www.businessfrance.fr/algérie-projets-d-assainissement-une-enveloppe-de-84-mds-dzd-dega-gee#:~:text=L'Alg%C3%A9rie%20compte%20actuellement%20171,10%20stations%20seulement%20en%202000>

remontée accidentelle ou naturelle. Elle pourrait représenter une ressource exploitable pour l'électrolyse en construisant une unité de dessalement. En revanche, la question de la gestion des déchets, donc de la saumure, se poserait à nouveau et avec encore plus de sensibilité que dans le cas en bord de mer. En outre, pour des raisons de sécurité hydrique et alimentaire, l'utilisation de l'eau de la nappe de l'Albien doit être écartée conformément aux orientations des plus hautes autorités du pays.

L'implantation des électrolyseurs et des unités de synthèse de produits dérivés de l'hydrogène possèdent une logique quelque peu différente de celle des sites EnR. Tout d'abord, leur demande en surface est nettement moindre et le potentiel d'irradiation solaire ou de vent ne joue pas de rôle de premier rang. Ce genre de site profite et permet des synergies avec des zones industrielles telles que les ports de la mer Méditerranée. Les sources ponctuelles de CO₂ y présentes (aciéries, cimenteries) offrent la possibilité de synthèse de méthanol.⁵ L'industrie produisant de l'ammoniac et des engrais est déjà fortement développée et peut absorber de larges quantités d'hydrogène. Les terminaux GNL et les gazoducs déjà présents sont des infrastructures-clés pour l'évacuation des produits PtX vers l'Europe ou ailleurs. Avec leur forte création de valeur ajoutée, les sites PtX peuvent stimuler une croissance économique durable qui se traduit par une demande, mais aussi de création de fournisseurs, de maintenance, et d'infrastructure. Les sites PtX demandent en revanche plus de main d'œuvre et la présence d'un tissu industriel déjà plus développées que les sites EnR.

Les critères de choix pour un site PtX peuvent paraître plus qualitatifs que pour les sites EnR. Il y a cependant – au-delà du tissu économique décrit ci-dessus – un vrai choix économique qui influence le choix du site. Le transport de l'énergie entre le site EnR et le site PtX peut s'effectuer sous forme de transport d'électrons (ligne HT) ou de molécules (camions, hydrogénoduc, pipeline). Il y a donc plusieurs facteurs économiques à prendre en compte et qui dépendent également de la taille de l'installation prévue. La question sur laquelle retombent pratiquement tous les projets PtX : À partir de quelle distance est-il plus avantageux de placer l'électrolyse/la synthèse proche des EnR (de transporter les molécules) et jusqu'à quelle distance est-il avantageux de transporter les électrons ?

Durant l'atelier au mois de décembre 2022 à Alger, les parties prenantes ont indiqué l'ordre suivant pour la pondération des éléments mentionnés ci-dessus concernant le choix de sites PtX :

1. Choix fondamental : Capacité visée du projet et quantité d'EnR à construire
2. Choix fondamental : Connexion du site EnR au réseau ou non (pour des raisons de coût ou réglementaires)
3. Disponibilité de l'eau
4. Coûts de production des EnR
5. Optimisation des coûts associés au transport de
 - a. L'électricité
 - b. L'eau
 - c. Du CO₂ (pour une synthèse de méthanol)
 - d. Des produits PtX (hydrogène et dérivés)
6. Conditions de réglementation nationales et internationales
7. La technologie d'électrolyse choisie
8. Le type d'évacuation des produit PtX

⁵ Les conditions réglementaires de l'UE par rapport à la provenance du CO₂ pour des produits PtX « verts » sont à considérer. Selon la législation actuelle, le CO₂ issu d'une cimenterie peut être utilisé pour la synthèse d'un carburant comme le méthanol jusqu'en 2041. Il n'est pas clair ce qui en sera au-delà. Il y aura certainement des permis pour les secteurs « difficiles à abattre » ainsi que pour des cimenteries utilisant des carburants secondaires biogéniques.

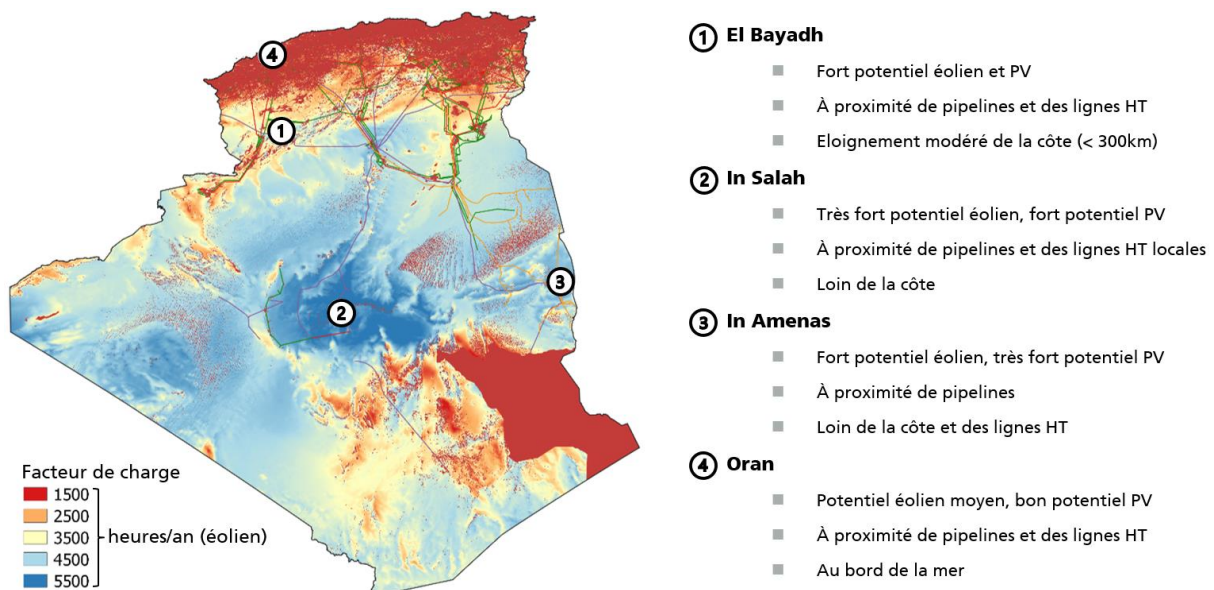
Dans la suite, ce rapport tentera de donner des pistes de réflexion en fournissant des modélisations et en prenant en compte la pondération des éléments.

Il faut garder en tête qu'il s'agit ici d'une première estimation des coûts de production d'hydrogène basée uniquement sur les modèles économiques développés par Fraunhofer ISE. Une étude de faisabilité concrète (avec des mesures de potentiel PV et éolien, des devis concrets pour les EnR, les électrolyseurs et tout l'équipement à considérer ainsi que des plans de financement plus développés) fournira une estimation des LCOH bien plus précise et probablement inférieure aux valeurs de ce rapport.

3.2 Description des sites choisis

D'après l'analyse décrite au chapitre 0, l'étude propose dans un premier temps quatre sites, afin de comparer leurs avantages et inconvénients, dont les éléments majeurs sont décrits dans la Figure 17. Les sites se situent à El Bayadh (1), In Salah (2), In Amenas (3) et Oran (4). Deux sites se trouvent au Nord, dont le site (4) directement sur le littoral et le site (1) dans le Djebel Amour. Le site (2) se situe au cœur du Sahara. Le site (3) se situe à l'Est, dans la wilaya d'Illizi.

Figure 17 : Sites choisis après la première analyse SIG



Source : cf. ci-dessus

Le tableau suivant indique les résultats de l'analyse spatiale :

Table 2 : Détails des données issues de l'analyse SIG

Échelle : très favorable (++) , favorable (+) , neutre (o) , défavorable (-) , très défavorable (--)

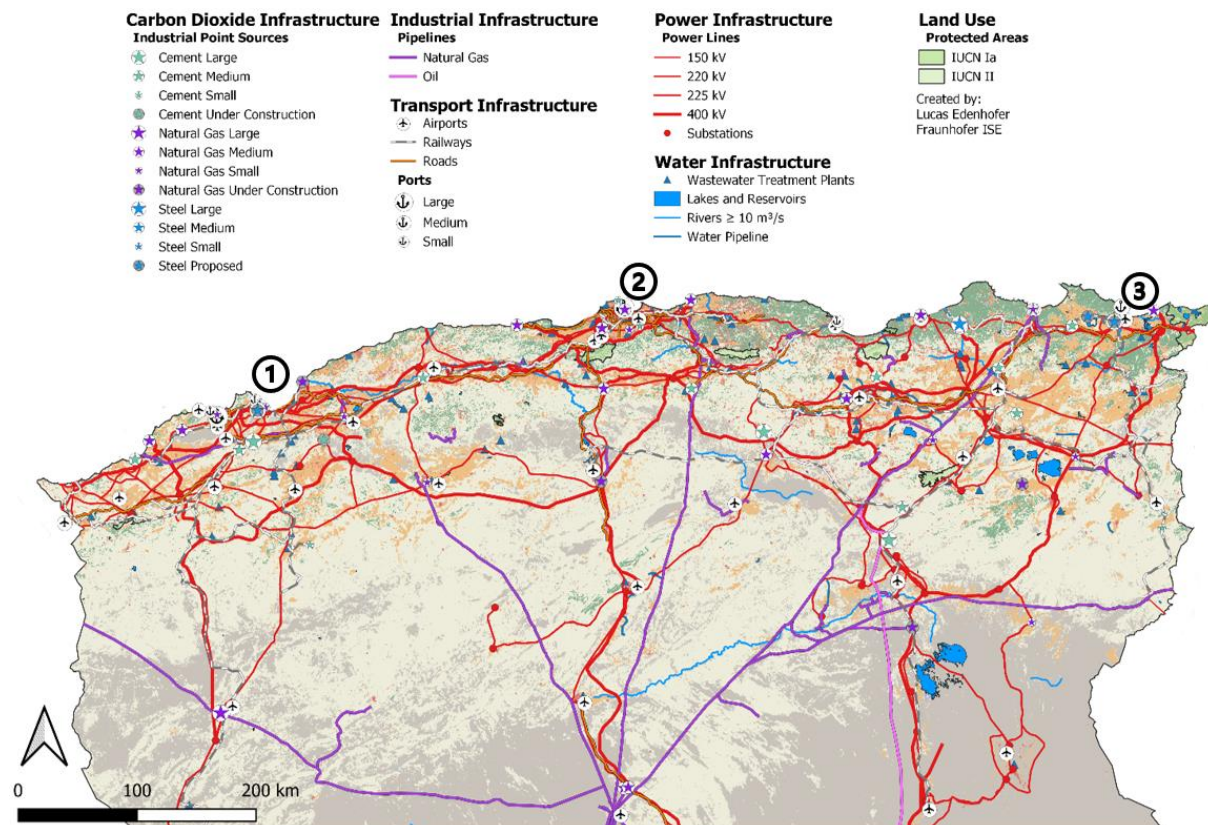
	(1) El Bayadh	(2) In Salah	(3) In Amenas	(4) Oran
Latitude	33.365	27.432	28.222	35.756
Longitude	0.582	2.302	9.384	-0.319
Potentiel éolien	+ (3.500 h)	++ (4.100 h)	+ (3.600 h)	o (2.700 h)
Potentiel PV	++ (1.900 h)	++ (1.900 h)	++ (1.900 h)	o (1.700 h)
Distance aux routes	++ (10 km)	++ (20 km)	++ (< 10 km)	++ (< 10 km)

	(1) El Bayadh	(2) In Salah	(3) In Amenas	(4) Oran
Distance aux chemins de fer	+ (80 km)	-- (610 km)	-- (630 km)	++ (< 10 km)
Distance vers la côte	o (280 km)	-- (950 km)	-- (980 km)	++ (< 10 km)
Distance vers les lignes HT	++ (< 10 km)	+ (20 km*) (*réseau PIAT)	- (300 km)	++ (< 10 km)
Distance vers les gazoducs	+ (40 km)	++ (< 10 km)	+ (20 km)	++ (< 10 km)
Disponibilité des surfaces	+	++	++	--
Distance vers les clients H ₂	+	--	--	++
Distance pour les fournisseurs	o	-	--	++

Source : cf. ci-dessus

Le meilleur site en termes de potentiel EnR est le site (2) In Salah. En revanche, il n'est actuellement pas connecté au RIN, mais seulement au réseau PIAT. L'éloignement de la côte signifie le risque de surcoûts logistiques pour la phase de construction. La meilleure infrastructure se trouve à Oran, dont les inconvénients sont le manque de surfaces disponibles ainsi que le facteur de charge réduit.

Sur la base des analyses du tissu industriel du Nord, l'étude a proposé – au préalable de l'atelier du mois de décembre 2022 – trois sites qui sont particulièrement aptes à servir de site PtX de démonstration ou même de grande échelle. Les zones industrialo-portuaires (ZIP) d'Arzew (1), d'Alger (2) et de Skikda (3) sont marquées dans la Figure 18.

Figure 18 : Tissu industriel au Nord de l'Algérie

Source : Fraunhofer ISE, sur la base de collections de données variées

Tous les trois sites disposent de grandes installations de dessalement d'eau de mer. Tous les trois sites sont connectés aux grands gazoducs et Arzew se trouve à proximité du gazoduc Medgaz reliant Beni Saf à Almería en Espagne. Les ports d'Arzew et de Skikda disposent de terminaux GNL, il existe donc une infrastructure performante permettant d'évacuer de grandes quantités d'énergie destinées à l'exportation. Cette infrastructure est réutilisable en partie pour l'exportation de produits PtX. De telles études concernant le retrofit sont en cours, notamment pour les terminaux GNL flottants en Allemagne du Nord qui sont supposés être construits de façon « H₂ ready ». Les ports d'Arzew et de Skikda disposent également de synthèses d'ammoniac qui peuvent absorber de grandes quantités d'hydrogène.

3.3 Résultats – Analyse détaillée des sites

À la suite des échanges durant et après l'atelier du mois de décembre 2022, deux sites ont été retenus pour être analysés en détail. Le premier est Arzew. Pour le deuxième site, il s'agissait de trouver un site entre El Bayadh et Ghardaïa. Au fil de l'étude, Hassi R'Mel s'est avéré comme le site 2 optimal en raison de son potentiel EnR ainsi que de sa base industrielle. Le site est également déjà rattaché au réseau électrique.

Les tableaux suivants offrent une vue globale sur les paramètres économiques qui sont la base des calculs des LCOE (coûts de l'électricité), sur lesquels sont basés les coûts LCOH de l'hydrogène.

Table 3 : Données économiques pour le système énergie PV

PV	Site 1: Arzew/Oran	Site 2: Hassi R'Mel	Unité
Année	2022	2030	-
CAPEX	900	650	€/kW
OPEX	1,8	1,9	% des CAPEX
WACC	7	7	% (coût du capital)
Durée de vie	30	30	Années
Facteur de charge	1.761	1.861	h/a
LCOE	3,99	2,95	€/kWh

Source : Calculs Fraunhofer ISE sur la base des hypothèses communes dans ce projet

Table 4 : Données économiques pour le système énergie éolienne

Éolien	Site 1: Arzew/Oran	Site 2: Hassi R'Mel	Unité
Année	2022	2030	-
CAPEX	1.600	1.450	€/kW
OPEX	4,8	3,0	% des CAPEX
WACC	7	7	% (coût du capital)
Durée de vie	25	25	Années
Facteur de charge	2.713	3.421	h/a
LCOE	4,61	3,93	€/kWh

Source : Calculs Fraunhofer ISE sur la base des hypothèses communes dans ce projet

Les coûts de l'électricité projetés pour 2030 sont de l'ordre de 30 €/MWh pour le solaire et 40 €/MWh pour l'éolien à Hassi R'Mel. Ce sont des prix très compétitifs qui permettent ensuite de produire de l'hydrogène à bas coût. Il est tout à fait possible de trouver des endroits encore plus compétitifs en Algérie, il faut en revanche aussi prendre en compte les facteurs de coûts de l'infrastructure et le fait que le climat du Sahara – tout d'abord la forte chaleur – ne permet pas forcément une exploitation aisée des énormes potentiels EnR.

Néanmoins, la remarque s'impose que les données économiques dans les tables ci-dessus peuvent être considérées conservateur en plusieurs aspects, notamment pour la première installation sur le site d'Arzew:

(1) Les valeurs CAPEX sont données pour l'année 2022. Une installation à Arzew pourra démarrer en 2025/2026 ce qui permettra au coûts des renouvelables à décroître jusqu'à ce moment (de l'ordre de 11% pour le photovoltaïque et de 3,5% pour l'éolien. Néanmoins il faut considérer à court terme que les prix des matériaux et des installations peuvent aussi croître sous l'impact des prix de l'énergie et l'inflation.

(2) Les valeurs de CAPEX ont été choisies relativement conservateur avec 900 Euro par kWh installé pour le photovoltaïque et 1600 Euro par kW installé pour l'éolien. Des limites optimistes données

par IRENA pour 2021 se situe à 600 Euro et 1400 Euro par kW respectivement pour le photovoltaïque et pour l'éolien. Malheureusement, les données pour la région MENA sont rares.

(3) Les 7% WACC présentent des valeurs, certes, réalistes pour la région, mais peuvent descendre à 3% dans certains cas de prêts bonifiés. Cette remarque est aussi valable pour le financement des électrolyseurs.

Pris ensembles, ces facteurs peuvent contribuer dans un cas optimiste à réduire les coûts de l'électricité renouvelable en 2025 de 20-25% par rapport aux valeurs déterminées ici. Comme les prix des renouvelables présentent une partie importante du coût de l'hydrogène, ceci se répercute également sur le coût de l'hydrogène. Une étude détaillée pour le site d'Arzew et des conditions de financement pourra fournir plus de certitude sur la configuration optimale et les coûts de l'installation. Ceci implique aussi une considération de relier une installation pour la production d'hydrogène au réseau électrique.

3.3.1 Site 1 : Arzew, électrolyse 50 MW

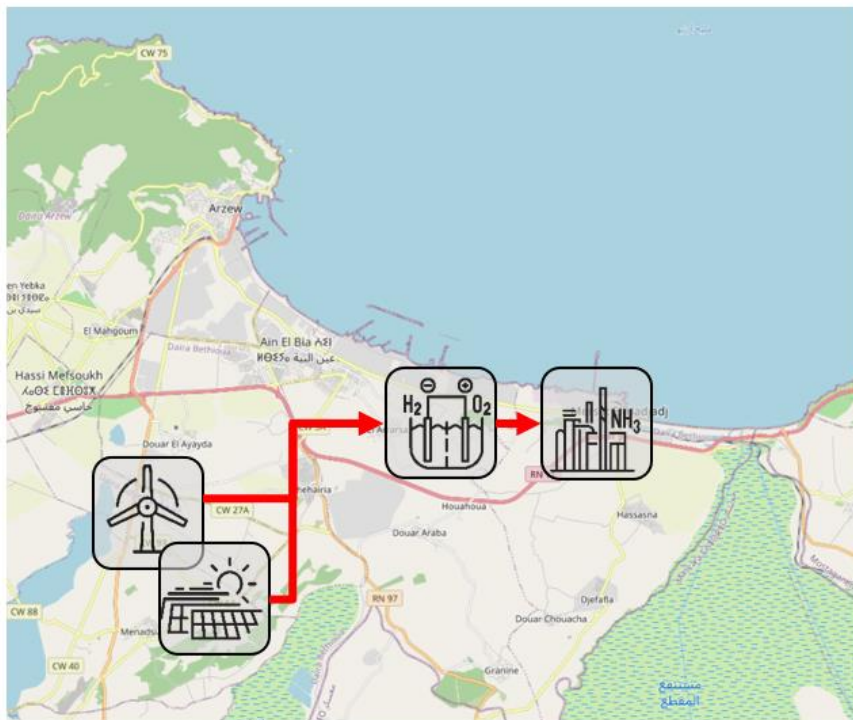
Introduction

Le site d'Arzew est un excellent point de départ pour un projet de démonstration qui s'inscrit dans la première phase de la feuille de route pour le développement de l'hydrogène en Algérie. Les points forts sont l'excellente infrastructure industrielle (accès à l'eau, aux consommateurs d'hydrogène, aux ports, à la main d'œuvre et au matériel requis). Son potentiel EnR est limité par rapport à d'autres sites en Algérie, mais reste tout à fait correct.

L'analyse prévoit un électrolyseur de 50 MW avec un taux de fonctionnement de 60%. Il est judicieux de prévoir une connexion de l'électrolyseur au réseau électrique pour ce projet de démonstration. Afin de pouvoir illustrer l'alimentation en EnR lors de visites ou de conférences, il est judicieux d'installer quelques panneaux PV aux alentours de l'électrolyseur. Sinon, les éoliennes et les panneaux PV nécessaires n'ont pas besoin d'être installés directement sur place. Un écran pourrait afficher la puissance instantanée des panneaux sur place, la puissance des autres panneaux et éoliennes ainsi que la puissance de l'électrolyseur.

Le sujet de l'étude est le coût de l'hydrogène produit ainsi que l'analyse des possibles utilisations des produits. L'horizon de réalisation du projet est 2030.

Figure 19: Schéma pour le site 1 : Arzew / Oran



Source : Fraunhofer ISE / Contributeurs Openstreetmap

Analyse

Comme indiqué à titre de schéma sur la Figure 19, les EnR seraient connectées à un électrolyseur dont les produits sont l'hydrogène et l'oxygène. L'hydrogène serait utilisé pour fabriquer de l'ammoniac et l'oxygène servirait à des fins médicales ou industrielles.

Le potentiel solaire d'Arzew est de 1.761 heures par an et le potentiel éolien est de 2.713 heures par an. Afin de faire fonctionner un électrolyseur de 50 MW et ne pas régulièrement dépasser ce seuil vers le bas, il est nécessaire de surdimensionner les installations solaires et éoliennes, ainsi, il est possible d'atteindre un facteur de charge de l'électrolyseur supérieur à celui du potentiel solaire et éolien même sans avoir recours à l'électricité du réseau.

Les paramètres économiques pour ce site dont la construction serait entamée dans les quelques années à venir sont données dans Table 5 suivant.

Table 5 : Paramètres économiques pour le site 1

	CAPEX (EUR/kW)	OPEX (% _{CAPEX} /a)	Durée de vie (a)
PV	900	1,8	30
Éolien	1.600	4,8	25
Électrolyse	1.000	2	25

Source : Fraunhofer ISE sur la base des hypothèses communes dans ce projet

L'optimisation des coûts selon la boîte à outils « PtXProSIM », développé par Fraunhofer ISE, se fait dans le mode « moindre coût ». C'est-à-dire que pour une configuration donnée et les contraintes d'un électrolyseur de 50 MW, l'algorithme recherche la répartition qui rend les coûts de production

d'hydrogène les plus faibles (LCOH – levelized cost of hydrogen). Il n'y a donc pas de contraintes sur le fonctionnement minimum de l'électrolyse pendant un certain nombre d'heures.

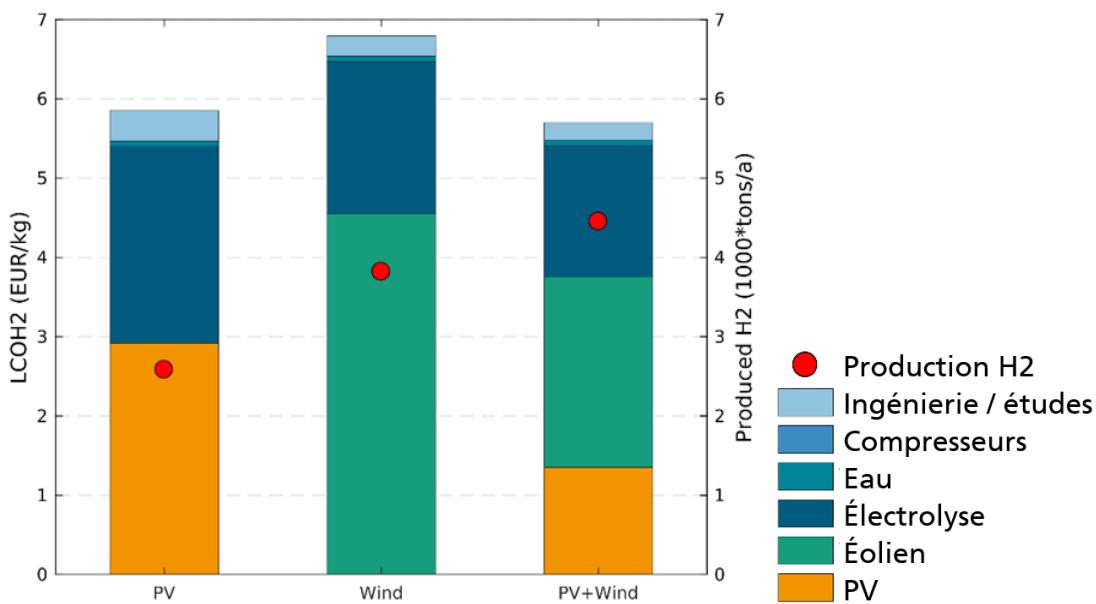
Trois cas ont été déterminés indépendamment les uns des autres. Une configuration avec uniquement des panneaux solaires, une configuration avec uniquement des éoliennes et une configuration « mixte ». Table 6 suivant liste les résultats économiques.

Table 6 : Résultats économiques pour le site 1

	PV	Éolien	PV+Éolien
PV [en MW]	82	-	65
Éolien [en MW]	-	79	49
LCOH ₂ [EURO/kg]	5,85	6,8	5,7
Facteur de charge de d'électrolyseur [en h]	2.670	3.950	4.610
Frais d'investissement [en M€]	133	186	196

Source : Calculs Fraunhofer ISE sur la base des hypothèses communes dans ce projet

Figure 20 : Résultats économiques pour le site 1



Source : Fraunhofer ISE

Les résultats de cette simulation permettent les remarques analytiques suivantes :

- Un système basé uniquement sur 82 MW d'énergie solaire représenterait les coûts d'investissement les plus faibles (133 M€). Le coût de production d'hydrogène serait de 5,85 €/kg. En revanche, l'électrolyseur ne pourrait fonctionner que pendant 2.670 heures par an, produisant ainsi 2.600 tonnes d'hydrogène environ.
- Un système basé uniquement sur 79 MW d'éoliennes représenterait les coûts d'investissement les plus élevés (186 M€). Le coût de production d'hydrogène serait de 6,8 €/kg. En revanche,

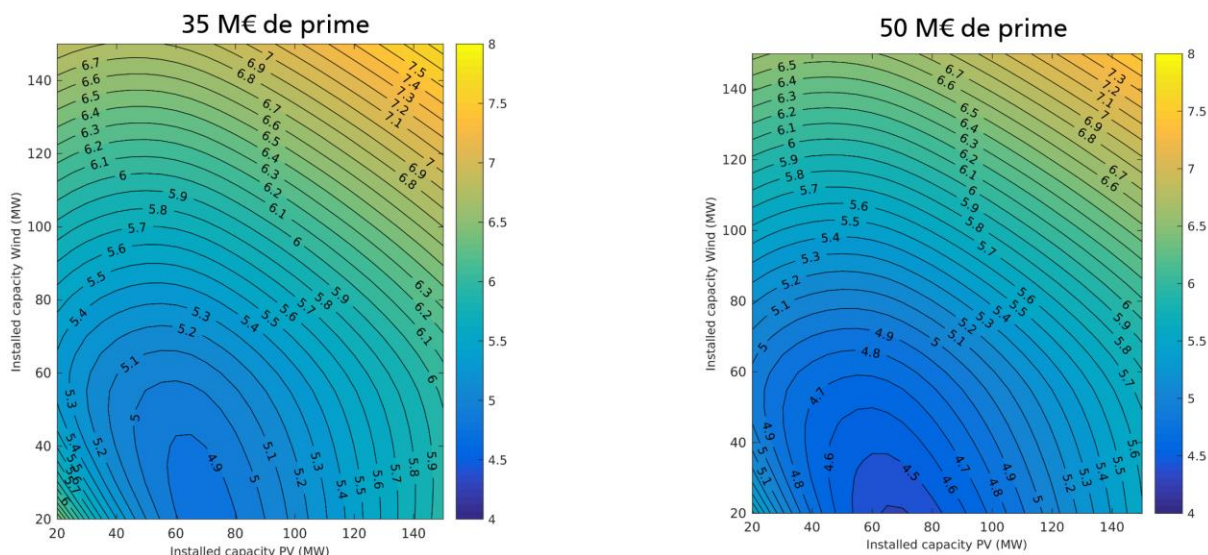
l'électrolyseur pourrait fonctionner pendant 3.950 heures par an, produisant ainsi 3.850 tonnes d'hydrogène environ.

- Un système mixte coûte le plus cher (196 M€), mais il permet de faire fonctionner l'électrolyseur pendant 4.610 heures, ce qui correspond à un taux de 58% par rapport à l'année industrielle qui compte 8.000 heures⁶. Ce système produit de l'hydrogène à un coût de 5,7 €/kg et la production annuelle s'élèverait à 4.500 tonnes par an environ.
- Les coûts de l'hydrogène sont dominés par le coût des EnR.
- La présence d'énergie éolienne augmente la production d'hydrogène considérablement en raison des heures pleines plus élevées de cette énergie. En revanche, les coûts d'investissement élevés des éoliennes augmentent le coût unitaire du kilo d'hydrogène à partir d'un certain moment.

Dans le contexte d'une possible prime d'investissement par la KfW, cette étude offre des perspectives sur l'effet d'une telle prime sur la rentabilité d'une électrolyse. Il faut remarquer que – en fonction du montant de la prime – les optimisations déterminent des points de moindre coût différents. On ne peut pas simplement transposer les hypothèses d'un cas à l'autre sans refaire les calculs d'optimisation.

En prenant l'hypothèse d'une prime d'investissement de 35 à 50 millions d'euros et en restant basé sur un système mixte PV + éolien afin de maximiser le nombre d'heures pleines, on obtient un diagramme à trois dimensions qui indique sur l'axe vertical la puissance maximale des éoliennes et sur l'axe horizontal la puissance maximale des panneaux PV. La troisième dimension, le coût LCOH, apparaît en couleur et avec des lignes isométriques.

Figure 21 : Effet des primes d'investissement



Source : Fraunhofer ISE

Avec une prime de 35 millions d'euros, il est donc possible de réduire le LCOH en dessous de 4,9 €/kg (réduction de 16,3% par rapport à 5,7 €/kg sans prime, cf. ci-dessus).

Avec une prime de 50 millions d'euros, il est donc possible de réduire le LCOH en dessous de 4,5 €/kg (réduction de 26,6% par rapport à 5,7 €/kg sans prime, cf. ci-dessus).

⁶ La différence entre les 8.760 heures d'une année et les 8.000 heures d'une « année industrielle » s'explique par les intervalles de maintenance et d'arrêts planifiés

Il ne faut pas oublier qu'il s'agit d'un système de démonstration, que les prix d'investissement des électrolyseurs sont actuellement encore élevés et que la construction ultérieure d'un plus grand système déblocquera des économies d'échelle. On rappelle également l'approche conservateur prix pour les coûts des renouvelables. Ainsi, il convient de ne pas comparer les LCOH de ce système aux LCOH à l'issue d'un vaporeformeur de l'industrie chimique. Il est utile de reconnaître la construction d'un tel système de démonstration en premier lieu comme opportunité pour accumuler des connaissances pour la construction, l'opération et la maintenance d'électrolyseurs et d'EnR.

Concernant l'utilisation des produits, cette étude recommande d'utiliser l'hydrogène produit dans des procédés industriels qui utilisent déjà aujourd'hui de l'hydrogène de source fossile.

Une possibilité serait la synthèse de l'ammoniac. Il conviendrait ainsi de construire le démonstrateur près d'une des synthèses Haber-Bosch à Arzew afin d'éviter un transport de l'hydrogène sur une trop grande distance. Le gaz entrant dans la synthèse Haber-Bosch est un gaz contenant de l'azote et de l'hydrogène dans un rapport de 1 : 3. Ce rapport est atteint grâce à une optimisation des deux trains du vaporeformage du méthane. Les quantités additionnelles d'hydrogène à ingérer dans ce scénario sont relativement petites comparées à la quantité d'hydrogène consommées par les grandes synthèses Haber-Bosch à Arzew : La synthèse AOA avec une capacité maximale de 2,4 millions de tonnes d'ammoniac par an consomme jusqu'à 54 tonnes d'hydrogène pur par heure. Les synthèses Ferial et Sorfert (autour d'un million de tonnes d'ammoniac) consomment autour de 20 tonnes d'hydrogène pur par heure. Un ajustement mineur des reformeurs pourrait modifier le rapport $N_2:H_2$ et ainsi permettre l'utilisation de l'hydrogène de l'électrolyse. Il est possible d'estimer le coût de production par kilo d'ammoniac en divisant le coût de l'hydrogène par 5,55. Il s'agit là d'un calcul très approximatif qui ne prend pas en compte les CAPEX pour une unité de synthèse d'ammoniac. Mais comme celle-ci est déjà construite, il est possible dans ce cas d'employer ce calcul raccourci.

Avec une prime de 35 millions d'euros, et un LCOH en dessous de 4,9 €/kg, on peut estimer un coût de production d'ammoniac de 883 €/t.

Avec une prime de 50 millions d'euros, et un LCOH en dessous de 4,5 €/kg, on peut estimer un coût de production d'ammoniac de 811 €/t.

Ces coûts de production sont supérieurs à ceux pour l'ammoniac fossile. Il ne faut pas oublier la petite taille de l'installation ainsi qu'un prix de vente supérieur à attendre pour un ammoniac vert.

Une autre possibilité serait l'utilisation dans le procédé d'hydrocraquage sur un site de raffinerie du pétrole. Selon les données disponibles⁷, la raffinerie d'Arzew traite jusqu'à 81.000 barils de pétrole brut par jour. Il y a donc une demande d'hydrogène dans un hydrocraqueur qui pourrait être remplie par l'hydrogène issu de l'électrolyse.

L'oxygène également produit lors de l'électrolyse peut être utilisé à des fins médicales ou dans les industries le consommant, par exemple la métallurgie, la sidérurgie, la fabrication du verre ou le traitement de l'eau. A la sortie d'un électrolyseur, il reste toujours un peu d'hydrogène dans l'oxygène et vice-versa. Une unité de purification est strictement nécessaire pour la plupart des cas, mais c'est une technologie bien connue et maîtrisée.

⁷ https://www.eia.gov/international/content/analysis/countries_long/Algeria/algeria.PDF

3.3.2 Site 2 : Hassi R'Mel, électrolyse 1 GW

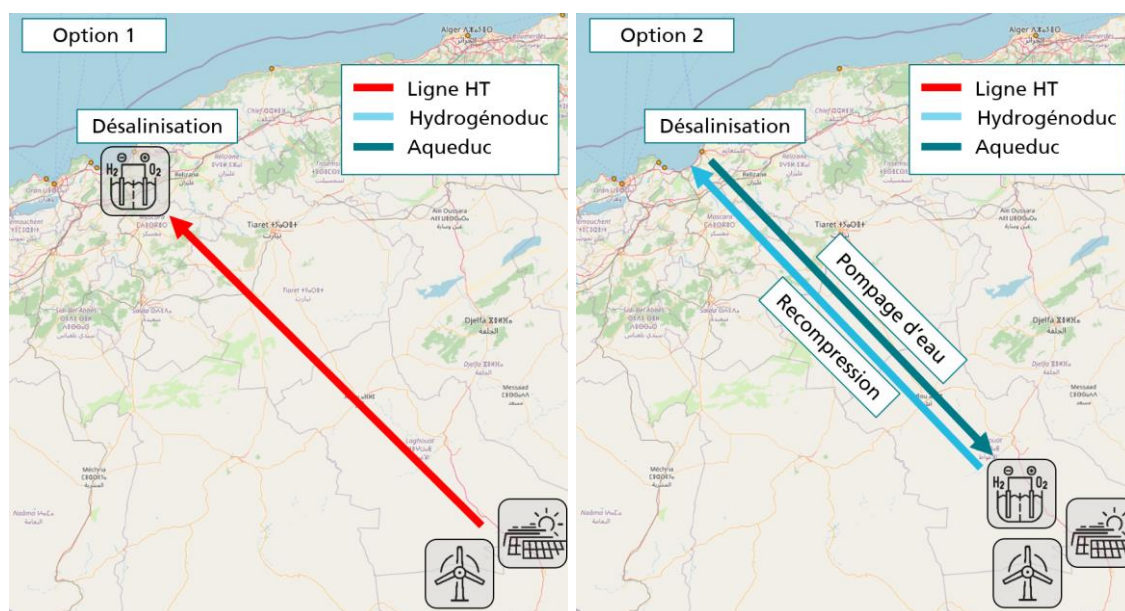
Introduction

Le site de Hassi R'Mel est excellent pour un projet de mise à grande échelle qui s'inscrit dans la deuxième ou troisième phase de la feuille de route pour le développement de l'hydrogène en Algérie. Les points forts sont la bonne infrastructure industrielle (proximité et synergies avec le plus grand gisement de gaz naturel en Algérie, à la main d'œuvre et au matériel requis). Son potentiel EnR est excellent et les conditions climatiques sont moins contraignantes que plus au Sud en plein Sahara. En revanche, il n'y a pas de consommateurs d'hydrogène à proximité, l'évacuation de l'électricité ou de l'hydrogène pose des difficultés techniques et il y a un accès à l'eau plus compliqué.

L'analyse prévoit un électrolyseur de 1.000 MW.

Le sujet de l'étude est la détermination du coût de l'hydrogène produit ainsi que son optimisation en fonction des lignes HT à construire ou étendre, des pipelines à poser. L'horizon de réalisation du projet est au-delà de 2030.

Figure 22 : Schéma pour le site 2 : Hassi R'Mel



Source : Fraunhofer ISE / Contributeurs Openstreetmap

Analyse

L'étude ci-présente distingue deux options. Dans le premier cas (« Électrolyse côtière »), les EnR sont construites à Hassi R'Mel et l'électricité est transportée à travers une nouvelle ligne HT. L'électrolyse serait située sur la côte, dans le cas présenté ici à Arzew – pour les raisons déjà décrites ci-dessus. Dans le deuxième cas (« Électrolyse proche EnR »), les EnR et l'électrolyse sont construites à Hassi R'Mel. L'eau est transportée depuis la côte dans un aqueduc et l'hydrogène est évacué vers Arzew dans un hydrogénoduc. Une recompression est nécessaire après 200 km environ et sera alimentée en consommant une partie de l'hydrogène transporté.

Le potentiel solaire de Hassi R'Mel est de 1.861 heures par an et le potentiel éolien est de 3.421 heures par an. Afin de faire fonctionner un électrolyseur de 1.000 MW et ne pas régulièrement

dépasser ce seuil vers le bas, il est nécessaire de surdimensionner les installations solaires et éoliennes, ainsi, il est possible d'atteindre un facteur de charge de l'électrolyseur supérieur à celui du potentiel solaire et éolien même sans avoir recours à l'électricité du réseau.

Les paramètres économiques pour ce site dont la construction serait entamée après 2030 sont données dans Table 7.

Table 7 : Paramètres économiques pour le site 2

	CAPEX (EURO/kW)	OPEX (% _{CAPEX} /a)	Durée de vie (a)
PV	650	1,9	30
Éolien	1.450	3	25
Électrolyse	750	2	25

Source : Fraunhofer ISE sur la base des hypothèses communes dans ce projet

L'optimisation des coûts selon la boîte à outils « PtXProSIM » développé par Fraunhofer ISE se fait dans le mode « moindre coût ». C'est-à-dire que pour une configuration donnée et les contraintes d'un électrolyseur de 1.000 MW, l'algorithme recherche la répartition qui rend les coûts de production d'hydrogène les plus faibles (LCOH – levelized cost of hydrogen). Il n'y a donc pas de contrainte sur le fonctionnement minimum de l'électrolyse pendant un certain nombre d'heures.

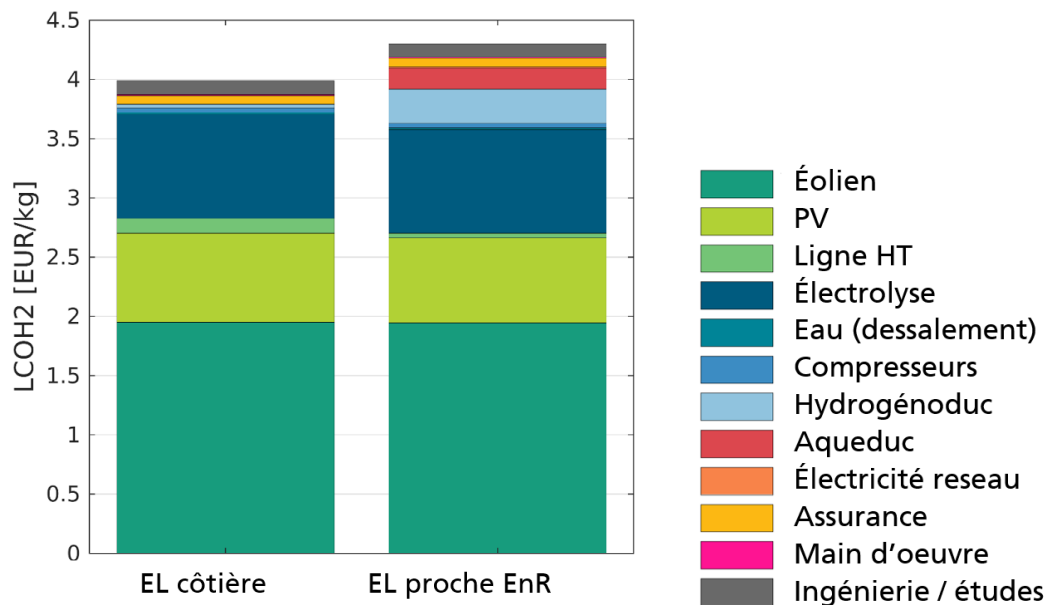
Deux cas de figure ont été décrits ci-dessus. Il n'y a pas de distinction entre les sources d'EnR dans ce cas, seulement une analyse d'un parc mixte PV + éolien sera fait.

Table 8 : Résultats économiques pour le site 2

	EL côtière	EL proche EnR
PV [en MW]	1.287	1.240
Éolien [en MW]	1.290	1.295
LCOH ₂ [EURO/kg]	4,0	4,3
Facteur de charge EL [en h]	5.908	6.120
Hydrogène produit [en t/a]	110.997	111.815
Somme des CAPEX [en M€]	3.882	4.262

Source : Calculs Fraunhofer ISE sur la base des hypothèses communes dans ce projet

Figure 23 : Résultats économiques pour le site 2



Source : Fraunhofer ISE

Les résultats de cette simulation permettent les remarques analytiques suivantes :

- Les LCOH baissent à 4 €/kg pour cette installation plus grande.
- L'estimation des coûts de production d'ammoniac expliquée ci-dessus indique une valeur d'environ 720 €/t.
- Les coûts de l'hydrogène sont dominés par le coût des EnR
- Le transport (réseau HT ou hydrogénoduc/aqueduc) apparaît, mais ne dépasse pas les 5-10% des LCOH
- Pour le cas de figure concret – 1.000 MW d'électrolyse et une distance d'environ 500 km – la différence entre les LCOH « EL côtière » et « EL proche EnR » est assez faible. Comme l'analyse économique ci-dessus montrera, une augmentation de la puissance de l'électrolyse pourra faire basculer le choix du côté concept « EL proche EnR ».
- On voit apparaître les effets d'échelle ainsi que les dégressions de prix attendues pour les années qui viennent. Le coût de l'hydrogène est nettement plus faible que dans le cas du site 1

Pour optimiser l'implantation de l'électrolyse, l'étude a modélisé les coûts de transport d'électricité dans une ligne HT ainsi que les coûts d'un aqueduc et d'un hydrogénoduc.

Les hypothèses suivantes sont prises pour les trois systèmes :

Ligne HT :

- Ligne transportant 1 GW de puissance électrique
- Pertes de transport : 1,1%/1.000 km
- Investissement : 190.000 €/GW/km plus électronique de puissance⁸

Aqueduc :

- Modélisation des coûts basée sur une loi de puissance, déterminée à base de données empiriques (littérature)
- Marge de 20% pour le contournement d'obstacles

⁸ Wang et al., Analysing future demand, supply, and transport of hydrogen, 2021.

Hydrogénoduc :

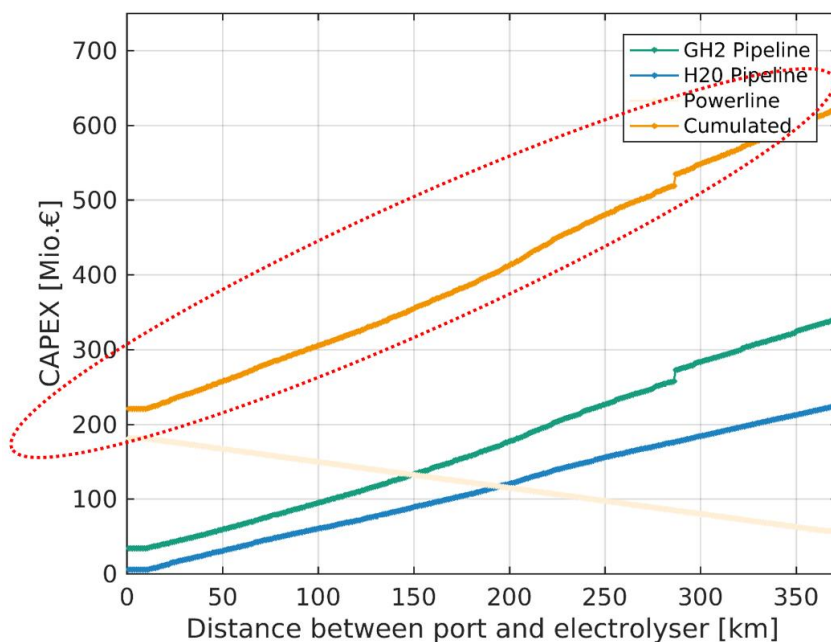
- Pression d'injection après électrolyse : 80 bar, pression d'arrivée : 30 bar
- Recompression après 200 km env., utilisation d'une partie de l'hydrogène
- Modélisation des coûts basée sur une loi de puissance, déterminée à base de données empiriques (littérature)
- Remarque : Il y a une dégression des coûts spécifiques en fonction du diamètre, c'est-à-dire qu'un hydrogénoduc plus large en diamètre coûtera plus cher par mètre, en revanche, l'augmentation du débit est une fonction carrée du diamètre. L'hydrogénoduc permettra donc de transporter un débit nettement supérieur, ce qui fait baisser les coûts spécifiques de l'hydrogénoduc

L'étude a cherché le point d'équilibre économique, donc l'endroit idéal de placement de l'électrolyse. En effet, les résultats de la modélisation préconisent le cas « EL côtière ». Les coûts d'une ligne HT sont élevés (env. 200 M€), en revanche, cela reste moins cher que tout autre scénario où l'électrolyse serait placée ailleurs. Figure 24 suivant fait apparaître les coûts cumulés qui sont strictement croissants en fonction de la distance entre le port et l'électrolyseur. Il faut noter qu'un « socle » d'environ 25 M€ est prévu pour un hydrogénoduc. Il y aura toujours besoin d'un certain nombre de conduites pour acheminer et distribuer l'eau et pour collecter et évacuer l'hydrogène.

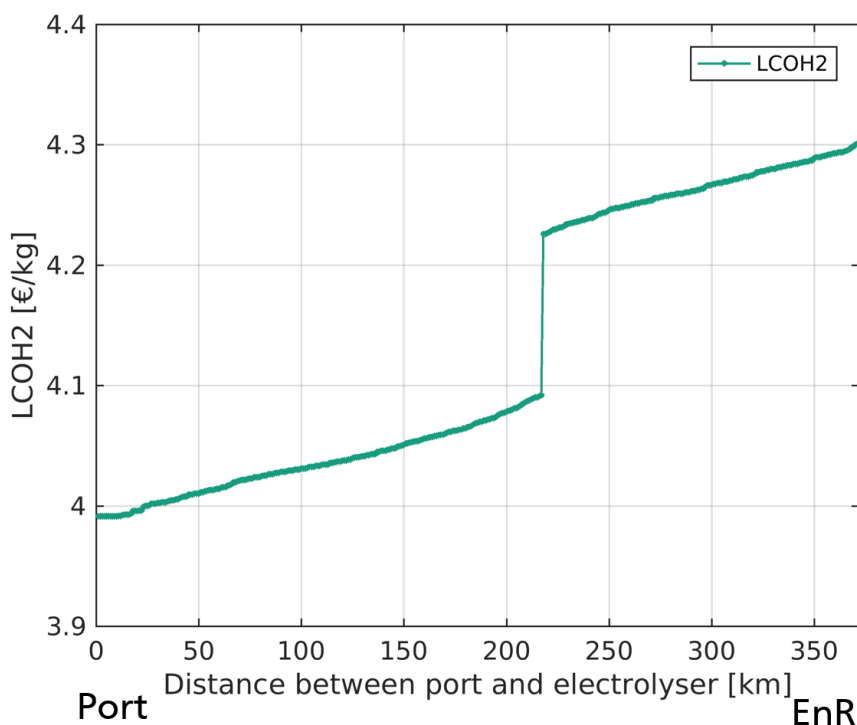
Le modèle calcule dans ce cas un hydrogénoduc d'un diamètre de 201 mm. C'est plutôt petit pour un pipeline – tenant compte des explications sur les hydrogénoducs ci-dessus, il est donc important de signaler que lors de la pose d'un hydrogénoduc, il convient de le surdimensionner, à condition de pouvoir et vouloir augmenter le débit par la suite.

En visualisant la croissance des LCOH en fonction de la distance, Figure 25 fait aussi apparaître une discontinuité qui correspond à la recompression de l'hydrogène, engendrant ainsi une perte et donc un surcoût.

Figure 24 : Coûts individuels et cumulés des lignes de transport



Source : Fraunhofer ISE sur la base de modélisations

Figure 25 : Effet de la distance entre le port et l'électrolyseur sur les coûts de l'hydrogène

3.4 Discussion et conclusions pour l'analyse des deux sites

Cette étude a présenté l'analyse de deux sites pour l'implantation de projets PtX.

Pour un premier site de démonstration et à l'horizon 2030, une électrolyse de 50 MW est implantée à Arzew et 79-114 MW de puissance d'EnR sont installées afin de l'alimenter. Malgré le caractère de démonstration, des LCOH de 4,5-5 €/kg peuvent être atteints en supposant une aide au financement.

Pour un deuxième site, et à l'horizon à partir de 2030, une électrolyse de 1.000 MW est considérée. La question suivante a été analysée : faut-il placer l'électrolyse proche des EnR ou proche des centres de consommation ? Comment évacuer l'énergie ? Sous forme d'électricité ou sous forme de molécules ?

Dans le cadre des calculs présentés ci-dessus, il est plus avantageux de transporter les électrons et non pas les molécules. Les coûts de l'infrastructure de transport représentent pourtant une part inférieure à 10% dans tous les cas.

Il est possible d'atteindre des LCOH de 4 €/kg avec un électrolyseur d'un gigawatt.

Un corollaire à la question du transport de l'énergie est celle du transport de l'eau. Pour des raisons économiques, notamment le fait de pouvoir profiter d'économies d'échelles sur les grandes unités de dessalement au bord de la côte, l'eau de mer a été privilégiée comme source dans les modélisations. Pour de grands projets EnR éloignés de la côte, d'autres sources telles que les eaux en aval des STEP devront être étudiées.

Pour permettre l'exportation de l'énergie verte, plusieurs possibilités se présentent. Des lignes HT (p. ex. à courant continu) traversent déjà aujourd'hui les mers du monde. Leur capacité reste cependant limitée. Les gazoducs qui relient aujourd'hui l'Algérie à l'Europe représentent une possibi-

lité d'exportation d'hydrogène. Il faudra étudier la résistance des aciers à l'hydrogène pour déterminer si unetrofit est faisable. Sinon, de nouveaux hydrogénoducs sous la mer sont tout à fait pensables. Le transport de molécules à valeur ajoutée pour l'économie locale telles que le méthane, l'ammoniac, le méthanol ou les carburants synthétiques représente le troisième volet. L'Algérie maîtrise déjà depuis des décennies l'exportation de grandes quantités de GNL, d'ammoniac et d'autres produits pétrochimiques. Il est tout à fait concevable de substituer petit à petit les matières premières fossiles par des EnR. Des investissements pour la conversion des infrastructures portuaires sont à prévoir. L'Union européenne (UE) développe en ce moment un système de certification de l'hydrogène vert et de ces dérivés, dont les points les plus importants sont détaillés dans le chapitre suivant. Leur connaissance et application permet de vendre des produits PtX en Europe et de contribuer à la décarbonation de l'industrie qui est nécessaire pour le respect de l'accord de Paris de 2015.

En plus des aspects purement axés autour de la production d'hydrogène et des dérivés, il y a d'autres avantages monétaires et non-monétaires à considérer (résumés dans Table 9).

Un site de production d'hydrogène aura besoin d'une unité de dessalement d'eau de mer et pourra approvisionner les communes et industries limitrophes du projet en eau potables. L'électrolyse produit également de l'oxygène, un gaz à multiples utilisations médicales et industrielles. Le développement d'EnR en général favorise le développement urbain et de l'infrastructure dans les régions des projets.

Pendant la construction et l'exploitation d'un projet PtX, il y a une création d'emploi local et de renforcement de la chaîne de valeur. Pour ce genre de projet, il est possible de mobiliser l'économie domestique pour une partie considérable des travaux. Une production d'hydrogène ou PtX, même à petite échelle, sert de banc à essai pour une multitude de formations (opérateurs, administrateurs, certification, réglementation, sciences et technologies). L'hydrogène produit peut être utilisé dans des projets de mobilité verte locale, par exemple dans des bus à pile à combustible.

Table 9 : Autres avantages monétaires et non monétaires accompagnant les constructions d'électrolyseurs

Monétaires	Non monétaires
Approvisionnement en eau potable des communes limitrophes du projet	Emploi local pendant la construction et l'exploitation
Production d'oxygène à des fins médicales et industrielles	Potentiel de projets de mobilité verte dans la région (bus à hydrogène)
L'énergie excédentaire peut être utilisée pour le développement urbain dans la région du projet	Motivation pour l'établissement d'un mécanisme de certification d'énergie verte
	Banc d'essai pour tous les défis administratifs et réglementaires
	Soutien de la mise en place d'effectifs académiques et opérationnels dans le domaine de l'hydrogène vert

4 Certification de l'hydrogène vert

4.1 Pertinence de la certification de l'hydrogène

Dans le contexte de l'hydrogène, la certification est un instrument qui permet de garantir que l'hydrogène est conforme aux critères de durabilité et qu'il permet de réduire suffisamment les émissions de gaz à effet de serre (GES). La certification est nécessaire, car l'hydrogène est un bien homogène qui ne peut être différencié en ce qui concerne les émissions de gaz à effet de serre de sa chaîne d'approvisionnement ou d'autres impacts environnementaux. La chaîne d'approvisionnement de l'hydrogène comprend plusieurs étapes du cycle de vie (production, conditionnement, transformation, transport) qui peuvent avoir un impact sur l'intensité globale des émissions de GES. Même l'hydrogène « vert », qui est un label commun faisant référence à l'hydrogène produit à partir d'électricité renouvelable par électrolyse, peut avoir un effet négatif sur les efforts de décarbonation :

- Si les systèmes d'énergie renouvelable (EnR) existants sont utilisés pour la production d'hydrogène qui aurait autrement été utilisé dans des appareils d'électrification directe, la production d'hydrogène peut avoir un effet négatif sur les efforts de décarbonation. Pour compenser cette électricité renouvelable, la production d'électricité fossile augmente, ce qui entraîne indirectement une hausse des émissions de gaz à effet de serre.
- L'installation de nouvelles EnR pour les exportations d'hydrogène ralentit les efforts généraux de décarbonation du pays, car les ressources pour la construction de nouvelles EnR destinées à l'électrification directe sont bloquées ou le potentiel des EnR est généralement limité.
- La production d'hydrogène peut également avoir des effets sur l'utilisation des sols : Les EnR (par exemple, l'énergie solaire photovoltaïque) nécessitent de grandes surfaces de terrain. Il convient de veiller à ce que la superficie utilisée pour la production d'hydrogène n'empêche pas son utilisation à d'autres fins (par exemple pour d'autres projets EnR ou l'agriculture, etc.)
- L'hydrogène est produit à partir d'eau douce (ou d'eau de mer dessalée), ce qui peut entraîner une concurrence potentielle avec les besoins en eau potable. En outre, l'électricité nécessaire au dessalement supplémentaire doit être prise en compte (et doit également être renouvelable).

4.2 Statu quo de la certification de l'hydrogène vert

Il n'existe actuellement aucun système cohérent de certification de l'hydrogène au niveau mondial et le processus de développement n'en est qu'à ses débuts. Plusieurs projets internationaux, premiers schémas et gouvernance sont en cours de développement, notamment dans l'Union européenne, au Royaume-Uni, en Chine, aux États-Unis et en Australie (WEC 2022). Citons par exemple la directive européenne sur les énergies renouvelables (RED) et le projet européen CertifHy, la norme californienne sur les carburants à faible teneur en carbone, la norme de l'Alliance chinoise pour l'hydrogène ou le système australien de certification zéro-carbone piloté par l'industrie (smartenergy 2022).

En outre, plusieurs activités de normalisation sont en cours de développement, comme la feuille de route sur la normalisation de l'hydrogène de l'Alliance européenne pour l'hydrogène propre ou les normes de sécurité de l'hydrogène du CEN/CENELEC. La certification est également un élément important pour les instruments de soutien dans lesquels l'hydrogène est impliqué, tels que les contrats de carbone pour la différence ou le mécanisme d'ajustement à la frontière pour le carbone.

Dans une étude réalisée par le Conseil mondial de l'énergie et l'agence allemande de l'énergie DENA (WEC 2022), les différents systèmes et normes de certification ont été examinés et comparés. Il a été constaté qu'il était difficile d'harmoniser les systèmes et réglementations internationaux existants en raison des variations des critères de durabilité et du champ d'application de la référence. Cependant, des approches harmonisées sont nécessaires pour un marché liquide mondial (White et al 2021). À l'heure actuelle, il est impossible de savoir si les systèmes de certification régionaux prévaudront ou si une approche mondiale harmonisée sera visée à un moment ou à un autre. Les systèmes régionaux présentant de grandes différences dans les critères de durabilité risquent de fragmenter le marché.

Comme il n'existe pas encore de marché mondial de l'hydrogène liquide, un futur système de certification devra être développé parallèlement à la montée en puissance du marché.

4.3 Directive sur les énergies renouvelables II

Pour le marché européen, la certification de l'hydrogène provenant de sources renouvelables sera régie par la directive sur les énergies renouvelables (RED), qui est actuellement (à partir de mai 2022) en vigueur dans sa version de 2018 (RED II Directive (EU) 2018/2001)). Une version révisée de la RED III est actuellement en préparation. La RED contient les règlements en vertu desquels les carburants renouvelables d'origine biologique et les carburants renouvelables d'origine non biologique (RNBO) ainsi que les carburants à base de carbone recyclé peuvent être pris en compte pour atteindre les objectifs de l'UE en matière d'énergie renouvelable. L'hydrogène renouvelable ainsi que d'autres dérivés renouvelables à base d'hydrogène tels que l'ammoniac, le méthanol ou d'autres hydrocarbures synthétiques sont considérés comme des carburants renouvelables d'origine non biologique.

Les articles 25 à 30 de la RED II contiennent des éléments importants pour la certification, tels que la définition des critères de durabilité ou la manière de prendre en compte les émissions des carburants tout au long de leur cycle de vie. En outre, deux actes délégués ont été publiés en 2023, conformément à l'article 27 (3) de la RED II.

Le premier acte délégué⁹ définit quand l'hydrogène peut être considéré comme une source d'énergie renouvelable, ce qui lui permet d'être pris en compte dans les objectifs de l'UE en matière d'énergie renouvelable. Pour les ERNRD telles que l'hydroélectricité, les caractéristiques de l'électricité nécessaire à la production d'hydrogène par électrolyse revêtent une importance particulière. C'est pourquoi l'acte délégué contient des détails sur les critères de production d'électricité (voir section 4.3.1).

Un autre élément important est la réduction des émissions de gaz à effet de serre qui peut être obtenue grâce à l'hydrogénation et à d'autres sources d'énergie renouvelables. C'est pourquoi le deuxième acte délégué¹⁰ précise la méthode de calcul de ces réductions d'émissions de gaz à effet de serre (voir section 4.3.2).

Les actes délégués ont été publiés au Journal Officiel de l'Union Européenne en Juin 2023 et les critères décrits sont donc entrés en vigueur. Les deux actes sont liées et nécessaires pour que les carburants soient pris en compte dans les objectifs des pays de l'UE en matière d'énergies renouvelables. Elles apporteront une certitude réglementaire aux investisseurs, car l'UE vise à atteindre une production nationale d'hydrogène renouvelable de 10 millions de tonnes et une importation d'hydrogène renouvelable de 10 millions de tonnes d'ici à 2030, conformément au plan REPowerEU.

⁹ https://eur-lex.europa.eu/legal-content/EN/TXT/?uri=uriserv%3AOJ.L_.2023.157.01.0011.01.ENG&toc=OJ%3AL%3A2023%3A157%3AFULL

¹⁰ https://eur-lex.europa.eu/legal-content/EN/TXT/?uri=uriserv%3AOJ.L_.2023.157.01.0020.01.ENG&toc=OJ%3AL%3A2023%3A157%3AFULL

Les nouvelles règles s'appliqueront à la fois aux producteurs nationaux et aux producteurs internationaux qui exportent de l'hydrogène renouvelable vers l'UE.

4.3.1 Critères relatifs à l'électricité pour produire de l'hydrogène

Le premier acte délégué précise les cas dans lesquels la production d'hydrogène peut être considérée comme entièrement renouvelable, même si elle est produite via la connexion au réseau d'un réseau qui n'est pas entièrement décarboné. Si l'hydrogène est considéré comme entièrement renouvelable, il peut être comptabilisé dans les objectifs de l'UE en matière d'énergies renouvelables.

Un certain nombre de définitions et de critères sont importants pour les différents cas d'électricité distingués par la RED II. Ces critères doivent garantir que la production d'hydrogène renouvelable encourage la production de nouvelles EnR et non la production d'électricité d'origine fossile.

- **Additionnalité** : Les exigences en matière d'additionnalité garantissent que les EnR sont nouvellement installées dans le but d'utiliser l'électricité pour produire de l'hydrogène. Cette règle garantit que les EnR installées à l'origine dans un but différent ne sont pas utilisées pour produire de l'hydrogène et qu'elles risquent de différer leur cas d'utilisation initial. Une EnR est considérée comme « nouvelle » si elle a été installée au maximum 36 mois avant l'installation de l'électrolyseur. La Commission européenne prévoit une période de transition pour ce critère : Pour les installations construites avant 2028, les critères d'additionnalité ne s'appliquent qu'après 2038.
- **Corrélation temporelle** : L'exigence temporelle prévoit que l'hydrogène est produit au cours de la même heure que l'électricité. La Commission européenne prévoit une période de transition pour ce critère : Jusqu'au 31.12.2029, la corrélation temporelle entre la production de EnR et l'électrolyse ne doit se faire que sur une base mensuelle. Le critère temporel peut également être rempli en utilisant de l'électricité renouvelable stockée ou de l'électricité renouvelable dont les prix sont suffisamment bas pour qu'une montée en puissance de l'électricité produite à partir de combustibles fossiles ne soit pas rentable.
- **Corrélation spatiale** : La corrélation spatiale prévoit que les EnR et l'électrolyseur sont situés dans la même zone d'appel d'offres ou que les EnR sont situées dans une zone d'appel d'offres voisine où les prix sont égaux ou supérieurs à ceux de la zone de production d'hydrogène. Pour l'hydrogène produit par le réseau électrique, les zones d'appel d'offres sont un élément central, qui sont définies par l'autorité de régulation de l'UE ACER comme la plus grande zone géographique dans laquelle les acteurs du marché peuvent échanger de l'énergie sans allocation de capacité et où un prix unique du marché de l'électricité s'applique. Les exigences spatiales visent à prévenir la congestion du réseau entre les EnR et les électrolyseurs.

Les zones d'enchères peuvent ne pas être utilisées dans tous les pays. Dans ce cas, l'acte délégué prévoit que des concepts équivalents (les plus similaires) d'une zone d'appel d'offres sont également autorisés, à condition que l'objectif de l'acte délégué soit toujours respecté. Par exemple, des réglementations de marché similaires ou les caractéristiques physiques du réseau (niveau d'interconnexion) ou le pays lui-même ne sont autorisés qu'en dernier recours.

Les cas peuvent être classés en plusieurs catégories. La première distinction est faite selon que l'hydrogène est produit à partir d'une ligne directe entre les EnR (par exemple, les panneaux solaires photovoltaïques ou les turbines éoliennes) et l'électrolyseur ou que l'électrolyseur est alimenté par l'électricité du réseau.

Le cas le plus simple est celui d'une ligne directe entre les EnR et l'électrolyseur. Dans ce cas, le critère d'« additionnalité » doit être rempli. Si l'électrolyseur dispose d'une ligne directe vers la EnR

et d'une connexion au réseau, il doit être prouvé, à l'aide d'un compteur intelligent, qu'aucune électricité du réseau n'a été utilisée dans le cadre d'une charge de production d'hydrogène.

Pour le cas de la production en réseau, on distingue quatre sous-cas différents.

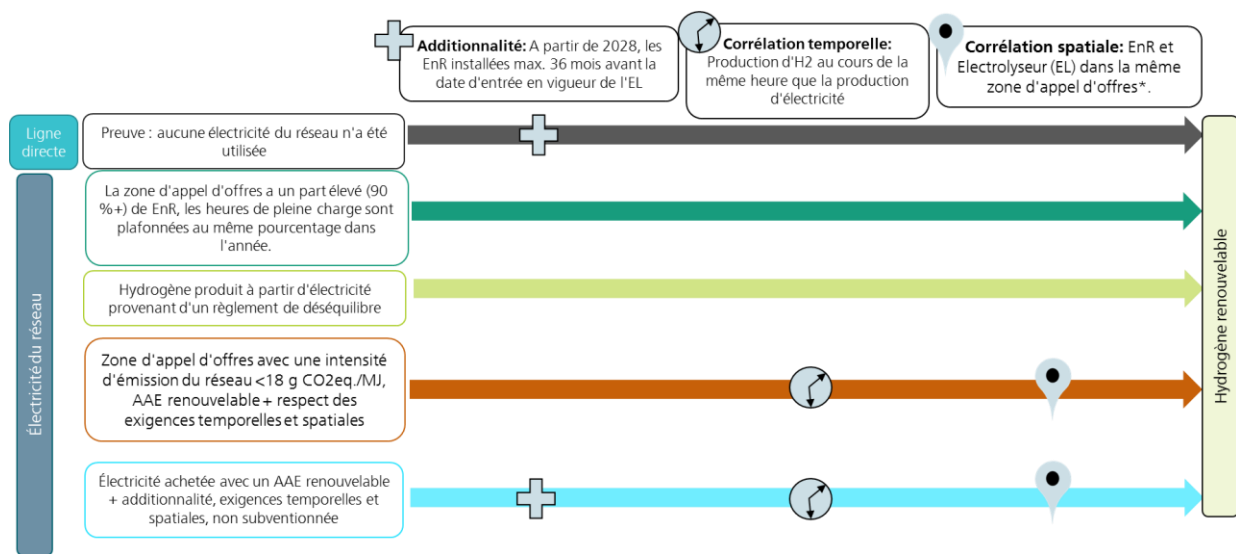
1. L'hydrogène est produit dans une zone d'appel d'offres qui a une part élevée (90%+) de EnR au cours de l'année civile précédente. Les heures de pleine charge de la production d'hydrogène sont plafonnées au même pourcentage de l'année (par exemple, si la part des EnR dans le réseau est de 95 %, seuls 95 % des heures de pleine charge de la production d'hydrogène sont considérés comme renouvelables). Dans une telle zone d'appel d'offres, on considère que le critère de réduction des émissions de GES de 70 % de l'article 25(2) de la RED II pour les carburants renouvelables serait déjà rempli, et que des installations EnR supplémentaires pourraient potentiellement avoir un impact sur le fonctionnement du réseau.
2. La zone de l'appel d'offres a une intensité d'émission du réseau <18 g CO₂eq./MJ. Dans ce cas également, les installations EnR supplémentaires ne sont pas nécessaires dans la zone d'appel d'offres pour atteindre le seuil de réduction des émissions de GES de 70 % requis pour l'hydrogène renouvelable (voir la section suivante). Ce cas nécessite à nouveau un contrat d'achat d'électricité renouvelable certifiant que l'électricité est renouvelable, ainsi que le respect d'exigences temporelles et spatiales.
3. Hydrogène produit à partir d'électricité provenant d'un règlement de déséquilibre. Dans ce cas, la production d'hydrogène pourrait empêcher le redispatching et conduire ainsi à une utilisation accrue de l'électricité renouvelable produite.
4. Le dernier cas décrit la situation dans laquelle aucun des critères susmentionnés ne s'applique au réseau. Dans ce cas, un certain nombre de critères supplémentaires doivent être remplis pour produire de l'hydrogène renouvelable. L'électricité utilisée dans l'électrolyse doit être achetée dans le cadre d'un AAE renouvelable. Cet AAE doit garantir que les unités de production d'énergie renouvelable respectent les critères d'additionnalité (c'est-à-dire qu'elles n'ont pas été installées plus de 36 mois avant l'électrolyseur). En outre, la production d'hydrogène doit respecter les exigences temporelles et spatiales susmentionnées et aucune autre subvention n'a été reçue.

Outre les critères susmentionnés, aucun double financement n'est possible (voir Art. 5b : étant donné que l'hydrogène renouvelable peut déjà être comptabilisé dans les objectifs de l'UE en matière d'énergies renouvelables, les EnR utilisées pour produire l'hydrogène ne peuvent pas avoir bénéficié d'un financement)¹¹. L'article 5b est sujet à la période de transition de l'article 11 pour les capacités mises en service avant le 1^{er} janvier 2028.

Les cinq cas décrits ci-dessus sont résumés dans la Figure 26.

¹¹ . Règlement Délégué (UE) 2023/1184 de la Commission du 10 février 2023 Art. 5b (...pour autant que les critères suivants soient remplis: b) L'installation produisant de l'électricité renouvelable n'a pas bénéficié d'une aide sous la forme d'une aide au fonctionnement ou d'une aide à l'investissement, à l'exclusion du soutien reçu par les installations avant leur rééquipement, d'un soutien financier pour le terrain ou pour le raccordement au réseau, d'un soutien qui ne constitue pas un soutien net, tel qu'un soutien entièrement remboursé, et d'un soutien aux installations de production d'électricité renouvelable qui approvisionnent des installations produisant du carburant liquide et gazeux renouvelable destiné au transport, d'origine non biologique, utilisé à des fins de recherche, d'essai et de démonstration.

Figure 26: Critères relatifs à l'électricité pour que l'hydrogène soit considéré comme entièrement renouvelable



Source: Compilation propre, basée sur ((EC 2023), (EC 2023-2), (Stiftung Umweltenergierecht 2023))

4.3.2 Calcul des économies d'émissions de gaz à effet de serre grâce à l'hydrogène

Outre les critères relatifs à l'électricité, il existe également des critères relatifs à la réduction des émissions de gaz à effet de serre par l'utilisation d'hydrogène et d'autres combustibles renouvelables par rapport à un combustible fossile. L'article 25, paragraphe 2, de la RED II prévoit que les réductions d'émissions de gaz à effet de serre réalisées par les RFNBO doivent être d'au moins 70 %.

Le deuxième acte délégué précise la méthode de calcul des réductions d'émissions de gaz à effet de serre résultant de l'utilisation de RFNBO dans les transports et de carburants à base de carbone recyclé. Il fixe également le seuil minimal de réduction des émissions de GES des carburants à base de carbone recyclé à 70 %.

La réduction de 70 % des émissions de GES doit être réalisée par rapport à un combustible fossile de référence de 94 g CO2eq./MJ, ce qui équivaut aux exigences applicables aux biocarburants (EC 2023). Les émissions de GES doivent être calculées sur l'ensemble du cycle de vie (émissions en amont provenant de la fourniture d'intrants, de la production et du traitement, du transport et de la distribution, de la combustion du carburant) de la chaîne d'approvisionnement en carburant. Les émissions de production provenant de la fabrication du EnR ou de l'électrolyseur ne sont pas prises en compte dans le calcul des émissions du cycle de vie du combustible.

Pour déterminer l'intensité des émissions de GES de l'électricité utilisée pour produire de l'hydrogène, il faut distinguer plusieurs cas. Si les critères relatifs à l'électricité renouvelable du premier acte délégué, décrits à la section 4.3.1, sont remplis, l'électricité peut être considérée comme n'émettant pas de g CO2eq./MJ.

4.4 Processus de certification de l'UE

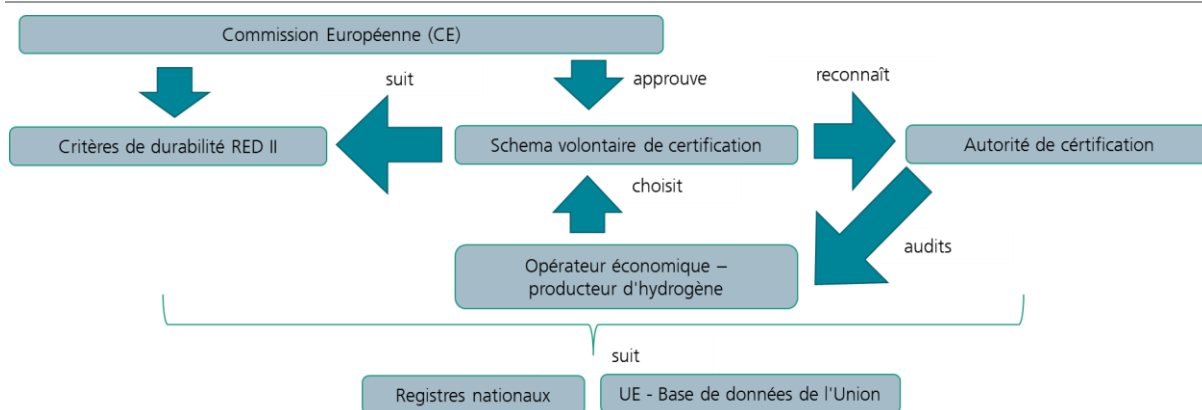
La Commission européenne approuvera les systèmes de certification qui respectent les critères de durabilité définis dans la RED II. Comme ces systèmes de certification peuvent être privés, le pro-

cessus d'exercice des réglementations par le biais de systèmes privés est appelé certification hybride. Le système approuvé peut être choisi par l'opérateur économique (par exemple, le producteur d'hydrogène). Par exemple, pour les biocarburants, plusieurs systèmes sont conformes aux critères de la RED II et peuvent être choisis par les producteurs. Au minimum, les systèmes doivent respecter les critères de la RED II, mais ils peuvent éventuellement ajouter des critères plus stricts ou d'autres types de considérations de durabilité, telles que des critères sociaux.

Les systèmes de certification (volontaires) reconnaissent un organisme de certification tiers, qui contrôlera l'opérateur économique (EC 2023). Pour les biocarburants, 15 systèmes de certification volontaires et nationaux sont actuellement reconnus par la Commission européenne (EC 2023-3).

L'ensemble du processus de certification doit être suivi tout au long de la chaîne de valeur. La Commission européenne prévoit la mise en œuvre d'une base de données de l'Union européenne qui recueille toutes les données et peut les transmettre d'un agent à l'autre dans la chaîne d'approvisionnement. En outre, il devrait y avoir un lien entre la base de données de l'Union européenne et les registres nationaux. Le processus de certification est résumé dans la Figure 27.

Figure 27: Processus de certification



Source: Compilation propre de Fraunhofer ISI.

4.5 Discussion - Pertinence pour l'Algérie

Les exigences réglementaires de l'UE s'appliquent aux producteurs de l'UE et aux producteurs hors de l'UE qui souhaitent exporter vers l'UE. Les pays exportateurs sélectionneront un système de certification volontaire approuvé par la Commission européenne. Ces systèmes de certification volontaires doivent être acceptés par les États membres de l'UE comme une preuve suffisante que l'hydrogène importé est conforme aux critères de durabilité obligatoires de l'UE. Cela réduit la charge administrative pour les pays exportateurs, puisqu'ils n'ont pas à faire la distinction entre les différents systèmes nationaux, mais peuvent utiliser un seul système applicable à l'échelle de l'UE et reconnu par la Commission européenne (EC 2023).

Tant que le réseau électrique algérien n'est pas conforme aux objectifs élevés de décarbonation définis dans les cas 1 et 2 discutés dans la section 4.3.1, le cas le plus susceptible de s'appliquer à l'Algérie est le cas 4. Cela signifie que les critères d'additionnalité, spatiaux et temporels s'appliquent pour que l'hydrogène algérien soit considéré comme entièrement renouvelable dans l'UE. En outre, les émissions de la chaîne d'approvisionnement (par exemple, la consommation supplémentaire d'électricité pour la compression et le transport) doivent être maintenues à des niveaux suffisamment bas pour que l'utilisation de l'hydrogène permette de réduire de 70 % les émissions de

dioxyde de carbone. Ceci inclue également les provisions de transition décrite avant et qui permettent à l'Algérie, de développer l'économie de l'hydrogène rapidement en coopération avec l'Allemagne et l'Union Européenne.

5 Liste de figures

Figure 1: Données d'entrée du modèle exogène pour l'évolution supposée de la capacité minimale installée des centrales électriques en Algérie par technologie jusqu'en 2050.....	16
Figure 2: Evolution de la demande d'énergie finale algérienne par secteur et par scénario jusqu'en 2050.....	17
Figure 3: Évolution de la demande énergétique finale algérienne par combustible et par scénario jusqu'en 2050.....	18
Figure 4: Augmentation de la capacité installée des centrales électriques en Algérie en fonction des coûts optimaux, par technologie, pour les différents scénarios jusqu'en 2050.....	19
Figure 5: Évolution optimale des coûts de la production d'électricité en Algérie par technologie pour les différents scénarios jusqu'en 2050	19
Figure 6: Répartition des technologies de production et de stockage d'électricité pour le scénario de réductions d'émissions ambitieuses (AER) en 2050	20
Figure 7: Répartition des technologies de production et de stockage d'électricité pour le scénario d'émissions nettes zéro (NZE) en 2050.....	21
Figure 8: Évolution des émissions totales de CO2 des secteurs de la demande finale d'énergie et de la production d'électricité par scénario jusqu'en 2050.....	21
Figure 9: Évolution des émissions spécifiques de CO2 dues à la production d'électricité par scénario jusqu'en 2050.....	22
Figure 10: Evolution du coût spécifique de la production d'électricité par scénario jusqu'en 2050.....	23
Figure 11: Augmentation optimale, en termes de coûts, de la capacité des centrales électriques par technologie pour les différents scénarios d'exportation d'hydrogène par rapport aux scénarios de référence jusqu'en 2050	24
Figure 12 : Diagramme logique pour l'application des critères.....	25
Figure 13 : Analyse par superposition	26
Figure 14 : Cartes-miniatures de l'analyse SIG	27
Figure 15 : Facteurs de charge EnR.....	28
Figure 16 : Superposition des zones d'exclusion et des facteurs de charge EnR	28
Figure 17 : Sites choisis après la première analyse SIG.....	31
Figure 18 : Tissu industriel au Nord de l'Algérie.....	33
Figure 19: Schéma pour le site 1 : Arzew / Oran	36
Figure 20 : Résultats économiques pour le site 1	37
Figure 21 : Effet des primes d'investissement.....	38
Figure 22 : Schéma pour le site 2 : Hassi R'Mel	40

Figure 23 : Résultats économiques pour le site 2	42
Figure 24 : Coûts individuels et cumulés des lignes de transport	43
Figure 25 : Effet de la distance entre le port et l'électrolyseur sur les coûts de l'hydrogène	44
Figure 26: Critères relatifs à l'électricité pour que l'hydrogène soit considéré comme entièrement renouvelable	50
Figure 27: Processus de certification.....	51

6 Liste de tables

Table 1 : Les trois scénarios pour l'Algérie et de leurs principales différences.....	14
Table 2 : Détails des données issues de l'analyse SIG	31
Table 3 : Données économiques pour le système énergie PV	34
Table 4 : Données économiques pour le système énergie éolienne	34
Table 5 : Paramètres économiques pour le site 1	36
Table 6 : Résultats économiques pour le site 1.....	37
Table 7 : Paramètres économiques pour le site 2	41
Table 8 : Résultats économiques pour le site 2.....	41
Table 9 : Autres avantages monétaires et non monétaires accompagnant les constructions d'électrolyseurs	45
Table 10: Tableau des parts de combustibles historiques et futures pour les différents secteurs de la demande finale d'énergie et les différents scénarios	61
Table 11: Aperçu des hypothèses technico-économiques pour les différentes centrales électriques et technologies de stockage.....	62

7 Références

- (Agora 2021) Agora Energiewende, AFRY Management Consulting. No-regret hydrogen: Charting early steps for H₂ infrastructure in Europe; 2021.
- (AUE 2023) Arab Union of Electricity. Open Data | Arab Union of Electricity; 2023 [cited 2023 April 14] Available from: URL: <https://auptde.org/en/open-data>.
- (BMWK 2023) Long-term Scenarios 3 - Scientific analyses on the decarbonization of Germany, Available from: <https://www.langfristszenarien.de/en/ertile-explorer-en/>
- (DEA 2016) Danish Energy Agency, Energinet. Technology Data - Energy Plants for Electricity and District heating generation; 2016.
- (EC 2023) European Commission: Questions and Answers on the EU Delegated Acts on Renewable Hydrogen, https://ec.europa.eu/commission/presscorner/detail/en/qanda_23_595
- (EC 2023-2) European Commission: Delegated regulation on Union methodology for RFNBOs, https://energy.ec.europa.eu/publications/delegated-regulation-union-methodology-rfnbos_en
- (EC 2023-3) European Commission: Voluntary schemes - Voluntary schemes set standards for the production of sustainable biofuels, bioliquids and biomass fuels, https://energy.ec.europa.eu/topics/renewable-energy/bioenergy/voluntary-schemes_en
- (Enerdata 2023) Enerdata. Global Energy & CO₂ Data; 2023 [cited 2023 April 13] Available from: URL: <https://www.enerdata.net/research/energy-market-data-co2-emissions-database.html>.
- (ENS 2021) Technology Data for the Indonesian Power Sector: Catalogue for Generation and Storage of Electricity; 2021 [cited 2023 February 8] Available from: URL: https://ens.dk/sites/ens.dk/files/Globalcooperation/technology_data_for_the_indonesian_power_sector_-_final.pdf
- (Frontier Economics 2018) Frontier Economics. The Future Cost of Electricity-Based Synthetic Fuels; 2018.
- (IEA 2021) International Renewable Energy Agency (IRENA). Renewable power generation costs in 2021. Abu Dhabi; 2022.
- (IRENA 2012) International Renewable Energy Agency (IRENA). Renewable Energy Cost Analysis: Biomass for Power Generation; 2012.
- (IRENA 2018) International Renewable Energy Agency (IRENA). Planning and prospects for renewable power: West Africa; 2018.
- (LEAP 2023) Low Emissions Analysis Platform. Available from: <https://leap.sei.org/default.asp?action=introduction>
- (NEMO 2023) National Electricity Market Optimiser (NEMO). Available from: <https://nemo.ozlabs.org/>
- (MEM 2023) Ministère de l'Énergie | Algérie. Energies Nouvelles, Renouvelables et Maitrise de l'Énergie [cited 2023 April 14] Available from: URL: <https://www.energy.gov.dz/?rubrique=energies-nouvelles-renouvelables-et-maitrise-de-lrenergie>.
- (ONS 2023) Office National des Statistiques [cited 2023 October 1]. Available from: URL: <https://www.ons.dz/>.

- (Pfenninger & Staffell 2023) Pfenninger S, Staffell I. Renewables.ninja; 2023 [cited 2023 April 16]
Available from: URL: <https://www.renewables.ninja/>.
- (Ram et al 2020) Ram M, Galimova T, Bogdanov D, et al. Powerfuels in a Renewable Energy World: Global volumes, costs, and trading 2030 to 2050. Lappeenranta, Berlin: LUT University; 2020.
- (smartenergy 2022) <https://smartenergy.org.au/articles/hydrogen-certification-in-australia/>
- (Stiftung Umweltenergierecht 2023) Der delegierte Rechtsakt für grünen Wasserstoff, https://stiftung-umweltenergierecht.de/wp-content/uploads/2023/03/Trans4Real_DA_Wasserstoff_Stiftung_Umweltenergierecht_2023-03-07.pdf
- (UN 2022) United Nations, Department of Economic and Social Affairs, Population Division. World Population Prospects 2022, Online Edition.; 2022 [cited 2023 April 13] Available from: URL: <https://population.un.org/wpp/Download/Standard/Population/>
- (World Bank 2023) The World Bank. World Development Indicators; 2023 [cited 2023 April 13]
Available from: URL: <https://databank.worldbank.org/source/world-development-indicators/preview/on>.
- (WEC 2022) https://www.weltenergierrat.de/wp-content/uploads/2022/01/dena_WEC_Harmonisation-of-Hydrogen-Certification_digital_final.pdf
- (White et al 2021) Towards emissions certification systems for international trade in hydrogen: The policy challenge of defining boundaries for emissions accounting, <https://doi.org/10.1016/j.energy.2020.119139>

A.1 Annexe

Figure A 1: Évolution de la population algérienne et projections jusqu'en 2050 d'après les Perspectives de la population mondiale 2022 de l'ONU (UN 2022)

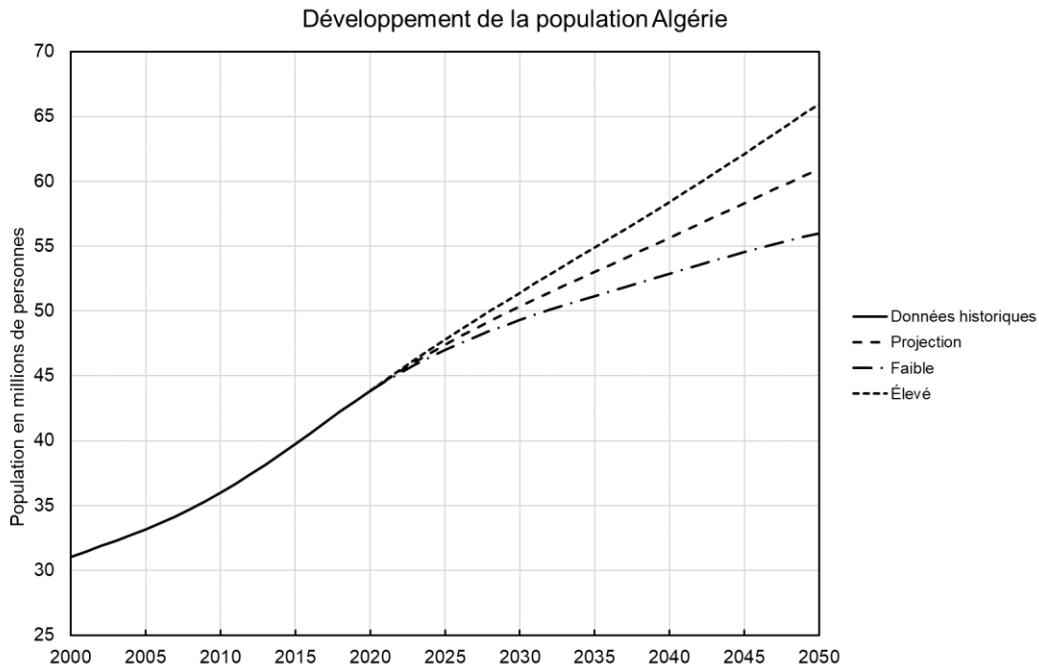


Figure A 2: Évolution du PIB algérien (données historiques de la Banque mondiale (World Bank 2023) et projections propres pour l'évolution future)

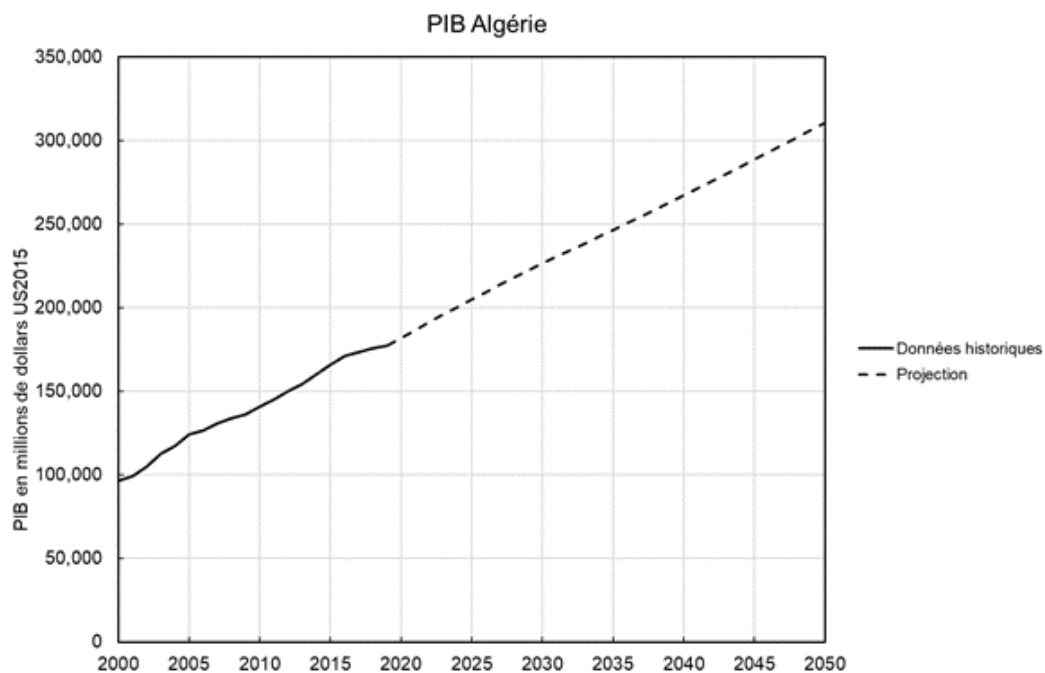


Figure A 3: Évolution de la valeur ajoutée sectorielle algérienne (données historiques de la Banque mondiale (World Bank 2023) et projections propres pour l'évolution future)

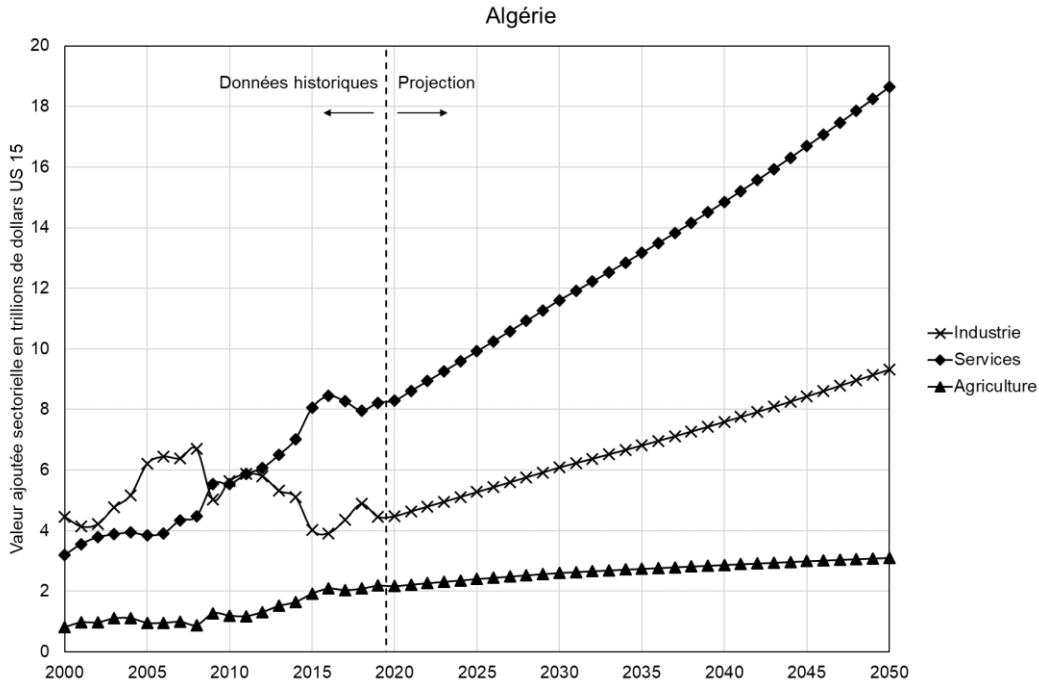


Figure A 4: Série temporelle de la disponibilité de l'éolien terrestre en Algérie (calcul propre basé sur (Pfenninger & Staffel 2023))

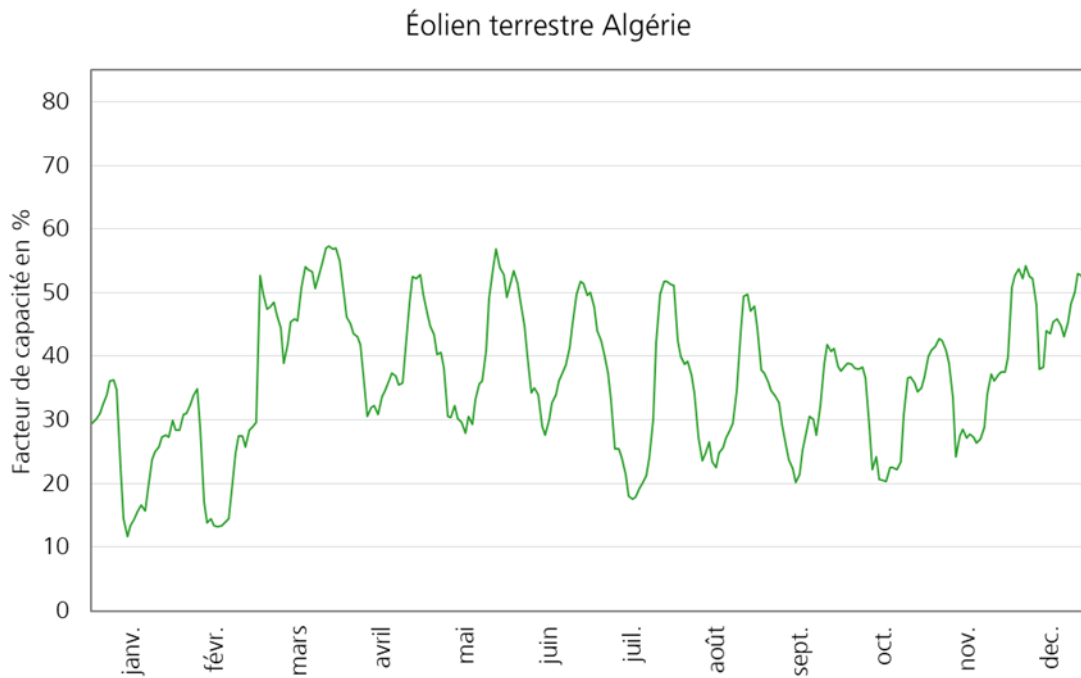


Figure A 5: Série chronologique de la disponibilité de l'énergie solaire photovoltaïque en Algérie (calcul propre basé sur (Pfenninger & Staffel 2023))

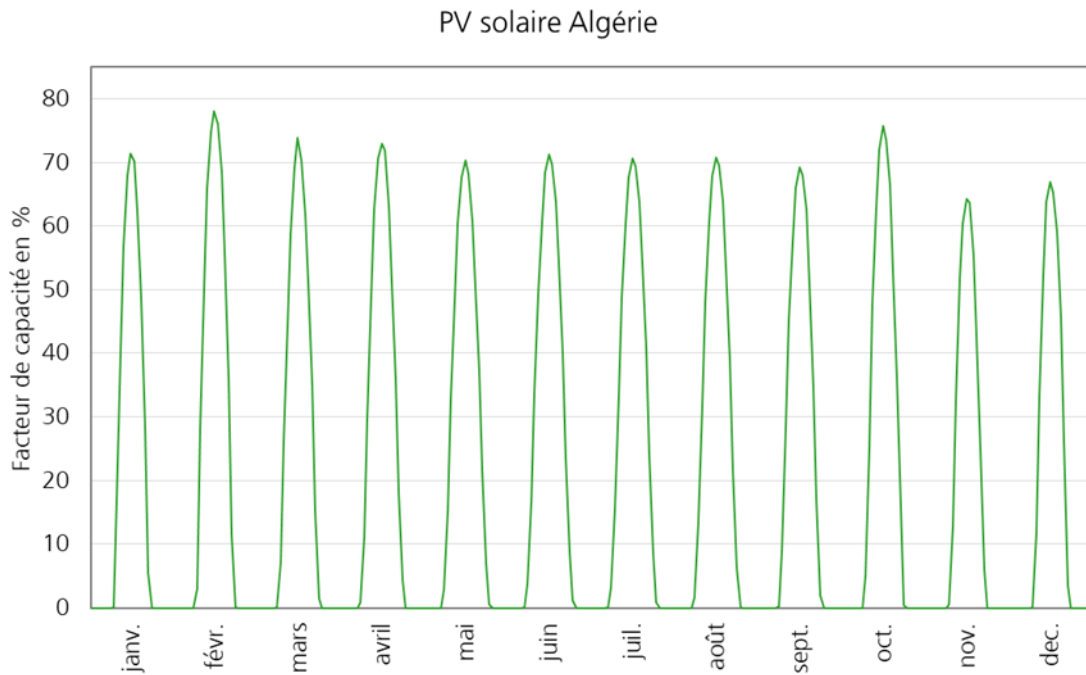


Figure A 6: Séries temporelles des deux formes de charge de l'électrolyseur pour les scénarios d'exportation hydrogen

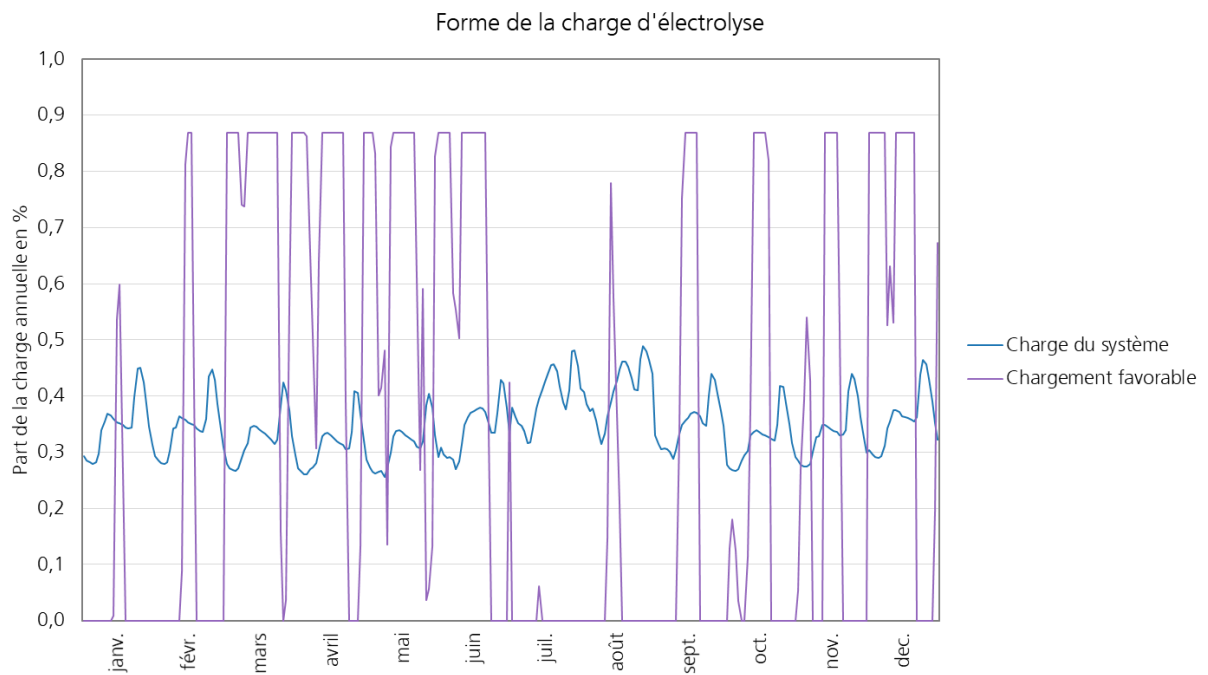


Table 10: Tableau des parts de combustibles historiques et futures pour les différents secteurs de la demande finale d'énergie et les différents scénarios

Fuel Share in %	2000	2010	2019	2030 NZE	2030 AER	2030 BAU	2050 NZE	2050 AER	2050 BAU
Industry									
Oil	24.3	17.7	8.3	4.5	4.5	8.3	0.0	0.0	8.3
Natural Gas	45.1	56.2	64.1	54.0	60.0	64.1	0.0	30.0	64.1
Coal	9.6	5.0	2.8	1.0	1.0	2.8	0.0	0.0	2.8
Electricity	19.7	20.5	24.8	35.0	32.0	24.8	65.0	55.0	24.8
Renewable Heat	0.0	0.0	0.0	3.0	1.0	0.0	15.0	10.0	0.0
Biomass	1.2	0.6	0.1	1.5	1.5	0.1	5.0	5.0	0.1
Hydrogen	0.0	0.0	0.0	1.0	0.0	0.0	15.0	0.0	0.0
Transport									
Oil	99.5	99.5	99.3	82.0	95.0	99.3	0.0	50.0	99.3
Natural Gas	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
Coal	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
Electricity	0.5	0.5	0.7	15.0	4.0	0.7	65.0	40.0	0.7
Renewable Heat	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
Biomass	0.0	0.0	0.0	2.0	1.0	0.0	15.0	10.0	0.0
Hydrogen	0.0	0.0	0.0	1.0	0.0	0.0	20.0	0.0	0.0
Residential									
Oil	40.5	29.0	14.9	5.0	10.0	14.9	0.0	0.0	14.9
Natural Gas	46.5	56.4	70.9	60.0	66.0	70.9	0.0	20.0	70.9
Coal	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
Electricity	12.6	14.4	14.2	30.0	22.0	14.2	75.0	65.0	14.2
Renewable Heat	0.0	0.0	0.0	4.0	1.0	0.0	20.0	10.0	0.0
Biomass	0.4	0.3	0.0	1.0	1.0	0.0	5.0	5.0	0.0
Hydrogen	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
Services									
Oil	31.6	37.9	33.7	27.0	29.0	33.7	0.0	5.0	33.7
Natural Gas	0.0	0.4	12.3	10.0	10.0	12.3	0.0	5.0	12.3
Coal	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
Electricity	68.4	61.7	54.0	60.0	60.0	54.0	85.0	80.0	54.0
Renewable Heat	0.0	0.0	0.0	3.0	1.0	0.0	15.0	10.0	0.0
Biomass	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
Hydrogen	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
Agriculture									
Oil	30.9	21.9	21.2	18.0	19.0	21.2	0.0	10.0	21.2
Natural Gas	0.0	18.9	18.1	13.0	14.0	18.1	0.0	5.0	18.1
Coal	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
Electricity	69.1	59.2	60.6	65.0	65.0	60.6	80.0	75.0	60.6
Renewable Heat	0.0	0.0	0.0	2.0	1.0	0.0	10.0	5.0	0.0
Biomass	0.0	0.0	0.0	1.0	1.0	0.0	5.0	5.0	0.0
Hydrogen	0.0	0.0	0.0	1.0	0.0	0.0	5.0	0.0	0.0
Non Energy									

Oil	40.2	39.9	12.0	5.0	10.0	12.0	0.0	5.0	12.0
Natural Gas	59.8	60.1	88.0	80.0	85.0	88.0	0.0	60.0	88.0
Coal	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
Electricity	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
Renewable Heat	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
Biomass	0.0	0.0	0.0	10.0	5.0	0.0	50.0	35.0	0.0
Hydrogen	0.0	0.0	0.0	5.0	0.0	0.0	50.0	0.0	0.0
Unspecified									
Oil	7.0	7.0	6.9	1.0	5.0	6.9	0.0	0.0	6.9
Natural Gas	93.0	93.0	93.1	75.0	83.0	93.1	0.0	40.0	93.1
Coal	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
Electricity	0.0	0.0	0.0	20.0	10.0	0.0	75.0	50.0	0.0
Renewable Heat	0.0	0.0	0.0	2.0	1.0	0.0	10.0	5.0	0.0
Biomass	0.0	0.0	0.0	1.0	1.0	0.0	5.0	5.0	0.0
Hydrogen	0.0	0.0	0.0	1.0	0.0	0.0	10.0	0.0	0.0

Source: Sur la base des valeurs historiques d'Enerdata (Enerdata 2023) et de nos propres estimations pour les développements futurs.

Table 11: Aperçu des hypothèses technico-économiques pour les différentes centrales électriques et technologies de stockage

Technology	CAPEX [2015 US\$/kW]			OPEX (variable) [2015 US\$/MWh]			OPEX (fix) [2015 US\$/kW/year]			Efficiency [%]			Lifetime [years]		
	2020	2030	2050	2020	2030	2050	2020	2030	2050	2020	2030	2050	2020	2030	2050
Lithium Ion Batteries	845	528	349	2.30	2.07	1.84	0.31	0.16	0.08	91.0	92.0	92.0	20.0	25.0	30.0
Hydrogen Storage	1866	1403	855	0.00	0.00	0.00	55.09	41.12	27.33	26.4	34.3	45.0	20.0	20.0	20.0
Open Cycle Gas Turbines	545	522	494	5.40	5.40	5.40	9.68	9.29	8.91	40.0	41.0	43.0	25.0	25.0	25.0
Combined Cycle Gas Turbines	1056	996	960	5.28	5.04	4.80	35.16	33.36	31.20	56.0	58.0	60.0	25.0	25.0	25.0
Oil Engines	412	412	403	7.20	7.20	7.20	10.56	10.14	9.72	35.0	35.0	35.0	25.0	25.0	25.0
Hydropower Plants	3072	3072	3072	6.00	6.00	6.00	92.16	92.16	92.16	100.0	100.0	100.0	50.0	50.0	50.0
Biomass Plants	2200	2200	2200	6.00	6.00	6.00	66.00	66.00	66.00	40.0	40.0	40.0	25.0	25.0	25.0
Wind Turbines	1800	1300	1000	0.00	0.00	0.00	86.40	39.00	25.00	100.0	100.0	100.0	25.0	27.5	27.5
Solar PV	1200	550	300	0.00	0.00	0.00	18.27	9.62	6.60	100.0	100.0	100.0	30.0	35.0	35.0
CSP	5500	4000	2500	0.00	0.00	0.00	82.50	60.00	37.50	100.0	100.0	100.0	25.0	25.0	25.0

Source: Compilation propre basée sur les valeurs de la littérature (DEA 2016, Ram et al 2020, IEA 2021, Frontier Economics 2018, Agora 2021, ENS 2021) et les consultations d'experts locaux