

Hors-série / Octobre 2021

**Decarbonised hydrogen imports into the European Union:
challenges and opportunities**

*Importations d'hydrogène décarboné dans l'Union européenne :
défis et opportunités*

Foreword

Introduction

1. Setting the scene

Hydrogen production and consumption
in Europe

Technologies and costs

Implications

2. Hydrogen imports

Drivers of hydrogen imports

How to make imports possible?

Conditions for mutual success

3. Country profiles

Austria, France, Germany,
Italy, Spain

Conclusions

Avant-propos

Introduction

1. Le contexte

*Production et consommation
d'hydrogène en Europe*

Technologies et coûts

Implications

2. Importations d'hydrogène

Les facteurs des importations d'hydrogène

*Comment rendre les importations
possibles?*

Les conditions d'un succès mutuel

3. Profils des pays

*Autriche, France, Allemagne,
Italie, Espagne*

Conclusions

Promoting
dialogue and
cooperation,
looking at all
energy
pathways



High-level
events,
pioneering
studies and
training



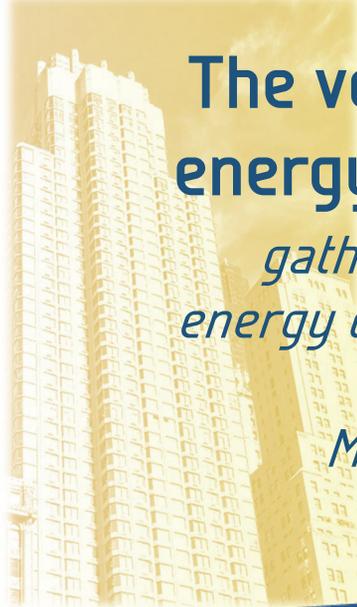
A reference in the
Euro-Med
cooperation

*involvement in the UfM
platforms, several
multilateral fora and EC
projects*



The voice of the
energy industry

*gathering leading
energy organizations
around the
Mediterranean*



30 years Fostering Energy Cooperation in the Mediterranean Region

OME – Observatoire Méditerranéen de l'Energie
a non-profit energy industry association
www.ome.org

RÉDACTEUR EN CHEF

Jean Eudes MONCOMBLE

COMITÉ D'ORIENTATION

Claude MANDIL, président
 Jean-Marie CHEVALIER
 Jean-Christophe LE DUGOU
 Marie-José NADEAU
 Laurence PARISOT
 Jacques PERCEBOIS
 Pierre RADANNE

COMITÉ DE RÉDACTION

Didier BEUTIER
 François CARÈME
 Michel CRUCIANI
 Jean-Michel FIGOLI
 Dominique FINON
 Philippe GOEBEL
 Jean-François GRUSON
 Richard LAVERGNE
 Jacques RAVAILLAULT

ÉDITION

Cloé BOSC
 redaction@larevedelenergie.com

COMMUNICATION

Clothilde GRASCŒUR
 com@larevedelenergie.com

ABONNEMENT

Céline COULOUME
 abonnement@larevedelenergie.com

PUBLICITÉ

SERVICE PUBLIC MEDIA
 larevedelenergie@servicepublicmedia.fr
 Tél. 01 46 03 52 71

IMPRIMEUR

CHIRAT

ÉDITEUR

Conseil Français de l'Énergie
 12 rue de Saint-Quentin
 75010 PARIS - FRANCE
 Tél. 01 40 37 69 01
 editeur@larevedelenergie.com

Directeur de la publication :
 Jean Eudes MONCOMBLE

Dépôt légal : à parution

Editorial – Éditorial

This special issue of *La Revue de l'Énergie*, in French and English, presents the study “*Decarbonised hydrogen imports into the European Union: challenges and opportunities*”, carried out by the European committees of the World Energy Council. This rigorous study provides a factual, impartial and quantified analysis of an insufficiently explored issue — hydrogen in Europe —: it will be useful for the indispensable debate in Europe and also in the world. I would like to thank all those who participated in this study and assure them that I am proud that the *Revue* is publishing their work.

This issue is indeed perfectly in line with the ambition of *La Revue de l'Énergie*, since its creation in 1949: to contribute to a better understanding of the challenges and opportunities in the field of energy and to share the best strategies and policies to foster the energy transition towards more sustainable energy systems. By releasing this study on hydrogen in Europe, *La Revue de l'Énergie* remains at the heart of energy transitions by providing a framework for debate of ideas and constructive criticism, based on facts and analysis.

Enjoy your reading!

Ce numéro hors-série de La Revue de l'Énergie, en français et en anglais, vous présente l'étude «Importations d'hydrogène décarboné dans l'Union européenne: défis et opportunités», réalisée par les comités européens du Conseil Mondial de l'Énergie. C'est un travail rigoureux qui apporte, sur un enjeu insuffisamment exploré — l'hydrogène en Europe —, une analyse factuelle, impartiale et quantifiée: elle nourrira utilement l'indispensable débat en Europe mais aussi dans le monde. Je souhaite remercier tous ceux qui ont participé à cette étude et les assurer que je suis fier que la revue publie leur travail.

Ce numéro est en effet parfaitement en ligne avec l'ambition de La Revue de l'Énergie, depuis sa création en 1949: contribuer à une meilleure compréhension des enjeux et des opportunités dans le domaine de l'énergie et partager les meilleures stratégies et politiques pour favoriser la transition énergétique vers des systèmes énergétiques plus durables. En diffusant cette étude sur l'hydrogène en Europe, La Revue de l'Énergie reste au cœur des transitions énergétiques en proposant un cadre de débat d'idées et de critiques constructives, appuyé sur des faits et des analyses.

Bonne lecture!

Jean Eudes Moncombe
 Rédacteur en chef
 jemoncombe@larevedelenergie.com

S'ABONNER À LA REVUE



► **Contribuer à une meilleure compréhension des enjeux et des opportunités dans le domaine de l'énergie**

► **Partager les meilleures stratégies et politiques pour favoriser la transition vers des systèmes énergétiques plus durables**

Je m'abonne à La Revue de l'Énergie pour un an (soit 6 numéros, offre intégrale – papier et numérique) dès réception du bulletin, en ligne sur www.larevuedelenergie.com ou en remplissant ce formulaire :

- tarif France 211 € TTC (TVA : 5,5 %)
 tarif étranger 230 € TTC

Tous les champs sont obligatoires.

M. / Mme Nom : Prénom :

Organisation :

Adresse :

Complément d'adresse :

Code postal : Ville : Pays :

Téléphone :

E-mail :

- ou Je joins un chèque à l'ordre de La Revue de l'Énergie.
 Je règlerai à réception de la facture.

Date :

Signature :

Bulletin d'abonnement à envoyer à :

La Revue de l'Énergie – 12 rue de Saint-Quentin – 75010 Paris – France

Ou à : abonnement@larevuedelenergie.com

Des tarifs réduits (étudiants, retraités...) existent ; pour en bénéficier, écrire à :
abonnement@larevuedelenergie.com

Les informations recueillies sur ce formulaire sont enregistrées dans un fichier informatisé par *La Revue de l'Énergie* pour la gestion de votre abonnement. Conformément à la loi « informatique et libertés », vous pouvez accéder aux informations vous concernant, les rectifier et vous opposer à leur transmission éventuelle en écrivant à la rédaction à : redaction@larevuedelenergie.com

www.larevuedelenergie.com

Decarbonised hydrogen imports into the European Union: challenges and opportunities**TABLE OF CONTENTS**

Foreword	5
Abstract	7
Key takeaways	8
Introduction	10
1. Setting the scene	11
1.1. Hydrogen production and consumption in Europe	11
1.2. Technologies and costs	19
1.3. Implications	30
2. Hydrogen imports	32
2.1. Drivers of hydrogen imports	32
2.2. How to make imports possible?	33
2.3. Conditions for mutual success	36
3. Country profiles	38
3.1. Austria	38
3.2. France	40
3.3. Germany	42
3.4. Italy	44
3.5. Spain	46
Conclusions	48
Annex A	49

TABLE OF FIGURES

Figure 1 – Share of largest consumers in total European Union hydrogen demand, 2019	12
Figure 2 – Methane and hydrogen demand and production in the European Union, 2019-2030-2050	19
Figure 3 – Electrolysers cost ranges, 2020-2050	21
Figure 4 – Solar PV and electrolyser capacity: downsizing or using excess power	23
Figure 5 – Solar PV, electrolyser capacity and battery storage	23
Figure 6 – Comparison of hydrogen transport cost via pipeline and sea-borne	27
Figure 7 – Cost components of delivered hydrogen	29
Figure 8 – Uncertainties of cost components for imported hydrogen delivered to an industrial customer in 2050	30

Figure 9 – Installed capacity for solar PV and wind power in the European Union, including and excluding additional capacity for hydrogen production, 2020-2050	32
Figure 10 – Installed capacity for solar PV and wind power in North Africa, including and excluding additional capacity for hydrogen production, 2020-2050	34
Figure 11 – Hydrogen demand, annual capacity additions and investments of hydrogen-producing plants, 2020-2050	35
Figure 12 – Indicative delivered hydrogen costs to a typical industrial customer in Austria from selected countries and technologies, 2030 and 2050	39
Figure 13 – Indicative delivered hydrogen costs to a typical industrial customer in France from selected countries and technologies, 2030 and 2050	41
Figure 14 – Indicative delivered hydrogen costs to a typical industrial customer in Germany from selected countries and technologies, 2030 and 2050	43
Figure 15 – Indicative delivered hydrogen costs to a typical industrial customer in Italy from selected countries and technologies, 2030 and 2050	45
Figure 16 – Indicative delivered hydrogen costs to a typical industrial customer in Spain from selected countries and technologies, 2030 and 2050	47

TABLE OF TABLES

Table 1 – Roadmaps, strategies and targets by 2030 in selected countries in the European Union	14
Table 2 – Hydrogen demand and supply in the European Union in high hydrogen demand scenarios, 2019-2030-2050	17
Table 3 – Hydrogen production costs for selected technologies and energy sources	25
Table 4 – Main indicators in Austria	38
Table 5 – Main indicators in France	40
Table 6 – Main indicators in Germany	42
Table 7 – Main indicators in Italy	44
Table 8 – Main indicators in Spain	46
Table 9 – General indicators	49
Table 10 – Gas and CO ₂ prices in selected regions	49
Table 11 – Capacity factors and unit investment costs of selected new electricity producing plant	49
Table 12 – Investment costs and key parameters of hydrogen-producing plants	50
Table 13 – Investment costs and key parameters of hydrogen pipelines and seaborne	50

TABLE OF BOXES

Box 1 – The colours of hydrogen	12
Box 2 – Status of hydrogen roadmaps in neighbouring countries: North Africa, Russia, Norway, United Kingdom and Ukraine	15
Box 3 – Integrating power and hydrogen generation: the case of spare nuclear generation	16
Box 4 – Which Weighted Average Cost of Capital to use?	20

Foreword

It is a great pleasure for me to present this report on decarbonised hydrogen and its imports to the European Union.

Importing hydrogen is a key issue that needs to be addressed as we work toward carbon neutrality in 2050. European members of the World Energy Council (WEC) believed it was important to forge a shared vision that is precise and fact-based, and takes into consideration the views of potential exporters.

Very little research - based on quantified data and factoring in the views of all potential actors - is currently available on this subject. This timely document sought to fill that gap by posing three simple questions and providing scientific answers based on consensus: Why import hydrogen? How would imports work in practice? What challenges might arise in terms of public policies?

This report, prepared as part of WEC-Europe's action plan for 2021 in cooperation with the Observatoire Méditerranéen de l'Énergie (OME), is the product of a dialogue and exchange of ideas within WEC-Europe as well as with actors on the southern shore of the Mediterranean. Conducted over a six-month period, the report brought together many experts and skill sets within the WEC and OME which I am particularly grateful to for fully mobilising its network of expertise.

If this report has fulfilled its purpose, it is thanks to the diversity of its contributors, the rigour with which numerical data was used, and the quality of sources.

My warmest thanks to all who helped create a document that will make a valuable contribution to the debate about Europe's decarbonised energy future.

Alexandre Perra
Regional Vice Chair Europe, WEC



WORLD | **EUROPE**
ENERGY
COUNCIL

DECARBONISED HYDROGEN IMPORTS INTO THE EUROPEAN UNION: CHALLENGES AND OPPORTUNITIES

Abstract

Concerns on the environmental impact of how we produce and consume energy have joined the two major traditional energy issues – energy security and affordability. Hydrogen has the potential to become the second main energy vector after electricity for the decarbonisation of energy consumption in end-use sectors. Its role in deep decarbonisation scenarios has been increasing in recent years, together with dedicated roadmaps and strategies that have been published in several countries. This paper explores possible scenarios for consumption and production of decarbonised hydrogen in the European Union (EU), in line with its net-zero greenhouse gas (GHG) emissions goals. It finds that the EU is likely to need to import about half of the estimated 60 million tonnes of decarbonised hydrogen and derivatives it will use by 2050, due to resource constraints and technological choices. Cost estimates for the production and transportation of decarbonised hydrogen are presented for several European and neighbouring countries, from wind, solar photovoltaic (PV) and nuclear power-based electrolysis, as well as steam methane reforming (SMR) with carbon capture utilisation and storage (CCUS) and pyrolysis technologies, out to the 2030 and 2050 time horizons. All these technologies can contribute to the future production of decarbonised hydrogen, provided that they respect stringent life-cycle CO₂ emissions limits. Cheaper production from SMR with CCUS and nuclear power can help the initial deployment of a decarbonised market in the medium term, and renewable sources will be essential in the long term both for domestic production and imported hydrogen. Nonetheless, limiting import options would reduce diversification, potentially increasing costs and negatively affecting security of hydrogen supply. Large investments are needed for production and transport infrastructure to import decarbonised hydrogen to the EU, estimated at around \$900 billion (around EUR 760 billion) over the next three decades. A set of well-designed, clear and stable standards and regulations for both exporting and importing countries will be needed to ensure that life-cycle CO₂ emissions conditions are met and that the necessary investments are made in a timely fashion.

Keywords: *hydrogen, decarbonisation, European imports, energy transition, industrial development, energy security*

Note: This study was developed under the guidance of a Steering Committee of the European members of the World Energy Council (WEC – see acknowledgements section). The views and opinions expressed are solely the views of the author and do not represent a statement of the views of any other person or entity.

Key takeaways

1. Include hydrogen strategy in overall energy strategy and vision.

Integrating and coordinating the hydrogen strategy with the electricity sector strategy – the future two main vectors for final energy uses – is going to be crucial for the full and efficient decarbonisation of the energy system, and to achieve the EU Green Deal's targets. Support measures need to be carefully designed to ensure that new renewable capacity related to hydrogen production is additional to that required to reach the electricity sector targets and to avoid cross subsidies between sectors.

2. Hydrogen production within the European Union (EU) is set to be insufficient to satisfy demand, with significant imports likely to be needed.

Domestic hydrogen supply in some EU countries will be limited by technological choices and as cost-effective renewable potentials get exhausted. A potential total demand for hydrogen and derivatives could reach 60 million tonnes (Mt) by 2050, well beyond the current industrial use. We estimate that domestic decarbonised hydrogen production would be able to meet only 20% of the projected hydrogen demand in 2030 and less than 50% in 2050. Establishing strategic links with key potential exporting partners will therefore be critical for the EU.

3. Renewable sources will be crucial to the decarbonised production of hydrogen, but limiting the long-term choice of low-carbon technologies could prevent reaching the decarbonisation target

or, at the least, would increase costs. Decarbonised hydrogen production from steam methane reforming (SMR) with carbon capture utilisation and storage (CCUS) and nuclear power can provide a significant contribution in the medium term in some countries. In the long run, offshore wind is set to become one of the cheapest sources of domestic production in the EU, together with production from solar photovoltaic (PV) in the best locations. Nuclear-based electrolysis could provide 11% of domestic decarbonised hydrogen production

in 2050 simply by increasing the utilisation rate of the nuclear fleet. Pyrolysis and SMR with CCUS can play an important part also in long-term imports of decarbonised hydrogen, provided that they can respect stringent life-cycle CO₂ emissions limits. Restricting these import options limits the possibility of diversification, and could potentially increase costs and have a significant impact on security of supply.

4. The economics and financing of infrastructure will play a key role for hydrogen imports and the deployment of a cost-effective hydrogen market.

The timely development of pipelines, storage and facilities for seaborne trade will be essential to bring hydrogen from cheap production areas to consumption centers. North African countries hold excellent renewable resources, and several neighbouring countries of the EU with large gas reserves (such as Russia, Norway, Algeria) can produce decarbonised hydrogen through SMR with CCUS at significantly low prices. The relative cost of pipeline transport and shipping will be decisive in allowing neighbouring countries to compete with other sources such as from Gulf Countries or more distant ones such as Chile and Australia. Repurposed and new pipelines are cost-effective choices for hydrogen imports for distances of up to few thousand kilometres.

5. Some \$900 billion (around EUR 760 billion) will be needed for hydrogen production and import infrastructure projects outside the EU over 2021-2050.

To export about 30 Mt of hydrogen to Europe by 2050, EU neighbouring countries will need to invest about \$500 billion in hydrogen production plants (electrolysers, SMR with CCUS and pyrolysis plants), related wind and solar PV plants and gas supply spending. An additional \$250-500 billion will be needed for pipelines, port terminals and ships over the next three decades. Access to capital and coordination of infrastructure will be key elements for these investments to materialise.

Decarbonised hydrogen imports into the European Union: challenges and opportunities

6. The implementation of a clear regulatory framework is of fundamental importance to ensure that investment will be forthcoming in a timely manner.

The most important and urgent measures to be adopted include: well-designed certification of the decarbonised nature of hydrogen; technology neutrality while respecting strict emission targets; international hydrogen and derivatives quality, technical and safety standards; accurate legal definitions; and a robust regulatory framework to enable and coordinate the deployment of EU hydrogen infrastructure. A key aspect to be addressed is the regulation of the electricity that will feed the electrolyzers through wind and solar PV sources and their eventual on-grid connections.

7. National and European policies need to provide clarity and visibility to investors, both within and outside the EU, including potential exporting countries.

An important step to go beyond the current bilateral and national approaches could be the creation of a high-level roundtable between European and exporting countries' main actors. The development of a joint roadmap with concrete milestones could facilitate the realisation of a decarbonised hydrogen economy while also ensuring security of supply. An important mutual benefit can arise from maintaining and expanding the European industry while creating the conditions for the long-term development of domestic industry in the exporting countries.

Introduction

Two main topics have traditionally been at the centre of energy policies: energy security and energy affordability for consumers. These two core concerns have led countries to develop resources and technologies depending on their domestic endowments and capabilities, resulting in very different energy mixes and levels of consumption across the globe.

Over the recent decades, environmental considerations on how we produce and consume energy have gained growing importance. The Paris Agreement signed in 2015 was a fundamental milestone in this process. Energy policies to steer towards a more sustainable path are being implemented or are under consideration in most countries, with varying levels of ambition. The European Union was the first to set a goal of net-zero greenhouse-gas (GHG) emissions by 2050 (EC, 2019a).

Energy accounts for the majority of current human-related GHG emissions. Reaching the net-zero goals will require unprecedented actions, but the energy sector changes slowly due to the size of the investments required and to its long-lasting infrastructure. Achieving the decarbonisation goals within such a “short” timeframe is therefore going to be challenging for many sectors and uses.

Newer technologies (such as wind power and solar PV) are now being deployed on a large scale, alongside more well-established renewable technologies (such as hydropower) and other low-carbon¹ technologies (such as nuclear power), as part of the effort to reduce the carbon footprint of electricity production. Other technologies such as fossil-fuelled plants fitted with CCUS, bioenergy, solar thermal, geothermal, tide and wave energy and nuclear small modular reactors are expected to contribute further in the coming years.

1. In this report, the term “low-carbon” is adopted as no technology can be considered to be fully zero-carbon when calculated on a life-cycle basis. There are different levels of emissions among low-carbon technologies, and the overall definition is provided in the next pages.

The deployment of these technologies – in different mixes in different countries – is often thought to be sufficient to decarbonise the power generation sector, fully or to a very high degree. In the EU, the use of electricity in end-use sectors increases from about 20% today to between 40% and 50% by 2050 depending on the scenario considered (EC, 2018). While this will contribute greatly to decarbonisation, it is far from being sufficient on its own. The additional direct use of renewable energy sources and CCUS technologies (particularly in industry) will complement the vast effort in large-scale deployment of energy efficiency measures. Some sectors remain more difficult to decarbonise than others, often due to the limited alternatives, to end-of-life or process emissions, to the high costs involved, or to public acceptance issues.

The current ambitious decarbonisation goals (such as the EU’s net-zero target for 2050) have provided hydrogen with new momentum as a possible low-carbon energy vector, through direct use or derivatives. Several countries around the globe have published roadmaps, guidelines or strategies for future consumption and production of hydrogen, with provisions for several billion dollars of spending. The interest in hydrogen is not new: it saw several waves of attention over the past four decades (Rifkin, 2001) that did not materialise as hoped for. Turning the current ambitions into concrete actions and investment will be crucial for success.

Hydrogen is an energy carrier that encompasses most energy consumption sectors, with applications ranging from industrial uses to mobility, from power generation to use in the buildings sector. It has a stronger role to play in hard-to-abate sectors (such as heavy industry), where alternative choices are limited, in some cases through its derivatives. Its share in deep decarbonisation scenarios has been increasing in recent years. In the net-zero scenarios presented by the European Commission, the share of hydrogen and derivatives in total final consumption reaches around 20% in 2050, compared to less than 3% today. This share

Decarbonised hydrogen imports into the European Union: challenges and opportunities

is similar to that of electricity today, and the amount corresponds to about 40% of current methane consumption in the EU. This strong evolution must not be taken for granted. Several challenges need to be resolved to accelerate the development of the entire hydrogen value chain. There are significant uncertainties for demand and domestic production within the EU, with clear implications for imports and energy security. Several technological challenges need to be addressed, most equipment having yet to be proven to scale. Costs today remain high, and the industry must prove its ability to reduce costs through economies of scale and technological development. Water availability might create additional strains in certain countries. Many regulatory aspects still need to be addressed, and there are uncertainties related to the deployment of infrastructure.

The EU has set very ambitious goals, and its member states are committed to ramping up the consumption of decarbonised hydrogen. Domestic hydrogen production is likely to fall short for many European countries, mainly due to limitations of indigenous renewables resources but also to the availability of good resources in possible exporting regions.

Cooperation with the EU's neighbouring regions – such as Russia and Southern and Eastern Mediterranean countries – will be essential to the successful penetration of high shares of hydrogen in the energy mix. Determining a common set of carbon reduction goals and developing a shared vision on how to achieve them will be crucial.

This study will examine potential demand and production volumes in different countries and the costs of different production and transportation technologies, with the aim of offering a fact-based analysis for moving toward the implementation of a well-integrated and effective hydrogen future.

1. Setting the scene

1.1. Hydrogen production and consumption in Europe

1.1.1. Hydrogen today

Today, the EU consumes about 10 million tonnes (Mt) of hydrogen (EC, 2020c) (equivalent to about 340 TWh²), which represents around 11% of global demand for hydrogen³. It is consumed either in pure form (mainly for ammonia production and in refineries) or mixed (mainly for methanol and steel production) (IEA, 2019).

Most of this hydrogen is produced locally, through steam methane reforming (SMR), with around 5% being produced as a by-product of industrial processes and only a minor fraction through water electrolysis. The largest hydrogen consumers in the EU today are Germany, the Netherlands, Poland, Belgium, France, Spain and Italy. These six countries account for around 60% of total hydrogen use in the EU (see Figure 1).

Steam methane reforming is a CO₂-intensive process, with CO₂ emissions of around 10 tonnes of CO₂ per tonne of hydrogen produced. The CO₂ emissions involved in this process in the EU today can therefore be estimated at around 100 Mt, or about 14% of total CO₂ emissions due to methane consumption in the EU.

Hydrogen produced with the SMR process is often referred to as “grey” hydrogen. Several colour coding conventions have been introduced to identify the origin of hydrogen production (see Box 1). In this study, a broader approach is taken, concentrating on the distinction between carbon-intensive emitting processes and decarbonised production of hydrogen. Decarbonised hydrogen is defined by the European Union as having a life-cycle

2. All data presented in this study use lower heating value (LHV) with 33.36 kWh/kg of hydrogen.

3. Total global hydrogen demand is estimated at 90 Mt (IEA, 2021c).

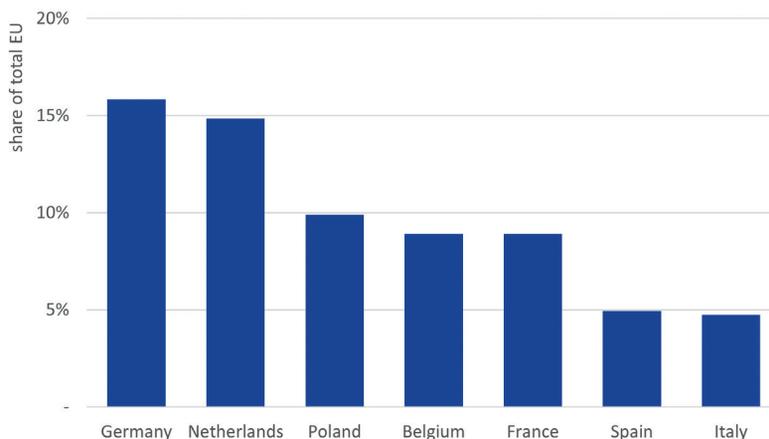


Figure 1. Share of largest consumers in total European Union hydrogen demand, 2019

Sources: EC, 2020c; IEA, 2021a; EWI, 2021

Box 1. The colours of hydrogen

The production of hydrogen is often categorised according to the colours listed hereafter. Nonetheless, the same colour is sometimes used for two different sources, and there is no universally accepted colour coding. To avoid possible confusion, and to keep a technology-neutral approach across all low-carbon technologies, in this study we will distinguish between emitting and decarbonised hydrogen-producing technologies.

The most common colours used to define hydrogen production are:

Emitting	White	found in nature, in underground deposits, or produced as a by-product of industrial processes.
	Black	from hard coal gasification, <u>without</u> CCUS.
	Brown	from lignite gasification, <u>without</u> CCUS.
	Grey	from steam methane reforming, <u>without</u> CCUS ¹ .
Decarbonised	Blue	from fossil fuels <u>with</u> CCUS with very high capture rates.
	Turquoise	from methane using pyrolysis ² .
	Yellow Pink Violet	from electrolysis using nuclear power ³ .
	Green	from electrolysis using renewable energy sources, from biogas reforming or biomass gasification.

1. Sometimes used also for hydrogen production from electrolysis using non-fully decarbonised on-grid power.

2. Production of hydrogen through the thermal decomposition of methane.

3. Sometimes yellow has been used for electrolysis from technologies using solar energy.

Decarbonised hydrogen imports into the European Union: challenges and opportunities

GHG emissions intensity of less than 25 gCO₂/MJ, or 3 tCO₂/tH₂ (EC, 2021).

Hydrogen can be used directly or transformed into derivatives for use in specific sectors or processes. It can also be transformed into other products for ease of transport, such as in the case of liquid organic hydrogen carriers (LOHC). In this case, efficiency and costs of conversion and reconversion must be taken into account in any economic consideration. Some derivatives (for instance ammonia) can either be used directly in final sectors (e.g. for fertiliser production) or reconverted to pure hydrogen.

Among derivatives, two have a very important role in the long-term scenarios of the EU, and will be included in the analysis of this study: e-methane and e-liquids. They are obtained by combining decarbonised hydrogen with CO₂ emissions obtained either through Direct Air Capture (DAC) or through biomass-fired power plants fitted with CCUS.

Hydrogen has several characteristics. Among the most relevant ones: it has a high energy per unit of mass (120.1 MJ/kg), about 3 times higher than gasoline; it has a low volumetric energy density, at around one-third that of methane; it has a very low boiling point, at -253°C, about 90°C lower than methane (IEA, 2019). Direct consequences of these characteristics are that capacity in terms of energy transported in pipelines is about half as high as for methane, and transport through shipping is likely to be costlier than for LNG. Another element to take into account for both repurposing and building new metallic pipelines is the possible loss of ductility (embrittlement), which might require an “inner coating” to protect the internal part of the pipeline (ENTSO-G, GIE, HE, 2021).

There are several decarbonised hydrogen-producing technologies, with very different levels of maturity and deployment, using different processes and energy sources (Bruegel, 2021). In this study, we will focus mainly on two gas-based technologies (SMR with CCUS and pyrolysis) and three electricity-based

electrolysers (alkaline, proton exchange membrane (PEM), and solid oxide electrolysis cells (SOEC))⁴.

SMR with CCUS, applying an assumed 90% capture rate, involves emissions of 1 tonne of CO₂ per tonne of hydrogen produced and requires sizeable carbon storage facilities. There are several pyrolysis technologies at different stages of maturity. The advantages of pyrolysis include the absence of direct CO₂ emissions due to the process (only pure carbon or graphite are produced), much lower electricity consumption than for electrolysis, and no water consumption. Carbon and graphite, produced in solid form, currently have a sizeable market that could be extended to other sectors, or it can be disposed of. If biomethane is used as a feedstock, pyrolysis technology can generate negative emissions. Overall life-cycle GHG emissions for both SMR with CCUS and pyrolysis are estimated to be comparable (Timmerberg et al., 2020), with the biggest contributions coming from potential fugitive emissions along the methane value chain and the possible CO₂ emissions associated with heat demand for pyrolysis.

Among electrolysers, the alkaline type is the most mature technology, accounting for the lion's share of electrolyser capacity installed today. PEM technology accounts for the majority of the rest, while SOEC are still at a pre-commercial stage. Alkaline electrolysers have the lowest costs and have reached bigger sizes, while PEM are smaller with higher costs, and SOEC have the highest costs, although largely based on estimates (see section 1.2.1). Alkaline electrolysers typically have a minimum load of 10%-20% and are less flexible than PEM or SOEC. PEM usually have a shorter lifetime, mainly due to the membrane lifetime, the substitution of which can significantly increase O&M costs. SOEC have a higher electrical efficiency but require an additional heat source,

4. Other electrolyser technologies (such as the Anion Exchange Membrane (AEM) – see Furfari and Clerici, 2021) are showing promising developments but are not the focus of this analysis.

making them suitable to work well for the production of e-liquids and e-gas.

1.1.2. Hydrogen tomorrow

Most scenarios with climate objectives above 2°C do not require significant hydrogen volumes (IPCC, 2018). A substantial increase in hydrogen demand in final uses can therefore be closely linked to its decarbonised production. The current renewed interest in many countries for the consumption and production of decarbonised hydrogen confirms this pattern, as it is strongly linked to the high level of decarbonisation ambition of the energy system in the long term.

In the EU, the net-zero emission target by 2050 is the leading goal that provides the sense of direction and scale of ambition. In July 2020, the European Commission published its hydrogen strategy (EC, 2020a). Many European countries have since published national

roadmaps or guidelines with national targets and the intended investments to reach these goals (see Table 1). While keeping the 2050 ambition and sometimes giving broad targets by this date, most roadmaps concentrate on more concrete action and goals to be realised in a shorter timeframe, often by 2030. This study will therefore concentrate on these two dates: 2030 and 2050.

The hydrogen strategy released by the European Commission sets out a goal of 40 GW of renewable hydrogen electrolyzers by 2030, with an intermediate goal of at least 6 GW by 2024, and mentions a possible deployment of 500 GW by 2050⁵. The level of implementation is at different stages across countries, with several projects under construction, many having

5. The European strategy also outlines the ambitions of the European industry to develop an additional 40 GW of electrolyser capacity in Europe's neighbouring countries for export to the EU.

	Roadmaps/strategies	Electrolyser capacity target in 2030 [GW]	Date of release
France	(FR Gov, 2020b)	6,5	Sep 2020
Germany	(BMW i, 2020a)	5	Jun 2020
Italy	(MISE, 2020)	5	Nov 2020
Spain	(MITECO b, 2020)	4	Jul 2020
Netherlands	(NL Gov, 2020)	3-4	Apr 2020
Sweden	-	3 ¹	To be released
Portugal	(PT Gov, 2020)	2-2.5	Aug 2020
Belgium	-	2,2 ²	To be released
Poland	(PL MKiS, 2021)	2	Draft
European Union	(EC, 2020a)	40	July 2020

1. The roadmap is under preparation. The estimate comes from the Fossil Free Sweden Initiative.

2. The estimate is cited in the FCH JU, 2019 study. The roadmap has not yet been released.

Table 1. Roadmaps, strategies and targets by 2030 in selected countries in the European Union

Decarbonised hydrogen imports into the European Union: challenges and opportunities

reached final investment decisions and many more in the feasibility stage.

Several other countries have published hydrogen roadmaps or strategies over the last 2-3 years, including several neighbouring countries to the EU (see Box 2), as well as many others, including the United States (2020), Canada (2020), Chile, Brazil (2017), China (2019), India (2018), Japan (2019), South

Korea (2018) and Australia (2019) (IPHE, 2021 and WEC Germany, 2021).

The hydrogen market today is mostly based on CO₂-emitting technologies. In the near term, the initial development of domestic decarbonised hydrogen production is intended to meet all new additional hydrogen demand and to start replacing current production from carbon-intensive SMR.

Box 2. Status of hydrogen roadmaps in neighbouring countries: North Africa, Russia, Norway, United Kingdom and Ukraine

Russia presented its energy strategy for the period through 2035 in June 2020 (RU Gov, 2020a). A major goal of the strategy is to become a world leader in the production and export of decarbonised hydrogen, with export targets of 0.2 Mt by 2024 and 2 Mt by 2035. In October 2020, the Russian government released an Actions Plan (roadmap) to 2024 (RU Gov, 2020b), while a further Hydrogen Development Concept is expected to be released in 2021 with goals for the short, medium and long terms. Several companies in Russia have expressed an interest in producing and exporting decarbonised hydrogen, among them Gazprom, Rosatom and Novatek. Their primary interest is in pyrolysis, nuclear and renewable power electrolysis and in hydrogen/ammonia production based on methane reforming with CCUS, respectively. Furthermore, in the longer term, Rosatom intends to produce hydrogen using high-temperature gas-cooled reactors (HTGR).

North Africa¹

Morocco is currently the most active country in North Africa with respect to international partnerships for renewables-based hydrogen exports. A national hydrogen strategy is currently in preparation.

Egypt signed agreements with Siemens Energy and with a Belgium consortium in 2021 for the development of production, trading and export of decarbonised hydrogen.

Algeria, a country with significant methane resources, has expressed an interest in developing hydrogen for export.

Ukraine intends to export renewable hydrogen to the European Union. Partnerships are being considered with Germany and other countries, and in 2018, the Ukrainian Hydrogen Council was established.

Norway presented its national hydrogen strategy in June 2020 (NO Gov, 2020). The government allocated NOK 120 million (about \$12.4 million) to the Research Council of Norway for innovation projects, with a strong focus on hydrogen-related projects.

United Kingdom. The Government presented the national hydrogen strategy in August 2021 (BEIS, 2021) introducing a target of 5 GW of low-carbon hydrogen production capacity by 2030. Hydrogen production from renewable sources, nuclear and SMR with CCUS are being considered.

Sources: WEC Germany, 2021; IPHE, 2021.

1. North Africa in this report includes Morocco, Mauritania, Algeria, Tunisia, Libya and Egypt.

Box 3. Integrating power and hydrogen generation: the case of spare nuclear generation

Hydrogen production and use can bring important benefits to the energy system, but its long-term strategy and planning need to be well integrated with other energy sectors, and with the power system in particular. One clear example is provided by wind and solar PV generation used to produce hydrogen. Another interesting one can be represented by the use of the spare capacity factor of the European nuclear fleet.

In 2019, nuclear installed capacity in Europe amounted to 112 GW, with corresponding electricity generation of 760 TWh, for an average capacity factor of 78%¹. In Europe, several countries had a capacity factor of 90% or more (e.g. Germany, Sweden, Finland, Spain), while others had a much lower utilisation rate. The most notable exception is France, where the high share of nuclear in the mix and the flexible operation of its fleet allowed for a 70% capacity factor. The relatively low capacity factor in France is due to its low generating cost, which led to a high share of nuclear power in the mix and the operation of plants also for mid-load.

By 2030, nuclear installed capacity in the EU is set to shrink to about 88 GW, as some countries opt out of nuclear power and additional plants are retired. The International Energy Agency (IEA, 2020) estimates a decrease of the utilisation rate of the European nuclear fleet by 2030 to 72%, mainly due to the flexible operation of nuclear reactors following the increase of wind and solar PV shares in total electricity generation.

Increasing the generation of the European nuclear fleet from 72% to 90% by 2030 could provide an additional 140 TWh of electricity. This additional generation would be sufficient to power more than 25 GW of electrolysers (out of the 40 GW targeted in the European hydrogen strategy) with a utilisation rate of about 65% by 2030², resulting in the production of about 3 Mt of decarbonised hydrogen per year at less than \$2/kgH₂³.

Some 70% of the potential additional generation can be produced by France. However, part of this potential is unlikely to be available in the medium term due to the refurbishment and lifetime extensions of several French reactors. Limiting the potential to half, the resulting incremental electricity generation could be used to operate all the country's targeted 6.5 GW of electrolyser capacity by 2030 (see section 3.2). The resulting domestic generation of hydrogen in France amounts to 1 MtH₂, and the potential incremental nuclear generation in other European countries could power an additional 7.5 GW, resulting in decarbonised hydrogen production of 0.8 MtH₂.

The potential to produce hydrogen from incremental nuclear power generation in the EU by 2050 depends on several factors, including the level of integration and the flexibility of the power and hydrogen systems, the amount of capacity present in the system, and the capacity factor of the nuclear fleet. Based on the data in the EU's 1.5TECH scenario, the additional nuclear electricity generation could power almost 30 GW of electrolyser capacity, generating 3.3 Mt of decarbonised hydrogen.

Note: The opportunity cost considered for the additional generation in nuclear plants is lower than for the levelised cost of electricity (LCOE), as most of the incremental generation would occur during off-peak hours (see Table 3 and section 3.2).

1. This is much lower than the typical high capacity factor of nuclear in many countries. In the United States, which account for about one-quarter of global nuclear capacity, the average utilisation factor across the entire fleet is 93%.
2. Lower than the 90% capacity for electricity production from nuclear plants due to the seasonality of electricity demand.
3. All costs, prices and investments presented in this study are expressed in real terms in year-2020 US dollars.

Decarbonised hydrogen imports into the European Union: challenges and opportunities

Developing a liquid market in the long term requires simultaneously developing decarbonised hydrogen production and demand to reach critical volumes. Several options are being considered. One is the creation of so-called “hydrogen valleys”, with the development of localised demand (mainly from energy-intensive industries), production and local infrastructure. This option is included in many national roadmaps.

Another way to increase demand for decarbonised hydrogen is to set a minimum level of blending in gas transmission and distribution networks. This option is considered in some

roadmaps, but can present difficulties due to the technical tolerance of some equipment to different levels of blending. Additionally, different shares of blending in European countries can create additional problems, due to the high level of interconnection. Moreover, given the lower volumetric energy density of hydrogen relative to methane, a lower amount of energy would be transported and delivered to end-users. An EU-wide blending mandate set at a low share could generate additional demand out to 2030, stimulating decarbonised production. A mandate of 5% (in volume terms) in the overall European gas grid could result in additional demand for decarbonised hydrogen

[Mt H ₂]	2019	2030		2050		
	Demand	Demand	Production	Demand	Production	Imports [%]
Austria	0.1	0.2	0.1	0.6 – 1.5	0.2 – 0.4	63% – 71%
Belgium	0.9	1.1	0.1	2.8 – 3.3	1.8 – 2	35% – 39%
France	0.9	1.0	1.0	1.1 – 4.5	1.8 – 4	-60% – 12%
Germany	1.6	3.3	0.4	11 – 21	3.2 – 5.5	72% – 74%
Italy	0.5	0.7	0.2	6 – 8	2.2 – 2.6	64% – 67%
Netherlands	1.5	1.7	0.2	3.9 – 4.7	2.6 – 3	33% – 36%
Poland	1.0	1.1	0.1	3.6 – 4	1.5 – 1.8	58% – 56%
Spain	0.5	0.6	0.2	2.6 – 3.5	2.9 – 3.9	-12% – -11%
Other EU	3.1	3.5	0.4	8 – 9.5	5.1 – 6.3	36% – 33%
Total EU	10.1	13.2	2.6	40 – 60	21.3 – 29.6	47% – 51%

Table 2. Hydrogen demand and supply in the European Union in high hydrogen demand scenarios¹, 2019-2030-2050

Source: Analysis by the authors

Notes: Hydrogen demand in 2019 and 2030 is met both by carbon-emitting production and by decarbonised hydrogen. Hydrogen production in 2030 includes only generation from electrolysers operated with decarbonised sources, while all hydrogen produced in 2050 is decarbonised. The figures presented in this table do not include possible EU-wide blending mandates. Negative import figures represent exports. For ranges of demand, production and imports, see also section 3 for individual country profiles.

1. The figures presented for 2050 are a result of analysis by the authors. Total demand in 2050 in the EU is compatible with the scenarios of the European Commission (EC, 2018).

of around 1.5 Mt in the short to medium term. This amount is much lower than the current hydrogen industrial demand that is satisfied by CO₂-emitting production. In the longer term, meeting the full decarbonisation goals to 2050 would require blending with e-methane and biomethane, and hydrogen would therefore be more likely to be transported in pure form in dedicated pipelines (see section 1.2.2).

Hydrogen production from the targeted 40 GW of electrolyzers can be estimated at around 2.6 Mt in 2030. This is substantially lower than the “up to 10 Mt” envisaged in EC, 2020a, as it is calculated on a country-by-country basis using dedicated wind and solar PV power plants, and using additional generation from existing nuclear plants (see Box 3). This results in an average utilisation rate of electrolyzers across the EU of 3350 hours per year. A higher utilisation rate could be achieved by connecting the electrolyzers to the grid (though this would increase costs and raise questions about the carbon neutrality of the hydrogen production), or downsizing the capacity of the electrolyzers in comparison to that of the wind or solar PV plants (see section 1.2.1 and analysis around Figure 4). SMR with CCUS can be instrumental to create a supply market in the short and medium terms. In the absence of a significant retrofit with CCUS equipment of existing SMR facilities, a substantial share of hydrogen demand (about 80%) would need to either be imported or still used in its carbon-intensive form in 2030 (see Table 2).

The ability to import large volumes will hinge primarily on the regulatory framework and on the availability of importing infrastructure, while the attractiveness of investments in fossil fuel projects fitted with CCUS strongly depends on their long-term inclusion among permissible sources. Both these aspects will be discussed further in section 2.3.

The deployment phase to 2030 is a fundamental milestone on the way to wider use and production of decarbonised hydrogen by 2050. The transformation of the system requires several successive steps, and none can be given

for granted. The development of decarbonised hydrogen infrastructure in parallel to the biomethane/e-methane grid is set to necessitate significant investment, as well as the substitution of end-use equipment. Competition with other energy sources and technologies in some sectors (e.g. in the buildings sector or for light-duty vehicles) is set to be strong. This competition, and the level of penetration of hydrogen and its derivatives in hard-to-abate sectors, will determine its overall share in the energy mix.

In the scenarios presented by the European Commission, the share of hydrogen and derivatives in total final consumption in 2050 ranges between 15% and 22%, or around 1300-1800 TWh. The share is highest in the 1.5TECH scenario, with e-methane and e-fuels accounting for more than half of this share in 2050. Of the total 1900 TWh consumed by hydrogen-based fuels in this scenario, demand in the industrial sector accounts for one-quarter, the transport sector for over half, buildings for one-fifth and the remaining 6% is consumed in the power sector. Total demand for hydrogen, e-methane and e-liquids amounts to around 48-72 Mt⁶. In this study, we will take into account demand of 60 Mt of hydrogen in the EU in 2050, equivalent to 2000 TWh.

Other studies indicate even higher hydrogen demand in 2050 than the European Commission scenarios. A new report from the European Hydrogen Backbone (EHB, 2021b) estimates demand up to 2750 TWh (over 80 Mt of hydrogen) for the European Union and the United Kingdom, while a joint report from IFPEN, SINTEF and Deloitte for the International Association of Oil and Gas Producers highlights two pathways to 2050, both surpassing 100 Mt of hydrogen demand by 2050 (IFPEN-SINTEF-Deloitte, 2021). Higher hydrogen demand than the envisaged 60 Mt would require a combination of increased domestic production in the EU and much higher hydrogen imports.

6. Obtained using an 80% efficiency of the process to obtain e-gas and 75% for e-fuels.

Decarbonised hydrogen imports into the European Union: challenges and opportunities

The uncertainty on the demand side is mirrored by uncertainty on the domestic supply side. The two main elements of uncertainty are whether the estimated 500 GW of electrolyser capacity by 2050 (EC, 2020a) will be reached – or surpassed – in the EU, and the energy sources that would be used to generate the electricity.

Our country-by-country analysis of the plans and possible deployment of electrolysers shows a range of decarbonised hydrogen production between 21 and 30 Mt (see Figure 2), with electrolyser deployment of 350-500 GW. Higher deployment or increased utilisation factors (e.g. downsizing electrolyser capacity – see section 1.2.1) could lead to higher EU domestic production.

This uncertainty on the supply and demand sides results in an overall range of possible imports between 18 and 50 Mt, or 600 to 1670 TWh. With 500 GW of electrolyser capacity in 2050, decarbonised hydrogen production would cover just under half of total demand of 60 Mt. The remaining 30.4 Mt of hydrogen would need to be imported. This level

of imports corresponds to about one-third of today's methane imports into the EU in energy terms.

1.2. Technologies and costs

1.2.1. Production

Today, hydrogen is produced primarily through SMR and coal gasification (IEA, 2019). The share of hydrogen produced from electrolysis is still very small as the cost remains significantly higher than the alternatives. Ambitious deployment targets in Europe and several countries around the world are bringing forward high expectations of cost reductions for decarbonised hydrogen produced through electrolysis. Cost reductions are expected also for SMR equipped with CCUS, although to a lesser extent given the maturity of the technology, and for pyrolysis plants (see Annex A for all assumptions and results).

Several parameters affect hydrogen production costs. As for (almost) all low-carbon technologies, the cost of capital can have the largest impact on overall production costs.

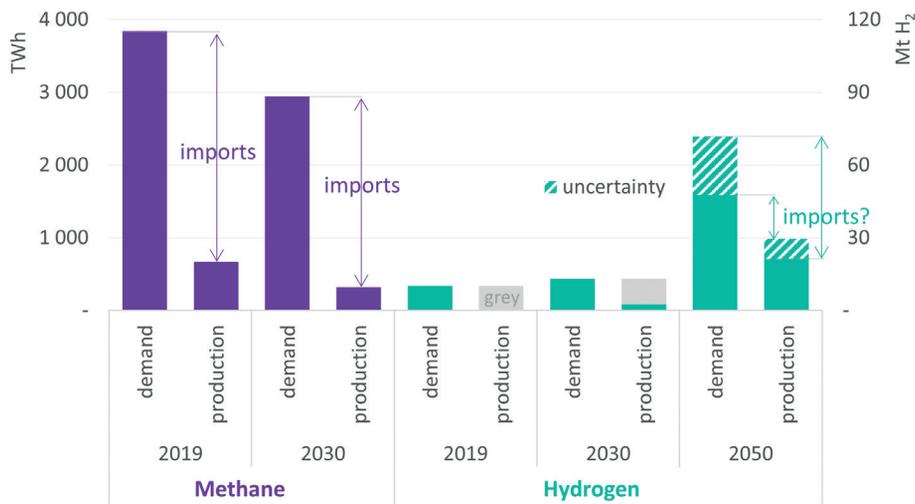


Figure 2. Methane and hydrogen demand and production in the European Union, 2019-2030-2050

Sources: IEA's Sustainable Development Scenario for methane data and analysis by the authors for hydrogen

Note: "grey" production refers to the CO₂-emitting production of hydrogen.

Box 4. Which Weighted Average Cost of Capital to use?

Discounting is the usual method used to compare the future value to present value. Insofar as our report deals with public policies, we follow a “socio-economic” approach (social welfare analysis based on first best policies), and explain here our choice from this point of view. Then we explain why we can apply this choice to the discount rate used by private companies that is their Weighted Average Cost of Capital (WACC).

The social discount rate is a key parameter for evaluating the socio-economic impact of public investment projects decades in the future¹.

- For projects with only idiosyncratic risk that can theoretically be fully diversified or insurable (no correlation with systemic risk), the discount or “risk-free” rate R is linked with the long-term economic growth g , based on the Ramsey formula (or “golden” rule) $R = \delta + \gamma g$ where δ is interpreted as a combination of pure time preference and risk of catastrophe, under which the future effects would be eliminated or severely altered, and γ is the elasticity of the marginal utility of consumption (inverse of elasticity of intertemporal substitution of consumption). Future consumption growth is uncertain. Thus, R is diminished with a term μ proportional to consumer risk-aversion and increasing with risk (proportional to risk-variance for a model with stochastic growth) $R = \delta + \gamma g - \mu$.

- For projects with risks correlated with systemic risk, the discount rate α is the sum of the risk-free rate R and a “risk premium” $\beta \Pi$ where Π is the average premium of the macroeconomic risk, and β is the correlation of the project with the macroeconomic risk. $\alpha = R + \beta \Pi = (\delta + \gamma g - \mu) + \beta \Pi$. By definition of Π , the average of β over all kinds of projects is 1.

This formula is the “Consumption-based Capital Asset Pricing Model” (CCAPM), or the “socio-economic” version of the Capital Asset Pricing Model” (CAPM) used in finance theory to determine WACC. All these formulae are in real terms, i.e. net of inflation.

The United Kingdom Treasury recommends $R = 3.5\%$ for 30 years, and lower R for longer terms to take into account increasing uncertainty on economic growth. Since 2013, the French administration has recommended a risk-free discount rate of 2.5% to 2070, gradually declining to 1.5% beyond 2070. A risk premium, specific to each project, is added according to its macroeconomic sensitivity (β) and systemic risk premium. It is set at 2.0% through 2070 and 3.0% beyond 2070. For our present analysis, we use the following parameters: $R = 2.5\%$ (associated with long-term uncertain growth assumptions of 0.5%-2% for g), $\beta = 1$ and $\Pi = 2\%$, resulting in $\alpha = 2.5\% + 2\% = 4.5\%$. The reconciliation between this socio-economic approach (first best policies with perfect markets) and the real life of private companies is sometimes difficult, depending on market conditions and the specific conditions of each project.

Focusing on the WACC used in the energy sector, an analysis presented by the International Energy Agency (IEA, 2020)² shows that thanks to appropriate long-term remuneration schemes implemented by public policies (through Power Purchase Agreement for example), the solar PV industry benefited from a low WACC, mirroring the socio-economic approach described above. Conversely, if solar projects were to be developed through a merchant plant model, their WACC would dramatically increase.

This study considers the role of hydrogen within the overall energy transformation towards a cleaner future. Almost all low-carbon technologies are capital-intensive, and reducing the cost of capital is a fundamental action for policymakers to ease the transformation and make it more affordable for end-users. Thus, our choice for a WACC is in line with the socio-economic approach which implicitly supposes that long-term remuneration schemes and efficient risk allocation among stakeholders are implemented by public policies to minimise the cost of the energy transition.

1. See: Nordhaus, 2018; Gollier, 2013; HM Treasury, 2003; US OMB, 2003; CGI, 2017.

2. (IEA, 2020), pp.234-236.

Decarbonised hydrogen imports into the European Union: challenges and opportunities

Throughout this report, we have assumed a weighted average cost of capital (WACC) of 4.5%. While this can be considerably lower than observed on single projects in different countries and for different sources today, this rate reflects the socio-economic approach that mirrors the actions needed from governments to ensure an affordable energy transition (see Box 4). The EU has established a classification system to list environmentally sustainable activities, with the aim of providing differential access to investment for emitting and non-emitting projects (EU taxonomy), while access to financing in non-European countries could be more difficult and cost more.

Other parameters that significantly influence hydrogen production costs are: the unit investment cost, the cost of electricity used, the utilisation rate and the efficiency of the process.

The reduction of the investment cost depends on several factors, primarily the level of deployment over time. Alkaline electrolyzers

costs today range between \$500-1400/kW⁷, PEM between \$1100-1800/kW and SOEC between \$2800-5600/kW (IEA, 2019). Other studies quote similar ranges, while BNEF has reported costs of \$200/kW for electrolyzers manufactured in China today (Agora EW, 2019). This low cost could not only reduce the global average investment for electrolyzers over time, but would have potentially significant implications for equipment manufacturing in Europe (see section 1.3.1).

Global electrolyser capacity is assumed to reach 150 GW by 2030 and 2000 GW by 2050. With learning rates of 10%, 14% and 16% (in line with HC, 2020) respectively for alkaline, PEM and SOEC electrolyzers, investment costs for alkaline and PEM are expected to decrease to \$350-760/kW by 2030 (see Figure 3). SOEC electrolyser costs and gas pyrolysis plant costs are expected to come down as well, but with limited capacity coming online by this time horizon. The decline in investment costs for SMR

7. All costs related to electrolyzers refer to electric capacity (input), while for SMR and pyrolysis they refer to hydrogen capacity (output).

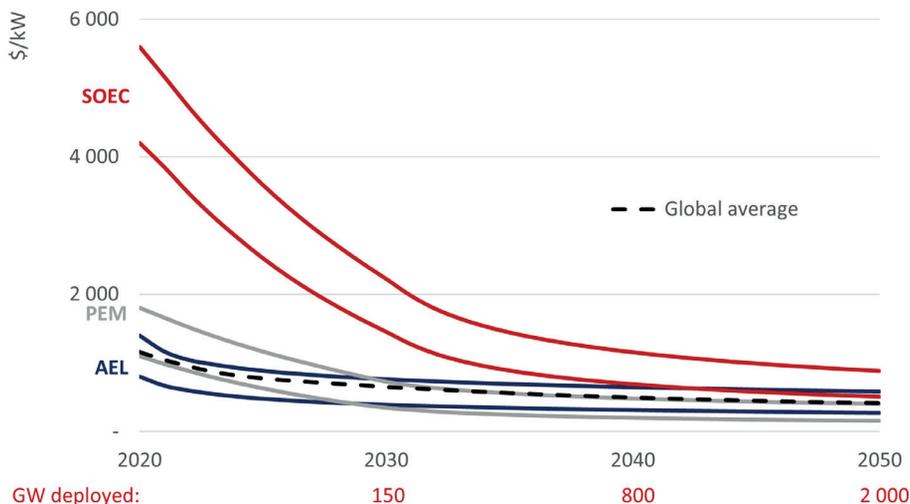


Figure 3. Electrolyser cost ranges, 2020-2050

Source: IEA, 2019 for base-year costs

Notes: Learning rates of 10%, 14% and 16% are respectively assumed for alkaline, PEM and SOEC technologies. A deployment of 150 GW and 2000 GW is assumed by 2030 and 2050 respectively at the global level.

with CCUS is expected to be more limited, reaching \$1 360/kW in 2030, or about 20% lower than today (IEA, 2019a).

By 2050, with the deployment of around 2000 GW of electrolyser capacity globally, investment costs reach a range of \$160-880/kW, with a global average of \$410/kW across alkaline, PEM and SOEC technologies. The lowest end of the spectrum is represented by the investment costs in large PEM plants and the highest cost in small SOEC systems. Increasing global capacity to 4000 GW (similar to the global capacity envisaged by IEA, 2021c by 2050) would bring a further cost decrease of 10-15%.

Two other components that have a large impact on the overall cost of hydrogen production are the cost of electricity used to operate electrolysers and annual utilisation rates.

The cost of wind and solar PV generation has decreased very significantly over the past two decades. Further cost decreases are expected for these technologies, particularly for offshore wind. The latter is on track to make a large contribution to reaching the renewables targets and the decarbonisation of the power sector in Europe by 2050 (EC, 2020b), accounting for about 40% of total wind and solar generation in the EU by 2050. The levelised cost of electricity of solar PV is expected to reach values in the range of \$10-50/MWh by 2050 (IRENA, 2020a).

A contribution to cheap hydrogen production in Europe can also be made by incremental electricity generation from existing nuclear power plants, estimated at an opportunity cost of less than \$30/MWh today and at around \$45/MWh for plants operating in 2050, taking into account the remuneration of some fixed costs. This price reflects the increase in electricity generation from the expected low levels (around 75%) in the power system to average levels of 90%, mainly by increasing off-peak hour production (see Box 3). The potential of this contribution is limited to the amount of total installed nuclear capacity in the system.

Decreasing electricity-generating unit costs, together with decreasing investment costs for electrolysers, are expected to drive substantial drops in hydrogen production costs. The utilisation rates of electrolysers will play a significant part in this economic evaluation⁸. In general terms, the higher the utilisation rate, the cheaper the fixed cost component. The impact on overall price is greater in earlier years (e.g. in 2030 vs 2050), when the investment cost of electrolysers is higher.

The highest utilisation rates can be achieved by electrolysers connected to the grid. In this case, the hydrogen produced will be decarbonised only to the extent that overall electricity generation is. Several hydrogen projects are considering having only dedicated renewable sources to feed electricity to the electrolyser. Dispatchable plants offer the highest capacity factors, while those of wind and solar PV plants are generally lower. Mixed (hybrid) wind and solar PV projects can offer higher average capacity factors, depending on the correlation of the generation of the two sources. Other options involve taking electricity from the grid only during hours when decarbonised generation is at 100% (including additional electricity demand for hydrogen production), to ensure the decarbonised origin. This operation would require concrete regulation to guarantee the decarbonised origin. An additional cost component for the use of the grid should then be included in the hydrogen production cost.

PEM electrolysers are more flexible than alkaline ones⁹. Some studies are raising concerns about whether the variability and intermittency of solar PV and wind could significantly impact the operations of the electrolysers due not only to the minimum power required by the stack (for PEM, this is believed not to be a problem) but also for the actual behaviour of the complete electrolysis plant including its

8. Utilisation rates can span from as low as 12-15% up to 90% depending on the electricity source used.

9. For example, PEM electrolysers offer a wider load range, being able to temporarily surpass nominal capacity and with no minimum load factor (IEA, 2019).

Decarbonised hydrogen imports into the European Union: challenges and opportunities

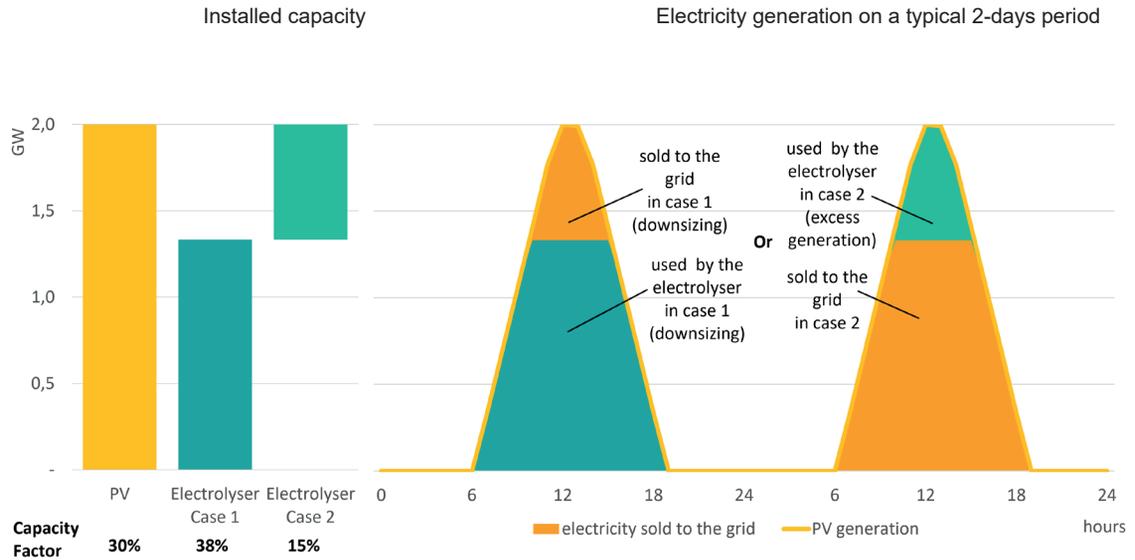


Figure 4. Solar PV and electrolyser capacity: Downsizing or using excess power

Source: Analysis by the authors

Note: Generation is assumed to be constant every day of the year.

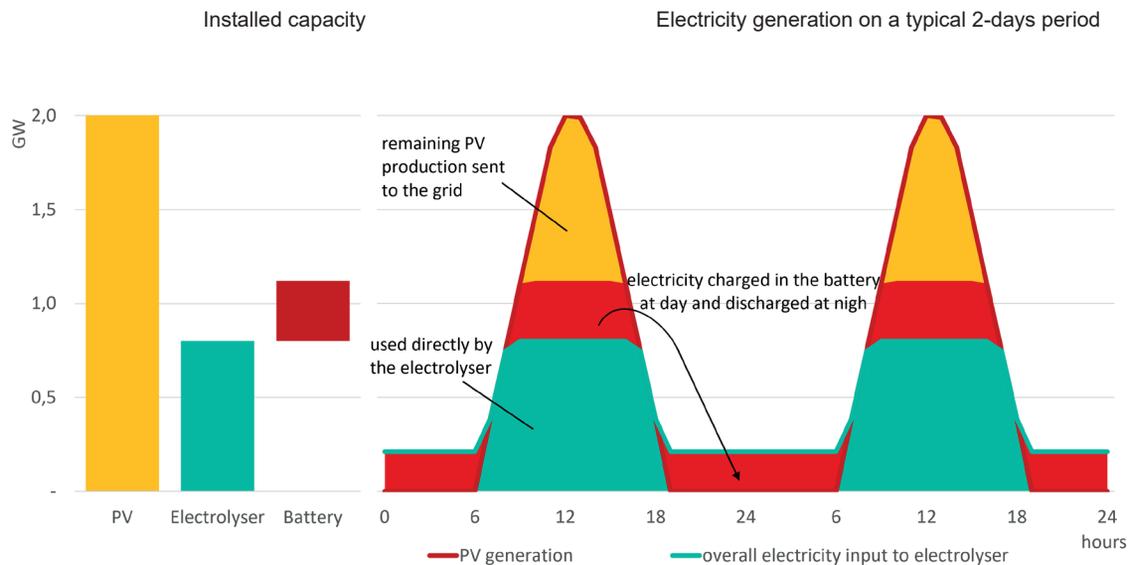


Figure 5. Solar PV, electrolyser capacity and battery storage

Source: Analysis by the authors

sophisticated balance of plant (BOP) (Furfari and Clerici, 2021).

Electrolysers operated at below their rated power can present a lower efficiency and can impact the overall efficiency of the process (calculated for optimal conditions) if more expensive solutions are not considered. These two aspects need to be further analysed.

Another possible solution to increase the utilisation rate of electrolysers connected to a dedicated plant and to reduce the variability of its electricity generation is to downsize the capacity of the electrolyser with respect to the capacity of the electricity-generating plant. In the example reported in Case 1 of Figure 4, downsizing the electrolyser to two-thirds of the solar PV capacity increases the utilisation factor by more than one-quarter (from 30% to 38% in the example). A further downsizing to one-third of the solar PV capacity would increase the utilisation rate of the electrolyser to 46%, an increase of 50% with respect to the capacity factor of the solar PV system in this example. An analysis of the relation between downsizing and increased capacity factor of the electrolyser is provided in Clerici and Furfari, 2021.

Given the higher capacity factors of offshore wind parks, a downsizing¹⁰ of electrolysers would substantially increase their utilisation rates. The remainder of electricity generation from the wind or solar plant can then be curtailed or injected into the electricity grid. If curtailed, it would increase the cost of electricity supplied to the electrolyser. As the more stable part of electricity generation would be used for the electrolyser, the more variable part would be injected in the grid. If many projects follow this approach, it could have a significant impact on the power system and increase the overall cost of the system due to the integration measures that would need to be put in place to accommodate this generation (see section 1.3.1).

10. The possible downsizing of electrolyser capacity with respect to wind or solar PV capacity is not accounted for in the calculations presented further in the study as this measure is very project-dependent.

The reverse situation of Case 1 is presented in Case 2 of Figure 4, where the majority (two-thirds) of solar PV generation is mainly used to meet power demand and only the eventual excess generation is used to operate the dedicated electrolyser. In the case presented, without a further connection to the grid, the utilisation factor of the electrolyser would be cut in half or more with respect to the capacity factor of the solar PV system. While the value of this electricity is generally very low (in some cases near zero), the cost of producing it depends on the remuneration scheme of the plant (e.g. a power purchase agreement – PPA) and is most often non-zero. Even in the case of low value, the low utilisation factor significantly worsens the economics of this type of solution. Furthermore, the zero- or low-cost potential would be competing with other uses (e.g. batteries) and would not be enough to cover the power demand of synthetic fuel (Agora VW-EW-FE, 2018).

The use of electricity storage could further reduce the variability of generation from wind and solar plants, providing more continuous electricity generation to the electrolyser. Combining a substantial downsizing of the electrolyser with battery electricity storage could significantly increase the utilisation rate of the electrolyser (see Figure 5), almost doubling it with respect to the capacity factor of the solar PV plant in the example. Based on today's costs for battery packs, though, the cost of hydrogen production would rise by a factor 2.5, despite the strong increase in the utilisation rate. The battery storage system cost to 2030 would need to decrease by about 75-80% to be able to reach a breakeven point in the case without battery storage.

Hydrogen production costs for five European countries (Austria, France, Germany, Italy and Spain) and four possible exporting countries (Chile, Egypt, Morocco and Russia) have been analysed for several technologies. The production costs for two gas-based technologies (SMR and pyrolysis) and four electricity sources (onshore wind, offshore wind, large solar PV and nuclear power) for hydrogen

Decarbonised hydrogen imports into the European Union: challenges and opportunities

		Gas-based				Electrolysis							
		SMR with CCUS		Pyrolysis		Onshore Wind		Offshore Wind		Large PV		Nuclear	
		2030	2050	2030	2050	2030	2050	2030	2050	2030	2050	2030	2050
Austria	\$/MWh	54	55	87	76	118	90	n.a.	n.a.	136	80	n.a.	n.a.
	\$/kgH ₂	1.8	1.8	2.9	2.5	3.9	3.0	n.a.	n.a.	4.5	2.7	n.a.	n.a.
France	\$/MWh	54	55	85	72	113	87	109	71	116	70	54	69
	\$/kgH ₂	1.8	1.8	2.8	2.4	3.8	2.9	3.6	2.4	3.9	2.3	1.8	2.3
Germany	\$/MWh	54	55	87	78	118	90	100	65	148	87	n.a.	n.a.
	\$/kgH ₂	1.8	1.8	2.9	2.6	3.9	3.0	3.3	2.2	4.9	2.9	n.a.	n.a.
Italy	\$/MWh	54	55	89	80	132	100	n.a.	79	90	55	n.a.	n.a.
	\$/kgH ₂	1.8	1.8	3.0	2.7	4.4	3.4	n.a.	2.6	3.0	1.8	n.a.	n.a.
Spain	\$/MWh	54	55	87	74	109	84	111	76	81	41	n.a.	n.a.
	\$/kgH ₂	1.8	1.8	2.9	2.5	3.7	2.8	3.7	2.5	2.7	1.4	n.a.	n.a.
Chile	\$/MWh	49	47	83	75	106	79	111	71	63	37	n.a.	n.a.
	\$/kgH ₂	1.6	1.6	2.8	2.5	3.5	2.6	3.7	2.4	2.1	1.2	n.a.	n.a.
Egypt	\$/MWh	52	50	87	78	106	81	119	79	57	36	105	95
	\$/kgH ₂	1.7	1.7	2.9	2.6	3.5	2.7	4.0	2.6	1.9	1.2	3.5	3.2
Morocco	\$/MWh	52	50	87	78	96	72	119	79	65	40	n.a.	n.a.
	\$/kgH ₂	1.7	1.7	2.9	2.6	3.2	2.4	4.0	2.6	2.2	1.3	n.a.	n.a.
Russia	\$/MWh	44	42	76	68	144	105	n.a.	n.a.	125	75	100	90
	\$/kgH ₂	1.5	1.4	2.5	2.3	4.8	3.5	n.a.	n.a.	4.2	2.5	3.3	3.0

Table 3. Hydrogen production costs for selected technologies and energy sources

Source: Analysis by the authors

Notes: Excludes transportation costs. All calculations are based on average investment costs (about \$400/kW in 2050) and not the cheapest available (\$160/kW) to reflect the average cost of production. Assumptions for calculations are shown in Annex A. For nuclear power in France, the hydrogen production cost is lower than for a new reactor, as the calculation takes into account only the additional generation obtained by increasing the capacity factor of the existing plants (see section 3.2).

production through electrolysis are presented in Table 3. The most relevant technologies for each country will be presented in chapter 3.

Hydrogen production costs in exporting countries with good resources (such as gas in Russia and renewable resources in North Africa) are often lower than in European countries. Whether the full cost delivered to European end-users will be lower, comparable or higher will depend primarily on the transportation cost and will be analysed in the following sections.

1.2.2. Transport, distribution and storage infrastructure

Transport and distribution infrastructure is needed to bring gas from producers to consumers. The same holds true for hydrogen, although with some notable differences. Hydrogen can be transferred either blended with methane, in its pure form, or through derivatives. Hydrogen blending into the existing gas infrastructure is the easiest (and cheapest) way to introduce initial hydrogen volumes into the gas system in the short term, particularly at low volume percentage. Standards and limitations can vary from country to country, and may represent an obstacle to international trade within and outside EU borders. A debinding process can be used if pure hydrogen is needed, though additional losses would be incurred.

Pure hydrogen can be imported through dedicated pipelines or through seaborne trade. In both cases, existing infrastructure can be repurposed¹¹ or new infrastructure can be built. In the case of repurposing, an additional evaluation of the cost and amortisation status of the infrastructure must be carried out. Assessments of the potential of existing European oil and gas infrastructure for hydrogen or CO₂ transportation are being conducted by several

11. Repurposing is the conversion of an existing gas pipeline or LNG terminal to be solely dedicated to hydrogen transport. This is different from retrofitting of pipelines, which is an upgrade of the existing infrastructure to allow for hydrogen blending (ENTSO-G, GIE, HE, 2021).

institutions¹². For pipelines, compression stations can contribute significantly to overall costs, while import and export terminals, liquefaction facilities, local storage, vessels and travel cost all add to overall shipping costs.

Hydrogen can also be transported through derivatives that are easier to transport, such as ammonia and liquid organic hydrogen carriers (LOHC). Unless directly utilised in final use (as in the case of ammonia for fertilisers), both conversion and reconversion processes must be included in any economic evaluation. Conversion losses must be considered also for other derivatives such as e-methane and other e-liquids, though their ability to use existing infrastructure is a significant benefit.

Two main parts of hydrogen transport infrastructure can be identified:

- International pipelines and shipping bringing hydrogen and its derivatives from exporting countries to the EU. Pipelines are characterised by large diameters to allow for high volumes and economies of scale (typical size of 48"). Pipelines are also characterised by their metallurgy. Europe has many LNG terminals and large ports. Several of them, such as the port of Rotterdam (PoR, 2020) and the port of Antwerp (HIC, 2021), are very involved in the transformation towards hydrogen.
- The internal transmission grid within the EU. The European Hydrogen Backbone study, published in 2020 (EHB, 2020) and updated in 2021 (EHB, 2021a), envisages a deployment by 2040 of almost 40 000 km of repurposed and new dedicated hydrogen pipelines of three different sizes (48", 36" and 24"), to serve as the initial hydrogen pipeline infrastructure in Europe. The study calls for investments in the range of \$50-100 billion and annual operating expenditure of \$2-4.5 billion, while other studies report higher costs (as summarised in table 16 of Agora EW, 2021). Significant uncertainties about the cost of repurposing and about hydrogen volumes have led other studies to point to a "no regret"

12. Including a forthcoming report with the participation of ENTSO-G, GIE, IOGP and Concawe.

Decarbonised hydrogen imports into the European Union: challenges and opportunities

strategy based on local hydrogen networks including import infrastructures and on industrial clusters rather than the development of a cross-European network.

Alternatives to importing hydrogen could include imports of certified low-carbon electricity to be used in electrolyzers in Europe and imports of methane to be used in pyrolysis plants. The first solution would require either significant submarine cable deployment or an increase of overhead lines across Europe, bearing in mind that the latter often faces strong local opposition. Smaller capacities for submarine electricity cables up to a few GW can be competitive for short and medium distances. These options need to be further analysed. The deployment of pyrolysis technology could allow for the use of existing methane infrastructure. A comparison of transport costs for different transport means is shown in Figure 6, where repurposed and new pipelines emerge as a clear cost-effective choice for hydrogen

imports over distances up to a few thousand kilometres. International hydrogen pipelines are expected to connect the EU with Morocco, Algeria, Tunisia, Egypt (through Greece), Russia, Ukraine, Norway and the United Kingdom.

Distribution costs need to be included in the delivered cost to end-users, and depend on the type of user, on the distance considered, on the capillarity of the distribution system and on the type of distribution, i.e. by local distribution pipeline or by truck. The International Energy Agency estimates this cost to be in the \$0.2-0.3/kgH₂ range for distribution pipelines over a distance of 300 km, while truck distribution costs depend on the type of carrier used and on eventual reconversion costs (IEA, 2019).

Hydrogen storage is set to play a crucial role in the development of the hydrogen market. Similar to methane, hydrogen will not be consumed constantly over days, months and seasons. Matching supply with demand necessitates

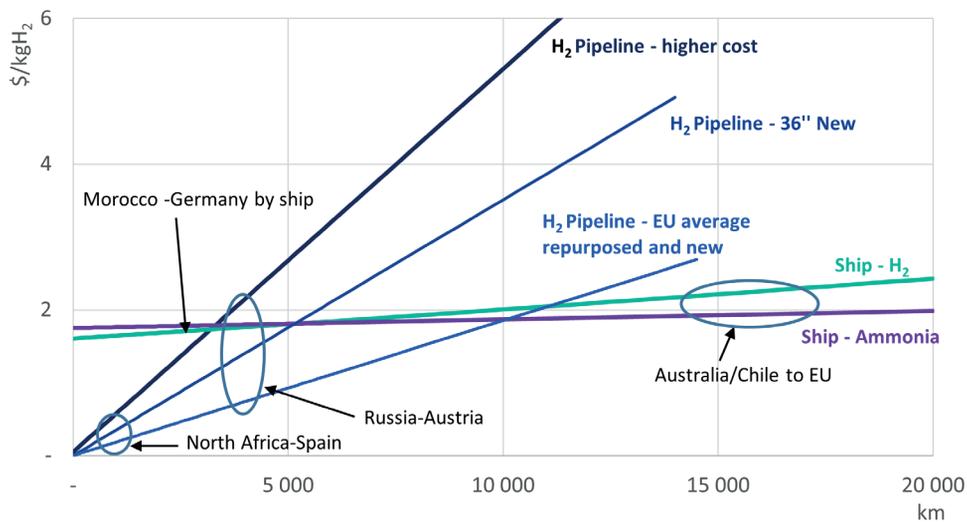


Figure 6. Comparison of hydrogen transport costs via pipeline and seaborne

Sources: IEA, 2019; EHB, 2021a; EWI, 2020; analysis by the authors

Note: Pipeline costs in the figure refer to land pipelines. Submarine pipelines in the analysis of this study are assumed to have a 25-30% higher cost and not to be longer than 1 500-2 000 km. For repurposed pipelines, the costs shown in the graph are those of the EHB costs study; an additional cost for the amortisation of current pipelines might need to be added. See Annex A for cost assumptions.

storage facilities with different duration times, capacities, injection and withdrawal costs, and different physical characteristics. Electricity – the largest energy vector in the transformation of the energy system – has similar requirements, but offers limited storage capabilities, in particular over medium and long periods of time. Pumped hydro storage is already playing an important role in this respect. Hydrogen storage could allow for much greater quantities, with varying availability and cost ranges across countries.

There are three main types of hydrogen storage: pressurised tanks, repurposed methane storage and salt caverns. The first is typically above-ground, high pressure (usually around 700 bars) and used more for short- and medium-term storage, while salt caverns are predominantly envisaged for long-term storage. The technical potential of salt cavern storage in Europe is estimated at around 2500 MtH₂ (Caglayan, 2020), with the majority located in northwest Europe. A recent study estimates total hydrogen storage capacity requirements in Europe in 2050 at around 450 TWh (GIE, 2021). As with most infrastructure, these projects can have very long lead times. The same study estimates 1 to 7 years for repurposing storage assets and 3 to 10 years for new storage projects. The different type of use resides mainly in the relative share of capex vs opex cost, but the speed of injection and withdrawal plays a fundamental role too. Depleted natural gas or oil reservoirs and aquifers are additional possible storage options.

The amount of storage needed in a given region depends on multiple factors, such as the correlation between demand and supply over time and the amount of interregional interconnection. The electricity mix used for the production of hydrogen can play an important role, too. An analysis from AFRY (see Table 14 of Agora EW, 2021) shows that total storage capacity requirements would be highest in North Europe (at 12%), while total injected volumes would be highest in South Europe (with a number of full cycles about four times higher than in North Europe). The levelised cost of

storage is still very uncertain and varies greatly with the type of storage facility and the number of full cycles in a year. The International Energy Agency indicates a cost of \$0.6/kgH₂ (IEA, 2019), similar to the range presented by AFRY for Europe, at \$0.19-0.79/kgH₂. The same study evaluates the cost of pressurised tanks in the range of \$6.4-26.2/kgH₂.

1.2.3. Full delivered cost

A complete comparison of hydrogen costs delivered to final consumers should account for all components: cost of production (see section 1.2.1) and transportation (1.2.2) are only the first two.

The price paid by an industrial end-user may include the cost of electricity transmission and distribution (T&D), hydrogen storage, pipeline or shipping, eventual conversion and reconversion, and hydrogen transmission and distribution pipelines. Additional distribution costs would need to be added for a more capillary system, such as delivery to refuelling stations.

Several characteristics need to be accounted for when analysing different technologies, energy sources and origins. First, whether the project is dedicated to hydrogen exports or domestic consumption. Second, its location with respect to the consumer, i.e. whether the hydrogen production plant (electrolysis or gas-based) is located close to the source of energy used (e.g. close to the dedicated PV plant) or close to the demand centre¹³. If the hydrogen project is intended for exports, the infrastructure available (pipeline/shipping) and related cost (see Figure 7a) must be taken into account. Cost components can have very different magnitudes depending on the type of technology, country of origin, and localisation of the project (see Figure 7b). These components have been used to estimate the costs presented in chapter 3.

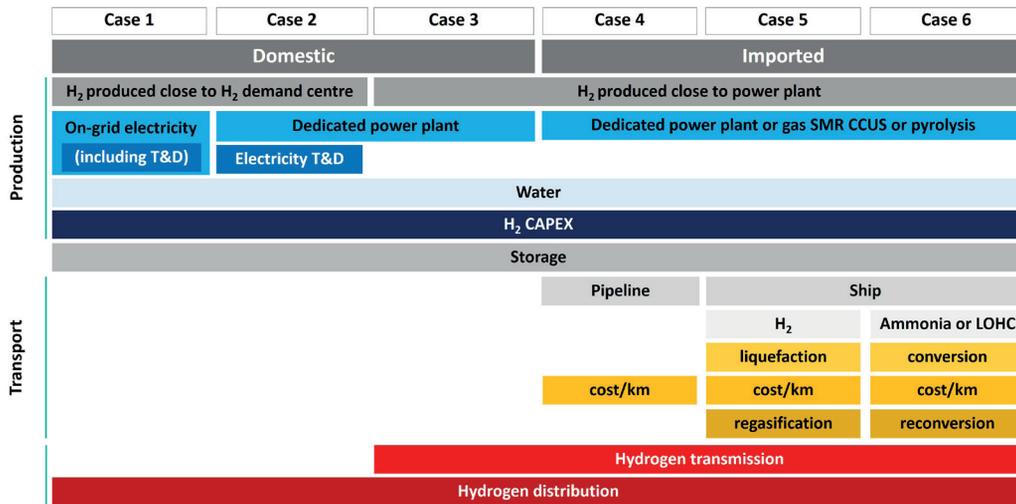
13. Some electricity-generating projects can be developed close to hydrogen demand centres, greatly reducing the need (and associated costs) of both electricity and hydrogen networks. A detailed assessment of this potential needs to be analysed.

Decarbonised hydrogen imports into the European Union: challenges and opportunities

When looking at hydrogen production costs, it is important to remember that only a few projects exist, that most of the pipelines have yet to be repurposed or built, that investment cost reductions for electrolyzers have yet to be achieved, and that some elements, such as the vessels, do not exist. The cost components associated with each of these elements therefore present an uncertainty that is represented

in Figure 8. Uncertainties associated with each cost component can drive the overall cost up by as much as 50% or down by as much as 40%.

a. General overview



b. By plant type

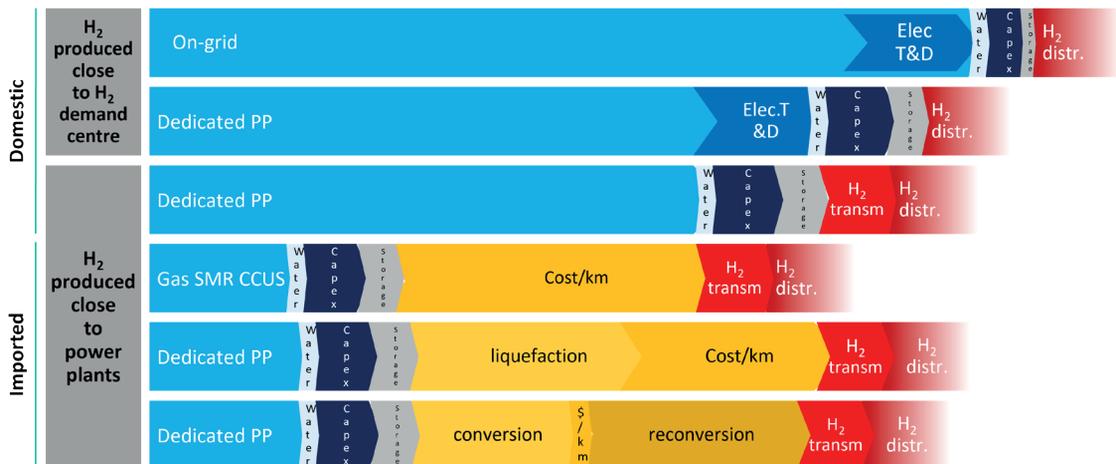


Figure 7. Cost components of delivered hydrogen

Note: These cost components are included in the analysis presented in chapter 3.

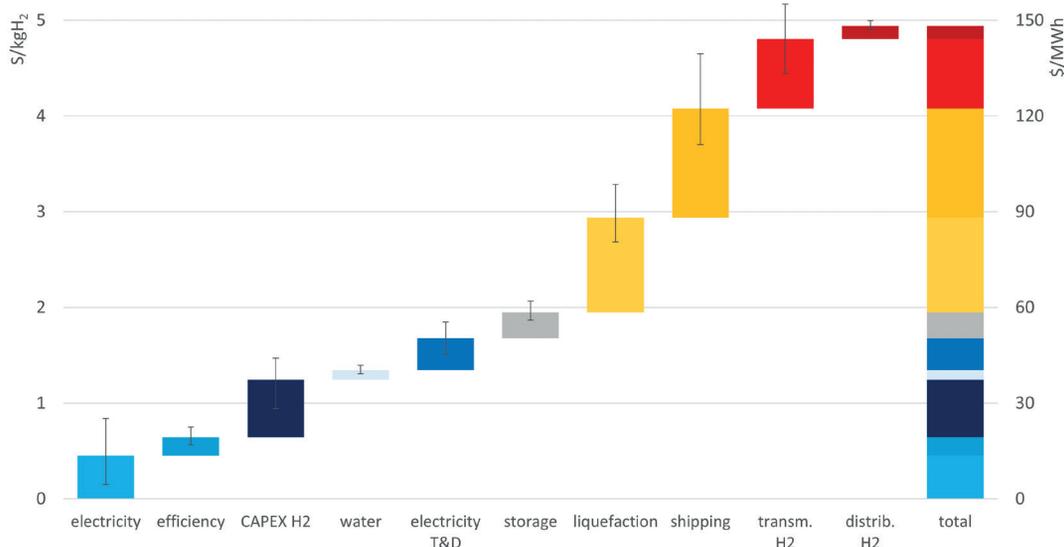


Figure 8. Uncertainties of cost components for imported hydrogen delivered to an industrial customer in 2050

Source: Analysis by the authors

Notes: See Annex A for cost assumptions.

1.3. Implications

1.3.1. For the power sector

Any strategy for the deployment of decarbonised hydrogen must be integrated within broader energy and climate strategies (see also EC, 2020d), particularly power sector strategy and planning. The sharp increase of electrolyser capacity, which reaches 500 GW by 2050 in the estimates presented in this study, will drive up electricity demand in the EU by an additional 1400TWh, which is equivalent to almost half of current total electricity generation in the EU and is equal to total electricity demand of the industrial sector in the EU in 2050 in the 1.5TECH scenario (EC, 2018).

The majority of the electricity consumed by electrolysers in the EU is expected to be produced by wind and solar PV plants, with most

of the remainder coming from nuclear power¹⁴ and a smaller portion from other renewable sources. The sheer size and flexibility of electrolysers' electricity demand makes them a very good candidate to serve as a demand-side management tool for the integration of wind and solar PV, as well as for the optimised use of dispatchable low-carbon sources. Additionally, hydrogen can be stored and reused for power generation when demand is peaking or flexibility needs are greater.

Some important aspects will need to be addressed to ensure the integration of hydrogen and power systems. The first – and maybe most crucial – is to ensure that the deployment of renewable energy sources for hydrogen production projects is a supplement to the deployment of renewable energy sources for electricity production. The risk of

14. For nuclear power, the analysis is in line with the projections of the European Commission, both for the 2030 and 2050 time horizons.

Decarbonised hydrogen imports into the European Union: challenges and opportunities

“cannibalisation” of renewables for hydrogen vs renewables for power generation is real, with possible arbitrage opportunities arising for developers of wind and solar PV projects to choose the highest support measure. Regulation has a very important role to play to avoid this risk (see section 2.3).

Another element to consider is the risk of cross-subsidisation between electricity consumers and gas consumers. The total average cost of electricity is expected to increase with higher shares of renewables, back-up and network needs (IEA, 2021c). This raises the question of the remuneration of fixed costs within the electricity sector and of the electricity price for hydrogen generation in order to avoid cross-subsidisation between hydrogen and electricity customers. Policymakers should ensure that the former do not pay for support measures for wind and solar PV deployed for the hydrogen consumed by the latter, nor for costs arising from additional measures such as lower or no grid charges or balancing costs. The case of downsizing presented in Figure 4 is being considered in several projects. A direct consequence is that the remaining electricity (much more variable) is injected into the electricity grid. Similar to the previous point, a transparent methodology must be put into place to fairly attribute costs and the value of the electricity produced.

1.3.2. On the economy and on energy and technology security

The development of the hydrogen economy has important links to and implications for the overall industrial ecosystems of the EU and for economic development in general. Given the current high cost of decarbonised hydrogen, many countries have included significant levels of public spending in recently released roadmaps. These investments are intended to foster industrial development and job creation and to increase the international competitiveness of European countries for the manufacturing of electrolyser plants and their components.

The creation of a European hydrogen industrial ecosystem could be put at risk by competition from other countries, notably China. The current cost of electrolyzers in China reported by BNEF is three to four times lower than for European manufactured electrolyzers. The role of innovation and the ability of the industry to deliver the expected cost reduction in a timely manner will therefore be crucial to maintain and consolidate Europe’s leading position.

Energy security is becoming more and more linked with technological independence and security. Energy security is defined by *the uninterrupted availability of energy sources at an affordable price* (IEA, 2021b). While in the past, this was mainly determined by dependence on fossil fuel imports (mainly oil and gas), the energy transition is shifting the focus towards more capital-intensive low-carbon technologies. Maintaining and enlarging technological knowhow and manufacturing will be essential to reach this goal.

1.3.3. On water use and costs

Producing large quantities of decarbonised hydrogen will require significant amounts of water, depending on the technology used and the volumes of hydrogen produced. The highest water-demanding technologies are electrolyzers, with a stoichiometric water consumption of 9 litres/kgH₂. SMR plants equipped with CCUS consume 5-7 litres/kgH₂ (IEAGHG, 2017), while the pyrolysis technology has negligible water use. Taking into account the overall water consumption of electrolyzers (estimated at 18-24 litres/kgH₂ (IRENA, 2020b)), the production of 29.6 Mt of hydrogen in the EU by 2050 as envisaged in this study would drive up annual water consumption over the years to about 0.6 billion cubic meters in 2050. While this represents only 0.3% of European fresh water use (WB, 2021), it could pose limitations for the localisation of projects across the continent.

Water use by electrolyzers could put additional strain on some potential hydrogen-exporting and water-scarce countries, for example

some countries in the Middle East and North Africa region, increasing demand for desalinated water. Other potential exporters such as Russia, Norway and Ukraine are not expected to face significant water availability issues. Today, the cost component of water represents only a fraction of the total hydrogen production cost (of the order of \$0.1/kgH₂ or less), although its evolution will depend on trends in water costs.

2. Hydrogen imports

2.1. Drivers of hydrogen imports

Energy imports can have two main drivers: the scarcity of the good for domestic production or the clear economic case for cheaper imported goods. Significant amounts of energy imports can have an impact on energy security, in particular when geopolitical considerations are included. Increasing the number of supply sources generally reduces this risk, but the long-term relationships established with exporting countries necessarily play an essential role.

As shown in Table 3, hydrogen production costs are often lower in countries with very good quality renewable sources (such as North African countries) or with cheaper gas resources (such as Russia, Norway and Algeria) than in the EU. The relative competitiveness of the cost of hydrogen delivered to final users from different technologies, energy sources and origins is discussed in chapter 3 for select European countries, and can vary substantially for each project.

The annual amount of decarbonised hydrogen produced domestically from electrolyzers in the EU by 2030 is expected to be less than 3 MtH₂ (100 TWh), while the amount of domestic production from SMR retrofitted with CCUS by this date has not been quantified in this study due to a lack of data. The differential between demand and domestic decarbonised production therefore leaves abundant possibility for additional imports of decarbonised hydrogen by 2030, provided that the appropriate conditions and incentives are in place.

Total annual hydrogen demand assumed in this study by 2050 in the EU is 60 MtH₂, or 2000 TWh (see section 1.1.2 and Figure 2).

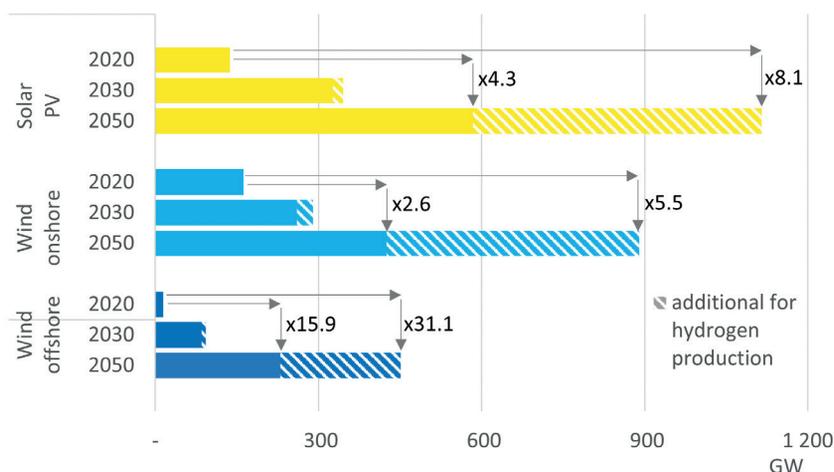


Figure 9. Installed capacity for solar PV and wind power in the European Union, including and excluding additional capacity for hydrogen production, 2020-2050

Source: Based on 1.5TECH and 1.5LIFE scenarios of the European Commission (EC, 2019b), complemented by analysis by the authors

Decarbonised hydrogen imports into the European Union: challenges and opportunities

If all hydrogen demand was to be met by production within the EU only through electrolyzers, the resulting additional electricity demand would amount to around 2800-2900 TWh¹⁵, almost equivalent to the electricity generation of the entire EU today.

Renewable energy sources are set to be the driving force of the decarbonisation of the power sector in Europe, with wind and solar PV expected to account for the majority of the growth of renewable-based electricity generation. The decarbonisation of power generation is a fundamental step for the decarbonisation of final-demand sectors through increased electrification. To reach this goal, wind and solar PV capacity in the EU will need to increase about fourfold by 2050 with respect to today (see Figure 9).

Increasing this deployment further to cover all additional electricity demand for hydrogen production would require an eightfold increase in the combined capacity of wind and solar PV relative to today. Furthermore, it would require a deployment of over 1000 GW of electrolyser capacity operating with a 30% average capacity factor, or of 730 GW with an average capacity factor of 45% (ca. 4000 hours). The latter would then require the adoption of integration measures to accommodate around 400 GW of additional wind and solar PV capacity in the electricity system.

While the overall technical potential of wind (both onshore and offshore) and solar resources in the EU is considered sufficient to cover this deployment, actual deployment in certain countries could face difficulties linked to land use and acceptability of some projects. Additional generation could come from resource-rich countries with lower population density (e.g. Spain), increasing intra-European trade, but additional national and international transmission grids would be needed, raising again the issue of acceptability to local populations.

15. The average efficiency of alkaline, PEM and SOEC electrolyzers reaches 75% in 2050 for new installations, compared with an average 70% for the fleet as a whole.

For these reasons, in this study, it is assumed that 500 GW of electrolyser capacity would be deployed in the EU by 2050, in line with the figures in the European hydrogen strategy (EC, 2020a). This results in the production of about 29.6 Mt of hydrogen, or just short of 50% of total demand, and requires an additional 1400 TWh of electricity generation. With these figures, over half of hydrogen demand would be met with imports in 2050.

Increasing domestic production of decarbonised hydrogen, particularly in countries with renewables resources constraints, will also depend on technology choices. These choices will have significant consequences for intra-European trade and for the uncertainty of import volumes from non-European countries. The next section will outline possible origins and investment needs in exporting countries.

2.2. How to make imports possible?

The origins of hydrogen imports, the type of low-carbon technology, and the energy source used will depend on the volumes required and on the availability of infrastructure. By 2030, all new hydrogen demand must be met by decarbonised hydrogen production, while a portion of existing hydrogen demand is likely to still be met by grey hydrogen, as domestic production will not be sufficient for full substitution. This leaves ample space to develop frontrunner projects for the production and export of decarbonised hydrogen to Europe. Repurposing existing methane pipelines and using shipping carriers for derivative products such as ammonia are two possible solutions for imports (JRC, 2021) by this time horizon, as the long lead times required for the infrastructure are likely to limit new hydrogen pipeline and liquefied hydrogen carriers.

The range of potential import volumes in 2050 is wide. As indicated in Figure 2, a possible range between 10 and 45 MtH₂ could be needed to meet decarbonised hydrogen demand in the EU, with very different implications for exporting countries (see section 2.3). A low level of imports (around 10 MtH₂) would

also entail low utilisation rates for importing infrastructure, making additional investments uneconomical and increasing operating costs due to lower volumes.

Imports of the order of 30 Mt of hydrogen are comparable to today’s methane imports to the EU in volume terms, but only about one-third in energy terms. This level of imports of decarbonised hydrogen would be needed in the case analysed in section 1.1.2. In the European Commission’s 1.5TECH scenario, a significant proportion (around 30%) of these requirements would be for e-liquids, leaving around 21 Mt of hydrogen in pure form and for e-methane. Additional analysis should be conducted to understand the impact on the unit costs of transported hydrogen, both via pipeline and seaborne.

In term of origins, while most initial hydrogen projects are likely to involve bilateral contracts and arrangements, in the longer run, competition among exporters is expected to be the prevailing mechanism. Neighbouring countries with good resources will be in a preferential position, with low hydrogen production costs

and lower transport costs than more distant sources.

Countries in North Africa are well positioned in this respect. Nonetheless, like several developing countries, the region has seen and is expected to continue to see soaring electricity demand. By 2050, in the ProMed¹⁶ scenario of the Observatoire Méditerranéen de l’Energie, electricity demand more than doubles with respect to today, even with strong energy efficiency measures that limit its growth. To decarbonise the power sector, wind and solar PV capacity combined are set to increase by a staggering 35 times over 2020-2050.

A very strong deployment of electrolyzers for hydrogen exports could see a doubling of

16. The ProMED scenario – based on the expertise drawn from the extensive works of the EU’s three UfM platforms on gas, electricity, renewable energy and energy efficiency – is a “Near Zero Carbon Scenario” which foresees more ambitious measures for energy efficiency, significant technology development to further curb CO₂ emissions, as well as increased diversification in the energy mix. It aims to reach carbon neutrality in 2050 for EU countries and 2060 for South Mediterranean countries. It enforces the European Commission’s Green Deal to 2050.

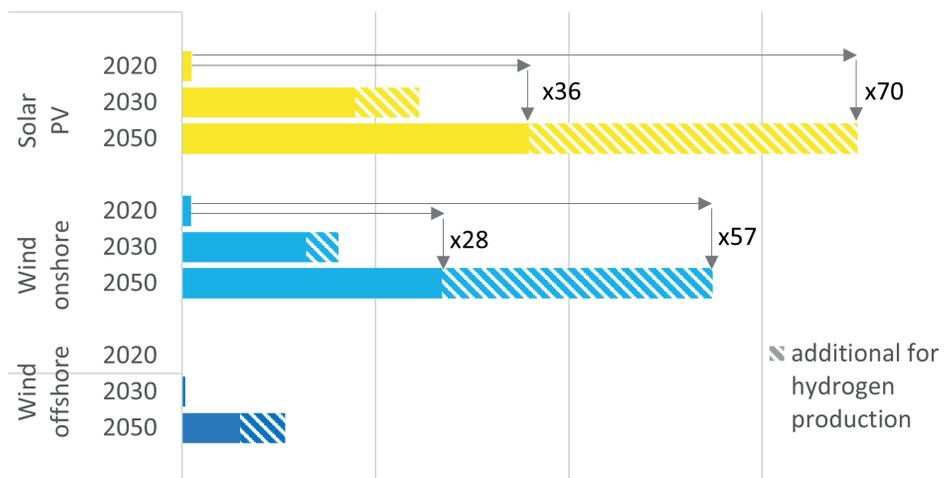


Figure 10. Installed capacity for solar PV and wind power in North Africa, including and excluding additional capacity for hydrogen production, 2020-2050

Sources: OME ProMed Scenario for electrical capacity used to meet power demand (OME, 2021); analysis by the authors for electrical capacity for hydrogen production

Decarbonised hydrogen imports into the European Union: challenges and opportunities

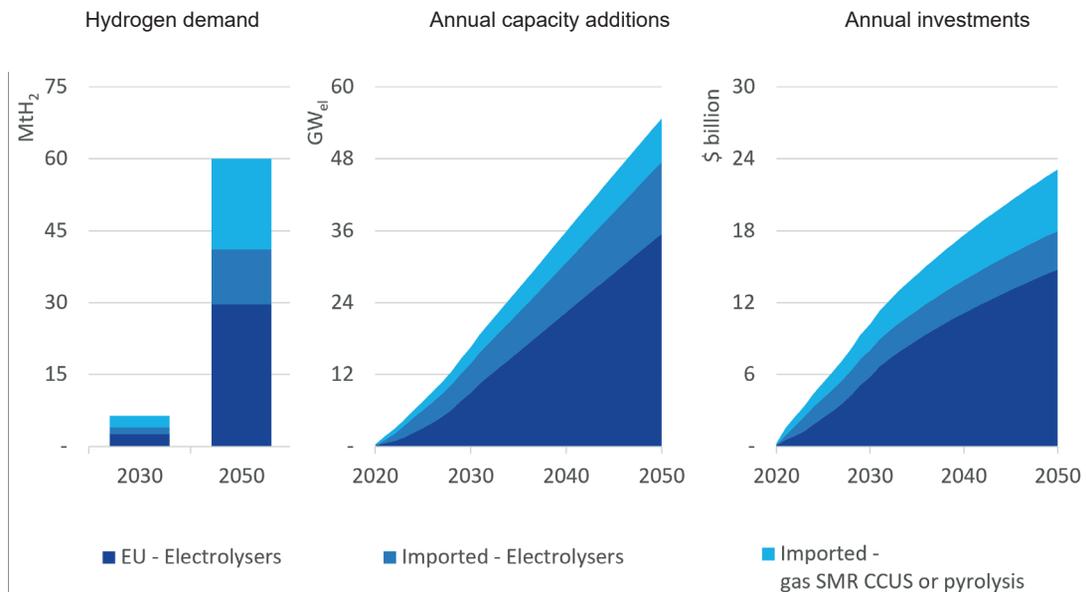
wind and solar PV capacity additions in the region, multiplying by 70 times their combined capacity with respect to today (see Figure 10). This would result in total hydrogen production for export purposes of around 11.5 MtH₂¹⁷, or about 40% of the total import needs of the EU. Most of this could be transported via pipeline – from Morocco and Algeria (and possibly Mauritania) to Spain, from Tunisia to Italy, and from Egypt (and possibly Libya) to Greece and Italy – although some smaller quantities could also be transported by ship, also in the form of decarbonised ammonia. Such a large deployment of wind and solar PV will require a strong mobilisation of capital and a coordination of infrastructure (gas, electricity and water), while removing regulatory barriers. Concerns may arise regarding this fast pace of deployment, project siting, and the availability of skilled workers. Measures will need to be adopted to ensure that the renewable projects

for hydrogen exports are additional to those for domestic use, in line with the principles applied by the EU domestically.

The remaining 19 MtH₂ of imports needed in the EU in our analysis can be assured by several different countries or regions, including Gulf Countries, Chile, Australia, South Africa and others. Russia, Norway, Algeria and other gas-producing countries are well positioned and could provide decarbonised hydrogen at low cost from SMR with CCUS and from pyrolysis. Given low production costs in these countries, in the following calculations, we assume that this entire amount will be produced through gas-based technologies and exported to the EU from these countries.

The overall spending for hydrogen production projects and the infrastructure needed to export to the EU the 30 Mt by 2050 includes investments in hydrogen-producing plants,

17. The additional use of hydrogen for domestic uses is not included in these calculations.



**Figure 11. Hydrogen demand, annual capacity additions and investments
in hydrogen-producing plants, 2020-2050**

Source: Analysis by the authors

Note: Gas-based capacity in the second graph is expressed as a “GW electricity equivalent” for comparability purposes.

related wind and solar PV plants, gas supply spending, and export infrastructure.

An estimate of the investment necessary for the hydrogen-producing plants (electrolysers, SMR with CCUS and pyrolysis plants) needed to produce the 60 MtH₂ required to meet European hydrogen demand is provided in Figure 11. It is based on the following split: 500 GW_{el} of electrolysers deployed in the EU, 200 GW_{el} of electrolysers deployed outside the EU, and 80 GWH₂ of gas-based hydrogen production capacity deployed outside the EU.

The annual capacity additions of electrolysers and gas-based units increases over the projection period, reaching more than 50 GW of annual additions in 2050. Similarly, annual investments in hydrogen-producing plants are set to increase over time, reaching about \$23 billion in 2050. The reduction of investment costs contributes to limiting investment needs over time. The capacity additions of gas-based producing facilities are smaller than those of electrolysers due to their higher capacity factors, while the unit investment costs are higher. The investment needs over 2021-2050 to install the 700 GW of electrolysers and the 80 GW of gas-based hydrogen amount to just over \$410 billion. About 40% of this (or some \$160 billion) is needed for investments outside the EU.

The investment needs for the wind and solar PV plants needed to generate the electricity for the 200 GW of electrolysers outside the EU amounts to \$180 billion, and additional spending of about \$140 billion is required for the methane used in SMR with CCUS and pyrolysis plants. Overall, total investments for hydrogen production projects outside the EU amount to \$480 billion.

In addition to these investments, about \$250 to \$500 billion are needed for pipelines, port terminals and ships to transport the 30 Mt of hydrogen envisaged in the analysis to Europe. The large range of the estimate is due to major uncertainty about costs related to new and repurposed pipelines, to the current estimates for

seaborne trade (ships and export terminals), to the relative share of trade between pipeline and seaborne, and to the mix of countries of origin (and the related distances). Furthermore, technologies such as pyrolysis could allow for the use of existing gas pipelines (avoiding further investment) if the hydrogen production plants are located close to demand centres. Two methodologies were used to produce this estimate, and they provided a similar range of overall investment needs. The first, bottom-up, estimates the number and size of pipelines, terminals and ships. The second, top-down, uses the CAPEX part of the cost of delivery in the LCOH analysis. Investment in storage facilities is not included in this estimate.

Taking the average of the estimated spending needs for infrastructure, total investment requirements for exports of hydrogen to the EU amount to around \$900 billion. This level of investment will require some form of support through international partnerships and support measures paid to consumers within European countries, at least in the initial years of deployment. The initially low volumes of decarbonised hydrogen transiting both through infrastructure for imports to the EU and across European countries will require precise plans and a long-term tariff structure to avoid excessively high charges for initial users.

2.3. Conditions for mutual success

The simultaneous development of demand, production and infrastructure projects for decarbonised hydrogen within the EU will require considerable coordination efforts among policymakers, regulators, the supply industry and consumers. These coordination efforts will need to include exporting countries, including the development of all infrastructure (hydrogen, electricity, gas, heat) both within and outside the EU. Common rules and approaches will need to be put into place for the entire value chain, including the regulatory framework for hydrogen importing and transit routes to and within Europe.

Decarbonised hydrogen imports into the European Union: challenges and opportunities

The increased electrification and domestic production of hydrogen will decrease energy import needs in the EU. Nonetheless, significant imports will still be needed to meet the EU's overall hydrogen demand by 2050. As seen in the previous section, large investments in hydrogen production projects and supply infrastructure will be needed in exporting countries. These investments are going to be crucial for both exporting and importing countries. All targets, support policies and regulation developed in the EU should therefore aim to create a coherent set of measures that encompass all EU countries and beyond, including exporting countries, and to provide clear, transparent and long-lasting visibility to investors both inside and outside the EU. Access to low-cost financing is going to play a key role in most projects, including in exporting countries.

Respecting the principle of additionality also in exporting countries will be crucial for the successful deployment of export projects. Decarbonised hydrogen is set to remain more expensive than CO₂-emitting alternatives for many years or even decades. A clear and effective communication of the costs and benefits of the energy transition (and of hydrogen-based resources in particular) to the wider public will be key to ensure public acceptance.

A first important step for establishing a level playing field is to develop international quality standards on an EU-wide basis, with clear technical specifications for the quality of hydrogen consumed, transported or blended via dedicated hydrogen pipelines or seaborne carriers. Security standards will also be very important, as will monitoring, reporting and verification.

A second step is to establish an EU-wide criterion for both domestic and imported decarbonised hydrogen for the certification of the decarbonised nature of hydrogen production. A definition based on full life-cycle GHG emissions should be put into place, allowing for all low-carbon technologies and energy sources to have long-term visibility for their deployment.

Decarbonised hydrogen is today more expensive than other more polluting alternatives, and will thus require some form of government support. Particularly at the beginning of the deployment phase, when costs are higher and total volumes deployed do not allow for the establishment of a liquid market, bilateral agreements and international partnerships are likely to be the driving force for export projects. Support measures such as contracts for difference (CfD) or carbon contracts for difference (CCfD) for European customers could be used, in turn securing PPA-type agreements for suppliers. This support is likely to be paid for by taxpayers or consumers in Europe also for export projects, with possible implications on the European trade balance. A risk of cross-subsidisation between gas and hydrogen consumers can be created by the repurposing of gas assets such as pipelines, LNG terminals or storage (ACER CEER, 2021). An additional important aspect to consider is regulations on access, use and payment of the electricity grid for wind and solar PV plants, as this can have a significant impact on the utilisation factor of electrolyzers.

A further benefit for both importers and exporters is represented by the industrial development associated with export projects. Demand for industrial components for the plants can foster the European industry, while the contemporary export of industrial know-how can spur local manufacturing and job creation, providing mutual benefits for the economies of trading partners.

Establishing a high-level roundtable between exporters and importers for the development of a joint hydrogen roadmap can provide certainty and accelerate hydrogen development, exploring potentials, conditions, possible milestones, the development of common infrastructure, and looking for mutual industrial benefits.

3. Country profiles

3.1. Austria

Key points:

1. Austria is situated at the heart of the continental Europe gas infrastructure and can play a central role in its transformation towards a hydrogen infrastructure. With a 60% share of hydropower in its total electricity mix – one of the highest in Europe – Austria can use its flexibility to integrate high shares of wind and solar PV, both for power and hydrogen production.

2. Today, hydrogen demand is estimated at around 0.14 MtH₂, mainly met by grey hydrogen production. A first phase includes its replacement through the deployment of renewable hydrogen for the decarbonisation of hard-to-electrify and hard-to-abate industrial applications. High decarbonisation ambitions

and targets point to a significant level of import needs – around 70% by 2050. The deployment of the related infrastructure and sourcing will be crucial in achieving this goal.

3. Domestic hydrogen production can benefit from Austria’s vast hydro resources, especially in the short and medium terms, to replace the current use of grey hydrogen. In the longer term, a shift towards imported hydrogen is expected, following the increase of hydrogen volume needs and the decrease of imported hydrogen costs.

		2020	planned/projected		additional due to hydrogen production	
			2030	2050	2030	2050
Hydrogen demand	[Mt]	0.14	0.14 – 0.19	0.6 – 1.5	-	-
Hydrogen production	[Mt]	0.14	0.02 – 0.07	0.22 – 0.44	-	-
Hydrogen imports	[Mt]	-	0.11 – 0.12	0.4 – 1.1	-	-
Electrolyser capacity	[GW]	<0.01	0.6 – 2	5 – 10	-	-
Solar PV	[GW]	2.2	9 – 12	26 – 41	0.2 – 0.7	1.3 – 2.7
Onshore wind	[GW]	3.2	6 – 17	24	0.4 – 1.3	3.7 – 7.3
Offshore wind	[GW]	-	-	-	-	-
Total electricity generation in Austria	[TWh]	74	84 – 92	102 – 125	1.1 – 3.8	11 – 21
Investment in electrolyser capacity	[\$ bill.]	-	0.6 – 2	4.4 – 8	-	-

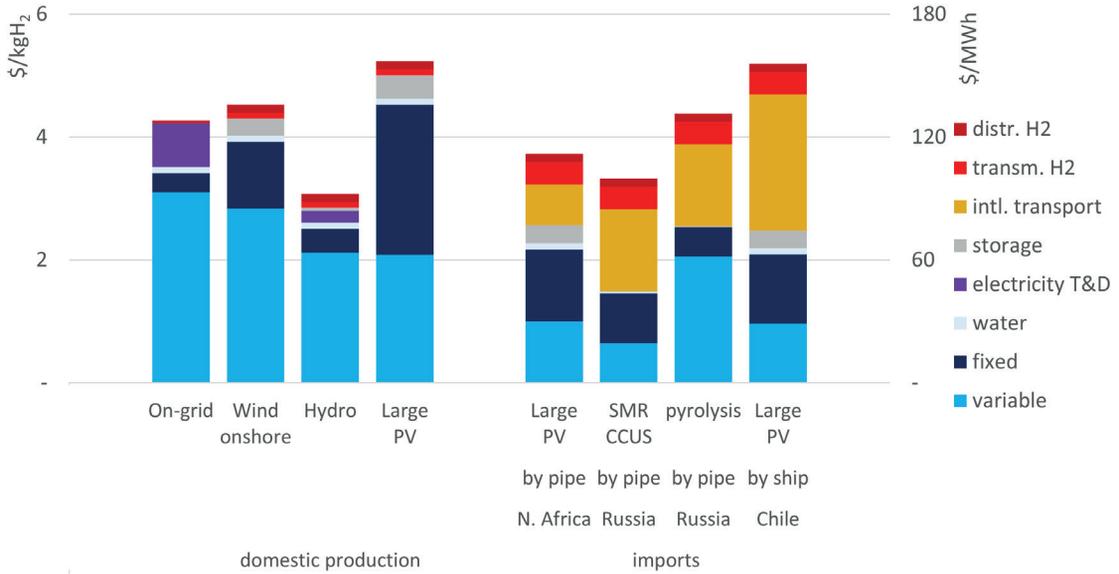
Table 4. Main indicators in Austria

Sources: AT BMK, 2019a; AT BMK, 2019b; analysis by the authors

Notes: Hydrogen demand and production in 2020 refer to grey hydrogen. Hydrogen production in 2030 refers only to decarbonised hydrogen; the remainder of demand is met either by CO₂-emitting production or by imports. The symbol “-” represents either zero or not applicable. Negative imports represent exports. Electricity generation for 2020 refers to 2019. Investment refers to the periods 2021-2030 and 2031-2050 respectively.

Decarbonised hydrogen imports into the European Union: challenges and opportunities

a. 2030



b. 2050

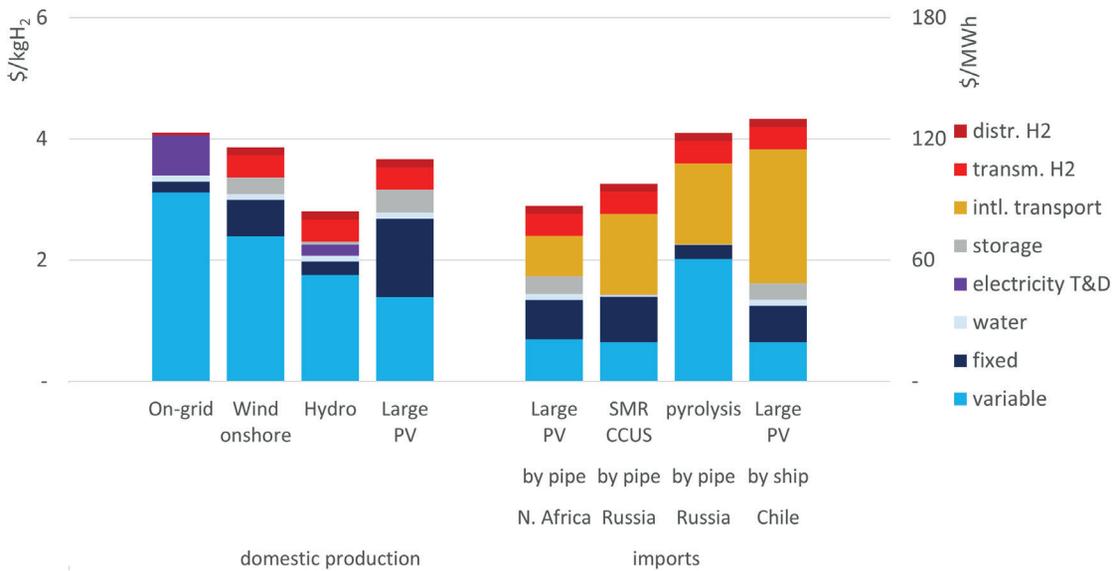


Figure 12. Indicative delivered hydrogen costs to a typical industrial customer in Austria from selected countries and technologies, 2030 and 2050

Source: Analysis by the authors

Notes: The cost indicated for on-grid refers to capacity used full time (utilisation rate of 93%). A lower utilisation rate can be envisaged to use predominantly off-peak hours. Hydrogen production from hydropower resources has limited potential. See Annex A for cost assumptions.

3.2. France

Key points:

1. Additional nuclear electricity generation from the existing fleet can provide hydrogen production of the order of 2 MtH₂ in 2030, more than double today's demand. Replacing current grey hydrogen production would require an increase in the utilisation factor of the nuclear fleet from an average of 70% to around 80%. This would be sufficient to feed the entire electrolyser capacity of 6.5 GW envisaged in the French national hydrogen strategy with a load factor of the electrolysers above 80% – about 3 times higher than for wind and solar PV.

2. Power generation in France is already highly decarbonised. Industry is the first target

for decarbonisation through hydrogen, followed by the transport sector. France has the ambition to develop a fully integrated value chain for hydrogen to increase technological independence and boost energy security, with positive implications for industrial and economic development.

3. The production of decarbonised hydrogen through increased electricity generation in the existing nuclear fleet is the lowest-cost option in France in the near term. In the longer term, hydrogen production and electricity generation need to be fully integrated, with renewable-based hydrogen production becoming attractive, particularly from North Africa. Additional decarbonised hydrogen generation could come from removing the 50% cap on electricity generation from nuclear power.

		2020	planned/projected		additional due to hydrogen production	
			2030	2050	2030	2050
Hydrogen demand	[Mt]	0.9	1.0	1.1 – 4.5	-	-
Hydrogen production	[Mt]	0.9	1.0	1.8 – 4	-	-
Hydrogen imports	[Mt]	-	-	-0.7 – 0.5	-	-
Electrolyser capacity	[GW]	<0.02	6.5	16 – 50	-	-
Solar PV	[GW]	11.7	41 – 46	65 – 68	-	0 – 3
Onshore wind	[GW]	17.4	35 – 37	62 – 64	-	0 – 7
Offshore wind	[GW]	0.002	2	10	-	0 – 2
Nuclear	[GW]	64	60	50 – 55	-	0 – 8
Total electricity generation in France	[TWh]	571	600 – 610	660 – 690	50	88 – 190
Investment in electrolyser capacity	[\$ bill.]	-	4.8	5 – 21	-	-

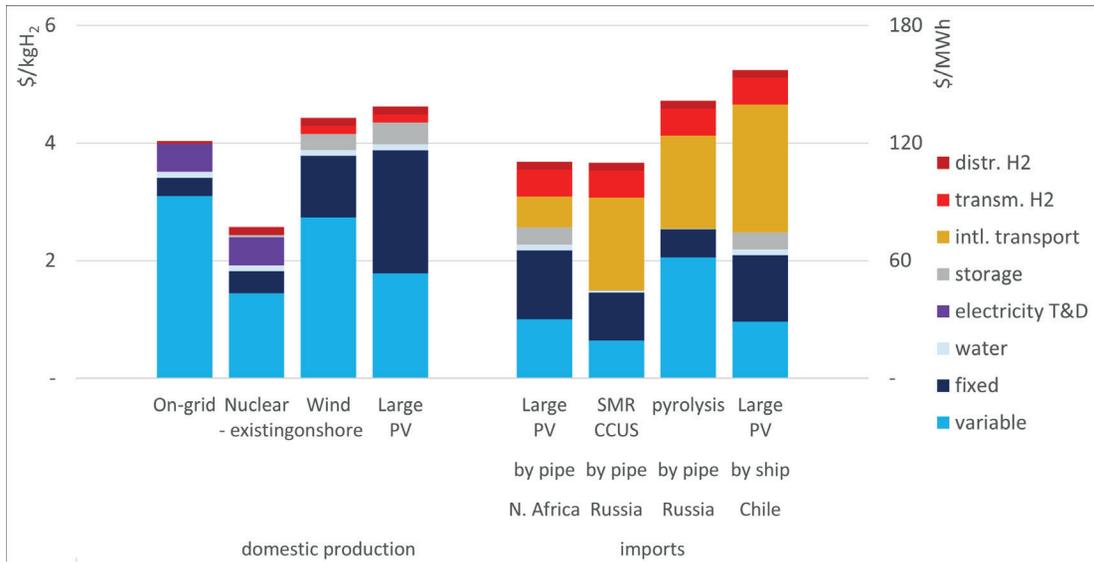
Table 5. Main indicators in France

Sources: FR Gov, 2020a; FR Gov, 2020b; OME, 2021; analysis by the authors

Notes: Hydrogen demand and production in 2020 refer to grey hydrogen. Hydrogen production in 2030 refers only to decarbonised hydrogen; the remainder of demand is met either by CO₂-emitting production or by imports. The symbol “-” represents either zero or not applicable. Negative imports represent exports. Electricity generation for 2020 refers to 2019. Investment refers to the periods 2021-2030 and 2031-2050 respectively. Nuclear generation is capped at 50% of total electricity generation.

Decarbonised hydrogen imports into the European Union: challenges and opportunities

a. 2030



b. 2050

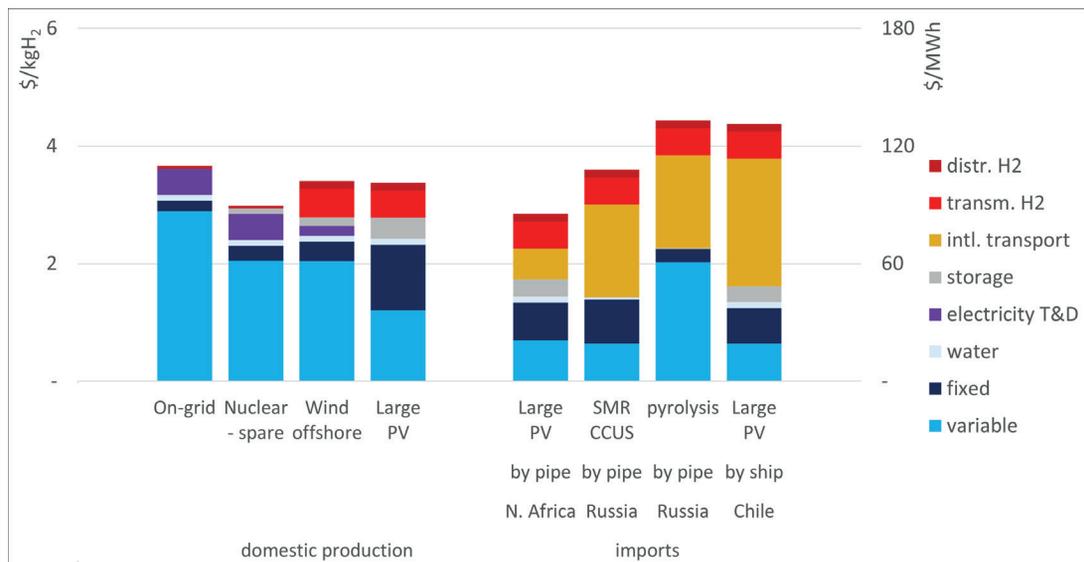


Figure 13. Indicative delivered hydrogen costs to a typical industrial customer in France from selected countries and technologies, 2030 and 2050

Source: Analysis by the authors

Notes: Hydrogen production from electricity generation from nuclear power in 2030 and 2050 is obtained by increasing the capacity factor of the nuclear fleet to 80% in 2030 and to 90% in 2050, with related hydrogen production of 1 Mt and 2 Mt respectively. For new plants in 2050, the price considered is lower than for the levelised cost of electricity (LCOE), given the higher number of off-peak hours of the incremental generation. The cost indicated for on-grid refers to capacity used full time (utilisation rate of 93%). A lower utilisation rate can be envisaged to use predominantly off-peak hours. See Annex A for cost assumptions.

3.3. Germany

Key points:

1. Germany accounts for almost a quarter of fossil fuel demand in the EU in final-consumption sectors. Hydrogen is envisaged as a key energy vector for their decarbonisation, in particular in the industrial and transport sectors. The focus for decarbonised hydrogen production is on renewable electricity, but SMR with CCUS and pyrolysis are expected to contribute in the medium term. Germany has a strong manufacturing industry, including for electrolyzers and pyrolysis. According to the German national hydrogen strategy, about EUR 9 billion will support the first deployment phase, of which EUR 7 billion for domestic projects and EUR 2 billion for the implementation of international hydrogen partnerships.

2. In 2020, Germany accounted for about 40% of the EU's solar PV installed capacity, as

well as for one-third of onshore wind capacity and over 50% of offshore wind capacity. Renewable sources today account for about 45% of the power mix, and these three technologies will be key to decarbonising it fully, with important implications for the remaining potential for hydrogen production from these sources.

3. Germany is set to become the largest importer of hydrogen in Europe and one of the largest in percentage terms, meeting about 70% of hydrogen demand through imports. Imported hydrogen can be cost-competitive relative to domestic renewable hydrogen production, in particular with imports from neighbouring countries such as Russia and North African countries. Uncertainties on long-term hydrogen demand and the deployment of electrolyzers for domestic production can have significant implications for import volumes in Germany.

		2020	planned/projected		additional due to hydrogen production	
			2030	2050	2030	2050
Hydrogen demand	[Mt]	1.6	2.7 – 3.3	11.4 – 21	-	-
Hydrogen production	[Mt]	1.6	0.4	3.2 – 5.5	-	-
Hydrogen imports	[Mt]	-	1.1 – 2.9	8.2 – 15.5	-	-
Electrolyser capacity	[GW]	0.03	5	40 – 80	-	-
Solar PV	[GW]	53.8	100	145	-	0 – 10
Onshore wind	[GW]	54.4	71	97	1.0	15 – 33
Offshore wind	[GW]	7.7	20	43	4.0	25 – 37
Total electricity generation in Germany	[TWh]	618	630	650	20	150 – 260
Investment in electrolyser capacity	[\$ bill.]	-	3.6	17 – 36	-	-

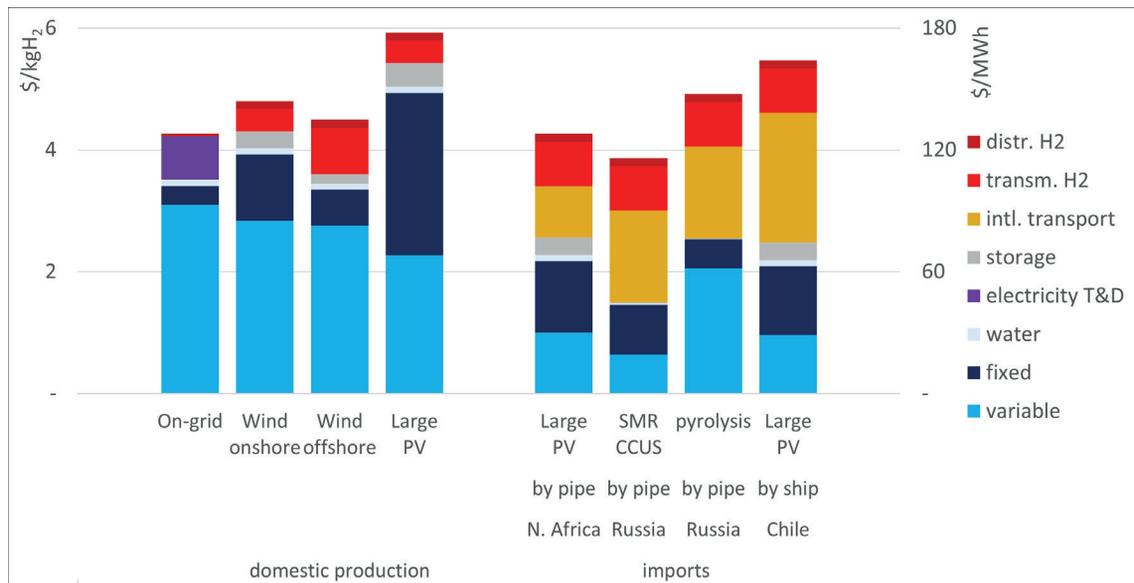
Table 6. Main indicators in Germany

Sources: BMWi, 2020a; BMWi, 2020b; WEC Germany et LBST, 2020; EEG, 2021; WindSeeG, 2016; DENA, 2018; analysis by the authors

Notes: Hydrogen demand and production in 2020 refer to grey hydrogen. Hydrogen production in 2030 refers only to decarbonised hydrogen; the remainder of demand is met either by CO₂-emitting production or by imports. The symbol “-” represents either zero or not applicable. Negative imports represent exports. Electricity generation for 2020 refers to 2019. Investment refers to the periods 2021-2030 and 2031-2050 respectively.

Decarbonised hydrogen imports into the European Union: challenges and opportunities

a. 2030



b. 2050

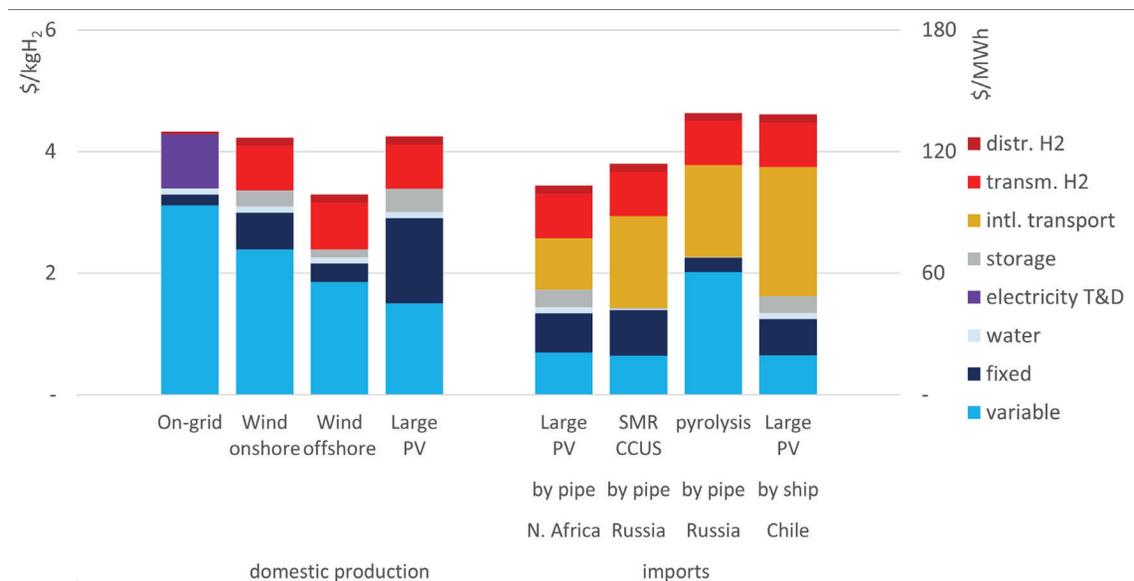


Figure 14. Indicative delivered hydrogen costs to a typical industrial customer in Germany from selected countries and technologies, 2030 and 2050

Source: Analysis by the authors

Notes: The cost indicated for on-grid refers to capacity used full time (utilisation rate of 93%). A lower utilisation rate can be envisaged to use predominantly off-peak hours. See Annex A for cost assumptions.

3.4. Italy

Key points:

1. Italy is centrally positioned in the Mediterranean and has ambitions to become an important hydrogen hub between North Africa and Europe. It possesses essential industrial demand centres, significant renewable resources, in particular in the southern part of the country, and a well-developed gas infrastructure. Repurposing at least a part of its existing importing infrastructure and possibly developing new connections through Greece could enhance its role in hydrogen trade.

2. The development of hydrogen valleys is a priority of the Italian hydrogen roadmap, sustaining the first inroads for decarbonised hydrogen demand and local production. In the long term, a sharp increase in demand is set to require significant imports to cover around two-thirds of total estimated consumption. This

deployment can also have substantial implications for the manufacturing ecosystem of Italian small and medium enterprises (SMEs).

3. Decarbonised hydrogen production costs are comparable for domestic production and imports when resources are good, but imports from North Africa are likely to remain cheaper throughout the period to 2050. Pyrolysis and SMR with CCUS could prove to be an interesting additional option, though this will largely depend on the gas price (both bio-gas and methane) and on whether they are included in the long-term approaches of Italy and Europe.

		2020	planned/projected		additional due to hydrogen production	
			2030	2050	2030	2050
Hydrogen demand	[Mt]	0.48	0.7	6 – 8	-	-
Hydrogen production	[Mt]	0.48	0.2	2.2 – 2.6	-	-
Hydrogen imports	[Mt]	-	0.5	3.8 – 5.4	-	-
Electrolyser capacity	[GW]	<0.01	5	50 – 60	-	-
Solar PV	[GW]	21.6	52	85	2.2	21 – 27
Onshore wind	[GW]	10.8	18	37	2.8	24 – 26
Offshore wind	[GW]	-	1	7	-	5 – 7
Total electricity generation in Italy	[TWh]	292	310	350	9	104 – 125
Investment in electrolyser capacity	[\$ bill.]	-	3.6 – 4.5	22 – 27	-	-

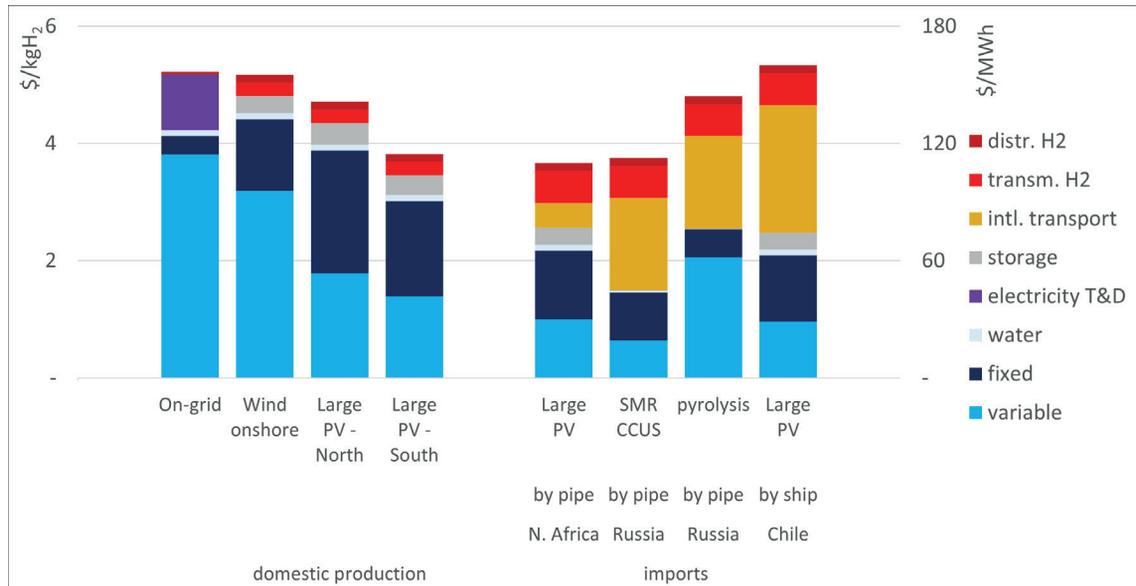
Table 7. Main indicators in Italy

Sources: MISE, 2019; MISE, 2020; SNAM, 2019; OME, 2021; analysis by the authors

Notes: Hydrogen demand and production in 2020 refer to grey hydrogen. Hydrogen production in 2030 refers only to decarbonised hydrogen; the remainder of demand is met either by CO₂-emitting production or by imports. The symbol “-” represents either zero or not applicable. Negative imports represent exports. Electricity generation for 2020 refers to 2019. Investment refers to the periods 2021-2030 and 2031-2050 respectively.

Decarbonised hydrogen imports into the European Union: challenges and opportunities

a. 2030



b. 2050

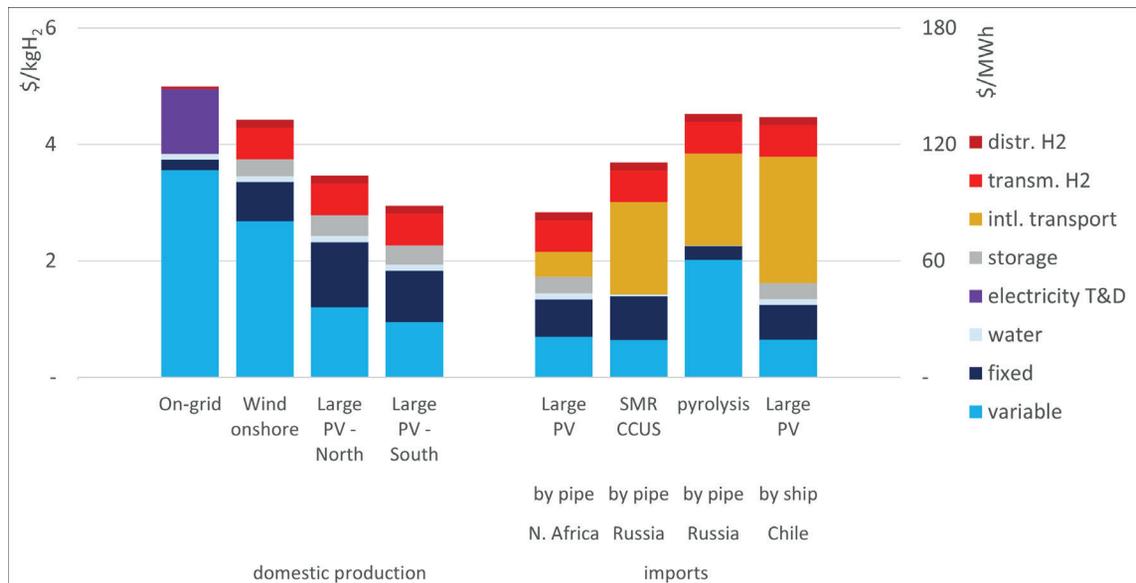


Figure 15. Indicative delivered hydrogen costs to a typical industrial customer in Italy from selected countries and technologies, 2030 and 2050

Source: Analysis by the authors

Notes: The cost indicated for on-grid refers to a capacity used full time (utilisation rate of 93%). A lower utilisation rate can be envisaged to use predominantly off-peak hours. See Annex A for cost assumptions.

3.5. Spain

Key points:

1. Spain has significant renewable resources, making its hydrogen production costs among the lowest in Europe. In the short and medium terms, its national hydrogen roadmap is focused on developing domestic industry and the hydrogen value chain. In the longer run, the country is well positioned to become a potential exporter to the rest of Europe, partly thanks to its lower density population than other European countries, and its well-developed energy infrastructure, including its electricity and methane grids that could be repurposed for hydrogen use.

2. The decarbonisation of final sectors and the 100% renewables target for power generation will require a significant step-up in the deployment of wind and solar resources. By 2050, solar PV will need to increase

seven- to eight-fold and wind power four-fold to decarbonise electricity and meet the projected hydrogen production, 85% of which is set to meet demand, with the remainder available for exports. Exporting additional renewable hydrogen would require further renewable deployment.

3. Due to its strategic location close to North Africa and between the Mediterranean Sea and Atlantic Ocean, Spain is well positioned to become in the long term an important transit country. For this to happen, further deployment of infrastructures with North Africa and towards the rest of Europe will be necessary, requiring strengthened international collaboration and a clear regulatory framework.

		planned/projected			additional due to hydrogen production	
		2020	2030	2050	2030	2050
Hydrogen demand	[Mt]	0.5	0.6	2.6 – 3.5	-	-
Hydrogen production	[Mt]	0.5	0.17	2.9 – 3.9	-	-
Hydrogen imports	[Mt]	-	-	-0.3 – -0.4	-	-
Electrolyser capacity	[GW]	<0.01	4	45 – 60	-	-
Solar PV	[GW]	11.8	39.2	52.0	1.5	30 – 43
Onshore wind	[GW]	27.1	49.3	64.9	2.5	24 – 30
Offshore wind	[GW]	-	1.0	6.0	-	5 – 7
Total electricity generation in Spain	[TWh]	274	337	360	9	140 – 186
Investment in electrolyser capacity	[\$ bill.]	-	2.9	20 – 27	-	-

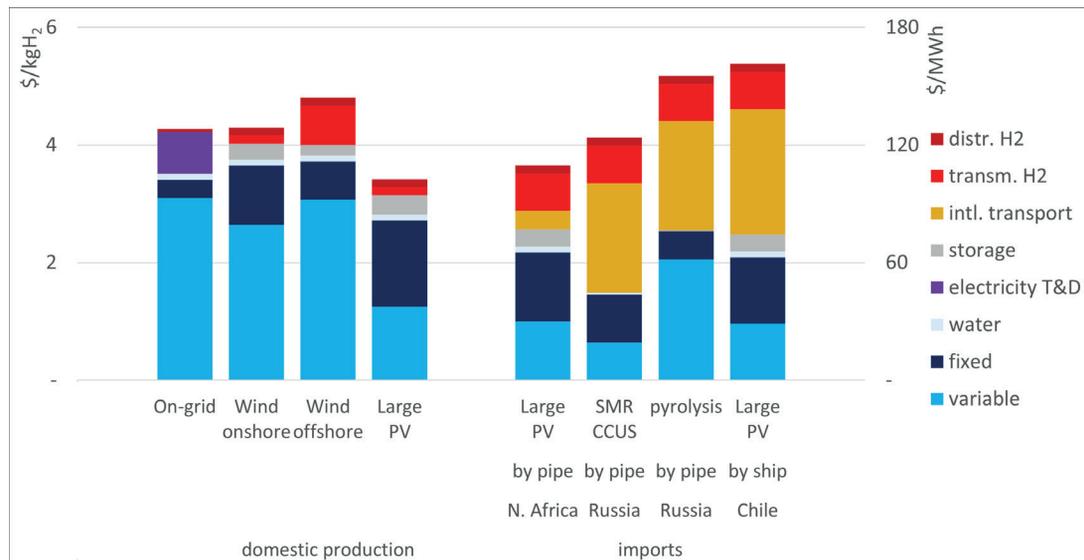
Table 8. Main indicators in Spain

Sources: MITECO, 2020a; MITECO, 2020b; SP Gov, 2021; OME, 2021; analysis by the authors

Notes: Hydrogen demand and production in 2020 refer to grey hydrogen. Hydrogen production in 2030 refers only to decarbonised hydrogen; the remainder of demand is met either by CO₂-emitting production or by imports. The symbol “-” represents either zero or not applicable. Negative imports represent exports. Electricity generation for 2020 refers to 2019. Investment refers to the periods 2021-2030 and 2031-2050 respectively.

Decarbonised hydrogen imports into the European Union: challenges and opportunities

a. 2030



b. 2050

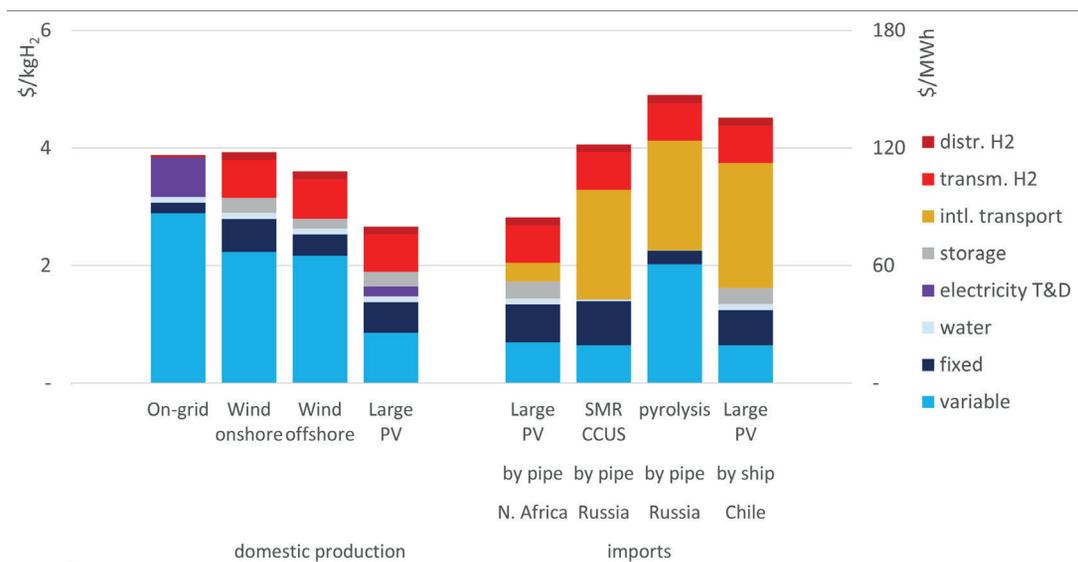


Figure 16. Indicative delivered hydrogen costs to a typical industrial customer in Spain from selected countries and technologies, 2030 and 2050

Source: Analysis by the authors

Notes: The cost of Large PV in 2050 includes generation from wind plants for a further 1000 hours of utilisation of the electrolyser. The cost indicated for on-grid refers to capacity used full time (utilisation rate of 93%). A lower utilisation rate can be envisaged to use predominantly off-peak hours. Gas transmission costs could be cheaper if the plants and dedicated electrolysers are both built close to demand centres. See Annex A for cost assumptions.

Conclusions

Meeting the EU's net-zero GHG emissions goal will require an unprecedented transformation, at unprecedented pace, using a mix of all clean energy sources and vectors available. Electricity is going to play a pivotal role, thanks to its decarbonisation and to the increased electrification of final sectors. But not all uses can be easily electrified. Hydrogen has the potential to become the second most important energy vector for the decarbonisation of the energy system, providing a greater contribution particularly in hard-to-abate sectors.

The EU has been a net energy importer for decades. Today, it imports more than 80% of the methane it uses and 95% of its oil. Demand is projected to decrease over the coming decades thanks to the switch to electricity, to energy efficiency measures and to the direct use of renewable sources in final uses. Domestic decarbonised hydrogen production can increase and maximise the use of low-carbon resources in Europe, further reducing the need for imports. Substantial uncertainty surrounds potential hydrogen imports, with volumes varying widely across scenarios. The range estimated in this study is 18-50 MtH₂ in 2050.

The level of penetration of decarbonised hydrogen and its derivatives will also depend on the relative economics with respect to other energy sources. To achieve economies of scale and the associated cost reductions, many projects are being planned and developed in Europe and around the globe. These projects will play a very crucial role not only for delivering the projected cost reductions, but also for establishing the viability of hydrogen production projects, in the case of both domestic supply and export projects in neighbouring countries. Keeping the cost of capital at low levels for all low-carbon projects, both in Europe and for exporting projects, will be of fundamental importance to keep the cost of the energy transition affordable.

These projects, and the gradual deployment of the necessary infrastructure in the shorter

timeframe (2025 to 2030), will be essential to the longer term expansion of consumption, production and trade. Achieving significant demand volumes of decarbonised hydrogen and derivatives at affordable prices will hinge on several factors. First, the ability of policymakers to integrate the strategies of different sectors and fuels into one vision, providing fair economic support, ensuring that wind and solar PV projects are additional to those needed to meet electricity demand, avoiding cross-subsidisation among sectors, and establishing the appropriate regulatory measures for trading in a timely manner. Second, the ability of the energy industry to deliver the expected cost reductions, fostering innovation and industrial competitiveness. Third, creating stable relationships with key trading partners, developing the necessary infrastructure, providing long-term visibility to investors and allowing all decarbonised projects to contribute on a level playing field.

Decarbonised hydrogen imports into the European Union: challenges and opportunities

Annex A

	Unit	Value
WACC	%	4.5%
Exchange rate EUR vs USD over 2019-2050	-	1.18
Hydrogen - Energy per unit of mass (LHV)	MJ/kg	120.1
CO ₂ emission factor of SMR	tonneCO ₂ /tH ₂	10
CCUS capture rate	%	90%

Table 9. General indicators

	Unit	European countries		North Africa		Russia	
		2030	2050	2030	2050	2030	2050
gas prices	\$/Mbtu	5.0	5.0	5.0	5.0	3.5	3.5
CO ₂ prices	\$/tonneCO ₂	90	175	-	-	-	-
CO ₂ transport and storage cost	\$/tonneCO ₂	20	20	20	20	20	20

Table 10. Gas and CO₂ prices in selected regions

	Unit	2030				2050			
		Large PV	Wind onshore	Wind offshore	Nuclear	Large PV	Wind onshore	Wind offshore	Nuclear
Austria	%	12%	27%	n.a.	n.a.	13%	28%	n.a.	n.a.
France	%	14%	28%	46%	90%	15%	29%	50%	90%
Germany	%	11%	27%	50%	n.a.	12%	28%	55%	n.a.
Italy	%	16%	24%	42%	n.a.	17%	25%	45%	n.a.
Spain	%	20%	29%	45%	n.a.	21%	30%	47%	n.a.
Egypt	%	30%	30%	42%	90%	31%	31%	45%	90%
Morocco	%	25%	33%	42%	n.a.	26%	35%	45%	n.a.
Russia	%	13%	22%	n.a.	90%	14%	24%	n.a.	90%
Australia	%	26%	32%	40%	n.a.	28%	34%	45%	n.a.
Chile	%	26%	30%	45%	n.a.	28%	32%	50%	n.a.
Investment cost	\$/kW	450	1 380	2 200	4 200 - 5 500	350	1 300	1 750	4 200 - 4 500

Table 11. Capacity factors and unit investment costs of selected new electricity producing plant

	Unit	Electrolysis				Methane-based	
		Alkaline	PEM	SOEC	weighted average	SMR with CCS	Pyrolysis
		2030					
Investment costs	\$/kW	390-760	350-730	1 450-2 200	450-850	1 360	950
Investment costs (used in graphs)	\$/kW	570	530	1 900	640	1 360	950
Efficiency of new plants	%	65%	65%	72%	65%	69%	52%
Construction time	years	2	2	2	2	2	2
Lifetime	years	20	20	20	20	20	20
OPEX	%	4.0%	4.0%	3.0%	4.0%	3.5%	4.0%
2050							
Investment costs	\$/kW	270-590	160-400	500-880	270-560	1 280	500
Investment costs (used in graphs)	\$/kW	430	280	700	400	1 280	500
Efficiency of new plants	%	75%	72%	82%	75%	76%	54%
Construction time	years	2	2	2	2	2	2
Lifetime	years	25	25	25	25	25	25
OPEX	%	4.0%	4.0%	3.0%	4.0%	3.5%	4.0%

Table 12. Investment costs and key parameters of hydrogen-producing plants

	CAPEX	Capacity	OPEX	Utilisation rate	Construction time	Lifetime
	<i>unit</i>	<i>unit</i>	<i>[% of CAPEX]</i>	<i>[%]</i>	<i>[years]</i>	<i>[years]</i>
Transmission pipeline	1.21 \$ million / km	340 ktpa	5.0%	75%	5	40
Transmission pipeline (36 ^o)	2.97 \$ million / km	1 234 ktpa	1.5%	57%	5	40
Distribution pipeline	0.5 \$ million / km	38 ktpa	5.0%	80%	3	40
Liquefaction	1.4 \$ billion	260 ktpa	4.0%	90%	2	30
Export terminal	0.29 \$ billion / tank	3 190 t/tank	4.0%	-	2	30
Shipping	0.412 \$ billion / ship	11 000 t/ship	4.0%	-	2.5	30
Import terminal	0.32 \$ billion / tank	3 550 t/tank	4.0%	-	2	30

Table 13. Investment costs and key parameters of hydrogen pipelines and seaborne

Decarbonised hydrogen imports into the European Union: challenges and opportunities

Acknowledgements

This study was led by Marco Baroni¹⁸, in collaboration with several experts from European and neighbouring countries. It was prepared for the European members of the World Energy Council (WEC) under the guidance of a Steering Committee, whose members are:

- | | |
|--------------------------|---|
| – Houda Ben Jannet Allal | Observatoire Méditerranéen de l'Énergie |
| – Kamel Ben Naceur | Society of Petroleum Engineers |
| – Paolo D'Ermo | WEC Italy |
| – Íñigo Diaz de Espada | WEC Spain |
| – Alexey Gospodarev | WEC Russia |
| – Robert Kobau | WEC Austria |
| – Priit Mändmaa | WEC Estonia |
| – Jean Eudes Moncomble | WEC France |
| – Carsten Rolle | WEC Germany |



The study was developed in collaboration with the Observatoire Méditerranéen de l'Énergie. Lisa Guarrera provided essential input for energy demand and supply projections, and on methodological issues. Assaad Saab, Sohbet Karbuz and Matteo Urbani provided crucial input.

Paul de Montchenu (WEC France) provided key contributions throughout the entire study. Supplementary members and observers were: Adeliya Bulatova (WEC Russia), Maira Kusch (WEC Germany), Ana Padilla (WEC Spain), Paolo Storti (WEC Italy), Ivo Wakounig (WEC Austria) and Sjoerd Ammerlaan (WEC Europe). Felix Thomann (intern) provided valuable support.

A special thank goes to Alessandro Clerici (WEC Italy) for his support and all the useful discussions and inputs all throughout the study.

Valuable contributions and input were provided by Austrian Federal Ministry for Climate Action, Austrian Power Grid GmbH, E.ON SE, Électricité de France, Enagas, EnBW Energie Baden-Württemberg AG, Energie Burgenland AG, Energie Steiermark AG, Eni, Fronius International GmbH, Ludwig-Bölkow-Systemtechnik GmbH, Gas Connect Austria GmbH, Gazprom PJSC, Gazprom Germania GmbH, Novatek PJSC, Rusatom Overseas JSC, Russian Energy Agency, Saipem, Siemens Energy, SNAM, TÜV SÜD AG, Uniper SE, VERBUND AG, Wien Energie GmbH, Wiener Stadtwerke GmbH.

The study benefitted from continuous interaction with many experts and peer reviewers. A very important contribution was provided by the speakers at the webinar organised in February 2021. Experts, peer reviewers and speakers are:

- | | |
|----------------------|--|
| – Lahsen Amarof | Ministry of Energy, Mines and Environment, Morocco |
| – Etienne Beeker | France Stratégie |
| – Mauricio Belaunde | Austrian Federal Ministry for Climate Action |
| – Abderraouf Benabou | Ministry of Energy, Mines and Environment, Morocco |

18. Energy expert, consultant and lecturer at Institut d'études politiques de Paris (Sciences Po). Former Head of Power Sector Analysis for the World Energy Outlook team of the International Energy Agency.

- Tudor Constantinescu European Commission
- Rachid Ben Daly Ministry of Energy, Tunisia
- François Dassa Électricité de France
- Denis Deryushkin Russian Energy Agency
- Hafez El Salmawy Former Electricity Regulatory in Egypt
- Mohamed El Sawy Former Kuwaiti Petroleum Company
- Eng. Sherif El Serafi Former Ministry of Petroleum in Egypt
- Mohamed El -Sobki Cairo University and Former New and Renewable Energy Authority in Egypt
- Valeria Ermakova NOVATEK PJSC
- Eugeniy Grin Gazprom PJSC
- Konstantin Grebennik Russian Energy Agency
- Haitam Hassan Ministry of Energy, Mines and Environment, Morocco
- Ines Kastil Verbund
- Maximilian Kuhn Gazprom Germania GmbH
- Khalil Lagtari ONEE
- Andrey Logatkin Rosseti PJSC
- Mohamed Ghazali Ministry of Energy, Mines and Environment, Morocco
- Vieri Maestrini SNAM
- Jan Michalski Ludwig-Bölkow-Systemtechnik GmbH (LBST)
- Mohamed Ouhmed Ministry of Energy, Mines and Environment, Morocco
- Elena Pashina Rusatom Overseas JSC
- Uwe Remme International Energy Agency
- Xavier Lorenzo Rousseau SNAM
- Deger Saygin Shura Energy Transition Center, Turkey
- Jean-Michel Trochet Électricité de France
- Michael Zakaria Gas Connect Austria GmbH
- Rudolf Zauner Verbund

Decarbonised hydrogen imports into the European Union: challenges and opportunities

References

(ACER CEER, 2021) ACER CEER, When and How to Regulate Hydrogen Networks?, February 2021

<https://acer.europa.eu/Media/News/Pages/ACER-and-CEER-recommend-when-and-how-to-regulate-pure-hydrogen-networks.aspx>

(Agora VW-EW-FE, 2018) Agora Verkehrswende, Agora Energiewende and Frontier Economics, The Future Cost of Electricity-Based Synthetic Fuels, 2018

www.agora-energiewende.de/fileadmin2/Projekte/2017/SynKost_2050/Agora_SynKost_Study_EN_WEB.pdf

(Agora EW, 2019) Agora Energiewende, EU-wide innovation support is key to the success of electrolysis manufacturing in Europe, November 2019

<https://www.agora-energiewende.de/en/blog/eu-wide-innovation-support-is-key-to-the-success-of-electrolysis-manufacturing-in-europe/>

(Agora EW, 2021) Agora Energiewende and AFRY Management Consulting, No-regret hydrogen: Charting early steps for H₂ infrastructure in Europe, 2021

https://static.agora-energiewende.de/fileadmin/Projekte/2021/2021_02_EU_H2Grid/A-EW_203_No-regret-hydrogen_WEB.pdf (agora-energiewende.de)

(AT BMK, 2019a) Bundesministerium Klimaschutz, Energie, Mobilität, Innovation und Technologie, Umwelt, Integrated National Energy and Climate Plan for Austria, 2019

Österreichs integrierter nationaler Energie- und Klimaplan, https://www.bmk.gv.at/themen/klima_umwelt/klimaschutz/nat_klimapolitik/energie_klimaplan.html (bmk.gv.at)

(AT BMK, 2019b) Bundesministerium Klimaschutz, Energie, Mobilität, Innovation und Technologie, Umwelt, Preliminary discussions for the Austrian Hydrogen Strategy, 2019

Österreichische Wasserstoffstrategie, <https://www.bmk.gv.at/themen/energie/energie>

https://www.bmk.gv.at/versorgung/wasserstoff/oe_wasserstoffstrategie.html (bmk.gv.at)

(BEIS, 2021) Business, Energy & Industrial Strategy, UK Hydrogen Strategy, August 2021

https://assets.publishing.service.gov.uk/government/uploads/system/uploads/attachment_data/file/1011283/UK-Hydrogen-Strategy_web.pdf

(BMW, 2020a) German Bundesministerium für Wirtschaft und Energie (BMWi): National Wasserstoffstrategie, Berlin, Jun 2020

<https://www.bmw.de/Redaktion/EN/Publikationen/Energie/the-national-hydrogen-strategy.html>

(BMW, 2020b) German Bundesministerium für Wirtschaft und Energie (BMWi) Integrated National Energy and Climate Plan for Germany, June 2020

<https://www.bmw-energiewende.de/EWD/Redaktion/EN/Newsletter/2020/06/Meldung/news2.html>

(Bruegel, 2021) McWilliams, B. and G. Zachmann, Navigating through hydrogen, Policy Contribution April 2021, Bruegel

<https://www.bruegel.org/2021/04/navigating-through-hydrogen/>

(Caglayan, 2020) D. G. Caglayan et al. (2020): Technical potential of salt caverns for hydrogen storage in Europe. Elsevier, 45(11), pp. 6793–6805

Technical potential of salt caverns for hydrogen storage in Europe – ScienceDirect, <https://www.sciencedirect.com/science/article/abs/pii/S0360319919347299>

(CGI, 2017) Commissariat Général à l'investissement, The discount rate in the evaluation of public investment project, Ministère de la Transition Ecologique et Solidaire. France, 2017

<https://www.strategie.gouv.fr/debats/taux-dactualisation-levaluation-projets-dinvestissement-public>

(Clerici and Furfari, 2021) Clerici, A., Furfari, S., Present and future green hydrogen production cost, July 2021

<https://www.science-climat-energie.be/2021/07/16/the-present-and-future-green-hydrogen-production-cost/>

(DENA, 2018) German Energy Agency, Integrated Energy Transition – Impulses to shape the energy system up to 2050, 2018

https://www.dena.de/fileadmin/dena/Dokumente/Pdf/9283_dena_Study_Integrated_Energy_Transition.PDF

(EC, 2018) European Commission: A Clean Planet for all, 2018

https://ec.europa.eu/clima/sites/clima/files/docs/pages/com_2018_733_analysis_in_support_en_0.pdf

(EC, 2019a) European Commission The European Green Deal COM/2019/640 Final (2019)

https://eur-lex.europa.eu/resource.html?uri=cellar:b828d165-1c22-11ea-8c1f-01aa75ed71a1.0002.02/DOC_1&format=PDF

(EC, 2019b) European Commission long-term analysis in depth analysis figures 20190722

https://ec.europa.eu/clima/sites/default/files/strategies/2050/docs/long-term_analysis_in_depth_analysis_figures_20190722_en.pdf

(EC, 2020a) European Commission Communication. A Hydrogen Strategy for a Climate-Neutral Europe COM/2020/301 Final (2020)

https://ec.europa.eu/energy/sites/ener/files/hydrogen_strategy.pdf

(EC, 2020b) European Commission Communication. An EU Strategy to Harness the Potential of Offshore Renewable Energy for a Climate Neutral Future, COM (2020) 741 Final (2020)

https://ec.europa.eu/energy/sites/ener/files/offshore_renewable_energy_strategy.pdf

(EC, 2020c) European Commission, Hydrogen generation in Europe: Overview of key costs and benefits, Jul 2020

https://op.europa.eu/en/publication-detail/-/publication/7e4afa7d-d077-11ea-adf7-01aa75ed71a1/language-en?WT.mc_id=Searchresult&WT.ria_c=37085&WT.ria_f=3608&WT.ria_ev=search

(EC, 2020d) European Commission, Powering a climate-neutral economy – An EU Strategy for Energy System Integration, Brussels, Jul 2020

https://ec.europa.eu/energy/sites/ener/files/energy_system_integration_strategy_.pdf

(EC, 2021) European Commission, Annex to supplementing Regulation (EU) 2020/852, Brussels, June 2021

https://eur-lex.europa.eu/resource.html?uri=cellar:d84ec73c-c773-11eb-a925-01aa75ed71a1.0021.02/DOC_2&format=PDF

(EEG, 2021) German Renewable Energy Sources Act, 2021

https://www.gesetze-im-internet.de/eeg_2014/EEG_2021.pdf

(EHB, 2020) European Hydrogen Backbone, How a Dedicated Hydrogen Infrastructure can be created, July 2020

https://gasforclimate2050.eu/wp-content/uploads/2020/07/2020_European-Hydrogen-Backbone_Report.pdf

(EHB, 2021a) European Hydrogen Backbone, A European Hydrogen Infrastructure Vision Covering 21 Countries, April 2021

https://gasforclimate2050.eu/wp-content/uploads/2021/04/European-Hydrogen-Backbone_April-2021_V2.pdf

(EHB, 2021b) European Hydrogen Backbone, Analysing future demand, supply, and transport of hydrogen, June 2021

https://gasforclimate2050.eu/wp-content/uploads/2021/06/EHB_Analysing-the-future-demand-supply-and-transport-of-hydrogen_June-2021_v3.pdf

(ENTSO-G, GIE, HE, 2021) ENTSO-G, Gas Infrastructure Europe, Hydrogen Europe, How

Decarbonised hydrogen imports into the European Union: challenges and opportunities

to transport and store hydrogen – Facts and Figures, 2021

https://www.gie.eu/wp-content/uploads/filr/3429/entsog_gie_he_QandA_hydrogen_transport_and_storage_210521.pdf

(EWI, 2020) Institute of Energy Economics at the University of Cologne gGmbH (EWI) Brändle, Gregor; Schönfisch, Max; Schulte, Simon, Estimating Long-Term Global Supply Costs for Low-Carbon Hydrogen, EWI Working Paper No. 20/04, Cologne, November 2020

https://www.ewi.uni-koeln.de/cms/wp-content/uploads/2021/05/EWI_WP_20-04_Estimating_long-term_global_supply_costs_for_low-carbon_Schoenfisch_Braendle_Schulte.pdf

(EWI, 2021) Institute of Energy Economics, University of Cologne, The Oxford Institute for Energy Studies, Contrasting European hydrogen pathways: An analysis of differing approaches in key markets, March 2021

<https://www.ewi.uni-koeln.de/cms/wp-content/uploads/2021/04/Contrasting-European-hydrogen-pathways-An-analysis-of-differing-approaches-in-key-markets-NG166.pdf>

(FCH JU, 2019) Fuel Cells and Hydrogen Joint Undertaking, Hydrogen Roadmap Europe, 2019

https://www.fch.europa.eu/sites/default/files/Hydrogen%20Roadmap%20Europe_Report.pdf

(FR Gouv, 2020a) Ministère de la Transition Écologique et Solidaire, Stratégie nationale bas-carbone, France, March 2020

https://www.ecologie.gouv.fr/sites/default/files/2020-03-25_MTES_SNBC2.pdf#page=19&zoom=100,76,420

(FR Gouv, 2020b) Gouvernement Français, Stratégie nationale pour le développement de l'hydrogène décarboné en France, France, September 2020

<https://www.ecologie.gouv.fr/sites/default/files/DP%20-%20Strat%C3%A9gie%20nationale%20pour%20le%20d%C3%A9veloppement%20>

[de%20l%27hydrog%C3%A8ne%20d%C3%A9carbon%C3%A9%20en%20France.pdf](https://www.ecologie.gouv.fr/sites/default/files/DP%20-%20Strat%C3%A9gie%20nationale%20pour%20le%20d%C3%A9veloppement%20de%20l%27hydrog%C3%A8ne%20d%C3%A9carbon%C3%A9%20en%20France.pdf)

(Furfari and Clerici, 2021) Furfari, S., Clerici, A., Green hydrogen: the crucial performance of electrolyzers fed by variable and intermittent renewable electricity. Eur. Phys. J. Plus 136, 509, May 2021

https://link.springer.com/epdf/10.1140/epjp/s13360-021-01445-5?sharing_token=6hn6MudJzDNQJ6ZKzpyUfosPkCdkOxEKPI2JoxdvwqEAWvjInh-bY_2PoGU36O8QsxBu-9BxkSz_AShNIUQSMKHkvcwiYLaxohu-RRGHtYRc37d-DeQftQOralVQUNsj0FZ2y17FL0ZGN1WK8PvRw5kuTykDIV3dCKcUPYNhuy0%3D

(GIE, 2021) Gas Infrastructure Europe, Picturing the value of underground gas storage to the European hydrogen system, June 2021

<https://www.gie.eu/publications/studies/>

(Gollier, 2013) Gollier C. (2013) Pricing the Planet's Future: The Economics of Discounting in an Uncertain World, Princeton University Press

<https://press.princeton.edu/books/hardcover/9780691148762/pricing-the-planets-future>

(HC, 2020) Hydrogen Council, Path to hydrogen competitiveness: a cost perspective, 2020

https://hydrogencouncil.com/wp-content/uploads/2020/01/Path-to-Hydrogen-Competitiveness_Full-Study-1.pdf

(HIC, 2021) Hydrogen Import Coalition, Shipping sun and wind to Belgium is key in climate neutral economy, 2021

<https://newsroom.portofantwerp.com/ready-for-the-next-step-towards-the-belgian-hydrogen-economy>

(HM Treasury, 2003) HM Treasury, The Green Book – Appraisal and evaluation in central government, London, 2003

<https://www.gov.uk/government/publications/the-green-book-appraisal-and-evaluation-in-central-government>

(IEA, 2019) International Energy Agency, The Future of Hydrogen, Paris, June 2019

<https://www.iea.org/reports/the-future-of-hydrogen>

(IEA, 2020) International Energy Agency, World Energy Outlook 2020, Paris, October 2020

<https://www.iea.org/reports/world-energy-outlook-2020>

(IEA, 2021a) International Energy Agency, Hydrogen in North Western Europe, Paris, April 2021

<https://www.iea.org/reports/hydrogen-in-north-western-europe>

(IEA, 2021b) International Energy Agency, Energy security page, Paris, web page retrieved in June 2021

<https://www.iea.org/topics/energy-security>

(IEA, 2021c) International Energy Agency, Net Zero by 2050: A Roadmap for the Global Energy Sector, Paris, May 2021

https://iea.blob.core.windows.net/assets/405543d2-054d-4cbd-9b89-d174831643a4/NetZeroBy2050-ARoadmapfortheGlobalEnergySector_CORR.pdf

(IEAGHG, 2017) IEAGHG Technical Report 2017-02. Techno-Economic Evaluation of SMR Based Standalone (Merchant) Hydrogen Plant with CCS, Cheltenham, United Kingdom, February 2017

https://ieaghg.org/exco_docs/2017-02.pdf

(IFPEN-SINTEF-Deloitte, 2021) IFP Energies Nouvelles, SINTEF Energi AS and Deloitte Finance, Hydrogen for Europe study: Charting Pathways to Enable Net Zero, May 2021

https://2d214584-e7cb-4bc2-bea8-d8b7122be636.filesusr.com/ugd/2c85cf_69f4b1bd94c5439f9b1f87b55af46afd.pdf

(IPCC, 2018) Intergovernmental Panel on Climate Change, Special Report on Global Warming of 1.5°C, 2018

https://www.ipcc.ch/site/assets/uploads/sites/2/2019/06/SR15_Full_Report_High_Res.pdf

(IPHE, 2021) International Partnership for Hydrogen and Fuel Cells in the Economy, web page retrieved in June 2021

<https://www.iphe.net/copy-of-partners>

(IRENA, 2020a) International Renewable Energy Agency, Wind and Solar PV – what we need by 2050, Abu Dhabi, January 2020

https://www.irena.org/-/media/Files/IRENA/Agency/Webinars/07012020_INSIGHTS_webinar_Wind-and-Solar.pdf?la=en&hash=BC60764A90CC2C4D80B374C1D169A47FB59C3F9D

(IRENA, 2020b) International Renewable Energy Agency, Green Hydrogen Cost Reduction – scaling up electrolyzers to meet the 1.5C climate goal, Abu Dhabi, 2020

https://irena.org/-/media/Files/IRENA/Agency/Publication/2020/Dec/IRENA_Green_hydrogen_cost_2020.pdf

(JRC, 2011) Joint Research Centre, Assessment of Hydrogen Delivery Options, Brussels, June 2021

https://ec.europa.eu/jrc/sites/default/files/jrc124206_assessment_of_hydrogen_delivery_options.pdf

(MISE, 2019) Ministry of Economic Development, Integrated National Energy and Climate Plan, Italy, December 2019

https://www.mise.gov.it/images/stories/documenti/it_final_necp_main_en.pdf

(MISE, 2020) Ministry of Economic Development, Strategia Nazionale Idrogeno Linee guida preliminari, Italy, November 2020

https://www.mise.gov.it/images/stories/documenti/Strategia_Nazionale_Idrogeno_Linee_guida_preliminari_nov20.pdf

(MITECO, 2020a) Ministerio para la Transición Ecológica y el Reto Demográfico, Plan Nacional Integrado de Energía y Clima 2021-2030, Spain, January 2020

Decarbonised hydrogen imports into the European Union: challenges and opportunities

https://www.miteco.gob.es/images/es/pniecCompleto_tcm30-508410.pdf (miteco.gob.es)

(MITECO, 2020b) Ministerio para la Transición Ecológica y el Reto Demográfico, Hoja de Ruta del Hidrógeno: una apuesta por el hidrógeno renovable, Spain, July 2020

https://www.miteco.gob.es/images/es/hoja-rutahidrogenorenovable_tcm30-525000.PDF

(NL Gov, 2020) The Netherlands Government Hydrogen Strategy, April 2020

<https://www.government.nl/documents/publications/2020/04/06/government-strategy-on-hydrogen>

(NO Gov, 2020) The Norwegian Government Hydrogen Strategy, June 2020

<https://www.regjeringen.no/contentassets/8ffd54808d7e42e8bce81340b13b6b7d/hydrogenstrategien-engelsk.pdf>

(Nordhaus, 2018) Nordhaus, W.D., A Question of Balance: Weighing the Options on Global Warming Policies, Yale University Press, 2018

<https://yalebooks.yale.edu/book/9780300209396/question-balance>

(OME, 2021) Observatoire Méditerranéen de l'Énergie, MEPTo2050, 2021

<https://www.ome.org/mep-2021-to-be-released-in-jun-2021/>

(PL MKiS, 2021) Ministry of Climate and Environment, Hydrogen Strategy to 2030 with outlook for 2040 in Poland, draft for public consultation opened in January 2021, Warsaw, 2021

<https://bip.mos.gov.pl/strategie-plany-programy/polska-strategia-wodorowa-do-roku-2030-z-perspektywa-do-2040-r/>

(PoR, 2020) Port of Rotterdam, Port of Rotterdam Becomes International Hydrogen Hub, Rotterdam, May 2020

<https://www.portofrotterdam.com/sites/default/files/hydrogen-vision-port-of-rotterdam-authority-may-2020.pdf?token=06Wpgm7R>

(PT Gov, 2020) Estratégia Nacional para o Hidrogénio, Portugal, August 2020

<https://www.dgeg.gov.pt/pt/areas-transversais/relacoes-internacionais/politica-energetica/estrategia-nacional-para-o-hidrogenio/>

(Rifkin, 2001) Jeremy Rifkin, The Hydrogen Economy, 2001

https://link.springer.com/chapter/10.1007/978-1-84882-511-6_8

(RU Gov, 2020a) Energy Strategy of the Russian Federation for the period until 2035 (“Energeticheskaya strategiya Rossiyskoy Federatsii na period do 2035 goda”), June 2020

<https://minenergo.gov.ru/node/1026>

(RU Gov, 2020b) Roadmap for the development of hydrogen energy in the Russian Federation until 2024, October 2020

<https://minenergo.gov.ru/node/19194>

(SNAM, 2019) The Hydrogen Challenge: The potential of hydrogen in Italy, 2019

https://www.snam.it/it/hydrogen_challenge/repository_hy/file/The-H2-challenge-Position-Paper.pdf (snam.it)

(SP Gov, 2021) Boletín Oficial del Estado, 25 March 2021

<https://www.boe.es/boe/dias/2021/03/31/pdfs/BOE-A-2021-5106.pdf>

(Timmerberg et al., 2020) Timmerberg S., Kaltschmitt M., Finkbeiner M., Hydrogen and hydrogen-derived fuels through methane decomposition of natural gas – GHG emissions and costs, Energy Conversion and Management: X, 7, art. no. 100043, September 2020

<https://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S2590174520300155>

(US OMB, 2003) US Office of Management and Budget, Circular N. A-4 To the Heads of Executive Department Establishments, Subject: Regulatory Analysis. Washington: Executive Office of the President, Washington, September 2003

https://obamawhitehouse.archives.gov/omb/circulars_a004_a-4/

(WB, 2021) World Bank annual freshwater withdrawals, web page retrieved in June 2021

<https://data.worldbank.org/indicator/ER.H2O.FWTL.K3?locations=EU>

(WEC Germany et LBST, 2020) World Energy Council Germany and Ludwig Bölkow Systemtechnik, International Hydrogen Strategies, September 2020

https://www.weltenergiesrat.de/wp-content/uploads/2020/09/WEC_H2_Strategies_finalreport_200922.pdf

(WEC Germany, 2021) World Energy Council Germany, Hydrogen: essential element of a decarbonised energy system, web page retrieved in June 2021

<https://www.weltenergiesrat.de/international-hydrogen-strategies/>

(WindSeeG, 2016) German Wind Offshore Act, 2016

<http://www.gesetze-im-internet.de/windseeg/WindSeeG.pdf>

Decarbonised hydrogen imports into the European Union: challenges and opportunities

List of Abbreviations and Acronyms

AEM	Anion Exchange Membrane
CAPEX	Capital expenditure
CCfD	Carbon contracts for difference
CCUS	Carbon capture, utilisation and storage
DAC	Direct Air Capture
EC	European Commission
FCH JU	Fuel Cell and Hydrogen Joint Undertaking
FiT	Feed-in tariff
GHG	Greenhouse gas
GW	Gigawatt
H ₂	Hydrogen
IEA	International Energy Agency
IPCC	Intergovernmental Panel on Climate Change
LCOH	Levelised Cost of Hydrogen
LOHC	Liquid Organic Hydrogen Carriers
MWh	Megawatt-hour
OPEX	Operational expenditure
PEM	Proton Exchange Membrane
PPA	Power-purchase agreements
PV	Photovoltaic
SDS	Sustainable Development Scenario (IEA)
SMR	Steam Methane Reforming
SOEC	Solid Oxide Electrolysis Cells

Importations d'hydrogène décarboné dans l'Union européenne : défis et opportunités**TABLE DES MATIÈRES**

Avant-propos	63
Résumé	65
Principaux points à retenir	66
Introduction	68
1. Le contexte	70
1.1 Production et consommation d'hydrogène en Europe	70
1.2. Technologies et coûts	78
1.3. Implications	89
2. Importations d'hydrogène	92
2.1. Les facteurs des importations d'hydrogène	92
2.2. Comment rendre les importations possibles ?	94
2.3. Les conditions d'un succès mutuel	97
3. Profils des pays	99
3.1. Autriche	99
3.2. France	101
3.3. Allemagne	103
3.4. Italie	105
3.5. Espagne	107
Conclusions	109
Annexe A	111

TABLE DES FIGURES

Figure 1 – Part des plus gros consommateurs dans la demande totale d'hydrogène de l'Union européenne, 2019	71
Figure 2 – Demande et production de méthane et d'hydrogène dans l'Union européenne, 2019-2030-2050	77
Figure 3 – Fourchettes de coûts des électrolyseurs, 2020-2050	80
Figure 4 – Capacité du solaire photovoltaïque et de l'électrolyseur : réduction ou utilisation de l'excédent d'énergie	83
Figure 5 – Solaire photovoltaïque, capacité de l'électrolyseur et stockage en batterie	83
Figure 6 – Comparaison du coût du transport de l'hydrogène par pipeline et par voie maritime	87
Figure 7 – Composantes du coût de l'hydrogène livré	89
Figure 8 – Incertitudes des composantes du coût de l'hydrogène importé livré à un client industriel en 2050	90

Figure 9 – Capacité installée pour l'énergie solaire photovoltaïque et l'énergie éolienne dans l'Union européenne, avec et sans capacité supplémentaire pour la production d'hydrogène, 2020-2050	93
Figure 10 – Capacité installée pour l'énergie solaire photovoltaïque et éolienne en Afrique du Nord, incluant et excluant la capacité supplémentaire pour la production d'hydrogène, 2020-2050	95
Figure 11 – Demande d'hydrogène, ajouts annuels de capacité et investissements dans les usines de production d'hydrogène, 2020-2050	96
Figure 12 – Coûts indicatifs de l'hydrogène fourni à un client industriel type en Autriche par certains pays et technologies, 2030 et 2050	100
Figure 13 – Coûts indicatifs de l'hydrogène fourni à un client industriel type en France par certains pays et technologies, 2030 et 2050	102
Figure 14 – Coûts indicatifs de l'hydrogène fourni à un client industriel type en Allemagne par certains pays et technologies, 2030 et 2050	103
Figure 15 – Coûts indicatifs de l'hydrogène fourni à un client industriel type en Italie par les pays et technologies sélectionnés, 2030 et 2050	106
Figure 16 – Coûts indicatifs de l'hydrogène fourni à un client industriel type en Espagne par certains pays et technologies, 2030 et 2050	108

TABLE DES TABLEAUX

Tableau 1 – Feuilles de route et objectifs à l'horizon 2030 dans l'Union européenne	73
Tableau 2 – Offre et demande d'hydrogène dans l'Union européenne dans des scénarios de forte demande d'hydrogène, 2019-2030-2050	76
Tableau 3 – Coûts de production d'hydrogène pour des technologies et des sources d'énergie sélectionnées	85
Tableau 4 – Principaux indicateurs en Autriche	99
Tableau 5 – Principaux indicateurs en France	101
Tableau 6 – Principaux indicateurs en Allemagne	104
Tableau 7 – Principaux indicateurs en Italie	105
Tableau 8 – Principaux indicateurs en Espagne	107
Tableau 9 – Indicateurs généraux	111
Tableau 10 – Prix du gaz et du CO ₂ par région	111
Tableau 11 – Taux d'utilisation et coût d'investissement (nouvelle unité de production d'électricité)	111
Tableau 12 – Coût d'investissement et paramètres-clés des installations de production d'hydrogène	112
Tableau 13 – Coût d'investissement et paramètres-clés des gazoducs et des voies maritimes pour l'hydrogène	113

TABLE DES ENCADRÉS

Encadré 1 – Les couleurs de l'hydrogène	71
Encadré 2 – Situation des feuilles de route sur l'hydrogène dans les pays voisins : Afrique du Nord, Russie, Norvège, Royaume-Uni et Ukraine	74
Encadré 3 – Intégration de la production d'électricité et d'hydrogène : le cas de la production nucléaire de réserve	75
Encadré 4 – Quel coût moyen pondéré du capital utiliser ?	79

Avant-propos

C'est un grand plaisir pour moi de vous présenter ce rapport sur le thème de l'hydrogène décarboné et de son importation dans l'Union européenne.

La question des importations d'hydrogène constitue un enjeu majeur dans la perspective de la neutralité carbone en 2050. Il est apparu important aux membres de la région Europe du World Energy Council (WEC) de partager une vision commune, précise et basée sur les faits, et qui puisse intégrer les points de vue des exportateurs potentiels.

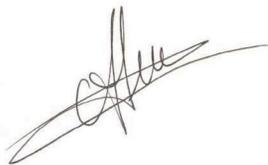
Sur ce thème, peu de travaux quantifiés et réunissant les points de vue des potentiels acteurs sont aujourd'hui disponibles. Ce rapport vient opportunément combler ce manque en posant trois questions simples et en s'efforçant d'y répondre de manière scientifique et partagée : Pourquoi des importations d'hydrogène ? Comment les réaliser en pratique ? Quels enjeux de politique publique anticiper ?

Ce travail, réalisé dans le cadre du plan d'action 2021 de la région Europe du WEC, en collaboration avec l'Observatoire Méditerranéen de l'Energie (OME), est le fruit d'un dialogue et d'échanges de perspectives au sein de WEC-Europe, ainsi qu'avec les acteurs de la rive sud de la Méditerranée. Conduite sur 6 mois, l'étude a rassemblé un grand nombre d'experts et de savoir-faire au sein du WEC et de l'OME, que je remercie tout particulièrement pour la forte mobilisation de son réseau d'expertise.

Ce rapport a pleinement rempli sa mission grâce à la diversité des contributeurs, la rigueur appliquée dans l'utilisation des données chiffrées et la qualité des sources.

Je remercie chaleureusement l'ensemble des contributeurs à cette étude, qui constitue un apport d'une grande valeur au débat européen sur le futur énergétique décarboné de l'Europe.

Alexandre Perra
Vice-président pour l'Europe



WORLD ENERGY COUNCIL | **EUROPE**

IMPORTATIONS D'HYDROGÈNE DÉCARBONÉ DANS L'UNION EUROPÉENNE : DÉFIS ET OPPORTUNITÉS

Résumé

Les préoccupations relatives à l'impact environnemental de la production et de la consommation d'énergie ont rejoint les deux grands problèmes énergétiques traditionnels : la sécurité énergétique et le caractère abordable de l'énergie. L'hydrogène peut devenir le deuxième principal vecteur énergétique, après l'électricité, pour la décarbonation de la consommation d'énergie dans les secteurs d'utilisation finale. Son rôle dans les scénarios de décarbonation profonde s'est accru ces dernières années, parallèlement aux feuilles de route et aux stratégies dédiées qui ont été publiées dans plusieurs pays. Le présent document explore les scénarios possibles pour la consommation et la production d'hydrogène décarboné dans l'Union européenne (UE), conformément à ses objectifs de réduction nette des émissions de gaz à effet de serre (GES). Il constate que l'UE devra probablement importer environ la moitié des 60 millions de tonnes d'hydrogène décarboné et produits dérivés qu'elle utilisera d'ici 2050, en raison de contraintes liées aux ressources et de choix technologiques. Des estimations des coûts de production et de transport d'hydrogène décarboné sont présentées pour plusieurs pays européens et voisins, à partir d'électrolyse à partir d'électricité éolienne, solaire photovoltaïque (PV) et nucléaire, du vaporeformage du méthane (SMR — *Steam Methane Reforming*) avec captage, utilisation et stockage de carbone (CUSC), et des technologies de pyrolyse, aux horizons 2030 et 2050. Toutes ces technologies peuvent contribuer à la production future d'hydrogène décarboné, à condition de respecter des limites strictes d'émissions de CO₂ sur l'ensemble du cycle de vie. La production moins coûteuse à partir de vaporeformage du méthane avec CUSC et d'électricité nucléaire peut contribuer au déploiement initial d'un marché décarboné à moyen terme, puis les énergies renouvelables seront essentielles à long terme, tant pour la production intérieure que pour l'hydrogène importé. Limiter les possibilités d'importations réduirait la diversification, ce qui pourrait augmenter les coûts et avoir un effet négatif sur la sécurité de l'approvisionnement en hydrogène. D'importants investissements sont nécessaires en infrastructures de production et de transport pour l'importation d'hydrogène décarboné dans l'UE. Ils sont estimés à environ 900 milliards de dollars (environ 760 milliards d'euros) au cours des trois prochaines décennies. Un ensemble de normes et de réglementations bien conçues, claires et stables, tant pour les pays exportateurs que pour les pays importateurs, sera nécessaire pour garantir que les conditions relatives aux émissions de CO₂ sur le cycle de vie sont respectées et que les investissements nécessaires sont réalisés en temps utile.

Mots-clés : *hydrogène, décarbonation, importations européennes, transition énergétique, développement industriel, sécurité énergétique*

Remarque : Cette étude a été élaborée sous la direction d'un comité directeur de membres européens du Conseil Mondial de l'Énergie (voir la section des remerciements). Les points de vue et les opinions exprimés sont uniquement ceux de l'auteur et ne représentent pas une déclaration des points de vue de toute autre personne ou entité.

Principaux points à retenir

1. Inclure la stratégie en matière d'hydrogène dans la stratégie et la vision énergétiques globales. L'intégration et la coordination des stratégies pour l'hydrogène et l'électricité — les deux principaux vecteurs pour les utilisations finales de l'énergie à l'avenir — seront cruciales pour la décarbonation complète et efficace du système énergétique et pour atteindre les objectifs du Pacte Vert (*Green Deal*) de l'UE. Les mesures de soutien doivent être soigneusement conçues pour garantir que la nouvelle capacité renouvelable liée à la production d'hydrogène s'ajoute à celle requise pour atteindre les objectifs du secteur de l'électricité et afin d'éviter les subventions croisées entre les secteurs.

2. La production d'hydrogène au sein de l'Union européenne (UE) devrait être insuffisante pour satisfaire la demande et d'importantes importations seront probablement nécessaires. Dans certains pays de l'UE, l'approvisionnement national en hydrogène sera limité par des choix technologiques et par l'épuisement des ressources renouvelables rentables. La demande totale potentielle d'hydrogène et produits dérivés pourrait atteindre 60 millions de tonnes (Mt) d'ici 2050, soit bien plus que l'utilisation industrielle actuelle. Nous estimons que la production intérieure d'hydrogène décarboné ne pourrait répondre qu'à 20 % de la demande d'hydrogène prévue en 2030 et moins de 50 % en 2050. L'établissement de liens stratégiques avec les principaux partenaires exportateurs potentiels sera donc essentiel pour l'UE.

3. Les énergies renouvelables seront cruciales pour la production décarbonée d'hydrogène, mais limiter le choix à long terme de technologies à faibles émissions de carbone pourrait empêcher d'atteindre l'objectif de décarbonation ou, à tout le moins, augmenter les coûts. La production décarbonée d'hydrogène à partir du vaporeformage du méthane avec captage, utilisation et stockage du carbone et à partir de l'énergie nucléaire peut apporter une

contribution importante à moyen terme dans certains pays. À long terme, l'énergie éolienne en mer devrait devenir l'une des sources de production domestique les moins chères de l'UE, avec la production à partir d'énergie solaire photovoltaïque dans les meilleures conditions. L'électrolyse d'origine nucléaire pourrait fournir 11 % de la production intérieure d'hydrogène décarboné en 2050, simplement en augmentant le taux d'utilisation du parc nucléaire. La pyrolyse et le vaporeformage du méthane avec captage, utilisation et stockage du carbone peuvent également jouer un rôle important dans les importations à long terme d'hydrogène décarboné, à condition de respecter des limites strictes d'émissions de CO₂ sur le cycle de vie. Restreindre ces options d'importation contraint les possibilités de diversification. Cela pourrait potentiellement augmenter les coûts et avoir un impact significatif sur la sécurité d'approvisionnement.

4. L'économie et le financement des infrastructures joueront un rôle clé pour les importations d'hydrogène et le déploiement d'un marché de l'hydrogène rentable. Le développement en temps utile de pipelines, d'installations de stockage et de commerce maritime sera essentiel pour acheminer l'hydrogène depuis les zones de production bon marché vers les centres de consommation. Les pays d'Afrique du Nord possèdent d'excellentes ressources renouvelables, et plusieurs pays voisins de l'UE disposant de grandes réserves de gaz (comme la Russie, la Norvège, l'Algérie) peuvent produire de l'hydrogène décarboné par vaporeformage du méthane avec CUSC à des prix considérablement bas. Le coût relatif du transport par gazoduc et par bateau sera décisif dans la concurrence des pays voisins avec d'autres sources, comme les pays du Golfe ou les pays plus éloignés tels que le Chili et l'Australie. Les pipelines neufs ou reconvertis sont des choix rentables pour les importations d'hydrogène sur des distances allant jusqu'à quelques milliers de kilomètres.

Importations d'hydrogène décarboné dans l'Union européenne : défis et opportunités

5. Quelque 900 milliards de dollars (environ 760 milliards d'euros) seront nécessaires pour les projets d'infrastructure de production et d'importation d'hydrogène en dehors de l'UE sur la période 2021-2050. Pour exporter environ 30 millions de tonnes d'hydrogène vers l'Europe d'ici 2050, les pays voisins de l'UE devront investir environ 500 milliards de dollars dans des usines de production d'hydrogène (électrolyseurs, vaporeformage du méthane avec CUSC et usines de pyrolyse), dans des centrales éoliennes et solaires photovoltaïques associées et dans l'approvisionnement en gaz. Un montant supplémentaire de 250 à 500 milliards de dollars sera nécessaire pour les pipelines, les terminaux portuaires et les navires au cours des trois prochaines décennies. L'accès au capital et la coordination des infrastructures seront des éléments clés pour que ces investissements se concrétisent.

6. La mise en œuvre d'un cadre réglementaire clair est d'une importance fondamentale pour garantir que les investissements seront réalisés en temps voulu.

Les mesures les plus importantes et les plus urgentes à adopter sont les suivantes : une certification bien conçue du caractère décarboné de l'hydrogène; la neutralité technologique tout en respectant des objectifs stricts en matière d'émissions; des normes internationales relatives à la qualité, la technique et la sécurité pour l'hydrogène et ses produits dérivés; des définitions juridiques précises; un cadre réglementaire solide pour permettre et coordonner le déploiement des infrastructures de l'hydrogène dans l'UE. Un aspect primordial est celui de la réglementation de l'électricité qui alimentera les électrolyseurs depuis des sources éoliennes et photovoltaïques et leurs éventuelles connexions au réseau.

7. Les politiques nationales et européennes doivent apporter clarté et visibilité aux investisseurs, tant à l'intérieur qu'à l'extérieur de l'UE, y compris aux pays exportateurs potentiels. Une étape importante pour aller au-delà des approches bilatérales et nationales actuelles pourrait être la

création d'une table ronde de haut niveau entre les principaux acteurs de l'Union européenne et des pays exportateurs. L'élaboration d'une feuille de route commune avec des étapes concrètes pourrait faciliter la réalisation d'une économie de l'hydrogène décarbonée, tout en assurant la sécurité d'approvisionnement. Un avantage mutuel important peut résulter du maintien et de l'expansion de l'industrie européenne, tout en créant les conditions du développement à long terme d'une industrie nationale dans les pays exportateurs.

Introduction

Deux grands thèmes ont traditionnellement été au centre des politiques énergétiques : la sécurité énergétique et le prix abordable de l'énergie pour les consommateurs. Ces deux préoccupations centrales ont conduit les pays à développer des ressources et des technologies en fonction notamment de leurs dotations et de leurs capacités nationales, ce qui a donné lieu à des bouquets énergétiques et des niveaux de consommation très différents à travers le monde.

Au cours des dernières décennies, les considérations environnementales sur la façon dont nous produisons et consommons l'énergie ont pris une importance croissante. L'Accord de Paris signé en 2015 a constitué une étape fondamentale dans ce processus. Des politiques énergétiques visant à s'orienter vers une voie plus durable sont mises en œuvre ou sont à l'étude dans la plupart des pays, avec des niveaux d'ambition variables. L'Union européenne a été la première à fixer un objectif de zéro émission nette de gaz à effet de serre (GES) d'ici 2050 (CE, 2019a).

L'énergie est à l'origine de la majorité des émissions actuelles de GES liées à l'activité humaine. Atteindre l'objectif de zéro émission nette nécessitera des actions sans précédent, mais le secteur de l'énergie évolue lentement en raison de l'importance des investissements requis et de la longévité des infrastructures. Atteindre les objectifs de décarbonation dans un délai aussi « court » sera donc un défi pour de nombreux secteurs et usages.

Des technologies plus récentes (telles que l'énergie éolienne et l'énergie solaire photovoltaïque) sont désormais déployées à grande échelle aux côtés de technologies renouvelables mieux établies (comme l'hydroélectricité) ou d'autres technologies à faibles émissions de

carbone¹ (comme l'énergie nucléaire), le tout dans le cadre des efforts visant à réduire l'empreinte carbone de la production d'électricité. D'autres technologies — telles que les centrales à combustible fossile équipées de CUSC, la bioénergie, l'énergie solaire thermique, l'énergie géothermique, l'énergie des marées et des vagues, et les petits réacteurs modulaires nucléaires — devraient apporter une contribution supplémentaire dans les années à venir.

On pense souvent que le déploiement de ces technologies — dans des combinaisons différentes selon les pays — est suffisant pour décarboner le secteur de la production d'électricité, complètement ou à un degré très élevé. Dans l'UE, l'utilisation de l'électricité dans les secteurs d'utilisation finale passe d'environ 20 % aujourd'hui à entre 40 et 50 % d'ici à 2050 en fonction du scénario considéré (CE, 2018). Si cela contribue grandement à la décarbonation, c'est loin d'être suffisant. L'utilisation directe des sources d'énergie renouvelable et des technologies de CUSC (notamment dans l'industrie) viendra compléter le vaste effort de déploiement à grande échelle des mesures d'efficacité énergétique. Certains secteurs restent plus difficiles à décarboner que d'autres. Ceci est souvent dû au nombre limité d'alternatives, aux émissions en fin de vie ou en cours de processus, aux coûts élevés engagés ou aux problèmes d'acceptation par le public.

Les objectifs ambitieux actuels de décarbonation (tels que l'objectif de l'UE de zéro émission nette en 2050) ont donné un nouvel élan à l'hydrogène en tant que possible vecteur énergétique à faibles émissions de carbone, par son utilisation directe ou celle de ses produits dérivés. Plusieurs pays dans le monde ont publié des feuilles de route, des lignes directrices ou des stratégies pour la consommation et la production futures d'hydrogène,

1. Dans ce rapport, les expressions « à faibles émissions de carbone » ou « bas carbone » sont adoptées car aucune technologie ne peut être considérée comme totalement exempte de carbone lorsque le calcul est basé sur le cycle de vie. Il existe différents niveaux d'émissions parmi les technologies à faibles émissions de carbone et la définition générale est fournie dans les pages suivantes.

Importations d'hydrogène décarboné dans l'Union européenne : défis et opportunités

prévoyant des dépenses de plusieurs milliards de dollars. L'intérêt pour l'hydrogène n'est pas nouveau : il a connu plusieurs vagues d'attention au cours des quatre dernières décennies (Rifkin, 2001) qui ne se sont pas concrétisées comme on l'espérait. Pour réussir, il sera essentiel de transformer les ambitions actuelles en actions et en investissements concrets.

L'hydrogène est un vecteur énergétique qui concerne la plupart des secteurs de consommation d'énergie, avec des applications allant des usages industriels à la mobilité, de la production d'électricité à l'utilisation dans le bâtiment. Il a un rôle plus important à jouer dans les secteurs difficiles à décarboner (comme l'industrie lourde) où les choix alternatifs sont limités et, dans certains cas, grâce à ses produits dérivés. Sa part dans les scénarios de décarbonation profonde a augmenté ces dernières années. Dans les scénarios «zéro émission nette» présentés par la Commission européenne, la part de l'hydrogène et de ses produits dérivés dans la consommation finale totale atteint environ 20 % en 2050, contre moins de 3 % aujourd'hui. Cette part est similaire à celle de l'électricité aujourd'hui, et le montant correspond à environ 40 % de la consommation actuelle de méthane dans l'UE. Cette forte évolution ne doit pas être considérée comme acquise. Plusieurs défis doivent être relevés pour accélérer le développement de l'ensemble de la chaîne de valeur de l'hydrogène. Il existe des incertitudes importantes sur la demande et la production intérieure de l'UE, ce qui entraîne des conséquences évidentes sur les importations et la sécurité énergétique. Plusieurs défis technologiques doivent être relevés, la plupart des équipements n'ayant pas encore fait leurs preuves à grande échelle. Les coûts restent aujourd'hui élevés et l'industrie doit prouver sa capacité à réduire les coûts grâce à des économies d'échelle et au développement technologique. La disponibilité de l'eau pourrait créer des tensions supplémentaires dans certains pays. De nombreux aspects réglementaires doivent encore être abordés et il existe des incertitudes liées au déploiement des infrastructures.

L'UE a fixé des objectifs très ambitieux et ses États membres se sont engagés à augmenter la consommation d'hydrogène décarboné. La production intérieure d'hydrogène risque d'être insuffisante pour de nombreux pays européens, principalement en raison des limites des ressources renouvelables locales mais aussi de la disponibilité des «bonnes» ressources dans les régions potentiellement exportatrices.

La coopération avec les régions voisines de l'UE — telles que la Russie ou les pays du sud et de l'est de la Méditerranée — sera essentielle pour réussir la pénétration d'une part importante d'hydrogène dans le bouquet énergétique. Il sera crucial de déterminer un ensemble commun d'objectifs de réduction des émissions de carbone et de développer une vision partagée sur la manière de les atteindre.

Cette étude examinera la demande potentielle et les volumes de production dans différents pays, ainsi que les coûts des différentes technologies de production et de transport, dans le but d'offrir une analyse factuelle permettant de progresser, à l'avenir, vers l'utilisation efficace d'un hydrogène bien intégré.

1. Le contexte

1.1. Production et consommation d'hydrogène en Europe

1.1.1. L'hydrogène aujourd'hui

Aujourd'hui, l'UE consomme environ 10 millions de tonnes (Mt) d'hydrogène (CE, 2020c) (équivalent à environ 340 TWh²), ce qui représente environ 11 % de la demande mondiale d'hydrogène³. Il est consommé sous forme pure (principalement pour la production d'ammoniac et dans les raffineries) ou mélangée (principalement pour le méthanol et la production d'acier) (AIE, 2019).

La plus grande partie de cet hydrogène est produite localement, par vaporeformage du méthane, environ 5 % étant produits comme sous-produit des processus industriels et une petite partie seulement par électrolyse de l'eau. Les plus gros consommateurs d'hydrogène dans l'UE sont aujourd'hui l'Allemagne, les Pays-Bas, la Pologne, la Belgique, la France, l'Espagne et l'Italie. Ces six pays représentent environ 60 % de l'utilisation totale d'hydrogène dans l'UE (voir Figure 1).

Le vaporeformage du méthane est un processus à forte intensité de CO₂, avec des émissions de CO₂ d'environ 10 tonnes de CO₂ par tonne d'hydrogène produite. Les émissions de CO₂ liées à ce procédé dans l'UE aujourd'hui peuvent donc être estimées à environ 100 Mt, soit environ 14 % des émissions de CO₂ dues à la consommation de méthane dans l'UE.

L'hydrogène produit par le procédé de vaporeformage du méthane est souvent appelé hydrogène « gris ». Plusieurs conventions de codage couleur ont été introduites pour identifier l'origine de la production d'hydrogène (voir Encadré 1). La présente étude adopte une approche plus large, en se concentrant sur la

distinction entre les procédés à forte intensité d'émission de carbone et la production décarbonée d'hydrogène. L'hydrogène décarboné est défini par l'Union européenne comme ayant une intensité d'émissions de GES sur le cycle de vie inférieure à 25 gCO₂/MJ, ou 3 tCO₂/tH₂ (CE, 2021).

L'hydrogène peut être utilisé directement ou transformé en produits dérivés pour être utilisé dans des secteurs ou des processus spécifiques. Il peut également être transformé en d'autres produits pour en faciliter le transport, comme les liquides organiques porteurs d'hydrogène (LOHC — *Liquid Organic Hydrogen Carrier*). Dans ce cas, l'efficacité et les coûts de conversion et de reconversion doivent être pris en compte dans tout calcul économique. Certains produits dérivés (par exemple l'ammoniac) peuvent soit être utilisés directement dans les secteurs finaux (par exemple pour la production d'engrais), soit être reconvertis en hydrogène pur.

Parmi les produits dérivés, deux jouent un rôle très important dans les scénarios à long terme de l'UE et seront inclus dans l'analyse de cette étude : le e-méthane et les e-liquides. Ils sont obtenus en combinant de l'hydrogène décarboné avec des émissions de CO₂, obtenues soit par captage direct dans l'air (DAC — *Direct Air Capture*), soit par des centrales électriques à biomasse équipées de CUSC.

L'hydrogène présente plusieurs caractéristiques. Parmi les plus importantes : son pouvoir calorifique (énergie par unité de masse) est élevé (120,1 MJ/kg), environ 3 fois plus élevé que l'essence ; il a une faible densité énergétique volumétrique, à environ un tiers de celle du méthane ; il a un point d'ébullition très bas, à -253 °C, environ 90 °C de moins que le méthane (AIE, 2019). Les conséquences directes de ces caractéristiques sont que la capacité en termes d'énergie transportée dans les gazoducs est environ deux fois moins élevée que pour le méthane et que le transport par voie maritime sera probablement plus coûteux que pour le GNL. Un autre élément à prendre en compte, tant pour la reconversion que

2. Toutes les données présentées dans cette étude utilisent le pouvoir calorifique inférieur (PCI) avec 33,36 kWh/kg d'hydrogène.

3. La demande mondiale d'hydrogène est estimée à 90 Mt (AIE, 2021c).

Importations d'hydrogène décarboné dans l'Union européenne : défis et opportunités

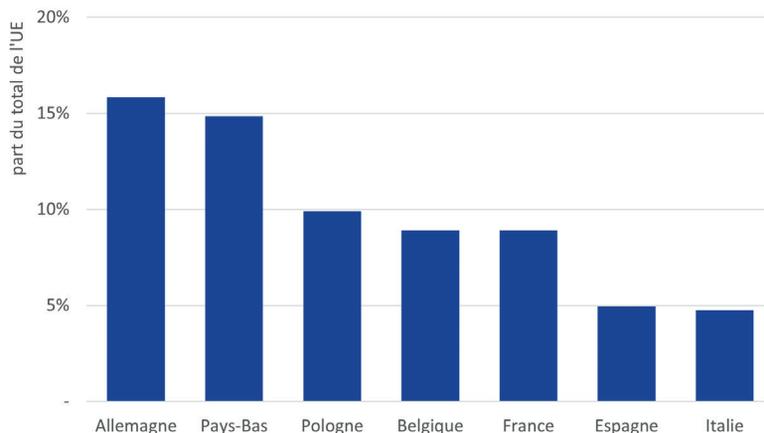


Figure 1. Part des plus grands pays consommateurs dans la demande d'hydrogène de l'Union européenne, 2019

Sources : CE, 2020c ; AIE, 2021a ; IEWI, 2021

Encadré 1. Les couleurs de l'hydrogène

La production d'hydrogène est souvent classée selon les couleurs énumérées ci-après. Néanmoins, la même couleur est parfois utilisée pour deux sources différentes et il n'existe pas de code de couleurs universellement accepté. Afin d'éviter toute confusion possible et de conserver une approche technologiquement neutre pour toutes les technologies à faibles émissions de carbone, nous distinguerons dans cette étude les technologies de production d'hydrogène «émettrices» et «décarbonées».

Les couleurs les plus courantes utilisées pour définir la production d'hydrogène sont les suivantes :

Émetteur de CO ₂	Blanc	Blanc : trouvé dans la nature, dans des gisements souterrains ou sous-produits de processus industriels.
	Noir	Noir : par gazéification de la houille, <u>sans</u> CUSC.
	Brun	Marron : par gazéification du lignite, <u>sans</u> CUSC.
	Gris	Gris : par vaporeformage du méthane <u>sans</u> CUSC ¹ .
Décarboné	Bleu	Bleu : à partir de combustibles fossiles <u>avec</u> CUSC, avec des taux de captage très élevés.
	Turquoise	Turquoise : par pyrolyse du méthane ² .
	Jaune Rose Violet	Jaune/Rose/Violet : par électrolyse utilisant l'énergie nucléaire ³ .
	Vert	Vert : par électrolyse utilisant des sources d'énergie renouvelables, par reformage du biogaz ou par gazéification de la biomasse.

1. Parfois utilisé également pour la production d'hydrogène par électrolyse à l'aide d'une alimentation en réseau non entièrement décarbonée.

2. Production d'hydrogène par la décomposition thermique du méthane.

3. Le jaune a parfois été utilisé pour l'électrolyse à partir de technologies utilisant l'énergie solaire.

pour la construction de nouveaux gazoducs métalliques, est la perte éventuelle de ductilité (fragilisation), qui pourrait nécessiter un «revêtement intérieur» pour protéger la partie interne du gazoduc (ENTSO-G, GIE, HE, 2021).

Il existe plusieurs technologies de production d'hydrogène décarboné, avec des niveaux de maturité et de déploiement très différents, utilisant différents procédés et sources d'énergie (Bruegel, 2021). Dans cette étude, nous nous concentrerons principalement sur deux technologies à base de gaz (vaporeformage du méthane avec CUSC et pyrolyse) et trois électrolyseurs à base d'électricité (alcalins, à membrane à échange de protons (PEM — *Proton Exchange Membrane*) et à cellules d'électrolyse à oxyde solide (SOEC — *Solid Oxide Electrolyzer Cell*))⁴.

Le vaporeformage avec CUSC, en appliquant un taux de captage supposé de 90 %, implique des émissions d'une tonne de CO₂ par tonne d'hydrogène produite et nécessite des installations de stockage de carbone importantes. Il existe plusieurs technologies de pyrolyse à différents stades de maturité. Les avantages de la pyrolyse comprennent l'absence d'émissions directes de CO₂ dues au procédé (on ne produit que du carbone ou du graphite pur), une consommation d'électricité beaucoup plus faible que pour l'électrolyse et aucune consommation d'eau. Le carbone et le graphite, produits sous forme solide, ont actuellement un marché important qui pourrait être étendu à d'autres secteurs ou bien ils peuvent être éliminés. Si le biométhane est utilisé comme matière première, la technologie de la pyrolyse peut générer des émissions négatives. On estime que les émissions globales de GES sur le cycle de vie du vaporeformage avec CUSC et de la pyrolyse sont comparables (Timmerberg et al., 2020), les contributions les plus importantes pouvant provenir des fuites de méthane et des émissions de CO₂ liées au besoin de chaleur pour la pyrolyse.

4. D'autres technologies d'électrolyseurs (comme la membrane échangeuse d'anions (AEM) — voir Furfari et Clerici, 2021) connaissent des développements prometteurs mais ne sont pas au centre de cette analyse.

Parmi les électrolyseurs, le type alcalin est la technologie la plus mature, représentant la part du lion de la capacité d'électrolyse installée aujourd'hui. La technologie PEM représente la majorité du reste, tandis que les SOEC sont encore à un stade pré-commercial. Les électrolyseurs alcalins ont les coûts les plus bas et ont atteint des tailles plus importantes, tandis que les PEM sont plus petits avec des coûts plus élevés. Les SOEC présentent les coûts les plus élevés, bien qu'ils soient largement basés sur des estimations (voir section 1.2.1). Les électrolyseurs alcalins ont généralement une charge minimale de 10 à 20 % et sont moins flexibles que les PEM ou que les SOEC. Les PEM ont généralement une durée de vie plus courte, principalement en raison de la durée de vie de la membrane, dont le remplacement peut augmenter considérablement les coûts d'exploitation et de maintenance. Les SOEC ont un rendement électrique plus élevé mais nécessitent une source de chaleur supplémentaire, ce qui les rend aptes à fonctionner pour la production de e-liquides et de e-gaz.

1.1.2. L'hydrogène demain

La plupart des scénarios dont les objectifs climatiques sont supérieurs à 2 °C ne nécessitent pas de volumes d'hydrogène importants (GIEC, 2018). Une augmentation substantielle de la demande d'hydrogène dans les utilisations finales peut donc être étroitement liée à sa production décarbonée. Le regain d'intérêt actuel de nombreux pays pour la consommation et la production d'hydrogène décarboné confirme ce schéma, car il est fortement lié au niveau élevé d'ambition de décarbonation du système énergétique à long terme.

Au sein de l'UE, l'objectif d'émissions nettes nulles d'ici à 2050 est l'objectif majeur. Il définit aussi bien la direction à poursuivre que le niveau d'ambition nécessaire. En juillet 2020, la Commission européenne a publié sa stratégie en matière d'hydrogène (CE, 2020a). De nombreux pays européens ont depuis publié des feuilles de route ou des lignes directrices nationales, précisant les objectifs nationaux et les investissements prévus pour atteindre

Importations d'hydrogène décarboné dans l'Union européenne : défis et opportunités

ces buts (voir Tableau 1). Tout en conservant l'ambition de 2050 et en précisant parfois des objectifs généraux à cette date, la plupart des feuilles de route se concentrent sur des actions et objectifs plus concrets, à réaliser dans un délai plus court, souvent d'ici 2030. Cette étude se concentrera donc sur ces deux dates : 2030 et 2050.

La stratégie en matière d'hydrogène publiée par la Commission européenne fixe un objectif de 40 GW d'électrolyseurs pour produire de l'hydrogène renouvelable d'ici à 2030, avec un objectif intermédiaire d'au moins 6 GW d'ici à 2024; elle mentionne un déploiement possible de 500 GW d'ici à 2050⁵. Le niveau de mise en œuvre varie d'un pays à l'autre, plusieurs projets étant en cours de construction, beaucoup

ayant fait l'objet d'une décision finale d'investissement et beaucoup d'autres étant au stade de l'étude de faisabilité.

D'autres pays ont publié des feuilles de route ou des stratégies pour l'hydrogène au cours des deux ou trois dernières années : plusieurs pays voisins de l'UE (voir Encadré 2) et de nombreux autres pays, dont les États-Unis (2020), le Canada (2020), le Chili, le Brésil (2017), la Chine (2019), l'Inde (2018), le Japon (2019), la Corée du Sud (2018) et l'Australie (2019) (IPHE, 2021 et WEC Allemagne, 2021).

Aujourd'hui, le marché de l'hydrogène repose essentiellement sur des technologies émettrices de CO₂. À court terme, le développement de la production nationale d'hydrogène décarboné devra répondre à toute nouvelle demande d'hydrogène et devra commencer à remplacer la production actuelle, par vaporeformage du méthane, à forte intensité carbonique.

5. La stratégie européenne souligne également l'ambition de l'industrie européenne de développer une capacité d'électrolyse supplémentaire de 40 GW dans les pays voisins de l'Europe pour l'exporter vers l'UE.

	Feuille de route/ stratégie	Objectif en 2030 de capacité des électrolyseurs [GW]	Date de publication
France	(FR Gov, 2020b)	6.5	Sept. 2020
Allemagne	(BMW, 2020a)	5	Juin 2020
Italie	(MISE, 2020)	5	Nov. 2020
Espagne	(MITECOB, 2020)	4	Juillet 2020
Pays-Bas	(NL Gov, 2020)	3-4	Avril 2020
Suède	-	3 ¹	À paraître
Portugal	(PT Gov, 2020)	2-2.5	Août 2020
Belgique	-	2.2 ²	À paraître
Pologne	(PL MKiS, 2021)	2	Draft
Union européenne	(CE, 2020a)	40	Juillet 2020

1. La feuille de route est en cours de préparation. L'estimation provient de l'initiative Fossil Free Sweden.
2. L'estimation est citée dans l'étude de FCH JU, 2019, la feuille de route n'a pas encore été publiée.

Tableau 1. Feuilles de route et objectifs à l'horizon 2030 dans certains pays de l'Union européenne

Le développement d'un marché liquide à long terme nécessite de développer simultanément la production et la demande d'hydrogène décarboné pour atteindre des volumes critiques. Plusieurs options sont envisagées. L'une d'elles est la création de «vallées de l'hydrogène», avec le développement d'une demande (principalement dans les industries à forte intensité énergétique), d'une production et d'une infrastructure locales. Cette option figure dans de nombreuses feuilles de route nationales.

Une autre façon d'augmenter la demande d'hydrogène décarboné est de fixer un niveau minimum de mélange dans les réseaux de transport et de distribution de gaz. Cette option est envisagée dans certaines feuilles de route, mais peut présenter des difficultés en fonction du degré de tolérance technique de certains équipements selon les compositions des mélanges. Ces différences de mélanges entre pays européens peuvent également créer des problèmes du fait d'un niveau élevé

Encadré 2. Situation des feuilles de route sur l'hydrogène dans les pays voisins : Afrique du Nord, Russie, Norvège, Royaume-Uni et Ukraine

La **Russie** a présenté en juin 2020 sa stratégie énergétique jusqu'à 2035 (RU Gov, 2020a). L'un des principaux objectifs de cette stratégie est de devenir un leader mondial dans la production et l'exportation d'hydrogène décarboné, avec des objectifs d'exportation de 0,2 Mt d'ici 2024 et de 2 Mt d'ici 2035. En octobre 2020, le gouvernement russe a publié un plan d'action (feuille de route) à 2024 (RU Gov, 2020b), tandis qu'un autre concept de développement de l'hydrogène devrait être publié en 2021, avec des objectifs à court, moyen et long terme. Plusieurs entreprises russes ont exprimé leur intérêt pour la production et l'exportation d'hydrogène décarboné, notamment Gazprom, Rosatom et Novatek. Elles s'intéressent principalement à la pyrolyse, à l'électrolyse de l'électricité nucléaire et renouvelable et à la production d'hydrogène ou d'ammoniac grâce au reformage du méthane avec CUSC. En outre, à plus long terme, Rosatom a l'intention de produire de l'hydrogène à l'aide de réacteurs nucléaires à haute température (HTGR — *High Temperature Gas-cooled Reactor*).

Afrique du Nord¹

Le **Maroc** est actuellement le pays le plus actif en Afrique du Nord pour ce qui est des partenariats internationaux dans l'exportation d'hydrogène fabriqué à partir d'énergies renouvelables. Une stratégie nationale pour l'hydrogène est en cours de préparation.

L'**Égypte** a signé des accords avec Siemens Energy et avec un consortium belge en 2021 pour le développement de la production, du commerce et de l'exportation d'hydrogène décarboné.

L'**Algérie**, un pays disposant d'importantes ressources en méthane, a exprimé son intérêt pour le développement de l'hydrogène à des fins d'exportation.

L'**Ukraine** a l'intention d'exporter de l'hydrogène renouvelable vers l'Union européenne. Des partenariats sont envisagés avec l'Allemagne et d'autres pays. Le Conseil ukrainien de l'hydrogène a été créé en 2018.

La **Norvège** a présenté sa stratégie nationale hydrogène en juin 2020 (NO Gov, 2020). Le gouvernement a alloué 120 millions de couronnes norvégiennes (environ 12,4 millions de dollars) au Conseil norvégien de la recherche pour des projets d'innovation, avec un focus prononcé sur les projets liés à l'hydrogène.

Royaume-Uni. Le gouvernement prévoit de publier une feuille de route nationale sur l'hydrogène en 2021. La production d'hydrogène à partir d'énergies renouvelables, de nucléaire et de vaporeformage du méthane avec CUSC est envisagée.

Sources : WEC Allemagne, 2021 ; IPHE, 2021

1. Dans ce rapport, l'Afrique du Nord comprend le Maroc, la Mauritanie, l'Algérie, la Tunisie, la Libye et l'Égypte.

Encadré 3. Intégration de la production d'électricité et d'hydrogène : le cas de la production nucléaire de réserve

La production et l'utilisation de l'hydrogène peuvent apporter des avantages importants au système énergétique, mais sa stratégie et sa planification à long terme doivent être bien intégrées aux autres secteurs énergétiques et au système électrique en particulier. Un exemple clair est fourni par la production d'énergie éolienne et solaire photovoltaïque utilisée pour produire de l'hydrogène. Un autre exemple intéressant peut être représenté par l'utilisation de la capacité disponible du parc nucléaire européen.

En 2019, la capacité nucléaire installée en Europe s'élevait à 112 GW, avec une production d'électricité correspondante de 760 TWh, soit un taux d'utilisation moyen de 78 %¹. En Europe, plusieurs pays affichaient un taux d'utilisation de 90 % ou plus (par exemple, l'Allemagne, la Suède, la Finlande et l'Espagne) tandis que d'autres présentaient un taux d'utilisation beaucoup plus faible. L'exception la plus notable est la France, où la part élevée du nucléaire dans le bouquet électrique et l'exploitation flexible de son parc ont permis d'atteindre un taux d'utilisation de 70 %. Le taux d'utilisation relativement faible de la France est dû à son faible coût de production qui a conduit à une part élevée de l'énergie nucléaire dans le bouquet électrique et à l'utilisation de centrales également à mi-charge.

D'ici à 2030, la capacité nucléaire installée dans l'UE devrait se réduire à environ 88 GW car certains pays renoncent à l'énergie nucléaire et des centrales sont mises hors service. L'Agence internationale de l'énergie (AIE, 2020) estime que le taux d'utilisation du parc nucléaire européen devrait baisser à 72 % d'ici à 2030, en raison de la flexibilité accrue de l'utilisation des réacteurs nucléaires accompagnant l'augmentation des parts de l'éolien et du solaire photovoltaïque dans la production totale d'électricité.

Une augmentation de la production du parc nucléaire européen de 72 à 90 % d'ici à 2030 pourrait fournir 140 TWh d'électricité supplémentaire. Cette production additionnelle suffirait à alimenter plus de 25 GW d'électrolyseurs (sur l'objectif de 40 GW de la stratégie européenne pour l'hydrogène), avec un taux d'utilisation de ces électrolyseurs d'environ 65 % d'ici à 2030², ce qui permettrait de produire environ 3 Mt d'hydrogène décarboné par an à moins de 2 \$/kgH₂³.

Environ 70 % de la production supplémentaire potentielle peut être produite par la France. Toutefois, il est peu probable qu'une partie de ce potentiel soit disponible à moyen terme en raison de la rénovation et de l'allongement de la durée de vie de plusieurs réacteurs français. En limitant ce potentiel à 50 %, la production supplémentaire française d'électricité pourrait être utilisée pour faire fonctionner la totalité de la capacité d'électrolyse de 6,5 GW visée par le pays d'ici à 2030 (voir section 3.2), soit une production nationale de 1 MtH₂. La production nucléaire additionnelle potentielle dans d'autres pays européens pourrait alimenter 7,5 GW supplémentaires, soit une production d'hydrogène décarboné de 0,8 MtH₂.

Le potentiel de production d'hydrogène à partir de la production supplémentaire d'électricité nucléaire dans l'UE d'ici à 2050 dépend de plusieurs facteurs : notamment du niveau d'intégration et de la flexibilité des systèmes d'électricité et d'hydrogène, de la quantité de capacité présente dans le système et du taux d'utilisation du parc nucléaire. Selon les données du scénario 1.5TECH de l'UE, la production supplémentaire d'électricité nucléaire pourrait alimenter près de 30 GW de capacité d'électrolyse, générant 3,3 Mt d'hydrogène décarboné.

Remarque : le coût d'opportunité pris en compte pour la production supplémentaire dans les centrales nucléaires est inférieur au coût actualisé de l'électricité (LCOE), car la majeure partie de la production supplémentaire se ferait pendant les heures creuses (voir Tableau 3 et section 3.2).

1. Ce chiffre est bien inférieur au facteur de capacité élevé typique du nucléaire dans de nombreux pays. Aux États-Unis, qui représentent environ un quart de la capacité nucléaire mondiale, le facteur d'utilisation moyen de l'ensemble du parc est de 93 %.

2. Inférieure à la capacité de 90 % de la production d'électricité des centrales nucléaires en raison du caractère saisonnier de la demande d'électricité.

3. Tous les coûts, prix et investissements présentés dans cette étude sont exprimés en termes réels en dollars US de l'année 2020.

d'interconnexions. En outre, étant donné la densité énergétique volumétrique plus faible de l'hydrogène par rapport au méthane, une quantité moindre d'énergie serait transportée et livrée aux utilisateurs finaux. Une obligation de mélange à l'échelle de l'UE fixé à une faible part pourrait générer une demande supplémentaire jusqu'en 2030, en stimulant la production décarbonée. Une obligation de 5 % (en volume) sur l'ensemble du réseau gazier européen pourrait entraîner une demande supplémentaire d'hydrogène décarboné d'environ 1,5 Mt à court et moyen terme. Cette quantité est bien inférieure à la demande industrielle actuelle d'hydrogène, satisfaite par une production émettrice de CO₂. À plus long terme,

pour atteindre les objectifs de décarbonation totale d'ici à 2050, il faudrait mélanger l'hydrogène avec de l'e-méthane et du biométhane : il serait donc alors plus probable que l'hydrogène soit transporté sous forme pure dans des pipelines spécialisés (voir section 1.2.2).

La production d'hydrogène à partir des 40 GW d'électrolyseurs prévus peut être estimée à environ 2,6 Mt en 2030. Ce chiffre est nettement inférieur aux « jusqu'à 10 millions de tonnes » envisagées par la Commission européenne (2020a) car il est calculé pays par pays, à partir de centrales éoliennes et solaires photovoltaïques dédiées et en utilisant la production supplémentaire des centrales nucléaires

[Mt H ₂]	2019	2030		2050		
	Demande	Demande	Production	Demande	Production	Importations [%]
Autriche	0.1	0.2	0.1	0.6 – 1.5	0.2 – 0.4	63 % – 71 %
Belgique	0.9	1.1	0.1	2.8 – 3.3	1.8 – 2	35 % – 39 %
France	0.9	1.0	1.0	1.1 – 4.5	1.8 – 4	-60 % – 12 %
Allemagne	1.6	3.3	0.4	11 – 21	3.2 – 5.5	72 % – 74 %
Italie	0.5	0.7	0.2	6 – 8	2.2 – 2.6	64 % – 67 %
Pays-Bas	1.5	1.7	0.2	3.9 – 4.7	2.6 – 3	33 % – 36 %
Pologne	1.0	1.1	0.1	3.6 – 4	1.5 – 1.8	58 % – 56 %
Espagne	0.5	0.6	0.2	2.6 – 3.5	2.9 – 3.9	-12 % – -11 %
Autres UE	3.1	3.5	0.4	8 – 9.5	5.1 – 6.3	36 % – 33 %
Total UE	10.1	13.2	2.6	40 – 60	21.3 – 29.6	47 % – 51 %

Tableau 2. Offre et demande d'hydrogène dans l'Union européenne, selon des scénarios de forte demande d'hydrogène, 2019-2030-2050

Source : analyse des auteurs

Notes : La demande d'hydrogène en 2019 et 2030 est satisfaite par une production d'hydrogène à la fois émettrice de carbone et décarboné. La production d'hydrogène en 2030 comprend uniquement la production à partir d'électrolyseurs fonctionnant avec des sources décarbonées, tandis que tout l'hydrogène produit en 2050 est décarboné. Les chiffres présentés dans ce tableau ne tiennent pas compte des éventuelles obligations de mélange à l'échelle de l'UE. Les chiffres négatifs des importations représentent des exportations. Pour les fourchettes de la demande, de la production et des importations, voir également la section 3 avec les profils des différents pays.

Importations d'hydrogène décarboné dans l'Union européenne : défis et opportunités

existantes (voir Encadré 3). Il en résulte un taux d'utilisation moyen des électrolyseurs dans l'UE de 3350 heures par an. Un taux d'utilisation plus élevé pourrait être obtenu en connectant les électrolyseurs au réseau (mais cela augmenterait les coûts et soulèverait des questions quant à la neutralité carbone de la production d'hydrogène), ou en réduisant la capacité des électrolyseurs par rapport à celle des centrales éoliennes ou solaires photovoltaïques (voir section 1.2.1 et analyse de la Figure 4). Le vaporeformage du méthane avec CUSC peut contribuer à créer un marché d'approvisionnement à court et moyen terme. En l'absence d'une modernisation importante des installations de vaporeformage existantes avec des équipements CUSC, une part importante de la demande d'hydrogène (environ 80 %) devrait être importée ou encore utilisée sous sa forme à forte intensité carbonique en 2030 (voir Tableau 2).

La capacité d'importer de grands volumes dépendra principalement du cadre réglementaire et de la disponibilité des infrastructures d'importation, alors que l'attrait des

investissements dans des projets de combustibles fossiles équipés de CUSC dépend fortement de leur inclusion à long terme parmi les sources autorisées. Ces deux aspects seront examinés plus en détail à la section 2.3.

La phase de déploiement à l'horizon 2030 est une étape fondamentale sur la voie de la généralisation de l'utilisation et de la production d'hydrogène décarboné d'ici à 2050. La transformation du système nécessite plusieurs étapes successives : aucune de ces étapes ne peut être considérée comme acquise. Le développement d'une infrastructure d'hydrogène décarboné parallèlement au réseau de biométhane et e-méthane va nécessiter des investissements importants, sans oublier le remplacement des équipements d'utilisation finale. La concurrence avec d'autres sources d'énergie et d'autres technologies dans certains secteurs (par exemple dans le secteur du bâtiment ou pour les véhicules légers) sera forte. Cette concurrence, ainsi que le niveau de pénétration de l'hydrogène et de ses produits dérivés dans les secteurs difficiles à décarboner, détermineront sa part dans le bouquet énergétique.

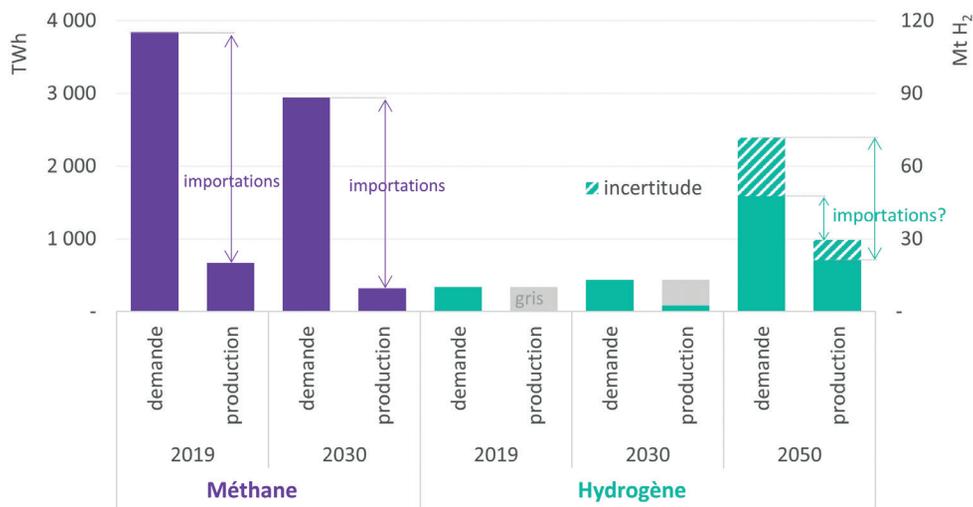


Figure 2. Demande et production de méthane et d'hydrogène dans l'Union européenne, 2019-2030-2050

Sources : Scénario de développement durable de l'AIE pour les données sur le méthane et analyse des auteurs pour l'hydrogène

La production « grise » est une production d'hydrogène émettrice de CO₂.

Dans les scénarios présentés par la Commission européenne, la part de l'hydrogène et de ses produits dérivés dans la consommation finale en 2050 se situe entre 15 et 22 %, soit environ 1 300-1 800 TWh. Cette part est la plus élevée dans le scénario 1.5TECH, le e-méthane et les e-carburants représentant plus de la moitié de cette part en 2050. Sur les 1 900 TWh utilisés par les carburants à base d'hydrogène dans ce scénario, la demande du secteur industriel représente un quart, celle du secteur des transports plus de la moitié, celle des bâtiments un cinquième et celle de l'électricité les 6 % restants. La demande totale d'hydrogène, de e-méthane et de e-liquides se situe entre 48 et 72 Mt⁶. Dans cette étude, nous prendrons en compte une demande de 60 Mt d'hydrogène dans l'UE en 2050, soit l'équivalent de 2 000 TWh.

D'autres études indiquent une demande d'hydrogène en 2050 encore plus élevée que les scénarios de la Commission européenne. Un nouveau rapport du European Hydrogen Backbone (EHB, 2021b) estime la demande à 2 750 TWh (plus de 80 Mt d'hydrogène) pour l'Union européenne et le Royaume-Uni, tandis qu'un rapport conjoint d'IFPEN, de SINTEF et de Deloitte pour l'Association internationale des producteurs de pétrole et de gaz met en évidence deux voies vers 2050, toutes deux dépassant 100 Mt de demande d'hydrogène d'ici à 2050 (IFPEN-SINTEF-Deloitte, 2021). Une demande d'hydrogène plus élevée que les 60 Mt envisagées nécessiterait la combinaison d'une augmentation de la production intérieure dans l'UE et d'importations d'hydrogène beaucoup plus importantes.

L'incertitude du côté de la demande se retrouve dans l'incertitude du côté de l'offre intérieure. Les deux principaux éléments d'incertitude sont de savoir si la capacité d'électrolyse estimée à 500 GW d'ici 2050 (CE, 2020a) sera atteinte — ou dépassée — dans l'UE, et quelles sources d'énergie seraient utilisées pour produire l'électricité.

6. Obtenu en utilisant une efficacité de 80 % du processus pour obtenir du e-gaz et de 75 % pour les e-carburants.

Notre analyse pays par pays des plans et du déploiement possible des électrolyseurs montre une fourchette de production d'hydrogène décarboné comprise entre 21 et 30 Mt (voir Figure 2), avec un déploiement des électrolyseurs de 350 à 500 GW. Un déploiement plus important ou des taux d'utilisation plus élevés (par exemple, en réduisant la capacité des électrolyseurs — voir section 1.2.1) pourraient entraîner une augmentation de la production intérieure de l'UE.

Cette incertitude du côté de l'offre et de la demande aboutit à une fourchette globale d'importations possibles comprise entre 18 et 50 Mt, soit 600 à 1 670 TWh. Avec une capacité d'électrolyseurs de 500 GW en 2050, la production décarbonée d'hydrogène couvrirait un peu moins de la moitié de la demande totale de 60 Mt. Les 30,4 Mt d'hydrogène restantes devraient être importées. Ce niveau d'importation correspond à environ un tiers des importations actuelles de méthane dans l'UE en termes d'énergie.

1.2. Technologies et coûts

1.2.1. Production

Aujourd'hui, l'hydrogène est principalement produit par le vaporeformage du méthane et la gazéification du charbon (AIE, 2019). La part de l'hydrogène produit à partir de l'électrolyse est encore très faible car son coût reste nettement supérieur à celui des solutions alternatives. Les objectifs de déploiement ambitieux en Europe et dans plusieurs pays du monde font naître des attentes élevées en matière de réduction des coûts de l'hydrogène décarboné produit par électrolyse. Des réductions de coûts sont également attendues pour les vaporeformages du méthane avec CUSC, mais dans une moindre mesure étant donnée la maturité de la technologie, et pour les installations de pyrolyse (voir l'annexe A pour toutes les hypothèses et tous les résultats).

Plusieurs paramètres influent sur les coûts de production de l'hydrogène. Comme pour (presque) toutes les technologies à faibles

Encadré 4. Quel coût moyen pondéré du capital utiliser?

L'actualisation est la méthode habituellement utilisée pour comparer la valeur future à la valeur actuelle. Dans la mesure où notre rapport traite des politiques publiques, nous suivons une approche « socio-économique » (analyse du bien-être sociétal basé sur les meilleures politiques) et présentons notre choix au regard de cette approche. Nous expliquons ensuite comment nous pouvons appliquer ce choix au taux d'actualisation utilisé par les entreprises privées, à savoir leur coût moyen pondéré du capital (WACC).

Le taux d'actualisation social est un paramètre clé pour évaluer l'impact socio-économique des projets d'investissements publics dans les décennies à venir¹.

- Pour les projets ne présentant qu'un risque idiosyncratique, qui peut théoriquement être entièrement diversifié ou assuré (aucune corrélation avec le risque systémique), le taux d'actualisation ou taux « sans risque » R est lié à la croissance économique à long terme g , par la formule de Ramsey (ou règle d'or) $R = \delta + \gamma g$, où δ est interprété comme une combinaison de préférence temporelle pure et de risque de catastrophe, par laquelle les effets futurs seraient éliminés ou gravement altérés, et γ est l'élasticité de l'utilité marginale de la consommation (inverse de l'élasticité de substitution intertemporelle de la consommation). La croissance future de la consommation est incertaine. Ainsi, R est diminué d'un terme μ proportionnel à l'aversion au risque du consommateur et croissant avec le risque (proportionnel à la variance du risque pour un modèle à croissance stochastique) : $R = \delta + \gamma g - \mu$.

- Pour les projets dont les risques sont corrélés au risque systémique, le taux d'actualisation α est la somme du taux sans risque R et d'une « prime de risque », soit $\beta\Pi$, où Π est la prime moyenne du risque macroéconomique et β est la corrélation du projet avec le risque macroéconomique. $\alpha = R + \beta\Pi = (\delta + \gamma g - \mu) + \beta\Pi$. Par définition de Π , la moyenne de β sur tous les types de projets est de 1.

Cette relation est le « modèle d'évaluation des actifs basé sur la consommation » (CAPM de consommation ou CCAPM) ou la version « socio-économique » du modèle d'évaluation des actifs financiers (CAPM — *capital asset pricing model*) utilisé dans la théorie financière pour déterminer le coût moyen pondéré du capital. Toutes ces formules sont en termes réels, c'est-à-dire nettes d'inflation.

Le Trésor britannique recommande un $R = 3,5\%$ pour 30 ans et un R plus faible pour des durées plus longues afin de tenir compte de l'incertitude croissante sur la croissance économique. Depuis 2013, l'administration française recommande un taux d'actualisation sans risque de $2,5\%$ jusqu'en 2070, diminuant progressivement à $1,5\%$ au-delà de 2070. Une prime de risque, spécifique à chaque projet, est ajoutée en fonction de sa sensibilité macroéconomique (β) et de la prime de risque systémique. Elle est fixée à $2,0\%$ jusqu'en 2070 et à $3,0\%$ au-delà de 2070. Pour notre présente analyse, nous utilisons les paramètres suivants : $R = 2,5\%$ (associé à des hypothèses de croissance incertaines à long terme de $0,5\%$ à 2% pour g), $\beta = 1$ et $\Pi = 2\%$, ce qui donne $\alpha = 2,5\% + 2\% = 4,5\%$. La réconciliation entre cette approche socio-économique (meilleures politiques dans des marchés parfaits) et la vie réelle des entreprises privées est parfois difficile. Elle dépend ainsi des conditions de marché et des conditions spécifiques de chaque projet.

Si l'on se concentre sur le coût moyen pondéré du capital utilisé dans le secteur de l'énergie, selon une analyse présentée par l'Agence internationale de l'énergie (AIE, 2020)², grâce à des systèmes appropriés de rémunération à long terme mis en œuvre par des politiques publiques (par le biais de contrats d'achat d'électricité, par exemple), l'industrie du solaire photovoltaïque a bénéficié d'un faible coût moyen pondéré du capital. Ceci reflète l'approche socio-économique décrite ci-dessus. À l'inverse, si les projets solaires étaient développés selon un modèle marchand de centrale, leur coût moyen pondéré du capital augmenterait considérablement.

Cette étude examine le rôle de l'hydrogène dans la transformation énergétique globale vers un avenir plus propre. Presque toutes les technologies à faibles émissions de carbone demandent un capital fort ; or la réduction du coût du capital est un aspect fondamental pour les décideurs politiques afin de faciliter la transition et de la rendre plus abordable pour les utilisateurs finaux. Ainsi, notre choix d'un coût moyen pondéré du capital est conforme à l'approche socio-économique. Celle-ci suppose que des systèmes de rémunération à long terme et une répartition efficace des risques entre les parties prenantes sont mis en œuvre par les politiques publiques afin de minimiser le coût de la transition énergétique.

1. Voir : Nordhaus, 2018 ; Gollier, 2013 ; HM Treasury, 2003 ; US OMB, 2003 ; CGI, 2017.

2. (AIE, 2020), p. 234-236.

émissions de carbone, le coût du capital peut avoir des conséquences importantes sur le coût total de production. Tout au long de ce rapport, nous avons supposé un coût moyen pondéré du capital (WACC — *Weighted Average Cost of Capital*) de 4,5 %. Bien que ce taux puisse être considérablement inférieur à celui observé aujourd'hui sur des projets spécifiques dans différents pays et de sources variées, il correspond à l'approche socio-économique reflétant les actions nécessaires de la part des gouvernements pour assurer une transition énergétique abordable (voir Encadré 4). L'UE a établi un système de classification pour répertorier les activités durables du point de vue de l'environnement dans le but de fournir un accès différencié à l'investissement pour les projets émetteurs ou non émetteurs de CO₂ (taxonomie de l'UE). L'accès aux financements dans les pays non européens serait plus difficile et coûterait plus cher.

Les autres paramètres qui influencent sensiblement les coûts de production de l'hydrogène sont : le coût d'investissement unitaire, le

coût de l'électricité utilisée, le taux d'utilisation et l'efficacité du procédé.

La réduction du coût d'investissement dépend de plusieurs facteurs et principalement du niveau de déploiement dans le temps. Le coût des électrolyseurs alcalins se situe aujourd'hui entre 500 et 1 400 dollars/kW⁷, celui des PEM entre 1 100 et 1 800 dollars/kW et celui des SOEC entre 2 800 et 5 600 dollars/kW (AIE, 2019). D'autres études citent des fourchettes similaires, tandis que BNEF a fait état de coûts de 200 \$/kW pour les électrolyseurs fabriqués en Chine aujourd'hui (Agora EW, 2019). Ce faible coût pourrait non seulement réduire, au niveau mondial, l'investissement moyen pour les électrolyseurs au fil du temps, mais il aurait aussi potentiellement des implications importantes pour la production de ces équipements en Europe (voir section 1.3.1).

7. Tous les coûts liés aux électrolyseurs se rapportent à la capacité électrique (input), tandis que pour le vaporeformage du méthane et la pyrolyse, ils se rapportent à la capacité en hydrogène (output).

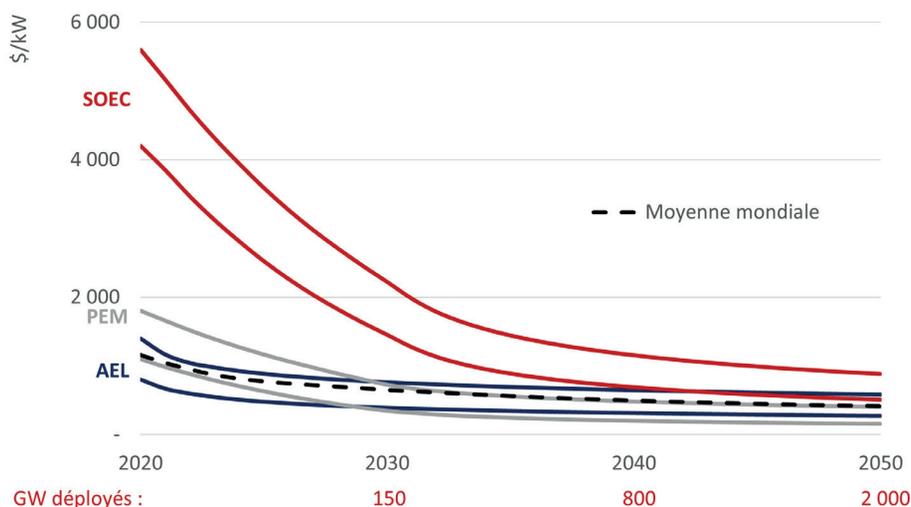


Figure 3. Fourchettes de coûts des électrolyseurs, 2020-2050

Source : AIE, 2019 pour les coûts de l'année de base

Notes : Des taux d'apprentissage de 10 %, 14 % et 16 % sont respectivement supposés pour les technologies alcalines, PEM et SOEC. On suppose un déploiement de 150 GW et de 2000 GW respectivement en 2030 et 2050 au niveau mondial.

Importations d'hydrogène décarboné dans l'Union européenne : défis et opportunités

La capacité mondiale des électrolyseurs devrait atteindre 150 GW d'ici 2030 et 2000 GW d'ici 2050. Avec des taux d'apprentissage de 10 %, 14 % et 16 % (conformément à HC, 2020) respectivement pour les électrolyseurs alcalins, PEM et SOEC, les coûts d'investissement pour les électrolyseurs alcalins et PEM devraient baisser à 350-760 \$/kW d'ici 2030 (voir Figure 3). Les coûts des électrolyseurs SOEC et des usines de pyrolyse du gaz devraient également baisser, mais la capacité mise en service à cet horizon est limitée. La baisse des coûts d'investissement pour le vaporeformage du méthane avec CUSC devrait être plus limitée, atteignant 1360 \$/kW en 2030, soit environ 20 % de moins qu'aujourd'hui (AIE, 2019a).

En 2050, avec le déploiement d'environ 2000 GW de capacité d'électrolyse dans le monde, les coûts d'investissement atteignent une fourchette de 160 à 880 \$/kW, avec une moyenne mondiale de 410 \$/kW pour les technologies alcalines, PEM et SOEC. L'extrémité inférieure du spectre est représentée par les coûts d'investissement des grandes usines PEM et le coût le plus élevé par les petits systèmes SOEC. L'augmentation de la capacité mondiale à 4000 GW (similaire à la capacité mondiale envisagée par l'AIE, 2021c d'ici 2050) entraînerait une nouvelle baisse des coûts de 10 à 15 %.

Deux autres éléments ayant un impact important sur le coût global de la production d'hydrogène sont le coût de l'électricité utilisée pour faire fonctionner les électrolyseurs et les taux d'utilisation annuels.

Le coût de la production d'énergie éolienne et solaire photovoltaïque a diminué de manière très significative au cours des deux dernières décennies. De nouvelles baisses de coût sont attendues, en particulier pour l'éolien en mer. Cette technologie s'apprête à apporter sa pleine contribution pour l'atteinte des objectifs en matière d'énergies renouvelables et de décarbonation du secteur de l'électricité en Europe d'ici 2050 (CE, 2020b). Elle représentera en effet environ 40 % de la production totale d'énergie éolienne et solaire dans l'UE d'ici

2050. Le coût actualisé de l'électricité solaire photovoltaïque devrait atteindre des valeurs de l'ordre de 10 à 50 dollars/MWh d'ici 2050 (IRENA, 2020a).

Une contribution à la production d'hydrogène bon marché en Europe peut également être apportée par la production supplémentaire d'électricité à partir des centrales nucléaires existantes, estimée à un coût d'opportunité de moins de 30 \$/MWh aujourd'hui et d'environ 45 \$/MWh pour les centrales fonctionnant en 2050, compte tenu de la rémunération de certains coûts fixes. Ce prix reflète l'augmentation de la production d'électricité depuis les faibles niveaux prévus (environ 75 %) dans le système électrique jusqu'à des niveaux moyens de 90 %, principalement en augmentant la production aux heures creuses (voir Encadré 3). Le potentiel de cette contribution est limité à la quantité de la capacité nucléaire totale installée dans le système.

La diminution des coûts unitaires de production de l'électricité et la baisse des coûts d'investissement dans les électrolyseurs devraient entraîner une baisse substantielle des coûts de production de l'hydrogène. Les taux d'utilisation des électrolyseurs joueront un rôle important dans cette évaluation économique⁸. D'une manière générale, plus le taux d'utilisation est élevé, plus la composante des coûts fixes est faible. L'impact sur le prix global est plus important dans les premières années (par exemple, en 2030 par rapport à 2050), lorsque le coût d'investissement des électrolyseurs est plus élevé.

Les taux d'utilisation les plus élevés peuvent être atteints par des électrolyseurs connectés au réseau. Dans ce cas, l'hydrogène produit ne sera décarboné que dans la mesure où la production globale d'électricité l'est. Plusieurs projets relatifs à l'hydrogène envisagent de recourir uniquement à des énergies renouvelables dédiées pour alimenter l'électrolyseur en électricité. Les centrales pilotables offrent

8. Les taux d'utilisation peuvent varier de 12-15 % à 90 % selon la source d'électricité utilisée.

les taux d'utilisation les plus élevés tandis que ceux des centrales éoliennes et solaires photovoltaïques sont généralement plus faibles. Les projets mixtes (ou hybrides) éoliens et solaires photovoltaïques peuvent offrir des facteurs de capacité moyens plus élevés, en fonction de la corrélation de la production des deux sources. D'autres options consistent à prélever de l'électricité sur le réseau uniquement pendant les heures où la production décarbonée est à 100 % (y compris la demande d'électricité supplémentaire pour la production d'hydrogène), afin de garantir l'origine décarbonée. Cette opération nécessiterait une réglementation concrète pour garantir l'origine décarbonée. Un élément de coût supplémentaire pour l'utilisation du réseau devrait alors être inclus dans le coût de production de l'hydrogène.

Les électrolyseurs PEM sont plus flexibles que les électrolyseurs alcalins⁹. Certaines études soulèvent la question de savoir si la variabilité et l'intermittence du solaire photovoltaïque et de l'éolien pourraient avoir un impact significatif sur le fonctionnement des électrolyseurs, non seulement en raison de la puissance minimale requise par la pile (pour les PEM, on pense que cela ne pose pas de problème), mais aussi en raison du comportement réel de l'ensemble de l'installation d'électrolyse, y compris son équilibre sophistiqué (Furfari et Clerici, 2021).

Les électrolyseurs exploités à une puissance inférieure à leur puissance nominale peuvent présenter un rendement inférieur et peuvent avoir un impact sur le rendement global du processus (calculé pour des conditions optimales) si des solutions plus coûteuses ne sont pas envisagées. Ces deux aspects doivent être analysés plus en détail.

Une autre solution possible pour augmenter le taux d'utilisation des électrolyseurs connectés à une centrale dédiée et pour réduire la variabilité de sa production d'électricité est de

réduire la capacité de l'électrolyseur par rapport à la capacité de la centrale de production d'électricité. Dans l'exemple présenté au cas 1 de la Figure 4, la réduction de la capacité de l'électrolyseur aux deux tiers de la capacité solaire photovoltaïque augmente le facteur d'utilisation de plus d'un quart (de 30 % à 38 % dans l'exemple). Une réduction supplémentaire à un tiers de la capacité solaire photovoltaïque augmenterait le taux d'utilisation de l'électrolyseur à 46 %, soit une augmentation de 50 % par rapport au facteur de capacité du système solaire photovoltaïque dans cet exemple. Une analyse de la relation entre la réduction de la taille et l'augmentation du facteur de capacité de l'électrolyseur est fournie dans Clerici et Furfari, 2021.

Étant donné les taux d'utilisation plus élevés des parcs éoliens offshore, une réduction¹⁰ de la taille des électrolyseurs permettrait d'augmenter considérablement leur taux d'utilisation. Le reste de la production d'électricité de la centrale éolienne ou solaire peut alors être réduit ou injecté dans le réseau électrique. Si elle est réduite, cela augmentera le coût de l'électricité fournie à l'électrolyseur. Comme la partie la plus stable de la production d'électricité serait utilisée pour l'électrolyseur, la partie la plus variable serait injectée dans le réseau. Si de nombreux projets suivent cette approche, cela pourrait avoir un impact significatif sur le système électrique et augmenter le coût global du système en raison des mesures d'intégration qui devraient être mises en place pour accueillir cette production (voir section 1.3.1).

La situation inverse du cas 1 est présentée dans le cas 2 de la Figure 4, où la majorité (deux tiers) de la production solaire photovoltaïque est principalement utilisée pour répondre à la demande d'électricité et où seul l'éventuel excédent de production est utilisé pour faire fonctionner l'électrolyseur dédié. Dans le cas présenté, sans connexion supplémentaire au

9. Par exemple, les électrolyseurs PEM offrent une plage de charge plus large, pouvant dépasser temporairement la capacité nominale et sans facteur de charge minimal (IEA, 2019).

10. L'éventuelle réduction de la capacité de l'électrolyseur par rapport à la capacité de l'éolienne ou de l'énergie solaire photovoltaïque n'est pas prise en compte dans les calculs présentés plus loin dans l'étude, car cette mesure est très dépendante du projet.

Importations d'hydrogène décarboné dans l'Union européenne : défis et opportunités

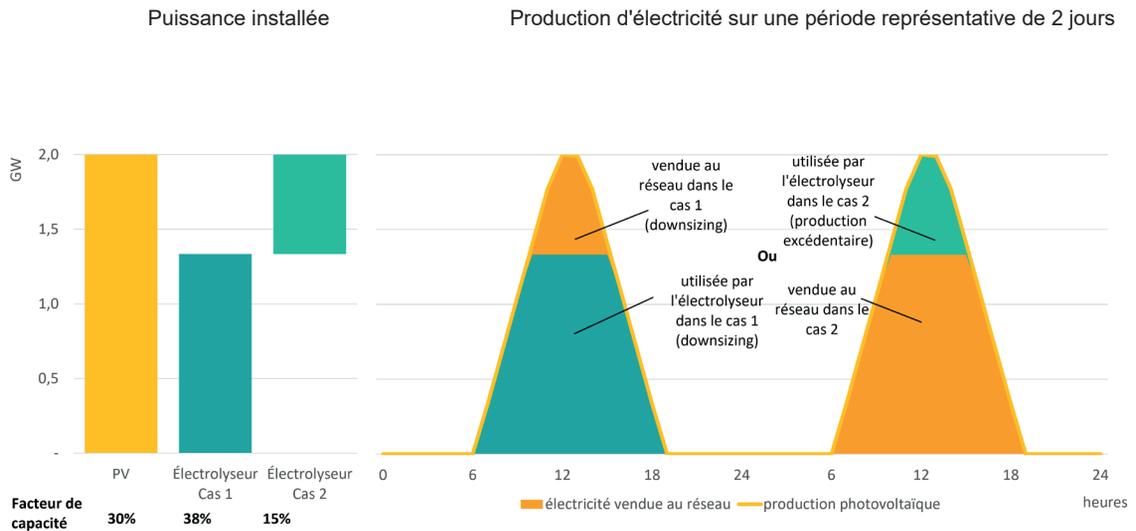


Figure 4. Puissances du système photovoltaïque et de l'électrolyseur : réduction ou utilisation de l'énergie excédentaire

Source : Analyse des auteurs

Note : La production est supposée être constante tous les jours de l'année.

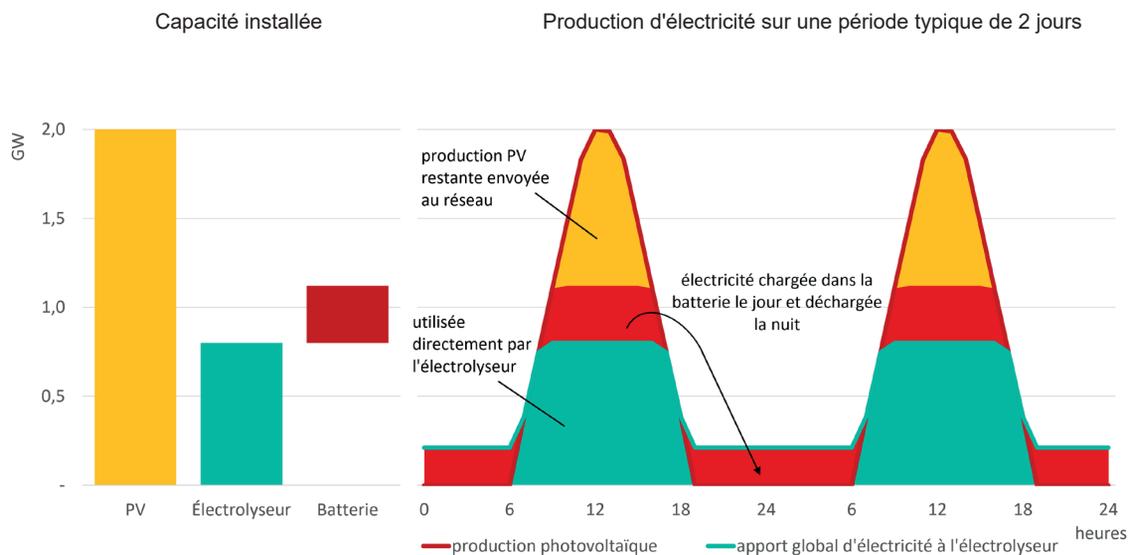


Figure 5. Solaire photovoltaïque, puissance de l'électrolyseur et stockage en batterie

Source : Analyse des auteurs

réseau, le taux d'utilisation de l'électrolyseur serait réduit de moitié ou plus par rapport au taux d'utilisation du système photovoltaïque. Alors que la valeur de cette électricité est généralement très faible (dans certains cas proche de zéro), le coût de sa production dépend du schéma de rémunération de l'installation (par exemple un contrat d'achat d'électricité) et il est le plus souvent non nul. Même dans le cas d'une faible valeur, le faible taux d'utilisation aggrave considérablement l'économie de ce type de solution. En outre, le potentiel à coût nul ou faible serait en concurrence avec d'autres utilisations (par exemple les batteries) et ne suffirait pas à couvrir la demande en électricité du carburant synthétique (Agora VW-EW-FE, 2018).

L'utilisation de stockage de l'électricité pourrait réduire davantage la variabilité de la production des centrales éoliennes et solaires en fournissant une production d'électricité plus continue à l'électrolyseur. La combinaison d'une réduction substantielle de la taille de l'électrolyseur et du stockage de l'électricité dans des batteries pourrait augmenter considérablement le taux d'utilisation de l'électrolyseur (voir la Figure 5), en le doublant presque par rapport au taux d'utilisation de la centrale solaire photovoltaïque dans l'exemple. Cependant, sur la base des coûts actuels des batteries, le coût de production d'hydrogène serait multiplié par 2,5 malgré la forte augmentation du taux d'utilisation. Le coût du système de stockage par batterie à l'horizon 2030 devrait diminuer d'environ 75 à 80 % afin de pouvoir atteindre le seuil de rentabilité pour le cas sans stockage par batterie.

Les coûts de production d'hydrogène pour cinq pays européens (Autriche, France, Allemagne, Italie et Espagne) et quatre pays exportateurs possibles (Chili, Égypte, Maroc et Russie) ont été analysés pour plusieurs technologies. Le Tableau 3 présente les coûts de production de deux technologies à base de gaz (vaporeformage et pyrolyse) et de quatre sources d'électricité (éolien terrestre, éolien offshore, solaire photovoltaïque et nucléaire) pour la production d'hydrogène par électrolyse.

Les technologies les plus pertinentes pour chaque pays seront présentées au chapitre 3.

Les coûts de production d'hydrogène dans les pays exportateurs disposant de bonnes ressources (comme le gaz en Russie et les ressources renouvelables en Afrique du Nord) sont souvent inférieurs à ceux des pays européens. La question de savoir si le coût total livré aux utilisateurs finaux européens sera inférieur, comparable ou supérieur au coût total européen dépendra principalement du coût du transport et sera analysé dans les sections suivantes.

1.2.2. Infrastructures de transport, de distribution et de stockage

Une infrastructure de transport et de distribution est nécessaire pour acheminer le gaz des producteurs aux consommateurs. Il en va de même pour l'hydrogène, avec toutefois quelques différences notables. L'hydrogène peut être transporté soit en mélange avec le méthane, sous sa forme pure ou sous forme de produits dérivés. Le mélange d'hydrogène dans l'infrastructure gazière existante est le moyen le plus facile (et le moins cher) d'introduire de l'hydrogène dans le système gazier à court terme, en particulier à un faible pourcentage en volume. Les normes et les limitations peuvent varier d'un pays à l'autre et peuvent représenter un obstacle au commerce international à l'intérieur et à l'extérieur des frontières de l'UE. Il est possible d'utiliser un procédé de séparation si on a besoin d'hydrogène pur mais cela entraîne des pertes supplémentaires.

L'hydrogène pur peut être importé par des pipelines spécialisés ou par bateau. Dans les deux cas, les infrastructures existantes peuvent être reconverties¹¹ ou de nouvelles infrastructures peuvent être construites. Dans le cas d'une réaffectation, une évaluation supplé-

11. La reconversion est la conversion d'un gazoduc ou d'un terminal GNL existant pour qu'il soit uniquement dédié au transport d'hydrogène. Elle est différente du réaménagement des gazoducs, qui est une mise à niveau de l'infrastructure existante pour permettre le mélange d'hydrogène (ENTSO-G, GIE, HE, 2021).

Importations d'hydrogène décarboné dans l'Union européenne : défis et opportunités

		À base de gaz				Électrolyse							
		Vaporefor- mage du méthane avec CUSC		Pyrolyse		Éolien terrestre		Éolien offshore		Champs photovol- taïques		Nucléaire	
		2030	2050	2030	2050	2030	2050	2030	2050	2030	2050	2030	2050
Autriche	\$/MWh	54	55	87	76	118	90	n.d.	n.d.	136	80	n.d.	n.d.
	\$/kgH ₂	1.8	1.8	2.9	2.5	3.9	3.0	n.d.	n.d.	4.5	2.7	n.d.	n.d.
France	\$/MWh	54	55	85	72	113	87	109	71	116	70	54	69
	\$/kgH ₂	1.8	1.8	2.8	2.4	3.8	2.9	3.6	2.4	3.9	2.3	1.8	2.3
Allemagne	\$/MWh	54	55	87	78	118	90	100	65	148	87	n.d.	n.d.
	\$/kgH ₂	1.8	1.8	2.9	2.6	3.9	3.0	3.3	2.2	4.9	2.9	n.d.	n.d.
Italie	\$/MWh	54	55	89	80	132	100	n.d.	79	90	55	n.d.	n.d.
	\$/kgH ₂	1.8	1.8	3.0	2.7	4.4	3.4	n.d.	2.6	3.0	1.8	n.d.	n.d.
Espagne	\$/MWh	54	55	87	74	109	84	111	76	81	41	n.d.	n.d.
	\$/kgH ₂	1.8	1.8	2.9	2.5	3.7	2.8	3.7	2.5	2.7	1.4	n.d.	n.d.
Chili	\$/MWh	49	47	83	75	106	79	111	71	63	37	n.d.	n.d.
	\$/kgH ₂	1.6	1.6	2.8	2.5	3.5	2.6	3.7	2.4	2.1	1.2	n.d.	n.d.
Égypte	\$/MWh	52	50	87	78	106	81	119	79	57	36	105	95
	\$/kgH ₂	1.7	1.7	2.9	2.6	3.5	2.7	4.0	2.6	1.9	1.2	3.5	3.2
Maroc	\$/MWh	52	50	87	78	96	72	119	79	65	40	n.d.	n.d.
	\$/kgH ₂	1.7	1.7	2.9	2.6	3.2	2.4	4.0	2.6	2.2	1.3	n.d.	n.d.
Russie	\$/MWh	44	42	76	68	144	105	n.d.	n.d.	125	75	100	90
	\$/kgH ₂	1.5	1.4	2.5	2.3	4.8	3.5	n.d.	n.d.	4.2	2.5	3.3	3.0

Tableau 3. Coûts de production de l'hydrogène pour des technologies et des sources d'énergie sélectionnées

Source : Analyse des auteurs

Notes : ces résultats ne comprennent pas les coûts de transport. Tous les calculs sont basés sur les coûts d'investissement moyens (environ 400 \$/kW en 2050) et non sur les moins chers disponibles (160 \$/kW) afin de refléter le coût moyen de production. Les hypothèses de calcul sont présentées à l'annexe A. Pour l'énergie nucléaire en France, le coût de production de l'hydrogène est inférieur à celui d'un nouveau réacteur, car le calcul ne prend en compte que la production supplémentaire obtenue en augmentant le taux d'utilisation des centrales existantes (voir section 3.2).

mentaire du coût et de l'amortissement de l'infrastructure doit être effectuée. Plusieurs institutions procèdent actuellement à des évaluations du potentiel des infrastructures pétrolières et gazières européennes existantes pour le transport de l'hydrogène ou du CO₂¹². En ce qui concerne les pipelines, les stations de compression peuvent contribuer à augmenter significativement les coûts globaux, tandis que les terminaux d'importation et d'exportation, les installations de liquéfaction, le stockage local, les navires et les coûts de transports s'ajoutent tous aux coûts globaux de transport.

L'hydrogène peut également être transporté par des produits dérivés plus faciles à transporter, comme l'ammoniac et les liquides organiques porteurs d'hydrogène (LOHC). À moins qu'il ne soit directement utilisé dans son usage final (comme dans le cas de l'ammoniac pour les engrais), les processus de conversion et de reconversion doivent être inclus dans toute évaluation économique. Les pertes de conversion doivent également être prises en compte pour d'autres produits dérivés tels que le e-méthane et d'autres e-liquides, bien que leur capacité à utiliser les infrastructures existantes constitue un avantage important.

On peut distinguer deux grandes catégories d'infrastructure de transport de l'hydrogène :

- Les pipelines et le transport maritime internationaux acheminent l'hydrogène et ses produits dérivés des pays exportateurs vers l'UE. Les pipelines se caractérisent par des diamètres importants pour permettre des volumes élevés et des économies d'échelle (taille caractéristique de 48"). Les pipelines sont également caractérisés par leur métallurgie. L'Europe compte de nombreux terminaux GNL et de grands ports. Plusieurs d'entre eux, comme le port de Rotterdam (PoR, 2020) et le port d'Anvers (HIC, 2021), sont très engagés dans la transformation vers l'hydrogène.

- Le réseau de transport interne de l'UE. L'étude European Hydrogen Backbone, publiée en 2020 (EHB, 2020) et mise à jour en 2021

(EHB, 2021a), envisage un déploiement d'ici 2040 de près de 40 000 km de conduites d'hydrogène dédiées, reconverties ou nouvelles, de trois tailles différentes (48", 36" et 24"), pour servir d'infrastructure initiale pour l'hydrogène en Europe. L'étude prévoit des investissements de l'ordre de 50 à 100 milliards de dollars et des dépenses d'exploitation annuelles de 2 à 4,5 milliards de dollars tandis que d'autres études font état de coûts plus élevés (comme le résume le tableau 16 d'Agora EW, 2021). Des incertitudes importantes sur le coût de la reconversion et sur les volumes d'hydrogène ont conduit d'autres études à mettre en avant une stratégie « sans regret » basée sur des réseaux locaux d'hydrogène incluant des infrastructures d'importation et sur des clusters industriels plutôt que sur le développement d'un réseau transeuropéen.

Des alternatives à l'importation d'hydrogène pourraient inclure l'importation d'électricité certifiée à faible teneur en carbone pour les électrolyseurs en Europe ou l'importation de méthane pour les usines de pyrolyse. La première solution nécessite un déploiement important de câbles sous-marins ou une augmentation des lignes aériennes en Europe, sachant que cette dernière solution se heurte souvent à une forte opposition locale. Des capacités plus faibles pour les câbles électriques sous-marins, jusqu'à quelques GW, peuvent être compétitives pour les courtes et moyennes distances. Ces options doivent faire l'objet d'une analyse plus approfondie. Le déploiement de la technologie de la pyrolyse pourrait permettre d'utiliser les infrastructures de méthane existantes. Une comparaison des coûts de transport pour différents moyens de transport est présentée à la Figure 6. Les pipelines reconvertis et nouveaux y apparaissent comme un choix clairement rentable pour les importations d'hydrogène sur des distances allant jusqu'à quelques milliers de kilomètres. Des conduites internationales d'hydrogène devraient relier l'UE au Maroc, à l'Algérie, à la Tunisie, à l'Égypte (via la Grèce), à la Russie, à l'Ukraine, à la Norvège et au Royaume-Uni.

12. Y compris un rapport à venir avec la participation de ENTSO-G, GIE, IOGP et Concaawe.

Importations d'hydrogène décarboné dans l'Union européenne : défis et opportunités

Les coûts de distribution doivent être inclus dans le coût de livraison aux utilisateurs finaux; ils dépendent du type d'utilisateur, de la distance considérée, de la capillarité du système de distribution et du type de distribution, c'est-à-dire par canalisation de distribution locale ou par camion. L'Agence internationale de l'énergie estime que ce coût est de l'ordre de 0,2 à 0,3 \$/kgH₂ pour les canalisations de distribution sur une distance de 300 km, tandis que les coûts de distribution par camion dépendent du type de transporteur utilisé et des coûts de reconversion éventuels (AIE, 2019).

Le stockage d'hydrogène est appelé à jouer un rôle crucial dans le développement du marché de l'hydrogène. Tout comme le méthane, l'hydrogène ne sera pas consommé en permanence au fil des jours, des mois et des saisons. Pour faire correspondre l'offre à la demande, il faut des installations de stockage, dont la durée, la capacité, les coûts d'injection et de soutirage,

ainsi que les caractéristiques physiques différent. L'électricité — le vecteur énergétique le plus important dans la transformation du système énergétique — a des exigences similaires, mais offre des capacités de stockage limitées, en particulier sur des périodes de moyenne et longue durée. Le stockage hydroélectrique par pompage joue déjà un rôle important à cet égard. Le stockage de l'hydrogène pourrait permettre des quantités beaucoup plus importantes, avec des gammes de disponibilité et de coût variables selon les pays.

Il existe trois grands types de stockage pour l'hydrogène : les réservoirs pressurisés, la réutilisation de stockage de méthane et les cavités salines. Les réservoirs pressurisés sont généralement en surface, à haute pression (généralement autour de 700 bars) et utilisés plutôt pour le stockage à court et moyen terme, tandis que les cavités salines sont principalement envisagées pour le stockage à long terme.

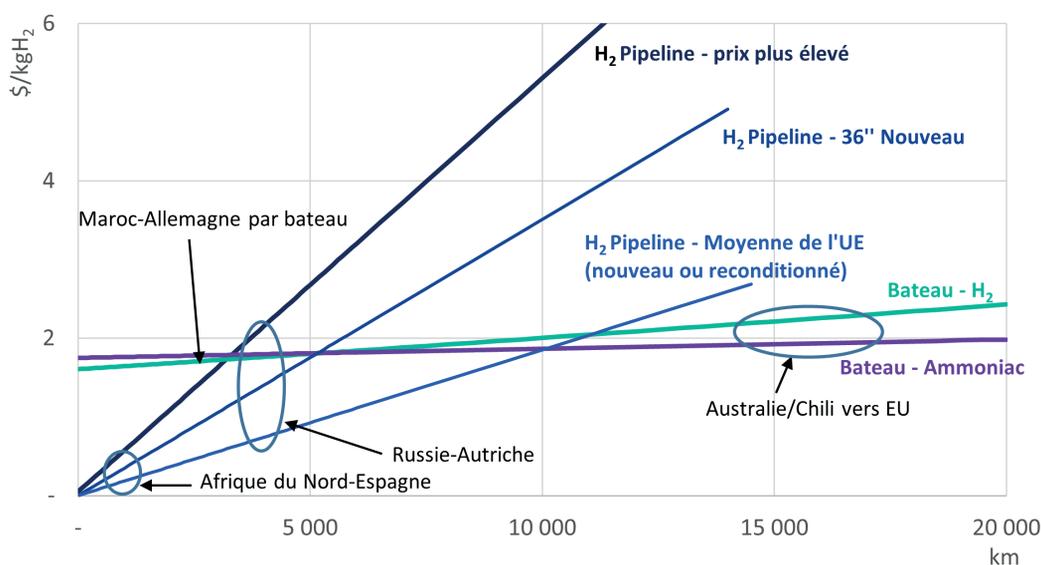


Figure 6. Comparaison des coûts de transport de l'hydrogène par pipeline et par voie maritime

Sources : AIE, 2019 ; EHB, 2021a ; EWI, 2020 ; analyse des auteurs

Note : Les coûts des pipelines dans la figure font référence aux pipelines terrestres. Dans l'analyse de cette étude, les pipelines sous-marins sont supposés avoir un coût plus élevé de 25 à 30 % et ne pas être plus longs que 1 500 à 2 000 km. Pour les pipelines reconvertis, les coûts indiqués dans le graphique sont ceux de l'étude des coûts de l'EHB. Un coût supplémentaire pour l'amortissement des pipelines actuels pourrait devoir être ajouté. Voir l'annexe A pour les hypothèses de coûts.

Le potentiel technique du stockage en cavités salines en Europe est estimé à environ 2 500 MtH₂ (Caglayan, 2020), la majorité étant située dans le nord-ouest de l'Europe. Une étude récente estime les besoins totaux en capacité de stockage d'hydrogène en Europe en 2050 à environ 450 TWh (GIE, 2021). Comme pour la plupart des infrastructures, ces projets peuvent avoir des délais de réalisation très longs. La même étude estime qu'il faut de 1 à 7 ans pour la réaffectation des actifs de stockage et de 3 à 10 ans pour les nouveaux projets de stockage. Les différentes options sont caractérisées par la part relative des coûts d'investissement par rapport aux coûts d'exploitation, mais les vitesses d'injection et de soutirage jouent également un rôle fondamental. Les réservoirs épuisés de gaz naturel ou de pétrole et les aquifères constituent d'autres possibilités de stockage.

La quantité de stockage nécessaire dans une région donnée dépend de multiples facteurs, tels que la corrélation entre l'offre et la demande dans le temps et le degré d'interconnexion interrégionale. Le bouquet électrique utilisé pour la production d'hydrogène peut également jouer un rôle important. Une analyse d'AFRY (voir le tableau 14 d'Agora EW, 2021) montre que les besoins totaux en capacité de stockage seraient les plus élevés en Europe du Nord (à 12 %) tandis que les volumes totaux injectés seraient les plus élevés en Europe du Sud (avec un nombre de cycles complets environ quatre fois plus élevé qu'en Europe du Nord). Le coût actualisé du stockage est encore très incertain et varie fortement en fonction du type d'installation de stockage et du nombre de cycles complets par an. L'Agence internationale de l'énergie indique un coût de 0,6 \$/kgH₂ (AIE, 2019), comparable à la fourchette présentée par AFRY pour l'Europe, soit 0,19-0,79 \$/kgH₂. La même étude évalue le coût des réservoirs pressurisés dans une fourchette de 6,4-26,2 \$/kgH₂.

1.2.3. Coût total livré

Une comparaison complète des coûts de l'hydrogène livré au consommateur final doit tenir compte de tous les composants : le coût

de production (voir section 1.2.1) et le transport (1.2.2) ne sont que les deux premiers.

Le prix payé par un utilisateur final industriel peut inclure le coût de transport et de distribution (T&D) de l'électricité, du stockage de l'hydrogène, du gazoduc ou du transport par bateau, de l'éventuelle conversion et reconversion, ainsi que des conduites de transport et de distribution de l'hydrogène. Des coûts de distribution supplémentaires devraient être ajoutés pour un système plus capillaire, comme la livraison aux stations de ravitaillement.

Plusieurs caractéristiques doivent être prises en compte lors de l'analyse des différentes technologies, sources d'énergie et origines. Premièrement, le fait que le projet soit destiné à l'exportation d'hydrogène ou à la consommation intérieure. Deuxièmement, son emplacement par rapport au consommateur : l'usine de production d'hydrogène (électrolyse ou à partir de gaz) est-elle située près de la source d'énergie utilisée (par exemple, près de la centrale photovoltaïque dédiée) ou près du centre de demande¹³. Si le projet est destiné à l'exportation, il faut tenir compte de l'infrastructure disponible (gazoduc ou transport maritime) et du coût correspondant (voir Figure 7). Les composantes du coût peuvent avoir des amplitudes très différentes selon le type de technologie, le pays d'origine et la localisation du projet (voir Figure 7). Ces composantes ont été utilisées pour estimer les coûts présentés au chapitre 3.

Lorsqu'on examine les coûts de production de l'hydrogène, il est important de se rappeler que seuls quelques projets existent, que la plupart des gazoducs doivent encore être reconvertis ou construits, que les réductions des coûts d'investissement pour les électrolyseurs doivent encore être réalisées et que certains éléments, comme les navires, n'existent pas.

13. Certains projets de production d'électricité peuvent être développés à proximité des centres de demande d'hydrogène, ce qui réduit considérablement la nécessité (et les coûts associés) des réseaux d'électricité et d'hydrogène. Une évaluation détaillée de ce potentiel doit être analysée.

Importations d'hydrogène décarboné dans l'Union européenne : défis et opportunités

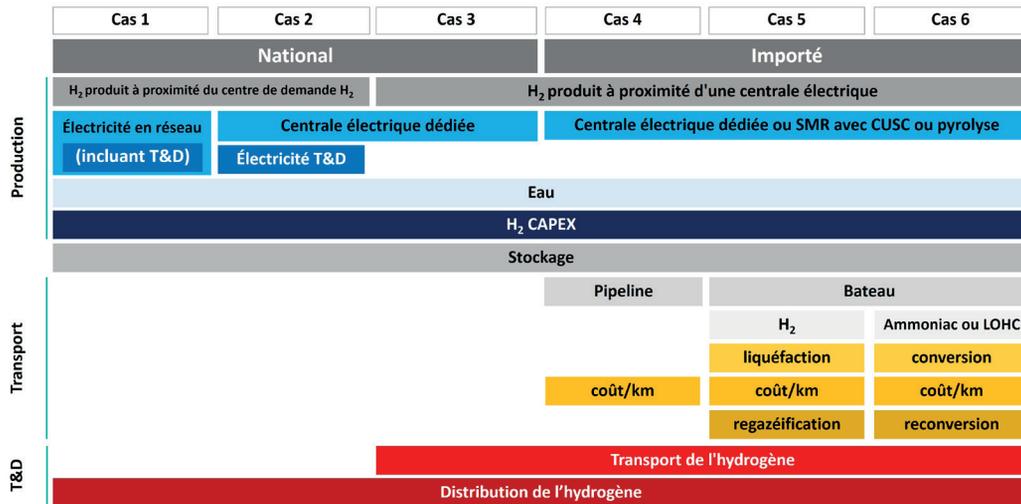
Les composantes de coût associées à chacun de ces éléments présentent donc une incertitude qui est représentée à la Figure 8. Les incertitudes associées à chaque élément de coût peuvent faire augmenter le coût global jusqu'à 50 % ou le faire baisser jusqu'à 40 %.

1.3. Implications

1.3.1. Pour le secteur de l'électricité

Toute stratégie de déploiement de l'hydrogène décarboné doit être intégrée dans des stratégies plus larges en matière d'énergie et de

a. Aperçu général



b. Par type d'installation

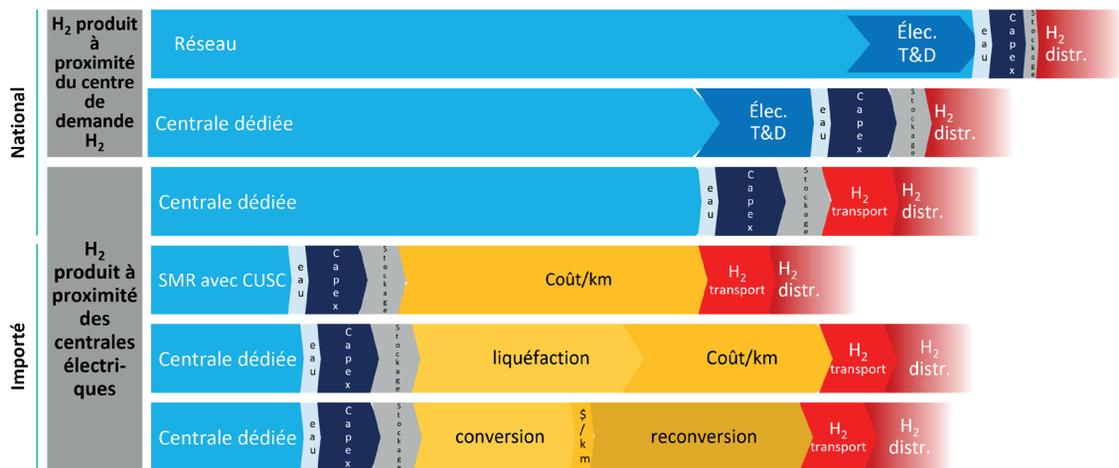


Figure 7. Composantes du coût de l'hydrogène livré

Note : Ces éléments de coût sont inclus dans l'analyse présentée au chapitre 3.

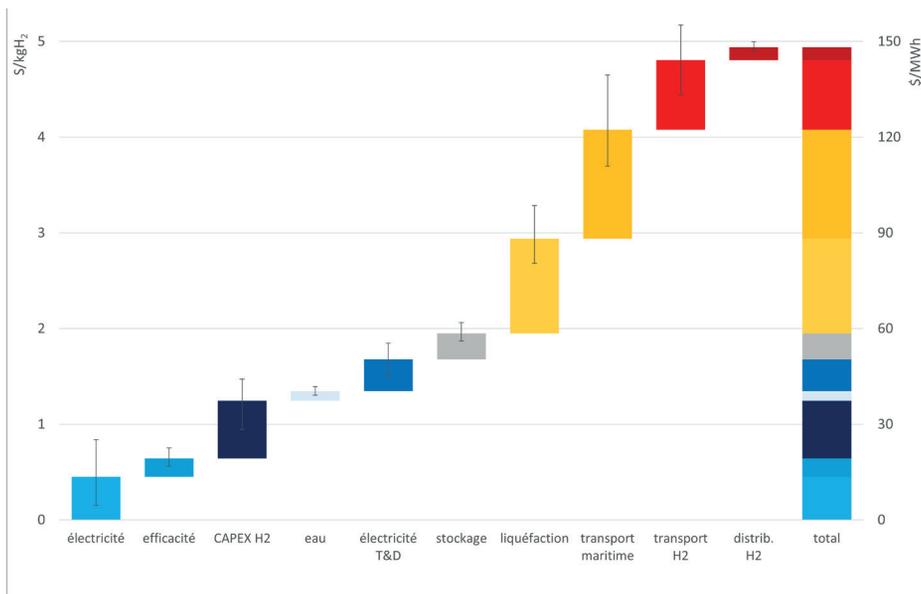


Figure 8. Incertitudes des composantes du coût de l'hydrogène importé livré à un client industriel en 2050

Source : Analyse par les auteurs

Notes : Voir l'annexe A pour les hypothèses de coûts.

climat (voir également CE, 2020d), notamment la stratégie et la planification du secteur de l'électricité. La forte augmentation de la puissance des électrolyseurs, qui atteint 500 GW d'ici à 2050 selon les estimations présentées dans cette étude, entraînera une hausse de la demande d'électricité dans l'UE de 1 400 TWh supplémentaires, ce qui équivaut à près de la moitié de la production totale d'électricité actuelle dans l'UE et est égal à la demande totale d'électricité du secteur industriel dans l'UE en 2050 dans le scénario 1,5TECH (CE, 2018).

La majorité de l'électricité consommée par les électrolyseurs dans l'UE devrait être produite par des centrales éoliennes et solaires photovoltaïques, le reste provenant essentiellement de l'énergie nucléaire¹⁴ et, dans une moindre mesure, d'autres énergies renouvelables. La taille et la flexibilité de la demande

d'électricité des électrolyseurs en font un très bon candidat pour servir d'outil de gestion de la demande pour l'intégration de l'énergie éolienne et de l'énergie solaire photovoltaïque et pour l'utilisation optimisée de sources pilotables à faible teneur en carbone. En outre, l'hydrogène peut être stocké et réutilisé pour la production d'électricité lorsque la demande est en pointe ou que les besoins de flexibilité sont plus importants.

Certains aspects importants devront être abordés pour assurer l'intégration de l'hydrogène et des systèmes électriques. Le premier — et peut-être le plus crucial — est de veiller à ce que le déploiement des sources d'énergie renouvelables pour les projets de production d'hydrogène vienne en complément du déploiement des sources d'énergie renouvelables pour la production d'électricité. Le risque de «cannibalisation» des énergies renouvelables pour la production d'hydrogène par rapport aux énergies renouvelables pour la production

14. Pour l'énergie nucléaire, l'analyse est conforme aux projections de la Commission européenne, tant pour l'horizon 2030 que pour l'horizon 2050.

Importations d'hydrogène décarboné dans l'Union européenne : défis et opportunités

d'électricité est réel, avec des possibilités d'arbitrage pour les promoteurs de projets éoliens et solaires photovoltaïques qui choisiraient la mesure de soutien la plus élevée. La réglementation a un rôle très important à jouer pour éviter ce risque (voir section 2.3).

Un autre élément à prendre en compte est le risque de subventions croisées entre les consommateurs d'électricité et les consommateurs de gaz. Le coût moyen total de l'électricité devrait augmenter avec l'augmentation de la part des énergies renouvelables, de back up et de services réseau (AIE, 2021c). Cela pose la question de la rémunération des coûts fixes dans le secteur de l'électricité et du prix de l'électricité pour la production d'hydrogène afin d'éviter les subventions croisées entre les consommateurs d'électricité et d'hydrogène. Les responsables politiques doivent veiller à ce que les premiers ne paient pas les mesures de soutien à l'éolien et au solaire photovoltaïque déployés pour l'hydrogène consommé par les seconds; il en est de même pour les coûts découlant de mesures supplémentaires telles que des coûts de réseau ou d'équilibrage réduits ou nuls. Le cas de réduction de puissance présenté dans la Figure 4 est envisagé dans plusieurs projets. Une conséquence directe est que l'électricité résiduelle (beaucoup plus variable) est injectée dans le réseau électrique. Comme pour le point précédent, une méthodologie transparente doit être mise en place pour répartir équitablement le coût et la valeur de l'électricité produite.

1.3.2. Sur l'économie et sur la sécurité énergétique et technologique

Le développement de l'économie de l'hydrogène comporte d'importants liens vers et des implications conséquentes pour les écosystèmes industriels globaux de l'UE, ainsi que pour le développement économique en général. Compte tenu du coût élevé actuel de l'hydrogène décarboné, de nombreux pays ont inclus des niveaux importants de dépenses publiques dans les feuilles de route récemment publiées. Ces dépenses sont destinées à favoriser le développement industriel et la

création d'emplois et à accroître la compétitivité internationale des pays européens pour la fabrication d'usines d'électrolyse et de leurs composants.

La création d'un écosystème industriel européen de l'hydrogène pourrait être mise en péril par la concurrence d'autres pays, notamment la Chine. Selon le BNEF, le coût actuel des électrolyseurs en Chine est trois à quatre fois inférieur à celui des électrolyseurs fabriqués en Europe. Le rôle de l'innovation et la capacité de l'industrie à réaliser la réduction des coûts attendue en temps voulu seront donc cruciaux pour maintenir et consolider la position de leader de l'Europe.

La sécurité énergétique est de plus en plus liée à l'indépendance et à la sécurité technologiques. La sécurité énergétique est définie par la disponibilité ininterrompue de sources d'énergie à un prix abordable (AIE, 2021b). Alors que, par le passé, elle était principalement déterminée par la dépendance à l'égard des importations de combustibles fossiles (principalement le pétrole et le gaz), la transition énergétique met l'accent sur les technologies à faibles émissions de carbone, très intensives en capital. Le maintien et l'élargissement du savoir-faire technologique et de la fabrication seront essentiels pour atteindre cet objectif.

1.3.3. Sur l'utilisation et les coûts de l'eau

La production de grandes quantités d'hydrogène décarboné nécessitera d'importantes quantités d'eau, en fonction de la technologie utilisée et des volumes d'hydrogène produits. Les technologies les plus gourmandes en eau sont les électrolyseurs, dont la consommation stœchiométrique est de 9 litres/kgH₂. Les centrales de vaporeformage du méthane équipées de CUSC consomment 5 à 7 litres/kgH₂ (IEAGHG, 2017) tandis que la technologie de pyrolyse a une consommation d'eau négligeable. Si l'on tient compte de la consommation d'eau globale des électrolyseurs (estimée à 18-24 litres/kgH₂ (IRENA, 2020b)), la production de 29,6 Mt d'hydrogène dans l'UE d'ici à 2050, telle qu'envisagée dans cette étude, ferait

croître la consommation d'eau annuelle au fil des ans à environ 0,6 milliard de mètres cubes en 2050. Bien que cela ne représente que 0,3 % de l'utilisation européenne d'eau douce (BM, 2021), cela pourrait poser des limites pour la localisation des projets sur le continent.

La consommation d'eau des électrolyseurs pourrait exercer une pression supplémentaire sur certains pays exportateurs potentiels d'hydrogène pauvres en eau, par exemple certains pays de la région du Moyen-Orient et de l'Afrique du Nord, ce qui augmenterait la demande d'eau dessalée. D'autres exportateurs potentiels, comme la Russie, la Norvège et l'Ukraine, ne devraient pas être confrontés à des problèmes importants de disponibilité de l'eau. Aujourd'hui, la composante du coût de l'eau ne représente qu'une fraction du coût total de production de l'hydrogène (de l'ordre de 0,1 dollar/kgH₂ ou moins), mais son évolution dépendra des tendances du coût de l'eau.

2. Importations d'hydrogène

2.1. Les facteurs des importations d'hydrogène

Les importations d'énergie peuvent avoir deux raisons principales : la rareté du bien produit en Europe ou l'argument économique clair en faveur de biens importés moins chers. L'importation de grandes quantités d'énergie peut avoir un impact sur la sécurité énergétique, notamment lorsqu'il y a des considérations géopolitiques. La multiplication des sources d'approvisionnement réduit généralement ce risque, mais une relation à plus ou moins long terme avec les pays exportateurs joue nécessairement un rôle essentiel.

Comme le montre le tableau 3, les coûts de production de l'hydrogène sont souvent moins élevés dans les pays disposant d'énergies renouvelables de très grande qualité (comme les pays d'Afrique du Nord) ou de ressources gazières moins chères (comme la Russie, la Norvège et l'Algérie) que dans l'UE. La compétitivité relative du coût de l'hydrogène livré

aux utilisateurs finaux à partir de différentes technologies, sources d'énergie et origines est examinée au chapitre 3 pour certains pays européens; elle peut varier considérablement pour chaque projet.

La quantité annuelle d'hydrogène décarboné produite à partir d'électrolyseurs dans l'UE d'ici 2030 devrait être inférieure à 3 MtH₂ (100 TWh); la quantité produite à partir de vaporeformage du méthane complétée par du CUSC à cette date n'a pas été quantifiée dans cette étude en raison du manque de données. L'écart entre la demande et la production intérieure décarbonée laisse donc une large place à des importations supplémentaires d'hydrogène décarboné d'ici à 2030, à condition que les conditions et les incitations appropriées soient en place.

La demande annuelle totale d'hydrogène d'ici 2050 dans l'UE, supposée dans cette étude, est de 60 MtH₂, soit 2000 TWh (voir section 1.1.2 et Figure 2). Si cette demande d'hydrogène devait être satisfaite par une production dans l'UE uniquement au moyen d'électrolyseurs, la demande supplémentaire d'électricité qui en résulterait s'élèverait à environ 2800 à 2900 TWh¹⁵, soit presque l'équivalent de la production d'électricité de l'ensemble de l'UE aujourd'hui.

Les sources d'énergie renouvelables devraient être le moteur de la décarbonation du secteur de l'électricité en Europe, l'éolien et le solaire photovoltaïque devant représenter la majorité de la croissance de la production d'électricité à partir d'énergies renouvelables. La décarbonation de la production d'électricité est une étape fondamentale pour la décarbonation des secteurs de la demande finale grâce à une électrification accrue. Pour atteindre cet objectif, la capacité éolienne et solaire photovoltaïque de l'UE devra être multipliée par quatre d'ici 2050 par rapport à aujourd'hui (voir la Figure 9).

15. Le rendement moyen des électrolyseurs alcalins, PEM et SOEC atteint 75 % en 2050 pour les nouvelles installations, contre 70 % en moyenne pour l'ensemble du parc.

Importations d'hydrogène décarboné dans l'Union européenne : défis et opportunités

Pour que ce déploiement puisse couvrir toute la demande supplémentaire d'électricité pour la production d'hydrogène, il faudrait multiplier par huit la capacité combinée de l'énergie éolienne et solaire photovoltaïque par rapport à aujourd'hui. En outre, il faudrait déployer plus de 1000 GW de capacité d'électrolyse fonctionnant avec un facteur de capacité moyen de 30 %, ou 730 GW avec un facteur de capacité moyen de 45 % (environ 4000 heures). Cette dernière solution nécessiterait alors l'adoption de mesures d'intégration pour accueillir environ 400 GW de capacité éolienne et solaire photovoltaïque supplémentaire dans le système électrique.

Si le potentiel technique global des ressources éoliennes (à terre et en mer) et solaires dans l'UE est considéré comme suffisant pour couvrir ce déploiement, le déploiement effectif dans certains pays pourrait se heurter à des difficultés liées à l'occupation des sols et à l'acceptabilité de certains projets. Une production supplémentaire pourrait provenir de pays riches en ressources et à faible densité de population (par exemple l'Espagne), ce qui augmenterait les échanges intra-européens, mais des réseaux de transport nationaux et

internationaux supplémentaires seraient nécessaires, ce qui soulèverait à nouveau la question de l'acceptabilité par les populations locales.

Pour ces raisons, dans cette étude, on suppose que 500 GW de capacité d'électrolyseurs seraient déployés dans l'UE d'ici 2050, conformément aux chiffres de la stratégie européenne pour l'hydrogène (CE, 2020a). Cela se traduit par la production d'environ 29,6 Mt d'hydrogène, soit un peu moins de 50 % de la demande totale, et nécessite une production supplémentaire d'électricité de 1400 TWh. Avec ces chiffres, plus de la moitié de la demande d'hydrogène serait satisfaite par des importations en 2050.

L'augmentation de la production intérieure d'hydrogène décarboné, en particulier dans les pays où les ressources renouvelables sont limitées, dépendra également des choix technologiques. Ces choix auront des conséquences importantes sur le commerce intra-européen et sur l'incertitude des volumes d'importation en provenance de pays non européens. La section suivante présente les origines possibles et les besoins d'investissement dans les pays exportateurs.

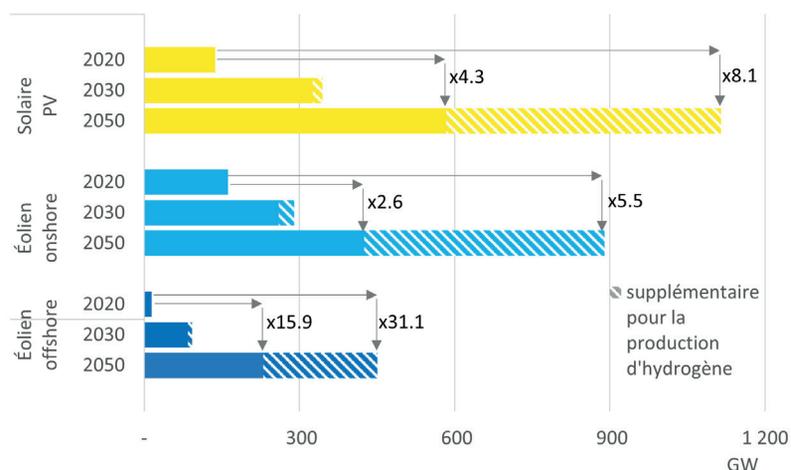


Figure 9. Puissance installée pour l'énergie solaire photovoltaïque et l'énergie éolienne dans l'Union européenne, avec et sans capacité supplémentaire pour la production d'hydrogène, 2020-2050

Source : Sur la base des scénarios 1.5TECH et 1.5LIFE de la Commission européenne (CE, 2019b), complétés par l'analyse des auteurs

2.2. Comment rendre les importations possibles ?

L'origine des importations d'hydrogène, le type de technologie à faibles émissions de carbone et la source d'énergie utilisée dépendront des volumes requis et de la disponibilité des infrastructures. D'ici 2030, toute nouvelle demande d'hydrogène devra être satisfaite par la production d'hydrogène décarboné, tandis qu'une partie de la demande d'hydrogène existante sera probablement encore satisfaite par de l'hydrogène gris car la production intérieure ne sera pas suffisante pour une substitution totale. Cela laisse une grande marge de manœuvre pour développer des projets pionniers de production et d'exportation d'hydrogène décarboné vers l'Europe. La reconversion des gazoducs existants pour le méthane et l'utilisation du transport maritime pour les produits dérivés tels que l'ammoniac sont deux solutions possibles pour les importations (CCR, 2021) à cet horizon, car les longs délais nécessaires pour développer des infrastructures sont susceptibles de limiter le transport d'hydrogène et d'hydrogène liquéfié.

La fourchette des volumes d'importations potentiels en 2050 est large. Comme l'indique la Figure 2, entre 10 et 45 MtH₂ d'importations pourraient être nécessaires pour répondre à la demande d'hydrogène décarboné dans l'UE, avec des implications très différentes pour les pays exportateurs (voir section 2.3). Un faible niveau d'importations (environ 10 MtH₂) entraînerait également de faibles taux d'utilisation des infrastructures d'importation, ce qui rendrait les investissements supplémentaires non rentables et augmenterait les coûts d'exploitation en raison de volumes plus faibles.

Des importations de l'ordre de 30 Mt d'hydrogène sont comparables aux importations actuelles de méthane dans l'UE en termes de volume, mais seulement un tiers environ en termes d'énergie. C'est ce niveau d'importations d'hydrogène décarboné qui serait nécessaire dans le cas analysé à la section 1.1.2. Dans le scénario 1.5TECH de la Commission européenne, une part importante

(environ 30 %) de ces besoins se destinent aux e-liquides ce qui laisse environ 21 Mt d'hydrogène sous forme pure et e-méthane. Une analyse supplémentaire devrait être menée pour comprendre l'impact sur les coûts unitaires de l'hydrogène transporté, tant par pipeline que par voie maritime.

Pour ce qui concerne les origines de l'hydrogène, si la plupart des projets initiaux devraient impliquer des contrats et accords bilatéraux, à plus long terme c'est la concurrence entre exportateurs qui devrait dominer. Les pays voisins disposant de bonnes ressources seront dans une meilleure position avec des coûts de production d'hydrogène et des coûts de transport inférieurs à ceux plus éloignés.

Les pays d'Afrique du Nord sont bien positionnés à cet égard, même si à l'instar de nombreux pays en développement, la région a connu et devrait continuer à connaître une forte hausse de la demande d'électricité. Selon le scénario ProMed de l'Observatoire Méditerranéen de l'Énergie, d'ici à 2050, la demande d'électricité fait plus que doubler, bien que de fortes mesures en matière d'efficacité énergétique limitent sa croissance. Pour décarboner le secteur de l'électricité, les capacités éoliennes et solaires photovoltaïques combinées devraient être multipliées par 35 sur la période 2020-2050.

Un très fort déploiement des électrolyseurs pour les exportations d'hydrogène pourrait entraîner un doublement des ajouts de capacités éoliennes et solaires photovoltaïques dans la région, multipliant par 70 leur capacité combinée par rapport à aujourd'hui (voir la Figure 10). Il en résulterait une production totale d'hydrogène à des fins d'exportation d'environ 11,5 MtH₂¹⁶, soit environ 40 % des besoins totaux d'importation de l'UE. La plus grande partie de cette production pourrait être transportée par pipeline — du Maroc et de l'Algérie (et éventuellement de la Mauritanie) vers l'Espagne, de la Tunisie vers l'Italie, et de l'Égypte

16. L'utilisation supplémentaire d'hydrogène pour les usages domestiques n'est pas incluse dans ces calculs.

Importations d'hydrogène décarboné dans l'Union européenne : défis et opportunités

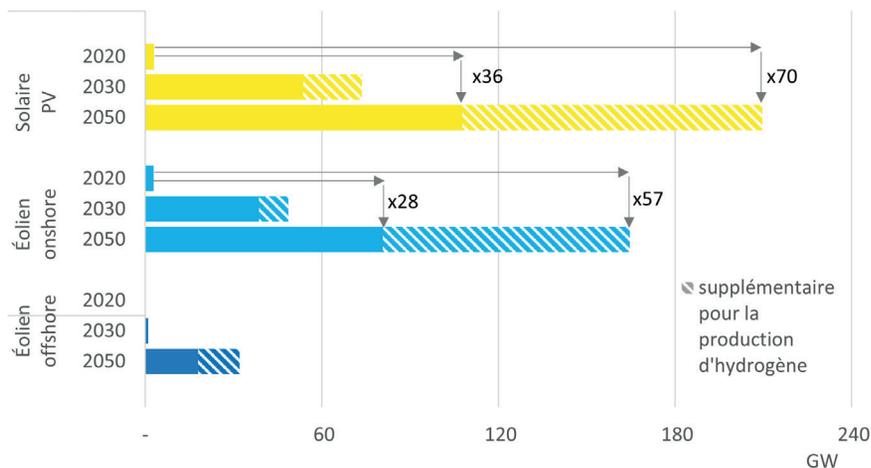


Figure 10. Puissance installée pour l'énergie solaire photovoltaïque et éolienne en Afrique du Nord, incluant et excluant la capacité supplémentaire pour la production d'hydrogène, 2020-2050

Sources : Scénario ProMed de l'OME présentant la puissance électrique utilisée pour répondre à la demande d'électricité (OME, 2021) ; analyse des auteurs concernant la puissance électrique pour la production d'hydrogène

(et éventuellement de la Libye) vers la Grèce et l'Italie — et de plus petites quantités pourraient être transportées par bateau, sous forme d'ammoniac décarboné.

Un déploiement aussi important de l'énergie éolienne et solaire photovoltaïque nécessitera une forte mobilisation de capitaux et une coordination des infrastructures (gaz, électricité et eau), tout en supprimant les obstacles réglementaires. Des inquiétudes peuvent surgir concernant ce rythme rapide de déploiement, l'implantation des projets et la disponibilité de travailleurs qualifiés. Des mesures devront être adoptées pour garantir que les projets renouvelables destinés aux exportations d'hydrogène s'ajoutent à ceux destinés à l'usage domestique, conformément aux principes appliqués par l'UE.

Les 19 MtH₂ d'importations restantes nécessaires à l'UE dans notre analyse peuvent être assurées par plusieurs pays ou régions, notamment les pays du Golfe, le Chili, l'Australie, l'Afrique du Sud et d'autres. La Russie, la Norvège, l'Algérie et d'autres pays producteurs de gaz sont bien placés et pourraient fournir de

l'hydrogène décarboné à faible coût, à partir de vaporeformage du méthane avec CUSC et de pyrolyse. Étant donné les faibles coûts de production dans ces pays, nous supposons dans les calculs suivants que la totalité de cette quantité sera produite par des technologies basées sur le gaz et exportée vers l'UE depuis ces pays.

Les dépenses globales pour les projets de production d'hydrogène et l'infrastructure nécessaire pour exporter vers l'UE les 30 Mt dont elle aura besoin d'ici 2050 comprennent les investissements dans les usines de production d'hydrogène, les centrales éoliennes et solaires photovoltaïques associées, les dépenses d'approvisionnement en gaz et les infrastructures d'exportation.

La Figure 11 présente une estimation des investissements nécessaires pour les installations de production d'hydrogène (électrolyseurs, vaporeformage du méthane avec CUSC et installations de pyrolyse) indispensables pour produire les 60 MtH₂ requis pour répondre à la demande européenne d'hydrogène. Elle est basée sur la répartition suivante : 500 GWel

d'électrolyseurs déployés dans l'UE, 200 GW_{el} d'électrolyseurs en dehors de l'UE et 80 GW_{H₂} de capacité de production d'hydrogène à partir de gaz en dehors de l'UE.

Les puissances annuelles des électrolyseurs et des unités de gaz augmentent au cours de la période étudiée, jusqu'à atteindre plus de 50 GW supplémentaires en 2050. De même, les investissements annuels pour les usines de production d'hydrogène devraient augmenter au fil du temps jusqu'à atteindre près de 23 milliards de dollars en 2050. La réduction des coûts d'investissement contribue à limiter les besoins d'investissement au fil du temps. Les capacités additionnelles en provenance des installations de production à gaz sont moins importantes que celles des électrolyseurs du fait de leurs taux d'utilisation plus élevés. Les coûts d'investissement unitaires sont quant à eux plus élevés. Les besoins en investissements sur la période 2021-2050, dans le but d'installer

les 700 GW d'électrolyseurs et les 80 GW d'hydrogène à base de gaz, atteignent un peu plus de 410 milliards de dollars. 40 % de ce montant (soit quelque 160 milliards de dollars) se destine aux investissements hors UE.

Les besoins en investissements pour les centrales éoliennes et solaires photovoltaïques nécessaires à la production d'électricité des 200 GW d'électrolyseurs hors UE s'élèvent à 180 milliards de dollars, auxquels il faut ajouter environ 140 milliards de dollars pour le méthane nécessaire au vaporeformage avec CUSC et aux usines de pyrolyse. Au total, les investissements pour les projets de production d'hydrogène en dehors de l'UE s'élèvent à 480 milliards de dollars.

En plus de ces investissements, environ 250 à 500 milliards de dollars sont nécessaires pour le transport vers l'Europe des 30 Mt d'hydrogène de l'analyse via les pipelines, les terminaux

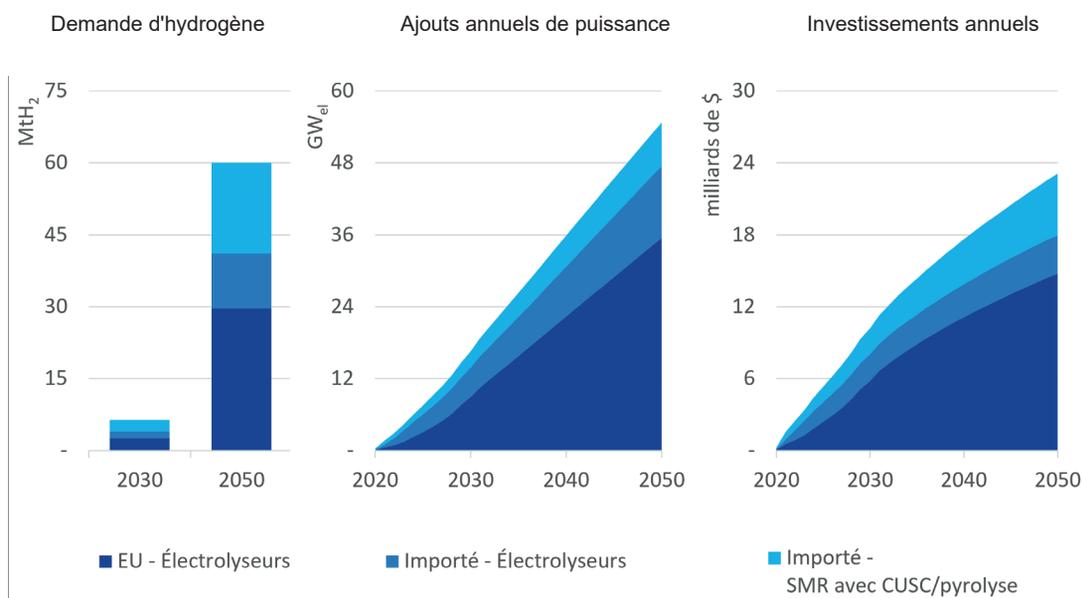


Figure 11. Demande d'hydrogène, ajouts annuels de capacité et investissements dans les usines de production d'hydrogène, 2020-2050

Source : Analyse des auteurs

Note : La capacité basée sur le gaz dans le deuxième graphique est exprimée en «équivalent GW d'électricité» à des fins de comparaison.

Importations d'hydrogène décarboné dans l'Union européenne : défis et opportunités

portuaires et les navires. Cette fourchette large d'estimation provient d'une grande incertitude sur plusieurs sujets, à savoir les coûts des pipelines neufs et reconvertis, les estimations en matière de commerce maritime (navires et terminaux d'exportation), la part du commerce relative entre les pipelines et le maritime, et aux pays d'origine (et distances correspondantes). En outre, des technologies telles que la pyrolyse pourraient permettre d'utiliser les gazoducs existants si les usines de production d'hydrogène étaient situées à proximité des centres de demande. Deux méthodologies ont été utilisées pour cette estimation, avec des résultats similaires : l'une, ascendante, estime le nombre et la taille des gazoducs, terminaux et navires, la seconde, descendante, utilise la partie CAPEX du coût de livraison dans l'analyse LCOH. Les investissements dans les installations de stockage ne sont pas inclus.

Si l'on prend la moyenne des dépenses nécessaires estimées pour les infrastructures, les besoins d'investissement totaux pour les exportations d'hydrogène vers l'UE s'élèvent à environ 900 milliards de dollars. Ce niveau d'investissement nécessitera une certaine forme de soutien par le biais de partenariats internationaux et de mesures de soutien aux consommateurs au sein des pays européens, au moins pendant les premières années de déploiement. Les volumes initialement faibles d'hydrogène décarboné, transitant à la fois par les infrastructures d'importation vers l'UE et entre les pays européens, nécessiteront des plans précis et une structure tarifaire sur le long terme pour éviter des coûts trop élevés à l'endroit des premiers utilisateurs.

2.3. Les conditions d'un succès mutuel

Le développement simultané de la demande, de la production et des projets d'infrastructure pour l'hydrogène décarboné au sein de l'UE nécessitera des efforts de coordination considérables entre les décideurs politiques, les régulateurs, les industriels producteurs et les consommateurs. Ces efforts de coordination devront inclure les pays exportateurs, notamment sur le sujet du développement

de l'ensemble des infrastructures (hydrogène, électricité, gaz, chaleur) à l'intérieur et hors de l'UE. Des règles et des approches communes devront être mises en place sur l'ensemble de la chaîne de valeur, notamment le cadre réglementaire pour l'importation d'hydrogène et les voies de transit vers et à l'intérieur de l'Europe.

L'électrification accrue et la production intérieure d'hydrogène réduiront les besoins en importations d'énergie dans l'UE. Néanmoins, des importations importantes seront encore nécessaires pour répondre à la demande globale d'hydrogène de l'UE d'ici 2050. Comme on l'a vu dans la section précédente, de gros investissements dans des projets de production d'hydrogène et des infrastructures d'approvisionnement seront nécessaires dans les pays exportateurs. Ces investissements seront cruciaux tant pour les pays exportateurs que pour les pays importateurs. L'ensemble des objectifs, des politiques de soutien et de la réglementation de l'UE devrait donc viser à créer un ensemble cohérent de mesures pour les pays de l'UE et au-delà, y compris les pays exportateurs, et à offrir une visibilité claire, transparente et durable aux investisseurs intra et hors UE. L'accès à un financement à faible coût va jouer un rôle clé dans la plupart des projets, y compris dans les pays exportateurs.

Le respect du principe d'additionnalité dans les pays exportateurs sera également crucial pour le déploiement réussi des projets d'exportation. L'hydrogène décarboné devrait rester plus cher que les autres sources d'émissions de CO₂ pendant de nombreuses années, voire de décennies. Une communication claire et efficace sur les coûts et les avantages de la transition énergétique (des ressources à base d'hydrogène en particulier) à destination du grand public sera essentielle pour garantir son acceptation.

Une première étape importante pour établir des conditions de concurrence équitables consiste à élaborer des normes de qualité internationales à l'échelle de l'UE, avec des spécifications techniques claires pour la qualité de l'hydrogène consommé, transporté ou mélangé

via des pipelines d'hydrogène dédiés ou le transport maritime. Les normes de sécurité seront également très importantes, tout comme le suivi, la notification et la vérification.

Une deuxième étape consiste à établir une norme à l'échelle de l'UE pour l'hydrogène décarboné, tant intérieur qu'importé, qui certifie la nature décarbonée de sa production. Il serait utile d'élaborer une définition qui tiendrait compte des émissions de gaz à effet de serre sur l'ensemble du cycle de vie. Ceci offrirait une visibilité sur le long terme pour le déploiement de toutes les technologies et sources d'énergie à faibles émissions de carbone.

L'hydrogène décarboné est aujourd'hui plus coûteux que d'autres solutions plus polluantes et il nécessitera donc une certaine forme de soutien public. En particulier, au début de la phase de déploiement, lorsque les coûts sont les plus élevés et que les volumes totaux déployés ne permettent pas l'établissement d'un marché liquide, les accords bilatéraux et partenariats internationaux seront cruciaux dans la mise en place de projets d'exportation. Des mesures de soutien telles que des CFD (*contract for difference*) ou les CCFD (*carbon contract for difference*) pour les clients européens pourraient être utilisées, garantissant ainsi des accords de type Contrat d'Achat d'Électricité (PPA — *Power Purchase Agreement*) pour les fournisseurs. Ce soutien sera probablement payé par les contribuables ou les consommateurs européens, y compris pour les projets d'exportation, ce qui pourrait avoir des répercussions sur la balance commerciale européenne. Un risque de subventions croisées entre les consommateurs de gaz et d'hydrogène peut provenir de la réaffectation des actifs gaziers tels que les gazoducs, les terminaux GNL ou le stockage (ACER CEER, 2021). Un autre aspect important à prendre en compte est la réglementation concernant l'accès, l'utilisation et le paiement du réseau électrique des installations éoliennes et solaires photovoltaïques, car cela peut avoir un impact significatif sur l'utilisation des électrolyseurs.

Un autre avantage pour les importateurs et les exportateurs est celui du développement industriel induit par les projets d'exportation. La demande de composants industriels pour les usines peut favoriser l'industrie européenne, tandis que l'exportation de savoir-faire industriel peut stimuler la fabrication locale et la création d'emplois, offrant ainsi des avantages mutuels aux partenaires commerciaux.

L'établissement d'une table ronde de haut niveau entre exportateurs et importateurs pour l'élaboration d'une feuille de route commune sur l'hydrogène permettrait de lever les incertitudes et d'accélérer le développement de l'hydrogène. Elle permettrait d'explorer tous les potentiels, les paramètres, les éventuelles étapes, ainsi que les conditions de développement d'une infrastructure commune et permettrait de rechercher les bénéfices industriels mutuels.

Importations d'hydrogène décarboné dans l'Union européenne : défis et opportunités

3. Profils des pays

3.1. Autriche

Points clés :

1. L'Autriche est située au cœur de l'infrastructure gazière de l'Europe continentale et peut jouer un rôle central dans sa transformation vers l'hydrogène. Avec 60 % d'hydroélectricité dans son bouquet électrique — l'une des parts les plus élevées d'Europe — l'Autriche peut utiliser sa flexibilité pour intégrer une proportion élevée d'énergie éolienne et solaire photovoltaïque, tant pour la production d'électricité que pour celle d'hydrogène.

2. Aujourd'hui, la demande d'hydrogène est estimée à environ 0,14 MtH₂. Elle est principalement satisfaite par de la production

d'hydrogène gris. Une première phase prévoit son remplacement par de l'hydrogène renouvelable dans les applications industrielles difficiles à décarboner par l'électrification. Les ambitions et objectifs élevés en matière de décarbonation laissent présager d'un niveau important d'importations — environ 70 % d'ici à 2050. Le déploiement des infrastructures et des sources d'approvisionnement sera crucial pour atteindre cet objectif.

3. La production intérieure d'hydrogène peut bénéficier des vastes ressources hydroélectriques de l'Autriche, surtout à court et moyen terme, pour remplacer l'utilisation actuelle d'hydrogène gris. À plus long terme, une évolution vers l'hydrogène importé est attendue, avec l'augmentation des besoins en hydrogène et la baisse des coûts de l'hydrogène importé.

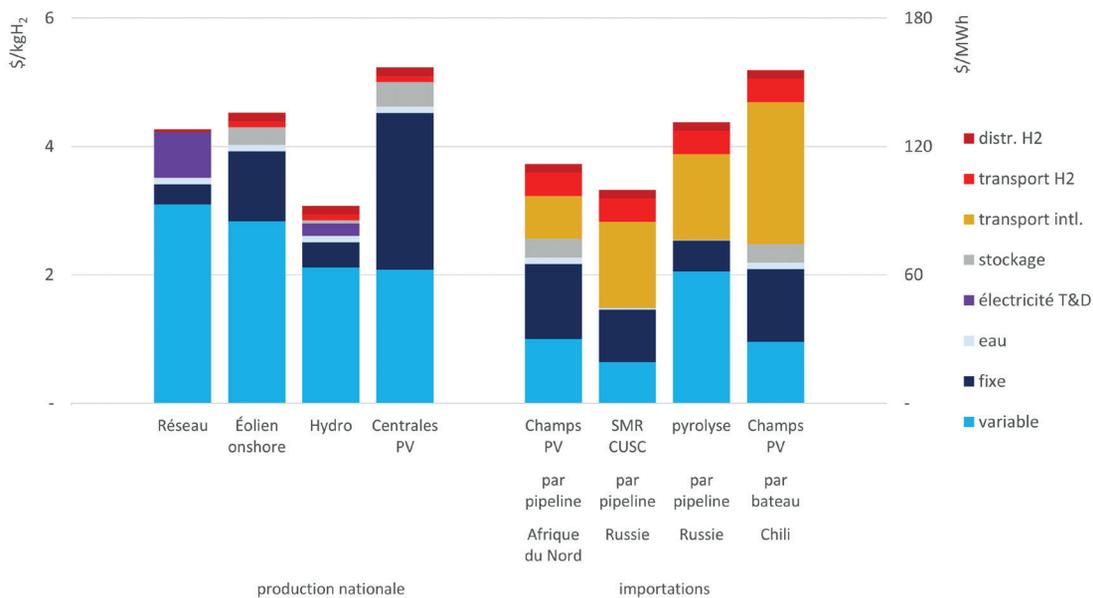
		Prévu/projeté			Additionnel, du fait de la production d'hydrogène	
		2020	2030	2050	2030	2050
Demande d'hydrogène	[Mt]	0.14	0.14 – 0.19	0.6 – 1.5	-	-
Production d'hydrogène	[Mt]	0.14	0.02 – 0.07	0.22 – 0.44	-	-
Importations d'hydrogène	[Mt]	-	0.11 – 0.12	0.4 – 1.1	-	-
Puissance des électrolyseurs	[GW]	<0.01	0.6 – 2	5 – 10	-	-
Solaire photovoltaïque	[GW]	2.2	9 – 12	26 – 41	0.2 – 0.7	1.3 – 2.7
Éolien terrestre	[GW]	3.2	6 – 17	24	0.4 – 1.3	3.7 – 7.3
Éolien offshore	[GW]	-	-	-	-	-
Production d'électricité en Autriche	[TWh]	74	84 – 92	102 – 125	1.1 – 3.8	11 – 21
Investissement en électrolyseurs	[dépenses en \$.]	-	0.6 – 2	4.4 – 8	-	-

Tableau 4. Principaux indicateurs en Autriche

Sources : AT BMK, 2019a ; AT BMK, 2019b ; analyse des auteurs

Notes : La demande et la production d'hydrogène en 2020 font référence à l'hydrogène gris. La production d'hydrogène en 2030 concerne uniquement l'hydrogène décarboné ; le reste de la demande est satisfait soit par la production émettant du CO₂, soit par des importations. Le symbole «-» représente soit zéro, soit sans objet. Les importations négatives représentent des exportations. La production d'électricité pour 2020 se réfère à 2019. Les investissements se rapportent aux périodes 2021-2030 et 2031-2050 respectivement.

a. 2030



b. 2050

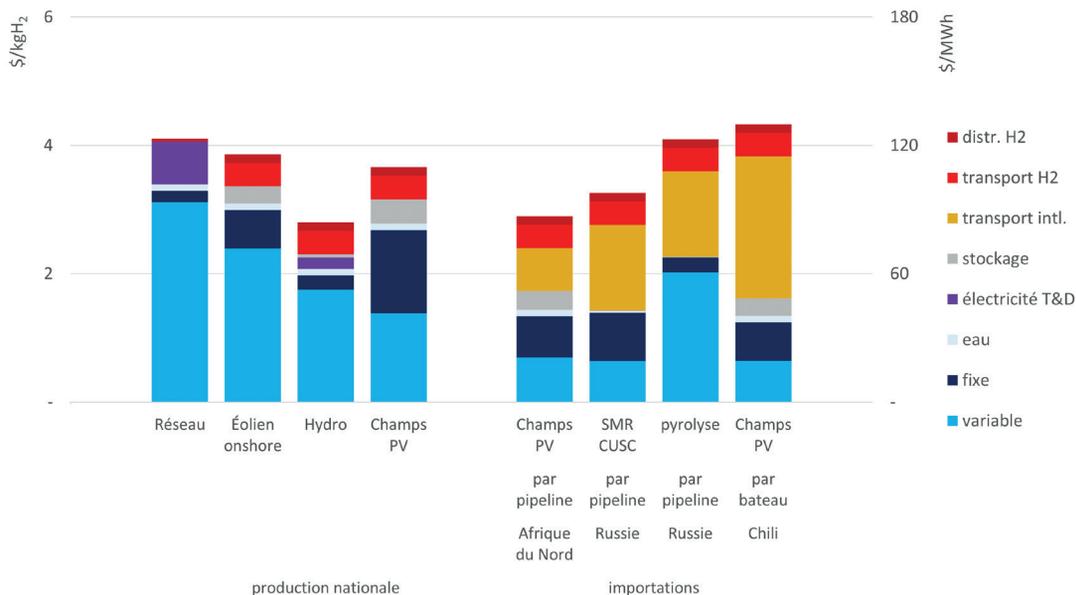


Figure 12. Coûts indicatifs de l'hydrogène fourni à un client industriel type en Autriche, selon certains pays et diverses technologies, 2030 et 2050

Source : Analyse des auteurs

Notes : Le coût indiqué pour le réseau électrique se réfère à la puissance utilisée à plein temps (taux d'utilisation de 93 %). Un taux d'utilisation plus faible peut être envisagé pour utiliser principalement les heures creuses. La production d'hydrogène à partir de ressources hydroélectriques a un potentiel limité. Voir l'annexe A pour les hypothèses de coûts.

Importations d'hydrogène décarboné dans l'Union européenne : défis et opportunités

3.2. France

Points clés :

1. Une production supplémentaire d'électricité nucléaire à partir du parc existant peut assurer une production d'hydrogène de l'ordre de 2 MtH₂ en 2030, soit plus du double de la demande actuelle. Pour remplacer la production actuelle d'hydrogène gris, il faudrait faire passer le facteur d'utilisation du parc nucléaire d'une moyenne de 70 % à environ 80 %. Cela serait suffisant pour alimenter la totalité de la capacité des électrolyseurs de 6,5 GW envisagée dans la stratégie nationale française pour l'hydrogène, avec un facteur de charge des électrolyseurs supérieur à 80 % — environ 3 fois plus élevé que pour l'éolien et le solaire photovoltaïque.

2. La production d'électricité en France est déjà fortement décarbonée. L'industrie est la première cible de la décarbonation par

l'hydrogène, suivie des transports. La France a pour ambition de développer une chaîne de valeur entièrement intégrée de l'hydrogène afin d'accroître son indépendance technologique et de renforcer sa sécurité énergétique, tout en ayant des répercussions positives pour la croissance industrielle et économique.

3. La production d'hydrogène décarboné via une augmentation de la production d'électricité dans le parc nucléaire existant est l'option la moins coûteuse en France à court terme. À plus long terme, la production d'hydrogène et celle d'électricité devront être totalement intégrées, la production d'hydrogène à partir d'énergies renouvelables devenant profitable, notamment en provenance d'Afrique du Nord. La production supplémentaire d'hydrogène décarboné pourrait provenir de la suppression du plafond de 50 % imposé à la production d'électricité à partir de l'énergie nucléaire.

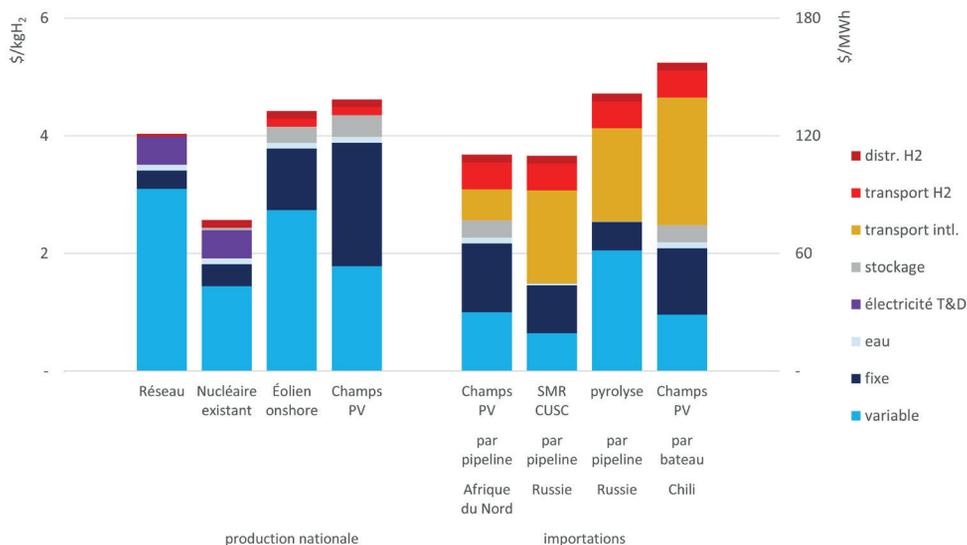
		Prévu/projeté			Additionnel, du fait de la production d'hydrogène	
		2020	2030	2050	2030	2050
Demande d'hydrogène	[Mt]	0.9	1.0	1.1 – 4.5	-	-
Production d'hydrogène	[Mt]	0.9	1.0	1.8 – 4	-	-
Importations d'hydrogène	[Mt]	-	-	-0.7 – 0.5	-	-
Puissance des électrolyseurs	[GW]	<0.02	6.5	16 – 50	-	-
Solaire photovoltaïque	[GW]	11.7	41 – 46	65 – 68	-	0 – 3
Éolien terrestre	[GW]	17.4	35 – 37	62 – 64	-	0 – 7
Éolien offshore	[GW]	0.002	2	10	-	0 – 2
Production d'électricité en France	[TWh]	64	60	50 – 55		0 – 8
Investissement en électrolyseurs	[dépenses en \$.]	571	600 – 610	660 – 690	50	88 – 190
Demande d'hydrogène	[Mt]	-	4.8	5 – 21	-	-

Tableau 5. Principaux indicateurs en France

Sources : FR Gov, 2020a ; FR Gov, 2020b ; OME, 2021 ; analyse des auteurs

Notes : La demande et la production d'hydrogène en 2020 font référence à l'hydrogène gris. La production d'hydrogène en 2030 concerne uniquement l'hydrogène décarboné ; le reste de la demande est satisfait soit par une production émettant du CO₂, soit par des importations. Le symbole «-» représente soit zéro, soit sans objet. Les importations négatives représentent des exportations. La production d'électricité pour 2020 se réfère à 2019. Les investissements se rapportent aux périodes 2021-2030 et 2031-2050 respectivement. La production nucléaire est plafonnée à 50 % de la production totale d'électricité.

a. 2030



b. 2050

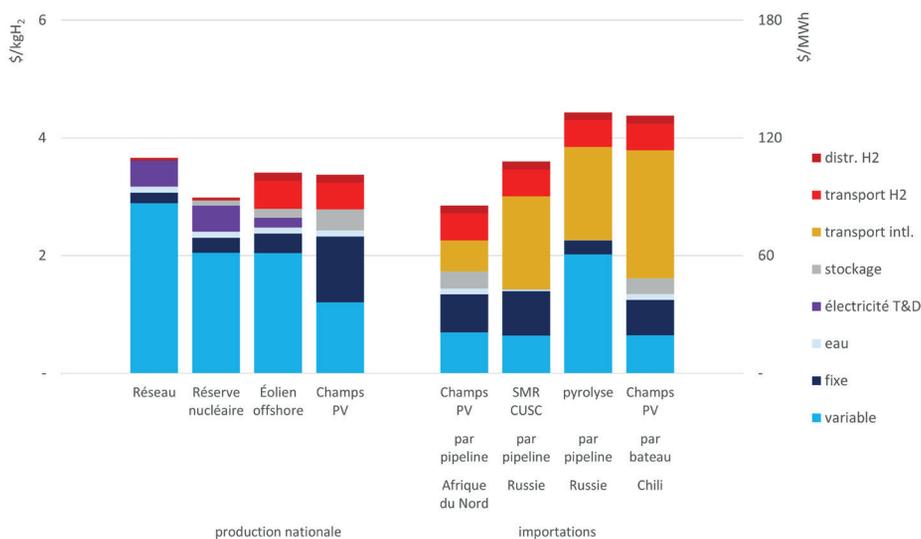


Figure 13. Coûts indicatifs de l'hydrogène fourni à un client industriel type en France, selon certains pays et diverses technologies, 2030 et 2050

Source : Analyse des auteurs

Notes : La production d'hydrogène à partir de la production d'électricité d'origine nucléaire en 2030 et 2050 est obtenue en portant le taux d'utilisation du parc nucléaire à 80 % en 2030 et à 90 % en 2050, avec une production d'hydrogène correspondante de 1 Mt et 2 Mt respectivement. Pour les nouvelles centrales en 2050, le prix considéré est inférieur au coût actualisé de l'électricité (LCOE), étant donné le nombre plus élevé d'heures creuses de la production supplémentaire. Le coût indiqué pour le réseau électrique se réfère à la capacité utilisée à temps plein (taux d'utilisation de 93 %). Un taux d'utilisation plus faible peut être envisagé pour utiliser principalement les heures creuses. Voir l'annexe A pour les hypothèses de coûts.

Importations d'hydrogène décarboné dans l'Union européenne : défis et opportunités

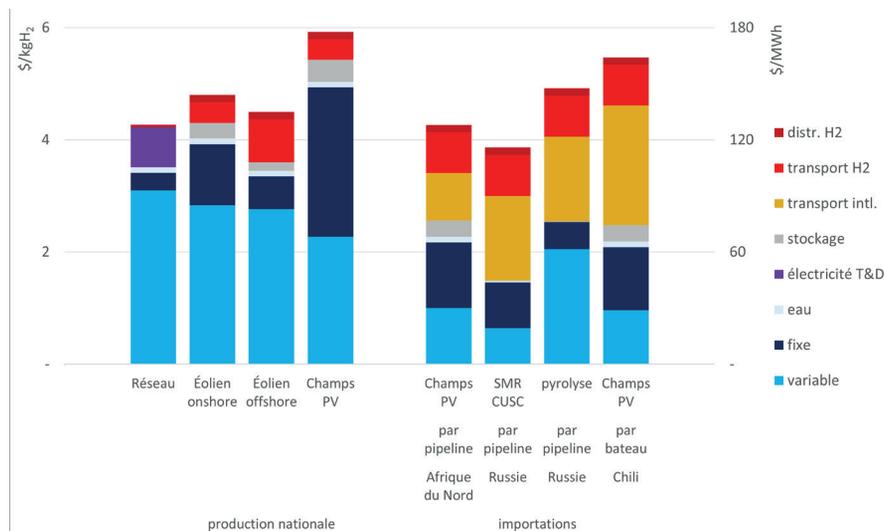
3.3. Allemagne

Points clés :

1. L'Allemagne représente près d'un quart de la demande de combustibles fossiles dans

l'UE par la consommation finale. L'hydrogène est envisagé comme un vecteur énergétique clé pour sa décarbonation, en particulier dans les secteurs de l'industrie et des transports. Pour la production d'hydrogène décarboné, l'accent

a. 2030



b. 2050

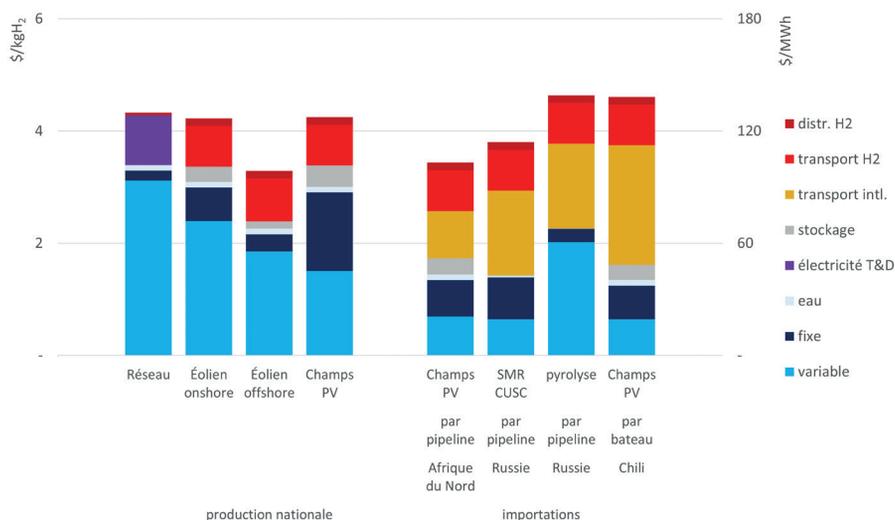


Figure 14. Coûts indicatifs de l'hydrogène fourni à un client industriel type en Allemagne, selon certains pays et diverses technologies, 2030 et 2050

Source : Analyse des auteurs

Notes : Le coût indiqué pour le réseau électrique se réfère à la capacité utilisée à plein temps (taux d'utilisation de 93 %). Un taux d'utilisation plus faible peut être envisagé pour utiliser principalement les heures creuses. Voir l'annexe A pour les hypothèses de coûts.

est mis sur l'électricité renouvelable. Le vapore-formage du méthane avec CUSC et la pyrolyse devraient y contribuer à moyen terme. L'Allemagne possède une industrie manufacturière solide, notamment pour les électrolyseurs et la pyrolyse. Selon la stratégie nationale allemande en matière d'hydrogène, environ 9 milliards d'euros seront consacrés à la première phase de déploiement, dont 7 milliards pour des projets nationaux et 2 milliards pour la mise en œuvre de partenariats internationaux.

2. En 2020, l'Allemagne représentera environ 40 % de la puissance solaire photovoltaïque installée dans l'UE, un tiers de la puissance éolienne terrestre et plus de 50 % de la puissance éolienne en mer. Les énergies renouvelables représentent aujourd'hui environ 45 % du bouquet électrique et ces trois technologies seront essentielles pour le décarboner

complètement ce qui a d'importantes conséquences sur l'utilisation du potentiel restant pour la production d'hydrogène.

3. L'Allemagne est en passe de devenir le plus grand importateur d'hydrogène en Europe, les importations satisfaisant environ 70 % de sa demande d'hydrogène. L'hydrogène importé peut être compétitif en termes de coûts par rapport à la production nationale d'hydrogène renouvelable, en particulier lorsqu'il s'agit de pays voisins comme la Russie ou les pays d'Afrique du Nord. Les incertitudes au sujet de la demande d'hydrogène à long terme et du déploiement d'électrolyseurs pour la production intérieure peuvent avoir des répercussions importantes sur les importations en Allemagne.

		2020	Prévu/projeté		Additionnel, du fait de la production d'hydrogène	
			2030	2050	2030	2050
Demande d'hydrogène	[Mt]	1.6	2.7 – 3.3	11.4 – 21	-	-
Production d'hydrogène	[Mt]	1.6	0.4	3.2 – 5.5	-	-
Importations d'hydrogène	[Mt]	-	1.1 – 2.9	8.2 – 15.5	-	-
Puissance des électrolyseurs	[GW]	0.03	5	40 – 80	-	-
Solaire photovoltaïque	[GW]	53.8	100	145	-	0 – 10
Éolien terrestre	[GW]	54.4	71	97	1.0	15 – 33
Éolien offshore	[GW]	7.7	20	43	4.0	25 – 37
Production d'électricité en Allemagne	[TWh]	618	630	650	20	150 – 260
Investissement en électrolyseurs	[dépenses en \$.]	-	3.6	17 – 36	-	-

Tableau 6. Principaux indicateurs en Allemagne

Sources : BMWi, 2020a ; BMWi, 2020b ; WEC Germany et LBST, 2020 ; EEG, 2021 ; WindSeeG, 2016 ; DENA, 2018 ; analyse des auteurs

Notes : La demande et la production d'hydrogène en 2020 font référence à l'hydrogène gris. La production d'hydrogène en 2030 concerne uniquement l'hydrogène décarboné ; le reste de la demande est satisfait soit par la production émettant du CO₂, soit par des importations. Le symbole «-» représente soit zéro, soit sans objet. Les importations négatives représentent des exportations. La production d'électricité pour 2020 se réfère à 2019. Les investissements se rapportent aux périodes 2021-2030 et 2031-2050 respectivement.

Importations d'hydrogène décarboné dans l'Union européenne : défis et opportunités

3.4. Italie

Points clés :

1. L'Italie occupe une position centrale en Méditerranée et a l'ambition de devenir un hub hydrogène entre l'Afrique du Nord et l'Europe. Elle possède des centres de demande industrielle essentiels, d'importantes ressources renouvelables, en particulier dans le sud du pays, et une infrastructure gazière bien développée. La reconversion d'au moins une partie de son infrastructure d'importation existante et le développement éventuel de nouvelles connexions à travers la Grèce pourraient renforcer son rôle dans le commerce de l'hydrogène.

2. Le développement de vallées de l'hydrogène est une priorité de la feuille de route italienne, qui soutient les premières percées en termes de demande d'hydrogène décarboné et

de production locale. À long terme, une forte croissance de la demande est déterminée pour que les importations couvrent près des deux tiers de la consommation totale estimée. Ce déploiement peut également avoir des implications substantielles pour l'écosystème manufacturier des petites et moyennes entreprises (PME) italiennes.

3. Les coûts de production de l'hydrogène décarboné sont comparables pour la production nationale et les importations lorsque les ressources sont de qualité, même si les importations d'Afrique du Nord devraient rester moins chères jusqu'en 2050. La pyrolyse et le vaporeformage du méthane avec CUSC pourraient s'avérer une option supplémentaire intéressante, mais cela dépendra largement du prix du gaz (biogaz et méthane) et de leur inclusion ou non dans les approches à long terme de l'Italie et de l'Europe.

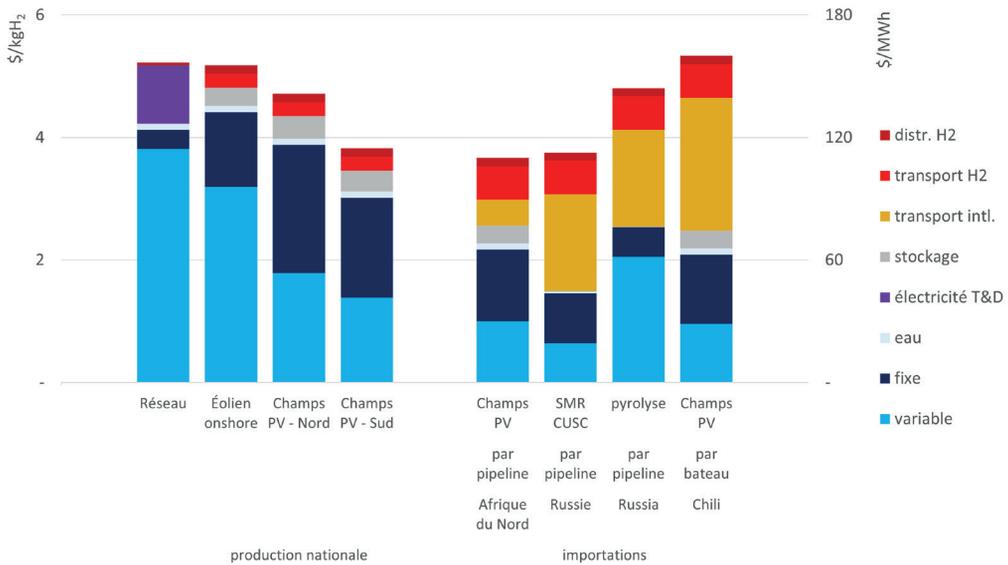
		Prévu/projeté			Additionnel, du fait de la production d'hydrogène	
		2020	2030	2050	2030	2050
Demande d'hydrogène	[Mt]	0.48	0.7	6 – 8	-	-
Production d'hydrogène	[Mt]	0.48	0.2	2.2 – 2.6	-	-
Importations d'hydrogène	[Mt]	-	0.5	3.8 – 5.4	-	-
Puissance des électrolyseurs	[GW]	<0.01	5	50 – 60	-	-
Solaire photovoltaïque	[GW]	21.6	52	85	2.2	21 – 27
Éolien terrestre	[GW]	10.8	18	37	2.8	24 – 26
Éolien offshore	[GW]	-	1	7	-	5 – 7
Production d'électricité en Italie	[TWh]	292	310	350	9	104 – 125
Investissement en électrolyseurs	[dépenses en \$.]	-	3.6 – 4.5	22 – 27	-	-

Tableau 7. Principaux indicateurs en Italie

Sources : MISE, 2019 ; MISE, 2020 ; SNAM, 2019 ; OME, 2021 ; analyse des auteurs

Notes : La demande et la production d'hydrogène en 2020 font référence à l'hydrogène gris. La production d'hydrogène en 2030 concerne uniquement l'hydrogène décarboné ; le reste de la demande est satisfait soit par la production émettant du CO₂, soit par des importations. Le symbole «-» représente soit zéro, soit sans objet. Les importations négatives représentent des exportations. La production d'électricité pour 2020 se réfère à 2019. Les investissements se rapportent aux périodes 2021-2030 et 2031-2050 respectivement.

a. 2030



b. 2050

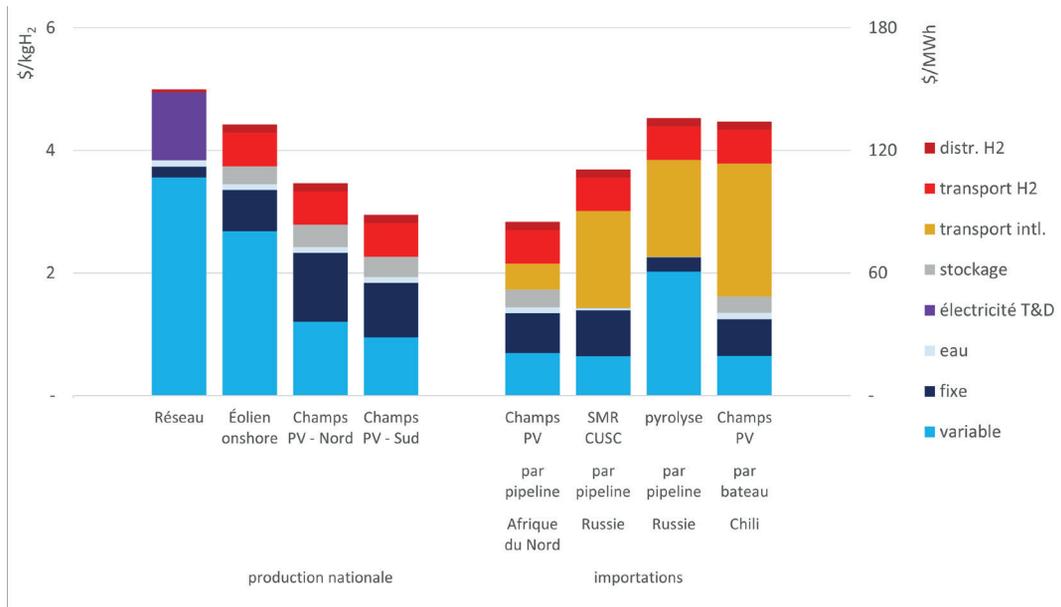


Figure 15. Coûts indicatifs de l'hydrogène fourni à un client industriel type en Italie, selon certains pays et diverses technologies, 2030 et 2050

Source : Analyse des auteurs

Notes : Le coût indiqué pour le réseau électrique fait référence à une capacité utilisée à plein temps (taux d'utilisation de 93 %). Un taux d'utilisation plus faible peut être envisagé pour utiliser principalement les heures creuses. Voir l'annexe A pour les hypothèses de coûts.

Importations d'hydrogène décarboné dans l'Union européenne : défis et opportunités

3.5. Espagne

Points clés :

1. L'Espagne dispose d'importantes ressources renouvelables. Ses coûts de production d'hydrogène sont ainsi parmi les plus bas d'Europe. À court et moyen terme, sa feuille de route nationale pour l'hydrogène est axée sur le développement de l'industrie nationale et de la chaîne de valeur de l'hydrogène. À plus long terme, le pays est bien placé pour devenir un exportateur potentiel vers le reste de l'Europe, en partie grâce à sa densité de population plus faible que celle des autres pays européens, et à son infrastructure énergétique bien développée, notamment ses réseaux d'électricité et de méthane qui pourraient être réutilisés pour l'hydrogène.

2. La décarbonation des secteurs finaux et l'objectif de 100 % d'énergies renouvelables pour la production d'électricité nécessiteront

une accélération significative du déploiement des ressources éoliennes et solaires. D'ici à 2050, le solaire photovoltaïque devra être multiplié par sept ou huit et l'éolien par quatre pour décarboner l'électricité et répondre à la production d'hydrogène prévue, dont 85 % devraient répondre à la demande, le reste pouvant être exporté. L'exportation d'hydrogène renouvelable supplémentaire nécessiterait un déploiement supplémentaire des énergies renouvelables.

3. En raison de sa situation stratégique à proximité de l'Afrique du Nord et entre la mer Méditerranée et l'océan Atlantique, l'Espagne est bien placée pour devenir à long terme un important pays de transit. Pour ce faire, il faudra poursuivre le déploiement des infrastructures avec l'Afrique du Nord et vers le reste de l'Europe, ce qui nécessitera une collaboration internationale renforcée et un cadre réglementaire clair.

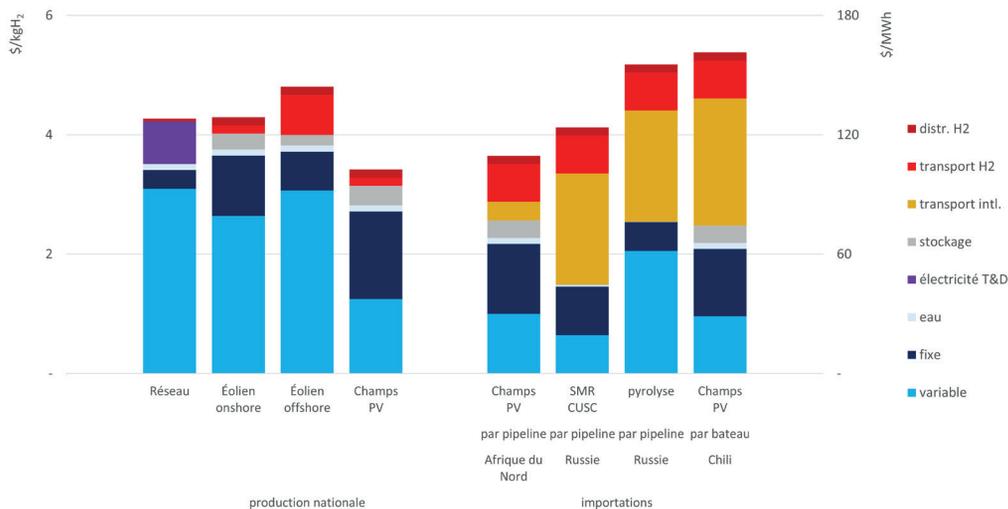
		Prévu/projeté			Additionnel, du fait de la production d'hydrogène	
		2020	2030	2050	2030	2050
Demande d'hydrogène	[Mt]	0.5	0.6	2.6 – 3.5	-	-
Production d'hydrogène	[Mt]	0.5	0.17	2.9 – 3.9	-	-
Importations d'hydrogène	[Mt]	-	-	-0.3 – -0.4	-	-
Puissance des électrolyseurs	[GW]	<0.01	4	45 – 60	-	-
Solaire photovoltaïque	[GW]	11.8	39.2	52.0	1.5	30 – 43
Éolien terrestre	[GW]	27.1	49.3	64.9	2.5	24 – 30
Éolien offshore	[GW]	-	1.0	6.0	-	5 – 7
Production d'électricité en Espagne	[TWh]	274	337	360	9	140 – 186
Investissement en électrolyseurs	[dépenses en \$.]	-	2.9	20 – 27	-	-

Tableau 8. Principaux indicateurs en Espagne

Sources : MITECO, 2020a ; MITECO, 2020b ; SP Gov, 2021 ; OME, 2021 ; analyse des auteurs

Notes : La demande et la production d'hydrogène en 2020 font référence à l'hydrogène gris. La production d'hydrogène en 2030 concerne uniquement l'hydrogène décarboné ; le reste de la demande est satisfait soit par la production émettant du CO₂, soit par des importations. Le symbole «-» représente soit zéro, soit sans objet. Les importations négatives représentent des exportations. La production d'électricité pour 2020 se réfère à 2019. Les investissements se rapportent aux périodes 2021-2030 et 2031-2050 respectivement.

a. 2030



b. 2050

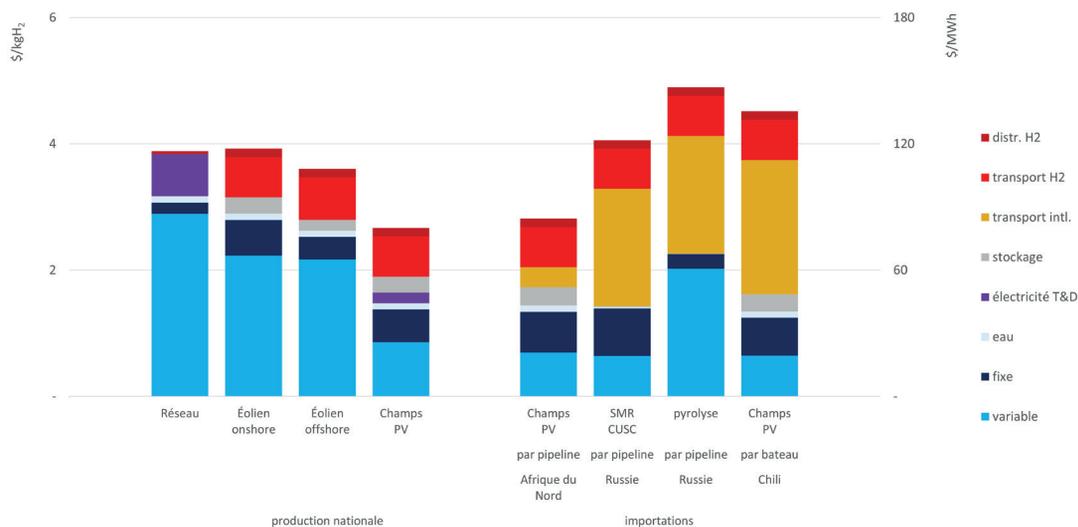


Figure 16. Coûts indicatifs de l'hydrogène fourni à un client industriel type en Espagne, selon certains pays et diverses technologies, 2030 et 2050

Source : Analyse des auteurs

Notes : Le coût des champs photovoltaïques en 2050 inclut la production des centrales éoliennes pour 1000 heures supplémentaires d'utilisation de l'électrolyseur. Le coût indiqué pour le réseau électrique se réfère à la capacité utilisée à plein temps (taux d'utilisation de 93 %). Un taux d'utilisation plus faible peut être envisagé pour utiliser principalement les heures creuses. Les coûts de transport du gaz pourraient être moins élevés si les centrales et les électrolyseurs dédiés sont tous deux construits à proximité des centres de demande. Voir l'annexe A pour les hypothèses de coûts.

Importations d'hydrogène décarboné dans l'Union européenne : défis et opportunités

Conclusions

Pour atteindre l'objectif de l'Union européenne de zéro émissions nettes de gaz à effet de serre, il faudra procéder à une transformation sans précédent, à un rythme sans précédent, en combinant toutes les sources et les vecteurs d'énergie propre disponibles. L'électricité va jouer un rôle central, par sa propre décarbonation et par l'électrification accrue des secteurs finaux. Mais tout ne peut pas facilement être électrifié. L'hydrogène a le potentiel de devenir le deuxième plus important vecteur énergétique dans la décarbonation du système énergétique, avec une contribution plus grande, notamment dans les secteurs difficiles à décarboner.

L'UE est un importateur net d'énergie depuis des décennies. Aujourd'hui, elle importe plus de 80 % du méthane qu'elle utilise et 95 % de son pétrole. Cette demande devrait diminuer au cours des prochaines décennies, grâce au passage à l'électricité, aux mesures d'efficacité énergétique et à l'usage direct d'énergies renouvelables dans les utilisations finales. La production intérieure d'hydrogène décarboné peut augmenter et maximiser l'utilisation des ressources à faible teneur en carbone en Europe, réduisant encore le besoin d'importations. Une grande incertitude entoure les importations potentielles d'hydrogène qui varient considérablement selon les scénarios. La fourchette estimée dans cette étude pour les quantités d'hydrogène importé est comprise entre 18 et 50 MtH₂ en 2050.

Le niveau de pénétration de l'hydrogène décarboné et de ses produits dérivés dépendra également de sa rentabilité par rapport aux autres sources d'énergie. Pour réaliser des économies d'échelle et obtenir des réductions de coûts, de nombreux projets sont en cours de planification et de développement en Europe et dans le monde. Ces projets joueront un rôle crucial non seulement pour produire les réductions de coûts attendues mais aussi pour assurer la viabilité des projets de production d'hydrogène, tant pour la production domestique que pour les exportations depuis

les pays voisins. Maintenir le coût du capital à des niveaux bas pour tous les projets bas carbone — à la fois en Europe et pour les projets d'exportation — sera d'une importance capitale pour que la transition énergétique reste abordable.

Ces projets, ainsi que le déploiement progressif des infrastructures à plus court terme (2025-2030), seront essentiels pour pouvoir répondre à long terme à l'accroissement de la consommation, de la production et des échanges. Atteindre des niveaux significatifs de demande d'hydrogène et de produits dérivés décarbonés à prix abordable dépendra de plusieurs facteurs. Premièrement, cela dépendra de la capacité des décideurs politiques à intégrer en une vision unique les stratégies des secteurs et des combustibles : cela passe par un soutien économique équitable, en veillant à ce que les projets éoliens et solaires photovoltaïques s'ajoutent à ceux nécessaires pour répondre à la demande d'électricité, en évitant les subventions croisées entre secteurs et en mettant en place les mesures réglementaires appropriées pour le commerce en temps voulu. Deuxièmement, la capacité de l'industrie énergétique à réaliser les réductions de coûts attendues, par la promotion de l'innovation et de la compétitivité industrielle, aura un rôle déterminant à jouer. Troisièmement, la création de relations stables avec les principaux partenaires commerciaux, le développement des infrastructures nécessaires, la visibilité à long terme pour les investisseurs et la possibilité pour tous les projets décarbonés de contribuer sur un pied d'égalité seront également décisifs.

Importations d'hydrogène décarboné dans l'Union européenne : défis et opportunités

Annexe A

	Unité	Valeur
Coût moyen pondéré du capital	%	4,5 %
Taux de change € / \$ sur 2019-2050	-	1,18
Pouvoir calorifique de l'hydrogène (PCI)	MJ/kg	120,1
Taux d'émission du CO ₂ du vaporeformage	tCO ₂ /tH ₂	10
Taux de captage du CO ₂ (CUSC)	%	90 %

Tableau 9. Indicateurs généraux

	Unité	Pays européens		Afrique du Nord		Russie	
		2030	2050	2030	2050	2030	2050
Prix du gaz	\$/Mbtu	5,0	5,0	5,0	5,0	3,5	3,5
Prix du CO ₂	\$/tonneCO ₂	90	175	-	-	-	-
Coût du transport et du stockage du CO ₂	\$/tonneCO ₂	20	20	20	20	20	20

Tableau 10. Prix du gaz et du CO₂ par région

	Unité	2030				2050			
		Champs PV	Éolien onshore	Éolien offshore	Nucléaire	Champs PV	Éolien onshore	Éolien offshore	Nucléaire
Autriche	%	12 %	27 %	n.a.	n.a.	13 %	28 %	n.a.	n.a.
France	%	14 %	28 %	46 %	90 %	15 %	29 %	50 %	90 %
Allemagne	%	11 %	27 %	50 %	n.a.	12 %	28 %	55 %	n.a.
Italie	%	16 %	24 %	42 %	n.a.	17 %	25 %	45 %	n.a.
Espagne	%	20 %	29 %	45 %	n.a.	21 %	30 %	47 %	n.a.
Égypte	%	30 %	30 %	42 %	90 %	31 %	31 %	45 %	90 %
Maroc	%	25 %	33 %	42 %	n.a.	26 %	35 %	45 %	n.a.
Russie	%	13 %	22 %	n.a.	90 %	14 %	24 %	n.a.	90 %
Australie	%	26 %	32 %	40 %	n.a.	28 %	34 %	45 %	n.a.
Chili	%	26 %	30 %	45 %	n.a.	28 %	32 %	50 %	n.a.
Coût d'investissement	\$/kW	450	1 380	2 200	4 200 - 5 500	350	1 300	1 750	4 200 - 4 500

Tableau 11. Taux d'utilisation et coût d'investissement (nouvelle unité de production d'électricité)

	Unité	Électrolyse				À partir de méthane	
		Alcaline	PEM	SOEC	Moyenne pondérée	Vaporeformage avec CSC	Pyrolyse
		2030					
Coût d'investissement	\$/kW	390-760	350-730	1 450-2 200	450-850	1 360	950
Coût d'investissement (graphiques)	\$/kW	570	530	1 900	640	1 360	950
Efficacité des nouvelles unités	%	65 %	65 %	72 %	65 %	69 %	52 %
Durée de construction	années	2	2	2	2	2	2
Durée de vie	années	20	20	20	20	20	20
OPEX - Coût d'exploitation	%	4,0 %	4,0 %	3,0 %	4,0 %	3,5 %	4,0 %
		2050					
Coût d'investissement	\$/kW	270-590	160-400	500-880	270-560	1 280	500
Coût d'investissement (graphiques)	\$/kW	430	280	700	400	1 280	500
Efficacité des nouvelles unités	%	75 %	72 %	82 %	75 %	76 %	54 %
Durée de construction	années	2	2	2	2	2	2
Durée de vie	années	25	25	25	25	25	25
OPEX - Coût d'exploitation	%	4,0 %	4,0 %	3,0 %	4,0 %	3,5 %	4,0 %

Tableau 12. Coût d'investissement et paramètres-clés des installations de production d'hydrogène

Importations d'hydrogène décarboné dans l'Union européenne : défis et opportunités

	CAPEX		Capacité		OPEX	Taux d'utilisation	Durée de construction	Durée de vie
		<i>unité</i>		<i>unité</i>	<i>[% du CAPEX]</i>	<i>[%]</i>	<i>[années]</i>	<i>[années]</i>
Transport par pipeline	1,21	Millions de \$/km	340	kt par an	5,0 %	75 %	5	40
Transport par pipeline (36")	2,97	Millions de \$/km	1 234	kt par an	1,5 %	57 %	5	40
Distribution par pipeline	0,5	Millions de \$/km	38	kt par an	5,0 %	80 %	3	40
Liquéfaction	1,4	Milliards de \$	260	kt par an	4,0 %	90 %	2	30
Terminal d'exportation	0,29	Milliards de \$/réservoir	3 190	t/réservoir	4,0 %	-	2	30
Bateau	0,412	Milliards de \$/bateau	11 000	t/bateau	4,0 %	-	2,5	30
Terminal d'importation	0,32	Milliards de \$/réservoir	3 550	t/réservoir	4,0 %	-	2	30

Tableau 13. Coût d'investissement et paramètres-clés des gazoducs et des voies maritimes pour l'hydrogène

Remerciements

Cette étude a été menée par Marco Baroni¹⁷, en collaboration avec plusieurs experts de pays européens et voisins. Elle a été préparée pour les comités européens du Conseil Mondial de l'Énergie (WEC, World Energy Council) sous la direction d'un comité de pilotage, dont les membres sont :

- Houda Ben Jannet Allal Observatoire Méditerranéen de l'Énergie
- Kamel Ben Naceur Société des Ingénieurs du Pétrole
- Paolo D'Ermo WEC Italie
- Íñigo Diaz de Espada WEC Espagne
- Alexey Gospodarev WEC Russie
- Robert Kobau WEC Autriche
- Priit Mändmaa WEC Estonie
- Jean Eudes Moncomble WEC France
- Carsten Rolle WEC Allemagne



L'étude a été développée en collaboration avec l'Observatoire Méditerranéen de l'Énergie. Lisa Guarrera a apporté une contribution essentielle aux projections de l'offre et de la demande d'énergie, ainsi qu'aux questions méthodologiques. Assaad Saab, Sohbet Karbuz et Matteo Urbani ont apporté une contribution essentielle.

Paul de Montchenu (CME France) a apporté une contribution essentielle tout au long de l'étude. Les membres et observateurs supplémentaires étaient : Adeliya Bulatova (CME Russie), Maira Kusch (CME Allemagne), Ana Padilla (CME Espagne), Paolo Storti (CME Italie), Ivo Wakounig (CME Autriche) et Sjoerd Ammerlaan (CME Europe). Felix Thomann (stagiaire) a apporté un soutien précieux.

Un remerciement particulier est adressé à Alessandro Clerici (WEC Italie) pour son soutien et toutes les discussions et contributions utiles tout au long de l'étude.

Des contributions et des apports précieux ont été fournis par Austrian Federal Ministry for Climate Action, Austrian Power Grid GmbH, E.ON SE, Électricité de France, Enagas, EnBW Energie Baden-Württemberg AG, Energie Burgenland AG, Energie Steiermark AG, Eni, Fronius International GmbH, Ludwig-Bölkow-Systemtechnik GmbH, Gas Connect Austria GmbH, Gazprom PJSC, Gazprom Germania GmbH, Novatek PJSC, Rusatom Overseas JSC, Russian Energy Agency, Saipem, Siemens Energy, SNAM, TÜV SÜD AG, Uniper SE, VERBUND AG, Wien Energie GmbH, Wiener Stadtwerke GmbH.

L'étude a bénéficié d'une interaction continue avec de nombreux experts et pairs examinateurs. Une contribution très importante a été apportée par les intervenants lors du webinaire organisé en février 2021. Les experts, les confrères réviseurs et les intervenants sont :

- Lahsen Amarof Ministry of Energy, Mines and Environment, Morocco
- Etienne Beeker France Stratégie
- Mauricio Belaunde Austrian Federal Ministry for Climate Action
- Abderraouf Benabou Ministry of Energy, Mines and Environment, Morocco
- Tudor Constantinescu European Commission

17. Expert en énergie, consultant et maître de conférences à l'Institut d'études politiques de Paris (Sciences Po). Ancien chef de l'analyse du secteur de l'électricité pour l'équipe du World Energy Outlook de l'Agence internationale de l'énergie.

Importations d'hydrogène décarboné dans l'Union européenne : défis et opportunités

– Rachid Ben Daly	Ministry of Energy, Tunisia
– François Dassa	Électricité de France
– Denis Deryushkin	Russian Energy Agency
– Hafez El Salmawy	Former Electricity Regulatory in Egypt
– Mohamed El Sawy	Former Kuwaiti Petroleum Company
– Eng. Sherif El Serafi	Former Ministry of Petroleum in Egypt
– Mohamed El -Sobki	Cairo University and Former New and Renewable Energy Authority in Egypt
– Valeria Ermakova	NOVATEK PJSC
– Eugeniy Grin	Gazprom PJSC
– Konstantin Grebennik	Russian Energy Agency
– Haitam Hassan	Ministry of Energy, Mines and Environment, Morocco
– Ines Kastil	Verbund
– Maximilian Kuhn	Gazprom Germania GmbH
– Khalil Lagtari	ONEE
– Andrey Logatkin	Rosseti PJSC
– Mohamed Ghazali	Ministry of Energy, Mines and Environment, Morocco
– Vieri Maestrini	SNAM
– Jan Michalski	Ludwig-Bölkow-Systemtechnik GmbH (LBST)
– Mohamed Ouhmed	Ministry of Energy, Mines and Environment, Morocco
– Elena Pashina	Rusatom Overseas JSC
– Uwe Remme	International Energy Agency
– Xavier Lorenzo Rousseau	SNAM
– Deger Saygin	Shura Energy Transition Center, Turkey
– Jean-Michel Trochet	Électricité de France
– Michael Zakaria	Gas Connect Austria GmbH
– Rudolf Zauner	Verbund

Références

(ACER CEER, 2021) ACER CEER, Quand et comment réglementer les réseaux d'hydrogène? février 2021

<https://acer.europa.eu/Media/News/Pages/ACER-and-CEER-recommend-when-and-how-to-regulate-pure-hydrogen-networks.aspx>

(Agora VW-EW-FE, 2018) Agora Verkehrswende, Agora Energiewende et Frontier Economics, The Future Cost of Electricity-Based Synthetic Fuels, 2018

www.agora-energiewende.de/fileadmin2/Projekte/2017/SynKost_2050/Agora_SynKost_Study_EN_WEB.pdf

(Agora EW, 2019) Agora Energiewende, Le soutien à l'innovation à l'échelle européenne est la clé du succès de la fabrication de l'électrolyse en Europe, novembre 2019

<https://www.agora-energiewende.de/en/blog/eu-wide-innovation-support-is-key-to-the-success-of-electrolysis-manufacturing-in-europe/>

(Agora EW, 2021) Agora Energiewende et AFRY Management Consulting, No-regret hydrogen : Charting early steps for H₂ infrastructure in Europe, 2021

https://static.agora-energiewende.de/fileadmin/Projekte/2021/2021_02_EU_H2Grid/A-EW_203_No-regret-hydrogen_WEB.pdf (agora-energiewende.de)

(AIE, 2019) Agence internationale de l'énergie, The Future of Hydrogen, Paris, juin 2019

<https://www.iea.org/reports/the-future-of-hydrogen>

(AIE, 2020) Agence internationale de l'énergie, Perspectives énergétiques mondiales 2020, Paris, octobre 2020

<https://www.iea.org/reports/world-energy-outlook-2020>

(AIE, 2021a) Agence internationale de l'énergie, Hydrogen in North Western Europe, Paris, avril 2021

<https://www.iea.org/reports/hydrogen-in-north-western-europe>

(AIE, 2021b) Agence internationale de l'énergie, Energy security page, Paris, page web consultée en juin 2021

<https://www.iea.org/topics/energy-security>

(AIE, 2021c) Agence internationale de l'énergie, Net Zero by 2050 : Une feuille de route pour le secteur énergétique mondial, Paris, mai 2021

https://iea.blob.core.windows.net/assets/405543d2-054d-4cbcd-9b89-d174831643a4/NetZeroBy2050-ARoadmapfortheGlobalEnergySector_CORR.pdf

(AT BMK, 2019a) Bundesministerium Klimaschutz, Energie, Mobilität, Innovation und Technologie, Umwelt, Plan national intégré pour l'énergie et le climat en Autriche, 2019

Österreichs integrierter nationaler Energie- und Klimaplan, https://www.bmk.gv.at/themen/klima_umwelt/klimaschutz/nat_klimapolitik/energie_klimaplan.html (bmk.gv.at)

(AT BMK, 2019b) Bundesministerium Klimaschutz, Energie, Mobilität, Innovation und Technologie, Umwelt, Discussions préliminaires pour la stratégie autrichienne de l'hydrogène, 2019.

Österreichische Wasserstoffstrategie, https://www.bmk.gv.at/themen/energie/energieversorgung/wasserstoff/oe_wasserstoffstrategie.html (bmk.gv.at)

(BEIS, 2021) Business, Energy & Industrial Strategy, UK Hydrogen Strategy, August 2021

https://assets.publishing.service.gov.uk/government/uploads/system/uploads/attachment_data/file/1011283/UK-Hydrogen-Strategy_web.pdf

(BMWi, 2020a) Bundesministerium für Wirtschaft und Energie (BMWi) : National Wasserstoffstrategie, Berlin, Jun 2020

<https://www.bmwi.de/Redaktion/EN/Publikationen/Energie/the-national-hydrogen-strategy.html>

Importations d'hydrogène décarboné dans l'Union européenne : défis et opportunités

(BMW, 2020b) Bundesministerium für Wirtschaft und Energie (BMW) Plan national intégré pour l'énergie et le climat en Allemagne, juin 2020

<https://www.bmwi-energie.wende.de/EWD/Redaktion/EN/Newsletter/2020/06/Meldung/news2.html>

(Bruegel, 2021) McWilliams, B. et G. Zachmann, Navigating through hydrogen, Policy Contribution April 2021, Bruegel

<https://www.bruegel.org/2021/04/navigating-through-hydrogen/>

(Caglayan, 2020) D. G. Caglayan et al. (2020), Potentiel technique des cavernes salines pour le stockage de l'hydrogène en Europe. Elsevier, 45(11), pp. 6793-6805

Potentiel technique des cavernes de sel pour le stockage de l'hydrogène en Europe — ScienceDirect, <https://www.sciencedirect.com/science/article/abs/pii/S0360319919347299>

(CCR, 2011) Centre commun de recherche, Évaluation des options de livraison de l'hydrogène, Bruxelles, juin 2021

https://ec.europa.eu/jrc/sites/default/files/jrc124206_assessment_of_hydrogen_delivery_options.pdf

(CGI, 2017) Commissariat Général à l'investissement, Le taux d'actualisation dans l'évaluation du projet d'investissement public, Ministère de la Transition écologique et solidaire. France, 2017

<https://www.strategie.gouv.fr/debats/taux-dactualisation-levaution-projets-dinvestissement-public>

(Clerici and Furfari, 2021) Clerici, A. , Furfari, S., Present and future green hydrogen production cost, July 2021

<https://www.science-climat-energie.be/2021/07/16/the-present-and-future-green-hydrogen-production-cost/>

(CE, 2018) Commission européenne : Une planète propre pour tous, 2018

https://ec.europa.eu/clima/sites/clima/files/docs/pages/com_2018_733_analysis_in_support_en_0.pdf

(CE, 2019a) Commission européenne, Le contrat vert européen COM/2019/640 Final (2019)

https://eur-lex.europa.eu/resource.html?uri=cellar:b828d165-1c22-11ea-8c1f-01aa75ed71a1.0002.02/DOC_1&format=PDF

(CE, 2019b) Commission européenne, Analyse à long terme analyse approfondie chiffres 20190722

https://ec.europa.eu/clima/sites/default/files/strategies/2050/docs/long-term_analysis_in_depth_analysis_figures_20190722_en.pdf

(CE, 2020a) Communication de la Commission européenne. Une stratégie de l'hydrogène pour une Europe climatiquement neutre COM/2020/301 Final (2020)

https://ec.europa.eu/energy/sites/ener/files/hydrogen_strategy.pdf

(CE, 2020b) Communication de la Commission européenne. Une stratégie de l'UE pour exploiter le potentiel des énergies renouvelables en mer pour un avenir neutre sur le plan climatique, COM (2020) 741 Final (2020)

https://ec.europa.eu/energy/sites/ener/files/offshore_renewable_energy_strategy.pdf

(CE, 2020c) Commission européenne, La production d'hydrogène en Europe : Aperçu des principaux coûts et avantages, juillet 2020

https://op.europa.eu/en/publication-detail/-/publication/7e4afa7d-d077-11ea-af7-01aa75ed71a1/language-en?WT.mc_id=Searchresult&WT.ria_c=37085&WT.ria_f=3608&WT.ria_ev=search

(CE, 2020d) Commission européenne, Powering a climate-neutral economy – An EU Strategy for Energy System Integration, Bruxelles, juillet 2020

https://ec.europa.eu/energy/sites/ener/files/energy_system_integration_strategy_.pdf

(CE, 2021) Commission européenne, Annexe au règlement complémentaire (UE) 2020/852, Bruxelles, juin 2021

https://eur-lex.europa.eu/resource.html?uri=cellar:d84ec73c-c773-11eb-a925-01aa75ed71a1.0021.02/DOC_2&format=PDF

(CME Allemagne, 2021) Conseil mondial de l'énergie Allemagne, Hydrogène : élément essentiel d'un système énergétique décarboné, page web consultée en juin 2021

<https://www.weltenergieat.de/international-hydrogen-strategies/>

(DENA, 2018) Agence allemande de l'énergie, Transition énergétique intégrée – Impulsions pour façonner le système énergétique jusqu'en 2050, 2018

https://www.dena.de/fileadmin/dena/Dokumente/Pdf/9283_dena_Study_Integrated_Energy_Transition.PDF

(EEG, 2021) Loi allemande sur les sources d'énergie renouvelables, 2021

https://www.gesetze-im-internet.de/eeg_2014/EEG_2021.pdf

(EHB, 2020) European Hydrogen Backbone, Comment créer une infrastructure dédiée à l'hydrogène, juillet 2020

https://gasforclimate2050.eu/wp-content/uploads/2020/07/2020_European-Hydrogen-Backbone_Report.pdf

(EHB, 2021a) European Hydrogen Backbone, une vision de l'infrastructure européenne de l'hydrogène couvrant 21 pays, avril 2021

https://gasforclimate2050.eu/wp-content/uploads/2021/04/European-Hydrogen-Backbone_April-2021_V2.pdf

(EHB, 2021b) European Hydrogen Backbone, Analyse de la demande, de l'offre et du transport futurs de l'hydrogène, juin 2021

https://gasforclimate2050.eu/wp-content/uploads/2021/06/EHB_Analysing-the-future-demand-supply-and-transport-of-hydrogen_June-2021_v3.pdf

(ENTSO-G, GIE, HE, 2021) ENTSO-G, Gas Infrastructure Europe, Hydrogen Europe, Comment transporter et stocker l'hydrogène – Faits et chiffres, 2021

https://www.gie.eu/wp-content/uploads/filr/3429/entsog_gie_he_QandA_hydrogen_transport_and_storage_210521.pdf

(EWI, 2020) Institute of Energy Economics at the University of Cologne gGmbH (EWD) Brändle, Gregor; Schönfisch, Max; Schulte, Simon, Estimating Long-Term Global Supply Costs for Low-Carbon Hydrogen, EWI Working Paper No. 20/04, Cologne, novembre 2020

https://www.ewi.uni-koeln.de/cms/wp-content/uploads/2021/05/EWI_WP_20-04_Estimating_long-term_global_supply_costs_for_low-carbon_Schoenfisch_Braendle_Schulte.pdf

(EWI, 2021) Institut d'économie énergétique, Université de Cologne, The Oxford Institute for Energy Studies, Contrasting European hydrogen pathways : An analysis of differing approaches in key markets, mars 2021

<https://www.ewi.uni-koeln.de/cms/wp-content/uploads/2021/04/Contrasting-European-hydrogen-pathways-An-analysis-of-differing-approaches-in-key-markets-NG166.pdf>

(FR Gouv, 2020a) Ministère de la Transition écologique et solidaire, Stratégie nationale bas carbone, France, mars 2020

https://www.ecologie.gouv.fr/sites/default/files/2020-03-25_MTES_SNBC2.pdf#page=19&zoom=100,76,420

(FR Gouv, 2020b) Gouvernement français, Stratégie nationale pour le développement de l'hydrogène décarboné en France, France, septembre 2020

<https://www.ecologie.gouv.fr/sites/default/files/DP%20-%20Strat%C3%A9gie%20nationale%20pour%20le%20d%C3%A9veloppement%20de%20l%27hydrog%C3%A8ne%20d%C3%A9carbon%C3%A9%20en%20France.pdf>

Importations d'hydrogène décarboné dans l'Union européenne : défis et opportunités

(Furfari et Clerici, 2021) Furfari, S., Clerici, A., Green hydrogen : the crucial performance of electrolyzers fed by variable and intermittent renewable electricity. Eur. Phys. J. Plus 136, 509, mai 2021

https://link.springer.com/epdf/10.1140/epjp/s13360-021-01445-5?sharing_token=6hn6MudJzDNQJ6ZKzpyUfosPkCdkOxEKPl2JoxdvwqEAWvjInh-bY_2PoGU36O8QsxBu-9BxkSz_AShNIUQSMKHkvcwiYLaxohu-RRGHtYRc37d-DeQftQOralVQUNsj0FZ2yj17FL0ZGN1WK8PvRw5kuTykDIV3dCKcUPYNhuy0%3D

(GIE, 2021) Gas Infrastructure Europe, Picturing the value of underground gas storage to the European hydrogen system, juin 2021

<https://www.gie.eu/publications/studies/>

(GIEC, 2018) Groupe d'experts intergouvernemental sur l'évolution du climat, Rapport spécial sur le réchauffement planétaire de 1,5 °C, 2018

https://www.ipcc.ch/site/assets/uploads/sites/2/2019/06/SR15_Full_Report_High_Res.pdf.

(Gollier, 2013) Gollier C. (2013) Pricing the Planet's Future : L'économie de l'actualisation dans un monde incertain, Princeton University Press

<https://press.princeton.edu/books/hardcover/9780691148762/pricing-the-planets-future>

(HC, 2020) Conseil de l'hydrogène, Path to hydrogen competitiveness: a cost perspective, 2020 (Voie vers la compétitivité de l'hydrogène : une perspective de coût, 2020)

https://hydrogencouncil.com/wp-content/uploads/2020/01/Path-to-Hydrogen-Competitiveness_Full-Study-1.pdf

(HIC, 2021) Hydrogen Import Coalition, Le transport du soleil et du vent vers la Belgique est la clé d'une économie climatiquement neutre, 2021

<https://newsroom.portofantwerp.com/ready-for-the-next-step-towards-the-belgian-hydrogen-economy>

(HM Treasury, 2003) HM Treasury, The Green Book – Appraisal and evaluation in central government, Londres, 2003

<https://www.gov.uk/government/publications/the-green-book-appraisal-and-evaluation-in-central-government>

(IEAGHG, 2017) Rapport technique 2017-02 de l'IEAGHG. Évaluation technico-économique d'une usine d'hydrogène autonome (marchande) basée sur un SMR avec CCS, Cheltenham, Royaume-Uni, février 2017

https://ieaghg.org/exco_docs/2017-02.pdf

(IFPEN-SINTEF-Deloitte, 2021) IFP Energies Nouvelles, SINTEF Energi AS et Deloitte Finance, étude Hydrogen for Europe: Charting Pathways to Enable Net Zero, mai 2021

https://2d214584-e7cb-4bc2-bea8-d8b7122be636.filesusr.com/ugd/2c85cf_69f4b1bd94c5439f9b1f87b55af46afd.pdf

(IPHE, 2021) Partenariat international pour l'hydrogène et les piles à combustible dans l'économie, page web consultée en juin 2021

<https://www.iphe.net/copy-of-partners>

(IRENA, 2020a) Agence internationale pour les énergies renouvelables, Wind and Solar PV – what we need by 2050, Abu Dhabi, janvier 2020

https://www.irena.org/-/media/Files/IRENA/Agency/Webinars/07012020_INSIGHTS_webinar_Wind-and-Solar.pdf?la=en&hash=BC60764A90CC2C4D80B374C1D169A47FB59C3F9D

(IRENA, 2020b) Agence internationale pour les énergies renouvelables, Green Hydrogen Cost Reduction – scaling up electrolyzers to meet the 1.5C climate coal, Abu Dhabi, 2020

https://irena.org/-/media/Files/IRENA/Agency/Publication/2020/Dec/IRENA_Green_hydrogen_cost_2020.pdf

(MISE, 2019) Ministère du développement économique, Plan national intégré pour l'énergie et le climat, Italie, décembre 2019

https://www.mise.gov.it/images/stories/documenti/it_final_necp_main_en.pdf

(MISE, 2020) Ministère du développement économique, Strategia Nazionale Idrogeno Linee guida preliminari, Italie, novembre 2020

https://www.mise.gov.it/images/stories/documenti/Strategia_Nazionale_Idrogeno_Linee_guida_preliminari_nov20.pdf

(MITECO, 2020a) Ministerio para la Transición Ecológica y el Reto Demográfico, Plan Nacional Integrado de Energía y Clima 2021-2030, Espagne, janvier 2020

https://www.miteco.gob.es/images/es/pniecCompleto_tcm30-508410.pdf (miteco.gob.es)

(MITECO, 2020b) Ministerio para la Transición Ecológica y el Reto Demográfico, Hoja de Ruta del Hidrógeno : una apuesta por el hidrógeno renovable, Espagne, juillet 2020

https://www.miteco.gob.es/images/es/hoja-rutahidrogenorenovable_tcm30-525000.PDF

(NL Gov, 2020) Stratégie pour l'hydrogène du gouvernement néerlandais, avril 2020

<https://www.government.nl/documents/publications/2020/04/06/government-strategy-on-hydrogen>

(NO Gov, 2020) Stratégie pour l'hydrogène du gouvernement norvégien, juin 2020

<https://www.regjeringen.no/contentassets/8ffd54808d7e42e8bce81340b13b6b7d/hydrogenstrategien-engelsk.pdf>

(Nordhaus, 2018) Nordhaus, W.D. , A Question of Balance: Weighing the Options on Global Warming Policies, Yale University Press, 2018

<https://yalebooks.yale.edu/book/9780300209396/question-balance>

(OME, 2021) Observatoire Méditerranéen de l'Energie, MEPT02050, 2021

<https://www.ome.org/mep-2021-to-be-released-in-jun-2021/>

(PCH JU, 2019) Entreprise commune Piles à combustible et Hydrogène, Feuille de route européenne sur l'hydrogène, 2019

https://www.fch.europa.eu/sites/default/files/Hydrogen%20Roadmap%20Europe_Report.pdf

(PL MKiS, 2021) Ministère du climat et de l'environnement, Hydrogen Strategy to 2030 with outlook for 2040 in Poland, draft for public consultation opened in January 2021, Warsaw, 2021

<https://bip.mos.gov.pl/strategie-plany-programy/polska-strategia-wodorowa-do-roku-2030-z-perspektywa-do-2040-r/>

(PoR, 2020) Port de Rotterdam, Port of Rotterdam Becomes International Hydrogen Hub, Rotterdam, mai 2020

<https://www.portofrotterdam.com/sites/default/files/hydrogen-vision-port-of-rotterdam-authority-may-2020.pdf?token=06Wp gm7R>

(PT Gov, 2020) Estratégia Nacional para o Hidrogénio, Portugal, août 2020

<https://www.dgeg.gov.pt/pt/areas-transversais/relacoes-internacionais/politica-energetica/estrategia-nacional-para-o-hidrogenio/>

(Rifkin, 2001) Jeremy Rifkin, L'économie de l'hydrogène, 2001

https://link.springer.com/chapter/10.1007/978-1-84882-511-6_8

(RU Gov, 2020a) Stratégie énergétique de la Fédération de Russie pour la période allant jusqu'à 2035 («Energeticheskaya strategiya Rossiyskoy Federatsii na period do 2035 goda»), juin 2020

<https://minenergo.gov.ru/node/1026>

(RU Gov, 2020b) Feuille de route pour le développement de l'énergie hydrogène dans la Fédération de Russie jusqu'en 2024, octobre 2020

<https://minenergo.gov.ru/node/19194>

(SNAM, 2019) Le défi de l'hydrogène : le potentiel de l'hydrogène en Italie, 2019

https://www.snam.it/it/hydrogen_challenge/repository_hy/file/The-H2-challenge-Position-Paper.pdf (snam.it)

Importations d'hydrogène décarboné dans l'Union européenne : défis et opportunités

(SP Gov, 2021) Boletín Oficial del Estado, 25 mars 2021

<https://www.boe.es/boe/dias/2021/03/31/pdfs/BOE-A-2021-5106.pdf>

(Timmerberg et al., 2020) Timmerberg S., Kaltschmitt M., Finkbeiner M., Hydrogen and hydrogen-derived fuels through methane decomposition of natural gas – GHG emissions and costs, *Energy Conversion and Management*: X, 7, art. n° 100043, septembre 2020

<https://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S2590174520300155>

(US OMB, 2003) US Office of Management and Budget, Circular N. A-4 To the Heads of Executive Department Establishments, Subject: Analyse réglementaire. Washington: Executive Office of the President, Washington, septembre 2003

https://obamawhitehouse.archives.gov/omb/circulars_a004_a-4/

(WB, 2021) Prélèvements annuels d'eau douce de la Banque mondiale, page web consultée en juin 2021

<https://data.worldbank.org/indicator/ER.H2O.FWTL.K3?locations=EU>

(WEC Germany et LBST, 2020) World Energy Council Germany et Ludwig Bölkow Systemtechnik, International Hydrogen Strategies, septembre 2020

https://www.weltenergieerat.de/wp-content/uploads/2020/09/WEC_H2_Strategies_finalreport_200922.pdf

(WindSeeG, 2016) Loi allemande sur l'énergie éolienne en mer, 2016

<http://www.gesetze-im-internet.de/windseeg/WindSeeG.pdf>

Liste d'abréviations et d'acronymes

AEM	Membrane échangeuse d'anions
CAPEX	Dépenses d'investissement
CCfD	Contrats de carbone pour la différence
CUSC	Captage, stockage et utilisation du carbone
DAC	Captage d'air direct
CE	Commission européenne
ENTREPRISE COMMUNE PCH	Entreprise commune Piles à combustible et Hydrogène
FiT	Tarif de rachat d'électricité
GES	Gaz à effet de serre
GW	Gigawatt
H ₂	Hydrogène
AIE	Agence internationale de l'énergie
GIEC	Groupe d'experts intergouvernemental sur l'évolution du climat
LCOH	Coût actualisé de l'hydrogène
LOHC	Liquides organiques porteurs d'hydrogène
MWh	Mégawattheure
OPEX	Dépenses d'exploitation
PEM	Membrane d'échange de protons
PPA	Contrats d'achat d'électricité
PV	Photovoltaïque
SDS	Scénario de développement durable (AIE)
SMR	Reformage du méthane à la vapeur
SOEC	Cellules d'électrolyse à oxyde solide

Conseil Mondial de l'Énergie - Série « Hydrogène à l'horizon »

Le Conseil Mondial de l'Énergie a publié en juillet 2021 un nouvel Innovation Insights Briefing intitulé « Hydrogène à l'horizon : à vos marques, presque prêts, partez ? ». Élaboré en collaboration avec PwC et EPRI, le briefing vise à informer le dialogue sur l'énergie au niveau mondial quant au rôle de l'hydrogène dans les transitions et transformations énergétiques en cours et à venir. Il présente divers scénarios de demande d'hydrogène, détaille les priorités nationales et régionales, et identifie les principaux atouts et obstacles au développement de l'hydrogène à grande échelle. Le briefing est disponible dans 7 langues : arabe, chinois, anglais, français, portugais, russe et espagnol.

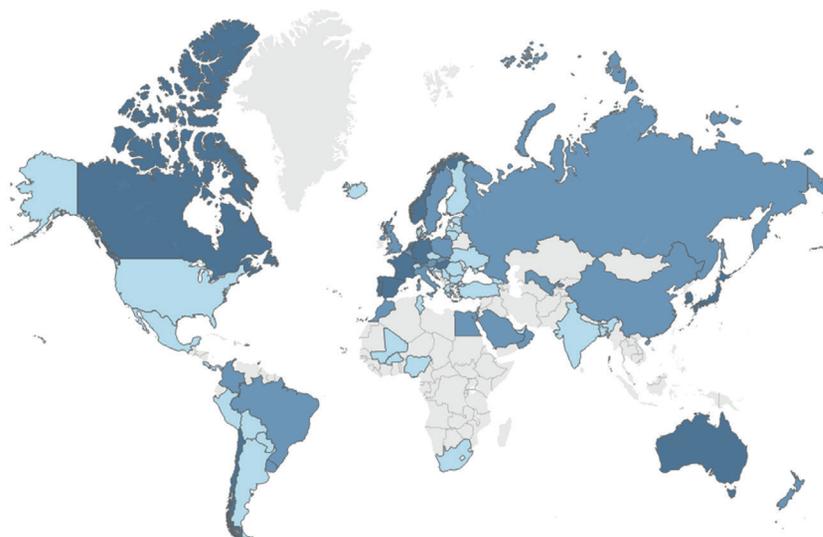


Le briefing est accompagné d'une série de documents de travail en 3 parties, détaillant les points saillants ainsi que des informations supplémentaires sur les stratégies nationales de l'hydrogène, les contributions de dirigeants sur le développement de l'hydrogène, et la dynamique de la demande et des coûts de l'hydrogène.

Le travail a mis en évidence que des différences significatives existent entre les ambitions et les projets des divers pays et régions. De plus, la confusion sur les couleurs semble étouffer l'innovation et risquer d'exclure prématurément certaines voies technologiques qui pourraient potentiellement s'avérer plus rentables et plus efficaces en termes de décarbonation. À l'heure actuelle, les discussions sont fortement axées sur l'offre, ignorant le rôle des utilisateurs d'hydrogène, faisant de l'évolution de la demande une incertitude critique. Le briefing a également souligné que les liens avec la création d'emplois et la croissance économique bénéficieraient d'un examen plus approfondi à l'avenir.

Pour télécharger la série de briefings et documents de travail « Hydrogène à l'horizon », accédez à l'espace des publications sur le site Web du Conseil : <https://www.wec-france.org/>

Avancement des pays dans l'élaboration d'une stratégie hydrogène



Panorama au 07/06/2021

- Stratégies nationales publiées
- Stratégies nationales en préparation
- Pays avec des discussions politiques ou de premiers projets de démonstration

Source : Conseil Mondial de l'Énergie

World Energy Council - “Hydrogen on the Horizon” series

The World Energy Council released in July 2021 a new Innovation Insights Briefing titled “Hydrogen on the Horizon: ready, almost set, go?”. Prepared in collaboration with PwC and the U.S. Electric Power Research Institute (EPRI), the briefing informs worldwide energy dialogue on hydrogen’s role in ongoing, and future, energy transitions and transformations. It shares various hydrogen demand scenarios, country and regional-level priorities and identifies important enablers and barriers for large-scale hydrogen development. The briefing is available in Arabic, Chinese, English, French, Portuguese, Russian and Spanish.

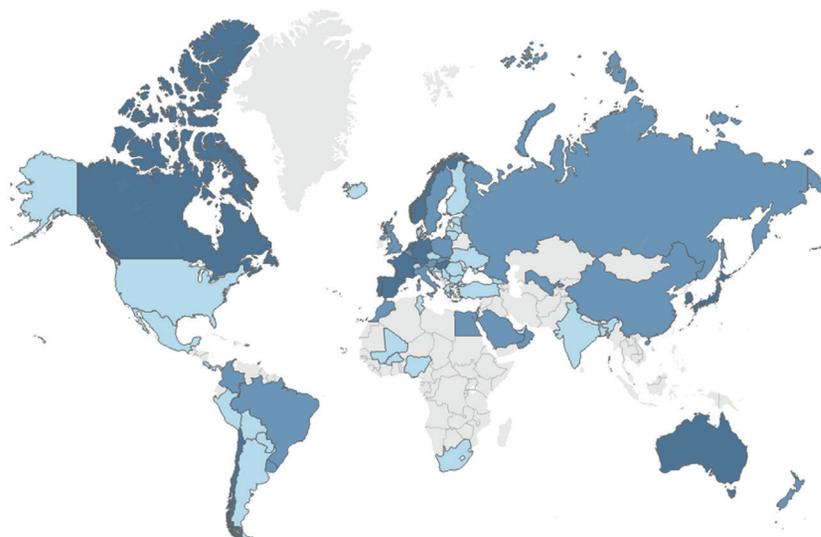


The briefing is accompanied by a 3-part series of Working Papers, providing details and additional insights into national hydrogen strategies, inputs from senior leaders on hydrogen developments, and hydrogen demand and cost dynamics.

The work has highlighted that significant differences in ambitions and plans exist between countries and regions. Moreover, the confusion over colours is seen to be stifling innovation and risking the premature exclusion of some technological routes that could potentially be more cost and carbon effective. At the moment, discussions are focused heavily on the supply, ignoring the role of hydrogen users, making demand evolution a critical uncertainty. The briefing also highlighted that links to job creation and economic growth would benefit from further scrutiny in the future.

To download the “Hydrogen on the Horizon” series of briefing and working papers, access the publications space on the Council’s website: <https://www.worldenergy.org/>

Overview Map Of The Countries Activities Towards Developing a Hydrogen Strategy



State of play until 07/06/2021

- Published national strategy
- National strategy in preparation
- Policy discussions / Initial demonstration projects

Source: World Energy Council

Depuis soixante-dix ans, *La Revue de l'Énergie* est l'un des lieux de débat sur les questions énergétiques, en France et dans le monde, à l'interface des milieux académiques, politiques et industriels. Elle est éditée depuis fin 2017 grâce à l'engagement du Conseil Français de l'Énergie.

Dès sa création en 1949 par Edmond Epstein, à l'époque sous le nom de *Revue Française de l'Énergie*, *La Revue de l'Énergie* est au cœur des transitions énergétiques : elle offre un cadre de débat d'idées et de critiques constructives, tout en refusant les polémiques stériles. Tout au long de son histoire, elle ouvre ses pages aux points de vue d'auteurs venus d'horizons divers, représentant toutes les énergies, toutes les technologies et tous les acteurs. Son objectif est de présenter les faits et les analyses, en toute probité et en toute indépendance.



Aujourd'hui encore, ces objectifs demeurent d'une grande modernité. Certes, le contexte a changé et il serait trop long de décrire toutes les évolutions du secteur de l'énergie en France, en Europe et dans le monde depuis la création de la revue. Du côté de l'offre comme du côté de la demande, les filières ont évolué et la carte de l'énergie a été transformée. La perception des enjeux a été sensiblement modifiée, notamment avec l'irruption de nouvelles technologies qui pourraient bouleverser les *business models* de l'énergie, mais aussi en raison du contexte sanitaire mondial lié à la pandémie de Covid-19. Des risques nouveaux sont apparus, d'autres semblent moins importants et encore aujourd'hui la perception des risques évolue.

Au sommaire des derniers numéros, *La Revue de l'Énergie* a proposé à ses lecteurs :

- ▶ Des entretiens avec des personnalités telles que Nicolas Hulot, Jean-Bernard Lévy, Makhtar Diop ou Patrick Pouyanné.
- ▶ Des tribunes signées par des dirigeants, des universitaires ou des experts de haut niveau.
- ▶ Des articles de fond écrits par des industriels ou des académiques sur des enjeux énergétiques : les pétroles non conventionnels, l'intégration des énergies renouvelables, les *blockchains*, le nucléaire, les politiques énergétiques locales, le GNL, les SMR, la rénovation énergétique, la décarbonation de l'économie, la précarité énergétique, l'hydrogène ou encore la sobriété énergétique.
- ▶ Des rubriques régulières : «Dans la bibliothèque de la revue», «Il y a dix ans dans la revue», «Ma thèse en une page» et «Regards».
- ▶ Des numéros spéciaux : un numéro «Europe et énergie» ou encore un hors-série sur le coût des transitions énergétiques en Europe.

La Revue de l'Énergie est diffusée vers les politiques, l'administration, les entreprises, les médias, les milieux associatifs et académiques. La cible géographique est la France, mais aussi l'Europe (dont les organisations de l'Union européenne) et le monde, notamment la plupart des pays francophones.

Contact : editeur@larevuedelenergie.com

**WORLD
ENERGY
COUNCIL** | **25th
CONGRESS**
St. Petersburg, 24-27 October, 2022



**REGISTRATION
IS NOW OPEN!**



**25th World
Energy Congress**

24–27 October 2022, St. Petersburg, Russia
worldenergycongressrussia.org

For enquiries regarding the content programme and speaking opportunities at the Congress:
global.agenda@worldenergy.org, www.worldenergy.org

For enquiries regarding sponsorship and advertising at the Congress:
partners@roscongress.org, www.roscongress.org