

RESPONSABILITÉ & ENVIRONNEMENT

*« Se défier du ton d'assurance qu'il est si facile de prendre et si dangereux d'écouter »
Charles Coquebert, Journal des mines n°1, Vendémiaire An III (septembre 1794)*



Défis et opportunités du futur mix énergétique décarboné de la France



Notre site



N°124
OCTOBRE 2026

*Publiées avec le soutien
de l'Institut Mines Télécom*



RESPONSABILITÉ & ENVIRONNEMENT

ISSN 2271-8052 (en ligne)

ISSN 1268-4783 (imprimé)

Série trimestrielle - N°124 - Octobre 2026

Rédaction

Conseil général de l'Économie (CGE)
Ministère de l'Économie, des Finances
et de la Souveraineté industrielle,
énergétique et numérique
120, rue de Bercy - Télédock 797
75572 Paris Cedex 12
Tél. : 01 53 18 52 68
<http://www.annales-des-mines.org>

Grégoire Postel-Vinay
Directeur de la publication
et Rédacteur en chef

Alexia Kappelmann
Secrétaire générale

Daniel Boula
Secrétaire général adjoint

Magali Gimon
Assistante de rédaction et Maquettiste

Nuria Gorris
Cheffe de projet multimédia

Publication

Photo de couverture - triptyque
Gauche : site de méthanisation d'Eure-et-Loir
© BercyPhoto / Sébastien Muylaert
Centre : centrale nucléaire du Tricastin
© BercyPhoto / Sébastien Muylaert
Droite : panneaux solaires et éoliennes © Adobe Stock

Iconographie
Daniel Boula

Mise en page
Magali Gimon

Impression
Dupliprint Mayenne

Membres du Comité de rédaction

Pierre Couveinhes
Président du Comité de rédaction

Mireille Campana

Fabrice Dambrine

Dominique Dron

Ivan Faucheux

Jean-Luc Laurent

Richard Lavergne

Philippe Merle

Michel Pascal

Didier Pillet

Grégoire Postel-Vinay

Anne-Cécile Sigwalt

Claire Tutenuit

Le contenu des articles n'engage que la seule responsabilité de leurs auteurs.

Sauf mention contraire, les photos des auteurs et illustrations sont considérées comme « droits réservés ».

Défis et opportunités du futur mix énergétique décarboné de la France

5
Preface
Dr. Fatih BIROL

8
Introduction
Richard LAVERGNE

Vers quel mix énergétique s’oriente-t-on en France ?

11
Vision des pouvoirs publics
aux horizons 2035 et 2050
Cédric BOURILLET

16
Faire de la décarbonation
de l’industrie française et
européenne un levier de
compétitivité et de souveraineté
Thomas COURBE

20
Évolution et perspectives
du système électrique,
entre désirs et réalités
Thomas VEYRENC

27
Le rôle et la place des énergies fossiles
dans le mix énergétique de la France
Patrick POUYANNÉ

31
Quel avenir pour le gaz
dans le mix énergétique
décarboné de la France ?
Laurence POIRIER-DIETZ

35
La place du gaz dans l’objectif
de la neutralité carbone de la France
Dominique AUVERLOT, Philippe GUIGNARD,
Richard LAVERGNE, Thierry de MAZANCOURT
& Sophie MOUGARD

40
La R&D au service
d’une énergie décarbonée,
souveraine et compétitive
Anne-Isabelle ETIENVRE

43
La transition énergétique
ou « 50 nuances de vert » :
l’exemple du transport
Pierre-Franck CHEVET, Mickaele LE RAVALEC,
Richard TILAGONE & Jérôme SABATHIER

48
Les énergies renouvelables
au cœur de la transition
Jules NYSSSEN

55
L’Europe, l’énergie
et la neutralité carbone :
chronique d’une quête perpétuelle
(1950-2050)
Cécile MAISONNEUVE

60

Quel rôle pour la chaleur
dans le futur mix décarboné
de la France ?

Antoine PELLION

66

Quelles leçons tirer des perspectives
énergétiques en France ?

Patrick CRIQUI

Électrification du mix : jusqu'où et comment y aller ?

72

Enjeux du système électrique :
penser à long terme, agir maintenant

Emmanuelle WARGON

76

Le marché de l'électricité en France :
ce que le signal-prix sait faire,
et ce qui lui résiste

Emeric de VIGAN

80

Investir dans l'électricité,
un choix rentable pour la décarbonation,
la compétitivité et la souveraineté

Charles WEYMULLER

87

Comment les énergies renouvelables
peuvent-elles contribuer au mix
énergétique futur de la France ?

Stefan LOUILLAT, David MARCHAL,
Jean-Michel PARROUFFE
& Baptiste PERRISSIN-FABERT

91

Électricité bas-carbone :
coûts et externalités

Jean-Guy DEVEZEAUX DE LAVERGNE

103

Le nucléaire, socle énergétique
et industriel français

Valérie FAUDON

Contribution des acteurs économiques et sociaux

107

Mobilités durables :
enjeux et opportunités
pour la France et l'Europe

Daniel IRACANE et Patrick PÉLATA

112

Les métaux critiques et stratégiques,
une brique essentielle
de la transition énergétique
et un terrain d'investissement
pour la France et l'Europe

Christophe POINSSOT, Stéphane BOURG
& Patrick d'HUGUES

120

Défis et opportunités du futur mix
énergétique décarboné de la France -
Cas de la filière Chimie

Magali SMETS et Sylvain LE NET

125

Défis et opportunités du futur mix
énergétique décarboné de la France -
Cas de l'industrie sucrière

Remi AUBRY

130

Les industries verrières
se décarbonent

Jacques BORDAT

135

L'électrification des logements

Jean-Pierre HAUET

141
Spécificités énergétiques de la Corse
et les solutions prévues par la PPE
pour la décarbonation
et la sécurité énergétique
Pierre FONTAINE

146
Transition énergétique
et gouvernance territoriale :
mieux valoriser le potentiel des
collectivités en France et en Europe
Michel DERDEVET et Mohamed ES-SBAI

150
La transition énergétique
au risque des inégalités sociales :
le cas des ménages précaires en France
Bertrand LAPOSTOLET

155
Traductions des résumés

162
Biographies des auteurs

Ce numéro a été coordonné
par Richard LAVERGNE

Preface

By Dr. Fatih BIROL

Executive Director of the International Energy Agency

Energy has once again become one of the defining issues of our time

It is always important to talk about energy. But the events of this year have reminded us, with unusual clarity, why energy matters so deeply to our economies, our industries and our societies.

The Iran war has highlighted the interconnected nature—and the fragilities—of energy systems around the world. Since the outbreak of hostilities at the end of February, repeated disruptions to shipping through the Strait of Hormuz have demonstrated how quickly an energy shock in one region can reverberate across the globe.

The scale of the Hormuz disruption is unprecedented. With tanker traffic through the Strait of Hormuz nearly halted at certain points, around 15 million barrels per day of Middle Eastern oil production was shut in. At the same time, close to a fifth of global liquefied natural gas (LNG) supply was affected. This underscores the extent to which modern energy systems depend on secure and reliable trade routes.

While no region was spared, the Middle East bore the brunt of the impacts in terms of loss of lives and livelihoods. In the energy sector, key infrastructure suffered damage across the region, and Middle East producers experienced losses in export revenues. The downstream impacts of the crisis have been felt most acutely in emerging and developing economies, particularly in South and Southeast Asia where consumers rely heavily on fuel imports from the Middle East. But advanced economies have also felt the effects in higher fuel prices and inflation.

Beyond the energy sector, the crisis is having significant consequences for other parts of the global economy. The Gulf region produces around a quarter of global sulphur supply, which is essential for refining critical minerals like copper and cobalt. Helium supply shortages have disrupted semiconductor production, while fertiliser prices have affected food security and affordability in the world's most vulnerable regions.

The International Energy Agency was founded to help safeguard energy security

Safeguarding global energy security was precisely why the IEA was founded in the aftermath of the first major oil shock in the early 1970s, and it remains one of our core missions today.

The IEA has grown a great deal since its foundation in 1974, expanding from 17 to 32 Member countries today. In 2015, we established an “opening the doors” policy that allowed us to deepen our collaboration with emerging economies around the world. Since then, a total of 13 countries have joined the IEA Family as Association countries, including Viet Nam and Nigeria this year. Brazil, India and several other countries are engaged in the process of becoming full Members. Together, the IEA Family now represents over 80% of global energy consumption.

In moments of major oil market disruption, the IEA has a crucial role to play. Earlier this year, as the market impacts of the war in the Middle East intensified, IEA Member countries unanimously agreed to make 400 million barrels of emergency oil reserves available to the market—the largest collective action since our Agency was founded over 50 years ago. This action was vital in avoiding far worse impacts on energy consumers and economies around the world.

At the same time, releasing emergency oil reserves is not a lasting solution for energy crises. It is essential that global trade routes remain free and open. Persistent disruptions can have severe consequences for energy markets and the wider economy. Lasting energy security depends on resilient systems, diversified supplies, adequate investments and strong international cooperation.

Looking ahead

The decisions governments and industry make in response to this year's energy crisis will shape energy systems for years to come.

Today, the world is in a much stronger position to withstand supply disruptions than it was during the oil shocks of the 1970s. We now have access to a much wider range of energy sources—including cost-competitive, low-emissions technologies that can also strengthen resilience and support economic growth.

Meanwhile, the Age of Electricity is taking hold, adding momentum to new supply sources. Driven by rising demand from industry, air conditioning, electric vehicles and data centres, annual growth in global electricity consumption over the next five years is set to be 50% higher¹ than the average over the previous decade. Looking further ahead, electricity demand increases much faster than overall energy use² in all of our World Energy Outlook scenarios. France's Plan d'électrification des usages is one example of a broader global trend that will continue to reshape the energy landscape.

Even as oil, gas and coal continue to play major roles in the global energy mix, other energy sources are increasingly supporting diversification strategies. Our Global Energy Review 2026³ shows that in 2025, low-emissions sources, such as renewables and nuclear power, met almost 60% of global energy demand growth—and all of the growth in electricity consumption. And for the first time, the largest share of global energy demand growth was met by solar PV.

In the European Union, renewables and nuclear now represent over 70% of electricity generation. In India, renewable capacity additions surged by almost 60% in 2025. And in Southeast Asia, electric car sales more than doubled.

Energy security today: Building industrial competitiveness and economic resilience

Affordable and reliable energy is essential for industrial competitiveness. For energy-intensive industries like steel, chemicals and cement, energy can represent over two-thirds of production costs, making them highly vulnerable to volatile energy prices. These sectors provide inputs for other industries that are vital to economic and national security—including electronics, pharmaceuticals, construction and transport equipment. At a time of high economic uncertainty and geopolitical risk, energy prices are a critical determinant of the competitiveness of these industries and the jobs linked to these sectors.

The challenge for many governments today is to balance a complex range of priorities spanning energy security and affordability, economic competitiveness and efforts to reduce emissions.

The oil shocks of the 1970s catalysed important progress across several key energy technologies, from nuclear power and solar PV to batteries and more efficient cars. These led to significant changes in the structure of the global energy economy. We should expect the energy crises of 2022 and 2026 to drive further progress and change.

Diversification remains an essential pillar of energy security. No government should be excessively reliant on a single country, fuel or technology for its energy supply. In many countries, renewables are now the most cost-competitive power source and are meeting a growing share of electricity demand growth—more than two-thirds since 2015. And last year, nuclear generated more electricity than ever before. France, a trusted global nuclear technology provider, is well-positioned to lead on this front.

At the same time, the increasing complexity of the global energy economy is bringing forth challenges for countries and companies to ensure resilient supply chains. For example, a range of critical minerals are of strategic importance for key energy technologies and also have major implications for broader economic and national security because of their role in digital, aerospace and defence technologies. However, their production remains highly concentrated⁴ across their supply chains, from mining to processing and refining.

The IEA was the first to detail the risks associated with this supply concentration. For 19 out of 20 strategic minerals that we closely monitor, one single country is the biggest refiner with an average market share of 70%. For rare earth elements, the concentration of global processing and refining in one country is over 90%. It is essential to diversify supplies to reduce energy security risks and increase resilience.

Supply diversification will not materialise through market forces alone. Capital costs for critical minerals projects in diversified regions are typically about 50% higher than for incumbent producers. This makes it difficult for investors to commit resources to those projects. To diversify supply chains, well-designed policy support and innovative approaches are urgently needed.

The challenges facing critical mineral supply chains are too big for any one country to tackle alone, making international partnerships indispensable. The 2026 G7 Leaders' Summit, under the French Presidency, also recognised

¹ <https://www.iea.org/reports/electricity-2026>

² <https://www.iea.org/spotlights/the-world-is-moving-at-speed-into-the-age-of-electricity>

³ <https://www.iea.org/reports/global-energy-review-2026>

⁴ <https://www.iea.org/reports/global-critical-minerals-outlook-2025>

critical minerals as a key priority, and highlighted the IEA's Critical Minerals Security Programme⁵ as a key platform for international cooperation.

No country is an energy island

The energy choices made by France, by Europe and by countries around the world should not be separate endeavours. Energy security, industrial competitiveness and emissions reduction are deeply interconnected. Investments that strengthen resilience and encourage innovation can contribute not only to national energy security but also to energy systems globally.

History shows that periods of disruption often accelerate innovation and change. The IEA helps ensure that key decisions are informed by robust analysis, reliable data and international cooperation. Together, we have an opportunity to build energy systems that are more secure, more resilient and better equipped to support prosperity in the years ahead. I hope the articles collected in this volume will help contribute to that important discussion.

⁵ <https://www.iea.org/news/2026-iea-ministerial-declaration-supporting-the-iea-s-work-on-critical-minerals-security>

Introduction

Par Richard LAVERGNE

Membre associé du Conseil général de l'Économie

Le présent numéro des *Annales des Mines* a été conçu en miroir avec un numéro publié il y a sept ans, intitulé « Quel équilibre futur pour l'offre et la demande d'énergie ? » (série *Responsabilité & Environnement*, n°95, juillet 2019). Plusieurs des auteurs de l'époque ont bien voulu contribuer de nouveau, notamment le Dr Fatih Birol, directeur exécutif de l'Agence internationale de l'énergie, qui signe les préfaces des deux numéros.

Le numéro a été organisé en trois parties :

- Vers quel mix énergétique s'oriente-t-on en France ?
- Électrification du mix : jusqu'où et comment y aller ?
- Contributions des acteurs économiques et sociaux

Les considérations suivantes ont justifié le choix de cette structuration.

Le contexte des politiques énergétiques a beaucoup évolué depuis 2019 : le monde a été confronté à la crise de la Covid-19, puis à des crises géopolitiques majeures (Ukraine, Iran), nos rues et nos routes se transforment (véhicules électriques, trottinettes électriques...), le nucléaire renaît, la concurrence entre entreprises énérgo-intensives s'intensifie, l'accès aux matériaux critiques rivalise en niveau de préoccupation avec la sécurité d'approvisionnement énergétique, etc.

La France a la chance d'avoir des entreprises énergétiques, de premier plan au niveau international, qui interviennent sur l'ensemble de la chaîne de valeur de production d'énergies : TotalEnergies, EDF, Orano, Framatome, Engie, plusieurs adhérents du SER (Syndicat des énergies renouvelables), Vallourec, Legrand, Schneider Electric, Saint-Gobain... Même si certaines d'entre elles interviennent principalement sur les énergies fossiles, dont au moins les pays en développement auront besoin pour encore longtemps, le lien de ces entreprises avec la France constitue un atout précieux pour assurer une transition énergétique mondiale s'inspirant de celle réalisée dans notre pays.

La France a également la chance de disposer d'un réseau d'organismes publics de recherche dans le domaine de l'énergie, dont le CEA et l'IFPEN, ainsi que d'une recherche partenariale active avec les entreprises précitées, permettant de transformer les connaissances en innovations répondant aux besoins concrets de la transition énergétique.

Le gouvernement français s'apprêtait, lors de la sortie du numéro de juillet 2019, à publier une nouvelle « Stratégie française pour l'énergie et le climat », dont la Programmation pluriannuelle de l'énergie pour 2019-2028 (PPE-2).

La PPE 3 (2026-2035), publiée en février 2026, et la Stratégie française pour l'énergie et le climat, en instance de publication, poursuivent à peu près les mêmes objectifs de décarbonation du mix énergétique français en 2050, mais comportent des inflexions importantes sur les moyens de les atteindre : relance affirmée du nucléaire tout en maintenant l'essor des énergies renouvelables, électrification poussée des usages, prise en compte du concept de souveraineté à tous les niveaux, place de l'hydrogène, des carburants bas-carbone et de l'efficacité énergétique, etc.

Le plan d'électrification présenté par le gouvernement en avril 2026 constitue un revirement aussi structurant que l'a été le discours du président de la République du 10 février 2022 à l'usine GE Steam Power de Belfort (devenue depuis une filiale d'EDF et renommée Arabelle Solutions), où il annonçait un plan ambitieux de relance du nucléaire civil, après des lustres de « nucléaire honteux » au niveau des pouvoirs publics. Le chef de l'État, Emmanuel Macron, a en effet déclaré le 26 mai 2026 que « L'électrification est un combat contemporain et une stratégie pour notre pays pour être plus indépendant, plus compétitif, créer davantage d'emplois sur le pays et décarboner ».

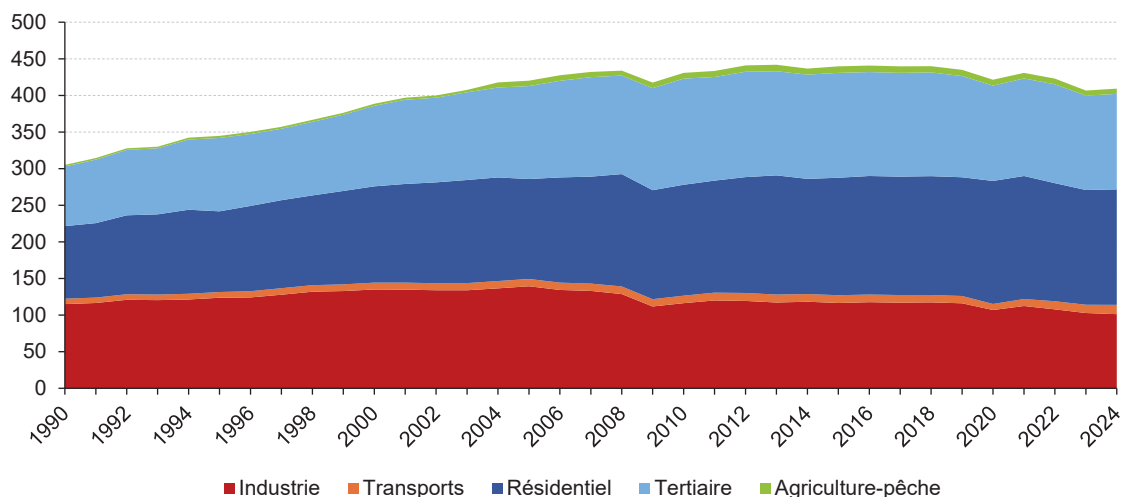
Pourtant, 25 ans plus tôt, les modélisateurs qui réalisaient des scénarios énergétiques pour la France, en lien avec l'ADEME, écartaient tout scénario d'électrification, stigmatisant notamment le chauffage électrique comme étant un « scandale français » ! La technologie a évolué, les esprits aussi, mais le défi à relever est immense puisqu'en 2024, les énergies fossiles représentaient encore 58% de la consommation finale d'énergie en France hexagonale, tandis que l'électricité ne comptait que pour 27 %, des pourcentages d'ailleurs similaires à ceux de 2012.

La consommation française d'électricité est orientée à la baisse depuis une dizaine d'années : selon le CGDD-SDES¹, si l'on considère le périmètre France (y compris DROM), la consommation d'électricité corrigée des variations climatiques a baissé de 7,2 % depuis 2012 (- 32 TWh), particulièrement depuis 2019. La désindustrialisation

¹ Commissariat général au développement durable, Service des données et études statistiques.

en est une cause importante puisque l'industrie contribue le plus à cette baisse globale, même si l'amélioration de l'efficacité énergétique a aussi joué un rôle. Le transport est le seul secteur connaissant une hausse (+ 2 TWh) grâce au développement des véhicules électriques.

En TWh (données corrigées des variations climatiques)



Champ : jusqu'à l'année 2010 incluse, le périmètre géographique est la France métropolitaine. À partir de 2011, il inclut en outre les cinq DROM.

Figure : Évolution de la consommation finale d'électricité en France
(Source : CGDD-SDES, Bilan énergétique de la France pour 2024, mars 2026, p. 120).

Le prix des énergies a un impact important sur la compétitivité économique et il existe de grandes disparités de situation à cet égard, au niveau européen et mondial, notamment vis-à-vis des États-Unis et des pays du Golfe où les prix du gaz sont faibles comparés à ceux en France, ce qui pénalise fortement l'industrie française. La France bénéficie pourtant d'une production nationale abondante et bon marché en électricité bas-carbone, mais il faut du temps et de l'argent pour décarboner les *process*. Il est vrai que la question du coût des énergies est complexe car les comparaisons sont souvent biaisées, par exemple en comparant des « coûts LCOE² » avec des « coûts système » ou en tenant plus ou moins compte de certaines externalités. En outre, la fiscalité ou des subventions cachées peuvent créer des distorsions de concurrence entre énergies et entre pays.

Depuis 2019, en conséquence d'une succession d'hivers doux et d'étés caniculaires, le réchauffement climatique préoccupe de plus en plus les citoyens français et européens, de sorte que les politiques de lutte contre ce phénomène anthropique prennent de l'ampleur, en Europe encore plus que dans d'autres régions du monde³. Avec un certain décalage et des polémiques qui se poursuivent, l'adaptation au changement climatique commence à émerger dans les politiques publiques. En particulier, en France, la climatisation, jadis honnie par beaucoup de commentateurs, semble faire l'objet d'un intérêt qui rappelle celui observé il y a plusieurs dizaines d'années dans des pays à étés torrides comme le Japon ; la France s'y prête d'ailleurs plutôt mieux parce que les récentes pompes à chaleur (PAC) réversibles consomment moins et que notre pays dispose d'une ressource abondante en électricité nationale bas-carbone.

Parmi les évolutions observées depuis 2019, on constate un intérêt mondial pour la recherche et les technologies visant à réduire les émissions de gaz à effet de serre (ampoules LED, batteries, procédés industriels moins émetteurs, carburants bas-carbone, recours au CCS, etc.). Si, au début de leur déploiement, les innovations comme l'intelligence artificielle (IA), la 5G pour les télécommunications, les *blockchains*, etc., peuvent entraîner un surcroît de consommation d'énergie, il est permis de penser que les progrès techniques dans leur conception et leur fonctionnement ainsi que les réductions d'émissions permises grâce à leur usage, auront *in fine* un bilan globalement positif sur le climat.

Enfin, l'énergie reste et restera un bien essentiel pour les entreprises et les ménages. La transition vers un mix décarboné ne pourra être réussie qu'avec des investissements importants et des signaux-prix cohérents sur la durée. Les pouvoirs publics ont un rôle important à jouer pour, en même temps, renforcer la compétitivité économique des entreprises françaises et accompagner les ménages en situation de précarité.

² Levelized Cost of Energy, ou coût actualisé de l'énergie, est une mesure économique qui permet de comparer le coût de production de l'électricité entre différentes sources d'énergie sur toute leur durée de vie.

³ L'Europe se réchauffe plus vite que la moyenne mondiale selon le rapport Copernicus-OMM 2025, <https://climate.copernicus.eu/sites/default/files/2026-04/ESOTC-2025-summary.pdf>

En résumé, le principal message à retenir de ce numéro pourrait être que, si les défis posés par le futur mix énergétique décarboné de la France (et ultérieurement du monde) sont considérables, il est raisonnable d'être optimiste, à la fois sur les opportunités que présente l'atteinte de ce mix pour l'économie française et sur le bien-être des générations futures qui en bénéficieront.

Le coordonnateur de ce numéro remercie chaleureusement tous les auteurs qui ont bien voulu consacrer un peu de leur temps pour contribuer à ce numéro en développant les différents aspects précités. Il formule le vœu que ces analyses diversifiées et riches en substance, en provenance des meilleurs experts de l'énergie, puissent éclairer les débats à venir sur la politique énergétique de la France.

Vision des pouvoirs publics aux horizons 2035 et 2050

Par Cédric BOURILLET

Direction générale de l'Énergie et du Climat (DGEC)

La neutralité carbone en 2050 est le cadre de référence des politiques énergétiques et climatiques européennes. Cette ambition se décline dans la stratégie française énergie climat. Ses trois piliers (la Programmation pluriannuelle de l'énergie, la Stratégie nationale bas-carbone et le Plan national d'adaptation au changement climatique) tracent le chemin vers un mix énergétique décarboné, souverain, résilient et compétitif.

Au-delà de la réduction des émissions de gaz à effet de serre, ils traduisent une vision intégrée de la transition énergétique, articulant la décarbonation, aux enjeux de la souveraineté énergétique rendue indispensable par la multiplication des chocs internationaux, à la compétitivité industrielle nécessaire pour décarboner notre consommation, à l'indispensable adaptation au changement climatique et à la justice sociale sans laquelle la transition énergétique ne peut avoir lieu. C'est cette trajectoire, ses jalons de 2035 et 2050, et les leviers mobilisés pour y parvenir, que l'on décrit ici.

La France et l'Union européenne (UE) se veulent les cheffes de file de l'action climatique

Cela se traduit par une approche volontariste sur chacun des éléments du cadre climatique international : l'atténuation des émissions de gaz à effet de serre (GES) sur laquelle on se concentre ici, mais aussi, la finance climat internationale, et l'adaptation au changement climatique.

L'UE est une Partie de la Convention Cadre des Nations unies sur les Changements Climatiques de 1992, et du Protocole de Kyoto (1997) qui visait à stabiliser les émissions mondiales de GES. Elle est l'une des seules Parties à avoir respecté ses engagements, avec une réduction de 30 % de ses émissions entre 1990 et 2020, pour un objectif de 20 %. Cet engagement européen a donné naissance au premier marché carbone dans le monde : le système d'échange de quotas d'émission (dit « SEQUE-UE » ou « ETS ») pour les secteurs de l'industrie lourde et l'énergie. Des objectifs nationaux, pour les secteurs non couverts par l'ETS, ont également été fixés à l'horizon 2020, et renforcés à l'horizon 2030.

L'Accord de Paris de 2015 crée un nouveau cadre international : il fixe une limite d'élévation des températures mondiales à ne pas dépasser à 2°C, tout en s'efforçant de la limiter à 1,5°C. Ces trajectoires mondiales supposent la neutralité climatique dans la seconde moitié du XXI^e siècle. Chaque État définit ses objectifs de réduction d'émissions dans sa « contribution déterminée au niveau national ». Ainsi, la France et l'UE se sont fixé pour objectif l'atteinte de la neutralité climatique à l'horizon 2050, avec des étapes intermédiaires

en 2030 et 2035, définies par leurs contributions déterminées au niveau national.

À horizon 2030, l'UE s'est fixé pour objectif la réduction de ses émissions nettes d'au moins 55 % par rapport à 1990 et a adopté le paquet législatif «Fit for 55» pour l'atteindre. La France, quant à elle, vise une réduction de 50 % de ses émissions domestiques brutes en 2030 par rapport à 1990.

Le «Fit for 55» est composé de différents instruments.

Le règlement sur le partage de l'effort

Le règlement sur le partage de l'effort couvre 60 % des émissions totales de l'UE (transport routier, agriculture, bâtiments, petites industries et gestion des déchets) et vise à réduire ces émissions de 40 % au niveau européen par rapport à 2005. Il fixe des objectifs individualisés pour chaque État membre, en tenant compte de leur capacité respective à réduire leurs émissions (- 47,5 % d'émissions pour la France).

À l'horizon 2030, l'ETS couvre environ 40 % des émissions totales de GES de l'UE et vise une réduction des émissions de 62 % pour ces secteurs par rapport à 2005.

Le règlement sur l'usage des terres, le changement d'affectation des terres et de la foresterie (UTCATF)

Le règlement sur l'usage des terres, le changement d'affectation des terres et de la foresterie (UTCATF) vise un objectif de 42 Mt CO_{2e} d'absorption supplémentaires par rapport à la moyenne de la période 2016-2018.

Par ailleurs, l'UE s'est fixé des objectifs en matière d'efficacité énergétique (- 11,7 % par rapport aux projections relatives à la consommation d'énergie initialement prévues pour 2030) et d'énergies renouvelables (EnR) (au moins 42,5 % d'EnR en 2030, tout en visant 45 % pour le cadre post-2030).

Le Net Zero Industry Act (NZIA)

Le Net Zero Industry Act (NZIA) est un règlement européen visant à produire 40 % des technologies de décarbonation dans l'UE d'ici 2030. Il cible 19 technologies clés (solaire, éolien, batteries, hydrogène, pompes à chaleur...). Publié en juin 2024, il est opérationnel depuis 2026 avec la désignation des Projets Stratégiques et l'ouverture de guichets uniques. Les règles des marchés publics évoluent : le prix n'est plus l'unique critère. Sont désormais évaluées la durabilité, la résilience et la cybersécurité. Cette réglementation favorise le "Made in Europe" en assurant la sécurité juridique, la valorisation du contenu local, la création d'emplois qualifiés et un accès prioritaire aux financements européens. L'Europe affirme sa volonté de fabriquer, et pas seulement de consommer, de l'énergie verte.

Décarboner notre économie est une nécessité qui passe par l'électrification, l'efficacité et la sobriété énergétique

C'est l'ambition portée par la SNBC, qui vise une réduction de 18 % de la consommation énergétique finale en 2030 par rapport à 2012. Sur la période 2012-2024, la France a diminué ses émissions de 8,51 %, soit une réduction annuelle moyenne de 0,7 %. Pour atteindre l'objectif de la SNBC, il faut donc plus que doubler nos efforts sur la période 2024-2030.

La SNBC 3 s'appuie sur tous les leviers disponibles. Sur la période 2023-2050, l'efficacité énergétique contribue pour 15 % aux réductions d'émissions et la sobriété pour 11 %. Ces chiffres recouvrent des transformations concrètes et profondes des modes de vie et de production. La PPE 3 prolonge cette ambition en visant une évolution durable de nos habitudes : vers plus d'efficacité d'abord, grâce à des équipements moins énergivores et à la rénovation des bâtiments ; et vers plus de sobriété, notamment grâce à la baisse des températures de chauffage et au report modal vers des modes de déplacement moins consommateurs d'énergie.

Pour traduire ces ambitions en actes, la France actionne plusieurs leviers

Pour la France, les cibles européennes sont ambitieuses en matière d'efficacité énergétique : 1 243 TWh de consommation d'énergie finale et 1 844 TWh en énergie primaire d'ici 2030. En comparaison, la consommation énergétique finale en 2024 était de 1 550 TWh, contre 1 694 TWh en 2012, et la consommation primaire de 2 630 TWh, contre 3 000 TWh en 2012. Le dispositif des Certificats d'économie d'énergie (CEE), entré dans sa sixième période, finance ainsi directement des actions

de réduction des consommations et de décarbonation auprès des ménages et des entreprises, qu'il s'agisse du *leasing* social pour les véhicules électriques, de l'installation de pompes à chaleur ou de l'électrification de procédés industriels. Des réglementations sectorielles complètent ce dispositif, notamment dans le bâtiment. MaPrimeRénov' mobilise ainsi plusieurs milliards d'euros par an (3,6 Mds€ dans la loi de finances pour 2025) pour accompagner les ménages.

France 2030 soutient largement l'innovation et la production dans les secteurs d'avenir : batteries, réacteurs nucléaires modulaires, hydrogène décarboné

Le secteur industriel représente une part significative des émissions brutes de la France (16,2 % en 2025). La SNBC 3 fixe des objectifs particulièrement ambitieux : une réduction de 70 % des émissions de GES d'ici à 2030 et de 96 % à l'horizon 2050, par rapport aux niveaux actuels. Les émissions industrielles sont en baisse depuis les années 1990, portées principalement par les améliorations technologiques et les gains d'efficacité énergétique¹. Ce constat est important : il montre qu'il est possible de réduire les émissions tout en maintenant une industrie. En son sein, les 150 projets industriels stratégiques visent à ancrer durablement sur le territoire des filières à haute valeur ajoutée. Enfin, les Contrats de transition écologique conclus avec les 50 sites les plus émetteurs permettent d'accompagner les entreprises les plus polluantes dans leur décarbonation¹.

En France, les « puits de carbone naturel » réalisent des absorptions de CO₂ nettes

En 2023, celles-ci élevaient à 50 Mt CO_{2e}, soit 14 % des émissions des autres secteurs. Les effets du changement climatique sur les forêts ont fortement diminué l'efficacité du puits de carbone naturel pour atteindre 46 Mt CO_{2e} en 2017. Une action est engagée pour assurer le renouvellement de la forêt française et pour améliorer les capacités de transformation industrielle des bois issus de ces forêts, notamment *via* des soutiens financiers publics ou le Label bas-carbone. La préservation et le développement des haies, tout comme le maintien des prairies permanentes, ont également été soutenus. Au-delà des puits naturels, l'ambition de la SNBC 3 en matière de séquestration repose aussi sur le développement de technologies de capture du carbone, dont le déploiement restera néanmoins limité et en complément des puits naturels. Ces technologies existent mais restent coûteuses et énergivores.

¹ Ces sites représentaient 55 % des émissions industrielles de GES au lancement de l'opération en 2022.

La fermeture du détroit d'Ormuz rappelle, une fois de plus, la dépendance de l'économie française aux importations d'hydrocarbures et l'importance de construire notre souveraineté énergétique et la résilience du mix énergétique aux chocs extérieurs

Si la facture énergétique nette de la France a diminué de 21 % entre 2024 et 2025, elle s'est néanmoins établie à 45,8 milliards d'euros en 2025, dont plus de 60 milliards d'euros de dépenses pour des énergies fossiles.

Les crises ont par ailleurs démontré la faiblesse de nos protections face aux variations internationales des prix. Outre la canicule et les intempéries, le coût désormais bien documenté de l'inaction climatique confirme notre exposition aux prix internationaux des énergies fossiles. Cette exposition grève le budget des ménages, menace la compétitivité des entreprises et fragilise les finances publiques à l'occasion de chaque crise internationale. Elle vient ainsi confirmer, *a posteriori* et sous un nouvel angle, les objectifs que se sont fixés la France et l'Europe en matière de décarbonation.

La transition énergétique, les économies d'énergie issues de la rénovation des logements et l'électrification des usages réduisent l'exposition des ménages aux prix des énergies fossiles

Toutefois, la transition énergétique nécessite des investissements importants. Dans ce contexte, l'État s'attache à accompagner les ménages modestes, les PME, ou les projets dont la viabilité suppose un soutien public, dans leur transition. C'est notamment le cas du *leasing* social reconduit en 2026 pour 50 000 voitures supplémentaires, de l'offre intégrée d'achat de PAC ou des soutiens à l'électrification des PME déployés dans le cadre du plan d'électrification. La transition juste est une priorité pour permettre à tous d'avoir accès aux gains économiques et de confort de la transition et de garantir l'acceptabilité des processus de transformation.

Néanmoins, la réduction de notre dépendance aux énergies fossiles s'accompagne d'un nouvel impératif de souveraineté : sécuriser l'accès aux minéraux critiques indispensables aux technologies de la transition énergétique,

de la réindustrialisation, du numérique et de la défense²

Le lithium, le nickel, le cobalt, le cuivre, le graphite ou les terres rares ont des chaînes de valeur fortement concentrées dans un nombre limité de pays, ce qui expose la France et l'UE à des risques croissants de ruptures d'approvisionnement, de coercition économique, de volatilité des prix ou de perturbations logistiques. La souveraineté énergétique implique de maîtriser les chaînes de valeur des métaux critiques. Cette stratégie se traduit d'ores et déjà par des investissements industriels majeurs soutenus par France 2030 et le crédit d'impôt « Industrie verte », ainsi que par le Plan national de résilience « Terres rares et aimants permanents ». L'objectif est clair : faire de la résilience des chaînes d'approvisionnement en métaux critiques un levier durable de souveraineté énergétique, industrielle et technologique.

Le marché carbone européen ETS 1

Pour décarboner les usages, le marché carbone européen ETS 1 est un outil clé qui permet de planifier la baisse durable des émissions pour les secteurs couverts et de créer un signal prix de long terme qui stimule l'innovation et rentabilise les investissements dans les technologies bas-carbone. Les résultats sont au rendez-vous : depuis 2005, les émissions de l'industrie lourde et de la production d'électricité et de chaleur ont baissé d'environ 50 % en Europe.

Le Mécanisme d'Ajustement Carbone aux Frontières (MACF)

En vigueur depuis 2026, le Mécanisme d'Ajustement Carbone aux Frontières (MACF) vise à préserver la compétitivité des industries européennes soumises au marché carbone ETS tout en garantissant l'efficacité de l'ETS 1. Le MACF permet de lutter contre les fuites de carbone en appliquant aux importations un prix carbone équivalent à celui acquitté par les producteurs européens pour les secteurs concernés (acier, ciment, aluminium, engrais, électricité, hydrogène). Le périmètre de ce dispositif est donc pour l'instant assez restreint, mais il a vocation à évoluer. Une extension verticale du MACF est prévue à partir de 2028, en incluant 180 produits manufacturés à partir de ces matériaux, avec une attention particulière portée aux produits à forte teneur en acier ou aluminium, comme les sous-produits de l'industrie automobile ou l'électroménager. L'extension horizontale, pour couvrir de nouvelles matières premières, est actuellement en discussion.

² Pour plus de détails, *Annales des Mines – Réalités industrielles*, « Les métaux stratégiques, nouveau défi de la transition énergétique et de la réindustrialisation », novembre 2025, <https://annales-des-mines.org/2025-11-sommaire-ri-les-metaux-strategiques-nouveau-defi-de-la-transition-energetique-et-de-la-reindustrialisation/>

À l'échelle européenne, le Fonds Innovation soutient le déploiement de technologies de rupture contribuant à la décarbonation des secteurs les plus émetteurs. Le programme LIFE finance des projets d'atténuation, d'adaptation et de transition énergétique *via* un appel à projets annuel à destination des entités privées et publiques européennes. À l'échelle française, l'État poursuit sa stratégie de soutien à la décarbonation et à l'innovation *via* le dispositif France 2030. Plusieurs appels à projets ainsi que l'appel d'offres dédié au financement des grands projets industriels de décarbonation (AO GPID) ont ainsi pu être lancés.

L'électrification constitue certes la solution la plus massive et accessible de décarbonation, mais c'est également un défi pour la production, la distribution et la consommation

Pour nous désensibiliser structurellement aux énergies fossiles importées, la production d'électricité est essentielle. En France, elle est aujourd'hui excédentaire et décarbonée à 95 %. Le nucléaire a retrouvé des niveaux de production élevés, tandis que les EnR se sont développées ces dernières années, permettant de répondre à une demande électrique supplémentaire.

Les technologies de production d'électricité renouvelable, notamment le solaire et l'éolien, sont matures et économiquement pertinentes pour déployer rapidement des capacités à un coût compétitif

C'est le sens des objectifs ambitieux fixés par la PPE 3 pour l'éolien terrestre, où la priorité est donnée au *repowering* ou à l'*offshore* comme pour le photovoltaïque. Partout, une attention particulière est portée à la construction d'une chaîne de valeur française ou européenne. Le nucléaire reste néanmoins un pilier central de notre stratégie énergétique : il représente environ 67 % de la production d'électricité française en 2024 et fait l'objet d'un programme de relance ambitieux. La PPE 3 s'appuie notamment sur la prolongation de la durée de vie des réacteurs existants, le recrutement de 100 000 personnes, ainsi que sur la montée en puissance progressive de l'EPR de Flamanville. Elle prévoit enfin la construction de six nouveaux réacteurs EPR2, avec huit réacteurs en option.

La flexibilité est l'un des moyens permettant d'optimiser le fonctionnement du système électrique et d'assurer la sécurité de l'approvisionnement français

La flexibilité contribue à gérer la pointe et les creux de consommation et à assurer un lissage de la courbe de la demande. Elle peut constituer une opportunité éco-

nomique au bénéfice des consommateurs. Parmi les principaux leviers de flexibilité, on peut citer la consommation mais aussi le stockage (batteries électriques, stations de transfert d'énergie et de pompage), la flexibilité de l'offre ou encore le renforcement des réseaux électriques et les interconnexions. Si notre réseau est l'un des plus performants d'Europe, il devra néanmoins s'adapter, être renforcé et mieux interconnecté pour accueillir les nouveaux profils de consommation électrique (véhicules, modes de chauffage et industries) et de production.

La décarbonation de la chaleur est par ailleurs un objectif clé de la PPE 3

En effet, la chaleur représente un peu moins de la moitié (43 %) de la consommation d'énergie finale nationale et constitue le premier besoin énergétique en France. Les usages liés au chauffage, à la production d'eau chaude sanitaire, à la cuisson et à la climatisation représentent environ 80 % de la consommation finale du secteur résidentiel, un peu plus de 50 % de celle du secteur tertiaire et près de 30 % de la consommation finale à usage énergétique du secteur industriel en 2024 (données du SDES). Bien que les énergies fossiles restent majoritaires pour couvrir ces besoins de chaleur, la part des EnR progresse et représente aujourd'hui 30 % de la consommation d'énergie finale. La décarbonation de la production de chaleur, couplée à la réduction des besoins en chaleur, constitue un enjeu considérable pour réduire durablement les émissions de GES. La PPE 3 prévoit de faire passer la consommation de chaleur renouvelable et de récupération de 172 à 297 TWh en 2030, puis à au moins 328 TWh en 2035. Cette trajectoire s'appuie sur l'électrification ainsi que sur un recours accru à la récupération de chaleur fatale, à la géothermie profonde, au solaire thermique, au biogaz et au bois-énergie, tout en limitant les pressions sur la biomasse.

La SNBC 3 pose la question du bouclage de la biomasse, soit de l'adéquation entre offre et demande sur le territoire national

C'est un enjeu de souveraineté énergétique, alors que la compétition internationale pour cette ressource augmentera à mesure que la décarbonation progresse. La SNBC 3 prévoit un bouclage déficitaire en 2030, avant que l'écart offre-demande ne diminue à l'horizon 2050. L'essentiel des importations provient des biocarburants, tandis que l'équilibre est globalement atteint pour le biogaz et la biomasse solide. La SNBC 3 introduit donc une hiérarchisation des usages, qui priorise les usages alimentaires de la biomasse, puis discrimine ses usages énergétiques afin d'assurer qu'elle aille dans les secteurs sans alternative décarbonée viable.

Vers quel mix énergétique s'oriente-t-on en France ?

Le biogaz, et notamment le biométhane, sera un indispensable pour décarboner les usages actuels du gaz

Eu égard aux évolutions envisagées pour l'agriculture française, la SNBC estime que la production nationale de gaz bas-carbone s'établirait autour de 120 TWh PCS en 2050, alors que notre consommation actuelle est d'environ 350 TWh PCS. Le caractère limité de la ressource en 2050 impose des choix quant aux usages prioritaires et une réduction de la demande en gaz, afin de concentrer cette ressource vers les usages les plus difficiles à substituer, tels que le chauffage à haute température dans l'industrie ou encore la production d'électricité en période de pointe.

À l'horizon 2035 et 2050, la France s'est dotée d'une trajectoire ambitieuse et cohérente pour atteindre la neutralité carbone, en s'appuyant sur une planification publique structurée par la PPE, la SNBC et le cadre européen

Cette stratégie mobilise l'ensemble des leviers de la transition : sobriété, efficacité énergétique, électrification des usages, développement des énergies bas-carbone, réindustrialisation, innovation et renforcement des puits de carbone. La réussite de cette trajectoire dépendra de la capacité à relever plusieurs défis majeurs : accélérer les investissements, adapter les infrastructures, préserver les ressources naturelles et garantir une transition juste et acceptée. Au-delà de la réponse au changement climatique, cette transformation est une opportunité de renforcer la souveraineté énergétique, la compétitivité industrielle et la résilience de l'économie française face aux chocs extérieurs. Les objectifs fixés sont exigeants, mais ils s'appuient sur des outils de planification éprouvés et une vision de long terme, à la fois nationale et européenne.

Faire de la décarbonation de l'industrie française et européenne un levier de compétitivité et de souveraineté

Par Thomas COURBE

Directeur général des Entreprises (DGE)

L'Europe fait aujourd'hui face à un triangle d'incompatibilité : elle ne peut durablement prétendre rester à la fois l'économie la plus ouverte du monde, la plus rapidement décarbonée et parmi les plus prospères sans repenser les règles du jeu.

Maintenir l'ambition climatique européenne n'est plus une option. Les événements climatiques extrêmes, qui se multiplient, rappellent chaque année davantage l'urgence d'agir. Pour autant, cette ambition ne peut se construire au détriment de l'industrie européenne.

Imposer aux seules entreprises européennes des exigences environnementales toujours plus élevées, tout en continuant à importer des produits fabriqués dans des pays soumis à des normes moins contraignantes conduit à délocaliser les émissions de carbone plutôt qu'à les réduire. Une telle approche fragilise notre appareil productif sans produire les bénéfices climatiques attendus.

L'enjeu est donc de trouver un équilibre entre l'impératif de décarbonation et la préservation de la compétitivité industrielle européenne. C'est précisément la position défendue par la France : faire de la transition écologique un levier de souveraineté et de réindustrialisation, et non un facteur de désindustrialisation.

Introduction

L'Europe fait aujourd'hui face à un triangle d'incompatibilité : elle ne peut durablement prétendre rester à la fois l'économie la plus ouverte du monde, la plus rapidement décarbonée et parmi les plus prospères, sans repenser les règles du jeu.

Maintenir l'ambition climatique européenne n'est plus une option. Les événements climatiques extrêmes, qui se multiplient, rappellent chaque année davantage l'urgence d'agir. Pour autant, cette ambition ne peut se construire au détriment de l'industrie européenne.

Imposer aux seules entreprises européennes des exigences environnementales toujours plus élevées, tout en continuant à importer des produits fabriqués dans des pays soumis à des normes moins contraignantes conduit à délocaliser les émissions de carbone plutôt qu'à les réduire. Une telle approche fragilise notre appareil productif sans produire les bénéfices climatiques attendus.

L'enjeu est donc de trouver un équilibre entre l'impératif de décarbonation et la préservation de la compétitivité industrielle européenne. C'est précisément la position défendue par la France : faire de la transition écologique un levier de souveraineté et de réindustrialisation, et non un facteur de désindustrialisation.

L'industrie au cœur de la trajectoire de décarbonation européenne

L'Union européenne s'est fixée des objectifs climatiques ambitieux : réduire d'au moins 55 % ses émissions nettes de gaz à effet de serre d'ici 2030 par rapport à leur niveau de 1990, puis atteindre la neutralité carbone à l'horizon 2050, avec un jalon intermédiaire à 90 % de baisse en 2040. La France décline cette ambition à travers sa Stratégie nationale bas-carbone (SNBC 3), qui prévoit une réduction de 50 % des émissions brutes de gaz à effet de serre d'ici 2030 par rapport à 1990, avec également pour objectif d'atteindre la neutralité carbone en 2050.

La décarbonation de l'industrie est une condition indispensable pour atteindre les objectifs climatiques européens. À elle seule, l'industrie représente près d'un cinquième des émissions de gaz à effet de serre, en France comme en Europe : 17 % des émissions françaises et environ 20 % de celles de l'Union européenne.

L'industrie est le secteur qui a d'ailleurs le plus contribué à la réduction des émissions françaises depuis 1990. En 35 ans, ses émissions de gaz à effet de serre ont diminué de 55 %, représentant à elles seules 44 % de la baisse totale des émissions enregistrée en France sur la période. Les efforts doivent néanmoins être pour-

suivis et amplifiés en mobilisant des leviers de décarbonation plus profonds, souvent plus coûteux et ce sur l'ensemble des sites industriels français. Pour y parvenir, un accompagnement volontariste de la puissance publique est indispensable.

Réconcilier contraintes réglementaires et compétitivité

L'ETS, un outil central à adapter aux réalités industrielles

Très tôt l'Union européenne s'est organisée pour atteindre ses objectifs ambitieux en matière de décarbonation, notamment en établissant, dès 2005, le premier système d'échange de quotas d'émission de l'Union (SEQUE-UE, dit « ETS »). L'ETS impose aux entreprises les plus émettrices et aux centrales électriques reposant sur des combustibles fossiles de restituer un quota pour chaque tonne de CO₂ émise. La diminution progressive du nombre de quotas et leur échange entre entreprises donnent ainsi un prix au carbone et incitent à investir dans des solutions moins émettrices. Ce mécanisme a largement contribué à la baisse des émissions industrielles et énergétiques et demeure un levier central de la décarbonation.

Le mécanisme de l'ETS a toutefois ses limites. Les entreprises européennes doivent supporter un coût du carbone plus élevé que celui de leurs concurrents extra-européens, qui ne sont pas soumis à des marchés carbone aussi ambitieux que l'ETS. En effet, selon l'ACE, en 2024, seuls 28 % des émissions mondiales de gaz à effet de serre sont couvertes par un mécanisme de tarification du carbone et près des trois quarts des

émissions concernées sont soumises à un prix explicite inférieur à 20 USD/tCO₂e, un niveau très éloigné de celui observé sur le marché européen du carbone. En outre, le prix des quotas étant fixé par le marché, il peut être volatil, ce qui réduit la visibilité des entreprises et peut freiner certains investissements de long terme. Aujourd'hui, le système ETS fait l'objet de nombreuses critiques, en particulier de la part des industriels confrontés à la hausse de leurs coûts de production. En effet, depuis 2018, le prix du carbone connaît une hausse rapide, passant de moins de 6 €/tCO₂ en moyenne en 2017 à 84 €/tCO₂ en 2023, avant de se stabiliser autour de 70 €/tCO₂ en 2025 (voir Figure 1).

Cette évolution résulte de la combinaison d'un resserrement progressif de l'offre de quotas et d'une hausse ponctuelle de la demande. À partir de 2018, plusieurs réformes européennes réduisent progressivement le nombre de quotas disponibles. Dans le même temps, la crise énergétique de 2022 et la hausse du prix du gaz entraînent un recours accru au charbon, plus émetteur de CO₂, augmentant la demande de quotas. La combinaison de ces deux facteurs contribue ainsi à la hausse de leur prix.

Dans la configuration actuelle, nous estimons que le surcoût ETS impliquerait, à l'horizon 2035, une hausse du prix de vente variant de 10 % à plus de 80 % selon les produits, impactant significativement la compétitivité de ces industries fortement exposées à la concurrence internationale. En l'état, la réglementation européenne pourrait conduire ces industries à être délocalisées dans des pays beaucoup moins protecteurs en termes de réglementation environnementale. *In fine*, cela reviendrait à déplacer les émissions de carbone plutôt que les réduire.



Figure 1 : Évolution passée et projections du prix du carbone, en €/tCO₂e, de 2008 à 2030

(Sources : Graphique construit à partir de publications publiques :

Sandbag, Carbon Price Viewer pour la trajectoire passée ; ERCST *et al.* (2025), "State of the EU ETS Report" pour les prévisions (avec les trajectoires de CAKE/KOBIZ E-CREAM & CARBON PIE, BloombergNEF, Enerdata-POLES, PIK-LIMES-EU, Veyt)).

Contrairement à certains de nos partenaires européens, nous restons convaincus que le signal-prix du carbone reste un levier indispensable pour orienter les investissements vers la décarbonation. Pour autant, le mécanisme ETS doit être adapté pour prendre en compte les réalités industrielles et l'intensification de la compétition internationale. L'ETS doit également apporter davantage de prévisibilité aux industriels, dont les investissements s'inscrivent sur dix à quinze ans.

Une mobilisation forte de l'État pour ajuster le cadre réglementaire

La France se mobilise fortement au niveau européen pour ajuster ces mécanismes aux réalités industrielles et de concurrence internationale. Afin de maintenir cette ambition climatique, tout en limitant le risque de fuite de carbone, la France s'est battue et a obtenu que l'Union européenne se dote d'un mécanisme d'ajustement carbone aux frontières (dit « MACF ») visant à établir un cadre de concurrence plus équitable entre industriels européens et extra-européens. Effectif depuis le 1^{er} janvier 2026, le MACF consiste à étendre le mécanisme de tarification carbone aux importations dans les secteurs les plus à risque : fer et acier, ciment, aluminium, engrais, hydrogène, électricité. Sa mise en œuvre est déjà un défi opérationnel important relevé par la Commission et les États membres puisqu'entre le 1^{er} et le 7 janvier 2026, plus de 10 000 déclarations en douane ont pu être validées automatiquement, sans heurts majeurs pour nos flux commerciaux.

Ce mécanisme reste néanmoins imparfait. Par exemple, le MACF ne s'applique qu'aux commodités de base des secteurs assujettis (acier, aluminium, ammoniac...) sans pour l'instant de protection des chaînes de valeur à leur aval (par exemple, automobile, chimie, agriculture...), qui verront le prix de leurs intrants augmenter, sans que ce soit le cas pour leurs concurrents directs. Le MACF fait aujourd'hui face à un risque élevé de contournement, appelé *resource shuffling*, susceptible de réduire l'efficacité environnementale du mécanisme. Certaines entreprises extra-européennes pourraient réorganiser artificiellement leurs flux commerciaux, pour exporter en Europe uniquement la partie décarbonée de leur production, et réserver la partie plus carbonée vers des pays sans tarification carbone. Par ailleurs, il est prévu que la montée en charge du MACF entre 2026 et 2034 s'accompagne d'une extinction accélérée des quotas gratuits pour les secteurs couverts, pour atteindre zéro en 2034, exerçant une forte pression sur ces secteurs les plus à risque de délocalisation.

Plusieurs chantiers restent donc déterminants dans les prochains mois

Dans le cadre de la révision ETS post-2030, la France appelle à adapter la trajectoire 2030-2040 de réduction des émissions cohérente avec les capacités réelles de décarbonation, mais aussi à rendre plus simple, prévisible et progressive l'évolution des référentiels ETS déterminant l'allocation des quotas gratuits. La loi européenne sur le Climat adoptée en février 2026 appelle la Commission à ralentir la trajectoire de la baisse accélérée des quotas gratuits à partir de 2028, ce qui

serait une réelle avancée. Enfin, la France se mobilise également fortement pour introduire de la préférence européenne dans des secteurs industriels clés, au sein de l'Industrial Accelerator Act : des quotas d'incorporation d'achat de produits européens dans la commande publique pourraient être introduits pour s'assurer que les efforts de décarbonation de l'Europe bénéficient pleinement à son industrie et soutiennent la production, l'investissement et l'emploi sur notre continent.

Accélérer la décarbonation et l'électrification par le soutien public

L'objectif fixé par le président de la République en avril 2022 est ambitieux : diviser par deux les émissions de l'industrie française en 10 ans. Le soutien public à la décarbonation de l'industrie constitue un levier stratégique pour préserver la compétitivité des entreprises françaises. Dans un contexte de hausse du prix du carbone sur le marché européen des quotas d'émission, la compétitivité des sites industriels dépend de leur capacité à réduire leurs émissions plus rapidement que leurs concurrents. Or, les investissements dans la décarbonation des sites impliquent des surcoûts initiaux élevés et ne seraient pas rentables à déclencher aujourd'hui sans soutien public. Le besoin en financement public pour atteindre cet objectif est estimé à 22 Mds€ à l'horizon 2030.

Des moyens inédits

La France s'est dotée d'une feuille de route énergétique claire à horizon 2035 et 2050 à travers sa Programmation Pluriannuelle de l'Énergie et sa Stratégie Nationale Bas-Carbone. Ces documents cadrent la transition vers une économie décarbonée, en fixant des objectifs précis et avec un soutien renforcé pour la décarbonation de l'industrie.

Depuis 2022, la France a engagé une démarche de planification de la décarbonation industrielle, mobilisant l'ensemble des leviers disponibles : efficacité énergétique, chaleur décarbonée, électrification, modification du mix matière puis captage et stockage du carbone (CCS). Cette feuille de route se traduit concrètement par des dispositifs de soutien adaptés à la taille des projets et aux spécificités des procédés industriels, afin d'accompagner l'ensemble des acteurs industriels dans leur décarbonation en ciblant les plus émetteurs et les plus performants en termes de décarbonation pour un soutien financier donné. Du point de vue de l'accompagnement financier, l'État s'est doté de moyens inédits : 1,2 Mds € *via* France Relance, et près de 4,5 Mds€ avec France 2030.

Des appels à projets ciblés pour le développement et le déploiement de solutions de décarbonation

En 2024, les 50 sites industriels les plus émetteurs représentaient 8 % des émissions nationales et plus de la moitié de celles de l'industrie. Leur décarbonation constitue donc un levier majeur, qui fait l'objet d'un accompagnement renforcé de l'État. À ceux-ci

s'ajoutent les autres sites soumis au marché carbone européen et les sites de l'industrie diffuse cumulant 50 % des émissions industrielles.

Pour les investissements les plus structurants et aux coûts d'investissement et de fonctionnement significatifs, l'appel d'offres « Grands projets industriels de décarbonation » (GPID) prévoit un soutien public sur 15 ans pour des projets très structurants en montants CAPEX et OPEX. Sept projets ont été sélectionnés lors de la première relève pour un investissement sur sites de près de 2 Mds€ (hors coûts de fonctionnement et surcoûts de transport et stockage de CO₂) pour une réduction attendue de 3,8 MtCO₂e. Le coût d'abattement moyen d'environ 22 €/tCO₂e sur 20 ans atteste l'efficacité de ce soutien. Les appels à projets DecarbInd et BCIAT déployés depuis plusieurs années permettent de concrétiser des projets industriels dans l'ensemble des secteurs en mobilisant différentes technologies de décarbonation et ce sur l'ensemble du territoire. DecarbInd accompagne les projets industriels d'efficacité énergétique et de modification des mix énergétique ou matière et BCIAT la substitution des énergies fossiles par la biomasse pour la production de chaleur industrielle. Par ailleurs, plusieurs projets français sont bénéficiaires du Fonds pour l'Innovation de l'Union européenne, qui octroie des financements pour la décarbonation de l'industrie.

Une attention est également accordée à l'accompagnement des sites industriels de moins grande envergure. L'appel à projets DEARB-FLASH cible spécifiquement les investissements dans les sites industriels de moins de 500 salariés.

Au-delà du soutien aux investissements, l'ADEME, Bpifrance avec le soutien des chambres consulaires accompagnent également les PME industrielles en amont, dans l'identification de leurs gisements de décarbonation et la définition de leur trajectoire.

Cette diversité de dispositifs permet ainsi de couvrir l'ensemble du continuum de la décarbonation industrielle : identifier les émissions, faire émerger les projets, déclencher les investissements et accompagner les transformations les plus lourdes.

50 % des efforts de décarbonation de l'industrie à déployer jusqu'en 2050 reposeront sur le levier de l'électrification

La SNBC 3 prévoit que le levier de l'électrification représentera 31 des 66 MtCO₂e à réduire entre 2023 et 2050. En substituant une électricité largement décarbonée aux énergies fossiles utilisées dans les procédés industriels, notamment pour la production de chaleur, elle permet de réduire directement les émissions de gaz à effet de serre. L'État soutient activement cette transformation : 50 % des aides à la décarbonation de l'industrie mobilisées dans le cadre de France 2030 et de France Relance ont cofinancé des projets d'électrification. Cette dynamique est également au cœur de l'accompagnement des 50 sites industriels les plus émetteurs et des zones industrielles bas-carbone, notamment à travers le déploiement de pompes à chaleur industrielles, de fours et de chaudières électriques.

L'électrification constitue enfin une opportunité de renforcer notre souveraineté industrielle : ces équipements peuvent être produits en France et renforcer le positionnement de nos équipementiers sur des marchés en forte croissance. Déjà parmi les plus électrifiées d'Europe, l'industrie française accueille ainsi des projets pionniers, notamment dans la production d'engrais et d'acier décarbonés.

Pour accélérer l'électrification, l'État mobilise également les certificats d'économies d'énergie (CEE), dont environ 15 % bénéficient à l'industrie. Ces certificats permettent de soutenir la substitution des énergies fossiles et l'électrification des procédés, en complément des aides publiques à la décarbonation.

Conclusion

Les résultats obtenus montrent que la décarbonation de l'industrie est déjà bien engagée : depuis 1990, l'industrie française a réduit ses émissions de 55 %, faisant d'elle le secteur ayant le plus contribué à la baisse des émissions nationales. Les 50 sites industriels les plus émetteurs ont, à eux seuls, diminué leurs émissions de 30 % depuis 2019, grâce aux investissements engagés par les industriels et au soutien de l'État.

Il nous faut désormais franchir une nouvelle étape : poursuivre et accélérer la décarbonation tout en renforçant notre souveraineté industrielle. L'enjeu n'est pas de produire moins en Europe pour émettre moins, mais de produire mieux, en décarbonant nos procédés et en développant sur notre territoire les technologies indispensables à cette transformation. À défaut, nous risquerions de substituer à nos productions européennes des importations parfois plus carbonées, sans bénéfice pour le climat et au prix d'une dépendance industrielle accrue.

Les prochains mois seront donc décisifs, notamment à Bruxelles, pour mieux articuler ambition climatique, compétitivité et souveraineté. C'est tout l'enjeu : faire de la décarbonation un moteur de réindustrialisation et donner à l'Europe les moyens de rester une grande puissance industrielle dans une économie mondiale décarbonée.

Évolution et perspectives du système électrique, entre désirs et réalités

Par Thomas VEYRENC

Directeur général en charge de l'Économie, de la Stratégie et des Finances
et membre du directoire de RTE – Réseau de transport d'électricité

Au cours des quinze dernières années, l'Europe a engagé une transformation radicale de son mix électrique, basée sur un déploiement massif de l'éolien et du solaire en règle générale, et sur le maintien ou la réactivation du nucléaire dans certains États. Il est tentant d'y voir le signe d'une transition désormais bien engagée vers un système énergétique décarboné, mais les défis techniques et économiques associés à cette transition demeurent immenses et ne peuvent être réduits à la seule question de la part des énergies renouvelables ou bas-carbone dans la production d'électricité.

En réalité, la question de « l'aval » du système électrique, c'est-à-dire de l'évolution de la consommation d'électricité, a toujours fait l'objet de vifs débats mais rarement d'une politique publique intégrée visant l'ensemble des secteurs de l'économie. Or, les trajectoires prospectives sont sans appel : tous les scénarios de décarbonation et de sortie de nos dépendances aux combustibles fossiles importés impliquent une électrification à grande échelle des transports, du bâtiment et de l'industrie. L'écart entre les trajectoires que la consommation devrait suivre et celles qu'elle suit effectivement n'a pourtant fait que se creuser au cours des dernières années.

La situation actuelle d'abondance de production bas-carbone constitue une situation particulièrement propice pour électrifier le pays et réduire cet écart entre désirs et réalité. Réussir cette nouvelle étape nécessitera toutefois de réunir des conditions exigeantes : garantir dans la durée la compétitivité de l'électricité face aux énergies fossiles, coordonner un grand nombre de décisions individuelles et développer efficacement le réseau pour accueillir cette nouvelle transformation de notre système énergétique.

Industrie du temps long par excellence, le système énergétique est engagé depuis plusieurs années dans une transformation à grande échelle.

Cette transformation a déjà largement modifié, dans les faits, les modes de production de l'électricité : la grande réalité européenne des 15 dernières années est celle d'un développement massif des énergies renouvelables (éolien et solaire) et d'une baisse de la production fossile, le nucléaire faisant pour sa part l'objet de politiques très différentes selon les États. Elle porte également, dans l'intention, sur la structure générale de l'approvisionnement énergétique, avec la volonté de remplacer les combustibles fossiles par des énergies décarbonées, et à ce titre d'électrifier rapidement l'économie. Or, si cette direction semble désormais faire l'objet d'un consensus de principe en France et en Europe – la crise énergétique de 2022-2023 puis la fermeture du détroit d'Ormuz en 2026 ayant souligné l'extrême dépendance des économies européennes au pétrole et au gaz fossile importés –, les faits dessinent une résistance : un taux d'électrification stable au cours des 15 dernières années, et une France toujours dépendante à presque 60 % de ces énergies fossiles importés pour satisfaire ses besoins énergétiques.

La transition énergétique européenne a ceci de particulier qu'elle se déploie dans un système à la fois libéralisé à l'issue de 20 ans de politiques européennes, mais également très largement piloté par un ensemble de réglementations sectorielles détaillées relevant de formes de planification. Dans cette gouvernance multiple, la cible même à atteindre (ambition de décarbonation, niveau de résilience, degré de dépendance) et ses piliers (composition du mix énergétique et solutions technologiques de référence, infrastructures prioritaires, choix des partenaires) font l'objet de constantes renégociations – entre États membres au sein de l'Union européenne, entre groupes d'intérêt, entre forces politiques. Ce type d'environnement constitue un terrain propice à des réajustements réguliers de trajectoires, des enthousiasmes rapides, des emballements soudains et des retournements réguliers des grilles de lecture – témoin ceux de la perception de l'*Energiewende* allemande ou du rôle du nucléaire.

Le présent article discute des dynamiques de transformation de la production, des réseaux et de la consommation, entre le désir d'électrification rapide et de transition vers un mix énergétique décarboné et les réalités des dynamiques industrielles.

Vers quel mix énergétique s'oriente-t-on en France ?

Transformer le mix électrique

Réalisations

En 15 ans, l'Europe a engagé une transformation radicale de son mix électrique. Les chiffres décrivent une réalité que confirme l'observation : l'éolien et le solaire sont désormais déployés à grande échelle sur le continent¹. Alors qu'elle équivalait au tiers de la production électrique d'origine fossile dans l'Union européenne il y a 10 ans, la production renouvelable hors hydraulique a depuis doublé et dépasse celle provenant du charbon, du gaz et du fioul. En France aussi, cette dynamique a été engagée : la production éolienne équivaut désormais à la production hydraulique en moyenne annuelle, le rythme de développement du solaire a doublé en

5 ans, le charbon a presque entièrement disparu tandis que les centrales à gaz jouent essentiellement un rôle d'appoint.

C'est pour le solaire que l'accélération est la plus forte : en 10 ans, l'Allemagne a développé environ 80 GW de capacités photovoltaïques, portant son parc à près de 120 GW en 2025. L'Espagne a elle aussi ajouté plusieurs dizaines de gigawatts de photovoltaïque sur la même période. Cette accélération ne se limite pas à l'Europe de l'Ouest : en 5 ans seulement, la Pologne a développé un parc photovoltaïque désormais équivalent à celui de la France. Et elle s'est accentuée ces dernières années, réponse directe à la guerre menée par la Russie en Ukraine et à la forte baisse des livraisons de gaz russe.

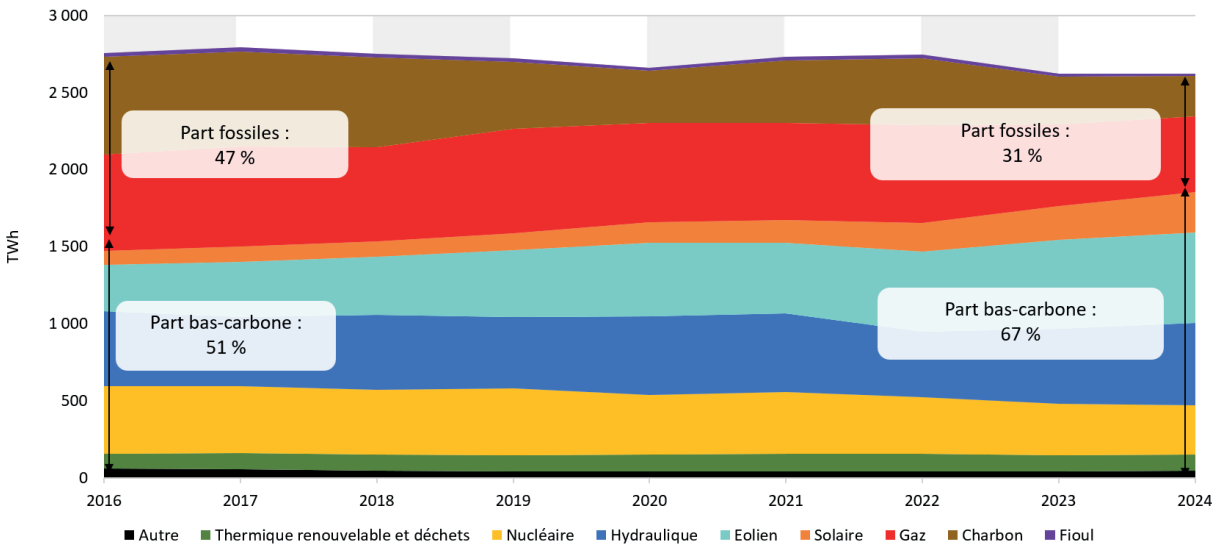


Figure 1 : Évolution de la production d'électricité par filière en Europe : Union européenne, Royaume-Uni, Suisse et Norvège (Source : RTE).

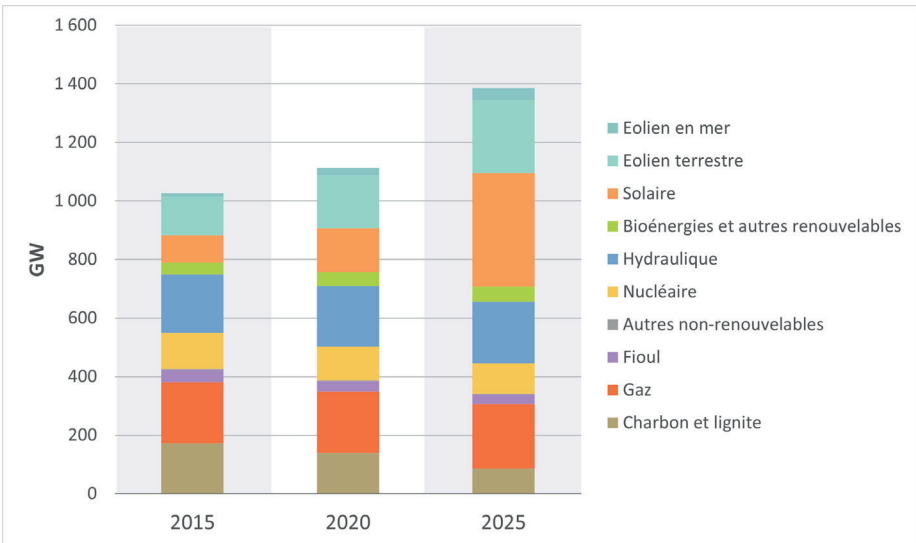


Figure 2 : Évolution des capacités installées par filière en Europe : Union européenne, Royaume-Uni, Suisse et Norvège (Source : RTE).

¹ Les pays de l'Est ayant des taux de pénétration, notamment de l'éolien, plus faibles.

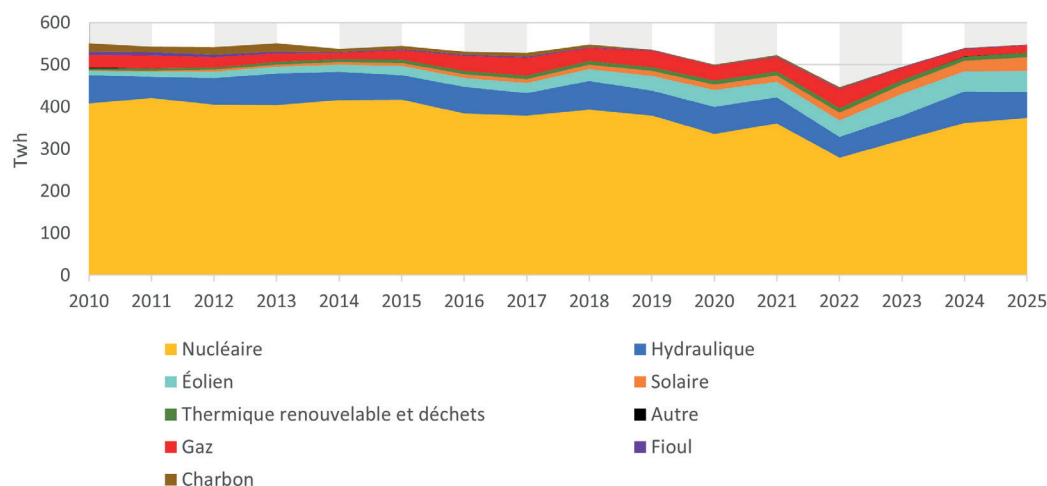


Figure 3 : Évolution de la production d'électricité par filière en France (Source : RTE).

L'éolien, dont la croissance avait débuté plus tôt, dès la première moitié des années 2000, a également poursuivi son expansion. Le parc éolien terrestre atteint environ 68 GW en Allemagne, une trentaine de GW en Espagne et 25 GW en France. L'éolien en mer s'est largement développé notamment en mer du Nord (17 GW au Royaume-Uni, 10 GW en Allemagne, près de 5 GW aux Pays-Bas et plus de 2 GW en Belgique) et constitue désormais une composante essentielle du système électrique européen.

À l'échelle européenne, cette politique produit des résultats : depuis 2017, l'intensité carbone de l'électricité produite a diminué de 40 % dans l'Union².

En France, ces tendances sont interprétées différemment du fait d'une spécificité nationale : disposant déjà, au début des années 2000, d'un parc nucléaire de 58 réacteurs (57 aujourd'hui en intégrant la fermeture des deux réacteurs de Fessenheim et l'ouverture de l'EPR de Flamanville), la France se présentait dans la situation atypique (mais pas unique) d'un pays ayant déjà en grande partie (mais pas en totalité³) décarboné sa production d'électricité. Dès lors, l'augmentation de la production bas-carbone a effectivement conduit à réduire les émissions de la production d'électricité, mais elle se traduit largement aujourd'hui par une augmentation des exportations dans l'attente d'un développement de nouveaux usages électriques : pour la France comme pour certains pays scandinaves, l'enjeu principal ne porte plus sur la composition du mix électrique mais bien sur la place de l'électricité par rapport aux autres consommations fossiles.

Il n'en demeure pas moins que la faculté de déployer à grande échelle et à une cadence élevée des énergies renouvelables conditionne la faisabilité des trajectoires de décarbonation profonde en général, et de neutralité carbone en particulier. Le besoin peut varier selon les pays en fonction des orientations nationales

sur le nucléaire (dont le rôle tend récemment à être réévalué dans le débat européen mais dont l'effet se matérialiserait essentiellement au cours de la décennie 2040 du fait des délais de mise en service) ou de la place de l'hydraulique⁴, mais les scénarios de neutralité carbone ont généralement ceci de commun qu'ils nécessitent une massification de l'éolien et du solaire, une conclusion qui résulte des choix politiques de l'Union (un soutien spécifique à ces énergies inscrit dans les réglementations sectorielles) mais également de la plus grande rapidité de déploiement de ces filières à mettre en regard d'échéances rapprochées pour obtenir une diminution rapide des émissions (objectifs européens intermédiaires à 2030 et 2040 avant la neutralité carbone en 2050). Dans ce contexte, les résultats obtenus en matière de volume de production d'électricité bas-carbone tendent à conforter la thèse d'une transition rapide et bien engagée vers un mix électrique décarboné.

Limites dans la formulation du débat

Ce premier constat est cependant partiel, et masque des défis qui demeurent immenses au niveau technique et économique.

En premier lieu, ils ont conduit à une focalisation sur un aspect spécifique de la transition – la production d'électricité – et à une formulation restrictive des choix de politique énergétique, souvent résumés à un débat sur les « parts » respectives que doit occuper chaque technologie dans le futur mix décarboné.

Depuis la fin des années 2000, la politique européenne associe ainsi l'objectif de décarbonation à des objectifs quantifiés de développement des renouvelables. C'est aussi vrai en France, où le débat sur le nucléaire s'est organisé autour de sa part dans le mix électrique, avec une cible fixée à 50 % (d'abord à l'horizon 2025, puis à l'horizon 2035, avant d'être abrogée en 2023). Pourtant, cette cible, prise isolément, pouvait

² L'intensité carbone a suivi des trajectoires similaires au Royaume-Uni (- 45 % depuis 2017).

³ Celle-ci émettait encore plusieurs dizaines de MtCO₂ en 2000, avec un parc charbon et fioul encore relativement important.

⁴ Des possibilités de renforcement du potentiel existent dans plusieurs pays dont la France, mais elles sont marginales au regard des besoins futurs en électricité.

avoir des significations très différentes : traduire une volonté de diversification technologique, engager un premier pas vers la sortie du nucléaire, ou représenter la conséquence arithmétique de la plus grande rapidité de déploiement des renouvelables, même en cas de relance du nucléaire.

Résumer les objectifs de transition énergétique à l'augmentation ou la réduction de la part du nucléaire et des renouvelables dans chaque pays masque une réalité – le système électrique fonctionne de plus en plus comme un système européen intégré – et les prérequis à cette transformation – évolution des réseaux, déploiement des « flexibilités » (stockage court et long, appoint thermique, modulation de la demande), coordination avec le rythme de transition à l'aval du secteur.

Jusqu'à présent, l'intégration technique du système électrique européen a grandement contribué à l'atteinte des objectifs chiffrés de chaque pays. En permettant à chaque pays d'accéder à un parc de flexibilités plus important, l'interconnexion a permis de « gommer » la spécificité de chaque politique nationale et de faciliter leur réalisation. Il en va ainsi de politiques emblématiques, comme la sortie du nucléaire en Allemagne ou celle du charbon en France, qui n'auraient pas été possibles dans les mêmes termes hors d'un système électrique largement interconnecté. Il en va de même pour « l'exemple danois », serpent de mer des débats sur le mix énergétique européen : le fait que sa production renouvelable puisse, dans certaines configurations, atteindre voire dépasser 100 % de la consommation tient à ce que le Danemark est un petit territoire, techniquement intégré au système continental et à ses centrales thermiques fossiles et nucléaires, et ne signifie pas que l'on puisse en l'état se passer de telles centrales.

Or, cet effet « facilitateur » de l'intégration technique ira en s'amenuisant à l'avenir. Les stratégies énergétiques des pays européens étant convergentes et reposant largement sur l'éolien et le solaire, la corrélation des productions se renforce (les périodes de faible vent ou de faible ensoleillement peuvent toucher simultanément plusieurs pays, alors que les aléas pouvant affecter le nucléaire français, l'hydraulique scandinave ou le charbon en Allemagne et en Pologne étaient indépendants). Il en résulte une réduction des bénéfices marginaux de l'intégration technique, et une vigilance renforcée sur les « modes communs » de production électrique, dont l'augmentation des épisodes de prix très faibles ou négatifs constitue une manifestation.

Ainsi, si l'interconnexion permet effectivement d'optimiser la mobilisation des moyens de flexibilité à parc de production donné, elle ne permet pas de garantir que de tels moyens existent, qu'ils sont déployés en nombre suffisant et financés de manière équitable en évitant les phénomènes de passagers clandestins. Ceci conduira tôt ou tard à aborder de front la question institutionnelle de la coordination de systèmes électriques dont les politiques de production restent nationales alors qu'ils sont techniquement interconnectés et organisés par un marché européen commun.

Des défis techniques encore nombreux

Ces considérations soulignent les limites de réflexions énergétiques articulées essentiellement sous l'angle de la production et passant sous silence les besoins d'adaptation des réseaux, de déploiement des capacités de flexibilité nécessaires pour compenser la variabilité des productions éolienne et solaire, ainsi que de rythme et de profil de développement des nouveaux usages électriques. Ces sujets constituent aujourd'hui le cœur de la réflexion stratégique sur le système électrique et ils conduisent aujourd'hui à des adaptations du discours et des priorités face aux réalités du secteur.

D'une part, le développement des réseaux est rendu nécessaire à la fois par leur vieillissement (en France, une majorité des infrastructures date des Trente glorieuses) et leur besoin d'adaptation au changement climatique, par le changement de la structure du mix mais également par le besoin d'électrifier la mobilité, les bâtiments et des zones industrielles historiquement conçues autour des combustibles fossiles, et enfin d'accueillir de nouveaux types de consommateurs comme les *datacenters*. Dans tous les pays – et plutôt moins en France qu'ailleurs –, des renforcements massifs sont nécessaires, confrontés à la réalité des constantes décisionnelles et industrielles pour déployer ce type d'infrastructure dans l'Europe du XXI^e siècle.

Deuxièmement, il n'existe pas aujourd'hui de consensus industriel sur les briques technologiques bas-carbone nécessaires pour faire fonctionner un système avec une haute part en énergies renouvelables. Si le développement des batteries s'est imposé comme une composante essentielle de toute politique de transformation, sans écart entre désirs et réalité (la baisse des coûts des modules ayant même largement dépassé les attentes), le défi du stockage de long terme n'est pas aujourd'hui résolu. Ainsi, l'enthousiasme pour l'hydrogène, présenté parfois hâtivement comme une possible « pierre angulaire » du système électrique en mélangeant son rôle évident dans la décarbonation de certains secteurs difficiles à électrifier et sa possible contribution à l'équilibre du système (en substitution au rôle actuellement dévolu aux centrales à gaz), cède peu à peu la place à une vision plus réaliste. Il en résulte des perspectives de sortie du charbon dans l'Est de l'Europe qui n'évoluent pas (toujours annoncée pour 2038 en Allemagne ou pour la fin des années 2040 en Pologne), et même le réengagement de programmes de construction de centrales fossiles (l'Allemagne a annoncé un plan de déploiement de centrales qui fonctionneront au gaz fossile, même si elles sont présentées comme pouvant éventuellement, plus tard, basculer à l'hydrogène).

Enfin, la vision d'un système de rémunération uniquement fondé sur les marchés de court terme pour des infrastructures essentiellement à coûts fixes a également fait long feu face aux réalités des besoins de financement. Ainsi, les mécanismes de capacité, longtemps contestés au nom du modèle « energy-only », occupent-ils désormais une place beaucoup plus structurelle dans l'organisation du marché électrique européen, dans un système où l'électricité peut être abondante en moyenne tout en restant insuffisante à certains moments.

Électrifier l'économie

Tous les scénarios de décarbonation rapide reposent sur l'idée d'une électrification à grande échelle des transports, du bâtiment et de l'industrie. Peu de sujets se prêtent aussi bien à une dialectique entre désirs et réalités que les projections de la demande électrique. Le débat français en offre l'exemple, la question de la demande y étant ouvertement débattue et fortement documentée.

L'écart entre les conclusions de deux commissions d'enquête parlementaires, pourtant relatives au même sujet et espacées de seulement 18 mois, donne la mesure de la controverse. En 2023, celle de l'Assemblée nationale compte parmi les « grandes erreurs de notre politique énergétique » le fait d'avoir historiquement « sous-estimé nos besoins d'électricité ». En 2024, celle du Sénat considère à l'inverse que « surestimer la croissance de la demande [constitue] une constante de 50 ans de projections ».

En réalité, ce paradoxe traduit bien une tension entre le souhaitable et le probable. Un regard rétrospectif sur l'histoire des projections de consommation permet de constater qu'elles souffrent souvent d'un biais à l'optimisme et à la prolongation des tendances existantes. Dès les années 1970, le plan Messmer se fonde sur la perspective d'une multiplication par huit de la consommation électrique en 30 ans, qui serait passée de 140 TWh en 1970 à de l'ordre de 1 000 TWh en l'an 2000 (en pratique, elle a atteint cette année-là 434 TWh). C'était encore le cas au début des années 2000, où les différentes projections postulaient une croissance de la consommation électrique plus ou moins constante, trajectoires régulièrement démenties par les faits, surtout à partir de la crise financière de 2008 qui a engendré une diminution du PIB et un découplage de celui-ci avec le rythme d'évolution de la consommation.

2017 constitue un jalon important. RTE publie cette année-là des trajectoires de consommation prévision-

nelles exclusivement stables ou baissières, prenant acte de trois facteurs essentiels : une dynamique structurellement baissière liée aux progrès continus d'efficacité énergétique, la contraction durable de la consommation industrielle du fait de la désindustrialisation et de la tertiarisation de l'économie, l'absence de dynamique et d'ambition d'électrification en France de nature à contrebalancer ces effets baissiers. Cette perspective – à l'époque critiquée – modifie les termes de la réflexion sur le dimensionnement du parc de production : dans une situation de consommation stable ou baissière, renouvelables et nucléaires ne peuvent se développer de manière additive. Développer l'un, c'est réduire la part de l'autre, même si les exportations peuvent desserrer provisoirement les termes de l'équation.

Cette vision prévisionnelle, suffisante pour rendre compte des dynamiques engagées à court et moyen terme, était effectivement réaliste : de fait, elle a été largement confirmée par les faits dans les années suivantes. Pour autant, elle n'était pas conçue pour servir de fondement à une réflexion stratégique sur la trajectoire souhaitable d'évolution du système électrique à long terme. Dès lors, un travail d'une nature différente, prospective cette fois-ci, s'engage et donnera lieu à la publication des Futurs énergétiques 2050 de RTE à l'automne 2021. La démarche est opposée : on part de l'objectif (la neutralité carbone et la réindustrialisation du pays), on en déduit la trajectoire de consommation correspondante, et on réfléchit sur les meilleures stratégies énergétiques pour l'alimenter. Bien sûr, cette méthode de construction, davantage comparable aux travaux des années 1970-1980, aboutit à des résultats différents : pour atteindre la neutralité carbone, des transferts considérables sont nécessaires depuis les énergies fossiles vers les usages électriques. Les gains d'efficacité attendus à ce transfert ne suffisent pas à compenser cet effet haussier, d'où une conclusion claire : même dans une France sobre sur le plan énergétique, la neutralité carbone implique des besoins

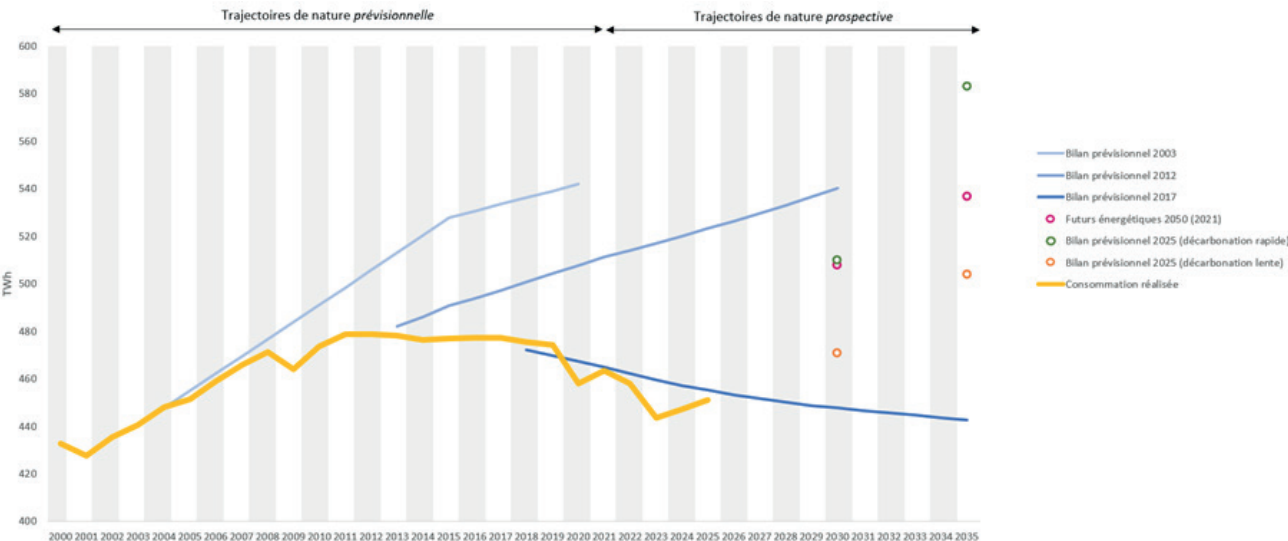


Figure 4 : Consommation d'électricité réalisée et sélection de projections de consommation étudiées par RTE dans le cadre de ses analyses sur les perspectives du système électrique (Source : RTE).

d'électricité en (forte) hausse par rapport à aujourd'hui. C'est de ce cadrage haussier sur la consommation que découle une conclusion forte sur le mix électrique : l'intérêt de développer de manière additive nucléaire et renouvelables.

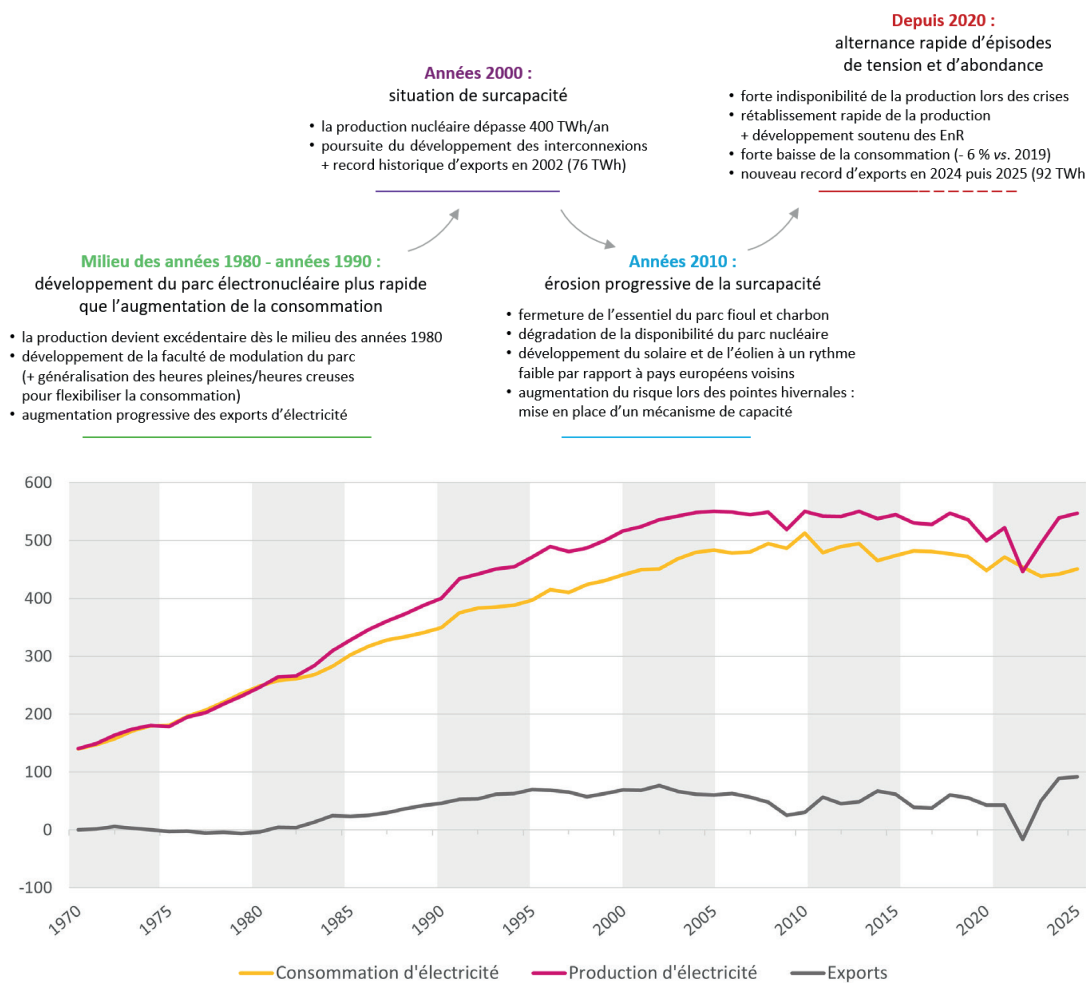
Ces travaux prospectifs ont été accompagnés de multiples rappels sur le caractère contre-tendanciel d'une telle inflexion, qui marquerait une véritable rupture, sur l'impossibilité qu'elle se produise en l'absence d'une politique publique spécifique et intégrée, qui concernerait l'ensemble des secteurs de l'économie française, et sur les délais nécessaires à sa concrétisation. Pourtant, rapidement confrontées à la réalité d'une consommation d'électricité stable ou baissière, ces trajectoires conduisent parfois à une controverse symétrique en tout point à celle de 2017. En réalité, l'écart entre les trajectoires que la consommation devrait suivre et celles qu'elle suit effectivement s'est même creusé au cours des dernières années : la crise énergétique de 2022-2023 a largement concerné l'électricité, et a conduit à une baisse de la demande comme réponse de court terme à la crise, mélange d'actions volontaires de sobriété, d'élasticité de la demande face à une augmentation des prix de l'électricité, et de poursuite de la contraction de l'activité industrielle. La consommation

a donc fortement diminué entre 2022 et 2023, et s'est globalement stabilisée depuis.

Concordance des temps

De ces rythmes différents entre électrification de la demande et augmentation de la production bas-carbone résulte un nouvel équilibre du système électrique en France. Deux interprétations sont possibles : y voir une situation transitoire marquant l'une des étapes (nécessaire, et pas inédite) dans la transition vers un système énergétique largement décarboné, ou le considérer comme la naissance d'une situation de surcapacité pérenne aux conséquences problématiques.

À court terme, le système électrique français présente des performances exceptionnelles s'agissant des émissions de la production d'électricité (production thermique au plus bas depuis 1951) et des exportations (records battus en 2024 puis 2025 avec un solde exportateur de 92 TWh, qui sera probablement dépassé en 2026), et les risques sur l'approvisionnement électrique l'hiver (pointes de consommation) sont au plus bas. Dans le même temps, des défis techniques et économiques nouveaux sont apparus. Sur le plan technique, la France doit adapter la gestion technique de son



système à des situations de « surproduction » électrique, qui interviennent notamment au printemps et à l'été lorsque la production renouvelable est abondante, le parc nucléaire très disponible, et la demande atone. Sur le plan économique, une surcapacité à l'échelle d'un pays est tenable tant qu'existent à l'étranger des débouchés pour cette production – au-delà d'un certain niveau d'exportations, production nucléaire et renouvelable peuvent entrer en concurrence pour alimenter les mêmes besoins électriques : la production doit alors être modulée, ce qui ne permet pas d'exploiter des actifs à leur plein potentiel et engendre des surcoûts. À ce stade, les volumes de modulation demeurent aujourd'hui de deuxième ordre par rapport à ceux des exportations, mais sont en croissance rapide.

Cette situation d'abondance de production constitue dans le même temps une situation propice pour électrifier et un avantage comparatif réel. D'une part, la situation est particulièrement favorable pour les consommateurs avec des prix de marché bas, découplés de ceux des pays voisins, et qui sont demeurés relativement stables durant la crise du détroit d'Ormuz. D'autre part, l'abondance actuelle écarte le risque de conflit d'usage à moyen terme entre les différents secteurs à électrifier : avec une marge d'une centaine de TWh exportés, la France peut électrifier industrie, bâtiment, transports et développer des *datacenters* sans craindre de manquer d'électricité bas-carbone.

Cette mise en perspective de la situation actuelle conduit à mettre l'accent sur l'importance des toutes prochaines années en matière de réussite du déploiement des politiques d'électrification : la viabilité économique de l'investissement engagé dans la production (mais aussi dans les réseaux ou les flexibilités) dépend directement de leur succès. La question centrale devient alors celle de la crédibilité des grands projets d'électrification et de leur calendrier effectif de concrétisation, notamment dans le domaine de l'industrie et du numérique, domaines les plus consommateurs d'électricité. En effet, les projets recensés sont nombreux, pour certains avancés dans leur phase de développement, et en nombre tout à fait suffisant pour atteindre les objectifs publics : soit une part importante de ces projets se concrétise effectivement et la France s'engagera effectivement dans une trajectoire de décarbonation rapide qui validera ses choix sur le mix de production, soit le taux de concrétisation de ces projets est faible et le système demeurera durablement marqué par une surcapacité.

Réussir l'électrification nécessite de réunir de multiples dimensions : assurer la compétitivité intrinsèque de l'électricité face aux combustibles fossiles dans une économie internationalisée, coordonner un grand nombre de décisions individuelles de la part des ménages (choix du véhicule et des solutions de chauffage), ou encore articuler développement du réseau et aménagement du territoire (pour le secteur industriel et numérique). La stabilité et la pérennité des réglementations incitant à la bascule vers l'électricité sont des prérequis, notamment pour toutes les activités exposées à la concurrence, notamment extra-européenne. En avril 2026, le Gouvernement a publié un plan considérant

l'électrification comme une politique publique unifiée et listant plusieurs actions concrètes à court terme. Réduire la dépendance de la France aux combustibles fossiles importés implique désormais de réussir cette étape qui conditionnera grandement la lecture de la performance des politiques de transition énergétique de ces dernières années.

Le rôle et la place des énergies fossiles dans le mix énergétique de la France

Par Patrick **POUYANNÉ**
Président-directeur général de TotalEnergies

La France a très tôt pris conscience de la nécessité de diversifier son mix énergétique, dans une logique de souveraineté. Les chocs pétroliers des années 1970 ont conduit à structurer une politique de l'offre énergétique, qui a donné à la France un mix électrique unique et largement décarboné. Mais la demande en énergie finale reste aujourd'hui dépendante à plus de 60 % des énergies fossiles et c'est maintenant une « politique de la demande » qui doit être menée, pour faire évoluer les usages de l'énergie dans le transport, les bâtiments et l'industrie.

Le trilemme énergétique (sécurité, prix, décarbonation) et le principe de neutralité technologique doivent nous guider collectivement, pour une transition qui sera hybride selon les secteurs et les usages. Ce faisant, les énergies fossiles occuperont à terme une place minoritaire dans le mix énergétique tout en jouant le rôle de filet de sécurité pour assurer un prix abordable et préserver la sécurité énergétique des secteurs industriels difficiles à décarboner.

En octobre 1973, après la guerre de Kippour, l'Organisation des pays exportateurs de pétrole (OPEP) décida de réduire sa production de pétrole jusqu'à ce que les territoires arabes occupés par Israël depuis la guerre de 1967 soient libérés. Près de 5 millions de barils par jour (bpj) étaient retirés des marchés mondiaux : c'est le premier choc pétrolier. Un deuxième choc suivra après la révolution iranienne et la guerre Iran-Irak, avec près de 6 millions de bpj de diminution de l'offre. Nous avons vécu un nouveau choc pétrolier en 2026, avec la disparition subite des marchés de plus de 10 millions de bpj de pétrole et de produits pétroliers.

Nous le savons, les chocs pétroliers des années 1970 avaient conduit la France à réduire sa dépendance aux

hydrocarbures, principalement le pétrole dont la part dans la demande d'énergie primaire en France était de 68 % en 1973, et déjà « seulement » de 52 % en 1979. On le sait aussi, le premier levier de ce début de diversification fut le programme électronucléaire qui permit de faire passer la part des énergies fossiles dans la génération électrique de 65 % en 1973 à 55 % en 1979, le nucléaire passant pour sa part de 5 % à près de 15 % dans le même temps.

C'était donc une politique de structuration de l'offre énergétique – et plus particulièrement de l'offre électrique – qui permit à la France de diminuer sa dépendance aux énergies fossiles et de disposer d'une électricité très largement décarbonée.

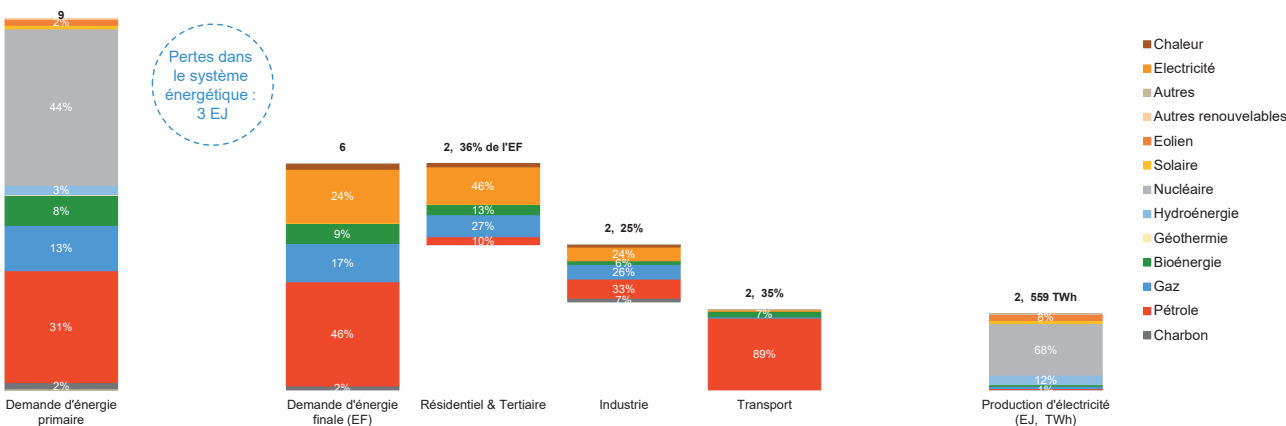


Figure 1 : Demande d'énergie primaire, finale et production d'électricité en France en 2024 (Source : TotalEnergies).

Le résultat est un mix énergétique très différent de celui de beaucoup de pays développés : en France, la demande d'énergie primaire dépendait à 45 % des énergies fossiles en 2024, contre 80 % au niveau mondial et un peu moins de 70 % au niveau de l'Union européenne. Il est cependant notable que la part des énergies fossiles dans la demande finale d'énergie en France était encore de plus de 60 % en 2024.

On le voit, l'action historique sur la génération d'électricité a donné à la France un mix électrique avantageux, mais la « politique de l'offre » montre ses limites s'agissant du mix énergétique dans son ensemble. Car les ressorts de la transition sont avant tout à rechercher dans une « politique de la demande », en se laissant guider par les préceptes du trilemme énergétique : sécurité énergétique, coût de l'énergie abordable, baisse de l'intensité carbone.

Aucune politique énergétique sérieuse ne peut s'affranchir de ce trilemme qui a été éprouvé ces dix dernières années : le mouvement des gilets jaunes a montré que la jauge du caractère abordable de l'énergie avait été dépassée ; l'invasion de l'Ukraine par la Russie et la guerre au Moyen-Orient ont remis en cause la sécurité d'approvisionnement que beaucoup tenaient pour acquise ; et la baisse des émissions de gaz à effet de serre en France – pour notable qu'elle soit – reste en deçà des trajectoires définies par l'État.

Dans son avis de février 2025, le Haut-commissaire à l'Énergie atomique écrivait que « Tout porte à croire qu'en réalité le "fit for 55" ne sera pas atteint, ni en France ni ailleurs. (...) La décarbonation ne se décrète en effet pas par l'offre, elle s'obtient par la demande. ».

La transition du point de vue de la demande renvoie aux modes de vie et modes de consommation, aux technologies disponibles et surtout au prix de celles-ci. Et c'est là tout l'enjeu : quelles technologies existantes ou à développer, à un prix abordable pour les utilisateurs, permettront de fournir une énergie abordable, fiable et de moins en moins carbonée ?

Le secteur du transport, premier consommateur de pétrole, est évidemment central, mais il faut aussi considérer les secteurs du bâtiment et de l'industrie, où la consommation de gaz et, dans une moindre mesure, de pétrole, est significative.

Avec 35 % de la demande finale d'énergie, le transport est le premier vecteur sur lequel agir, collectivement, pour mettre en œuvre une transition qui verra diminuer la part du pétrole – aujourd'hui près de 90 % – dans ce secteur. Appliquer la courbe de mérite du coût de réduction des émissions de CO₂ – en privilégiant les actions les moins onéreuses, donc les plus abordables pour les clients – revient à définir un ordre de priorité : décarboner le transport terrestre léger, puis le transport terrestre lourd, le transport maritime, et enfin le transport aérien, en ayant recours aux technologies disponibles et qui peuvent monter à l'échelle, en se laissant guider par le principe de neutralité technologique.

Pour le transport léger, l'électrification est la voie principale à suivre. Sur les cinq premiers mois de l'année 2026, en France, les voitures à batterie électrique

ont représenté près de 28 % des ventes de voitures neuves. C'est en nette progression par rapport aux trois années précédentes, sous l'effet conjugué d'une reprise des subventions à juste titre ciblées vers les clients pour lesquels ces achats sont les plus onéreux dans le budget du foyer, et de la montée des prix des carburants à partir du mois de mars 2026. Cette dynamique se retrouve aussi, et pour la première fois, sur le marché des véhicules électriques d'occasion. Il n'en reste pas moins que cette pénétration des véhicules à batterie est largement insuffisante pour se mettre sur la trajectoire permettant de mettre fin aux ventes de véhicules thermiques neufs en 2035, comme l'exige la réglementation européenne (en cours de révision).

Il faut évidemment poursuivre les efforts et incitations pour aider les consommateurs à acheter des voitures électriques, particulièrement dans les milieux ruraux où cela contribuera à les protéger de la volatilité des prix du pétrole. Mais il faut aussi reconnaître que les moteurs hybrides continueront à occuper une place importante : sur les cinq premiers mois de l'année 2026, ils représentaient 51 % des ventes de voitures neuves (dont 5 % d'hybrides rechargeables)¹. Même avec une accélération des achats de voitures électriques à l'avenir, l'inertie du parc automobile, qui voit un véhicule rester 15 à 20 ans dans la flotte de véhicules, est telle qu'il resterait de l'ordre de 20 à 25 % de voitures thermiques et hybrides dans le parc automobile français en 2050.

À cette aune, la poursuite de développements industriels et commerciaux dans les biocarburants apparaît indispensable. Cela permettra de continuer à faire baisser l'intensité carbone des véhicules thermiques et hybrides, mais aussi de participer à la décarbonation du transport routier, maritime et aérien.

En considérant une accélération raisonnable de la pénétration des technologies et énergies bas-carbone, la demande pétrolière pour le secteur du transport en France, aujourd'hui à 1 M de bpj, pourrait être réduite de 50 à 75 %, le reste de l'énergie provenant majoritairement de l'électricité, et enfin des biocarburants. Cela serait une bonne performance, que nous pouvons accélérer en ciblant les aides et mesures de soutien aux véhicules électriques légers, et au développement de biocarburants pour les modes de transport plus lourds.

Le secteur résidentiel et tertiaire, incluant les centres de données, représente une demande d'énergie finale plus diversifiée : en 2024, l'électricité y occupe 47 % du mix, contre 26 % pour le gaz, 13 % pour les biocarburants et la biomasse, et 8 % pour le pétrole. Au niveau résidentiel, la transition suppose une accélération des ventes de pompes à chaleur, qui sont passées d'un peu plus de 300 000 unités neuves vendues en 2005 à un pic de 1,2 million en 2023 et un reflux à moins d'1 million en 2024². Cela signifie qu'environ 3 % du parc existant de chaudières est renouvelé chaque année. À ce rythme, le gaz représenterait encore 15 à 20 % de la demande en

¹ Données arrêtées à mai 2026, source PFA Filière Automobile et Mobilités.

² Statistique publique de l'énergie, des transports, du logement et de l'environnement (SDES), Data Lab, Chiffres clés des énergies renouvelables, 2025.

énergie finale pour les bâtiments résidentiels en 2050. La dynamique d'achats des pompes à chaleur (PAC) est un exemple des freins à l'achat de technologies décarbonées : le premier verrou est celui du coût initial d'acquisition d'une pompe à chaleur³, mais il faut aussi accélérer la formation pour l'installation et la maintenance des PAC⁴. Les aides ciblées sur l'installation de pompes à chaleur doivent être encouragées, mais pour accélérer leur diffusion on doit aussi encourager les solutions hybrides qui combinent les chaudières à gaz existantes et des PAC de plus petite puissance, limitant ainsi l'investissement initial, surmontant certaines barrières psychologiques et permettant une transition progressive vers une consommation électrique pour la chaleur résidentielle.

Quant à l'industrie, c'est probablement le secteur pour lequel le coût de la décarbonation sera le plus élevé. Un signe qui ne trompe pas, la baisse de la demande gazière en Europe qui s'est accélérée depuis 2022 épouse bien la courbe de désindustrialisation : la réduction de la demande gazière de 50 milliards de mètres cubes (bcm) survenue entre 2021 et 2022 s'explique pour moitié par la baisse de la demande industrielle⁵. En 2023, la demande industrielle de gaz restait de 20 % inférieure à celle de 2021, et la situation reste substantiellement identique à ce jour, sans que cette baisse de demande gazière ne se soit traduite par une hausse de la demande électrique industrielle. Cette « perte d'énergie » est donc une « perte d'industrie ».

C'est que la chaleur est un composant essentiel dans les procédés industriels, et que la génération de chaleur autrement que par la combustion d'énergie fossile est onéreuse, voire très onéreuse. Les procédés de type pompe à chaleur sont viables pour de faibles températures jusqu'à 100-150°C, les chaudières électriques peuvent couvrir les plages de chaudières à gaz jusqu'à environ 500°C, et l'induction ou les *turbo-heaters* peuvent dépasser 1 000°C selon les configurations. Une étude récente⁶ le confirme et souligne que si les industries manufacturières, de l'agroalimentaire et des boissons sont des candidats à une électrification modérément plus coûteuse que les sources fossiles, il en va différemment des industries chimiques, de l'acier et du fer qui requièrent des chaleurs très élevées dont le coût de substitution est très significatif. Ce coût n'est pas supportable dans un marché ouvert à la concurrence internationale. C'est pourquoi il est primordial de soutenir la décarbonation de l'industrie française en corrigeant ces imperfections de marché. L'Union européenne dispose pour cela d'un outil exemplaire, celui du prix du CO₂ qui touche les industries les plus

émissives (ETS) et dont les revenus devraient à l'avenir être orientés vers des subventions et autres formes d'aide à la décarbonation de l'industrie. C'est un enjeu climatique autant qu'industriel, social et d'innovation. Si la France veut rester une puissance industrielle, elle devra faire preuve de pragmatisme dans le choix du mix énergétique pour son industrie.

En France, TotalEnergies investit pour offrir une énergie qui intègre ces paramètres du trilemme énergétique : développement de l'électricité bas-carbone⁷ afin d'augmenter l'offre électrique et maintenir des prix abordables face à une croissance de la demande à venir, déploiement de bornes de recharge pour véhicules électriques⁸, électrification de ses propres procédés industriels dans le raffinage et la pétrochimie, investissements dans la production de biocarburants avec la conversion des raffineries de La Mède et de Grandpuits en bioraffineries, et contribution à la sécurité d'approvisionnement français avec la fourniture de gaz et de produits pétroliers⁹. La récente mesure de plafonnement des prix à la pompe, en France et en France seulement, est une illustration de l'approche de la Compagnie.

Même dans une France qui se décarbone sensiblement – ce qu'il faut souhaiter – il restera des usages dépendant des énergies fossiles. Les infrastructures énergétiques et, dans une certaine mesure, leur redondance seront essentielles pour préserver notre sécurité d'approvisionnement.

Assurer le maintien des capacités d'importation du pétrole et du gaz naturel liquéfié et de raffinage s'avèrera nécessaire pour protéger la France et l'Europe contre les chocs géopolitiques. Dans un marché dont la demande en produits pétroliers baissera progressivement, l'Union européenne et la France devront envisager de mettre en place des mécanismes de capacité pour maintenir des capacités de raffinage, et ainsi ne pas dépendre intégralement de l'importation de produits raffinés à l'étranger. De même, il faudra veiller à préserver les capacités de regazéification et de transport du gaz, même sous-utilisées, afin de soutenir les industries "hard to abate". Tout cela supposera l'implication de tous les acteurs de la filière, puissance publique comprise.

En France comme en Europe, la transition repose pour une part importante sur l'électrification des usages, l'augmentation de l'incorporation de biocarburants, mais aussi sur des énergies fossiles dans une logique d'hybridation de plus en plus marquée, dans laquelle les énergies décarbonées deviendront majoritaires dans les transports et les bâtiments, et à plus long terme dans l'industrie. De majoritaires, les énergies fossiles occuperont une place minoritaire dans la demande primaire et finale, mais leur rôle sera celui d'un filet de

³ "Financial barriers to the widespread adoption of heat pumps", European Heat Pump Association, 2024.

⁴ « Étude sur les freins et leviers à la diffusion de la pompe à chaleur en logement collectif », Pouget Consultants pour le compte de l'administration française, mars 2023.

⁵ Peter Zeniewski, Gergely Molnar et Paul Hugues, "Europe's Energy Crisis: What Factors Drove the Record Fall in Natural Gas Demand in 2022?", Agence Internationale de l'Énergie, 14 mars 2023.

⁶ "Tackling heat electrification to decarbonize industry", McKinsey, décembre 2024.

⁷ En 2025, Totalenergies a produit près de 50 Twh d'électricité dont 2/3 issue de renouvelables, et vise plus de 100 Twh de production en 2030.

⁸ TotalEnergies est le premier acteur de la recharge rapide sur autoroutes avec 2 000 points de recharge HPC.

⁹ TotalEnergies dispose de près de la moitié des capacités de raffinage en France, vend 25 % des carburants sur le territoire et représente 45 % de l'importation de gaz naturel du pays.

sécurité pour assurer la sécurité énergétique et des prix abordables.

Il n'est pas inutile pour conclure de rappeler la maxime énoncée par Winston Churchill en 1913 : « La sécurité et la certitude pour le pétrole résident dans la variété et dans la variété seulement. »¹⁰. Quatre années plus tard, Clémenceau adressa ces termes au Président Wilson¹¹, comme en écho aux déclarations de Churchill, « Il faut que la France combattante possède l'essence aussi nécessaire que le sang dans les batailles de demain. », et c'est cette prise de conscience qui poussa, en 1924, à la création de la Compagnie Française des Pétroles, ancêtre de TotalEnergies. Les temps ont changé, évidemment, mais le précepte selon lequel nous assistions à la fin de l'histoire est devenu obsolète dans l'ordre géopolitique actuel, où la fragmentation et la conflictualité signent leur retour. Il nous appartient donc, collectivement, de veiller à assurer la sécurité énergétique de notre pays et de notre continent, qui sous-tend aussi notre sécurité collective, en poursuivant les efforts de transition dans une logique de souveraineté, d'innovation, de résilience et de prospérité partagée.

¹⁰ Discours de Winston Churchill, 1913, "Safety and certainty in oil lie in variety and variety alone", in *Foreign Affairs*, Vol. 85, n°2, mars 2026, Ensuring Energy Security, Dan Yergin.

¹¹ Télégramme de Clémenceau à Wilson, in *The Oil wars myth*, Emily Meierding, Cornell University Press, 2020.

Quel avenir pour le gaz dans le mix énergétique décarboné de la France ?

Par Laurence POIRIER-DIETZ

Directrice générale de GRDF

Dans un débat énergétique trop souvent réduit à l'opposition entre gaz et électricité, une autre voie s'impose : celle d'un système décarboné fondé sur la complémentarité des vecteurs, plus robuste parce que plus équilibré, mais aussi plus rationnel économiquement. Miser sur cette architecture énergétique plurielle, c'est éviter de surdimensionner les réseaux et les capacités électriques, valoriser des infrastructures déjà financées par la collectivité et contenir le coût global de la transition. Stockable, pilotable et compatible avec les usages existants, le gaz vert apparaît ainsi comme un levier de souveraineté, de résilience et d'efficacité financière au service de la transition énergétique.

Le débat sur la transition énergétique oppose trop souvent l'électricité au gaz. Il s'agit d'une erreur de raisonnement. Le système énergétique français repose entre autres sur ces deux vecteurs complémentaires, et sa robustesse tient précisément à cette dualité. L'enjeu des décennies à venir n'est pas de sortir du gaz, mais d'en sortir la part fossile, un objectif désormais à portée de main grâce aux gaz renouvelables, solution souveraine, circulaire et déjà déployée dans nos territoires.

Depuis plusieurs années, le débat public sur la transition énergétique est dominé par une représentation binaire : d'un côté l'électricité, énergie d'avenir ; de l'autre les autres vecteurs, assimilés un peu vite aux seules énergies fossiles, vouées à disparaître. Cette grille de lecture, aussi pratique soit-elle, entretient une confusion : elle confond gaz vert et gaz naturel et range ensuite l'ensemble aux côtés du charbon et du pétrole.

Or, comprendre la place du gaz dans le mix décarboné de la France suppose d'abord de comprendre pourquoi notre système énergétique s'est construit, méthodiquement, sur deux jambes et pourquoi cette architecture demeure, à l'horizon de la neutralité carbone, la réponse la plus rationnelle aux exigences conjuguées de décarbonation, de sécurité d'approvisionnement et de maîtrise des coûts au bénéfice de la compétitivité et du pouvoir d'achat.

Le gaz, une composante structurelle du système énergétique français

En 2025, la consommation de gaz en France s'est établie autour de 350 TWh, soit près de 19 % de la

consommation finale d'énergie¹. Ce niveau, en recul régulier depuis plusieurs années, sous l'effet des progrès bienvenus de la sobriété, de l'efficacité énergétique et de façon résiduelle du fait du réchauffement climatique qui réduit la consommation hivernale d'énergie, n'en traduit pas moins une présence profonde et diffuse dans l'ensemble de l'économie nationale. Le secteur résidentiel en est le premier consommateur (de l'ordre de 39 % de la consommation finale de gaz) et devant l'industrie (environ 37 %). Ce sont ainsi plus de 11 millions de consommateurs, ménages, entreprises, sites industriels, qui dépendent aujourd'hui de cette énergie pour leur chauffage, leur eau chaude, leurs procédés thermiques et leur production.

Cette omniprésence n'est ni un hasard ni un héritage à abandonner. Elle résulte d'une construction délibérée et rationnelle du système énergétique national, étalée sur plus d'un demi-siècle, qui a attribué à chaque vecteur les usages pour lesquels il était le mieux adapté.

Deux vecteurs, deux logiques d'usage complémentaires

Cette architecture repose sur un principe simple : l'électricité et le gaz ne répondent pas aux mêmes besoins, et leur relation n'est pas de rivalité mais de complémentarité. L'électricité excelle notamment dans les usages relativement stables, dont un réseau interconnecté à l'échelle européenne permet d'équilibrer en permanence, chaque seconde, offre et demande.

Le gaz, lui, a été pensé pour les usages qui requièrent un apport important d'énergie instantanée. Le chauffage

¹ Consommation 2025 corrigée du climat de l'ordre de 350 TWh PCS et part dans la consommation finale d'énergie. Sources : SDES (Chiffres clés de l'énergie ; Bilan énergétique de la France) et opérateurs de réseaux.

en est l'archétype : fortement saisonnier, il doit pouvoir être mobilisé massivement lors des pointes de froid. Un bâtiment, un matin de janvier à - 10°C, n'appelle pas la même puissance qu'au mois de septembre. C'est précisément là que le gaz révèle sa supériorité systémique : il se stocke en très grandes quantités, se transporte à faible coût sur de longues distances et se mobilise à la demande, sans contrainte de synchronisation. En France, le gaz couvre 42 % des besoins de chauffage, dans un parc bâti constitué de millions de logements conçus et dimensionnés autour de cet usage.

C'est ainsi que la France dispose d'un système énergétique « à deux jambes », l'une électrique, l'autre gazière, dont la robustesse éprouvée tient à cette dualité même. Affaiblir délibérément l'une sans s'assurer que l'autre peut en reprendre l'intégralité de la charge reviendrait à fragiliser l'ensemble.

L'électrification, levier essentiel mais non exclusif : la logique de l'équilibre global du système

L'électrification des usages constitue un levier nécessaire et indispensable de la décarbonation. Parce que l'électricité française demeure l'une des plus décarbonées d'Europe, transférer vers elle une part des usages aujourd'hui carbonés réduira massivement nos émissions. Nos pairs constatent d'ailleurs une électrification évidente tirée par les *datacenters*, le véhicule électrique et la climatisation. Il ne s'agit en aucun cas de le contester : chaque solution efficace de décarbonation mérite d'être encouragée, et la complémentarité inclut pleinement l'électricité dont la part a vocation à progresser dans notre mix énergétique.

La question n'est donc pas de savoir s'il faut électrifier – il le faut – mais jusqu'où, à quel rythme et à quel coût. C'est ici qu'intervient un principe fondamental : celui de l'équilibre global du système. Concevoir un système énergétique performant ne consiste pas à imposer un vecteur unique à tous les usages mais à affecter à chaque usage le vecteur qui le sert au meilleur coût pour la collectivité et avec la meilleure résilience. Il s'agit d'un enjeu central de la transition : éviter que le système de demain soit onéreux et fonctionne mal.

La physique du réseau gazier : une infrastructure de stockage saisonnier

Le gaz apporte au système une fonction de pilotabilité et de stockage saisonnier de puissance et de capacité.

En effet, la consommation de gaz est quatre à cinq fois plus élevée en hiver qu'en été ; or les gaz renouvelables sont produits en continu, tout au long de l'année. Les infrastructures gazières absorbent cette saisonnalité : le gaz vert, seule énergie 100 % renouvelable et souveraine avec l'hydroélectricité, produit l'été, période de moindre consommation, est stocké puis acheminé l'hiver, lors des pointes de consommation. La France dispose à cet effet de treize sites de stockage souterrain, représentant une réserve de plusieurs semaines de consommation hivernale, soit une capacité straté-

gique sans équivalent dans le secteur électrique, où le stockage à grande échelle demeure une technologie immature.

Cette robustesse se double d'une propriété trop méconnue : le dimensionnement du réseau de distribution est faiblement corrélé au volume annuel acheminé. En effet, les infrastructures sont calibrées pour la pointe, avec la règle dite « risque 2 % », qui les dimensionne sur la base des températures les plus basses observées deux fois en 50 ans². Or la baisse des volumes annuels consommés n'entraîne pas une baisse proportionnelle de la pointe, étroitement liée, elle, aux besoins de chauffage par grand froid.

Par conséquent, le réseau gazier conserve toute sa valeur, même dans un scénario de sobriété accrue. Les ouvrages de distribution sont par ailleurs directement compatibles (ou à faible coût), avec l'ensemble des gaz renouvelables.

Le coût comparé : un argument d'efficacité, non de rivalité

L'équilibre global du système a aussi un impact financier, qu'il serait imprudent d'ignorer.

La gestion des déséquilibres constitue la fragilité structurelle du mix électrique. L'hybridation des énergies, en prévoyant le report d'un vecteur à l'autre lors des moments de tension, est une réponse bien moins onéreuse que le développement de capacités de production, le renforcement de réseaux pour quelques heures par an ou encore la rémunération de l'effacement de consommation. Ceci est vrai dans l'industrie où la seule électrification possible est souvent une hybridation – qui permet en outre aux professionnels d'arbitrer utilement entre énergies en fonction des prix pour préserver leur compétitivité. Cette logique vaut également pour le bâtiment où les pompes à chaleur hybrides permettent de contenir les coûts de construction dans le neuf et les coûts système dans l'ensemble des configurations. Le gaz n'est alors mobilisé que dans les situations de tension, lorsque le système recourt de toute façon à des centrales thermiques moins efficaces sur le plan énergétique.

Ce que disent les scénarios prospectifs

Il ne s'agit nullement d'opposer les énergies entre elles. Les travaux de prospective les plus rigoureux convergent au contraire pour les associer. Le rapport « Futurs énergétiques 2050 » de RTE est sans ambiguïté : aucun de ses scénarios de neutralité carbone ne décrit une société « tout électrique »³. Dans tous, les usages du gaz, biométhane, hydrogène, gaz de synthèse, coexistent durablement avec l'électricité. La consommation finale d'énergie y est ramenée de 1 600 TWh en 2022 à 930 TWh en 2050, l'électricité montant en puissance sans jamais devenir exclusive.

² Arrêté du 16 juin 2014 relatif aux obligations de fourniture de gaz naturel en cas de température extrêmement basse (règle dite « R2 % »).

³ RTE, « Futurs énergétiques 2050 », 2021.

Côté gaz, le scénario « Perspectives Gaz »⁴ des opérateurs de réseaux gaziers retient une demande de l'ordre de 350 TWh en 2050. Le gaz sera donc toujours là, mais il aura changé de nature et en volume.

La décarbonation du gaz : une révolution sans rupture, déjà engagée

Car c'est là que réside la véritable révolution gazière : non dans la suppression d'un vecteur qui a fait ses preuves, mais dans sa mutation profonde. L'enjeu n'est pas de sortir du gaz, mais d'en sortir la part fossile. Et cette mutation ne s'avère pas seulement crédible : elle est déjà à l'œuvre.

Le biométhane, produit par méthanisation de matières organiques (effluents d'élevage, résidus de culture, biodéchets, boues d'épuration), en constitue aujourd'hui le principal moteur. Son atout majeur tient à sa compatibilité totale avec les infrastructures et les équipements existants : il circule dans les mêmes réseaux, se stocke dans les mêmes conditions et alimente les mêmes chaudières que le gaz naturel. Ceci constitue une révolution sans rupture, ni pour le consommateur, ni pour l'industrie qui évite donc de faire porter un investissement important en amont comme en aval des compteurs chez les clients.

Sa performance environnementale s'avère remarquable. Le gaz vert émet près de six fois moins de CO₂ que le gaz naturel, 41,6 gCO_{2eq}/kWh contre 239 gCO_{2eq}/kWh⁵, soit un niveau comparable à celui des autres énergies renouvelables. Atteindre 20 % de gaz renouvelable dans la consommation française dès 2030 permettrait d'éviter plus de 12 millions de tonnes de CO₂ par an. En 2025, le biométhane a déjà permis d'éviter 2,6 millions de tonnes de CO₂.

Sa dynamique de déploiement est exponentielle. Au 30 juin 2026, plus de 820 sites injectaient du biométhane dans les réseaux, pour une capacité installée de l'ordre de 16 TWh par an, contre 12 TWh fin 2023, soit une progression de près d'un tiers en un peu plus de deux ans⁶. À l'heure actuelle, le registre des capacités recense près de 1 000 projets supplémentaires, représentant un potentiel de 24 TWh par an, soit davantage que la production actuelle. Le biométhane couvre déjà environ 5 % de la consommation nationale de gaz, et bien davantage dans certains départements : 22 % dans l'Orne, 14 % dans les Ardennes, 13 % en Mayenne. Dans plusieurs territoires, la barre des 20 % est franchie et celle des 30 % pourrait l'être dès 2030.

Les objectifs publics confortent cette trajectoire. La troisième programmation pluriannuelle de l'énergie fixe un cap de 44 TWh de biométhane injecté en 2030, et

jusqu'à 82 TWh en 2035. GRDF estime que le gaz vert pourrait représenter plus d'un quart de la consommation française de gaz à l'horizon 2035, avant une perspective de 100 % en 2050. Cette ambition repose sur une base solide : le potentiel total de production de gaz renouvelables et bas-carbone en France à l'horizon 2050 repose sur un gisement largement suffisant pour substituer intégralement le gaz vert au gaz fossile. Les discours sur les tensions sur la biomasse confondent les tensions réelles et inquiétantes sur le bois et l'usage de productions agricoles, et la valorisation sans conflit d'usage de déchets grâce à la méthanisation bien sûr mais aussi aux technologies de gazéification en cours de déploiement : pyrogazéification sans rejet de particules, gazéification hydrothermale pour faciliter le traitement des PFAS comme le cycle de l'eau, e-méthane pour valoriser excédents électriques journaliers et CO₂ biogénique.

Par ailleurs, ces discours oublient que le biométhane n'a pas pour objectif premier de décarboner le gaz, même s'il y contribue. En effet, le biométhane constitue l'un des principaux leviers de décarbonation de l'agriculture, grâce à la valorisation des lisiers, à la transformation d'une charge, la plantation de couverts végétaux intercalaires entre cultures, en produit pour les exploitations agricoles et à la substitution des engrais minéraux (produits à partir de gaz naturel) par le digestat que la méthanisation génère. Ce retour au sol constitue alors également une manière d'entretenir la productivité des sols.

Les gaz verts : valeur territoriale, économique et stratégique

Sur le plan économique, plus de 3 milliards d'euros ont déjà été investis par les porteurs des quelque 820 sites de méthanisation en injection, et l'on estime à plus de 3,5 milliards d'euros les retombées économiques locales qu'ils génèrent⁷. La filière crée des emplois directs non délocalisables, trois à quatre par site en moyenne, et emploie déjà près de 10 000 personnes. Sa chaîne de valeur est largement française, avec un écosystème articulé autour d'agriculteurs, de collectivités, de *start-ups* et de gestionnaires de déchets. Le coût de production du biométhane s'avère souvent comparé à tort au coût du gaz naturel : les fossiles demeurent malheureusement bien meilleur marché que leurs alternatives renouvelables. Il convient plutôt de comparer le coût des énergies bas-carbone appelables à la demande entre elles, en y incluant naturellement coûts de réseau, de stockage, de flexibilité, de résilience. Une telle comparaison révèle l'attractivité du coût du biométhane. L'enjeu de la transition est donc bien de substituer progressivement au méthane fossile le méthane renouvelable, en misant sur les gains d'efficacité énergétique pour rendre cette augmentation progressive soutenable.

⁴ Natran, Terega, GRDF, « Perspectives gaz », 2024.

⁵ Facteur d'émission du biométhane, base Empreinte Carbone de l'ADEME : 41,6 gCO_{2eq}/kWh, contre 239 gCO_{2eq}/kWh pour le gaz naturel.

⁶ Données de suivi de l'injection de biométhane (SDES ; retour d'expérience inter-opérateurs) et registre des capacités d'injection.

⁷ Estimations de la filière (porteurs de projets de méthanisation en injection) et étude d'impact de la filière biogaz sur l'emploi en France.

Sur le plan stratégique, chaque térawattheure produit localement réduit d'autant notre dépendance aux importations. Les crises successives telles que la guerre en Ukraine ou celle au Moyen-Orient ont rappelé que l'énergie ne constitue pas un simple marché, mais demeure un enjeu de souveraineté. À l'échelle européenne d'ailleurs, le plan REPowerEU a fixé un objectif de 35 milliards de m³ de biogaz d'ici 2030, et la France, premier pays pour le rythme d'installation de capacités d'injection, y fait figure de modèle.

Chaque térawattheure de biométhane produit localement réduit également notre dépendance aux importations d'engrais minéraux et renforce ainsi notre souveraineté agricole. La méthanisation génère en effet du digestat, fertilisant organique capable de se substituer à une part significative des engrais minéraux. Les tensions autour du détroit d'Ormuz ont cruellement rappelé cette vulnérabilité : les prix des engrais azotés, dont la fabrication dépend fortement du gaz naturel et des importations, ont progressé d'environ 40 % en France, exposant directement les exploitations agricoles aux aléas internationaux. Le digestat permet de relocaliser la production de nutriments et de réduire fortement cette dépendance. Ainsi, 150 TWh de biométhane couvriraient environ 70 % de la consommation française d'azote. À l'échelle des exploitations, l'utilisation du digestat permet déjà de réduire de 20 à 30 % les dépenses en engrais – et parfois davantage selon les assolements – tout en améliorant la fertilité des sols.

Économie circulaire, réindustrialisation, balance commerciale, résilience agricole et vitalité des territoires ruraux : le gaz vert répond simultanément à plusieurs des grandes priorités nationales et s'appuie sur des atouts industriels de la France : l'agriculture, l'industrie du gaz et du déchet.

Un système à deux jambes : la condition d'une transition résiliente et juste

Au-delà des arguments d'efficacité et de souveraineté, s'impose une exigence de fond qui plaide pour un système multi-énergies : la résilience. La crise de 2022 a fourni la démonstration des risques de la mono-dépendance. La France, par la diversité de son mix (électricité nucléaire et renouvelable, réseau gazier doté de stockages stratégiques et de capacités de regazéification) a mieux résisté que ses voisins. Cette résilience représente un bien collectif qu'il serait imprudent de sacrifier.

Le réseau gazier : un patrimoine collectif à mobiliser

Le réseau de distribution de gaz, propriété des collectivités, constitue un patrimoine industriel de premier ordre, couvrant l'ensemble du territoire et financé par des décennies de contribution des usagers. L'abandonner en cessant de l'entretenir et de l'alimenter entraînerait un coût économique et social considérable, qui s'ajouterait à celui de l'électrification. La logique inverse est

infiniment plus rationnelle : faire de ce réseau le vecteur de la décarbonation grâce aux gaz verts, et valoriser un actif existant, éprouvé et fiable, au service de la transition plutôt que programmer un nouvel investissement onéreux et à la robustesse incertaine.

Conclusion : un gaz 100 % vert en 2050, une ambition réaliste

Le gaz ne disparaîtra pas du mix énergétique français en 2050. Ce constat n'est pas une concession à l'inertie, mais une lecture lucide de la physique des systèmes énergétiques. Ce qui disparaîtra, c'est le gaz fossile. Là demeure le cœur de la promesse de la transition gazière : non la disparition d'un vecteur éprouvé, mais sa mutation vers une énergie renouvelable, locale, circulaire et souveraine.

Les conditions de réussite sont connues. Elles supposent une visibilité réglementaire et financière durable pour les porteurs de projets, dont les investissements s'amortissent sur quinze ans ; la levée des freins administratifs qui ralentissent encore le raccordement des unités de production ; la reconnaissance pleine et entière du gaz vert parmi les énergies de la décarbonation ; et, surtout, un débat public honnête, fondé sur les faits et sur l'écoute des acteurs de terrain.

La véritable question n'est donc pas de savoir si la France aura encore besoin de gaz en 2050 mais de savoir à quelle vitesse, avec quels instruments et avec quels moyens collectifs elle saura remplacer totalement la part de gaz fossile par un gaz entièrement vert. À cette ambition, ambitieuse mais réaliste, l'ensemble de la filière gazière est aujourd'hui prêt, pleinement mobilisé, non pas contre l'électricité, mais à ses côtés, pour bâtir un système énergétique décarboné et robuste.

Sources principales

Service des données et études statistiques (SDES) : Chiffres clés de l'énergie et Bilan énergétique de la France.

Open Data Réseaux Énergies (ODRE) : Tableaux de bord du biométhane injecté dans les réseaux.

RTE, « Futurs énergétiques 2050 » (2021-2022).

« Perspectives Gaz » des opérateurs de réseaux gaz.

Base Empreinte Carbone de l'ADEME.

Plan REPowerEU (Commission européenne).

Les estimations de coûts d'adaptation des réseaux et de retombées économiques de la filière sont issues des travaux de GRDF et de la filière biogaz.

La place du gaz dans l'objectif de la neutralité carbone de la France

Par Dominique AUVERLOT (IGEDD), Philippe GUIGNARD (IGEDD),
Richard LAVERGNE (CGE), Thierry de MAZANCOURT (CGE)
& Sophie MOUGARD (IGEDD)

Le gaz occupe encore une place importante dans la consommation énergétique française, mais son rôle doit être profondément transformé pour atteindre la neutralité carbone en 2050. Les perspectives de consommation restent toutefois élevées car certains de ses usages demeurent difficiles à substituer à moyen terme. Le biométhane et les gaz bas-carbone ne pourront vraisemblablement pas couvrir seuls les besoins résiduels.

Dans l'industrie, l'électrification est possible pour une partie importante des usages, mais elle suppose des investissements lourds et un accès compétitif à une électricité décarbonée. Dans le résidentiel et le tertiaire, les pompes à chaleur et les réseaux caloporteurs constituent des solutions crédibles, sous réserve d'un accompagnement adapté. Dans les transports, l'électrification doit être privilégiée, tandis que le gaz fossile ne devrait conserver qu'un rôle limité et transitoire, notamment dans le maritime international.

L'article propose des pistes de mesures à envisager pour une transition acceptable. La transition du gaz se heurte moins à une impossibilité technique généralisée qu'à des obstacles économiques, sociaux et industriels.

En 2025, le Conseil général de l'Économie (CGE) et l'Inspection générale de l'Environnement et du Développement durable (IGEDD) ont réalisé une étude sur l'évaluation de la demande nationale à long terme et des potentiels consommateurs de gaz

méthane renouvelable ou bas-carbone. Cette étude a été confiée à Dominique Auverlot (IGEDD), Philippe Guignard (IGEDD), Richard Lavergne (CGE), Thierry de Mazancourt (CGE) et Sophie Mougard (IGEDD). Le présent article s'inspire de ces travaux.

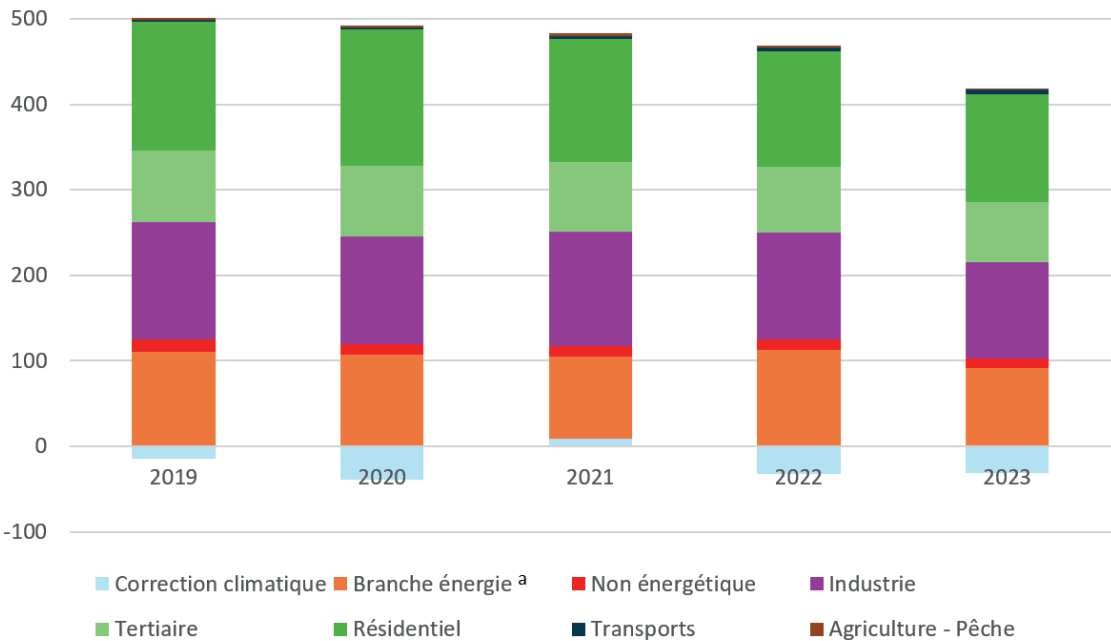


Figure 1 : Consommation totale de gaz en France de 2019 à 2023^b (Source : Bilan annuel de l'énergie, CGDD-SDES, avril 2025).
^a La branche énergie désigne principalement la production d'électricité et de chaleur (dont réseaux de chaleur).
^b Les consommations sont en TWh PCS (pouvoir calorifique supérieur), corrigées du climat, et concernent tous les types de gaz.

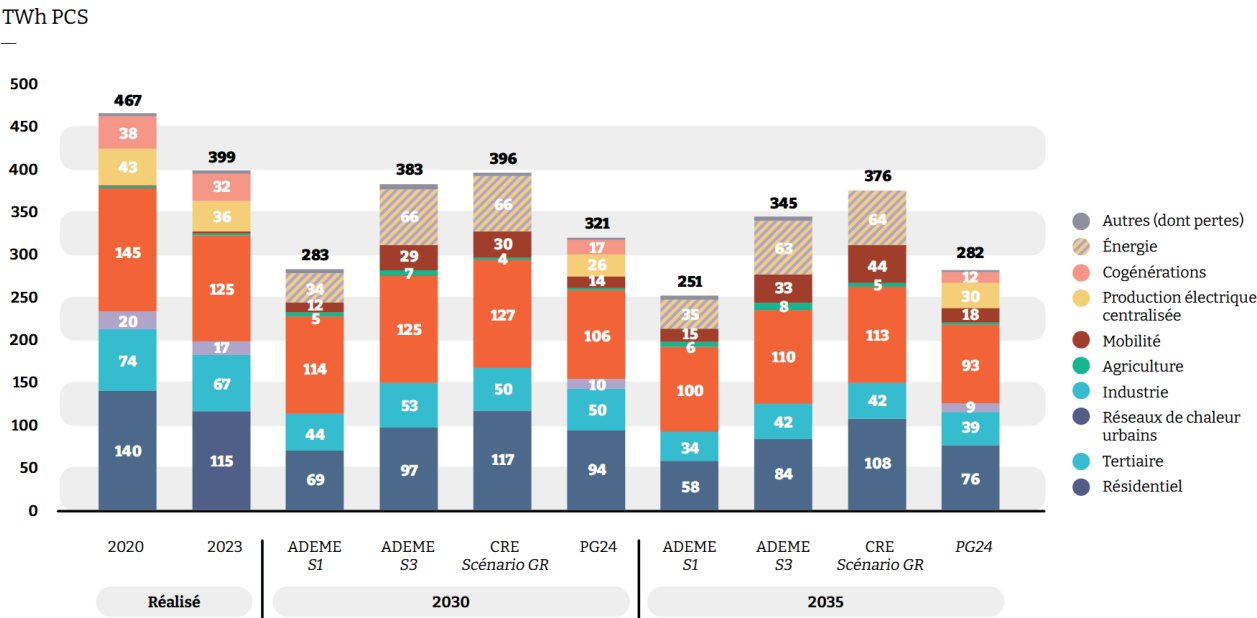


Figure 2 : Comparaison des scénarios de consommation de méthane
(Source : Perspectives gaz 2024, France gaz, septembre 2024, p. 16).

Les scénarios S1 et S3 sont issus, avec quelques adaptations mineures apportées par la CRE, de l'étude « Transition(s) 2050 » de l'ADEME :

Le scénario S1, intitulé « génération frugale », repose sur des innovations comportementales, sociétales et techniques permettant de réduire les consommations et leurs impacts écologiques mais imposées pour partie par des contraintes légales et réglementaires.

Le scénario S3 ou « technologies vertes » implique le développement des meilleures technologies pour limiter les impacts écologiques avec des évolutions comportementales limitées (mais non nulles, par exemple pour l'alimentation).

Le scénario GR de la CRE (« Avenir des infrastructures gazières aux horizons 2030 et 2050, dans un contexte d'atteinte de la neutralité carbone ») est élaboré avec les gestionnaires de réseaux de gaz à partir du scénario haut des « Perspectives gaz 2022 ». Il agrège des modélisations sectorielles et intègre d'éventuels retards dans la mise en œuvre de la transition écologique.

Le scénario PG24, extrait des « Perspectives gaz 2024 », actualise les travaux antérieurs de 2022 et prend notamment en compte les efforts de sobriété et les gains d'efficacité énergétiques observés en 2022 et 2023.

Tous ces scénarios, bien que différents, sont ambitieux et difficiles à mettre en œuvre ; ils prévoient d'importantes réductions de l'usage du gaz mais ne parviennent pas à l'horizon 2050, à limiter la consommation en deçà des évaluations les plus optimistes de la production nationale de biométhane ; des compléments en gaz bas-carbone de synthèse et/ou le recours au CCS devraient alors être envisagés.

Le gaz représente¹ aujourd'hui environ 25 % de la consommation d'énergie finale française, de l'ordre de 400 TWh/an. Les principaux utilisateurs sont les sec-

teurs résidentiel et tertiaire, l'industrie et la branche énergie. La consommation de gaz a d'ores et déjà diminué en France ces dernières années, conséquence notamment de la désindustrialisation, de la douceur des hivers et du conflit russo-ukrainien.

¹ Données de 2023. Il convient de noter que les statistiques pour le gaz sont moins précises que pour d'autres énergies, parce que d'une part il peut être comptabilisé avec son pouvoir calorifique inférieur ou supérieur (ce qui engendre une variation de 10 %), d'autre part il peut être utilisé comme matière première des industries chimiques ; enfin les limites entre les différents secteurs économiques peuvent varier selon les auteurs (frontière entre production d'énergie, raffinage et pétrochimie par exemple).

Les perspectives de consommation de gaz (méthane) restent élevées

À terme, l'accélération du changement climatique et les engagements de la France pour atteindre la neutralité

carbone en 2050 obligent à réduire fortement l'usage du gaz naturel fossile.

Le gaz bas-carbone ne suffira pas cependant, loin de là, à couvrir la consommation actuelle de gaz comme évoqué plus loin. Cette couverture restera difficile même après une électrification massive des usages actuels du gaz, un recours éventuel à l'hydrogène, à la sobriété et aux économies d'énergie ou au stockage géologique du dioxyde de carbone (CCS). Dès lors, il est nécessaire de déterminer les secteurs qui pourront s'affranchir du gaz en priorité et ceux qui ne le pourront pas.

Avant les désordres actuels liés à la guerre d'Iran, la tendance mondiale était à un recours croissant au gaz fossile pour les prochaines années. Ainsi, l'année 2024 avait battu le record de la consommation mondiale de gaz et le GNL² devait redevenir relativement bon marché pendant au moins quelques années notamment avec la mise en service en 2027 de nouveaux gisements qataris. Le blocage actuel du détroit d'Ormuz et les dommages infligés à la production, notamment aux installations de liquéfaction de GNL qatariennes, rendent cette perspective moins probable, sinon incertaine, à un tel horizon.

La consommation de gaz difficilement ou non substituable à moyen terme en France reste complexe à évaluer. Les projections varient fortement selon les acteurs. À titre d'illustration, les gestionnaires français de réseaux de gaz ont publié l'histogramme suivant en se fondant sur les travaux de la Commission de régulation de l'Énergie (CRE) et de l'ADEME.

Il convient de souligner, d'une part, les différences entre les consommations envisagées et, d'autre part, de noter que même dans les scénarios les plus sobres, il sera difficile, voire impossible, de fournir le gaz nécessaire par la seule production de biométhane.

Les obstacles pour réduire la consommation de gaz fossile en France sont nombreux, techniques, comportementaux mais surtout économiques et sociaux :

- Les coûts d'usage des énergies de substitution et les investissements nécessaires à leur mise en œuvre sont élevés, d'où des problèmes d'accessibilité pour les ménages et de compétitivité pour les industriels.
- Les réticences et l'inertie de nombreux acteurs sont fortes, au sein de la filière gazière tout d'abord, mais aussi parmi les particuliers auxquels le gaz est présenté depuis longtemps comme une énergie propre et économique. En complément, il faut veiller à limiter de nouveaux usages du gaz qui pourraient s'avérer tentants pour remplacer des combustibles encore plus polluants (charbon et pétrole), notamment dans les transports.
- Le gaz représentant le quart de la consommation nationale d'énergie, le remplacer suppose de créer à grande échelle de nouvelles capacités de production,

de transport et de distribution des énergies de substitution, notamment l'électricité.

L'obstacle prépondérant à la transition du gaz est économique

Dans l'industrie, l'électricité est substituable au gaz-énergie pour environ la moitié de la consommation actuelle à un coût « raisonnable ». Les limites techniques correspondent principalement à la production de très hautes températures.

Dans le résidentiel et tertiaire, le gaz peut être remplacé dans pratiquement tous les cas. Les difficultés les plus importantes, rencontrées dans l'habitat collectif urbain, peuvent être surmontées pour les logements à chauffage collectif, pourvu qu'un raccordement soit possible à un réseau municipal de fluide caloporteur, même si ce réseau est à température ambiante.

Dans les transports, la part du gaz est encore faible et l'enjeu principal est qu'elle reste limitée. Les progrès technologiques dans le domaine des batteries et leurs réductions de coûts permettent de considérer que l'électrification des mobilités devient la principale priorité pour le routier et pour le fluvial. En revanche, aucune solution ne s'impose pour le transport maritime international qui se tourne de manière transitoire vers le gaz pour décarboner partiellement les flottes.

Par leur rapidité de démarrage, les turbines à gaz pour la production d'électricité demeurent le meilleur moyen de suivre les variations de la demande en électricité.

Là où une solution technique d'électrification existe d'ores et déjà, il reste à lever le blocage économique. Or, à défaut de discours clair et constant des pouvoirs publics, traduit notamment dans la fiscalité des énergies, quantité d'acteurs économiques, entreprises comme ménages, sont incapables de savoir si abandonner le gaz leur permettra ou pas de réduire leurs coûts d'exploitation. Cette connaissance est nécessaire compte tenu de l'importance des investissements en jeu. De plus, dans le secteur concurrentiel, cette condition n'est pas suffisante : les pouvoirs publics doivent être prêts à fermer, partiellement ou en totalité, les frontières aux importations en provenance de pays qui ne s'engageraient pas suffisamment dans la décarbonation. À défaut, le risque de disparition, du continent européen, de secteurs entiers d'activité gazo-intensifs (sucre, poudre de lait, certains produits verriers ou métalliques, chimie, engrais azotés, etc.), serait réel.

Les ressources permettant de produire à un coût raisonnable du gaz méthane non fossile sont contraintes

La seule production de biométhane ou de gaz bas-carbone ne permettra vraisemblablement pas de

² Gaz naturel liquéfié.

s'affranchir du gaz fossile. La contrainte sur les ressources pour les produire sera en effet considérable³ :

- Les ressources en biomasse paraissent insuffisantes pour couvrir les niveaux de consommation de biogaz annoncés⁴. La réalisation de cultures spécifiques pourrait relever un peu cette limite mais se heurterait à la concurrence avec les cultures alimentaires et à la limite des surfaces cultivables. La question du "merit order" pour l'utilisation de la biomasse et, en conséquence, celle de l'arbitrage entre les biocarburants liquides et gazeux ne pourra pas être ignorée.
- Les gaz issus de la pyrogazéification de la biomasse ou produits par gazéification hydrothermale (technologie non encore maîtrisée) connaîtront les mêmes contraintes.
- Le recours à l'hydrogène ou à des gaz de synthèse par réaction de cet élément avec du gaz carbonique (e-méthanation) ou du syngaz obtenu par pyrolyse, présente des coûts prohibitifs avec les technologies actuelles ; l'électricité nécessaire pour ces réactions chimiques sera aussi une ressource contraignante.
- L'importation de biométhane, à supposer qu'elle soit possible, peut soulever des problèmes de sécurité d'approvisionnement.

L'augmentation des prix du gaz paraît inexorable à moyen et long terme en Europe

Dès lors que le recours au gaz fossile (sans CCS) sera limité, voire interdit, à terme, la contrainte sur les ressources de substitution s'accompagnera d'une augmentation des prix du méthane pour le consommateur (qu'il soit fossile avec CCS, biogénique ou de synthèse). Cette préoccupation est partagée par de nombreux interlocuteurs rencontrés au cours de l'étude précitée, dont la totalité des industriels. Paradoxalement, du côté des pouvoirs publics, cette question semble actuellement faire l'objet de réflexions inabouties et surtout d'une communication insuffisante. Il existe par ailleurs une discordance entre les prix du gaz sur le marché mondial, qui pourraient baisser dans le futur avec la mise en service de nouveaux gisements, et le prix du gaz pour le consommateur européen qui doit augmenter notablement dans le futur (en raison du coût réel du biogaz et des prix du marché carbone).

³ Voir par exemple « Évaluation du potentiel de production d'énergies renouvelables à partir de la biomasse agricole et forestière française à l'horizon 2050 », rapport CGAAER n°23054, CGE n°2023/05/CGE/SG et IGEDD n°014972-01, décembre 2023.

⁴ Considérant qu'il faut de l'ordre d'une tonne de biomasse (matière sèche) pour produire un peu plus de 2 MWh de biogaz (ou de biocarburant liquide), les prévisions de production de 100 à 140 TWh/an de biogaz sont déjà très optimistes (au sens où elles ne laissent pas de grandes possibilités de production pour les biocarburants liquides). Voir aussi les projections à long terme dans l'article de Claire Bastik *et al.*, « Le carbone forestier : un équilibre à trouver entre la préservation des stocks et le maintien d'une pompe à carbone », *Annales des Mines – Responsabilité & Environnement*, juillet 2024, pp. 14-21, https://annales-des-mines.org/wp-content/uploads/2024/11/re_115_juillet_2024.pdf

Le coût actuel du biogaz varie selon ses différentes sources et suivant que l'on intègre ou non les aides et subventions, parfois importantes, qui ont accompagné la réalisation des unités de production. Outre les aides à l'investissement, la production de biogaz bénéficie en effet de plusieurs dispositifs d'aides liés aux modalités de commercialisation (garanties d'origine pour les producteurs de moins de 25 GWh PCS/an en « guichet ouvert », certificats de production de biogaz à compter de 2026). Hors subventions, le coût du biogaz (110 à 130 €/MWh) reste cependant nettement plus élevé que le coût du gaz naturel (historiquement compris entre 13,8 € et environ 34 €/MWh, prix PEG⁵, même si des pics dépassant 340 €/MWh ont pu être observés lors du début de la crise ukrainienne, le prix européen étant lui-même nettement plus haut que le coût nord-américain). Par ailleurs, sur les 10 dernières années, le prix du gaz aux États-Unis a varié entre 6 et 15 \$/MWh, avec un pic à 30 \$/MWh pendant la crise ukrainienne, ce qui pose la question de la compétitivité des industries européennes par rapport à leurs homologues américaines, dès aujourd'hui, mais encore plus demain si elles venaient à utiliser le biogaz.

Des pistes de mesures à envisager

Pour faciliter la transition du gaz, les principales mesures à engager pourraient être les suivantes (dans la liste qui suit, les mesures qui se retrouvent dans le plan d'électrification publié par le Gouvernement en avril 2026 sont indiquées en caractère italiques) :

Pour la clarté et la cohérence de la politique publique mise en œuvre :

- *clarifier le message de l'État* et de ses opérateurs – qui se doit d'être constant – sur la hausse inéluctable des prix du gaz en France et *la nécessité d'investir dans les énergies de substitution* ;
- moduler la fiscalité énergétique et les tarifs d'usage des réseaux de transport/distribution pour favoriser les solutions les moins carbonées, en veillant aux conditions de leur acceptabilité sociale ;
- *faciliter les contrats de long terme pour une fourniture d'électricité décarbonée*. L'exemple des contrats d'achat de production nucléaire (CAPN) est une piste intéressante.

En parallèle, le développement des énergies de substitution au gaz est bien entendu un impératif.

Des mesures complémentaires, différenciées selon les secteurs, devraient être prises :

- Soutenir les industries gazo-intensives pour maintenir leur compétitivité, en sachant au besoin « fermer les frontières ». *Faciliter leur raccordement au réseau* et leur reconnaître une priorité d'usage du biométhane lorsque la substitution du gaz par de l'électricité ou des énergies renouvelables n'est pas possible à court-moyen terme pour des raisons techniques et économiques.

⁵ Point d'échange de gaz, principale place de marché de gros du gaz en France.

- *Encourager le secteur résidentiel et tertiaire à investir dans les pompes à chaleur*, à développer le stockage de la chaleur par exemple dans des réservoirs d'eau et les villes à développer les réseaux caloporteurs à température ambiante, plus simples et moins onéreux que les réseaux de chaleur.
- *Accroître l'électrification des transports et renoncer au gaz carburant* sauf, et de manière transitoire⁶, pour le secteur maritime international.
- La production d'électricité devra conserver, à titre assurantiel, des capacités de production au gaz tout en limitant autant que possible leur usage et en bénéficiant également d'un accès privilégié au biogaz.

Le plan d'électrification⁷ précité, destiné à protéger le pouvoir d'achat et à renforcer notre souveraineté énergétique, fait le pari de l'électrification, ce qui devrait conduire à accélérer la transition du gaz. Ce plan fait notamment le choix d'une électrification renforcée de la mobilité routière mais aussi fluviale et ferroviaire, d'un développement massif des pompes à chaleur, en particulier dans les maisons individuelles et dans l'habitat social.

Enfin, la mise en place de 100 territoires d'électrification (qui devaient être choisis dès l'été 2026) constituera un test en vraie grandeur de la mise en place « d'une planification de la sortie accélérée du gaz, incluant l'accompagnement financier des ménages concernés ».

Conclusion

La réduction de l'usage du gaz fossile apparaît incontournable pour la décarbonation et pour la souveraineté française : la hausse inéluctable des prix du gaz, qui doit être annoncée, devrait y contribuer. Cette transition ne pourra pas réussir sans être accompagnée par l'État : les risques de déclin économique, de désindustrialisation et d'augmentation de la précarité énergétique devront être continûment surveillés et maîtrisés. Avec son plan d'électrification précité, le gouvernement a fait une avancée conceptuelle en ce sens. La France devrait veiller à ce qu'au sein même de l'Union européenne, l'exigence de baisse de l'usage du gaz fossile soit homogène, de manière à prévenir les distorsions de concurrence.

Il convient enfin de souligner les difficultés de la mise en œuvre de certaines solutions passées en revue dans l'étude réalisée par les auteurs du présent article, notamment celles relatives à l'industrie, dans un contexte où la France et l'Europe seraient isolées. La question de l'accès à une énergie décarbonée à un prix compétitif est en effet au cœur des enjeux pour la réussite de la transition énergétique.

⁶ NDLR : La durée de cette phase transitoire pour l'usage du gaz fossile peut être longue : les principaux armateurs mondiaux s'équipent en effet de navires fonctionnant au gaz (CMA-CGM vient d'en acheter 10 à la Chine) qui navigueront encore en 2050. La décarbonation peut aussi techniquement s'obtenir en équipant de CCS les navires fonctionnant au GNL (et en se servant du GNL pour fournir du froid permettant de liquéfier le CO₂). Parmi les alternatives, de nombreux types de propulsions véliques sont en développement, d'ailleurs soutenus par le plan France 2030 pour ce qui concerne la France. Globalement, nombre d'entre elles en appui à une propulsion qui utilise encore du gaz.

⁷ Voir <https://www.economie.gouv.fr/electrifiions-la-france> et <https://www.ecologie.gouv.fr/presse/plan-delectrification-energie-moins-chere-plus-souveraine-plus-durable>

La R&D au service d'une énergie décarbonée, souveraine et compétitive

Par Anne-Isabelle ETIENVRE
Administratrice générale du CEA

Disposer d'une énergie décarbonée, compétitive et souveraine est un besoin crucial pour notre société. Pour ce faire, il est indispensable de déployer des actions de R&D tant en soutien aux besoins industriels immédiats, qu'en préparation des ruptures technologiques qui répondront aux innovations nécessaires à l'avenir dans ce domaine. Le CEA se positionne pleinement dans cette dynamique, en tant qu'acteur de la R&D, de la recherche à l'industrie, et promeut une vision intégrée de l'énergie s'appuyant sur la complémentarité entre l'énergie nucléaire et les nouvelles technologies de l'énergie. Ses travaux portent sur les modes de production d'énergie bas-carbone, leurs interactions au sein du réseau (stockage, pilotage, conversion) ainsi qu'à la problématique des ressources dans une logique de cycle fermé des matières, le tout prenant en compte les dimensions technico-économiques, sociétales et politiques.

Le contexte géopolitique nous rappelle avec acuité le besoin impérieux de disposer d'une énergie souveraine. Par ailleurs, face au défi majeur que représente le dérèglement climatique, l'Accord de Paris a notamment fixé un objectif ambitieux, celui de la neutralité carbone à l'horizon de 2050. Cet objectif s'est traduit, au niveau national, par la Stratégie Nationale Bas-Carbone, mettant en œuvre, dans tous les secteurs d'activité, une trajectoire de décarbonation qui nécessite en particulier une électrification massive des transports et de l'industrie. En écho à ces deux défis majeurs qui s'imposent à tous les citoyens, la Programmation Pluriannuelle de l'Énergie a pour objectif la production d'un mix énergétique décarboné, souverain, et compétitif, qui répondra au besoin d'accroissement de l'électrification des usages.

Le CEA s'inscrit pleinement dans cette ambition, en étant un acteur de l'accélération de la transition énergétique, positionné sur la R&D et l'innovation, au service de l'industrie. Il promeut une vision intégrée de l'énergie, s'appuyant sur la complémentarité entre l'énergie nucléaire et les nouvelles technologies de l'énergie. Ses travaux portent sur les modes de production d'énergie bas-carbone, leurs interactions au sein du réseau (stockage, pilotage, conversion) ainsi que la problématique des ressources dans une logique de cycle fermé des matières, le tout prenant en compte les dimensions technico-économiques, sociétales et politiques. Afin de renforcer le pilotage national de la R&D dans le domaine de l'énergie, l'État a confié au CEA le pilotage de l'Agence de Programme pour la recherche sur les Énergies Décarbonées (APED), qui regroupe l'ensemble des acteurs de ce domaine, tant académiques qu'industriels.

Accompagner pleinement la relance du nucléaire par une R&D ambitieuse

Le discours du président de la République, prononcé à Belfort en 2022, a acté la relance de l'énergie nucléaire dans le pays, relance matérialisée par des décisions particulièrement structurantes lors des Conseils de Politique Nucléaire qui ont suivi. Cette relance repose sur l'ensemble des acteurs de la filière nucléaire française, reconnue internationalement pour son large spectre de compétences.

Le CEA accompagne pleinement la relance du nucléaire, en se positionnant à la fois en soutien aux besoins actuels de l'industrie, en préparant l'innovation de demain, et en coordonnant l'ensemble des actions de R&D pour ce domaine. Ce positionnement singulier est possible grâce à la conjugaison d'une recherche amont dans les disciplines clés pour le nucléaire (physique nucléaire, chimie, thermohydraulique, science des matériaux, neutronique...), d'infrastructures de recherche très spécifiques, et d'une simulation multi-échelle à la pointe de l'art. Le CEA intervient ainsi dans les études relatives à la prolongation de la durée de fonctionnement des réacteurs, en élargissant les connaissances sur le vieillissement sous irradiation des matériaux, sur les risques d'endommagement des structures, ou en développant de nouveaux procédés d'examen non destructifs, ainsi qu'en poursuivant ses activités dans le domaine de la radioprotection. Il intervient aux côtés d'Orano, pour contribuer à l'optimisation du cycle du combustible, en particulier *via* des procédés innovants pour la fabrication du combustible, jusqu'au retraitement de ce dernier ; un pro-

gramme de R&D conjoint a ainsi été défini, au service du programme d'ampleur consacré à la prolongation et à la robustesse des usines du cycle, porté par Orano (« Pérennité & Résilience »). Il apporte également son soutien à l'Andra, en mobilisant son expertise pour certains éléments consacrés à la sûreté du projet Cigeo.

À plus long terme, la filière nucléaire s'emploie à renforcer son autonomie stratégique en déployant un programme visant à la fermeture du cycle du combustible qui permettra de s'affranchir totalement de l'apport d'uranium naturel. Décidé lors du Conseil de Politique Nucléaire de mars 2026, et confié en maîtrise d'ouvrage au CEA, ce programme repose sur les contributions des quatre principaux acteurs (CEA, EDF, Framatome, Orano) afin d'intégrer l'ensemble des dimensions (réacteur à neutrons rapides refroidi au sodium, fabrication et retraitement du combustible spécifique).

Parallèlement, le CEA propose des innovations sur les concepts de réacteurs (4^e génération, sels fondus) et le cycle associé, et contribue à développer des solutions pour les petits réacteurs modulaires de troisième ou de quatrième génération (SMR et AMR), qui pourraient permettre de diversifier les usages du nucléaire (production de chaleur, d'hydrogène, ou d'e-carburants).

Aux infrastructures de recherche existantes, essentielles pour mener à bien ces travaux, s'ajoute le Réacteur Jules Horowitz, en cours de construction sur le site du CEA à Cadarache : ce réacteur de recherche constituera un outil expérimental d'irradiation unique en Europe à la disposition de l'industrie nucléaire, des organismes de recherche, ainsi que des autorités de sûreté nucléaire et de leurs appuis techniques. Il assurera par ailleurs la production de radioéléments pour la médecine nucléaire et l'industrie non-nucléaire.

Contribuer à développer des filières industrielles européennes pour les énergies renouvelables et les batteries électriques

Dans le domaine des nouveaux systèmes énergétiques, il est nécessaire de consolider une plus grande autonomie européenne, en matière de composants clés pour les différentes filières des énergies renouvelables, ainsi que pour les batteries. Le CEA développe, dans ce domaine, des technologies ciblées et innovantes, avec pour objectif de démontrer une forte valeur ajoutée (performances accrues, recyclabilité, robustesse...) et d'en faciliter, à terme, le transfert industriel. Il se positionne ainsi dans le domaine du photovoltaïque, des batteries, de l'hydrogène et de ses applications dérivées.

La R&D pour les cellules photovoltaïques se concentre sur un certain nombre de défis clés, cruciaux pour la soutenabilité et la compétitivité de cette forme d'énergie : développer des nouvelles technologies permettant d'augmenter le rendement des cellules, diversifier les technologies de mise en module de cellules afin d'accroître les supports donc les usages, accroître la durabilité et la recyclabilité des cellules pour un moindre recours aux matériaux critiques. Dans ce domaine,

le CEA se positionne sur l'intégralité de la chaîne de valeur, du matériau à l'intégration des systèmes. Après un transfert industriel réussi d'une technologie basée sur le silicium à hétérojonction, les développements portant sur les cellules photovoltaïques tandem pérovskite sur silicium sont particulièrement prometteurs, avec un record de rendement¹ récemment établi à 30,8 %, certifié sur une cellule de 9 cm².

Le CEA met également ses compétences au service des défis associés au recours à l'hydrogène, depuis le développement de composants et systèmes pour la production d'hydrogène jusqu'à son transport, son stockage et sa conversion. Concernant la production d'hydrogène, le CEA concentre ses études de R&D sur la technologie d'électrolyse de l'eau à haute température (EHT), qu'il a portée à un niveau de maturité suffisant pour créer, en 2020, avec ses partenaires industriels, l'entreprise Genvia. En parallèle de l'industrialisation de cette technologie, les efforts de R&D se poursuivent afin d'améliorer la durabilité et les performances des composants et des systèmes EHT, et préparer les technologies, en rupture, de production d'hydrogène par photosynthèse, ou par des procédés biochimiques. Le CEA développe également des technologies de rupture sans matière critique comme l'électrolyse à membrane échangeuse d'anions, et, plus généralement, sur l'ensemble de la chaîne de valeur de l'hydrogène : stockage, conversion *via* les piles à combustible, transport, sécurité, et intégration dans des réseaux multi-vecteurs interconnectés.

Face au besoin accru d'électrification, d'une part, et, d'autre part, de stockage nécessaire pour accompagner la production d'énergie renouvelable intermittente, il est également indispensable de poursuivre notre R&D sur les batteries, afin d'accroître leurs performances, et renforcer l'autonomie industrielle européenne en la matière. Cela suppose de poursuivre les développements technologiques, notamment sur les matériaux (électrodes, électrolytes), visant à produire une nouvelle génération de batteries prenant en compte à la fois la meilleure performance électrochimique possible, une meilleure durabilité, et une plus grande recyclabilité. Les partenariats industriels sont clés, afin d'assurer des boucles de transfert rapides et pertinentes. La dimension européenne est, là aussi, essentielle : c'est à cette échelle que l'autonomie pourra se faire.

Renforcer l'économie circulaire des matières critiques

Le développement des nouveaux systèmes énergétiques repose sur l'utilisation d'un panel de matériaux critiques sur lesquels doit porter un objectif d'économie circulaire autant que faire se peut. Cet effort doit intervenir sur l'ensemble du cycle de vie des matériaux, depuis la production minière jusqu'au recyclage des composants qui les contiennent, présents dans l'ensemble des briques technologiques sur lesquelles reposent les énergies renouvelables (cellules photovol-

¹ <https://www.cea.fr/presse/Pages/actualites-communiques/energies/nouveau-record-rendement-cellule-photovoltaïque.aspx>

taïques, batteries, électrodes, aimants permanents...). Le CEA développe des travaux de R&D visant à réduire l'utilisation de matières premières par de nouveaux procédés de fabrication (fabrication additive², notamment) ou les substituer par des matériaux moins critiques, à augmenter la durée de vie des composants, et enfin à imaginer des procédés de recyclage durables. L'expertise du CEA en métallurgie des poudres, synthèse de matériaux innovants et procédés flexibles à faible impact environnemental contribue à améliorer les procédés d'extraction, de raffinage, de fabrication et d'assemblage de composants plus économes en matière.

Poursuivre la R&D pour la fusion thermonucléaire

La fusion thermonucléaire fait l'objet d'un regain d'intérêt vigoureux à travers le monde, porté par des investissements conséquents et des stratégies nationales ambitieuses. Les verrous technologiques pour parvenir à la démonstration de la capacité à produire de l'électricité à partir d'une centrale de fusion thermonucléaire sont connus (tenue des matériaux sous haut flux de neutrons, maîtrise du cycle du tritium incluant sa régénération, production de puissance électrique à partir de l'énergie de fusion...). Le projet international ITER, dont la France est le pays hôte, permettra de progresser de manière substantielle dans cette démonstration, en levant un grand nombre de verrous. Parallèlement, il est important de poursuivre la R&D dans ce domaine encore exploratoire et porteur de beaucoup d'attentes. La France dispose d'atouts importants pour ce faire : des infrastructures internationalement reconnues (Tokamak West pour la fusion par confinement magnétique, Laser Mégajoule pour la fusion par confinement inertiel, toutes deux basées au CEA), des compétences académiques structurées, et un tissu industriel pertinent. Le CEA souhaite donc continuer à contribuer activement, avec ses partenaires, à faire progresser les connaissances dans les domaines clés qui sous-tendent le besoin de maîtrise de la fusion thermonucléaire : aimants supraconducteurs de nouvelle génération, cycle du tritium, matériaux sous haut flux de neutrons, maîtrise du plasma de fusion...

Former et attirer les talents vers les métiers de l'énergie

Afin de relever le défi d'une production d'énergie décarbonée abondante, souveraine et compétitive, il sera donc indispensable de poursuivre des objectifs ambitieux en termes de recherche et d'innovation, dans des champs disciplinaires variés. Ces développements, à fort impact pour la société, seront possibles grâce à la mobilisation de talents variés, chez les acteurs académiques comme industriels. Le CEA jouera pleinement son rôle, en continuant à former jeunes et moins jeunes à ces métiers porteurs d'avenir.

² https://www.academie-technologies.fr/wp-content/uploads/2025/10/072025_fabrication_additive.pdf

La transition énergétique ou « 50 nuances de vert » : l'exemple du transport

Par Pierre-Franck CHEVET, Mickael LE RAVALEC,
Richard TILAGONE & Jérôme SABATHIER
IFP Énergies nouvelles (IFPEN)

La transition énergétique est souvent réduite à une électrification des usages. C'est une vision incomplète. Elle constitue en réalité un défi d'optimisation sous contraintes multiples : physiques, temporelles et géopolitiques. Cet article explore ces nuances à travers le secteur des transports routier, aérien et maritime. Il montre les limites de l'électrification directe et le rôle stratégique des vecteurs moléculaires (biocarburants, hydrogène et dérivés, carburants de synthèse). Électrons et molécules ne s'opposent pas. Ils se complètent, chacun adapté à des contraintes et des usages spécifiques. Cette complémentarité constitue une condition essentielle pour une transition à la fois décarbonée, robuste et résiliente.

Introduction

La transition énergétique occupe une place centrale dans les débats climatiques, industriels et géopolitiques. Elle est souvent présentée comme une marche vers l'électrification des usages. Cette vision repose sur des arguments solides.

Les technologies électriques sont matures et les énergies renouvelables progressent rapidement. Les véhicules électriques en sont l'illustration : ils convertissent 65 à 77 % de l'énergie stockée dans la batterie en puissance mécanique nécessaire à l'avancement du véhicule, et jusqu'à 87 à 91 % en intégrant la récupération par freinage régénératif, contre 20 à 30 % pour un moteur thermique (DOE et EPA, 2024).

Pourtant, cette prééminence de l'électrification simplifie trop la réalité. La transition ne se limite pas à substituer des usages fossiles par des usages électriques. Elle constitue un problème d'optimisation sous contraintes multiples : trouver un optimum global compte tenu de réalités physiques, économiques et géopolitiques.

Aucune technologie ne répond seule à l'ensemble de ces contraintes. Ce constat est clair pour les transports lourds, l'aviation et le maritime, qui requièrent des vecteurs énergétiques alternatifs, sous forme moléculaire.

Cet article propose d'intégrer électrons et molécules dans une stratégie commune. La première partie analyse les contraintes pesant sur les systèmes énergétiques. La deuxième montre le rôle stratégique des molécules. La troisième se concentre sur les transports.

La transition énergétique : un problème d'optimisation sous contraintes

Accompagner la transition énergétique consiste à résoudre un problème d'optimisation : transformer le système énergétique en minimisant simultanément les émissions de gaz à effet de serre et les coûts économiques. La complexité de ce problème augmente dès qu'on y intègre des contraintes additionnelles.

Contraintes physiques

Les propriétés des vecteurs énergétiques imposent des limites difficiles à contourner. La densité énergétique en est l'exemple le plus frappant.

Les batteries lithium-ion ont progressé : leur densité énergétique atteint aujourd'hui 250 à 300 Wh/kg pour certaines chimies de cellules, contre 100 à 150 Wh/kg au début des années 2010. Elles restent pourtant 40 fois moins denses que les carburants liquides conventionnels ($\approx 12\,000$ Wh/kg). Cet écart est significatif dès que l'usage impose de l'autonomie, de la charge utile ou une contrainte d'encombrement. Supposons des rendements respectivement de 0,8 et 0,25 pour les batteries (à 300 Wh/kg) et les carburants liquides :

- un Airbus A320 embarque environ 20 tonnes de kérosène (240 000 kWh) pour un vol moyen-courrier. L'équivalent en batteries représenterait 250 tonnes, soit environ 3 fois la masse de l'appareil au décollage ;
- un porte-conteneurs de taille moyenne consomme 400 à 800 tonnes de fioul pour traverser l'Atlantique.

L'équivalent en batteries (5 000 à 10 000 tonnes) réduirait considérablement la capacité de chargement du navire sans même évoquer la nécessité de recharger les batteries durant la traversée ;

- un poids lourd électrique de 44 tonnes embarque jusqu'à 780 kWh (4 à 5 tonnes de batteries) pour 650 à 700 km d'autonomie et une charge utile de 28 tonnes.

Même avec une amélioration de 50 % de la densité énergétique des batteries, l'écart reste trop important. Les solutions purement électriques ne sont pas réalistes pour les longs trajets aériens ou maritimes.

Contraintes temporelles

La transition énergétique demande du temps. La contrainte agit à deux niveaux.

D'un côté, même les technologies matures se heurtent à l'inertie du déploiement des infrastructures. Déployer des réseaux électriques ou des systèmes de recharge à grande échelle demande plusieurs décennies. Remplacer le parc automobile mondial par des véhicules électriques prend ainsi une vingtaine d'années.

De l'autre, les technologies émergentes suivent des trajectoires d'innovation longues et coûteuses comme l'illustrent les filières de carburants alternatifs.

Les biocarburants HVO, issus d'huiles végétales usagées ou de graisses animales, dominent aujourd'hui le marché des biocarburants. À partir de travaux démarrés dans ses laboratoires il y a une vingtaine d'années, IFPEN a développé le procédé Vegan® qui fournit du gazole et du kérosène biosourcés. La raffinerie de La Mède, exploitée par TotalEnergies, en est l'illustration industrielle : reconvertie en 2019, elle produit du gazole et du carburant d'aviation durable (SAF pour *Sustainable Aviation Fuel* en anglais). Cette technologie est aujourd'hui commercialisée mondialement. Trois nouvelles unités démarreront prochainement : en Espagne (Repsol), en Californie (Aemetis) et en Pologne (PKN ORLEN). En Chine, une première unité produisant du SAF à 100 % a été mise en service fin 2025.

Les procédés Alcohol-to-Jet (AtJ) émergent. La technologie Futurol™, codéveloppée par IFPEN et ses partenaires, convertit des biomasses lignocellulosiques en éthanol avancé. Une première licence a été concédée à l'entreprise croate INA en 2020. En France, le projet NACRE vise une production de 30 000 tonnes d'éthanol avancé par an.

Les filières Fischer-Tropsch (FT) à base de biomasse lignocellulosique offrent un potentiel plus large. La technologie BioTfuel® codéveloppée par IFPEN et ses partenaires produit du gazole et du kérosène avancés par voie thermochimique. Le projet BioTJet vise une production de 87 000 tonnes de SAF par an à partir de 2029.

Les e-carburants, synthétisés à partir d'hydrogène bas-carbone et de dioxyde de carbone (CO₂) capturé, sont une solution de plus long terme aux coûts encore très élevés.

Cette dynamique illustre une réalité souvent sous-estimée : le temps de passage de la recherche au déploiement industriel reste un facteur critique dans les scénarios de transition.

Contraintes de dépendance

La transition énergétique redessine les équilibres géopolitiques. Réduire la dépendance aux hydrocarbures diminue l'exposition aux pays producteurs, mais crée de nouvelles vulnérabilités liées aux ressources minérales et aux technologies bas-carbone.

Prenons pour exemple les batteries NMC, qui nécessitent du lithium, du cobalt et du nickel. La République démocratique du Congo assure plus de 70 % de la production mondiale de cobalt ; l'Australie et le Chili dominent l'extraction du lithium. Quant aux terres rares, essentielles pour les aimants permanents des moteurs électriques, leur extraction et leur raffinage sont contrôlés par la Chine (European Commission, 2025 ; *Annales des Mines*, 2025¹). Cette concentration géographique crée une vulnérabilité structurelle pour les filières industrielles européennes. Des voies alternatives existent néanmoins. IFPEN a ainsi engagé des travaux sur la conception de moteurs électriques utilisant des aimants en ferrite sans terres rares (Nasr *et al.*, 2020) et explore la topologie synchro-réductante pure² sans aucun aimant permanent.

Au-delà des ressources, les dépendances technologiques s'accroissent. La Chine domine désormais la fabrication de plusieurs équipements clés : voitures électriques (54 % des capacités mondiales de production), batteries (76 %), pompes à chaleur (39 %) et électrolyseurs (41 %) (European Commission, 2025). L'Europe risque de remplacer une dépendance aux hydrocarbures par une dépendance aux technologies importées, remplaçant une vulnérabilité sans la réduire.

Ces risques ne sont pas théoriques. En avril 2025, la Chine a suspendu l'exportation de 7 catégories de terres rares en riposte aux droits de douane américains. Le mois suivant, les expéditions d'aimants permanents avaient diminué de moitié. Ces aimants, indispensables, des *smartphones* aux véhicules électriques, sont difficiles à remplacer. En octobre, Pékin a instauré un critère d'extraterritorialité : tout produit intégrant des aimants chinois devait obtenir l'aval de Pékin avant d'être exporté, obligeant un industriel européen à soumettre aux autorités chinoises ses propres produits et ses procédés de fabrication. Ces mesures ont été suspendues en novembre 2025 pour un an. La démonstration de force, elle, reste entière.

¹ POINSSOT C. & VARIN P. (2025), « Les ressources minérales, socle du développement des sociétés humaines », *Annales des Mines – Réalités industrielles*, novembre 2025, figure 3, p. 7, <https://annales-des-mines.org/wp-content/uploads/2025/10/RI-2025-11-1-Les-ressources-minerales-socle-du-developpement-des-societes-humaines-%E2%80%93-POINSSOT-P.-VARIN.pdf>

² https://hal.science/hal-05495784v1/file/Manuscript_Dimensionnement_d_une_machine_pure_synchro_reductante_a_poles_asymetriques_pour_la_haute_vitesse_VF.pdf

Ces contraintes ne sont pas exhaustives. S'y ajoutent les contraintes environnementales (eau, polluants) ou encore les attentes des usagers (accessibilité, confort, acceptabilité). *In fine*, le constat reste le même : l'électrification ne suffit pas.

Le rôle stratégique des molécules

Électrons et molécules ne s'opposent pas : ils se complètent, chacun répondant à des besoins spécifiques que l'autre ne peut satisfaire seul.

L'intérêt des molécules repose sur trois propriétés fondamentales :

- Leurs densités énergétiques, massique et volumique, dépassent largement celles des batteries. Cette propriété les rend indispensables pour les usages exigeants en autonomie ou soumis à des contraintes opérationnelles strictes.
- Elles se stockent et se transportent, en particulier sous forme liquide. Cette capacité découple la production d'énergie de son usage final et offre une flexibilité temporelle et spatiale essentielle pour les énergies renouvelables intermittentes.
- Elles sont compatibles, totalement ou partiellement, avec les infrastructures existantes, ce qui facilite leur intégration progressive et limite les coûts de transition.

La biomasse, ressource carbonée et renouvelable, occupe une place particulière. Elle permet de produire des biocarburants aux propriétés proches de celles des carburants fossiles. Certains sont dits « drop-in » car directement miscibles avec les carburants conventionnels ou utilisables purs, sans modification des motorisations ni des infrastructures existantes. L'exploitation de la biomasse doit toutefois se concentrer sur les biocarburants avancés produits à partir de résidus agricoles et forestiers et de déchets organiques pour éviter les conflits avec les usages alimentaires. Le potentiel est réel, mais contraint par la disponibilité des ressources. Aujourd'hui, environ 40 MtMs³ sont mobilisées annuellement pour les usages énergétiques dont 4 à 5 MtMs pour les biocarburants. Ceux-ci sont dits de première génération car leurs intrants sont de type alimentaire (grains, colza, blé, betteraves). Il s'agit d'aller vers de la production de biocarburants avancés à partir de biomasse non alimentaire (résidus agricoles et forestiers, cultures dédiées non comestibles). Selon Solagro (2024), en 2050, environ 5 MtMs/an pourraient être prélevées sur les résidus de culture pour produire des biocarburants.

L'hydrogène bas-carbone, produit à partir d'électricité bas-carbone, joue un rôle clé en convertissant des flux d'électrons en molécules stockables et transportables. Sa densité énergétique massique est élevée (33 kWh/kg), contrairement à sa densité volumique (3 kWh/m³ dans les conditions normales de pression et de température). Son stockage et sa distribution imposent donc une compression élevée ou une liquéfaction à - 253°C,

deux opérations coûteuses. L'hydrogène sert aussi de brique de base pour synthétiser des vecteurs plus denses dont l'ammoniac (liquide à - 33°C), le méthanol et le kérosène.

Développer des filières locales de production présente un triple avantage pour l'Europe : sécuriser les approvisionnements, créer des emplois et renforcer la compétitivité industrielle. L'enjeu est de devenir un acteur majeur des technologies bas-carbone sans créer de nouvelles dépendances.

Le transport : un laboratoire de complémentarité

Le secteur des transports représente environ 21 % des émissions mondiales de CO₂. Sa diversité est frappante : transport routier (75 % des émissions du secteur), aérien (12 %) et maritime (11 %). Chaque segment a ses propres contraintes opérationnelles. Aucune solution unique ne peut les couvrir toutes.

Transport routier léger : l'électrification en tête

Le transport routier léger est le segment où l'électrification affiche le meilleur rapport coût-efficacité. Les usages quotidiens correspondent bien aux performances des véhicules électriques à batterie : distances moyennes inférieures à 50 km en Europe, recharge possible à domicile, au travail ou sur les bornes publiques.

La dynamique est engagée. En 2025, les ventes mondiales de véhicules électriques ont dépassé 22 millions d'unités, soit 25 % des ventes de véhicules neufs. Des politiques publiques soutiennent cette croissance : interdiction de vente de véhicules thermiques neufs en Europe à partir de 2035, quotas en Chine. Aux États-Unis, le crédit d'impôt fédéral de 7 500 \$ a été supprimé en octobre 2025, créant une incertitude sur la trajectoire du marché américain.

Des freins persistent néanmoins. Le coût des véhicules électriques reste élevé pour de nombreux ménages. Les infrastructures de recharge sont insuffisantes dans les zones rurales et dans certains pays en développement. Pour décarboner le parc roulant actuel ou les usages intensifs sur longue distance, les biocarburants avancés ou les carburants de synthèse peuvent jouer un rôle complémentaire.

Transport routier lourd : un espace d'arbitrage technologique

Le transport lourd de marchandises ne représente que 2 % de la flotte en Europe, mais il contribue à environ 25 à 28 % des émissions du transport routier. Sa décarbonation est un levier critique.

Les contraintes de ce segment sont sévères : longues distances, charges élevées, forte intensité d'usage. Les camions électriques à batterie conviennent aux usages régionaux (moins de 400 à 500 km). Pour les

³ Million de tonnes de matière sèche.

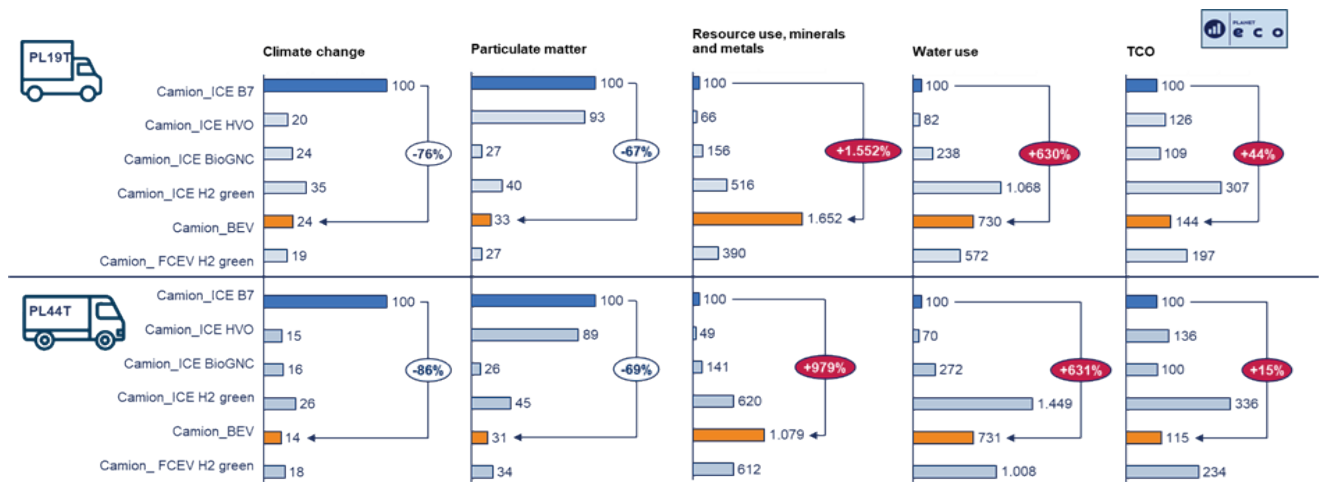


Figure 1 : Analyse de cycle de vie et coût total de possession (TCO) pour des poids lourds de 19 tonnes et de 44 tonnes, en France : Résultats normalisés à 100 pour le cas Camion_ICE B7 (Source : auteurs).

longues distances, plusieurs obstacles freinent leur déploiement :

- la masse des batteries est considérable : jusqu'à quelques tonnes, ce qui réduit d'autant la charge utile transportable ;
- le coût d'achat du camion électrique est élevé : 2 à 3 fois celui d'un équivalent thermique ;
- les infrastructures de recharge haute puissance sont insuffisantes et mal réparties le long des corridors logistiques ;
- la chaîne logistique doit s'adapter : bornes aux quais de chargement, temps de recharge intégrés aux repos réglementaires des conducteurs ;
- l'autonomie réelle est sensible aux conditions d'utilisation : températures basses, fortes pentes et charge embarquée peuvent la réduire significativement.

Dans ces conditions, les carburants liquides bas-carbone, l'hydrogène et ses dérivés apparaissent comme des compléments nécessaires. La Figure 1 compare les technologies sur la base d'une analyse de cycle de vie et du coût total de possession pour des poids lourds de 19 et 44 tonnes. Les piles à combustible offrent une grande autonomie et des ravitaillements rapides. Les biocarburants avancés sont rapidement mobilisables pour réduire les émissions du parc existant. Les e-carburants, trop coûteux aujourd'hui, pourraient devenir pertinents à plus long terme.

Transport aérien : la densité énergétique, un impératif incontournable

Le transport aérien est le cas extrême. La densité énergétique du kérosène est tellement supérieure à celle des batteries qu'elle exclut toute propulsion électrique pour l'aviation commerciale à longue distance, à horizon prévisible.

Les SAF constituent la principale voie de décarbonation, qu'ils soient de synthèse (e-SAF) ou issus de

biomasse (HVO, AtJ, FT). Leur compatibilité avec les infrastructures et motorisations existantes est décisive dans un secteur à forte inertie capitalistique. Le règlement européen ReFuelEU Aviation (janvier 2025) impose une incorporation progressive : 2 % en 2025, 70 % en 2050, dont 35 % d'e-SAF (EASA, 2025).

Le principal défi reste le coût. Les bioSAF coûtent aujourd'hui 2 à 5 fois plus cher que le kérosène fossile ; les e-SAF atteignent jusqu'à 10 fois ce prix. En 2024, la production mondiale de SAF a été multipliée par plus de 4 par rapport à 2023 pour atteindre un million de tonnes, soit seulement 0,53 % de la consommation mondiale de carburant aviation (EASA, 2025). Les politiques publiques sont déterminantes pour soutenir la montée en échelle et prévenir un verrouillage technologique prématuré ou encore des contournements réglementaires.

Transport maritime : une mosaïque de solutions

Le transport maritime représente environ 3 % des émissions mondiales de CO₂. Les longues distances, les besoins énergétiques élevés et la dispersion des infrastructures portuaires rendent la décarbonation particulièrement complexe. Aucune solution unique ne s'impose : une mosaïque de solutions émerge.

En raison de cette multiplicité, les réglementations maritimes ne fixent pas de taux d'incorporation de carburants alternatifs, mais visent directement une réduction des émissions. La Stratégie 2023 de l'OMI prévoit une réduction des émissions de 20 à 30 % d'ici 2030 et de 70 à 80 % d'ici 2040, avec la neutralité carbone visée pour 2050. Un cadre contraignant, norme mondiale sur les carburants et tarification des émissions, a été approuvé en avril 2025, mais son adoption formelle a été ajournée à 2026, retardant son entrée en vigueur au-delà de 2027.

Plusieurs vecteurs moléculaires sont en cours de déploiement. Le méthanol est déjà utilisé commer-

cialement : Maersk opère depuis 2023 une flotte de 24 navires propulsés au méthanol vert. L'ammoniac est prometteur pour les longues distances grâce à sa densité volumique et à sa relative facilité de stockage, bien que sa toxicité et l'adaptation des moteurs restent des défis. L'hydrogène liquide pourrait convenir aux ferries et trajets côtiers, mais ses contraintes logistiques freinent son adoption. Les biocarburants et le gaz naturel liquéfié (GNL) constituent des solutions de transition, réduisant rapidement les émissions. Le GNL est d'ailleurs le carburant alternatif le plus déployé avec 38 % du tonnage brut des navires commandés en 2025.

Conclusion

La transition énergétique ne se résume pas à une électrification généralisée. Elle s'apparente à un problème d'optimisation complexe mobilisant des vecteurs complémentaires – électrons et molécules – dont la combinaison dépend des contraintes propres à chaque usage. La diversité des vecteurs est une condition de robustesse et de résilience.

Le transport est un exemple éclairant. L'électrification s'impose pour les usages routiers légers : elle est efficace, mature et économiquement compétitive. Les segments lourds, aérien et maritime, nécessitent des vecteurs moléculaires adaptés à leurs contraintes : biocarburants avancés, carburants de synthèse, hydrogène et dérivés.

La transition énergétique ne repose pas sur une unique technologie verte. En outre, la technologie ne suffira pas. Réduire les émissions suppose aussi de repenser les usages : sobriété énergétique, évolution des modes de déplacement, réduction des consommations superflues. Une trajectoire décarbonée et résiliente articule technologies et transformation des comportements. La transition énergétique se décline en réalité en de nombreuses nuances de vert.

Références

- EASA (2025), "Sustainable aviation fuels", European Union Aviation Safety Agency, <https://www.easa.europa.eu/en/domains/environment/eaer/sustainable-aviation-fuels>
- EUROPEAN COMMISSION (2025), "The future of European competitiveness", https://commission.europa.eu/document/download/97e481fd-2dc3-412d-be4c-f152a8232961_en
- NASR A., CHAREYRON B., ABDELLI A. & MILOSAVLJEVIC M. (2020), "Design of a permanent magnet assisted synchronous reluctance motor using ferrites", ICEMS 2020, 23rd International Conference on Electrical Machines and Systems.
- OMI (2023), "2023 IMO Strategy on reduction of GHG emissions from ships", London, IMO, <https://www.imo.org/fr/mediacentre/pressbriefings/pages/revised-ghg-reduction-strategy-for-global-shipping-adopted-.aspx>
- DEPARTMENT OF ENERGY & ENVIRONMENTAL PROTECTION AGENCY (2024), "Where the energy goes: Electric cars", fueleconomy.gov, <https://www.fueleconomy.gov/feg/atv-ev.shtml>
- SOLAGRO (2024), « Quelle biomasse pour la transition énergétique ? », <https://solagro.org/travaux-et-productions/publications/quelles-biomasses-pour-la-transition-energetique>

Les énergies renouvelables au cœur de la transition

Par Jules NYSSSEN

Président du Syndicat des énergies renouvelables

Les énergies fossiles représentent encore plus de 60 % de notre consommation finale d'énergie et notre exposition énergétique aux fossiles (lorsqu'on inclut les échanges internationaux) est de 70 %. La transition énergétique apparaît donc nécessaire à la fois pour des raisons climatiques (diminuer les émissions de gaz à effet de serre) et pour des raisons de souveraineté énergétique (pour les pays, dont la France, qui ne détiennent pas d'énergie fossile).

Mais cette transition constitue une rupture. D'une part, elle n'est pas guidée par les signaux de prix du marché et ne peut se faire que dans le cadre d'une politique publique volontariste. D'autre part, pour les agents économiques, elle ne constitue pas une simple substitution technologique car elle impose une transformation profonde de leur manière de consommer. Par ailleurs, la réussite de cette transition repose sur la disponibilité d'une offre énergétique susceptible de se substituer petit à petit aux fossiles.

Cette offre énergétique doit mobiliser toutes les ressources décarbonées ou neutres en carbone. Elle est donc marquée par la diversité et l'exploitation des complémentarités. La solution n'est pas univoque et les énergies renouvelables dans toute leur diversité en constituent la charpente. Enfin, la transition énergétique a pour conséquence le rapatriement sur le sol national de l'essentiel de la production énergétique, ce qui constitue un transfert de valeur au bénéfice des territoires tout en constituant une assurance contre les aléas géopolitiques et climatiques. C'est d'ailleurs ce bénéfice collectif qui est la contrepartie des investissements nécessaires pour engager la transition.

Les enjeux de la transition énergétique

Lors de la sortie de son dernier ouvrage l'historien Jean-Baptiste Frescoz (2024) disait que la transition énergétique n'avait pas encore eu lieu. Selon lui, au fil du temps, les ressources énergétiques (bois, charbon, pétrole, gaz, nucléaire, renouvelables) ne se sont pas substituées les unes aux autres, mais ont été associées entre elles en raison de leurs caractéristiques physiques et de leur prix relatif, dans l'objectif de créer une abondance énergétique au service de la croissance économique.

Il faut dire que l'enjeu est de taille ! Dans *Le monde sans fin*, Christophe Blain et Jean-Marc Jancovici (2021), reprenant les travaux antérieurs du fondateur du Shift Project, montrent à quel point l'énergie se trouve au cœur de notre société par les gigantesques gains de productivité qu'elle permet. « Le pétrole, c'est la nourriture des machines », disent-ils.

Et de fait, bien que fossiles, donc finies, les ressources en charbon, pétrole ou gaz ont pu donner le sentiment que l'humanité disposait d'une énergie infinie. Malgré le rapport Meadows (1972), qui alertait déjà sur les contraintes liées à la finitude des ressources et à la nécessité de gérer la pollution de l'air, les énergies ont continué de s'empiler les unes sur les autres. Malgré les alertes des premiers chocs pétroliers des années

1970, nos économies n'ont cessé de se rendre plus dépendantes de ressources dont elles ne maîtrisaient pas entièrement la production.

Aujourd'hui, il est établi sans contestation scientifique que l'émission de gaz à effet de serre par combustion des énergies fossiles est un facteur massif de dérèglement climatique, dont les effets se font chaque jour sentir un peu plus violemment, ce qui constitue une menace pour l'humanité dans son ensemble. Et il est établi par les faits que les ressources fossiles n'étant ni infinies ni équitablement réparties sur la planète, elles représentent une cause majeure de conflits pour s'en approprier la maîtrise et une arme de chantage économique aux mains de ceux qui les possèdent contre ceux qui en sont démunis, quitte à mettre l'économie mondiale en péril.

Ne disposant pas, ou très peu, de ressources fossiles, l'Europe est particulièrement concernée par la dépendance énergétique qui vient s'ajouter à l'enjeu climatique. Elle se trouve à la croisée des chemins si elle veut maîtriser son destin, et la France n'échappe pas à ce défi, même si elle peut l'aborder avec quelques atouts significatifs.

La transition énergétique est donc une nécessité, sauf à renoncer définitivement à la liberté et à la sécurité économique et climatique. Mais sa réussite nécessite de répondre à deux grandes problématiques.

Vers quel mix énergétique s'oriente-t-on en France ?

D'une part, la transition énergétique doit être assumée comme un changement de paradigme énergétique. De façon très pragmatique, il s'agit de réduire, puis d'éliminer, l'usage des énergies fossiles en leur substituant des énergies non carbonées et en transformant notre manière de consommer. Il ne s'agit pas d'un processus de substitution linéaire. Il faut consommer moins pour consommer mieux, et donc consommer différemment.

D'autre part, il faut admettre que le marché global est incapable d'envoyer les bons signaux pour mettre en œuvre cette alternative qui n'a d'intérêt économique que sur le temps long. Trop d'externalités négatives sont absentes des prix.

La transition énergétique ne peut donc relever que d'une action politique déterminée. Dans une démocratie, ceci suppose la capacité à créer un consensus social autour des moyens de sortir nos économies des dépendances mortifères aux énergies fossiles. Ce consensus est indispensable car ce qui doit être proposé à la société est une transformation profonde qui engendre des coûts dont la plus grande partie ne peut être supportée par les agents économiques individuels et qui relèvent donc d'un effort collectif pour parvenir à créer de la richesse d'une autre manière.

Ce coût est évidemment un défi pour les finances publiques. Il a été documenté à de multiples reprises et notamment dans le fameux rapport Pisani-Ferry et Mahfouz (2023) à la hauteur de 66 milliards d'euros sur la période 2023-2030 dont la moitié en dépenses publiques. Mais il doit être considéré comme un investissement qui construit la sécurité de demain. Dans un rapport récent, le Climate Change Committee (2026) montrait ainsi, pour le Royaume-Uni, que le coût total de la transition vers un système neutre en carbone serait comparable à celui d'une seule crise pétrolière !

La géopolitique et les dégâts climatiques engendrent des dépenses d'urgence infiniment plus coûteuses que la construction d'un système alternatif, plus robuste.

Ce système doit reposer sur un mix énergétique décarboné dans lequel les énergies renouvelables ont un rôle majeur à jouer, et sur une conscience collective de l'importance du défi à relever.

Vers un mix énergétique décarboné

Un processus non linéaire marqué par la réduction de la consommation

Compte tenu du poids des énergies fossiles dans notre consommation finale d'énergie (encore plus de 60 %), le chemin vers la neutralité carbone ne peut simplement reposer sur une substitution. Une réduction de notre consommation énergétique en volume est indispensable et passe par la recherche d'une meilleure efficacité des processus, mais aussi par un effort de sobriété.

À l'échelle de la France, cette idée a été très bien formulée par RTE (2022) dans ses « Futurs énergétiques 2050 », en cours de réactualisation, dont est tirée l'illustration qui suit.

L'effort de sobriété nécessaire pour atteindre la neutralité carbone en 2050 est estimé à 40 %, ce qui est considérable ! Mais il est nécessaire car il n'y a certainement pas assez de ressources énergétiques décarbonées mobilisables pour mettre en œuvre une substitution 1 pour 1.

Cette contrainte est une chance, car elle nous oblige à repenser nos systèmes productifs et nos modes de consommation. Elle nous oblige à sortir d'une vision linéaire pour accepter l'idée d'une transformation structurelle. C'est ce qui explique à quel point la création d'un consensus social autour de cette question est fondamentale si on veut que le changement soit démocratiquement soutenable. Et on en mesure l'ampleur si parallèlement, la France souhaite inscrire cette transition dans un contexte de réindustrialisation qui, toutes choses égales par ailleurs, vient peser à la hausse sur les consommations énergétiques.

Or, cette réindustrialisation est nécessaire si l'on veut réduire la consommation d'énergie fossile liée à nos importations physiques. Dans un rapport récent, le Shift Project (2025) montrait en effet qu'en incorporant les échanges internationaux, l'exposition énergétique de la France en 2022 était de 2 550 TWh (à comparer avec les 1 600 TWh de la consommation finale d'énergie prise en compte par RTE), dont 70 % d'énergies fossiles (pétrole et gaz), toutes importées.

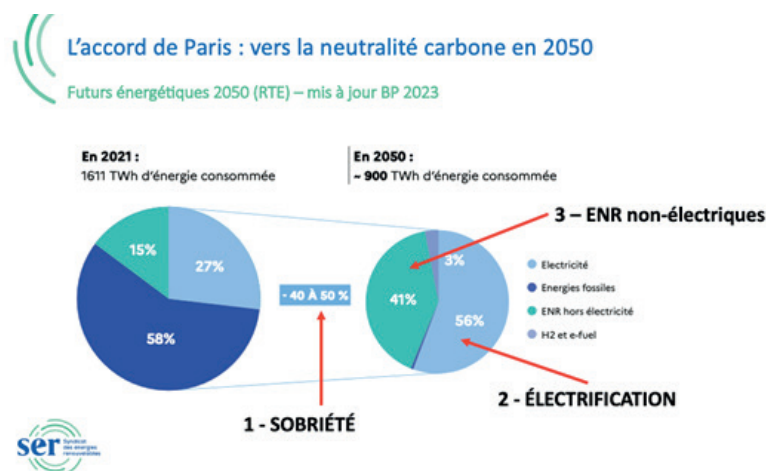


Figure 1 : « Futurs énergétiques 2050 », RTE, mis à jour BP 2023 (Source : SER).

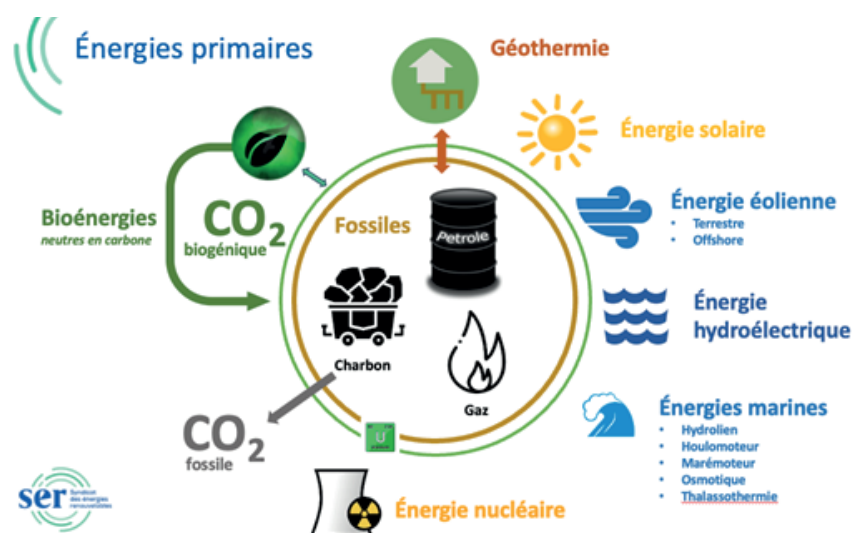


Figure 2 : Présentation des énergies primaires (Source : SER).

La réindustrialisation du pays, si elle permet de réduire nos importations nettes, est un élément de la transition.

La pluralité des solutions

L'autre enseignement frappant du rapport de RTE est que la solution décarbonée n'est pas unique. Elle repose sur une combinaison de ressources énergétiques décomposées en deux ensembles : électriques et non électriques.

Dans la pratique, il s'agit de tirer parti de tout ce que nous offre la planète sans que la consommation n'en épuise l'usage. La Figure 2 cherche à représenter ce dont nous disposons en énergies primaires.

Du cœur de la Terre on peut extraire des énergies fossiles dont la transformation revient à rejeter dans l'atmosphère le CO_2 qui y était stocké depuis le Carbonifère. C'est ce qu'il faut remplacer. Pour cela, nous disposons de trois principales catégories d'énergies primaires.

La première vient également de la Terre, il s'agit de la chaleur, exploitable par la géothermie, qui est issue du noyau et se diffuse par le manteau. Il ne s'agit pas à proprement parler d'une énergie renouvelable, mais à l'échelle de l'humanité, on peut la considérer comme inépuisable.

La deuxième provient de la croûte terrestre et consiste principalement à valoriser énergétiquement la biomasse pour produire de la chaleur. La combustion de ces bioénergies émet du CO_2 , mais celui-ci n'est pas fossile. Il est issu du carbone capté dans l'atmosphère lors de la photosynthèse et on le qualifie de biogénique. Il peut être considéré comme neutre sur le plan des émissions. Nous verrons cependant un peu plus bas que les bioénergies bien que renouvelables car issues du vivant qui se reconstitue naturellement, ne sont pas disponibles en quantité illimitée à l'instant t , et que la biomasse dont elles sont issues fait l'objet d'usages alternatifs nécessitant des arbitrages.

La troisième catégorie d'énergies primaires provient des ressources qui entourent et enveloppent la croûte terrestre. Il s'agit du vent, du soleil, mais également de l'eau des rivières et des océans. Ces ressources ne sont pas détruites par l'usage et le gisement est théoriquement infini.

Au-delà de ces 3 grandes catégories de ressources d'énergie primaire, la planète fournit également des minéraux, dont le minerai d'uranium, dont l'enrichissement et puis la fission dans des réacteurs produit de la chaleur qui est transformée en vapeur puis en électricité. Dans ce cas, le combustible n'est pas fossile, mais il n'est pas renouvelable.

Enfin, il y a la question des déchets, qui peuvent être utilisés pour produire de l'énergie. Mais ils ne constituent pas une ressource primaire puisqu'ils sont le co-produit d'un processus de consommation. Ils peuvent être de natures très différentes (biodéchets, comparables à de la biomasse, déchets de produits industriels dont une partie a une composante carbonée fossile, déchets de la fission nucléaire, etc.).

Telles sont, schématiquement, résumées les ressources dont nous disposons pour relever le défi de la transition, et cette simple énumération montre que la notion de sobriété est indissociable de la réussite de ce processus.

Si l'on raisonne à présent en énergies finales, le mix énergétique permettant la neutralité carbone est composé d'électricité (à condition que sa production soit décarbonée, un défi atteint à 95 % par la France, ce qui est exceptionnel), de biogaz et de solutions de chaleur et de froid issues principalement des bioénergies, de la géothermie et du solaire thermique. Il y a enfin les carburants, qui peuvent être soit issus de la biomasse (biocarburants), soit synthétisés à partir d'hydrogène décarboné et de CO_2 biogénique.

Cette énumération appelle plusieurs commentaires.

Vers quel mix énergétique s'oriente-t-on en France ?

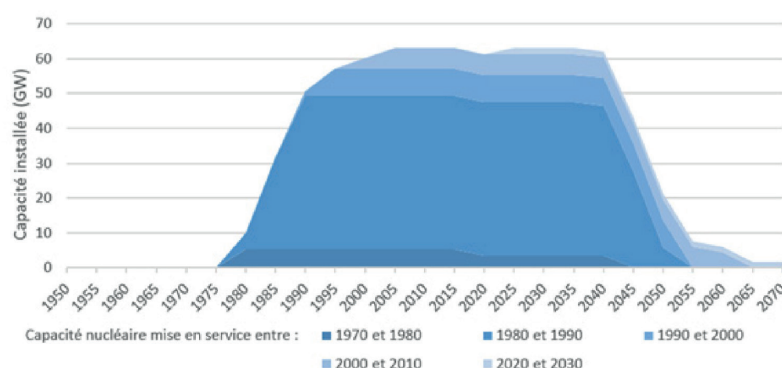


Figure 3 : Illustration du risque d'« effet falaise » en cas d'arrêts de nombreux réacteurs en fonctionnement pendant une période relativement brève (Source : PPE 3, <https://www.economie.gouv.fr/ppe-3-programmation-pluriannuelle-de-lenergie>).

L'abondance électrique

Dans des scénarios où l'on appelle à réduire la consommation finale d'énergie, il est parfois contre-intuitif de dire qu'il faut augmenter en valeur absolue la consommation d'électricité. C'est pourtant une nécessité. La cible visée à l'horizon 2050 prévoit un doublement de sa part actuelle (27 %) dans notre mix énergétique. On voit donc l'impasse dans laquelle nous mène la focalisation du débat énergétique autour de la controverse ENR-nucléaire, comme s'il s'agissait de filières en concurrence. Le véritable enjeu consiste à savoir comment renforcer l'offre.

Cette idée est fondamentale dans la mesure où la France s'est engagée dans un ambitieux plan d'électrification, dont la crédibilité repose en partie sur la certitude que, face à la hausse des consommations, l'offre sera toujours abondante. Cette abondance peut être mesurée par le volume de nos exportations, soit 92,3 TWh en 2025 selon les données officielles de RTE, soit 17 % de la production totale. Ce volume d'exportation est limité par la taille des interconnexions et le fait que celles-ci soient saturées produit un autre effet, celui de protéger la France des prix de nos voisins. Ainsi, début juillet 2026, le prix de gros pour l'électricité livrée en 2027 était de l'ordre de 56 €/MWh en France, contre 75 € en Allemagne ou 85 € en Italie, et l'écart était encore plus grand en juin au moment de la crise du détroit d'Ormuz en raison de l'impact du prix du gaz (encore très présent dans les mix électriques de ces deux pays). Cette réalité est un puissant facteur de compétitivité industrielle et une belle incitation à l'électrification.

L'abondance de l'offre d'électricité décarbonée est donc un élément structurel de robustesse. Cette abondance amène les prix à un niveau inférieur à celui qui permet de déployer la plupart des nouveaux moyens de production. Elle nécessite donc des mécanismes de soutien. Mais ceux-ci constituent une assurance contre la pénurie, dont le coût serait considérablement plus élevé (on l'a vu en 2022).

Or, la réussite de l'électrification sur le plan de la mobilité terrestre ou de l'industrie, ainsi que les besoins liés aux *datacenters*, devraient très rapidement entamer cette « réserve ». RTE a annoncé en juin 2026 avoir

sécurisé pour 30 GW de projets de raccordements en consommation, soit plus que la capacité actuellement mobilisée par toute l'industrie française... ! Lors d'une audition à l'Assemblée nationale, presque concomitante, Arthur Mensch, directeur général de Mistral AI, a indiqué que le développement de l'intelligence artificielle nécessitera la mise en service de 40 GW supplémentaires d'ici cinq ans, soit une consommation électrique estimée à près de 300 TWh par an. Compte tenu de l'excédent électrique actuellement disponible, ceci nécessiterait une augmentation de 200 TWh par an d'ici 2032 ! Bien entendu, nul ne sait si tous ces développements autour du numérique iront jusqu'au bout, ni même de quelle régulation ils feront l'objet. Mais l'intelligence artificielle constitue une réalité du monde d'aujourd'hui, elle le sera encore plus dans celui de demain, et la souveraineté numérique sera un enjeu majeur. Il faut s'y préparer¹.

C'est la raison pour laquelle la dernière programmation pluriannuelle de l'énergie organise un développement de l'offre d'électricité, à partir de différentes filières, chacune caractérisée par des pas de temps différents. Le solaire photovoltaïque associé à des solutions de stockage constitue la manière la plus rapide de renforcer l'offre, suivie par l'éolien terrestre et l'éolien *offshore*. D'ici 2035, ce sont ainsi entre 65 et 95 GW de capacité supplémentaires qui sont prévus. Dans le court et le moyen terme, seules ces filières apporteront des électrons supplémentaires au réseau. La relance du programme nucléaire s'inscrit quant à elle dans une logique de plus long terme, et sera confrontée au vieillissement du parc actuel, même si sa durée est prolongée, de sorte que le nouveau nucléaire français doit être considéré plus comme une solution de substitution que comme une solution additive.

¹ Des chiffres précis figurent dans le rapport récent de l'Académie des technologies, mais à un horizon de temps assez rapproché : 2030, https://www.academie-technologies.fr/wp-content/uploads/2026/03/202603_consommations_numeriques.pdf. Au-delà les scénarios sont nombreux et entachés de beaucoup d'aléas.

Il n'y a pas que les électrons dans la vie : vive les molécules, les calories et les frigories !

Quelle que soit la nécessité de produire plus d'électricité, celle-ci ne représentera pas beaucoup plus que 55 % des consommations finales dans les scénarios prospectifs. Tous les usages énergétiques ne pourront être électrifiés. Il restera des besoins de chaleur et de froid. Pour cela, il est possible de mobiliser les calories et frigories que l'on peut trouver dans notre sous-sol, dans nos rivières, nos fleuves, nos mers ou nos océans, ainsi que les calories que nous fournit généreusement le rayonnement solaire. Il est aussi possible de brûler nos déchets. Mais l'essentiel du complément énergétique à l'électricité sera issu de la biomasse. La biomasse est une ressource renouvelable. La photosynthèse associe le CO₂ présent dans l'atmosphère à l'eau puisée dans le sol, produit ainsi à la fois des molécules biologiques et l'air que nous respirons.

Mais, comme évoqué plus haut, la biomasse est finie en volume et elle fait l'objet de nombreux usages qui doivent être combinés. C'est à la fois notre ressource alimentaire, l'origine de bien des matériaux de construction, une ressource énergétique et évidemment un puits de carbone naturel. Cette finitude est toutefois en partie compensée par l'agriculture ou la foresterie qui peuvent conduire à une hausse de la production de la biomasse. L'évaluation du potentiel global d'évolution de la biomasse, ainsi que de la part qui peut en être valorisée sur le plan énergétique, doit donc faire l'objet d'études minutieuses et c'est la raison pour laquelle le Gouvernement a créé en 2023 un groupement d'intérêt scientifique pour étudier toutes les dimensions de cette problématique.

Un point important à noter est que la valorisation de la biomasse est marquée par de forts effets de circularité, qui doivent être pris en compte. Par exemple, la valorisation énergétique des déchets des scieries ou des bois issus des coupes d'éclaircies ou sanitaires est une condition d'équilibre économique de la filière bois dans son ensemble. La méthanisation des résidus de culture ou des effluents d'élevage produit du digestat qui sert d'engrais aux agriculteurs et l'épuration du biogaz pour en faire du méthane permet de produire du CO₂ biogénique réutilisable dans de nombreux procédés.

Exploiter les complémentarités

Le débat énergétique en France est souvent ramené à deux oppositions.

La première oppose l'électricité aux autres énergies, comme si électrifier suffisait à décarboner. Et la seconde porte sur la concurrence supposée entre le nucléaire et les renouvelables électriques, solaire et éolien, l'hydroélectricité ayant une place à part du fait de son antériorité et de son association historique à la production électro-nucléaire pour laquelle elle assure une forme de flexibilité.

En réalité, il ne s'agit pas d'oppositions, mais bien de complémentarités.

La première concerne celles qui existent entre le système électrique, les bioénergies et les géoénergies. La combustion de biogaz ou de bois énergie permet, par exemple, de soulager le réseau électrique lors des pointes hivernales. Elle permet également des productions électriques d'appoint grâce aux centrales thermiques. Ou encore, au-delà des batteries chimiques ou des stockages hydroélectriques, il est possible de stocker de la chaleur grâce à la géothermie ou de l'électricité en comprimant de l'air dans des cavités salines. Et on pourrait aussi citer la production d'électricité par la géothermie profonde comme à Bouillante, en Guadeloupe.

La seconde concerne le système électrique en lui-même. Quels que soient les scénarios politiques des prochaines années, la France conservera pour longtemps dans son mix électrique une production électro-nucléaire abondante. Elle dispose aussi du premier parc hydroélectrique de l'Union européenne. Tous ces dispositifs produisent de l'électricité avec des machines tournantes, qui jouent un rôle important dans la stabilité du système grâce à leur inertie physique. Mais, en parallèle, le développement des installations solaire et éolienne, associées à des systèmes de stockage chimique (batteries), dote le système électrique d'outils d'électronique de puissance, qui contribuent également au réglage de la tension ou de la fréquence sur le réseau. Un système électrique dans lequel les machines tournantes et les énergies solaire et éolienne représenteraient chacune environ 50 % du mix électrique s'avèrerait très robuste. Non seulement sur le plan des outils de pilotages, mais également du fait de la variété des moyens de production, ainsi que de leur caractère très décentralisé. La capacité du système à résister à un incident industriel en série ou à une agression militaire serait ainsi considérablement renforcée.

La valeur territoriale de l'énergie

Le transfert de valeur

La décarbonation vise à éliminer, progressivement, les énergies fossiles de notre consommation. Comme ces dernières sont quasi intégralement importées, et que leur substitut décarboné est en majeure partie produit sur le territoire national, la décarbonation constitue une opération majeure de rapatriement de valeur. Le solde déficitaire de la balance commerciale liée à l'énergie s'établit, en moyenne, à 70 milliards d'euros sur les 10 dernières années et il est monté jusqu'à 117 milliards en 2022 avec la guerre en Ukraine. Le chiffre de 2026 n'est pas encore connu, mais il est probable qu'il sera lui aussi significativement au-dessus de la moyenne.

D'ores et déjà, une étude réalisée par le cabinet Colombus (2026) pour le Syndicat des énergies renouvelables montre que les emplois directs et indirects générés par le parc actuel d'installation d'ENR représentent 420 000 équivalents temps plein et ce chiffre s'élève à 775 000 si on y ajoute les emplois induits par la consommation des ménages et des administrations.

Quant aux activités qui portent ces emplois, leur contribution fiscale aux collectivités locales s'élève à 2,2 mil-

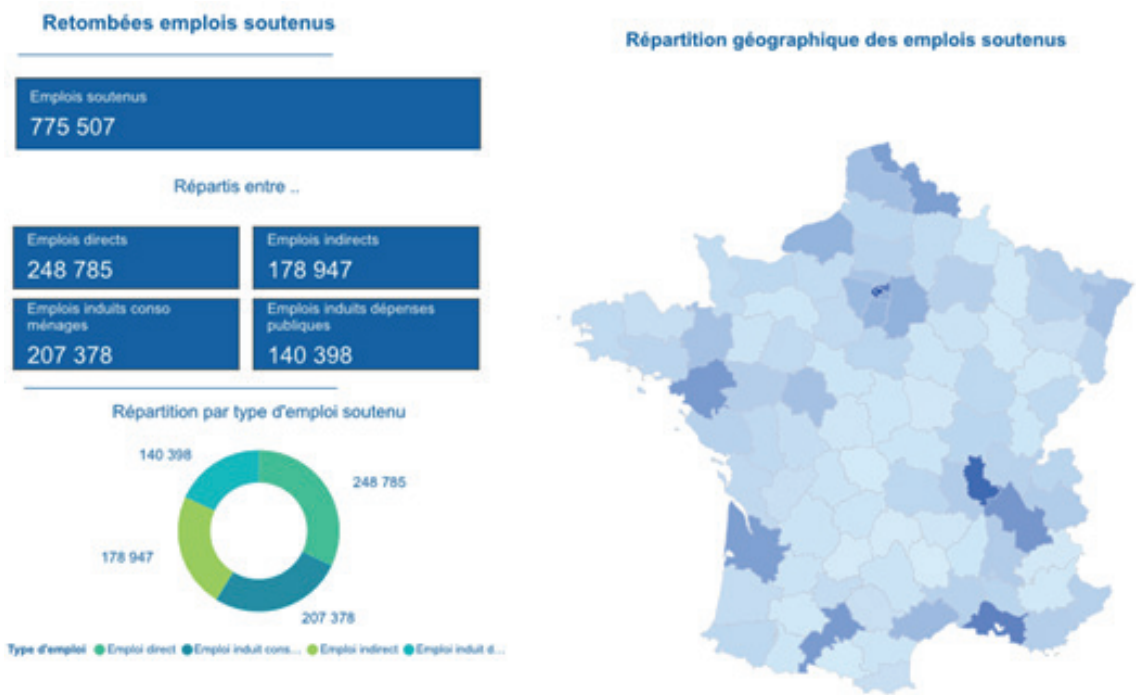


Figure 4 : Retombées et répartition géographique des emplois soutenus (Source : <https://www.syndicat-energies-renouvelables.fr/energies-renouvelables-impacts-socio-economiques-et-emplois-dans-les-territoires/>).

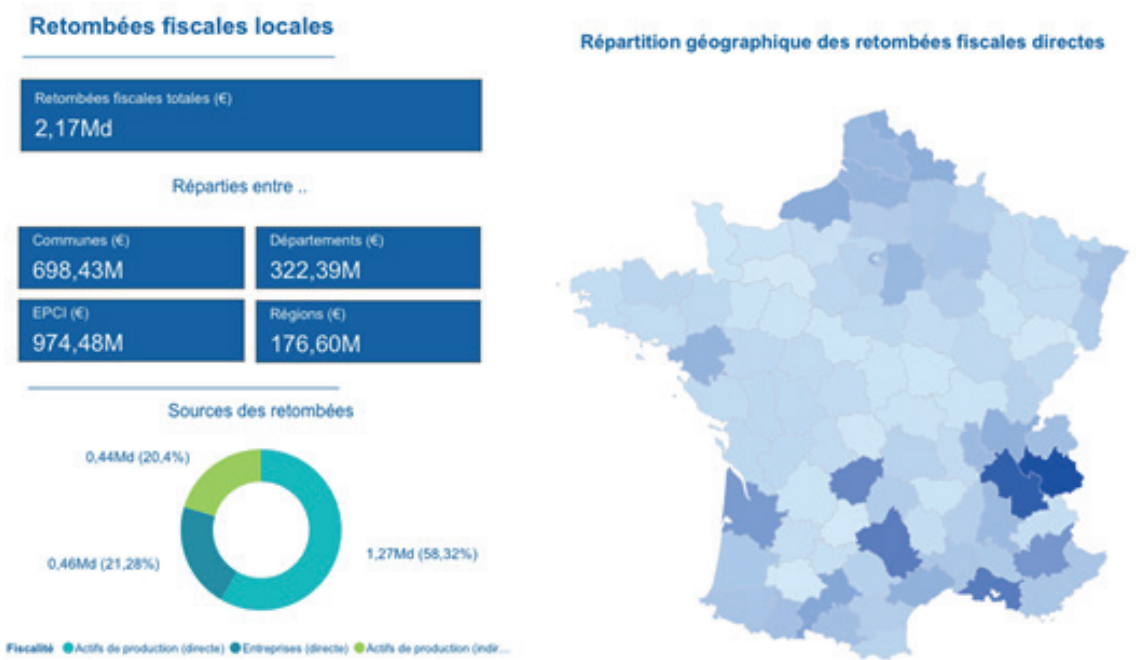


Figure 5 : Retombées et répartition géographique des retombées fiscales locales (Source : <https://www.syndicat-energies-renouvelables.fr/etude-exclusive-colombus-consulting-x-ser-energies-renouvelables-queelles-retombees-fiscales-pour-les-territoires/>).

liards d'euros, dont 77 % bénéficient à l'échelon communal (commune et intercommunalité).

On mesure donc le potentiel lié au transfert de valeur généré par la décarbonation principalement au bénéfice de territoires ruraux. Ce point est loin d'être négligeable à la fois dans l'acceptabilité des équipements de production que nécessite la transition énergétique,

mais aussi pour la dynamisation des territoires. Enfin, on peut aussi considérer que le retour d'une certaine forme de proximité entre la production d'énergie et sa consommation contribue à changer le regard que portent nos concitoyens sur l'énergie. Comme on le voit déjà dans les opérations d'autoconsommation et les boucles locales d'énergie, la sobriété spontanée émerge naturellement de cette proximité.

Les atouts français

Il faut enfin rappeler le potentiel considérable dont bénéficie la France pour produire des énergies renouvelables.

Tout d'abord, la France dispose d'un vaste espace maritime dont une part est un atout pour le développement d'énergies marines. Elle est également la première puissance agricole européenne, elle dispose de la quatrième plus grande forêt d'Europe et se classe au premier rang pour la forêt feuillue. Son gisement solaire ou éolien est considérable. Dans l'Hexagone, en Corse, en Outre-mer, son sous-sol enferme des aquifères exploitables pour les besoins de chaleur ou de froid, sans compter ses régions volcaniques qui sont une inépuisable source de calories. Comme évoqué précédemment, la France dispose du premier potentiel hydroélectrique de l'Union européenne.

Et s'agissant d'électricité, même s'il ne s'agit pas d'énergie renouvelable, la France bénéficie évidemment des choix réalisés dans les années 1970 et 1980 autour du programme électronucléaire qui lui donne une place de premier plan en Europe au niveau électrique et constitue, sur le plan technique, un facteur facilitant pour l'intégration des énergies renouvelables électriques dans le réseau.

Notre pays a du potentiel, et il aurait tort de lui tourner le dos au nom du fatalisme...

La transition énergétique n'est pas une chimère

La transition énergétique n'est pas une chimère, c'est une nécessité. Le monde, l'Europe, la France parviendront-ils à la neutralité carbone à l'horizon 2050 comme le prévoit l'Accord de Paris ? C'est difficile à dire. Ce ne sera peut-être pas le cas. Mais il faut absolument garder ce cap.

En Europe en particulier, la consommation d'énergies fossiles ajoute la dépendance stratégique à la fragilité climatique. Il serait évidemment vain et malhonnête de prétendre que l'on peut brutalement et exhaustivement remplacer les énergies fossiles dans notre consommation énergétique. Mais il serait tout aussi faux de prétendre que l'on peut se contenter d'ajustements à la marge.

C'est toute la difficulté de l'exercice. Comment avancer progressivement dans une transformation structurelle non linéaire ?

Les fossiles ne disparaîtront pas demain de notre consommation, car notre besoin d'énergie restera l'élément dominant. Mais le cap de la décarbonation doit nous rappeler tous les jours la nécessité de repenser notre système énergétique. La transformation nécessaire passe par la structuration de notre consommation, mais cette transformation ne pourra jamais avoir lieu si elle ne peut pas s'appuyer sur une offre d'énergies alternatives constituant les énergies de demain, c'est-à-dire les énergies renouvelables.

Bibliographie

- BLAIN C. & JANCOVICI J.-M. (2021), *Le monde sans fin*, Paris, Dargaud.
- CLIMATE CHANGE COMMITTEE (2026), Cost of Net Zero by 2050 less than a single fossil fuel price shock, <https://www.theccc.org.uk/2026/03/11/cost-of-net-zero-by-2050-less-than-a-single-fossil-fuel-price-shock-ccc/>
- COLOMBUS CONSULTING (2026), Évaluation des retombées locales des EnR en termes de fiscalité et d'emplois en France, étude réalisée en partenariat avec UTOPIES et Ancoris pour le Syndicat des énergies renouvelables, Paris, à paraître sur le site du SER.
- FRESSOZ J.-B. (2024), *Sans transition – Une nouvelle histoire de l'énergie*, Paris, Seuil.
- MEADOWS D. & D., RANDERS J. & BEHRENS W. (1972), *The limits to growth*, New York, Universe Books.
- PISANI-FERRY J. & MAHFOUZ S. (2023), Les incidences économiques de l'action pour le climat, Paris, France Stratégie.
- RTE (2022), *Futurs énergétiques 2050*, Paris La Défense, RTE.
- SHIFT Project (2025), *La souveraineté par la décarbonation voie nécessaire pour la France et l'Europe*, Paris, The Shift Project.
- TERRA NOVA (2026), *Quelle politique énergétique pour la France ?*, Montrouge, Terra Nova.

L'Europe, l'énergie et la neutralité carbone : chronique d'une quête perpétuelle (1950-2050)

Par Cécile MAISONNEUVE

Présidente de Decysive, experte associée auprès de l'Institut Montaigne

Le *mea culpa* d'Ursula von der Leyen sur le nucléaire, prononcé à Paris en mars 2026, semble consacrer un ralliement de l'Europe aux positions françaises : l'Europe en aurait enfin fini avec la priorité accordée à la dénucléarisation du continent au détriment d'une décarbonation plus rapide. Cet article propose une autre lecture, inscrite dans le temps long : le nœud énergie-industrie est la question fondatrice du projet européen, jamais résolue depuis la CECA et Euratom. Utilisées par la Commission européenne comme contrepoids au pouvoir des États en matière de politique énergétique, les politiques de la concurrence puis du climat ont produit des orientations contradictoires qui ont accru la dépendance de l'Europe sans doper sa compétitivité ni lui donner un *leadership* climatique durable. Ceci dans l'ombre portée d'un modèle énergétique allemand qui se confirme être une aporie et avec le consentement d'une France qui tente, depuis peu et avec peine, de reconstruire une politique énergétique cohérente.

Le rappel à l'ordre est brutal depuis 2022 mais on ne constate pas pour autant de véritable *aggiornamento* européen, encore moins de triomphe français. Désormais, le sort de la politique de neutralité carbone se joue surtout en matière financière : mobiliser l'épargne européenne au service d'une stratégie de croissance s'appuyant sur l'intelligence artificielle, la R&D et l'industrie bas-carbone, avec un focus spécifique sur la seule chaîne de valeur technologique et industrielle qui permet aujourd'hui à l'Europe de ne pas tomber dans une dépendance techno-industrielle climatique totale à l'égard de la Chine : l'énergie nucléaire.

Le 10 mars 2026, au Sommet sur l'énergie nucléaire qui s'est tenu à Paris, la présidente de la Commission européenne a reconnu que la réduction de la part du nucléaire dans la production électrique européenne – d'un tiers en 1990 à 15 % aujourd'hui – avait constitué « une erreur stratégique », l'Europe ayant tourné le dos à « une source d'énergie fiable, économique et peu émettrice »¹. Ce *mea culpa* fait écho à un autre discours : celui de la Sorbonne, en avril 2024, où le président de la République dressait le bilan de sept années d'agenda européen de la souveraineté en faisant valoir que la France avait vu juste, sur l'autonomie stratégique, sur l'industrie et sur l'énergie : « Nous devons assumer de construire l'Europe de l'atome, en assumant que le projet Euratom, par ailleurs, fait partie des ambitions fondatrices des traités de 1957 »². Le rapprochement des deux discours accredit une interprétation flatteuse : en mettant fin à un biais antinucléaire qui l'aurait conduite à privilégier la dénucléarisation du continent à sa décarbonation, l'Europe se serait ralliée aux positions françaises et la France serait redevenue un modèle pour le reste de l'Union.

Cette lecture appelle un examen critique, car elle repose sur une double hypothèse fragile : celle d'un *aggiornamento* européen qui demeure très partiel et celle d'une politique énergétique française qui serait devenue un modèle. Interpréter les positions européennes sur la politique de l'énergie conduite en vue d'atteindre la neutralité carbone suppose de les replacer dans le temps long : celui d'une question fondatrice en quête perpétuelle d'une solution optimale.

L'énergie, question fondatrice de l'Europe

Tout commence par une pénurie. 1950 : la sidérurgie française, modernisée à coups de crédits Marshall, tourne au ralenti faute de coke. L'accès au charbon de la Ruhr obsède Paris ; le plan Schuman, drapé depuis dans le grand récit de la réconciliation, naît d'abord de ce besoin.

L'histoire que racontent les archives³ est plus rude et plus instructive que celle des manuels : dans l'esprit de ceux qui l'ont conçue au sortir de la guerre, l'unité européenne devait d'abord être une Europe de l'énergie, donc un instrument de puissance et de sécurité, non un

¹ Discours d'Ursula von der Leyen au Sommet sur l'énergie nucléaire, Paris, 10 mars 2026.

² Emmanuel Macron, discours sur l'Europe, la Sorbonne, 25 avril 2024.

³ On se référera avec profit à Bossuat (1996).

geste moral. Le nœud énergie-industrie est la question fondatrice du projet européen. Le point de départ en est un échec : en août 1954, l'Assemblée nationale française rejette la Communauté européenne de défense. Le projet européen paraît condamné. Lorsque la relance s'organise, à la conférence de Messine, en juin 1955, c'est sur l'atome qu'elle doit porter dans l'esprit de ses promoteurs français tandis que l'Allemagne et le Benelux poussent en faveur du marché commun. Les négociations de 1955-1957 aboutissent à un couplage : la France n'accepte le marché commun, que redoute son industrie protégée, qu'en échange d'Euratom ; l'Allemagne n'accepte Euratom qu'en échange du marché commun. D'où les deux traités signés le même jour à Rome, le 25 mars 1957. La monnaie d'échange, à savoir le grand marché, a prospéré mais le cœur du projet initial, l'Europe de l'énergie, s'est étioilé. Euratom consacre donc, dès l'origine, le premier divorce franco-allemand, qui n'est pas né d'une harmonie énergétique que les décennies suivantes auraient trahie, mais d'une asymétrie et d'une rivalité que la construction européenne a permis de gérer.

« L'on en est encore, après dix-sept ans de supranationalité, à chercher comment définir une politique commune de l'énergie, et laquelle. (...) Entre les ambitions excessives et les hypocrisies nationales, les historiens auront bien du mal à faire le partage »⁴ : ce jugement date de 1970 et porte sur la CECA, mais il n'a pas pris une ride. L'histoire de la politique énergétique européenne n'est pas linéaire : elle procède par répétitions et oublis. L'Europe de l'énergie doit donc s'analyser au prisme de cette quête perpétuelle : organiser l'approvisionnement de ce qui la fait vivre et de ce qui peut la détruire, et contenir les différends qui en découlent.

Astigmatisme bruxellois : le paradoxe de l'affaiblissement

Car les États n'ont jamais lâché prise. Le traité de Lisbonne l'a gravé dans le marbre : l'article 194 consacre le droit de chaque État membre à déterminer son bouquet énergétique. Privée de compétence directe, la Commission a construit son pouvoir énergétique par deux voies détournées.

La politique de la concurrence d'abord : les paquets de libéralisation de 1996, 2003 et 2009 ont fait de la direction générale de la concurrence la véritable autorité énergétique de l'Europe, celle qui, par le contrôle des aides d'État, décide *in fine* de ce qui peut être financé, et comment.

La politique climatique ensuite : à partir du paquet énergie-climat de 2008, puis avec le Pacte vert, le climat est devenu le levier permettant à Bruxelles de pénétrer au cœur des choix énergétiques nationaux : objectifs contraignants en matière de renouvelables, normes, taxonomie des investissements verts.

⁴ « Dans l'histoire de la CECA du rose et du gris », *Le Monde*, 9 mai 1970.

La neutralité carbone en 2050, inscrite dans la loi européenne sur le climat de 2021, est l'aboutissement de cette construction : un objectif que personne ne conteste, décliné en instruments qui font, eux, l'objet d'une guérilla permanente entre les États membres et entre institutions. La conséquence majeure de ce déplacement, qui a transformé des instruments en objectifs et des normes en politique industrielle, a été de substituer à la question fondatrice – comment s'approvisionner et s'organiser ? – une question dérivée : comment se conformer ?

Le résultat de trente ans de cette dialectique est un paradoxe : des politiques à la fois contradictoires et idéologiques ont affaibli l'Europe au moment même où elle se voulait exemplaire. Contradictoire, parce que l'Union a poursuivi simultanément la libéralisation des marchés et la subvention massive de technologies choisies par la norme ; parce qu'elle a fait de la sécurité énergétique un pilier officiel de l'Union de l'énergie en 2015, tout en augmentant, après l'annexion de la Crimée, sa dépendance au gaz russe⁵. Idéologiques, parce qu'elle a systématiquement confondu l'objectif qu'est la décarbonation avec les moyens pour y parvenir, érigés en totems (les objectifs de pourcentage d'énergies renouvelables intermittentes en sont l'exemple canonique) ou en tabou, avec une priorité donnée *de facto* ou de jure à la dénucléarisation. Sans compter que ces choix ont été menés en minimisant le poids financier des investissements liés aux réseaux, au stockage et à la flexibilité. Et quand les Européens se fixaient des objectifs de production, la Chine se concentrait sur la fabrication des machines permettant de produire, enfermant peu à peu l'Europe dans une dépendance technologique et industrielle incompatible avec la sécurité d'approvisionnement : l'Europe regardait le doigt quand la Chine regardait la Lune.

Les travaux de Currie (2025, 2026) pour Carlyle donnent à ce constat sa traduction chiffrée. Le taux de dépendance énergétique de l'Union (57 % en 2024 selon Eurostat) est plus élevé qu'avant les politiques énergie-climat. L'Europe a fermé ses capacités de production domestiques (nucléaire allemand, charbon, gaz de Groningue) plus vite qu'elle ne réduisait sa consommation, substituant à des joules produits chez elle des joules importés, hydrocarbures hier, technologies bas-carbone aujourd'hui. La leçon à en tirer vaut programme ; la hiérarchie des besoins énergétiques s'ordonne ainsi – sécurité, accessibilité, durabilité – et l'Europe l'a lue à l'envers. Le rapport Draghi (2024) en a dressé le bilan, à savoir un « *leadership* climatique »

⁵ On rappellera que, le 26 mars 2014, alors que l'Ukraine est secouée par les événements de Maïdan, le ministère de l'Économie allemand a confirmé qu'il n'avait pas de réserves à opposer à un accord entre Wintershall et Gazprom, signé en décembre 2013, prévoyant un transfert de sites de stockage de gaz basés en Allemagne à Gazprom en échange de capacités de production de gaz en Sibérie au profit de la filiale du chimiste allemand BASF. Cette opération donnera à Gazprom le contrôle de 20 % des capacités allemandes de stockage qui peuvent être utilisées en cas de pénurie de gaz. Source : Thibault Madelin, « Berlin prêt à accroître sa dépendance en gaz vis-à-vis de Moscou », *Les Échos*, 27 mars 2014.

réduit à un *leadership* normatif. Le droit sans la vision ni la capacité à créer des rapports de force ne fait pas une politique.

Aveuglement allemand : anatomie d'une chute

Ce paradoxe a une géographie. La politique énergétique européenne de la décennie 2010 s'est construite dans l'ombre portée du narratif triomphant de l'*Energiewende*. La parenté entre la politique allemande et la politique européenne saute aux yeux dès qu'on les superpose : priorité absolue aux renouvelables, sortie du nucléaire assimilée à la modernité, foi dans les interconnexions et le marché pour absorber l'intermittence. Or, ce modèle n'est pas le produit d'un calcul d'ingénieur : lorsqu'il est question d'énergie en Allemagne, il est autant question de politique, d'irrationnel, voire de messianisme, que de calculs économiques. L'*Energiewende*, projet politique global, est enraciné dans le rapport allemand à la nature et à la technique. L'histoire énergétique allemande est une histoire de passions plus que de techniques. Chaque source d'énergie y a été successivement investie d'un projet de société total : le charbon comme promesse d'émancipation sur fond d'avancées sociales pour la classe ouvrière, l'hydroélectricité comme « or du Rhin » favorisant le petit producteur indépendant, puis les renouvelables comme instrument d'une politique de paix qui effacerait la géopolitique, logiciel de pensée honni par l'Allemagne⁶. Dans cette histoire au long cours, sortir du nucléaire et déployer les renouvelables ne fut pas vu comme un arbitrage de coûts mais comme l'accomplissement d'une certaine idée de l'Allemagne⁷ industrielle et exportatrice.

S'ajoute à cette lecture historico-culturelle une clé institutionnelle décisive : la politique énergétique allemande est traversée de dissensions internes entre partis, entre fédération et Länder, entre niveaux de gouvernance, l'énergie étant d'abord et avant tout, outre-Rhin, une compétence locale. Quand l'Allemagne ne parvient pas à résoudre ses problèmes chez elle, elle les remonte à Bruxelles : l'eupéanisation y est moins un projet qu'un exutoire⁸. L'exemple des interconnexions est éclairant : incapable de construire dans les délais les lignes à haute tension nord-sud nécessaires au transport de son éolien, faute d'acceptation locale des tracés, l'Allemagne a fait de l'objectif européen d'interconnexion la solution de ses propres blocages. Le refus allemand, en décembre 2025, de scinder sa zone de prix unique malgré les recommandations de l'ENTSO-E montre

que le logiciel n'a pas changé⁹ : l'unité fédérale et la compétitivité de l'industrie allemande d'abord, l'optimum européen ensuite.

La question énergétique allemande représente un risque systémique pour l'Europe entière. À la différence de la France, de la Suède ou de la Suisse, l'Allemagne n'a pas de plan B. Sortie du nucléaire, engagée dans la sortie du charbon, dépendante d'un gaz désormais intégralement importé sous forme de GNL, elle a fait de la réussite intégrale de son pari sur les renouvelables et l'hydrogène la condition de survie de son modèle industriel. Un pari dont les hypothèses centrales, sur le coût de l'hydrogène comme sur la disponibilité des flexibilités, ne se sont pas vérifiées à ce jour. Que la première économie du continent, premier partenaire commercial de la France, se trouve dans cette situation sans solution de repli devrait constituer un sujet d'inquiétude majeur pour tout Européen : nul ne gagnerait à l'échec énergéico-industriel allemand, et certainement pas la France.

Myopie française : une référence historique qui n'est pas encore redevenue un modèle pour l'avenir

La France n'a pas été victime de cette hégémonie : elle y a consenti. Une fois son parc nucléaire achevé au tournant des années 2000, elle a abandonné la politique d'électrification du pays pour imiter la politique d'un voisin dont elle ne partageait aucun des fondamentaux énergétiques. L'Allemagne sortait du nucléaire parce qu'elle avait un système charbonnier à verdir et une industrie renouvelable à exporter ; la France, déjà décarbonée, a importé la forme (plafonnement du nucléaire à 50 % du bouquet électrique, fermeture de Fessenheim) sans le fond. Contrairement au narratif installé en France, nul besoin de complot allemand puisqu'il y avait consentement français. À partir de 2008, la France a vécu sur son erre et cessé de travailler sur la cohérence de sa politique énergétique qui impliquait, une fois son électricité décarbonée, de pousser les feux sur l'électrification des usages. L'inverse fut fait. Et quand Berlin poussait, à découvert, à Bruxelles, sa politique en occupant des postes clés et en menant l'exclusion méthodique de l'atome des mécanismes de soutien, Paris a, jusqu'en 2022-2023, refusé de livrer cette guerre de position.

Depuis 2022, la cohérence et la crédibilité de la stratégie énergétique française sont en reconstruction mais demeurent fragiles. La dernière programmation pluriannuelle de l'énergie¹⁰ (PPE 3), publiée par décret du 12 février 2026, prévoit une consommation comprise entre 585 et 650, voire 693 TWh en 2035 quand celle-ci

⁶ Un rapport officiel du ministère fédéral de l'Environnement allait, en 2011, jusqu'à vanter leurs bénéfices non quantifiables pour la défense internationale et la démocratie locale.

⁷ Pour une analyse plus détaillée des fondements de l'*Energiewende*, cf. Maisonneuve (2017), pp. 178-196.

⁸ On consultera sur le sujet les travaux d'Annabelle Livet (2022, 2023) cités dans la bibliographie.

⁹ Décision annoncée en décembre 2025, à rebours des conclusions de la revue des zones de dépôt des offres (Bidding Zone Review) conduite par ENTSO-E, qui recommandait la scission de la zone germano-luxembourgeoise.

¹⁰ <https://www.economie.gouv.fr/files/files/2026/ppe3.pdf?v=1772447721>

stagne à 458 TWh en 2023, sans financement assuré, avec, d'une part, un plan d'électrification qui reste un pari sur fond de désindustrialisation, et, d'autre part, des choix techniques qui ne répondent pas au défi crucial : des prix de l'électricité les plus bas possibles.

Ce constat ne doit pas conduire à sous-estimer les atouts français, considérables. À l'instar de la Suède ou de la Suisse, la France dispose des fondements d'un système électrique robuste – un socle nucléaire et hydraulique pilotable et décarboné – sur lequel bâtir la transition. C'est un actif que la trajectoire de ces trois pays, parmi les premiers au monde pour l'intensité carbone de leur électricité, valide empiriquement. La France offre en outre des surcapacités décarbonées, des prix de gros parmi les plus compétitifs d'Europe et quatre gisements de demande (le confort thermique, l'industrie, la mobilité électrique, le numérique) qui servent à la fois l'atténuation et l'adaptation au changement climatique. Un précédent solide donc et un potentiel de modèle : encore faut-il, pour que le potentiel devienne réalité, une politique cohérente et financée, qui cesse de traiter la consommation d'électricité décarbonée comme un vice et fasse de l'efficacité, l'une de nos plus grandes forces, plutôt que de la sobriété, son maître mot.

2022 : un rappel à l'ordre clair mais un logiciel qui évolue trop lentement

La crise de 2022 a révélé l'*Energiewende* pour ce qu'il était – un système dont le ciment était le gaz russe bon marché – et rappelé aux Européens que la sécurité énergétique est le socle de tout le reste. Les évolutions sont réelles : alliance du nucléaire, inclusion de l'atome dans la taxonomie et le Net Zero Industry Act, inflexion rhétorique de la Commission, objectif 2040 assorti de « flexibilités », retour au pacte fondateur entre énergie et industrie, dans sa version bas-carbone. Mais ces évolutions partielles ne font pas l'*aggiornamento* européen qu'imposerait la situation, pour deux raisons.

La première est la persistance de divisions entre États membres, notamment sur la relation avec la Chine : l'Europe reproduit avec Pékin sur les chaînes de valeur bas-carbone l'approche en ordre dispersé qui l'a menée au désastre avec Moscou.

La deuxième est la timidité de la politique nucléaire européenne, singulièrement dans sa dimension financière. La moitié du coût d'un réacteur étant le coût du capital, tout se joue dans l'accès aux financements de la Banque européenne d'investissement, les règles d'aides d'État et les mécanismes de partage des risques. La comparaison transatlantique est cruelle. Le mécanisme de garantie annoncé au sommet de Paris pour le nucléaire innovant s'élève à 200 millions d'euros ; aux États-Unis, le gouvernement fédéral a conclu en octobre 2025 un partenariat stratégique avec Westinghouse et ses actionnaires portant sur au moins 80 milliards de dollars de nouveaux réacteurs, complété en juin 2026 par 17,5 milliards de dollars de prêts conditionnels du département de l'Énergie pour

les seuls équipements à long délai de fabrication de 10 réacteurs AP1000¹¹.

S'y ajoute le fait que la guerre de tranchées réglementaire se poursuit : à Bruxelles, le nucléaire n'est toujours pas un réflexe. Le projet de système européen de notation des centres de données, en cours d'adoption, l'illustre : quand bien même ce texte devrait finalement évoluer, les services de la Commission en sont encore à créditer l'électricité renouvelable mais pas l'électricité nucléaire¹², à rebours de la taxonomie comme de la stratégie SMR publiée par la même Commission en mars 2026, qui identifie pourtant les centres de données comme un débouché clé de l'atome. La logique des totems survit aux *mea culpa*.

Conclusion : la meilleure politique climatique est désormais financière

Que faire ? Les termes d'une refondation sont connus : remettre la politique énergétique et le modèle industriel européen productif, donc la croissance, au fondement de la construction européenne, comme en 1950 ; adopter une stratégie qui ouvre toutes les options technologiques et géographiques, y compris fossiles pour cesser de dépendre des soubresauts géopolitiques ; en finir avec le « nucléaire honteux » et renouer avec l'ADN nucléaire de l'Europe, y compris par un nouveau souffle politique donné au traité Euratom ; intégrer la dimension géopolitique dans chaque instrument ; accroître massivement les efforts dans la recherche-développement en faveur des technologies nucléaires nécessaires pour maintenir l'Europe dans la course mondiale ; choisir de manière stratégique nos alliances et partenariats.

Mais, plus que tout, le cœur du logiciel qui doit désormais guider l'action européenne doit changer de nature. La meilleure politique de neutralité carbone pour l'Europe est désormais financière. La transition est du capitalisme à l'état pur : réseaux, nucléaire, stockage, électrification industrielle exigent d'immenses capitaux initiaux remboursés sur des décennies ; leur ennemi, avec le CO₂, est le coût du capital. Dans un contexte de taux durablement élevés et d'États surendettés, les presque 40 000 milliards d'euros d'actifs financiers des Européens sont l'arme oubliée de la puissance : leur mobilisation en faveur de la politique énergétique et industrielle européenne¹³ suppose l'approfondissement

¹¹ Partenariat stratégique annoncé le 28 octobre 2025 entre le gouvernement des États-Unis, Westinghouse Electric Company et ses actionnaires Brookfield Asset Management et Cameco ; prêts conditionnels annoncés par le département de l'Énergie le 23 juin 2026 au titre de l'Office of Energy Dominance Financing (ex-Loan Programs Office).

¹² Projet de règlement délégué établissant un système commun de notation des centres de données, pris en application de l'article 33 de la directive (UE) 2023/1791 relative à l'efficacité énergétique ; consultation publique du 26 mars au 23 avril 2026, adoption prévue au deuxième trimestre 2026.

¹³ Source : Eurostat, Actifs et passifs financiers des ménages, https://ec.europa.eu/eurostat/statistics-explained/index.php?title=Households_-_statistics_on_financial_assets_and_liabilities

résolu de l'union des marchés de capitaux, des mécanismes publics de partage du risque qui précèdent l'investissement privé et la simplification drastique des procédures qui paralysent l'acte d'investir. Elle suppose surtout de cesser de penser en silos : énergie, industrie, numérique et climat forment désormais une seule et même politique, dont la finalité doit être explicitement la croissance. L'Europe est née, en 1950, d'une réponse commune à une question énergétique et industrielle. Soixante-quinze ans plus tard, la question est revenue, dans des termes quasi identiques. La neutralité carbone n'en est pas le dépassement : elle en est la version contemporaine. L'Europe y répondra par l'investissement et la puissance ou elle n'y répondra pas.

Bibliographie

BOSSUAT G. (1996), *L'Europe des Français, 1943-1959. La IV^e République aux sources de l'Europe communautaire*, Paris, Publications de la Sorbonne.

CURRIE J. (2025), "The new Joule order", Carlyle Global Insights, mars.

CURRIE J. (2026), "You can't print molecules", Carlyle Compass, mars.

DRAGHI M. (2024), The future of European competitiveness, rapport à la Commission européenne, septembre.

LIVET A. (2022), « L'Allemagne et l'énergie nucléaire : vers un réajustement nécessaire ? », *Recherches & Documents*, n°11, Fondation pour la recherche stratégique.

LIVET A. (2023), « Fin de l'ère nucléaire : quel horizon énergétique se profile en Allemagne ? », *Allemagne d'aujourd'hui*, n°246, décembre.

MAISONNEUVE C. (2014), « L'Europe et l'énergie : un contrat à refonder d'urgence », Notes de l'Ifri, Paris, Ifri, avril.

MAISONNEUVE C. (2017), « Kandinsky et l'énergie », in HANSEN J.-P. & PERCEBOIS J., *Transition(s) électrique(s), Ce que l'Europe et les marchés n'ont pas su vous dire*, Paris, Odile Jacob.

MAISONNEUVE C. & FREMAUX B. (2022), « Souveraineté énergétique européenne : en finir avec le nucléaire honteux », Paris, Institut Montaigne, mars.

MAISONNEUVE C. (2023), Pour un nouvel ordre énergétique européen, Paris, Fondation pour l'innovation politique, avril.

MAISONNEUVE C. (2025), Renouer avec l'ADN nucléaire de l'Europe : une question politique, Études de l'Ifri, Paris, Ifri.

Quel rôle pour la chaleur dans le futur mix décarboné de la France ?

Par Antoine PELLION

Directeur général adjoint d'Idex, président du Comité 21
et ancien secrétaire général à la planification écologique

Face aux crises géopolitiques et au coût de notre dépendance fossile, la décarbonation de la chaleur s'impose comme un levier majeur de souveraineté. Représentant la moitié de l'effort de transition de notre économie, la production de chaleur décarbonée doit être multipliée par 2,5 d'ici 2035 (PPE 3). Cet article examine les filières technologiques : face aux limites physiques de la biomasse forestière, le couplage des pompes à chaleur avec la chaleur fatale, la biomasse agricole et la valorisation des déchets ouvrent des opportunités à saisir.

L'article aborde l'intérêt et la nécessité d'accélérer le déploiement des réseaux de chaleur et de froid. Il propose aussi des solutions pour décarboner la chaleur industrielle. Enfin, pour boucler l'équation économique du financement de ces infrastructures, il propose des mesures pour obtenir un prix de l'électricité plus compétitif et plus stable, et pour mettre en œuvre des « taux verts » qui feront drastiquement baisser le coût du financement sans alourdir le budget de l'État.

Le constat géopolitique et macroéconomique : briser le cycle des crises

L'Europe et la France font face à une réalité implacable : notre dépendance structurelle aux importations d'énergies fossiles nous condamne à subir une succession de crises géopolitiques majeures. En l'espace de seulement cinq ans, les chocs se sont multipliés – Ukraine, Venezuela, Ormuz. Cette instabilité chronique confirme que notre avenir énergétique nous confrontera à une alternance de prix bas des énergies fossiles et de chocs inflationnistes massifs et fréquents.

Le coût de l'inaction est d'ores et déjà exorbitant. À titre d'exemple, la crise déclenchée par le conflit en Ukraine a coûté à la France entre 160 et 190 milliards d'euros en perte de valeur macroéconomique. Sur ce total, plus de 70 milliards d'euros ont été injectés sous forme d'aides directes et de chèques énergie pour soutenir temporairement les ménages et les entreprises face à l'explosion de leurs factures.

Continuer d'attendre et de subir ces chocs reviendrait à accepter un appauvrissement progressif de l'Europe tout en mettant gravement en péril notre cohésion sociale. Face à l'explosion des dettes publiques, les gouvernements actuels et futurs n'auront tout simplement plus les marges de manœuvre budgétaires pour amortir les prochaines crises économiques.

Pour rompre définitivement ce cycle de vulnérabilité, une seule voie s'impose : réduire massivement notre consommation d'énergies fossiles. Décarbonation et souveraineté sont les deux faces d'une même pièce. Certes, cette transformation globale prend du temps, et les scénarios réalistes n'envisagent pas une sortie totale des fossiles en France avant 2050. Elle s'avère pourtant hautement rentable d'un point de vue macroéconomique. Une étude récente¹ du Climate Change Committee britannique démontre que décarboner une économie similaire coûte moins de 5 milliards d'euros en moyenne par an sur une période de 25 ans. C'est moins que le coût global d'une seule crise énergétique majeure, sans même compter les bénéfices sanitaires et environnementaux indirects sur la qualité de vie des citoyens.

La décarbonation de la chaleur : un levier particulièrement efficace

La consommation d'énergie fossile se divise schématiquement en deux grands blocs (voir les Tableaux 1 et 2). Près des deux tiers sont absorbés par les bâtiments et l'industrie, principalement sous forme de gaz. Le tiers restant est dédié aux mobilités, essentiellement sous forme de carburants liquides.

¹ <https://www.theccc.org.uk/publication/supplementary-analysis-of-the-seventh-carbon-budget/>

Tableau 1 : Répartition de la consommation d'énergie primaire en Europe (UE-27)
(Source : Calculs de l'auteur à partir des données Eurostat et AIE).

Répartition par secteur (TWh)		Répartition par vecteur (TWh)		dont fossile (TWh)	dont décarboné (TWh)
Bâtiments	3 900	Chaleur	3 120	1 950	1 170
		Non-chaleur	780	310	470
Mobilité	3 250	Non-chaleur	3 250	3 020	230
Industrie	3 330	Chaleur	2 550	1 820	730
		Non-chaleur	780	470	310
Énergie (Pertes)	3 350	Chaleur	3 350	1 170	2 180
TOTAL (UE-27)	13 830		13 830	8 740	5 090

Tableau 2 : Répartition de la consommation d'énergie finale en Europe (UE-27)
(Source : Calculs de l'auteur à partir des données Eurostat et AIE).

Répartition par secteur (TWh)		Répartition par vecteur (TWh)	
Bâtiments	3 750	Chaleur	3 000
		Non-chaleur	750
Mobilité	2 900	Non-chaleur	2 900
Industrie	2 700	Chaleur	1 800
		Non-chaleur	900
TOTAL (UE-27)	9 350		9 350

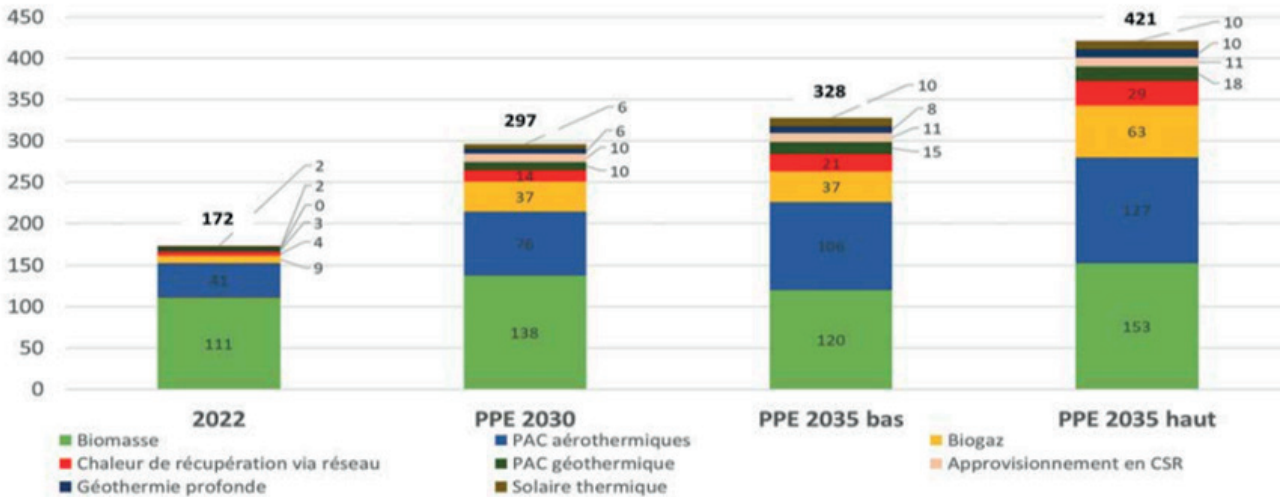


Figure 1 : Évolution de la chaleur décarbonée dans la PPE 3 (Source : PPE 3).

Or, la quasi-totalité de la consommation fossile des secteurs du bâtiment et de l'industrie sert spécifiquement à produire de la chaleur (82 %). Dès lors, 90 % de l'effort de décarbonation de notre économie peut se résumer à deux actions majeures : la décarbonation de la chaleur consommée dans l'industrie et les bâtiments (50 % de l'enjeu) ainsi que l'électrification des véhicules légers et des poids lourds (40 % de l'effort).

C'est pour cela que la Programmation Pluriannuelle de l'Énergie² (PPE 3) affiche de fortes ambitions, prévoyant de multiplier par 2,5 la production de chaleur décarbonée, qui passerait de 172 TWh en 2022 à 421 TWh en 2035 dans son scénario haut.

Comment décarboner la chaleur ?

Les solutions technologiques sont matures et se répartissent en trois familles : la substitution des intrants fossiles par la biomasse ou les déchets, la récupération d'énergie fatale ou renouvelable couplée à des pompes à chaleur et l'électrification « pure » des usages thermiques, notamment *via* des chaudières électriques.

La biomasse et les déchets : filières sous contrainte et opportunités

À l'heure actuelle, la biomasse et les déchets constituent le socle de notre chaleur décarbonée, représen-

Exemple de la filière miscanthus

Cultiver du miscanthus sur les aires de captage d'eau potable en remplacement des cultures destinées à l'alimentation animale offre un triple avantage :

- Protection environnementale : cette culture pérenne protège la ressource en eau en réduisant drastiquement le transfert de polluants comme les engrais et les pesticides, abaissant ainsi les coûts de traitement de l'eau pour la collectivité locale.
- Souveraineté énergétique locale : elle génère une biomasse valorisée localement pour alimenter un réseau de chaleur, créant un bouclier tarifaire face aux crises énergétiques.
- Pérennité économique : elle sécurise durablement les revenus des agriculteurs *via* des contrats de 15 ans signés avec l'exploitant du réseau, offrant une visibilité financière précieuse.

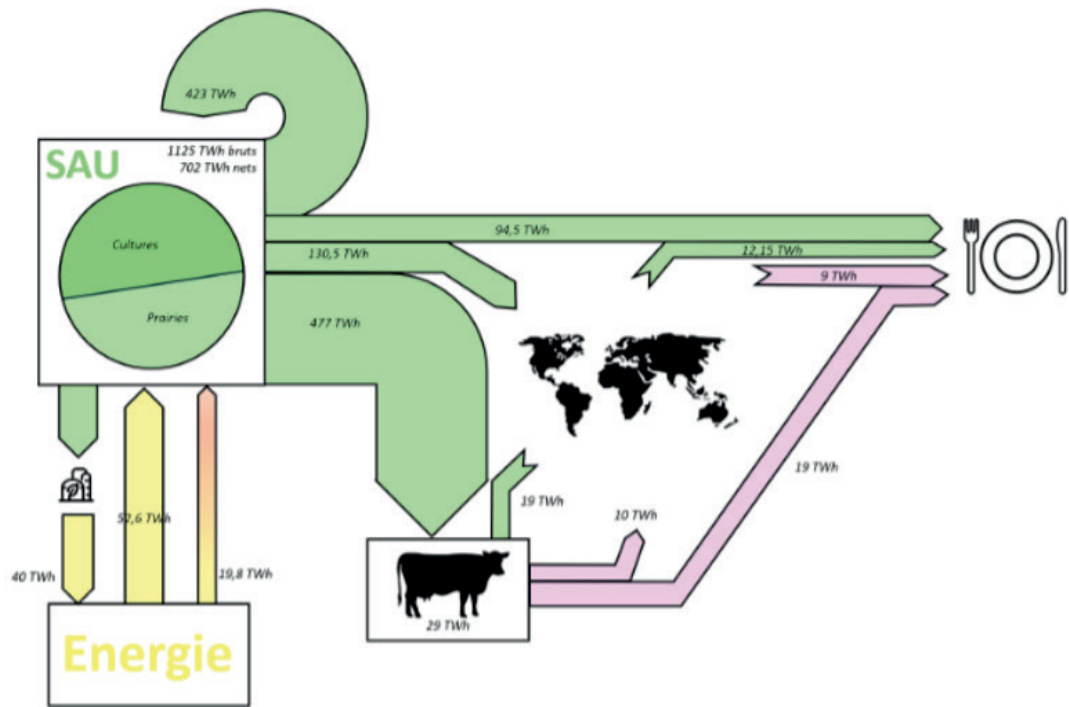


Figure 2 : Bilan énergétique du système agricole français
(Source : Rapport de prospective 2035-2050 du HCSP, publication septembre 2026, <https://www.strategie-plan.gouv.fr/publications/france-2035-france-2050-focus-environnement-retrouver-souverainete-habitabilite-et>).

² <https://www.economie.gouv.fr/files/files/2026/ppe3.pdf?v=1772447721>, p. 10.

tant près des trois quarts de la production. Bien que la PPE 3 prévoie une hausse significative de leurs volumes d'ici 2035 (+ 107 TWh), leur progression sera plus lente que celle des autres filières. Par conséquent, cette catégorie ne représentera plus que 40 % du mix de chaleur décarbonée à cet horizon. Ce développement se heurte en effet à une limite physique évidente : la restriction de la biomasse disponible, largement documentée par les travaux du SGPE et du GIS biomasse.

Toutefois, la tension réelle observée sur la ressource forestière – marquée par l'effondrement du puits de carbone forestier français – ne condamne pas définitivement l'avenir de la filière. Nous disposons de biomasses alternatives plus soutenables, notamment d'origine agricole. Par exemple, le développement massif des haies, indispensable à la transition agroécologique, va générer d'importants volumes de biomasse énergétique issus de leur entretien régulier. Plus globalement, une transition agricole axée sur la souveraineté nationale doit mener à une réallocation stratégique des assolements. En réduisant la part des surfaces aujourd'hui excessivement dédiées à l'alimentation animale (comme le met en évidence la Figure 2), nous libérerons du foncier pour la production d'énergie.

Cette transition agricole demandera du temps. À court et moyen termes, nous disposons d'un autre levier transitoire : la valorisation énergétique des déchets. Si les politiques de réduction des déchets et de tri à la source portent leurs fruits, elles avancent moins vite que la réduction drastique de la mise en décharge. Durant les 15 prochaines années, d'importants volumes de déchets non recyclables restent donc disponibles pour être valorisés sous forme d'énergie. Le partenariat entre IDEX et Guyot Environnement sur le port de Brest illustre parfaitement cette dynamique : les déchets ultimes locaux, autrefois exportés, sont désormais valorisés sur place dans une unité de CSR³. La chaleur ainsi produite alimente un industriel de l'agroalimentaire pour substituer le gaz fossile, et le surplus va bientôt rejoindre le réseau de chaleur urbain de Brest.

La récupération de chaleur et les pompes à chaleur

Le principal levier d'accélération de la transition thermique réside aujourd'hui dans la récupération de chaleur fatale combinée aux pompes à chaleur (PAC). La PPE 3 anticipe d'ailleurs une multiplication par 4 des volumes produits d'ici 2035, date à laquelle cette filière assurera plus de la moitié de notre production de chaleur décarbonée. Les gisements de calories sont aussi diversifiés qu'abondants : centres de données, géothermie de surface ou profonde, rejets thermiques industriels, stations d'épuration (STEP) ou encore thalassothermie.

³ Une unité de CSR (Combustible Solide de Récupération) est une installation industrielle qui transforme des déchets non dangereux non recyclables en un combustible de substitution à forte valeur énergétique. Ce matériau sert ensuite à alimenter des cimenteries ou des chaudières industrielles pour produire de la chaleur ou de l'électricité, réduisant ainsi le recours aux énergies fossiles et l'enfouissement.

Bien que le déploiement de ces technologies exige des investissements initiaux conséquents, le coût complet peut être compétitif, notamment quand elles sont intégrées au sein de réseaux de chaleur décarbonés ou que l'investissement est porté par un mécanisme de tiers financement.

Les réseaux de chaleur décarbonés : des infrastructures performantes à démultiplier

Lorsque la densité thermique d'un territoire est suffisante, le recours aux réseaux de chaleur décarbonés offre de multiples avantages :

- **Bouclier tarifaire** : Le tarif global se décompose en un terme fixe d'investissement (R1) et un terme variable d'exploitation (R2). Les réseaux de chaleur décarbonés se caractérisent par un R1 élevé, mais un R2 extrêmement faible et stable. À condition de disposer d'une longue durée d'amortissement et d'un coût de financement modéré, leur compétitivité est donc garantie. La Figure 3 illustre un coût de la chaleur 30 % moins cher que l'alternative de chauffage individuel au gaz.
- **Massification du déploiement** : En connectant plusieurs bâtiments en une seule opération, on convertit plus rapidement des milliers de foyers aux énergies renouvelables, en simplifiant la gestion complexe du remplacement de 1 000 chaudières individuelles.
- **Garantie de qualité et de sécurité du service** : La présence d'un opérateur industriel principal assure une maintenance rigoureuse des équipements et protège les particuliers contre les dérives ou les démarchages d'entreprises malhonnêtes.
- **Péréquation tarifaire** : Les outils contractuels permettent de lisser les coûts entre les usagers, facilitant la mise en œuvre de tarifs sociaux protecteurs ou le soutien à la compétitivité des entreprises locales.

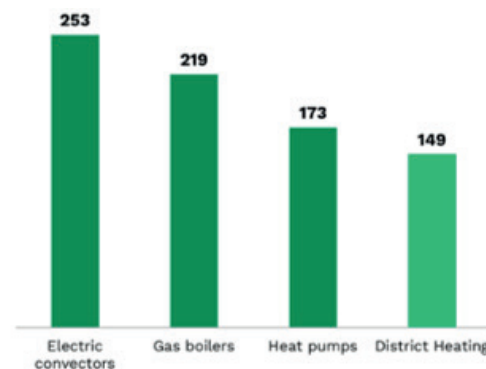


Figure 3 : Coût moyen de chauffage d'un logement en 2023, en €/MWh (Source : Analyses IDEX, cas d'un logement de 80 m² consommant 140 kWh en 2023).

En offrant un gain annuel pérenne de 30 % sur les factures de chauffage, le déploiement des réseaux

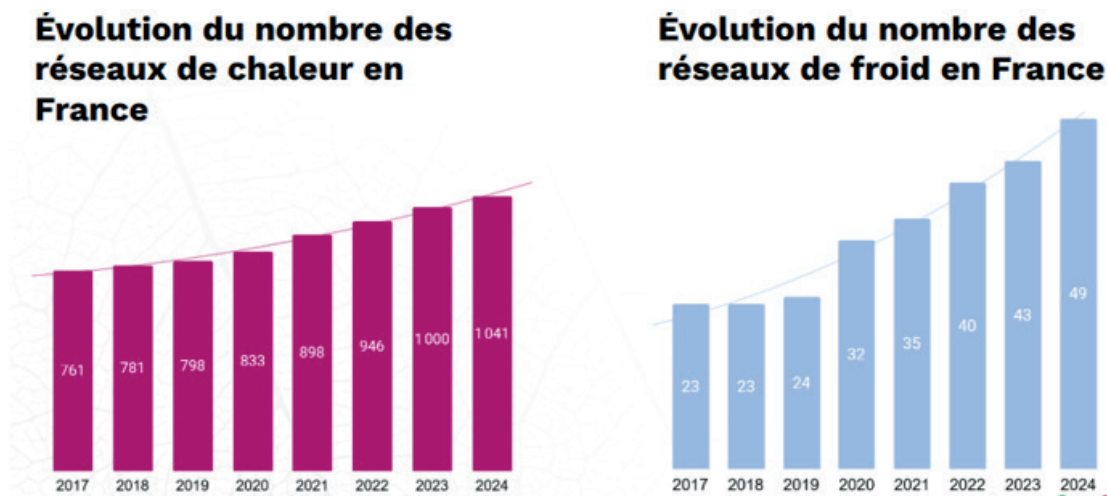


Figure 4 : Évolution du nombre de réseaux de chaleur et de froid en France (Source : Idex).

de chaleur joue le rôle d'un amortisseur macroéconomique : il libère du pouvoir d'achat récurrent pour absorber les hausses temporaires des prix du carburant lors des crises géopolitiques mondiales, sans dégrader le budget global des ménages.

Actuellement, seuls 5 % des logements français bénéficient d'un raccordement à un réseau de chaleur. Leur nombre est en augmentation comme le montre la Figure 4, mais la hausse est trop lente. Il est donc urgent de lancer un grand « Plan Marshall », ciblant en priorité les villes moyennes et les zones périurbaines ou rurales. En effet, les réseaux de chaleur ne sont pas l'apanage des métropoles. Idex a ainsi cartographié plus de 500 collectivités de moins de 10 000 habitants où la création d'un réseau décarboné est viable avec un coût de la chaleur de l'ordre de 130 €/MWh⁴.

Du chaud au froid : vers les boucles d'eau tempérée

Face à l'intensification des vagues de chaleur estivales, notre politique énergétique ne peut plus dissocier la gestion du chaud de celle du froid. Les réseaux de froid surclassent la climatisation individuelle : ils consomment 2 à 3 fois moins d'énergie, récupèrent la chaleur pour l'eau chaude sanitaire, s'intègrent mieux au paysage et éliminent les risques de fuite de fluides frigorigènes.

L'avenir réside dans la mutualisation de ces infrastructures de chaud et de froid *via* des boucles d'eau tempérée. Ce système fait circuler une eau à environ 15°C tout au long de l'année, adossée par exemple à de la géothermie de surface. Durant l'été, cette eau fraîche circule en *free cooling* directement dans les habitations pour améliorer le confort thermique sans consommer d'énergie de climatisation active. En hiver, cette même

boucle sert de source froide hautement performante pour alimenter des pompes à chaleur décentralisées.

Accélérer la décarbonation thermique industrielle : lever les verrous clés

Pour décarboner tout en réindustrialisant le pays, nous devons produire une chaleur industrielle décarbonée à bas coût. C'est possible aujourd'hui avec les technologies évoquées plus haut d'atteindre un prix de chaleur à moins de 50 €/MWh. Ces projets exigent des investissements initiaux très importants, dont le déploiement se heurte actuellement à deux freins majeurs : le risque de contrepartie et le prix de l'électricité.

Réduire le risque de contrepartie par la mixité des réseaux

L'amortissement des actifs de production de chaleur décarbonée nécessite des contrats de fourniture à long terme (*off-take*) d'environ 20 ans, une durée parfois trop longue pour un industriel. Pour contourner cet obstacle, la solution consiste à adosser ces projets à des réseaux de chaleur mixtes, alimentant conjointement des industriels et des bâtiments résidentiels ou tertiaires. En cas de baisse ou de mutation de la consommation de l'usine, l'opérateur peut réallouer la capacité thermique excédentaire vers le développement de nouvelles branches du réseau urbain, sécurisant ainsi l'investissement initial.

Optimiser le prix de l'électricité

Au-delà d'un indispensable rééquilibrage de la fiscalité énergétique afin que l'électricité ne soit pas plus pénalisée que le gaz fossile, plusieurs leviers peuvent être activés pour réduire le coût de production et de transport de l'électricité et le stabiliser dans le temps, notamment la mise en place de contrats pour différence sur le nucléaire existant. La politique tarifaire doit aussi être ajustée pour que les prix traduisent la compétitivité du coût de production.

⁴ <https://batizoom.ademe.fr/indicateurs/prix-des-energies-pour-les-menages>

Au-delà de ces mesures structurelles, le déploiement récent de solutions combinant des chaudières électriques (*e-boilers*) et du stockage thermique (*power-to-heat*) en hybridation des installations existantes fonctionnant au gaz ou à la biomasse contribue à la compétitivité du prix de la chaleur pour les industriels. Le principe est simple : capter les prix bas, voire négatifs, de l'électricité sur les marchés de gros pour générer de la chaleur à bas coût. Dans la configuration d'un *e-boiler*, cette chaleur est consommée instantanément par l'usine. Dans une configuration *power-to-heat*, elle est stockée thermiquement pour être restituée ultérieurement. Dans certains cas, il est possible d'obtenir un taux d'hybridation de 40 % avec un coût complet de la chaleur plus compétitif que celui d'un gaz fossile à 25-30 €/MWh.

qui doit être maintenu pour financer les situations complexes, mais qui ne pourra probablement pas être augmenté compte tenu de l'état des finances publiques.

Baisser le coût du financement du capital par la mise en place de « taux verts »

Alors que la Banque centrale européenne (BCE) relève ses taux directeurs, le coût du capital pèse lourdement sur l'équilibre financier de chaque projet d'infrastructure de transition. Dans un tel environnement, un différentiel de taux de deux points procure une économie suffisante pour garantir la viabilité des investissements.

Dès lors, la mise en place de « taux verts » préférentiels joue un rôle essentiel pour accélérer le déploiement des infrastructures de décarbonation. Tous les mécanismes de taux préférentiels n'ont pas le même impact sur les finances de l'État. On distingue trois canaux aux coûts budgétaires profondément différents :

- Le refinancement par la banque centrale : C'est le mécanisme le plus puissant et le plus vertueux. Offrir un accès préférentiel à la liquidité bancaire pour les actifs labellisés verts ne coûte rien au budget de l'État. Il s'agit d'une simple réorientation qualitative de la création monétaire, sans aucune ligne de dépense publique directe.
- La mobilisation de la ressource d'épargne dédiée : Utiliser les fonds de l'épargne réglementée, comme le Livret A, permet d'orienter d'importants volumes de capitaux vers la transition. Ce canal n'engendre aucune dépense budgétaire directe pour l'État, mais un coût d'opportunité.
- La bonification d'intérêt budgétaire : Ce mécanisme suppose que l'État prenne directement à sa charge l'écart entre le taux de marché et le taux vert préférentiel. Son coût pour les finances publiques est réel, mais strictement limité au différentiel d'intérêts sur les encours vivants, puisque le capital est intégralement remboursé par le porteur de projet.

La séquence d'intervention publique doit privilégier les mécanismes monétaires d'abord, puis la bonification, et enfin la subvention en dernier recours pour le seul résidu non finançable. Cette hiérarchie budgétaire est la seule qui permette aujourd'hui de financer l'accélération de la décarbonation de la chaleur sans alourdir la dépense du fonds chaleur, aujourd'hui à 800 M€ par an,

Quelles leçons tirer des prospectives énergétiques en France ?

Par Patrick CRIQUI

Directeur de recherche émérite au CNRS et à l'UGA

Depuis les chocs pétroliers des années 1970, des exercices de prospective ont accompagné les débats et la prise de décision dans le domaine de l'énergie, puis la mise en œuvre des politiques énergie-climat. Plusieurs étapes ont marqué ce processus au long cours, d'abord par la prise en compte des politiques de demande, puis par le passage d'une approche par projection à une approche par scénarios, et enfin par l'association, maintenant systématique, des parties prenantes.

Au cours de ce processus, les leviers stratégiques de la transformation des systèmes sociotechniques de l'énergie ont été progressivement explicités et intégrés dans le champ d'étude. Parallèlement, la prospective a constitué un processus d'apprentissage collectif en élargissant le spectre des critères d'évaluation et en passant d'une stricte prospective d'experts à une prospective plus participative.

Alors que le monde est entré dans une nouvelle ère et que des décisions structurantes pour l'avenir énergétique de la France vont devoir être prises, il est utile de revenir sur l'expérience passée en matière de prospective énergétique. À travers les interactions, sur un demi-siècle, entre administrations, experts et parties prenantes de tous ordres, un processus continu a permis de construire le socle de la réflexion et de la décision publique dans un secteur dont il est inutile de rappeler le caractère stratégique. Après un bref rappel des grandes étapes de l'institutionnalisation de la prospective énergétique, nous tenterons de mettre en relief quelques idées-force susceptibles d'éclairer les étapes futures.

Économie et prospective de l'énergie en France : rappel des étapes clés

Après la Seconde guerre mondiale et la reconstruction, les évolutions du système énergétique français ont été, dans un premier temps, guidées par les signaux des marchés. Puis ce sont les chocs pétroliers des années 1970 et la montée des préoccupations climatiques qui ont motivé le besoin de prospective pour l'élaboration des politiques énergétiques. Le spectre des variables à prendre en compte s'est élargi et les processus permettant de les articuler dans la décision publique se sont complexifiés. Il semble possible de distinguer trois temps de la prospective énergétique en France : les débats originels, le passage des projections aux scénarios, et enfin l'élargissement de la base des acteurs participant au processus.

Les débats originels

1955-1977 : Commission PEON sur les coûts de la Production d'Électricité d'Origine Nucléaire et abandon de la « filière française » en 1969.

1974 : Choc pétrolier, Plan Messmer et accélération du programme nucléaire avec le Contrat-Programme 1 (CP1) pour 18 tranches de 900 MWe, suivi en 1976 du CP2 (10 tranches) et, à partir de 1977, des deux paliers P4, soit 20 tranches de 1 300 MWe.

1975 : Publication d'*Alternatives au nucléaire*¹, ouvrage remettant en cause les prévisions de consommation d'électricité d'EDF (de 450 TWh pour 1990, alors que la consommation effective à cette date ne sera que de 350 TWh)². L'ouvrage remet également en question les coûts du chauffage électrique, support de la croissance des consommations, et l'importance des besoins de financement associés au programme.

1982 : Avec la création de l'Agence Française pour la Maîtrise de l'Énergie (devenue ADEME, puis aujourd'hui Agence de la Transition écologique), les politiques de demande, jusque-là absentes, s'inscrivent dans la préparation du 9^e plan (1984-1988)³.

1990 : À l'instigation du ministère de la Recherche, un exercice de prospective d'une grande ambition propose

¹ *Alternatives au nucléaire : réflexions sur les choix énergétiques de la France*, Grenoble, PUG, 1975, 95 pages.

² MARTIN Jean-Marie (1998), « Expertise et exploration du futur : le cas des consommations d'énergie », *Annales des Mines - Réalités Industrielles*, février 1998, pp. 121-126.

³ <https://www.sudoc.abes.fr/cbs/DB=2.1/SET=2/TTL=1/CLK?IKT=12&TRM=013317989>

le rapport « 2100, Récit du prochain siècle⁴ » : hyperchoix des matériaux, hypermachinisme, surinformation, individuation dans des réseaux fluctuants, toutes ces notions, présentes dans le rapport 2100, correspondent bien à des caractéristiques du monde d'aujourd'hui. Sans compter l'accent mis sur l'importance du défi climatique, alors même que le premier rapport du GIEC n'est qu'en cours de publication.

1997-2008 : Les études sur les « Coûts de référence » de la DGEC visent à éclairer les choix d'investissement dans le secteur électrique par une comparaison des coûts projetés des différents moyens de production : centrales à charbon, turbines à gaz et nucléaire. Les principaux paramètres sont les coûts d'investissement (et le taux d'actualisation), le prix des combustibles, le facteur de charge et, pour les dernières études, le prix du carbone.

Des projections aux scénarios

1997 : Le Commissariat général du Plan met en place le « Groupe Énergie 2010-2020 »⁵, avec quatre ateliers : scénarios, marchés mondiaux de l'énergie, politiques de l'énergie, défis du long terme. Trois scénarios sont développés : S1 « société de marché » ; S2 « État industriel » ; S3 « État protecteur de l'environnement ». Ils sont quantifiés grâce à l'utilisation d'un modèle technico-économique (MEDEE) et d'un modèle économétrique (MIDAS)⁶. Le rapport final est sous-titré (déjà) : Les chemins d'une croissance sobre.

2000 : Dans une perspective plus large que celle des études de coûts de référence, le rapport « Étude économique prospective de la filière électrique nucléaire⁷ » fournit une analyse approfondie des coûts présents et futurs de la production d'électricité nucléaire. Il explique la dérive à la hausse des coûts de sûreté et met en relief les principales incertitudes.

2003-2022 : À partir de 2003, l'association négaWatt, qui promeut les solutions énergétiques fondées sur la sobriété et la mobilisation des énergies renouvelables publie son premier scénario éponyme. Ce scénario sera régulièrement renouvelé, en 2011, 2017 et 2022⁸. Une nouvelle version est actuellement en préparation.

2009 : Création de l'Alliance Nationale de Coordination de la Recherche pour l'Énergie (ANCRE) regroupant les grands établissements publics de recherche (CNRS, CEA, IFP-EN...). En son sein un groupe « prospec-

tive énergétique globale » est en charge du suivi des recherches dans le domaine de l'énergie, des progrès technologiques à attendre et de leur prise en compte dans la réflexion prospective.

2012 : Le rapport « Énergies 2050 » replace l'évaluation économique de l'énergie nucléaire en France dans une perspective d'ensemble de long terme⁹. Il s'appuie sur trois modèles différents, un modèle macroéconomique keynésien (NEMESIS), un modèle hybride macro-énergie (IMACLIM) et un modèle d'optimisation linéaire de l'offre (TIMES). La dimension changement climatique est introduite à partir d'un prix du carbone (modèle POLES). Ce rapport dresse également un inventaire des scénarios produits par d'autres instances, entreprises du secteur ou ONG.

De la prospective experte à une prospective associant les parties prenantes

2013-2014 : Suite à l'engagement présidentiel de réduire la part de l'énergie nucléaire dans la production d'électricité à 50 % en 2025, est institué le Débat national sur la transition énergétique (DNTE)¹⁰. C'est un dispositif complet, avec sept collèges de 16 membres, représentant les principales catégories de parties prenantes, des ONG aux entreprises, en passant par les syndicats et l'administration. Huit groupes de travail thématiques sont organisés et appuyés par des experts. L'un de ces groupes est en charge d'identifier et de classer quinze scénarios préexistants, puis de les évaluer au regard de 12 critères¹¹. Quatre « trajectoires-type » seront identifiées comme décrivant les futurs possibles pour le système énergétique français. Dans la préparation de l'Accord de Paris, l'approche du DNTE constituera une source d'inspiration pour le programme international de recherche Deep Decarbonization Pathways, encore très actif aujourd'hui¹².

2015-2020-2025 : Après l'Accord de Paris et dans le cadre des engagements climatiques internationaux de la France, les Stratégies nationales bas-carbone (SNBC)¹³, révisées tous les 5 ans, deviennent le socle sur lequel sont construits les choix structurants de la politique énergie-climat. Le processus est encadré par la loi, avec une étape de concertation préalable, une consultation des instances concernées, une consultation du public sur internet, puis l'adoption finale par décret. La stratégie de long terme est complétée par

⁴ GAUDIN Thierry et DÉGREMONT Jean-François (1990), 2100 : récit du prochain siècle. Éditions Payot.

⁵ BOISSON Pierre et CRIQUI Patrick (1998), *Énergie 2010-2020 : les chemins d'une croissance sobre*, rapport du groupe plénier, La documentation française.

⁶ MOISAN François et GODARD Olivier (1998), « Énergie 2010-2020 : trois scénarios énergétiques pour la France », <https://hal.science/hal-00622856v1/document>

⁷ CHARPIN Jean-Michel, DESSUS Benjamin, PELLAT René et al. (2000), « Étude économique prospective de la filière électrique nucléaire », Collection des rapports officiels, Premier ministre, pp. 2000-2050, <https://www.vie-publique.fr/files/rapport/pdf/004001472.pdf>

⁸ Association négaWatt : <https://www.negawatt.org/Scenarios-precedents>

⁹ PERCEBOIS Jacques et MANDIL Claude (2012), « Les conclusions du rapport Énergies 2050 sur les perspectives du nucléaire en France », *Annales des Mines - Réalités industrielles*, Eska, août, pp. 53-58, <https://stm.cairn.info/revue-realites-industrielles1-2012-3-page-53?lang=fr>, ou Rapport Énergies 2050, Rapport du groupe de travail présidé par Jacques Percebois, https://strategie.archives-spm.fr/cas/system/files/rapport-energies_1.pdf

¹⁰ Ensemble des documents produits par les groupes de travail du DNTE : <https://portail.documentation.developpement-durable.gouv.fr/>

¹¹ Rapport du groupe de travail sur les trajectoires.

¹² Sur le site de l'IDDRI : <https://ddpinitiative.org/>

¹³ SNBC : <https://www.ecologie.gouv.fr/politiques-publiques/strategie-nationale-bas-carbone-snbc#la-snbc-est-revisee-tous-les-cinq-ans-3>

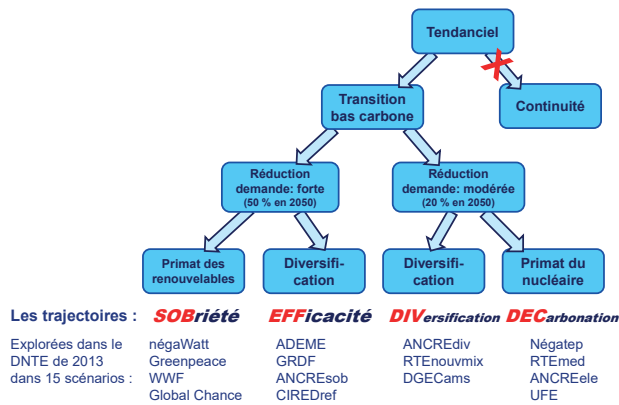


Figure 1 : Les quatre futurs énergétiques identifiés dans le DNTÉ (Source : M. Colombier et P. Criqui, DNTÉ, 2013).

la Programmation Pluriannuelle de l'Énergie (PPE)¹⁴ pour les décisions d'investissement à moyen terme, sur la base de deux scénarios AME (Avec Mesures Existantes) et AMS (Avec Mesures Supplémentaires).

2019 : Même s'il s'agit d'un exercice de démocratie citoyenne et non d'un travail de prospective proprement dit, la Convention Citoyenne sur le Climat¹⁵, parce qu'elle s'est inscrite dans le processus d'élaboration des politiques publiques et qu'elle visait l'objectif de réduire les émissions de 40 % en 2030, ne peut être ignorée. Le bilan de l'exercice reste controversé : selon les sources, « seules 10 % des propositions ont été reprises par le Gouvernement¹⁶ », ou bien « une majorité des 146 mesures ont été reprises partiellement et 28 ont été écartées¹⁷ ».

2022 : Alors que l'invasion de l'Ukraine marque l'entrée dans une nouvelle ère pour la géopolitique de l'énergie, deux chantiers de longue haleine trouvent leur aboutissement. Il s'agit d'une part de la publication des quatre scénarios Transition(s) 2050 de l'ADEME : Génération frugale ; Coopérations territoriales ; Technologies vertes ; Pari réparateur¹⁸. Le nom de ces scénarios traduit une dimension sociétale affirmée.

2022 : La même année, RTE publie les résultats complets de son étude « Futurs énergétiques 2050 », avec plusieurs hypothèses de demande d'énergie et d'électricité, et plusieurs mix électriques associés¹⁹. Cette étude est élaborée après une longue phase de concertation mais elle met plus l'accent sur la dimension technologique et économique que sur la dimension sociétale.

¹⁴ PPE : <https://www.ecologie.gouv.fr/politiques-publiques/programmations-pluriannuelles-lenergie-ppe>

¹⁵ Convention Citoyenne sur le Climat : <https://propositions.conventioncitoyennepourleclimat.fr/>

¹⁶ <https://reporterre.net/Convention-pour-le-climat-seules-10-des-propositions-ont-ete-reprises-par-le-gouvernement>

¹⁷ https://www.lemonde.fr/planete/article/2021/02/10/climat-les-propositions-de-la-convention-citoyenne-ont-elles-ete-reprises-par-le-gouvernement_6069467_3244.html

¹⁸ ADEME : <https://www.ademe.fr/les-futurs-en-transition/les-scenarios/>

¹⁹ RTE : <https://rte-futursenergetiques2050.com/>

2026 : Sous réserve d'inventaire, au moins trois des prospectives énergétiques pour la France mentionnées dans cette chronologie vont être mises à jour : négaWatt, ADEME et RTE. Lors des présidentielles de 2027, les débats sur la politique énergétique auront donc « du grain à moudre »...

Les leçons de cinquante ans de prospective

Avant de nouvelles échéances politiques et de nouveaux choix structurants, le bilan des prospectives passées peut être examiné selon trois axes de réflexion : qu'avons-nous appris sur les leviers de la transition énergétique ; dans quelle mesure la prospective a-t-elle transformé la réalité des trajectoires énergétiques ; enfin, à l'issue d'un demi-siècle de travaux, peut-on parler d'un apprentissage collectif en matière de gouvernance de la transition ?

Quels leviers pour la sortie des énergies fossiles et la décarbonation ?

On peut résumer les résultats du processus de construction des prospectives énergétiques en termes d'identification et d'articulation d'un nombre croissant de leviers de transformation.

Au début des années 1970, les efforts de prospective sont déclenchés par des événements extérieurs remettant en cause l'équilibre du système énergétique en place. Le choc pétrolier de 1973-1974 marque rien moins que la fin de la « pétroprosperité » et des Trente Glorieuses. La réponse du Gouvernement est immédiate mais elle s'appuie sur des travaux qui avaient été déployés autour du nucléaire civil une vingtaine d'années auparavant.

Le développement massif de l'énergie nucléaire apparaît alors comme la réponse au défi de l'indépendance énergétique. La croissance de la demande d'énergie et en particulier de l'électricité n'est pas remise en cause et est même encouragée²⁰, le déploiement d'une offre nationale est alors le seul levier identifié pour recouvrer la souveraineté énergétique. Rapidement cette réponse unidimensionnelle suscite de vives oppositions en raison des risques imposés par le développement du nucléaire et d'un coût potentiellement excessif du programme.

Au début des années 1980, l'émergence des politiques de demande change la perspective et introduit un nouveau levier de transformation. Cela crée une solution alternative au seul développement de l'offre et les débats se structurent essentiellement autour de l'équilibre à réaliser entre ces deux leviers : maîtrise de la demande ou augmentation de l'offre nationale. Dans les années 1990, une nouvelle dimension émerge avec le développement des énergies renouvelables, éolienne et solaire. Il est plus rapide en Europe du Nord ou aux États-Unis qu'en France, où le nucléaire occupe l'espace. Mais partout les prospectives décrivent dif-

²⁰ Notamment à travers le déploiement du chauffage électrique.

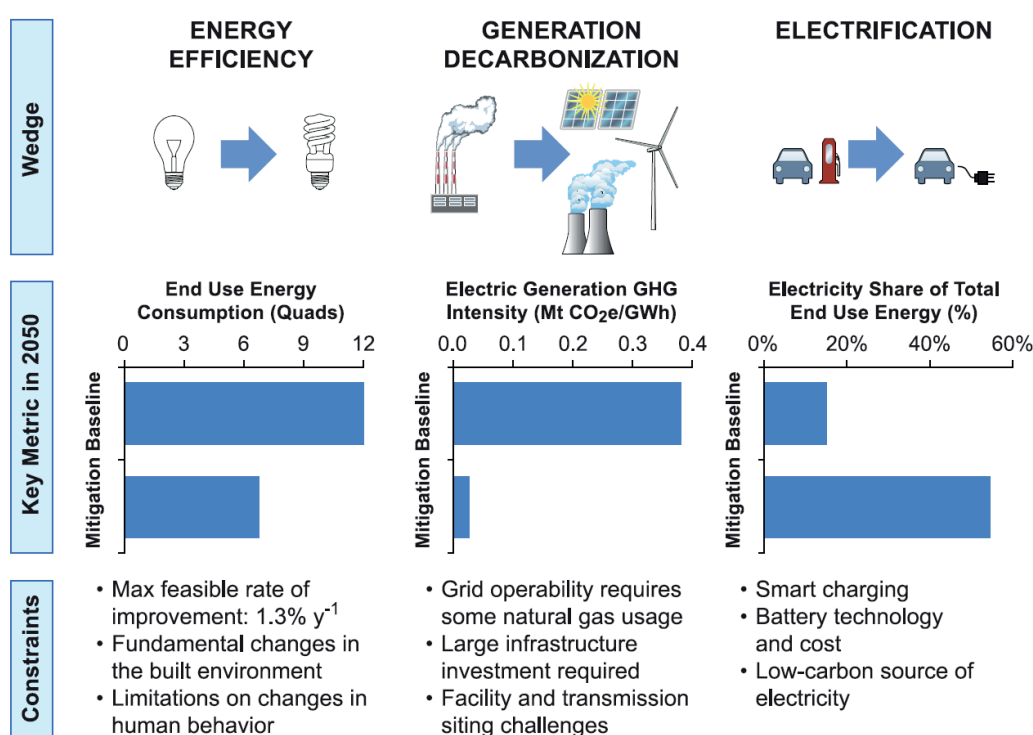


Figure 2 : Trois piliers de la décarbonation profonde (Source : J. Williams, *Ibid.*).

férents équilibres entre niveau de demande, énergies renouvelables et énergie nucléaire (voir la Figure 1).

En France, la sobriété émerge progressivement comme un élément stratégique central dans des travaux de prospective portés notamment par des associations et ONG environnementales²¹. À l'international, ce concept n'émerge que plus lentement mais il apparaît, dans sa traduction anglaise de *sufficiency*, dans le 6^e Rapport d'évaluation.

Enfin, le dernier levier de la « décarbonation profonde » n'apparaît explicitement qu'au début des années 2010, notamment à partir de travaux menés pour le plan de décarbonation de la Californie²². Dans ces travaux, une séquence structurante, en forme de triptyque, est présentée : efficacité énergétique, décarbonation de l'électricité, électrification des usages.

La dimension électrification n'est pas explicitement présente dans les travaux menés en France à la même période, notamment dans le DNTE. La raison réside sans doute dans le fait que, dans un paysage fortement structuré par la controverse sur le nucléaire, il est encore à cette date difficile d'évoquer une politique stimulant la consommation d'électricité.

Aujourd'hui, il est très largement reconnu, à l'international comme en France, que l'électrification des usages, à travers les véhicules électriques, les pompes à chaleur et les procédés industriels constitue un point

de passage obligé de la décarbonation profonde : l'augmentation de la part de l'électricité dans la consommation finale devient un indicateur des progrès de la transition²³. La prospective Futurs énergétiques 2050 de RTE en rend compte en 2022²⁴ : avec une réduction de 40 % de la consommation finale totale d'énergie mais une augmentation de 60 % de celle d'électricité, l'horizon de la neutralité carbone en 2050 réside clairement dans l'électrification.

En résumé, la « boîte à outils » de la transition s'est progressivement enrichie de nouveaux instruments : le nucléaire, l'efficacité énergétique, les renouvelables variables, la sobriété et, aujourd'hui, l'électrification. La boîte à outils est donc bien fournie. On peut alors s'étonner que les débats sur les politiques énergie-climat restent encore focalisés sur deux positions présentées en opposition polaire : la première, dite « technosolutionniste », ne considérerait que les options fondées sur l'innovation technologique ; la seconde poserait le primat de la sobriété et s'appuierait très majoritairement sur les changements de comportement. Compte tenu de l'ampleur du défi posé par l'objectif de neutralité carbone à long terme, il y a au contraire tout lieu de penser que cette opposition ne fait pas de sens : il faudra à l'avenir combiner changements technologiques et changements de comportements, les premiers favorisant d'ailleurs souvent les seconds.

²¹ Négawatt, *op.cit.*

²² WILLIAMS James H. *et al.* (2012), "The technology path to deep greenhouse gas emissions cuts by 2050: the pivotal role of electricity", *Science*, Vol. 335, n°6064, pp. 53-59.

²³ EMBER: <https://ember-energy.org/latest-insights/the-electrification-imperative/>

²⁴ RTE : *op.cit.*

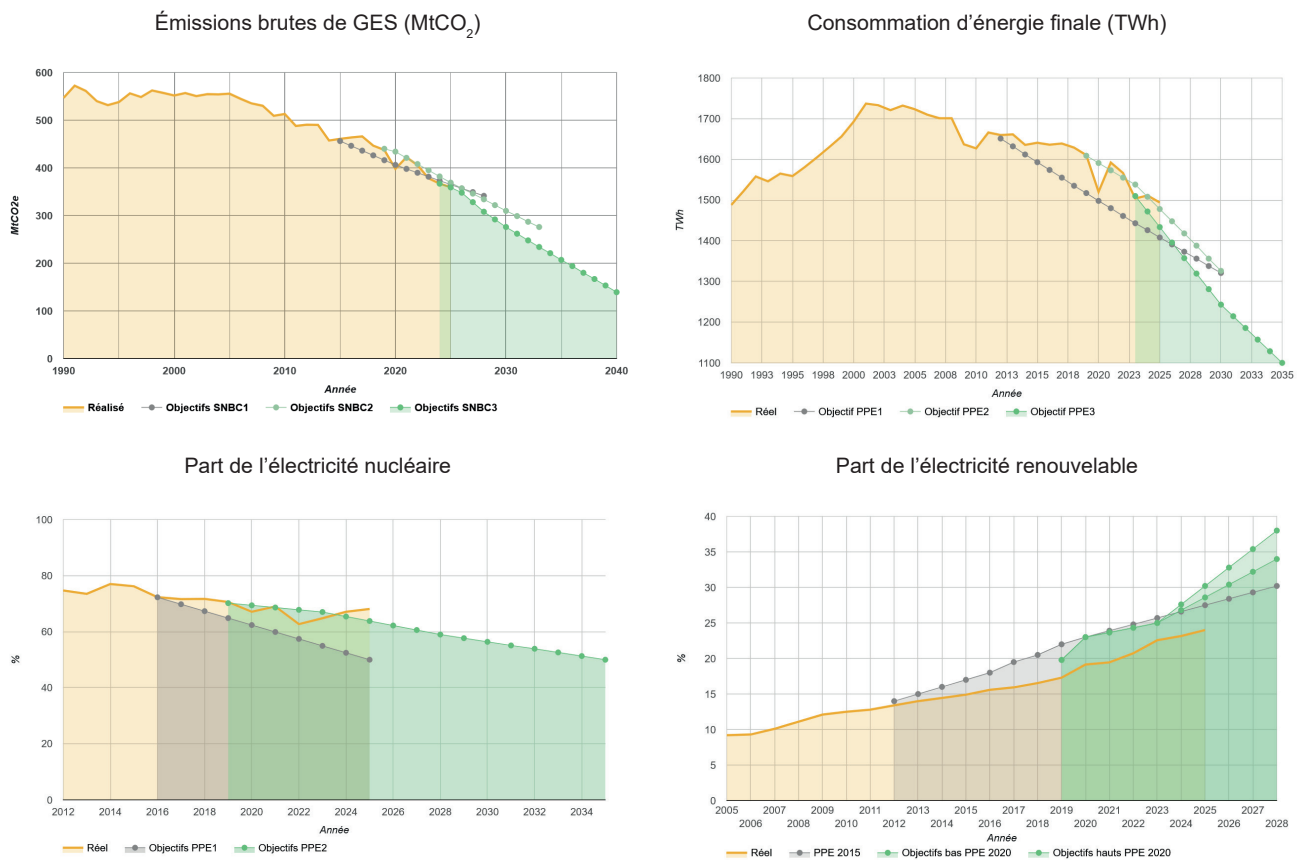


Figure 3 : Programmation dans les SNBC et PPE et réalité observée (Source : Observatoire Climat-Énergie, Réseau Action Climat et CLER-Réseau pour la transition énergétique).

De la prospective aux politiques...
et à la réalité

Alors que les perspectives internationales se doivent de rester « positives », au sens où elles décrivent les possibles sans jugement de valeur ni expression d'une volonté, les perspectives nationales sont plutôt « normatives », car susceptibles d'informer la décision, en particulier la décision publique. C'est très clairement le cas des perspectives énergie-climat.

Tous les travaux mentionnés ci-dessus ont contribué à nourrir les politiques publiques. Mais une étape importante est franchie avec la Loi pour la transition énergétique et la croissance verte de 2015²⁵, immédiatement consécutive aux engagements pris dans l'Accord de Paris. À partir de cette date, des objectifs chiffrés sont fixés, pour le long terme (2050) avec la Stratégie nationale bas-carbone et pour le moyen terme (10 ans) dans la PPE. Il faut alors élaborer les scénarios sectoriels correspondants et s'assurer que les trajectoires de la prospective normative sont respectées. L'Observatoire Climat-Énergie²⁶ permet précisément de confronter les évolutions observées et les objectifs SNBC ou PPE pour un ensemble de variables définies au niveau sectoriel.

²⁵ Loi n°2015-992 du 17 août 2015 relative à la transition énergétique pour la croissance verte, <https://www.legifrance.gouv.fr/loda/id/JORFTEXT000031044385/>

²⁶ Observatoire Climat-Énergie : <https://www.observatoire-climat-energie.fr/>

L'examen des dernières données de l'Observatoire conduit à des constats dont certains sont *a priori* surprenants :

- en ce qui concerne les émissions nettes de gaz à effet de serre (c'est-à-dire hors émissions négatives des forêts et des sols) le dernier point disponible (2025) indique que la France est parfaitement en ligne avec les trajectoires des SNBC 2 et SNBC 3 ;
- la consommation finale d'énergie est elle aussi en ligne avec la PPE 2020, mais elle est de 4,3 % supérieure à l'objectif de la PPE 2025 ;
- la production nucléaire, après le creux de 2022, dépasse aujourd'hui la trajectoire de la PPE 2020, bien que celui-ci ait été relevé par rapport à la PPE 2015 ;
- en revanche, la production d'électricité renouvelable reste près de 21 % inférieure à l'objectif des PPE 2015 et 2020.

Le diagnostic à porter sur l'efficacité des politiques et des travaux de prospective sous-jacents doit rester prudent. Premièrement, une part non négligeable des évolutions constatées est influencée par des évolutions conjoncturelles, qu'elles relèvent du contexte économique ou, de manière plus brutale, du contexte international et géopolitique (crise du Covid, invasion de l'Ukraine...). Deuxièmement, si les politiques adoptées ont eu une certaine efficacité, rien ne garantit que

l'intensité de l'effort dans les différents secteurs sera maintenue au bon niveau dans le futur.

Enfin, et c'est sans doute la question potentiellement la plus préoccupante, les actions de décarbonation sectorielles se font le plus souvent à coût croissant ou à rendement décroissant : l'exemple le plus simple est celui de la réhabilitation thermique des parcs de bâtiments, dans laquelle les segments de parc les plus favorables sont traités en priorité. Rien ne garantit donc que, même si le niveau d'effort sectoriel était maintenu, la trajectoire d'émission ou de consommation d'énergie serait maintenue en ligne avec les objectifs.

Prospective et décision publique : un processus d'apprentissage collectif ?

L'examen des pratiques de la prospective énergétique en France a donc témoigné d'un enrichissement progressif des méthodes, avec une montée en technicité par l'utilisation de modèles, mais aussi un élargissement de la perspective au-delà du technico-économique vers des variables plus sociétales. La gouvernance de la prospective se trouve donc profondément transformée, dans les modes de production des visions du futur et dans leur « mise en politique »²⁷.

De ce point de vue, le fait le plus marquant est sans doute qu'en cinquante ans, on est passé d'une prospective élaborée et discutée par des experts, sur la base d'un argumentaire essentiellement économique, à une prospective impliquant des visions du futur émanant de différentes catégories de parties prenantes et intégrant des dimensions plus sociétales. Le DNTE a été emblématique de cette évolution, notamment par l'utilisation d'un jeu de formulaires de saisie (*templates*) pour la comparaison, sur une base commune, des hypothèses et résultats d'un grand nombre de scénarios d'origines très diverses²⁸.

De fait, depuis le DNTE, toutes les prospectives approfondies et récurrentes (SNBC, négaWatt, ADEME, RTE) ont été élaborées après une longue période de concertation des différentes catégories de parties prenantes ; de plus elles intègrent des analyses d'impacts autres que strictement économiques. Il y eut donc bien apprentissage, avec une transformation durable des pratiques, caractérisée par la diversification tant des acteurs impliqués que des impacts considérés.

Conclusion

Quelles leçons finalement retenir ? Tout d'abord, le caractère multidimensionnel des trajectoires de décarbonation profonde s'est affirmé. Il semble aujourd'hui difficile de raisonner en termes de solution dominante (sobriété selon les uns, énergie nucléaire selon les autres) : le défi majeur de la neutralité carbone, à relever dans un contexte d'incertitude radicale, requiert un portefeuille d'actions efficace, fondé sur la combinaison des différents leviers progressivement identifiés dans les perspectives passées. Ensuite, il apparaît que, pour aussi satisfaisants que soient les critères socio-économiques de décision, ils restent toujours empreints d'une forte incertitude et ne suffisent pas au choix d'une politique. Enfin, la participation des acteurs de la société civile à la prospective énergétique apparaît aujourd'hui incontournable si l'on veut délimiter l'espace des choix à la fois efficaces et socialement acceptables.

²⁷ AYKUT Stefan C. et NADAI Alain (2019), « Le calcul et le politique », *Revue d'anthropologie des connaissances*, Vol. 134, n°4, pp. 1009-1034, https://web.archive.org/web/20200709155325id_/https://halshs.archives-ouvertes.fr/halshs-02429257/document

²⁸ Selon Aykut et Nadai (*ibid.*) ces *templates* ont joué le rôle d'un « inframodèle » standardisant et améliorant ainsi la légitimité d'approches très diverses.

Enjeux du système électrique : penser à long terme, agir maintenant

Par Emmanuelle WARGON

Présidente de la Commission de régulation de l'énergie (CRE)

Depuis 2000, la CRE est devenue un acteur central du système énergétique français et européen. Elle veille à concilier efficacité économique, sécurité d'approvisionnement, souveraineté et transition énergétique au bénéfice des consommateurs. La France bénéficie d'un système électrique européen interconnecté et robuste, fondé sur des règles communes et des échanges transfrontaliers rendus possibles grâce à des interconnexions efficaces.

Dans l'objectif d'atteindre la neutralité carbone en 2050, l'électrification est une partie importante de la solution. Cela suppose de maintenir des investissements, notamment dans les réseaux électriques, et de penser à moyen et à long terme la production. Le régulateur encadre également les marchés pour garantir la transparence, la concurrence et la confiance des consommateurs. Enfin, le système se transforme ; la CRE l'accompagne en encourageant le développement des flexibilités.

Introduction

Depuis sa création, le 24 mars 2000, la Commission de régulation de l'énergie (CRE), autorité administrative indépendante, est devenue un acteur central du système énergétique français et européen. Elle agit au bénéfice des consommateurs en recherchant l'équilibre optimal entre efficacité économique, sécurité d'approvisionnement et transition énergétique.

Son action s'inscrit dans un secteur en transformation profonde, marqué par des avancées technologiques rapides, des évolutions réglementaires régulières, des crises conjoncturelles majeures et l'objectif à long terme de neutralité carbone. Mais avant de se projeter, partons de la situation dans laquelle nous sommes aujourd'hui.

Un système électrique interconnecté, intégré et robuste

La France est pleinement intégrée à un système électrique large à l'échelle européenne. Ce dernier se concrétise par des règles de marché communes et des interconnexions physiques.

Le marché européen permet aux acteurs qui le souhaitent d'acheter et de vendre de l'électricité pour tous les horizons de temps, allant de quelques heures à plusieurs années à l'avance. Il a été façonné autour de plusieurs principes : la solidarité entre pays, la sécurité d'approvisionnement, l'efficacité économique et la transparence.

Le marché européen repose sur un principe d'efficacité économique : à chaque instant, la centrale la moins coûteuse en Europe (énergies renouvelables, nucléaire...) est appelée, puis, celle un peu plus coûteuse (charbon, gaz), jusqu'à ce que l'ensemble de la demande soit couvert. Ainsi, le prix de l'électricité dans une zone donnée est fixé en fonction du prix de la dernière centrale appelée dans cette zone pour couvrir la demande. Ce mécanisme, associé à l'utilisation optimale des interconnexions, assure que le coût global de production est le moins cher possible pour couvrir la demande.

La France bénéficie très largement de ce marché pour plusieurs raisons. Économiquement, il permet aux producteurs français d'exporter leurs productions lorsque ces dernières dépassent la consommation sur le territoire national. Il permet aussi au gestionnaire de réseau de transport d'électricité, RTE, d'obtenir des recettes d'interconnexion. En 2025, la France a exporté 92 TWh et les recettes d'interconnexion se sont élevées à 1,6 milliard d'euros. Cette somme est directement déduite des tarifs d'utilisation des réseaux publics d'électricité, le TURPE, payé par les consommateurs d'électricité sur leurs factures. Les exportations d'électricité permettent donc de faire baisser la facture des consommateurs.

Au-delà de l'aspect économique, la notion de solidarité est également centrale. Si nous exportons au global, au sein d'une même journée, il arrive que les importations prennent temporairement le dessus. En hiver, notre pic de consommation électrique est élevé et notre capacité d'importation joue un rôle protecteur. Au contraire, nous exportons davantage à des moments où nos

voisins ont une consommation plus importante. Ainsi, les interconnexions françaises renforcent la sécurité d'approvisionnement et assurent une utilisation efficace des complémentarités entre les parcs de production nationaux.

Ce fonctionnement fluide du marché européen, des échanges aux interconnexions, combiné à des choix souverains sur les technologies du mix électrique, à une production abondante et à un réseau électrique performant, permet à la France de bénéficier des prix de l'électricité sur les marchés parmi les plus bas d'Europe. Les prix de gros en France pour l'année de livraison 2027 se situent autour de 57 €/MWh (en juillet 2026) quand ils peuvent être de 60 à 70 % plus élevés en Allemagne et en Italie. Ces prix, favorables à l'économie française, reflètent une surcapacité du parc de production en France, c'est-à-dire une production qui est globalement supérieure dans le temps à la demande. Ce n'est pas une mauvaise chose. La surcapacité permet d'avoir des prix de l'électricité bas et possède une valeur assurantielle non négligeable. La sous-capacité ferait au contraire évoluer les prix fortement à la hausse comme lors de la crise énergétique de 2022-2023. Et l'optimum parfait, bien qu'il soit notre boussole, n'est atteignable que sur le papier.

Enfin, la production électrique, dès lors qu'elle est largement décarbonée, comme en France, confère une forte résilience face aux diverses crises. Alors que les prix du gaz ont augmenté avec la guerre en Iran comme partout dans le monde, les prix de l'électricité sont quant à eux restés relativement stables. Pourtant, nous avons beaucoup entendu parler de cette corrélation entre le prix du gaz et celui de l'électricité. Le rôle du régulateur est aussi de rappeler les fondements économiques. Quand les capacités de production décarbonées, nucléaire et renouvelable, permettent de répondre à toute la demande, et que la dernière centrale appelée pour fixer le prix n'est pas fossile, alors on observe une décorrélation majeure entre le prix de l'électricité et le prix du gaz, comme nous l'avons constaté au cours du premier semestre 2026.

Un système électrique qui se transforme pour préparer demain

La situation électrique française est favorable à l'électrification de notre économie, conduisant à la décarbonation du mix énergétique. En effet, il ne faut pas perdre de vue que l'énergie consommée en France est encore fossile à 60 % et que certains secteurs, tels que le bâtiment, les transports ou l'industrie, demeurent très émetteurs d'émissions de gaz à effet de serre. Cette dépendance aux énergies fossiles importées porte atteinte à la souveraineté de la France, est contraire à ses ambitions climatiques et pèse plus de 60 milliards d'euros de perte dans la balance commerciale française (43,8 Mds€ pour le pétrole et 17,4 Mds€ pour le gaz en 2025).

L'action de la CRE s'inscrit en cohérence avec la Stratégie nationale bas-carbone (SNBC) et la

Programmation Pluriannuelle de l'Énergie (PPE) qui visent la neutralité carbone à l'horizon 2050.

Certains usages ne pourront pas être électrifiés et devront bénéficier du développement de la chaleur renouvelable et du biogaz. La CRE suit de près le développement du biogaz, tant du point de vue des mécanismes de soutien à la production que de celui des infrastructures gazières.

Néanmoins, l'électrification reste le vecteur clé pour transformer les usages fossiles existants. La part de l'électricité doit passer de 27 % actuellement dans le mix énergétique à 38 % en 2035. En 2050, l'électricité devrait représenter plus de la moitié de notre consommation énergétique.

Il est donc nécessaire de réunir quelques conditions pour y parvenir : un prix de l'électricité raisonnable et compétitif, une production abondante, des réseaux au rendez-vous et la confiance des consommateurs. Si toutes ces conditions sont réunies, elles doivent permettre, en complément de politiques publiques de soutien, d'enclencher la prise de décision des entreprises et de nos concitoyens.

J'ai détaillé ci-avant le sujet des prix et de la production. Cette dernière doit se penser à moyen et long terme. Ce n'est pas parce qu'elle est aujourd'hui en léger surplus, que nous devons arrêter complètement son développement. Il s'agit de filières industrielles, qui disposent de compétences spécifiques, d'usines et d'emplois. Le risque en cas de moratoire est la fermeture des usines ainsi que la perte des filières et des compétences. À moyen terme, lorsque la consommation électrique augmentera et que nous aurons besoin de nouvelles capacités de production, il sera difficile de rattraper notre retard si nous n'avons plus d'acteurs économiques. Du point de vue de la CRE, il est bien sûr nécessaire de piloter le rythme de développement de la production, et notamment des énergies renouvelables électriques, en lien avec l'évolution de la consommation. Cependant, tout arrêter serait une erreur stratégique pour notre système électrique à moyen et long terme. Cela n'empêche en rien de réfléchir à des adaptations qui visent notamment à maîtriser le coût pour les finances publiques. La CRE a donc activement contribué à la mission, menée par Jean-Bernard Levy et Thierry Tuot, relative à l'optimisation du soutien public aux énergies renouvelables et rejoint ses conclusions, notamment pour :

- tirer parti de la concurrence et de la maturité des filières terrestres ;
- favoriser les installations bénéfiques d'un point de vue du système ;
- optimiser le raccordement et l'accès au réseau.

Un autre enjeu de régulation majeur pour l'avenir se trouve dans l'accroissement des investissements dans les réseaux électriques. Ces investissements constituent un élément primordial : ils ne doivent pas être un facteur de ralentissement, mais, au contraire, un facilitateur et un accélérateur de l'électrification.

Dans cette vision, la CRE joue un rôle important pour répondre à deux défis : le pilotage des investissements nécessaires et la gestion de l'équilibre offre-demande.

En début d'année, la CRE a validé le Schéma de développement du réseau (SDDR) de RTE, qui prévoit 96 milliards d'euros d'investissements d'ici à 2040, avec quelques orientations clés qu'il est important de rappeler :

- Ces investissements sont très majoritairement nécessaires pour renouveler le réseau, l'adapter au changement climatique ou encore raccorder les nouveaux sites de consommation électrique.
- Le montant de 96 milliards d'euros n'est pas gravé dans le marbre. Chaque année, la CRE valide les investissements globaux de RTE et pour les plus gros projets, elle fait l'exercice au cas par cas. Ainsi, si le décalage entre l'offre et la demande est trop important ou si nous estimons que tel projet, par exemple d'interconnexion, n'est pas assez bénéfique à la France à un instant T, l'institution ne validera pas ces dépenses. Par ailleurs, il est systématiquement demandé à RTE d'étudier les possibilités alternatives pour limiter autant que possible les dépenses.

En prenant en compte les besoins d'investissement d'Enedis qui sont du même ordre de grandeur, la CRE a estimé que l'évolution du tarif de réseau, le TURPE, serait, dans des prévisions de consommation d'électricité prudentes, de l'ordre de + 1 % par an hors inflation dans un scénario où la demande électrique progresserait de 446 TWh en 2025 à 555 TWh en 2035 puis à 615 TWh en 2040.

D'autres mesures ont été prises ou vont être prises dans les prochains mois, notamment pour permettre et accélérer le raccordement des consommateurs industriels qui électrifient leurs procédés. Ainsi, le gestionnaire de réseau de transport (RTE) peut anticiper les travaux de renforcement et de raccordement dans une zone définie, sous réserve de l'autorisation de la CRE. L'institution a également approuvé la procédure "fast track" de raccordement au réseau très haute tension (400 kV) de RTE pour les sites de consommation de grande puissance. Cette offre de raccordement propose à brève échéance (trois à quatre ans) une capacité ferme (sans limitation) sur des sites retenus par l'État. Le client se voit facturer, en plus du coût des travaux d'extension (auquel s'applique une réfaction de 30 %), une part capacitaire reflétant le coût des mesures d'exploitation mises en place par RTE pour garantir la capacité demandée sans limitation.

Enfin, nous appliquerons dans les prochains mois la révision du principe « premier arrivé / premier servi » en vigueur, consistant à allouer la capacité selon l'ordre d'arrivée des projets. À cette fin, RTE a lancé une concertation visant à faire évoluer les procédures de raccordement vers un principe consistant à allouer la capacité aux projets les plus matures.

La confiance des consommateurs dans le système électrique est un prérequis pour déclencher les choix

Un système électrique qui fonctionne est un système qui dispose d'un marché robuste où la libre concurrence au bénéfice des consommateurs s'exerce dans des conditions satisfaisantes. Le régulateur a donc une mission essentielle de surveillance, qu'il s'agisse des marchés de gros comme des marchés de détail.

Sur le marché de gros, l'objectif de la CRE est de veiller à ce que les prix de l'électricité se forment en reflétant les fondamentaux économiques et soient exempts de toute manipulation ou de délit d'initiés. En 2025, le régulateur a surveillé 26 millions de transactions, représentant 120 milliards d'euros. L'objectif : que les acteurs économiques aient confiance dans le marché de gros de l'électricité. C'est un prérequis. La CRE surveille également la bonne liquidité de ce marché pour s'assurer que les acteurs puissent adopter les stratégies d'approvisionnement qui leur conviennent.

Le sujet de la confiance est également clé dans la relation entre les consommateurs et les fournisseurs, sur le marché de détail donc. Lors de la crise de l'énergie de 2022-2023, l'ensemble des acteurs a subi la mauvaise image véhiculée par les choix hasardeux de quelques-uns. La CRE et les fournisseurs ont partagé le constat d'un nécessaire renforcement de la réglementation encadrant les contrats de fourniture afin d'apporter une information plus transparente aux consommateurs, notamment résidentiels. Quels types d'offres sont disponibles ? Comment ces offres peuvent-elles évoluer ? Quels sont leurs droits ? Ce sont des questions encore complexes pour bon nombre de consommateurs.

La CRE a lancé une démarche reposant sur trois mesures pour accompagner les consommateurs : la mise en place des lignes directrices qui visent à renforcer l'information et la protection des consommateurs à la souscription et pendant la durée de leur contrat ; l'instauration d'une régulation prudentielle pour s'assurer que les fournisseurs soient couverts sur les marchés conformément à leurs engagements avec leurs clients ; et enfin le développement de l'analyse de la cohérence des offres pour s'assurer que ces dernières soient cohérentes avec les fondamentaux économiques.

Dans une étude de l'IFOP menée pour la CRE en mai 2026, 50 % des consommateurs estiment ainsi que les offres d'électricité et de gaz sont suffisamment claires pour être en mesure d'en choisir une, soit 9 points de plus qu'en 2024. Ils sont aussi 50 % à s'estimer bien informés pour choisir leur contrat d'électricité ou de gaz en toute confiance, soit une hausse de 7 points. J'y vois des progrès très encourageants et motivants, qui doivent nous inciter à poursuivre nos efforts afin que la situation continue d'évoluer dans le bon sens.

Conclusion

En conclusion, je voudrais insister sur la transformation profonde de notre système électrique. Absolument tous les pans de ce dernier sont concernés, la production, les réseaux, les consommateurs.

Les énergies renouvelables ont modifié les courbes de production ces dernières années en développant notamment la production disponible en journée. Pour préserver l'alignement entre la consommation et la production, de nombreuses flexibilités voient le jour : réponse de la demande aux signaux de prix avec la réforme des heures pleines – heures creuses, stockage, participation des énergies renouvelables aux mécanismes de marché, etc. La CRE joue un rôle majeur dans la mise en œuvre des mécanismes permettant

d'en encourager le développement. Elle doit pour cela réconcilier les questions de court terme, qui doivent se résoudre immédiatement, et celles de long terme, qui nécessitent d'anticiper. C'est précisément le rôle du régulateur : penser à long terme, agir maintenant.

Atteindre la neutralité carbone et développer la consommation d'électricité en France en s'adaptant aux nouveaux besoins du système sont des enjeux pour notre souveraineté, pour notre planète et pour notre économie. Comme je l'ai développé dans cet article, nous disposons de tous les atouts pour réussir mais nous avons encore quelques défis à relever. André Malraux disait que « l'action est la sœur du rêve ». Pour préparer et rêver à demain, agissons dès aujourd'hui. La CRE est pleinement engagée dans cette voie.

Le marché de l'électricité en France : ce que le signal-prix sait faire, et ce qui lui résiste

Par Emeric de VIGAN
Président de 42 Advisors

Le marché de gros de l'électricité est l'un des objets de politique publique les plus discutés et les moins compris. Regard de praticien : il n'est ni une fin en soi ni un coupable commode, mais un outil de coordination et d'optimisation allouant une ressource tantôt rare, tantôt surabondante, la puissance électrique, sous contrainte de minimisation carbone.

À ce titre, il fonctionne : en 2022-2023, son signal a préservé la sécurité d'approvisionnement, au prix économique et social de fermetures de sites et d'une consommation contrainte. Mais il a été conçu pour des moyens pilotables au coût marginal positif ; la transition, pilotée par la météo, érode ce paradigme et les prix tendent vers zéro. Il fait le travail à court-moyen terme, mais doit être complété là où le signal *spot* ne descend pas : financer l'investissement à long terme et protéger durablement le consommateur, deux exigences opposées qu'un contrat pour différence, adossé à la spécificité nucléaire française, pourrait réconcilier.

Introduction

Peu de sujets concentrent autant de malentendus que le marché de l'électricité. Souvent accusé d'être un outil spéculatif, il est pourtant avant tout un mécanisme de coordination et d'optimisation : un dispositif qui organise, à chaque instant, la rencontre d'une offre et d'une demande variables, dans un système où le stockage reste limité. Jusqu'aux années 1990, cette coordination était interne au monopole d'EDF, sous tarifs administrés. La construction du marché intérieur européen l'a néanmoins rompue, une série de directives ayant, dès 1996, ouvert production et fourniture à la concurrence, le transport et la distribution restant régulés¹. De là naît le marché de gros, organisé autour d'EPEX SPOT (court terme) et d'EEX (produits à terme) ; sa raison d'être : organiser la concurrence, à l'amont comme à l'aval. Sur le court terme, un algorithme européen couple les zones heure par heure : l'électricité s'échange à l'échelle du continent.

Derrière l'harmonisation européenne se cache une spécificité française : la « rente nucléaire » d'un parc historique amorti, à coût stable, financé par la collectivité. L'ARENH² la partageait en obligeant EDF à céder 100 TWh par an à 42 €/MWh. Ce dispositif s'est éteint le 31 décembre 2025 au profit du versement nucléaire

universel, qui laisse EDF vendre toute sa production au marché et ne corrige qu'*a posteriori* les revenus excessifs³.

Notre thèse va à contre-courant des deux camps habituels : celui qui impute au marché la crise de 2022 et plaide pour en sortir, par le retour aux prix administrés ou à l'acheteur unique ; celui qui, à l'inverse, le tient pour suffisant, pourvu qu'on le laisse fonctionner sans intervention.

Le marché de gros est un mécanisme efficace de coordination à court et moyen terme : il alloue une ressource tantôt rare, tantôt surabondante, la puissance électrique, sous une contrainte croissante de minimisation carbone, avec une efficacité que la coordination administrative peine à répliquer. Mais alors qu'il a été conçu pour des moyens pilotables au coût marginal positif, la transition énergétique installe l'inverse : un coût marginal quasi nul et une production pilotée par la météo. Surtout, l'investissement industriel se planifie sur des décennies, un horizon que le marché, par construction, ne sait pas porter seul. Le signal de court terme reste juste ; il devient insuffisant pour guider le long terme. Conserver ou non le marché n'est pas la question pertinente ; l'enjeu est de le compléter sur les deux fronts que ce signal ne couvre pas : le finance-

¹ Directives 96/92/CE, 2003/54/CE puis 2009/72/CE (« troisième paquet énergie »), transposées en droit français par les lois n°2000-108 du 10 février 2000 et n°2004-803 du 9 août 2004.

² L'accès régulé à l'électricité nucléaire historique (ARENH), créé par la loi n°2010-1488 du 7 décembre 2010 portant nouvelle organisation du marché de l'électricité (dite loi NOME).

³ Versement nucléaire universel (loi de finances 2025) : EDF vend sa production au marché ; au-delà de seuils (78 puis 110 €/MWh), 50 % puis 90 % des revenus excédentaires sont prélevés et redistribués. Coûts complets du nucléaire évalués par la CRE à environ 61,5 €/MWh.

ment de l'investissement de long terme et la protection durable du consommateur.

Ce que le marché sait faire : optimiser et allouer

Le mérite premier du marché est d'appeler les moyens de production dans l'ordre de leurs coûts : à chaque heure, les offres sont empilées par coût marginal croissant, le prix étant fixé par la dernière centrale appelée pour garantir l'équilibre offre-demande. Le prix n'est ainsi pas seulement un résultat : il est l'instrument par lequel le marché coordonne en permanence les décisions de production, de consommation et d'échange. Cette coordination est précisément ce qui permet d'utiliser, à chaque instant, les moyens disponibles au moindre coût. Cette règle, souvent reprochée au marché parce qu'elle laisse, régulièrement au niveau européen et par le jeu des interconnexions, le gaz fixer le prix même lorsque le mix domestique est largement décarboné, n'est pas une anomalie : tarifier au coût marginal garantit qu'aucun moyen moins cher n'est laissé à l'arrêt ni aucun moyen plus cher appelé inutilement, condition même de l'efficacité. Dans la théorie de Marcel Boiteux, ce prix permet aux moyens appelés de recouvrer leurs coûts fixes quand une unité plus chère fixe le prix. Le couplage étend ce calcul au continent : l'énergie circule des zones moins chères vers les zones plus chères.

La meilleure démonstration de la réalité du signal-prix n'est pas venue d'un manuel, mais de la crise énergétique elle-même. En 2022, l'arrêt des flux de gaz russe et l'indisponibilité d'une large part du parc nucléaire ont porté le prix spot français au-delà de 275 €/MWh en moyenne. Ce prix n'était pas une défaillance du marché : il exprimait une rareté réelle et, parce qu'il était élevé, fonctionnait comme un signal. Après des décennies où l'on tenait l'élasticité-prix de la demande pour négligeable, la démonstration fut brutale : à l'hiver 2022-2023, la consommation a reculé de près de 10 %, au prix d'une sobriété en partie forcée, qui relevait moins d'une modération choisie que d'une destruction de demande industrielle. Derrière ces points de pourcentage, il y a des usines éteintes, des savoir-faire qui s'effacent et des bassins d'emploi meurtris, souvent dans des territoires déjà éprouvés ; et le reflux déborde l'industrie, car bien des ménages ont dû, eux aussi, se résoudre à moins se chauffer. On peut déplorer ce niveau de prix et ses impacts sans pouvoir nier qu'il a déclenché l'ajustement objectif qui a préservé la sécurité d'approvisionnement.

Les angles morts du signal de court terme

La tarification au coût marginal suppose que la dernière unité appelée ait un coût positif et significatif. Dans un système dominé par l'éolien, le solaire, l'hydraulique et le nucléaire, le coût marginal d'un actif déjà construit est quasi nul : le vent et le soleil ne se facturent pas. Plus leur part croît, plus se multiplient les heures où ils

suffisent à couvrir la demande, et plus le prix s'écroule ; à l'horizon du « net zéro », le prix tendrait mécaniquement vers zéro une fraction croissante du temps. Le problème n'est donc pas le niveau du prix (un prix bas est l'objectif, du moins pour le consommateur), mais bien ce qu'il finance : un parc éolien, solaire ou nucléaire est presque tout entier du capital, engagé pour des décennies. Or sa rémunération dépend d'un prix qui s'effondre précisément parce qu'il produit en masse : le court terme ne couvre plus le coût de long terme, le « missing money ». La valeur doit alors venir de la capacité et de la flexibilité. Le mécanisme de capacité, qui rémunère la disponibilité et non l'énergie livrée, en est une première réponse, que sa refonte en cours confirme. Ce n'est pas un argument contre le marché, mais contre son *design* « energy only », qui lui fait porter seul le financement du long terme.

Rien ne cristallise mieux le malaise que les prix négatifs, dont le nombre a explosé : environ 147 heures en 2023, plus de 350 en 2024 et près de 500 en 2025 en France. Il faut pourtant résister à la fascination du signe. À 0 comme à - 50 €/MWh, le message est le même : celui d'une électricité qui, produite à cet instant, ne vaut rien, faute de pouvoir être stockée ou consommée ; le prix négatif n'y ajoute qu'une pénalité, spectaculaire certes. Une partie de ces heures, du reste, ne relève pas du marché mais d'un artefact réglementaire, car les installations sous obligation d'achat (OA), rémunérées à tarif garanti, n'avaient aucune raison de s'effacer et continuaient de produire à perte pour la collectivité. La CRE a chiffré à environ 80 M€ le coût de ce comportement pour le parc français au premier semestre 2024 et demandé que ces contrats évoluent, ce qui est chose faite depuis 2026, les actifs sous OA s'écroulant eux aussi⁴.

Le pendant structurel est la cannibalisation. Tous les panneaux solaires produisent aux mêmes heures : chaque mégawatt supplémentaire accroît l'offre précisément quand tous les autres produisent déjà, et déprime le prix sur ces heures-là. Le prix moyen perçu par la filière décroche donc du prix moyen du marché ; c'est leur rapport que mesure le taux de capture, et il se dégrade mécaniquement à mesure que la capacité installée croît. Le résultat, théorisé de longue date, est mesurable : nos traitements des données montrent un taux de capture du solaire français tombé d'environ 86 % en 2021 à près de 47 % début 2026, avec un point bas mensuel de l'ordre de 10 % en avril 2026⁵. On le lit dans la courbe de consommation : le pic de prix estival s'est déplacé de la mi-journée vers 19 heures environ, à mesure que le solaire effaçait la demande d'après-midi. La valeur ne disparaît pas : elle se déplace dans le temps. C'est la prime à la flexibilité (stockage, hydraulique de pointe, effacement, interconnexion) qui rémunère non la production d'énergie mais son déplacement vers l'instant où elle vaut cher.

⁴ CRE, note sur les prix négatifs, novembre 2024 (cf. bibliographie).

⁵ Traitements de l'auteur sur données ouvertes RTE (eCO2mix), 2021-2026.

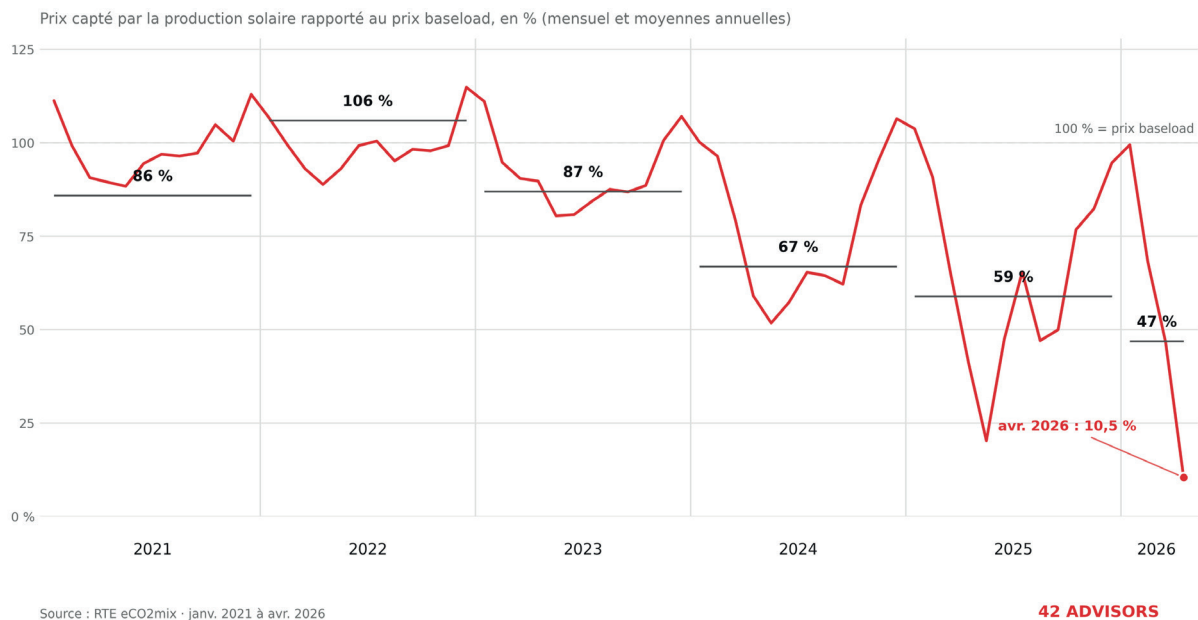


Figure 1 : Taux de capture du solaire en France, 2021-2026 (Source : RTE eCO2mix, traitements de l'auteur).

Compléter le marché : le signal vers l'aval, le capital vers l'amont

Compléter l'architecture du marché, c'est arbitrer entre deux intérêts opposés : celui du producteur, qui engage un capital sur plusieurs décennies et réclame un prix suffisant et prévisible, et celui du consommateur, qui veut le prix le plus bas et le plus stable, pour pouvoir lui aussi investir. Le signal *spot*, seul, ne satisfait durablement ni l'un ni l'autre : il prive le premier de la visibilité indispensable sur la rémunération de son capital et expose le second à la volatilité.

Le premier chaînon manquant est en aval. Le marché forme un prix horaire qui varie de – 50 à plus de 200 €/MWh, quand la quasi-totalité des consommateurs paie un prix de l'énergie figé : le signal le plus précieux, « quand consommer ? », est absorbé en amont du compteur. La réponse de la demande est techniquement mûre : compteurs communicants, pilotage automatisé du chauffe-eau, de la recharge des véhicules ou de la pompe à chaleur. L'automatisation est la clé : non pas demander un arbitrage permanent à l'utilisateur, mais déléguer à un algorithme le soin de recharger une voiture à 14 heures un dimanche de mai plutôt qu'à 19 heures. Il faut laisser le signal redescendre dans les deux sens : prix bas pour être saisis, prix hauts pour être évités. Toute modulation de la demande n'a pas le même coût : renoncer à une production industrielle, comme en 2022-2023, coûte très cher ; décaler de quelques heures un usage différé coûte *a priori* moins, sans être gratuit pour autant, car il suppose des équipements, des offres commerciales et un pilotage qui restent à déployer. C'est cette part de la demande, encore mal connue, qu'une tarification adaptée pourrait progressivement révéler. Cette bascule appelle toutefois sa propre prudence : les ménages les mieux équipés – véhicule électrique, pompe à chaleur, domo-

tique – sont aussi les mieux armés pour saisir les prix bas, quand les plus modestes risqueraient de subir la volatilité sans pouvoir l'esquiver. La tarification dynamique doit donc rester un choix, accompagné d'outils de pilotage accessibles à tous, faute de quoi elle risquerait d'accroître les inégalités au lieu de diffuser les gains d'efficacité.

Le second chaînon est en amont. Si le marché ne finance plus l'investissement de long terme, faut-il déconnecter le prix payé par le consommateur du prix instantané, comme le faisait l'ARENH ? Quinze ans durant, l'ARENH a fait bénéficier le consommateur d'un parc déjà amorti, à l'abri de la volatilité du gaz, sur une large part de sa facture : un découplage assumé entre le prix facturé et le prix de marché. Mais un prix figé à 42 €/MWh, jamais révisé et devenu inférieur aux coûts complets, ainsi qu'une optionnalité asymétriquement favorable à l'acheteur, ont fini par fragiliser le renouvellement du parc sans plus inciter à l'effacement ni à l'investissement. Découpler a protégé, mais aussi anesthésié. La réforme européenne de 2024 conserve la formation marginale des prix à court terme et ouvre, pour les actifs bas-carbone, la voie des contrats pour différence (CfD) bidirectionnels, le nucléaire étant désormais éligible⁶. Le principe du CfD : un prix d'exercice est fixé au contrat ; le producteur vend au marché, perçoit la différence lorsque le prix de marché lui est inférieur, la reverse lorsqu'il est supérieur. Les deux intérêts opposés sont ainsi réconciliés : le producteur reste exposé au signal heure par heure, mais sa rémunération moyenne est garantie, ce qui sécurise à la fois le financement du capital et la facture du consom-

⁶ Règlement (UE) 2024/1747 du 13 juin 2024 : CfD bidirectionnels pour les investissements bas-carbone soutenus publiquement (nouveaux actifs ou prolongation d'actifs existants), nucléaire inclus. Le signal n'est préservé que si les écarts sont calculés sur un prix de référence, non sur la production réelle de l'installation.

mateur. Encore l'instrument doit-il être bien conçu pour ne pas retomber dans les écueils classiques : un prix d'exercice mal calibré reconstituerait une rente au profit du producteur ou, à l'inverse, découragerait l'investissement qu'il prétend sécuriser. Un mécanisme qui neutraliserait l'exposition du producteur aux prix horaires affaiblirait l'incitation à être disponible et produire lorsque le système en a le plus besoin. Le CfD n'est pas une baguette magique : c'est un contrat, qui vaut ce que valent ses termes. L'idée directrice, elle, reste simple : découpler les flux financiers, jamais les signaux physiques. Autrement dit, stabiliser ce que le consommateur paie en moyenne tout en laissant les prix horaires lui indiquer quand consommer. L'objectif est de protéger le consommateur du niveau de sa facture, jamais du signal de calendrier, sous peine de détruire la flexibilité recherchée.

Reste une question d'équité : exportatrice nette, la France voit ses ventes à ses voisins tirer ses prix intérieurs vers le haut. Faut-il pour autant garder son électricité pour soi ? Le même couplage jouait en sens inverse en 2022 : c'est l'importation massive qui a alors limité la flambée des prix français. C'est la logique d'une assurance mutuelle, où l'on contribue les bonnes années pour être secouru les mauvaises. Refuser d'exporter à bas prix aujourd'hui, c'est risquer de payer cher le jour où il faudra de nouveau importer. Plutôt que de cloisonner les marchés, mieux vaut rémunérer les interconnexions à leur juste valeur et reverser les recettes de congestion au consommateur.

Pourquoi l'abandon du marché ne crée pas de richesse

Face à ces difficultés, la tentation périodique est de sortir du marché : acheteur unique, renationalisation, prix administrés. Elle répond à un besoin réel de protection, mais repose sur une illusion : changer les règles ne change pas la physique, et aucune organisation ne crée d'électricité ni de site industriel. Un acheteur unique devrait, lui aussi, appeler les moyens par coûts croissants et financer le même capital, simplement de façon administrative et opaque plutôt que transparente. Et aucun mécanisme ne crée les MWh manquants : le bouclier tarifaire de 2022, rustine posée sur le marché, n'a fait que transférer la charge vers la dette publique. Aucune nationalisation n'aurait ajouté un mégawatt-heure disponible. La question n'est jamais « marché ou pas marché », mais comment coordonner et financer un système physique sous incertitude. À notre sens, le marché en reste la moins mauvaise réponse, à condition d'être complété.

Conclusion

Le marché de gros demeure un mécanisme efficace de coordination ; son signal est juste, mais incontestablement incomplet. Vers l'amont, il ne finance plus seul un capital qui se prévoit sur des décennies : d'où la réflexion, au-delà du versement nucléaire universel, autour d'un CfD adapté à la spécificité nucléaire française, qui sécuriserait autant EDF que les consom-

mateurs. Vers l'aval, il ne descend pas assez jusqu'à un consommateur dont les usages sont pourtant pilotables : d'où l'urgence d'une demande automatisée et d'une tarification qui rende les prix enfin visibles, bas comme hauts. Le marché n'est ni sacré ni coupable : c'est un outil, et aucun outil ne suffit à lui seul à tous les travaux. Le progrès ne viendra pas de son abandon, mais des instruments qui le complètent, à l'amont comme à l'aval.

Bibliographie

COMMISSION DE RÉGULATION DE L'ÉNERGIE (2024), Analyse de la CRE sur le phénomène de prix de l'électricité négatifs et propositions associées, Paris, novembre.

RTE (2025), Bilan électrique 2024, Paris, Réseau de transport d'électricité.

UNION EUROPÉENNE (2024), Règlement (UE) 2024/1747 du Parlement européen et du Conseil du 13 juin 2024, *Journal officiel de l'Union européenne*, L, 26 juin.

Investir dans l'électricité, un choix rentable pour la décarbonation, la compétitivité et la souveraineté

Par Charles WEYMULLER
Chef économiste du groupe EDF

Les crises géopolitiques ont replacé la sécurité d'approvisionnement énergétique au sommet des préoccupations européennes ; en parallèle, le rapport Draghi identifie le coût de l'énergie comme l'un des facteurs structurels du décrochage économique de l'Europe. Face à ces urgences, la décarbonation semble reléguée. Mais paradoxalement, le contexte actuel conforte une stratégie de décarbonation fondée sur l'électrification massive des usages, car l'électricité, par ses caractéristiques techniques et industrielles, aide à atteindre les trois objectifs à la fois : décarbonation, compétitivité et souveraineté de l'économie. Cette stratégie mobilise des investissements à tous les niveaux, à commencer par les équipements chez les consommateurs d'énergie.

La transformation de l'offre devra suivre en cohérence celle de la demande, et maintenir la fiabilité du système électrique en reposant sur les actifs pilotables. Une coordination fine des investissements est nécessaire, dans le temps en investissant selon la valeur pour le système des actifs, et entre les pays, en reconnaissant les externalités positives et négatives entre les mix nationaux. À ces conditions, le coût complet du système énergétique européen pourra décroître en part de PIB, tout en accroissant sa résilience face aux chocs externes ; il génèrera aussi des co-bénéfices macroéconomiques substantiels dans le tissu économique.

Introduction

Le débat énergétique européen reste structuré par le « trilemme de l'énergie » : sécurité d'approvisionnement, compétitivité et décarbonation formeraient trois objectifs concurrents, entre lesquels il faudrait arbitrer faute de pouvoir les financer ensemble. L'actualité semble valider cette grille de lecture : quand la géopolitique fait remonter la sécurité d'approvisionnement au premier rang des priorités, et que le prix de l'énergie pèse sur l'industrie et tous les pans de l'économie, le climat paraît devoir attendre.

L'analyse économique complète du système énergétique conduit pourtant à la conclusion inverse : bien conduite, l'électrification des usages fait converger les trois objectifs, et l'arbitrage supposé du trilemme se dissout dans une même stratégie d'investissement. Encore faut-il en mesurer la portée. Investir dans l'électricité décarbonée, c'est basculer d'un système énergétique fondé sur les dépenses d'exploitation – l'achat récurrent de combustibles importés – vers un système fondé avant tout sur le capital. Cette bascule exige davantage d'investissements, des organisations économiques capables de les inciter – en rendant compte de la valeur des actifs et en tarifant les usages à leur juste coût – et une vision de long terme, car la décarbonation par l'électricité est un combat économique et géopolitique tout autant que climatique. S'appuyant sur

le scénario Net Zero 2050 d'EDF¹, cet article déroule cette logique : l'électrification des usages est un investissement rentable dès aujourd'hui ; l'offre d'électricité doit, en parallèle, prioriser la pilotabilité du système électrique ; et la concrétisation de ces bénéfices collectifs requiert une meilleure coordination des investissements, dans le temps et entre les pays.

Sur la demande d'énergie : accélérer l'électrification des usages

Électrifier est efficace économiquement, dès aujourd'hui

L'électrification n'est pas un pari sur l'avenir : dans la plupart des usages d'énergie, c'est un investissement rentable dès aujourd'hui, dans l'intérêt collectif comme dans l'intérêt particulier. La source de cette rentabilité est physique : à service rendu identique pour l'utilisateur, un véhicule électrique ou une pompe à chaleur consomment 60 à 70 % d'énergie de moins que le véhicule thermique ou la chaudière à gaz qu'ils remplacent.

¹ Modélisation multi-énergies de 16 pays européens interconnectés (~ 80 % de la consommation de l'UE-27), *dispatch* horaire sur plus de 90 années climatiques ; montants en euros constants 2024.

Cette efficacité énergétique se traduit en efficacité économique. Ainsi, pour un usager médian de véhicule léger aujourd'hui, la dépense annuelle « système » (avant fiscalité) d'énergie chute d'environ 600 € en thermique à 280 € en électrique². Pour le consommateur (fiscalité comprise), le prix effectif d'usage tombe d'environ 10 € à environ 3 € aux 100 km. La bascule vers le véhicule électrique est désormais rentable en prenant en compte le surcoût à l'achat : en coût complet de possession, le véhicule électrique est désormais compétitif face au thermique sur un usage typique (AIE, 2026). Pour le véhicule électrique, la bascule est donc rentable dès aujourd'hui, avant même de valoriser le carbone évité. Le constat global de l'efficacité économique s'étend aux pompes à chaleur, qui réduisent la facture de chauffage jusqu'à 40 %, ainsi qu'à l'électrification de la chaleur industrielle en dessous de 150°C.

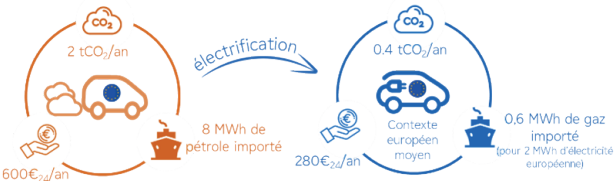


Figure 1 : Électrification du véhicule léger : coûts et émissions (Source : Scénario Net Zero EDF, 2026).

Électrifier est efficace climatiquement

Valoriser le carbone évité ne fait que renforcer la rentabilité de la bascule à l'électrique. En mesurant pour chaque action possible de décarbonation son coût par tonne de CO₂ évitée (coût marginal d'abattement), l'électrification des usages vient en tête des priorités.

Nous pouvons identifier trois catégories d'actions. Les mesures « sans regret » d'abord : la bascule au véhi-

cule électrique – rentable pour le système même à prix du CO₂ nul, y compris dans les pays européens au mix encore carboné comme la Pologne³ – et les actions d'efficacité énergétique sans changement d'équipement. Les « fruits à portée de main » ensuite : pompes à chaleur et électrification des procédés industriels, dont la rentabilité pour le système est acquise, mais dont le déploiement bute sur des freins financiers et organisationnels. Il faut des actions proactives et des instruments dédiés pour les lever ; les mesures du plan d'électrification du Gouvernement français vont en ce sens. Enfin, les actions plus difficiles et coûteuses : décarbonation de la demande énergétique pour la chaleur industrielle haute température et procédés lourds, décarbonation de la production de vecteurs énergétiques non électriques. Pour ces actions, la priorité demeure la R&D et l'expérimentation, le déploiement s'envisageant plutôt après 2040, une fois les incertitudes technologiques resserrées. Prioriser ainsi, c'est maximiser l'efficacité climatique par euro investi.

Électrifier renforce la souveraineté

En matière de souveraineté, il est clair que la dépendance actuelle du mix énergétique européen aux importations d'hydrocarbures, à hauteur de 63 % de la consommation annuelle, crée une vulnérabilité récurrente et très coûteuse. Financièrement, de 60 à 150 Mds€ ont été prélevés chaque année ces dix dernières années sur la balance commerciale de la seule France⁴, en subissant les prix mondiaux des énergies fossiles sur lesquels l'Europe n'a aucune prise. Géopolitiquement, la dépendance à quelques routes et fournisseurs expose à des ruptures brutales d'approvisionnement, comme la fermeture du détroit d'Ormuz est venue le rappeler en 2026. L'électrification traite ces vulnérabilités à la racine : le scénario Net Zero réduit de 85 % les volumes d'importations fossiles d'ici 2050. Et

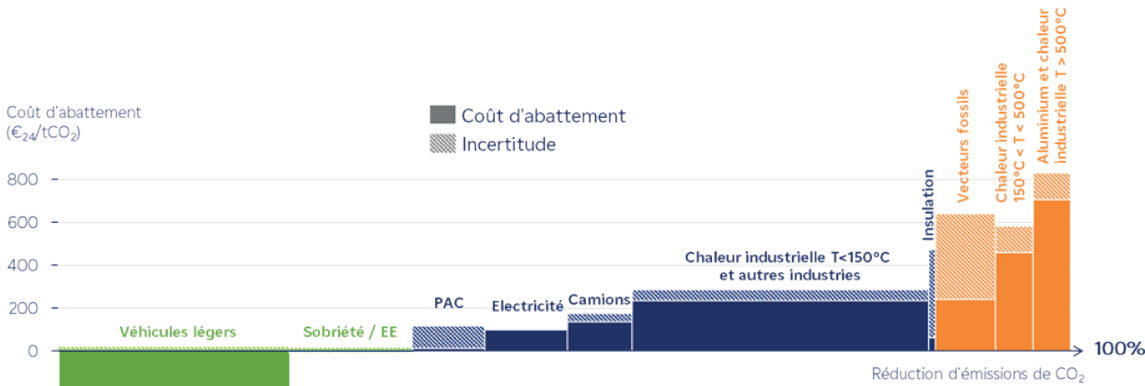


Figure 2 : Courbe des coûts d'abattement du CO₂ (Source : Scénario Net Zero EDF, 2026).

² Pour 12 000 km/an ; coûts d'énergie uniquement, hors maintenance.

³ Basculer un véhicule du thermique à l'électrique, en prenant le mix électrique actuel de la Pologne, permet de faire chuter 300 € d'économies sur la dépense annuelle d'énergie de 600 € à 300 € (contre 280 € dans le cas du mix électrique européen), de baisser les émissions directes annuelles de CO₂ de 2 tonnes à 1,2 tonne (contre 0,4 tonne dans le cas du mix électrique européen), et de baisser les importations d'hydrocarbures de 8 MWh à 0,4 MWh (contre 0,6 MWh dans le cas du mix électrique européen).

⁴ 63 Mds€ en 2024, près de 150 Mds€ au pic de la crise de 2022. Pour l'UE ces chiffres se montent à 360 Mds€ d'importations d'énergies en 2024 (15 % du total de ses importations) et environ 700 Mds€ en 2022, pic récent de la crise des prix énergétiques (source RTE).

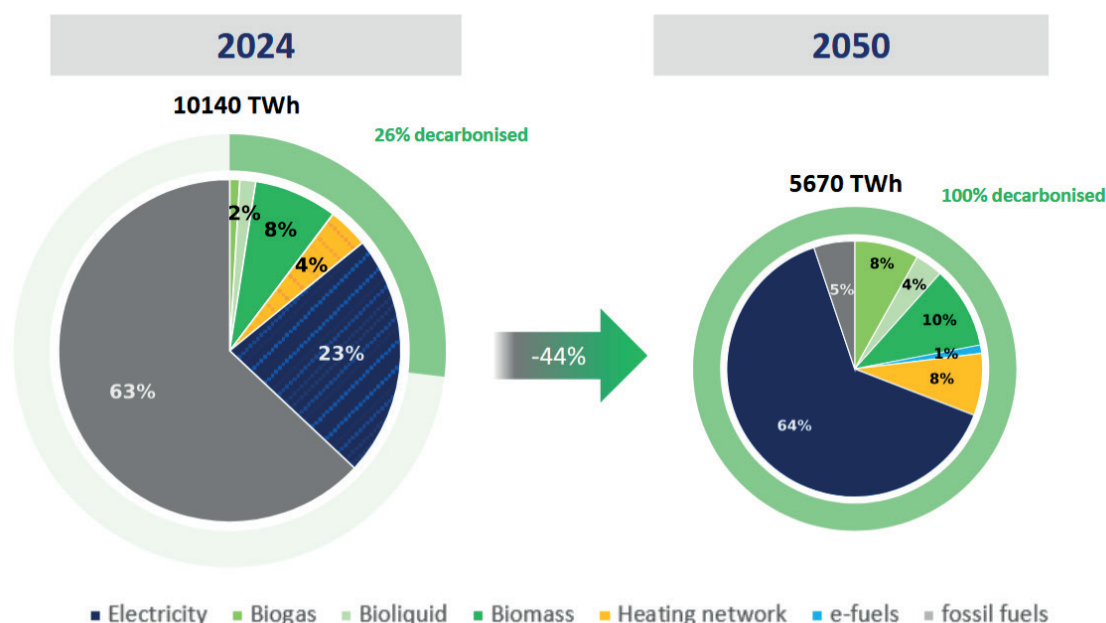


Figure 3 : Consommation finale d'énergie 2024-2050 et mix par vecteur, sans sources internationales ni pertes (Source : Scénario Net Zero EDF, 2026).

l'enjeu grandit avec les nouveaux usages : l'intelligence artificielle et les centres de données, instruments de la puissance économique de demain, sont intégralement électriques. Fournir une électricité abondante et fiable devient un attribut géopolitique à part entière.

La souveraineté se joue aussi dans la maîtrise technologique, et là encore l'électricité est un point fort : la France et l'Europe maîtrisent l'essentiel des maillons du système électrique. La filière nucléaire est souveraine sur la quasi-totalité de la chaîne de valeur – technologies, compétences de l'amont à l'aval du cycle, équipements, cycle du combustible – et compte 220 000 emplois directs en France. L'hydraulique, les infrastructures de réseau, les solutions d'électrification de l'industrie, dont plus de 80 % de la valeur est européenne, et dans une certaine mesure l'éolien, complètent ce socle. En tout état de cause, un renchérissement des composants constitutifs de l'actif de production n'a rien de comparable à une rupture d'approvisionnement en combustible, qui interrompt immédiatement le service rendu.

Sur l'offre d'énergie : prioriser la pilotabilité du système électrique

Moins d'énergie, plus d'électricité

L'électrification massive des usages entraînera un accroissement significatif de la demande d'électricité. Cet accroissement est compensé en partie par les gains d'efficacité énergétique même hors efforts de sobriété dans les usages. Pour autant, en parallèle se développent aussi de nouveaux usages fortement consommateurs d'électricité dans l'industrie de la donnée (intelligence artificielle), et en net il faut se préparer à ce que la demande totale d'électricité augmente d'ici à 2050. Le rythme et l'ampleur de la hausse

sont particulièrement incertains : sur la conjoncture macroéconomique, mais aussi sur les comportements d'investissements dans les équipements électriques. Le système électrique doit gérer cette incertitude structurelle sur la demande d'électricité, et se préparer aux différents scénarios.

Dans le scénario optimisé « EDF Net Zero », la consommation finale annuelle d'énergie en Europe, tous vecteurs énergétiques confondus, diminuera de 40 % entre 2024 et 2050, principalement sous l'effet des gains d'efficacité énergétique. Et en ciseau, la part de l'électricité dans la consommation finale d'énergie passerait de 23 % à 64 % entre 2024 et 2050. En résultante, la demande totale d'électricité fera plus que doubler.

Pour atteindre le mix d'offre énergétique souhaitable en 2050, chacune de ses composantes devra se transformer en profondeur. Pour les 36 % du mix reposant encore sur des molécules en 2050, le triple objectif décarbonation-compétitivité-souveraineté pose des défis majeurs : les molécules biosourcées font face à des conflits d'usage des sols et de la biomasse de plus en plus mordants ; les molécules de synthèse pâtissent de faibles rendements énergétiques ; les solutions reposant sur les molécules fossiles combinées à la capture et au stockage du carbone demeurent entièrement vulnérables aux risques géopolitiques, outre leur faible maturité technologique. Pour les 64 % du mix reposant sur les électrons, le défi se pose non seulement en volume de production, mais aussi dans le fonctionnement même du système électrique, pour continuer à assurer la sécurité d'approvisionnement électrique.

Le défi du système électrique : gérer la variabilité

En effet, les nouvelles technologies de production et de consommation d'électricité multiplient les sources de variabilité exogène et d'incertitudes. Du côté de la

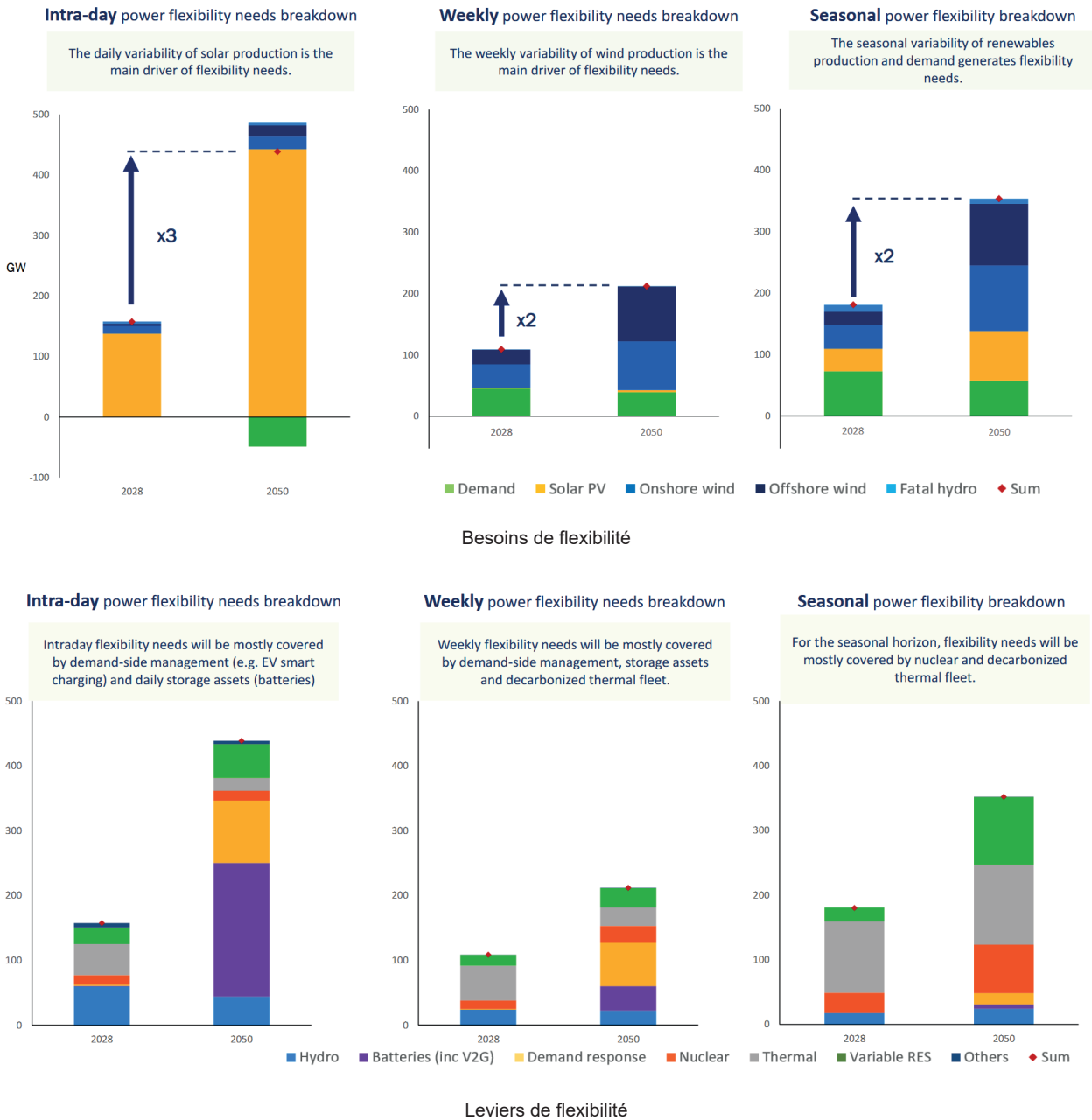


Figure 4 : Besoins et leviers de flexibilité électrique 2028-2050 (Source : Scénario Net Zero EDF, 2024).

demande, les nouveaux usages de l'électricité seront en grande partie diffus, avec une part d'imprévisibilité incompressible. Du côté de l'offre, l'insertion d'une certaine proportion de capacités d'énergie renouvelable se justifie par leurs coûts de construction tendanciellement décroissants ; mais ces mêmes capacités font dépendre l'offre de production d'électricité de facteurs météorologiques, dont la variabilité est non seulement forte, mais en plus exogène et difficilement prévisible. Ces sources de variabilité exogène créent de nouveaux besoins de flexibilité à toutes les échelles de temps : au sein de la journée, l'augmentation de la production solaire en milieu de journée multiplie par 3 le besoin de flexibilité entre aujourd'hui et 2050 ; au sein de la semaine, l'insertion des capacités éoliennes et les aléas de ventosité conduisent à une multiplication par 2 du besoin de flexibilité ; au sein de l'année, la demande inélastique et la production renouvelable seront plus

sensibles à des facteurs météorologiques à variabilité saisonnière (température, nébulosité, ensoleillement, ventosité), ce qui conduit aussi à doubler les besoins de flexibilité à cette échelle de temps.

Pour assurer l'équilibre entre l'offre et la demande d'électricité (au sens de la puissance active) à chaque instant, condition nécessaire de la continuité d'exploitation, il faut pouvoir répondre à ces différents besoins de flexibilité. À l'horizon journalier, le développement de la pilotabilité de la demande, en particulier la recharge optimisée des véhicules électriques, ainsi que le déploiement des capacités de batteries électrochimiques, aidera grandement à lisser les situations de tension entre les heures. Mais ces solutions seront inopérantes ou trop coûteuses pour les horizons de temps plus étalés. Pour l'horizon hebdomadaire, les actifs hydrauliques pilotables (retenues et stations de

pompage-turbinage) joueront un rôle bien plus déterminant. Enfin, pour l'horizon annuel, les actifs de production pilotables, à savoir les centrales nucléaires et thermiques à flamme, demeureront incontournables pour répondre au besoin de flexibilité. Certaines technologies de stockage longue durée, notamment *via* la chaleur géothermique, pourraient aussi apporter de la flexibilité annuelle ; mais ces technologies sont encore en expérimentation, et leur maturité à l'horizon 2050 n'est pas acquise.

Le défi de la variabilité ne se cantonne pas à l'équilibre offre-demande de puissance active. Pour garantir la stabilité du réseau électrique à chaque instant, il faut aussi assurer d'autres équilibres électrotechniques, pour maintenir, au niveau global, la fréquence sur tout le système et, au niveau local, régler la tension à chaque nœud du réseau. La violation de ces équilibres fait directement courir le risque de défaillance. Les épisodes récents de blackout, en Espagne ou en Macédoine, viennent rappeler que ce risque est bien réel. Or, pour assurer ces différents équilibres électrotechniques, les actifs disposant de « machines tournantes » apportent une contribution inégalée : en fournissant l'inertie indispensable au réglage de la fréquence du système synchrone européen, ainsi qu'en facilitant la tenue locale de la tension. Ces services, longtemps invisibles car abondants, se raréfient avec l'arrêt de nombreuses unités de production centralisée. Aujourd'hui, le parc nucléaire français fournit à lui seul un tiers des services de stabilité du réseau électrique de l'Europe de l'Ouest.

Reconnaître la valeur-système des actifs électriques

Pour minimiser le coût complet du système électrique, il faut en théorie égaliser la valeur marginale de chaque actif avec son coût marginal de construction. La valeur marginale d'un actif pour le système, ou valeur-système, peut être mesurée comme l'économie qu'il génère sur les coûts d'exploitation du système tout au long de sa durée de fonctionnement. Pour se rapprocher d'un mix électrique optimal, il est légitime de faire cohabiter des actifs de production aux caractéristiques de coût et de fonctionnement très variées :

- Les actifs de production nucléaire sont pilotables et présentent des coûts variables de production relativement faibles. En outre, leurs machines tournantes apportent des services très difficilement remplaçables à la stabilité du réseau. Leur valeur-système est donc très élevée, en regard de coûts de construction élevés.
- Les actifs de production thermique à flamme sont aussi pilotables, avec des coûts variables de production relativement élevés, et ils apportent aussi des services de stabilité réseau. Leur valeur-système est en ligne avec leurs coûts de construction plus modérés.
- Les actifs de production renouvelables présentent des coûts variables directs de production quasi nuls, mais leur production n'est pas pilotable. Leur valeur-système décroît fortement avec leur propor-

tion dans le mix de capacité de production, car leur profil spatio-temporel de disponibilité de production est fortement corrélé. Il faut donc finement calibrer leur insertion dans le mix pour s'assurer que leur valeur-système est en ligne avec leur coût marginal de construction.

Cette approche marginaliste pour apprécier la valeur-système d'un actif donné, en prenant en compte les interactions de valeur entre les différents actifs du système électrique (production, stockage, consommation et réseau), notamment selon leur degré de flexibilité, doit aider aux décisions d'investissement face aux incertitudes de long terme, notamment sur la demande électrique, que ce soit dans une démarche de planification par les pouvoirs publics ou dans une démarche d'investissement individuel par les opérateurs. En particulier, elle permet d'objectiver les investissements dans les actifs de production nucléaire, à la fois pour augmenter la puissance du parc nucléaire existant et instruire la prolongation de sa durée de fonctionnement, et pour lancer le renouvellement du parc, avec le programme EPR2 de six nouveaux réacteurs, dont la décision finale d'investissement doit être prise d'ici la fin de l'année 2026. De même, elle permet de rationaliser l'intérêt pour la collectivité de la relance de l'investissement dans le parc hydroélectrique français, permise par la résolution du contentieux sur les concessions⁵. Les investissements prioritaires incluent aussi les actions d'adaptation, pour rendre le système électrique plus résilient aux nouvelles réalités climatiques.

Pour une meilleure coordination des investissements

Un système énergétique moins cher et plus résilient est possible

Pour la France et pour l'Europe, cette stratégie énergétique permettra de réorienter les ressources financières que nous brûlons chaque année sur des combustibles fossiles (opex de notre système énergétique), vers des investissements (capex) d'actifs qui consomment et produisent une énergie locale et à faible coût d'exploitation. Quantitativement, selon le scénario EDF Net Zero, la stratégie serait gagnante : d'ici à 2040, le surcoût à engager dans le système électrique européen s'élèverait à + 255 Mds€ par an, mais il viendrait en miroir d'une économie sur les achats d'hydrocarbures s'élevant à - 365 Mds€ par an⁶. En rajoutant les surcoûts additionnels dans la transformation de l'offre et de la demande d'énergie, le coût complet annualisé du système énergétique diminuerait, d'environ 4,5 % du PIB aujourd'hui (840 Mds€) à 4 % en 2040 (820 Mds€). Ensuite, entre 2040 et 2050, il resterait les actions de décarbonation les plus coûteuses, mais les incertitudes technologiques sont encore très élevées, et l'intensifi-

⁵ Loi n°2026-554 du 29 juin 2026 visant à relancer les investissements dans le secteur de l'hydroélectricité pour contribuer à la transition énergétique.

⁶ Sur la base des hypothèses suivantes pour le prix des énergies fossiles de long terme : 30 €/MWh pour le gaz, et 39 \$/bbl pour le pétrole.

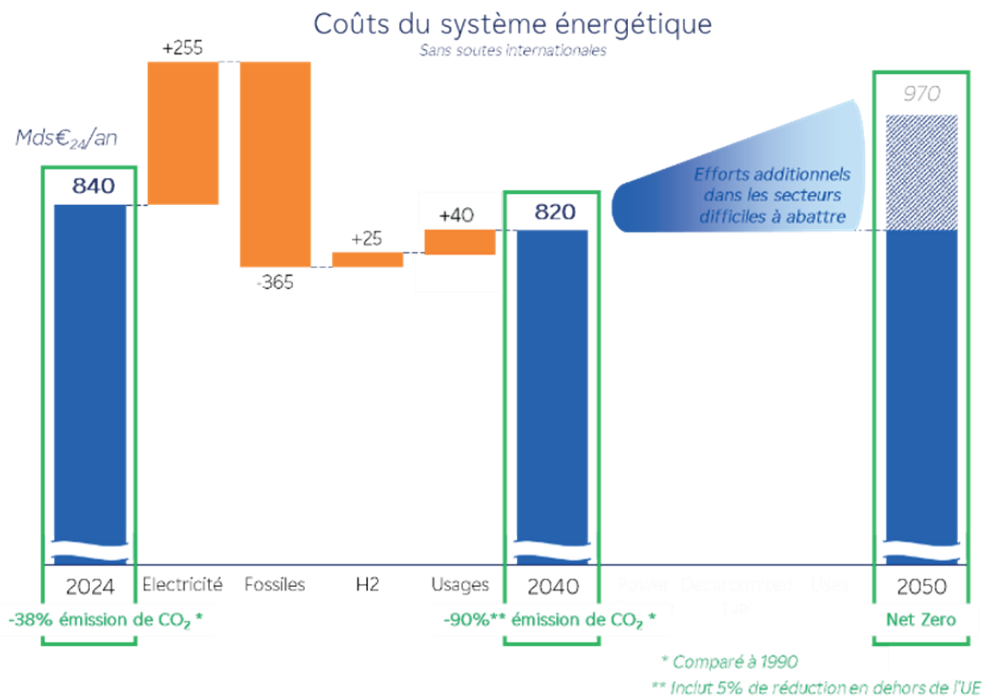


Figure 5 : Coût complet du système énergétique 2024-2040-2050 (Source : Scénario Net Zero EDF, 2026).

cation des efforts de R&D pourrait permettre de poursuivre la décroissance du coût complet du système énergétique, typiquement dans une fourchette entre 3 et 3,5 % du PIB à 2050.

Cette estimation est conservatrice, car elle n'intègre pas d'autres bénéfices économiques très tangibles de la stratégie. Tout d'abord, une meilleure résilience. En migrant d'un système énergétique fondé sur des achats récurrents de combustibles fossiles vers un système fondé sur des actifs de production, le coût complet de l'énergie devient bien moins vulnérable aux soubresauts des prix mondiaux des énergies, sur lesquels la France et l'Europe n'ont aucune prise. Un doublement des prix du gaz et du pétrole renchérirait le coût complet du système de 6 % seulement en 2050, contre plus de 30 % aujourd'hui – une résilience cinq fois meilleure, une stabilité accrue des coûts de l'énergie, directement en faveur de la compétitivité de l'économie européenne.

Ensuite, l'estimation *supra* du coût complet du système énergétique n'intègre pas non plus les co-bénéfices macroéconomiques de la stratégie. Ces co-bénéfices sont de deux ordres. D'une part, *via* des « canaux de demande » d'ordre keynésien. Un accroissement des investissements dans les actifs domestiques génère un surcroît d'activité locale, dont l'effet macroéconomique net peut être élevé : des multiplicateurs nets de l'ordre de 1,2, qui peuvent se traduire par un gain additionnel net de l'ordre de 20 % des coûts engagés. D'autre part, *via* des « canaux d'offre » d'ordre néoclassique : un coût de l'énergie plus bas et plus stable a une valeur propre pour les consommateurs, ménages comme industriels, qui s'élève au-delà du gain en coût complet système car leur demande d'énergie est élastique aux prix. Le bénéfice macroéconomique structurel d'une énergie moins chère et plus stable est difficilement quantifiable, mais l'enjeu est de premier ordre selon

le rapport Draghi. Ces différentes retombées macroéconomiques bénéficient à l'ensemble de la société, notamment aux finances publiques *via* les rentrées fiscales additionnelles.

Coordonner les investissements dans le temps, par des règles du jeu et une planification adaptées aux enjeux

Un système fondé sur le capital pose une exigence nouvelle : déclencher les investissements socialement optimaux, au bon moment, pour des actifs dont la valeur dépend de tous les autres actifs du système sur plusieurs décennies. Il faut pour cela une organisation économique du secteur qui garantisse que chaque actif soit rémunéré à sa juste valeur, du point de vue du système électrique et de la collectivité. En particulier, la formation des prix doit rendre compte de tous les coûts et de toutes les contraintes pesant sur l'exploitation du système électrique, y compris les contraintes de stabilité du réseau. « Les prix sont faits pour dire les coûts, comme les horloges sont faites pour dire l'heure », rappelait Marcel Boiteux. Ensuite, le partage des risques doit être mieux coordonné. Les contrats de long terme sont légitimement promus comme un instrument facilitant le déclenchement des investissements socialement utiles, aussi bien les contrats entre opérateurs actifs dans le système (« PPA ») et les contrats avec la contrepartie publique (« CfD »). Mais leur calibrage souffre d'un manque de vision globale, pour préserver les bonnes incitations sur les décisions individuelles des opérateurs (en exploitation et en investissement), et pour protéger un investisseur donné contre les « mauvaises » décisions d'investissements des autres acteurs. Les contrats de long terme, aux côtés des mécanismes dits de capacité, permettent de sortir du paradigme selon lequel les marchés de court terme de

l'électricité suffisent à coordonner toutes les décisions d'exploitation et d'investissement. Mais la cohérence de l'architecture d'ensemble est encore très largement perfectible, pour que les investissements socialement utiles soient déclenchés en priorité.

En surplomb des marchés et des contrats, un niveau de planification est nécessaire pour fixer les grandes orientations technico-économiques : afficher une direction globale pour la trajectoire de moyen-long terme du système énergétique permet d'ancrer les anticipations des acteurs, et de mobiliser efficacement les écosystèmes industriels sur la base d'une référence commune. La stratégie requiert de grands programmes d'investissements, notamment dans les infrastructures énergétiques. Ces programmes doivent mobiliser un large spectre d'acteurs, des ensembliers aux fournisseurs spécifiques, à structurer autour de filières industrielles européennes solides. Leur donner une direction, cohérente et convaincante, est une condition nécessaire pour réussir la mobilisation générale.

Coordonner les stratégies énergétiques nationales, en valorisant les complémentarités utiles

La coordination doit aussi être géographique, entre les États membres de l'UE. Aujourd'hui, la somme des stratégies nationales énergie-climat ne constitue pas un optimum européen. Côté demande, tous les États membres doivent tirer dans le même sens de l'électrification, pour ancrer les anticipations, faire jouer les complémentarités entre les différents investissements à la manière d'un « big push » et basculer ainsi dans une dynamique vertueuse de transformation⁷. Véhicules et bornes de recharge, pompes à chaleur et réseaux de distribution, procédés industriels et capacités de production se rendent mutuellement profitables. Le plan d'électrification européen, rendu public le 17 juillet 2026, est un très bon pas dans cette voie ; un cadre européen harmonisé et incitatif, idéalement avec une fiscalité favorable, maximisera l'effet d'entraînement.

Côté offre, les mix électriques nationaux sont hétérogènes, et c'est une richesse : l'Espagne dispose d'un avantage comparatif dans le solaire, l'Allemagne dans l'éolien, la France dans le nucléaire. Faire jouer ces complémentarités, à la manière des gains ricardiens de l'échange, bénéficie à chacun. Mais cette coordination ne doit pas se limiter au développement des lignes d'interconnexion, et l'absence de coordination sur les mix de production a un coût mesurable : nous pouvons estimer que les projets de développement de nouvelles capacités de production, selon les plans nationaux intégrés énergie-climat (PNIEC) publiés, aboutiraient à un surcoût annualisé de 24 Mds€ par an à l'horizon 2035, par rapport à la trajectoire du scénario EDF Net Zero. Typiquement, dans un scénario « PNIEC », 190 GW de capacités renouvelables supplémentaires seraient développées par rapport au scénario « EDF Net Zero » :

ces capacités supplémentaires représentent 340 TWh de production électrique disponible, mais les deux tiers (225 TWh) ne seraient pas appelées (« écrêtées ») car le système électrique n'en aurait pas besoin ; ce chiffre révélerait une situation flagrante de suréquipement dans les capacités renouvelables. En outre, les choix nationaux peuvent générer des externalités négatives, au sens économique du terme, sur les pays voisins : des flux de bouclage, des déstabilisations de la fréquence commune, des surcoûts de réseaux – qui appellent, symétriquement, des mécanismes correctifs ou d'internalisation. En particulier, les contributions à l'inertie commune des différents mix électriques nationaux mériteraient une régulation européenne coordonnée, pour s'assurer que ce service est rémunéré à sa juste valeur. L'enjeu est de trouver un *modus operandi* efficace : ni une fédéralisation d'une politique dont la responsabilité restera nationale, ni la seule juxtaposition de plans nationaux, mais une coordination qui valorise les interactions positives et corrige les négatives.

Conclusion

Investir dans l'électricité est un choix rentable, et la stratégie est claire dans ses grands principes : électrifier massivement les usages, prioriser la pilotabilité du système électrique, coordonner les investissements dans le temps et entre les pays. Les gains de cette stratégie sont documentés, et certains pays démontrent déjà les bénéfices d'un modèle assumé d'« électro-État » : la Chine, qui a fait de l'électricité le socle de sa puissance industrielle, mais aussi les pays nordiques, dont les taux d'électrification approchent déjà 50 % quand la France plafonne à 27 % et l'Europe à 23 %. Le défi, immense, est celui de la mise en œuvre. Une dose de planification est indispensable, pour s'assurer de l'engagement des acteurs dans les grands programmes d'infrastructures nécessaires. *En sus*, les règles du jeu du système énergétique doivent faciliter la coordination entre les décisions d'investissement, en permettant que chaque actif soit rémunéré à sa valeur-système. Enfin, la crédibilité de la trajectoire se joue aussi au niveau micro-économique, dans la performance industrielle, la tenue des coûts et des délais de chaque projet. C'est à cette triple condition que les atouts énergétiques de la France et de l'Europe seront transformés en avantage durable, pour l'économie et l'environnement du continent.

Bibliographie

- AIE (2026), Global EV Outlook 2026, Paris, <https://www.iea.org/reports/global-ev-outlook-2026>
- DRAGHI M. (2024), The Future of European Competitiveness, rapport à la Commission européenne, Bruxelles.
- EDF (2026), EDF's pathway to a competitive, sovereign and decarbonised Europe – Net Zero 2050 Scenario, <https://www.edf.fr/groupe-edf/edf-en-bref/publications-de-reference/edf-scenario-net-zero-2050>
- MURPHY K., SHLEIFER A. & VISHNY R. (1989), "Industrialization and the Big Push", *Journal of Political Economy*, 97(5), pp. 1003-1026.

⁷ L'économie du développement a montré que des investissements complémentaires ne deviennent rentables que menés simultanément – c'est le « big push » de Murphy, Shleifer et Vishny (1989).

Comment les énergies renouvelables peuvent-elles contribuer au mix énergétique futur de la France ?

Par Stefan LOUILLAT, David MARCHAL,
Jean-Michel PARROUFFE & Baptiste PERRISSIN-FABERT
ADEME

La France fait face à un impératif historique : réduire sa dépendance aux énergies fossiles, qui représentaient encore 58 % de sa consommation finale en 2024, tout en garantissant sa souveraineté énergétique et en répondant à l'urgence climatique. Pour y parvenir, les énergies renouvelables (EnR) joueront un rôle central dans le bouquet d'énergies décarbonées, aux côtés de la sobriété et de l'efficacité énergétique. À l'horizon 2050, pour atteindre la neutralité carbone, l'objectif est clair : la SNBC3 et les scénarios de prospective en cours de finalisation à l'ADEME aboutissent tous à un taux d'EnR compris entre 60 et 70 % du mix énergétique, lui-même quasiment 100 % décarboné, tout en évitant de substituer une dépendance aux fossiles par une dépendance aux matériaux critiques. Cette transition exige une refonte profonde de notre modèle énergétique, où l'intégration territoriale des projets, l'appropriation sociale et la circularité industrielle deviennent des piliers aussi essentiels que les infrastructures elles-mêmes. Un défi technique, mais également sociétal et environnemental.

*Ce papier repose sur l'expertise collective de l'ADEME en matière de transition énergétique.
Nous remercions tous les collègues de l'ADEME qui ont contribué aux éléments de fond de ce papier.*

La France fait face à un impératif historique : réduire sa dépendance aux énergies fossiles, qui représentaient encore 58 % de sa consommation finale en 2024, tout en améliorant sa souveraineté énergétique et en répondant à l'urgence climatique. Pour y parvenir, les énergies renouvelables (EnR) doivent jouer un rôle central, aux côtés du nucléaire et d'efforts soutenus en matière de sobriété et d'efficacité énergétique. Cependant, cette transition ne se limite pas à un simple remplacement des sources d'énergie. Elle exige une refonte profonde de notre modèle énergétique, où l'intégration territoriale des projets, l'appropriation sociale et la circularité industrielle deviennent des piliers aussi essentiels que les infrastructures elles-mêmes. À l'horizon 2050, l'objectif est clair : la SNBC3 et les scénarios de neutralité carbone en cours de finalisation à l'ADEME aboutissent tous à un taux d'EnR compris entre 60 et 70 %. Ce défi, à la fois technique, économique, sociétal et environnemental, nécessite une approche systémique, où chaque levier – déploiement accéléré des EnR, appropriation citoyenne et innovation industrielle – doit être actionné de manière coordonnée, et planifiée.

Les énergies renouvelables, pilier incontournable de la sortie des fossiles

En 2024, la France reste largement dépendante des énergies fossiles, qui couvrent 58 % de sa consommation finale, selon les données du Service des Données et Études Statistiques (SDES). Cette dépendance, coûteuse économiquement et insoutenable écologiquement, expose le pays aux fluctuations des marchés internationaux et aux tensions géopolitiques, tout en contribuant massivement à ses émissions de gaz à effet de serre. Face à ce constat, la Programmation Pluriannuelle de l'Énergie (PPE 3) fixe un cap ambitieux : inverser la tendance d'ici 2030, en passant d'un mix dominé par les fossiles à un modèle où les énergies bas-carbone (EnR et nucléaire) représenteront 60 % de la consommation finale, et de poursuivre la dynamique en passant à 70 % en 2035.

Pour atteindre cet objectif, plusieurs leviers doivent être actionnés simultanément. La sobriété énergétique, qui vise à réduire les consommations superflues, et l'efficacité énergétique, qui optimise l'utilisation de l'éner-

gie, sont des prérequis indispensables. Cependant, ces leviers ne suffiront pas à remplacer les énergies fossiles. L'électrification massive des usages – dans les secteurs du bâtiment, de l'industrie et des transports – est donc au cœur de la stratégie française. Cette électrification doit s'appuyer sur une production d'électricité décarbonée, où les EnR joueront un rôle prépondérant, notamment en l'absence de nouveaux réacteurs nucléaires avant 2038.

Les besoins en EnR d'ici 2035 sont importants mais réalistes. La PPE 3 fixe pour objectifs que la France produise 190 TWh supplémentaires d'électricité renouvelable, ainsi que 158 à 251 TWh de chaleur et de froid renouvelables, 38 à 77 TWh de biométhane et 32 à 52 TWh de biocarburants. Ces objectifs, bien qu'ambitieux, sont réalisables grâce à des gisements considérables et largement documentés. Par exemple, lors des travaux préalables à l'élaboration de la PPE 3 réalisés en 2022 et 2023, les gisements identifiés en puissance pour le photovoltaïque, l'éolien terrestre et l'éolien en mer s'élèvent à plus de 500 GW. Les bio-énergies, quant à elles, représentent un gisement tout aussi prometteur, bien que leur estimation précise reste complexe en raison des hypothèses à poser sur les usages concurrents dans l'utilisation des terres et des ressources à mobiliser. Or, les travaux de prospective réalisés par l'ADEME, Negawatt ou le Shift Project montrent que le recours à la biomasse pour produire de l'énergie, s'il peut sans doute doubler à l'horizon 2050 (principalement *via* de la biomasse agricole), se heurte à une borne haute en termes de gisement, de l'ordre de 300 à 400 TWh. Ces travaux sont en cours de mise à jour, notamment grâce au Groupement d'Intérêt Scientifique Biomasse (GIS Biomasse), qui travaille actuellement à affiner ces estimations pour éclairer les choix à la source des politiques publiques. Mais l'ordre de grandeur est là. À l'horizon 2050, pour couvrir une consommation de 1 000 à 1 250 TWh d'énergie finale en 2050, il est donc nécessaire d'augmenter fortement la production de chaleur et d'électricité bas-carbone, qui a été de 550 TWh en 2025.

À l'échelle mondiale, la dynamique de développement des EnR à court et moyen terme est tout aussi marquée. Selon l'Agence Internationale de l'Énergie (AIE), la puissance électrique renouvelable installée devrait doubler entre 2025 et 2030, avec un accroissement de 4 600 GW, porté à plus de 80 % par le solaire photovoltaïque, suivi par l'éolien, l'hydroélectricité et les bioénergies. En Europe, les EnR devraient couvrir 18 % de la demande de chaleur d'ici 2030, contre 14 % en 2025, grâce à une électrification accrue des secteurs industriel et résidentiel. Dans les transports, la part des énergies renouvelables devrait atteindre 8 % de la demande énergétique du secteur d'ici 2030, avec une augmentation de 50 % de leur consommation entre 2025 et 2030, portée principalement par l'électricité renouvelable, les biocarburants et le biogaz.

Cette dynamique s'appuie aussi sur un autre atout majeur des EnR : leur compétitivité économique croissante. Les coûts de production, mesurés par le *Levelized Cost Of Energy* (LCOE), ont connu une baisse spectaculaire depuis 2010. Le solaire photovoltaïque,

par exemple, a vu son coût divisé par quatre, passant d'environ 150 €/MWh en 2012 à 40-60 €/MWh en 2026, tandis que l'éolien terrestre est passé de 90 €/MWh en 2015 à 50-70 €/MWh en 2026. Ces coûts sont désormais inférieurs à ceux des énergies fossiles, comme le gaz, dont le LCOE pour la production d'électricité, se situe entre 80 et 120 €/MWh. Les perspectives de baisse des coûts restent favorables, avec des réductions supplémentaires de 30 à 60 % attendues d'ici 2050 pour le solaire et l'éolien, selon l'AIE et l'IRENA. Cette compétitivité grandissante s'explique par les progrès technologiques, les économies d'échelle et des politiques climatiques incitatives.

En France, l'écosystème industriel des EnR est dynamique et créateur de valeur. En 2023, le secteur représentait déjà 196 010 emplois en équivalent temps plein et un chiffre d'affaires de 56,7 milliards d'euros, avec une répartition équilibrée entre la fabrication, l'installation et la maintenance des équipements. Des entreprises françaises comme Schneider Electric, Engie, TotalEnergies, EDF Renouvelables, SAIPOL, INEOS, Veolia et Dalkia figurent parmi les *leaders* mondiaux dans leurs domaines respectifs, qu'il s'agisse du photovoltaïque, de l'éolien, des biocarburants ou des réseaux de chaleur. À l'échelle européenne, le secteur employait 1,8 million de personnes en 2024 pour un chiffre d'affaires de 258,8 milliards d'euros, confirmant son rôle clé dans la transition énergétique et la relance industrielle.

La Stratégie Nationale Bas-Carbone (SNBC3), validée en juillet 2026, confirme les objectifs pour 2050, avec un mix énergétique composé de 45 % d'EnR hors électricité¹, 52 % d'électricité décarbonée et 3 % d'hydrogène et d'e-fuels. Ces cibles soulignent l'importance de poursuivre le déploiement des EnR bien au-delà de 2030, afin de réduire durablement la part des énergies fossiles dans la consommation finale. Le développement du nouveau nucléaire et la prolongation des centrales historiques aboutissent à une production électrique à 50 % issue des EnR en 2050, l'approvisionnement énergétique d'une France neutre en carbone en 2050 sera majoritairement renouvelable (entre 60 et 70 %). Avec 23 % d'EnR en 2024, la France doit accélérer ses efforts pour atteindre ses objectifs, en s'appuyant sur des technologies matures, des coûts maîtrisés et un écosystème industriel solide.

L'intégration territoriale, condition *sine qua non* de la réussite des projets ENR

Malgré un soutien global de la population française envers les EnR, avec 78 % des Français ayant une image positive de ces énergies selon le dernier baromètre ADEME « Les Français et les ENR », les projets rencontrent souvent des oppositions locales. Ces résis-

¹ Biomasse, gaz, chaleur, biocarburants, géothermie... À noter que l'évolution de la biomasse disponible fait l'objet d'analyses scientifiques dans le cadre du Groupement d'intérêt scientifique Biomasse, https://gisbiomasse2026.sciencesconf.org/data/Feuille_de_route_du_GIS_Biomasse_2026.pdf

tances se cristallisent autour de préoccupations liées à l'impact paysager, à la concurrence pour l'usage des sols, aux impacts environnementaux perçus ou à la compatibilité avec les projets de territoire existants. Ces controverses, bien que minoritaires, occupent une place médiatique disproportionnée par rapport à l'opinion moyenne des Français et peuvent ralentir, voire bloquer, le déploiement des infrastructures.

Ces impacts sont la contrepartie d'une relocalisation énergétique des 60 % de notre consommation d'énergie venant aujourd'hui d'autres pays. Pour surmonter ces obstacles, il est essentiel de considérer les EnR non pas seulement comme des solutions techniques, et économiques mais aussi comme des objets sociotechniques qui doivent s'intégrer harmonieusement dans les territoires et répondre aux attentes des citoyens. Plusieurs initiatives ont été mises en place pour faciliter cette intégration. Les réseaux de projets citoyens, comme Énergie Partagée, permettent aux citoyens et aux collectivités de s'impliquer dans le financement et la gouvernance des projets EnR. En complément, le réseau des Générateurs, déployé depuis 2022 par l'ADEME, accompagne les collectivités rurales dans l'appropriation des projets éoliens et photovoltaïques. Ces dispositifs favorisent une appropriation locale des projets, en associant les acteurs du territoire à leur conception et à leur gestion.

Les plans de paysage de la transition énergétique constituent un autre outil efficace pour faciliter l'appropriation des projets. En effet, une étude menée sur 25 territoires pilotes a montré que ces plans, portés par des collectivités volontaires, en plaçant la concertation et le paysage au cœur des projets, permettent notamment d'aborder la transition énergétique dans un contexte global de transition écologique, de relativiser l'intérêt de chaque type d'énergie et de s'appuyer sur les spécificités des territoires à la bonne échelle. En considérant le paysage comme un bien commun, ces plans aident à concilier les enjeux énergétiques avec les attentes esthétiques, culturelles et sociales des populations locales. Par exemple, l'intégration paysagère des parcs éoliens ou solaires, *via* des études visuelles et des adaptations architecturales, peut significativement améliorer leur perception.

L'autoconsommation illustre également le potentiel des EnR à créer de la valeur locale. En 2026, Enedis recensait plus de 870 000 installations d'autoconsommation individuelle et 2 000 projets d'autoconsommation collective, offrant aux consommateurs une réduction significative de leur facture d'électricité. Les installations photovoltaïques en toiture, par exemple, permettent aux ménages de couvrir une partie de leurs besoins en électricité à un coût inférieur à celui du réseau, avec des économies pouvant atteindre 30 % sur leur facture annuelle. Les réseaux de chaleur renouvelable, quant à eux, fournissent une énergie stable et moins sensible aux fluctuations des prix des fossiles, ce qui est particulièrement bénéfique pour les ménages en situation de précarité énergétique. En 2026, ces réseaux alimentaient 1,5 million de logements, contre 1 million en 2020, avec des factures jusqu'à 20 % moins chères que celles des systèmes au gaz.

Au-delà de l'intérêt économique, les dynamiques d'autoconsommation individuelle ou collective ont aussi l'intérêt de donner du sens à la production locale, en la reliant à un usage, donc à un service utile pour les consommateurs. Une flotte de bus roulant au biométhane local, une baisse de facture grâce à une installation photovoltaïque locale, un chauffage collectif à partir de géothermie ou de bois bocager local (...) sont autant de leviers favorisant le sens et l'appropriation de cette relocalisation énergétique que constituent les EnR.

Pour répondre aux préoccupations environnementales, un observatoire national ADEME/OFB a été créé pour évaluer les impacts des EnR sur la biodiversité, les sols et les paysages. Cet observatoire fournit des données objectives et des bonnes pratiques pour minimiser ces impacts. Par exemple, le développement de l'Agri-PV, qui combine production agricole et production d'électricité solaire sur les mêmes terres, permet de limiter l'artificialisation des sols tout en maintenant une activité agricole. De même, l'observatoire préconise des mesures d'évitement, de réduction et de compensation qui doivent être systématiquement intégrées dans les projets pour préserver les écosystèmes locaux. C'est également l'objectif de la méthode PALIER, une méthode d'autodiagnostic permettant aux porteurs de projets agri-PV de se placer dans une perspective d'excellence environnementale.

Enfin, le partage de la valeur est un levier clé pour renforcer l'appropriation des projets. L'Imposition Forfaitaire sur les Entreprises de Réseaux (IFER), qui reverse une partie des revenus des projets EnR aux communes, ainsi que les emplois locaux créés par ces projets, contribuent à ancrer les EnR dans les territoires. En 2026, 41 % des emplois du secteur étaient liés à l'installation et à la maintenance des équipements, offrant des opportunités économiques directes aux populations locales. Par ailleurs, les projets à gouvernance locale, où citoyens et collectivités sont associés à la prise de décision, montrent des taux d'acceptation supérieurs de 30 % par rapport aux projets portés uniquement par des acteurs privés, selon une étude de l'ADEME publiée en 2025.

Vers des filières EnR circulaires et souveraines : éviter le piège des dépendances

Si les EnR offrent une solution pour réduire la dépendance aux énergies fossiles, elles ne doivent pas devenir une nouvelle source de dépendance, cette fois-ci aux matières premières critiques nécessaires à leur fabrication. Pour éviter ce piège, il est essentiel de concevoir les filières EnR de manière circulaire, en favorisant l'éco-conception, en réduisant les déchets et en maximisant la réutilisation et le recyclage.

En France, les filières à responsabilité élargie du producteur (REP) jouent un rôle central dans cette dynamique. Pour le photovoltaïque, SOREN, l'éco-organisme agréé, coordonne la collecte et le traitement des panneaux solaires en fin de vie, avec un taux de recyclage dépassant 90 % pour les matériaux comme

le verre, l'aluminium et le silicium. Pour les éoliennes, les réglementations imposent un démantèlement complet en fin de vie, avec une valorisation des matériaux comme l'acier, le cuivre et l'aluminium, dont la valeur marchande justifie économiquement leur recyclage. Les batteries, quant à elles, sont soumises à des objectifs stricts de recyclage, avec des taux de valorisation des métaux comme le cobalt, le lithium et le nickel dépassant 70 % en 2026. Ces filières REP permettent non seulement de réduire l'impact environnemental des EnR, mais aussi de réduire le besoin d'approvisionnement en matières premières, en limitant la dépendance aux importations.

À l'échelle européenne, la dépendance aux importations de technologies EnR, comme les modules photovoltaïques principalement produits en Asie, reste un enjeu. Cependant, cette dépendance est à relativiser : un porte-conteneur important des modules photovoltaïques permet de produire, pendant 20 ans et chaque année, l'équivalent énergétique du gaz importé par un méthanier entier pendant 1 an, soit 10 TWh. Par ailleurs, l'Europe dispose de capacités de production locales en développement, avec un projet de Gigafactory PV en Moselle porté par Holosolis ou la Gigafactory de batteries de Douvrin (40 GWh/an). Le programme France 2030 opéré par l'ADEME a permis par ailleurs d'accompagner des projets innovants de réemploi et de recyclage de panneaux solaires photovoltaïques.

L'innovation joue également un rôle clé dans cette transition. Le développement de batteries sodium-ion, moins dépendantes du lithium, ou d'éoliennes 100 % recyclables, avec des pales en matériaux biosourcés, illustre cette dynamique. De même, les progrès en matière d'écoconception permettent de réduire l'empreinte environnementale des équipements tout au long de leur cycle de vie. Par exemple, les nouveaux panneaux solaires sans argent, développés par le CEA, ou les onduleurs plus légers et plus durables, contribuent à améliorer le bilan carbone des filières EnR.

Conclusion

Les EnR représentent aujourd'hui une solution indispensable, compétitive et créatrice de valeur pour réduire la dépendance de la France aux énergies fossiles. Leur déploiement accéléré doit cependant s'accompagner d'une intégration territoriale réussie, d'une gouvernance inclusive et d'une filière industrielle circulaire pour garantir une transition énergétique juste, durable et souveraine. Les défis sont nombreux, mais les opportunités le sont tout autant, avec des retombées économiques, sociales et environnementales majeures pour les décennies à venir. La réussite de cette transition dépendra de notre capacité à concilier vitesse de déploiement, exigence environnementale et appropriation citoyenne, afin de construire un modèle énergétique résilient et adapté aux enjeux du XXI^e siècle.

Bibliographie

Service des Données et Études Statistiques (SDES) : <https://www.statistiques.developpement-durable.gouv.fr/energie>

Biomasse :

<https://www.negawatt.org/IMG/pdf/scenario-negawatt-2022-rapport-complet-partie4.pdf>

<https://theshiftproject.org/publications/planification-ressources-locales-rapport-final/>

<https://bibliarie.ademe.fr/actualites/chiffres-cles-biomasse-un-premier-panorama-n28>

Électricité :

<https://analysesetdonnees.rte-france.com/bilan-electrique-2025/production#Vuedensemble>

AIE :

<https://www.iea.org/reports/renewables-2025>

<https://www.iea.org/reports/net-zero-roadmap-a-global-pathway-to-keep-the-15-c-goal-in-reach>

IRENA :

<https://www.irena.org/Publications/2024/Nov/World-Energy-Transitions-Outlook-2024>

Emplois :

<https://bibliarie.ademe.fr/energies/8707-marches-et-emplois-concourant-a-la-transition-energetique-edition-2025.html>

Plans de paysage de la transition énergétique :

<https://objectif-paysages.developpement-durable.gouv.fr/transition-energetique-a54.html>

Électricité bas-carbone : coûts et externalités

Par Jean-Guy DEVEZEAUX DE LAVERGNE

Docteur d'État en Sciences économiques

Pendant longtemps les décisions d'investissement en équipements de production d'électricité ont été dominées par la notion de coût actualisé (LCOE en anglais). Récemment, nous avons observé que les coûts actualisés « aux bornes des unités de production » des fermes solaires étaient situés au même niveau (*grid parity*), puis en dessous de ceux du nucléaire. L'éolien suit la même tendance. Qu'en déduire alors ? Cet article montre que l'approche par les coûts actualisés est très incomplète et il propose de dépasser significativement les coûts de production « aux bornes » pour prendre en compte les coûts de système et les externalités associées à la production. Le résultat, imputable majoritairement aux écarts de coûts de système, est qu'aucune forme d'énergie ne dominera seule le marché des années 2050 : la complémentarité sera la règle, avec un optimum associant EnR et nucléaire grosso modo à parité. Le coût social complet d'un tel parc se situerait autour de 100 €/MWh, avec une marge d'erreur que nous évaluons à 20 €/MWh environ.

Introduction

Les coûts de production d'électricité sont des concepts qui peuvent recouvrir différentes réalités (Cour des Comptes, 2021 ; Devezeaux, 2023). Ils dépendent des périmètres auxquels on s'intéresse (dans le temps, la géographie), mais aussi des questions posées.

Pour simplifier, dans le cadre de cet article, il nous faut tout d'abord chercher à définir leur périmètre technique. Rapidement, nous opterons pour une approche d'un système électrique national, voire européen. Enfin, la question posée implicitement dans ce numéro des *Annales* est celle du parc électrique futur. Il s'agira donc de chercher à approcher une mesure du coût du parc (et de ses différentes technologies) à long terme : nous opterons pour un horizon d'une vingtaine d'années, en nous focalisant sur les unités et dispositifs à construire.

Par ailleurs, la connaissance des coûts de court terme permet au gestionnaire du réseau (RTE en France) de déterminer la liste des unités appelées à chaque moment (en sollicitant d'abord les moyens les moins chers). Le prix de l'électricité en dépend au premier chef, sachant que d'autres postes doivent être pris en compte : rémunération de différents services au réseau, transport, taxes...

Les coûts de long terme sont très différents des précédents en ce qu'ils prennent en compte le coût du capital (qui est indépendant de la décision de produire ou pas à court terme). Ils se rapportent très généralement à des coûts futurs, mais pas toujours¹. Un concept lar-

gement utilisé est le coût actualisé du MWh, ou LCOE en anglais (*Levelized Cost Of Electricity*). Il correspond au coût *ex ante* (avant la construction d'une unité de production) de l'électricité « aux bornes d'une unité de production », tels que « vus » d'un électricien. Ils consistent à pondérer dans le temps les dépenses effectuées pour produire l'électricité avec une unité de production, le « poids » de chaque année étant d'autant plus faible que celle-ci est éloignée : c'est le rôle du taux d'actualisation que de définir ces poids. Ces coûts sont rapportés à la production, elle aussi pondérée.

Ces deux natures de coûts, selon le terme considéré, et dès lors qu'on s'intéresse à un système électrique complet, doivent être aussi complétées par des coûts dits « de système » (par exemple, la gestion de la variabilité de la production induit des coûts spécifiques) qui correspondent à des charges effectives sur les comptes d'exploitation des acteurs industriels du secteur. Ces coûts peuvent être modifiés en prenant en compte le service rendu au système dans lequel l'unité de production est incluse². Ils peuvent enfin être évalués pour l'ensemble du système électrique en comptabilisant également les besoins de flexibilité et de réseau. Il devient alors difficile d'attribuer un coût qui serait caractéristique de chaque filière, le système formant un tout indissociable.

De surcroît, il faut signaler l'existence d'externalités (coûts sociaux non traduits *via* un marché, comme par exemple les coûts des impacts des pollutions induites)

¹ Les calculs de coûts historiques, intégrant le capital, sont régulièrement menés pour fixer des « justes rémunérations » d'un parc existant : c'est notamment ce qui a été fait historiquement pour définir le niveau de l'ARENH.

² On introduit ainsi souvent le concept de VALCOE (voir RTE, 2023), qui a vocation à traduire l'impact économique du recours d'une technologie future sur un système donné. La valeur de cette technologie dépendant notamment de ses capacités à être mobilisée aux moments de tension du système électrique.

qui devraient être, tant que faire se peut, intégrées dans les calculs soutenant des décisions qui ont un caractère public indéniable. Ces derniers coûts ne sont pas décaissés par des agents économiques du secteur, mais correspondent en majorité à des détriments induits sur la santé, la nature, les bâtiments... voire, si l'on élargit le propos, à des risques accrus d'exposition à des chocs externes.

En combinant ces différents coûts, on peut chercher à approcher un « coût social complet » caractéristique du développement de chaque famille de technologie. Cet article s'y attache de façon stylisée, en détaillant ces coûts dans les pages qui suivent, dans la perspective de construire le système électrique du moyen et du long terme. La question posée ici est de déterminer si et comment l'analyse des coûts relatifs des différentes technologies peut aider à définir en ordre de grandeur la structure du parc électrique futur ; ceci en prenant en compte la gestion d'ensemble du système (coûts de système), dans le long terme, ainsi que les externalités afférentes aux différentes technologies.

Coûts actualisés de production (LCOE) des moyens de production d'électricité

La notion de coût de production est donc complexe, car elle dépend de la finalité de l'analyse (fiscale, comptable, sociale au sens de l'économie publique), du champ couvert (nature des coûts et des conséquences, champ temporel), de l'historique (installation existante ou à construire), du point de vue (entreprise de production, gestionnaire de réseau, collectivité ou État). Par ailleurs, certains coûts évoluent fortement dans le temps, tant pour des raisons technologiques (EnR) que de politique énergétique (prise en compte des émissions de GES notamment). Une analyse détaillée des concepts de coûts figure dans Devezeaux-Thiollière (2022).

Dans cet article, nous nous limiterons à des coûts prospectifs, qui deviennent majoritaires à des horizons temporels éloignés, dates auxquelles les installations existantes auront en bonne part disparu. Cette façon de faire paraît adéquate à un horizon de quelques dizaines d'années, surtout si la demande d'électricité est appelée à croître significativement.

Partons donc, à ce premier stade, de coûts actualisés (les LCOE cités *supra*), soit avant prise en compte des contraintes induites par la gestion des systèmes électriques. La comparaison des LCOE des différents moyens de production permet de définir la structure d'un parc optimal à construire, sachant que les coûts dépendent fortement de la durée d'exploitation de chaque type de production. De plus, cette structure n'est qu'une première ébauche, puisque nombre de facteurs (dont la taxation, en sus des deux effets cités en tête de cet article) interviennent.

À ce stade, correspondant à une approche stylisée (prospective) et très partielle, il reste intéressant de fixer des premiers ordres de grandeur, en rapportant des plages de LCOE calculées par différentes sources, pour la France, à un horizon d'une ou deux décennies. Les niveaux de ces coûts dépendent de la performance technique et économique de chaque technologie, de la répartition des coûts dans le temps (par exemple de la durée de la phase d'investissement), de la demande temporelle adressée à chaque technologie et du taux d'actualisation qui pondère les années.

Rappelons que les hypothèses susmentionnées sont par nature dynamiques et prospectives. Par exemple, la Figure 1 retrace les coûts d'investissements unitaires retenus par RTE pour son rapport de 2023.

De nombreuses sources fournissent des évaluations des LCOE des principales technologies dans le cas français. Citons RTE, la CRE, l'ADEME, l'OCDE/AIE, etc. (voir bibliographie *in fine*). Nous retiendrons pour notre part les valeurs proposées par RTE (2026) pour établir sa prospective à l'horizon 2050, sur lesquelles les calculs suivants sont basés. Pour simplifier, nous

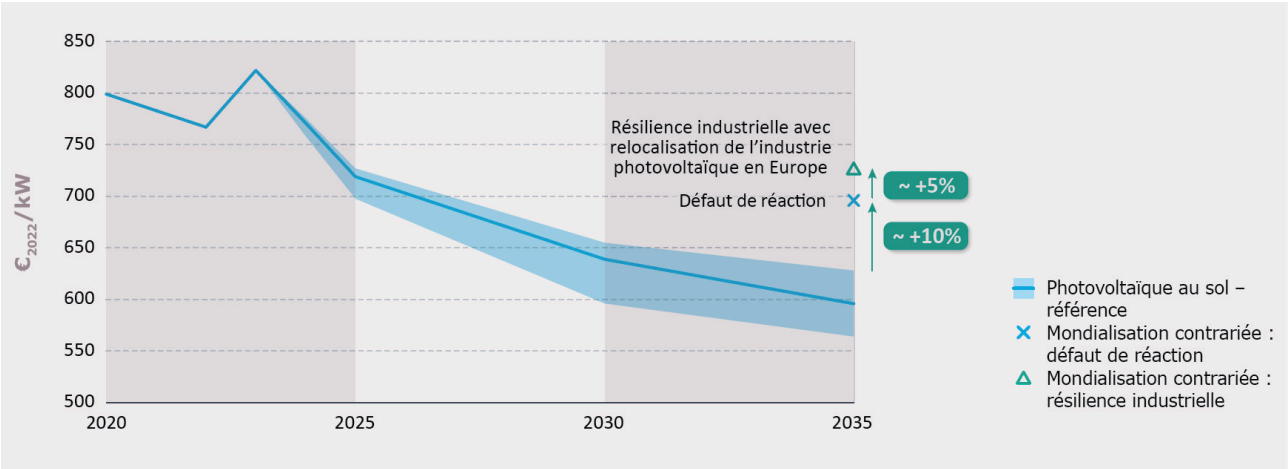


Figure 1 : Exemple d'hypothèses de diminution du coût d'installation du PV au sol, avec prise en compte de scénarios alternatifs (Source : RTE, 2023).

Tableau 1 : Exemple de comparatif des coûts actualisés (LCOE) par filière, à l'horizon 2050, pour différents taux de charge des moyens de production (taux d'actualisation unique de 4 %), en euros 2025/MWh (Source : auteur).

LCOE					
Taux de charge	Nucléaire	Fermes Solaires	Eolien on shore	Gaz (prix std)	Gaz (prix crise)
10%	np	76	124	np	np
15%	np	51	83	np	np
20%	np	na	62	231	np
25%	np	na	50	185	437
30%	199	na	na	154	364
50%	123	na	na	92	218
70%	90	na	na	66	156
90%	72	na	na	51	121
Rappel des coûts de court terme	<10	~0	~0	30	100
				na non atteignable	
				np non pertinent	

Nota : on a aussi fait figurer un ordre de grandeur des coûts de court terme. Les valeurs sont exprimées en euros de 2025. Le raccordement est inclus. Les incertitudes sur les coûts figurés ici sont de l'ordre de 30 % pour les EnR et 15 % pour les autres technologies.

avons fait figurer 3 technologies « bas-carbone » dans le Tableau 1 : le nucléaire EPR2 (ici les réacteurs d'après le programme actuel), les fermes solaires et les éoliennes des années 2050. Par rapport aux coûts actuels, nous avons retenu les baisses suivantes : 10, 25 et 35 % respectivement (pour les coûts d'investissement), dans l'esprit de la Figure 1. Nous avons aussi fait figurer la production d'électricité à base de gaz naturel, pour deux niveaux de prix international (« standard » et « crise »). Si l'on considérait de surcroît un système de capture et de séquestration du CO₂, le LCOE des centrales à cycle combiné de 2050 augmenterait dans une fourchette de 50 à 150 euros environ.

Les niveaux de coût de production actualisés (LCOE) présentés sont donc représentatifs de ceux d'unités de production à construire à l'horizon du milieu du siècle. Ils appellent un certain nombre de remarques.

Tout d'abord, on constate que dans les conditions « optimales », c'est à dire essentiellement avec un taux de charge maximum (15 % pour le solaire, 25 % pour l'éolien terrestre et 90 % pour le nucléaire), les LCOE des EnR sont nettement les moins élevés. Ceci est la résultante des baisses de coûts massives de ces dernières décennies et de la stagnation des coûts du nucléaire. Les centrales combinées à gaz, même si elles pourraient s'avérer compétitives, présentent des inconvénients rédhibitoires : volatilité des prix du gaz et (nous y reviendrons) émissions massives de gaz à effet de serre. Cette situation a pu amener des commentaires expliquant que la *grid parity* étant atteinte par les EnR, ces dernières pourraient satisfaire l'ensemble de la production à moindre coût.

Mais, en pratique, il serait erroné de comparer les LCOE pour en déduire directement les priorités d'investissement. Les différentes technologies ont des capacités très hétérogènes qui induisent des contraintes et des limites. Notamment, le facteur de charge de chacune d'entre elles est plafonné, et – de surcroît – leur fonc-

tionnement à grande échelle dans un parc national ou européen a des effets significatifs sur leur productibilité (le facteur de charge), mais aussi sur la productibilité des autres moyens de production, induisant des coûts nouveaux en retour.

Ainsi, le Tableau 1 présente la sensibilité des LCOE au facteur de charge. Celui-ci est issu de capacité à produire des installations, mais aussi de la distribution temporelle de la demande électrique. Les facteurs de charge des EnR sont bornés par la disponibilité du vent ou du rayonnement solaire. Les colonnes qui figurent leurs coûts en Tableau 1 sont ainsi tronquées : le solaire français dépassera difficilement 15 % de son potentiel ici très théorique (100 % d'éclairement sur 24 h, toute l'année), de même l'éolien terrestre est limité au quart du maximum théorique. Le nucléaire voit ses coûts augmenter assez rapidement si le facteur de charge diminue. Nous avons fixé un seuil minimum de 30 % pour le nucléaire, ce qui constituerait une valeur très basse de l'utilisation de cette technologie. Pour le gaz, utiliser une unité à cycle combiné à moins de 30 % du temps apparaît exclu : il faudrait alors opter pour la technologie des turbines à gaz (TAC), bien mieux adaptée à des utilisations courtes.

Ces données ne permettent pas de définir la « meilleure » technologie, tout au contraire, elles montrent que les caractéristiques des différentes filières sont très différentes et – si possible – complémentaires. Certes, le fait de ne produire que pendant une partie (modeste) de l'année, ne signifie pas que les EnR ne peuvent couvrir une partie importante de la demande. D'une part, les productions des différentes unités ne sont pas synchrones, ce qui permet de disposer d'une composante continue de la production, grâce au foisonnement des contributions des unités. Ceci est principalement le cas des éoliennes, avec les 3 ou 4 régimes de vent de l'Hexagone. Pour pallier des situations de faible production (vent faible, matinée ou soirée pour le

solaire), il est possible d'augmenter la puissance installée. Mais cette pratique débouche assez vite sur des situations de surproduction pendant les périodes favorables, lesquelles conduisent à écrêter cette production... et dégradent alors l'économie de l'ensemble du système. Actuellement, les perspectives de coûts et de disponibilité des différentes technologies de stockage ne permettent pas d'assurer qu'une solution globale sera trouvée à terme (en particulier pour ce qui est du stockage inter-saisonnier³).

Le Tableau 1 présente aussi des ordres de grandeur des coûts de production de court terme : il s'agit des coûts immédiats à supporter pour mobiliser les équipements. Ceux-ci sont quasi nuls pour les EnR solaire et éolien, et très faibles pour le nucléaire. Ils sont par contre beaucoup plus élevés pour le gaz. Cette hiérarchie impose que le recours aux EnR sera toujours préférable, en fonction bien sûr du parc déjà installé. Par contre, ce choix n'implique pas que les investissements doivent suivre la même logique : les contraintes de disponibilité, de flexibilité et de distribution temporelle de la demande amènent notamment à donner une place significative au nucléaire, énergie largement pilotable, si tant est que cette énergie demeure politiquement acceptée.

On conçoit *in fine* que la constitution d'un mix électrique optimal (c'est-à-dire ici le moins cher) ne puisse se faire au vu des seuls coûts actualisés, et que le recours exclusif à une seule technologie (qui serait donc toujours la moins chère, mais aussi serait très disponible) ne soit pas possible, compte tenu des contraintes de toutes sortes. Ce qui n'est à ce stade qu'un raisonnement approché peut être démontré et quantifié dès lors que l'on prend en compte les coûts de système. C'est l'objectif du paragraphe suivant.

Prise en compte des coûts de système des moyens de production d'électricité

Au cours du siècle dernier, les LCOE étaient les principaux paramètres à prendre en compte pour définir la structure d'un parc optimal (compte tenu des techniques d'offre disponibles, de la demande et de sa sensibilité à la tarification). Actuellement, cette approche est devenue caduque : les travaux développés depuis une quinzaine d'années en matière de prise en compte des effets de système ont désormais fortement changé la donne.

³ Une littérature abondante porte sur les conditions de fonctionnement et l'économie de systèmes électriques qui seraient uniquement constitués d'EnR (comprenant donc aussi quelques moyens « en base » comme des centrales à biomasse, des centrales hydrauliques au fil de l'eau ou des moyens dédiés au stockage et/ou à la gestion des pointes comme les barrages et les stations de transfert par pompage). Les scénarios « 100 % EnR » tels ceux initiés par l'ADEME (2015) doivent leur faculté d'atteindre de tels scores extrêmes à des hypothèses parfois hardies pour éviter les coûts prohibitifs de scénarios très volontaristes (ou « en coin ») et nous paraissent plus des exercices conceptuels que des cas à prendre en compte dans une optique concrète de planification.

Ces travaux partent des limitations intrinsèques à toute source de production d'électricité, insérée dans un réseau. Chacune d'elles est potentiellement limitée au moins dans l'un des domaines suivants :

- en capacité de production géographique (rares sont celles qui sont positionnées exactement sur le lieu de la demande) ;
- en disponibilité et prévisibilité de court terme (la source est affectée par des aléas et sa flexibilité est limitée) ;
- en disponibilité de moyen terme (sa productibilité n'est jamais de 100 %, ne serait-ce que pour réaliser la maintenance nécessaire).

L'identification de ces coûts de système date essentiellement des années 2010 (Joskow, 2011 ; OECD/NEA, 2012 ; Hirth *et al.*, 2015). Elle vise à évaluer les coûts induits par ces contraintes et remonte historiquement à la prise en compte de la variabilité des EnR. Cette dernière, dès lors que des parts significatives de l'électricité provenaient de ces moyens de production, ne permettait plus de comparer une production variable et une production pilotable sans précautions additionnelles.

Au total, la nomenclature de ces coûts peut être synthétisée en 3 postes principaux :

- Les coûts de connexion des unités de production et de réseau (transformateurs, lignes) qui varient selon la répartition spatiale de la production et de la demande (en particulier à la pointe).
- Les coûts liés à l'équilibrage offre-demande de court terme, lequel est modifié par l'existence de l'équipement étudié, sujet à des erreurs de prévision à court terme sur sa productibilité et est plus ou moins capable de contribuer à cet équilibrage (face à une demande stochastique), notamment en termes de flexibilité.
- Les coûts dits « de profil » (*profile costs*) qui sont induits par une nouvelle unité sur l'ensemble du parc existant et proviennent du profil temporel de production à moyen terme, lequel est lié au caractère plus ou moins disponible de chaque moyen de production (par exemple du solaire PV et de l'alternance jour/nuit, ou du nucléaire pendant le rechargement du combustible).

Ces coûts de système sont bien des charges pour les compagnies électriques, qui doivent développer des moyens pour assurer la production du système au juste niveau. Ils s'appliquent à tout moyen de production (ou de stockage) d'énergie. Ils ne sont pas nuls pour les moyens pilotables, mais ils sont (beaucoup) plus importants pour les énergies variables, ce qui nécessite leur prise en compte pour des comparaisons sérieuses. Malheureusement, ces coûts sont difficiles à établir : ils dépendent de la géographie (vent, ensoleillement, réseau...) et donc du pays et/ou du réseau considéré, mais également de la structure du parc et donc de la part de chaque énergie (en fait, essentiellement, de la part d'énergies pilotables et non pilotables), ainsi que de la demande électrique. Notons aussi le rôle crucial

de l'hydraulique, avec ses diverses formes, dans un parc comme celui de la France.

Ordre de grandeur des coûts de système pour un pays comme la France

Le calcul des coûts de connexion est spécifique à chaque installation. Celui des autres postes ci-dessus nécessite la disposition d'un modèle de parc (tel Antares développé par RTE). En outre, ces coûts dépendent très fortement de la structure du parc, laquelle n'est, de fait, jamais optimale. Par exemple, la valeur (l'inverse du coût) d'une énergie pilotable comme le nucléaire est d'autant plus forte que la part de non pilotable (solaire, vent) est forte. En outre, ces coûts dépendent d'un ensemble de données et d'hypothèses (pour le futur) assez nombreuses et complexes, comme l'état des systèmes connectés en Europe ou les statistiques météorologiques et pluviométriques. Une dernière subtilité de ce type d'analyse est que les calculs formels sont généralement effectués pour des parcs fixes, sans vision prospective (analyse statique). Une façon de traiter cette problématique est de fournir des valeurs des coûts tous les 5 ou 10 ans, au fur et à mesure de l'évolution de la structure du parc.

Par ailleurs, l'existence de tels coûts pose la question de leur traduction en termes de prix. Ces coûts ne sont pas des externalités et affectent directement les systèmes électriques : leur existence renchérit le coût du MWh moyen fourni par le parc. Mais il y a bien peu de mécanismes actuellement qui les affectent correctement au fait générateur. La logique économique consisterait en effet, une fois qu'ils ont été mesurés, à affecter ces coûts à chaque moyen de production à hauteur de sa responsabilité. De même que chaque équipement permettant de les réduire devrait être rémunéré pour les services rendus. Ce n'est que très imparfaitement le cas au sein des entités électriques, où que ce soit dans le monde. Par contre, le calcul public doit les prendre en compte dans les choix de parcs.

Les progrès acquis durant la dernière décennie sont majeurs et fournissent des ordres de grandeur qui complètent et modifient grandement les résultats des calculs de LCOE. Les principaux enseignements de ces travaux sont rappelés ci-après :

- Les coûts de système du nucléaire et des équipements pilotables sont faibles (de l'ordre de 2 à 3 €/MWh : voir le Tableau 2) pour un parc de type français et dépendent peu de la part de ces équipements dans la puissance ou l'énergie totale.
- Les coûts de système des énergies variables (essentiellement le solaire PV et l'éolien) sont nettement plus importants, selon les cas, et peuvent atteindre plusieurs dizaines d'€/MWh (typiquement jusqu'à 50 €/MWh pour un parc de type français, si l'on supposait jusqu'à 75 % d'EnR variables).
- Ces coûts dépendent fortement de la part de ces équipements dans la puissance ou l'énergie totale, et croissent avec elle. Inversement, ils diminueront dans le temps avec l'arrivée d'innovations et la baisse tendancielle des coûts du stockage de court terme.

- Dans les prochaines décennies, les coûts LCOE des EnR variables vont, eux aussi, très probablement continuer à diminuer fortement (voir plus haut). Cette tendance va permettre leur développement continu et atténuer l'augmentation des coûts de système liée à leur part croissante. Ces forces contraires pourraient converger vers 2050 vers des taux d'EnR (hydraulique non compris) qualifiables d'« optimaux » situés vers 30 à 40 % de l'énergie totale et même au-delà.

La littérature abonde maintenant en calculs de ce type. Une synthèse peut être trouvée dans Samadi (2017), dans OECD/NEA (2018 & 2019) ou, plus récemment, Devezeaux (2025). Nous avons compilé en Tableau 2 de nombreuses données issues de la littérature, qui fournissent des ordres de grandeurs, en ne retenant pas les valeurs extrêmes. Ce Tableau 2, tout comme le Tableau 1, est organisé en prenant en compte prioritairement le temps pendant lequel les différents moyens de production sont utilisés. Toutefois, à la différence du Tableau 1, nous illustrons ici les parts en énergie fournies par les différentes technologies. Notons que, même avec des parts modestes pour une technologie donnée, il est alors possible que des équipements (peu nombreux) soient individuellement sollicités avec un facteur de charge élevé. La combinaison de ces deux effets nécessite un modèle de parc.

Ainsi, le tableau illustre les coûts de système dans des réseaux intégrant des possibilités significatives de flexibilité (technologie, exports...). Les coûts des technologies sous-tendant les études à la base de cette synthèse sont essentiellement des coûts prospectifs, seuls envisageables pour des parts importantes de nucléaire ou d'EnR. Le premier résultat est que le nucléaire dispose de coûts de système toujours faibles (comme, d'ailleurs, les autres sources pilotables non décrites ici). Les EnR variables ont des coûts de système qui croissent généralement avec leur contribution à la production, mais avec des niveaux qui peuvent rester dans certains cas relativement modérés (de l'ordre de la vingtaine

Tableau 2 : Synthèse des ordres de grandeur, en €2025/MWh, des coûts de système du nucléaire, de l'éolien et du solaire, pour un pays comme la France à l'horizon 2050 (Source : Devezeaux, 2025).

Part dans la production	10 %	30 %	50 %	70 %
Nucléaire				
Connexion + Grid	0-2	0-2	0-2	0-2
Balancing + Profil	< 0	< 0	< 0	< 1
Éolien				
Connexion + Grid	3-10	3-20	5-25	ns
Balancing + Profil	4-10	7-20	10-25	ns
Solaire				
Connexion + Grid	3-10	3-15	3-20	ns
Balancing + Profil	5-15	10-30	10-35	ns

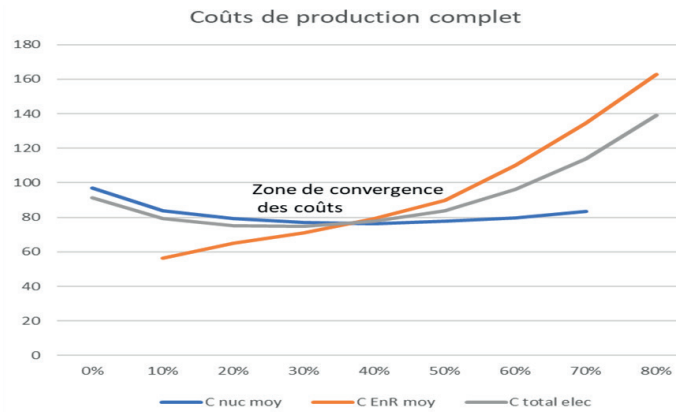


Figure 2 : Ordre de grandeur des coûts de production + coûts de système du nucléaire et des EnR dans un système électrique de type France, à l'horizon 2050, en €/MWh. Le graphique est organisé en fonction de la part des EnR (éolien et solaire) dans la production totale (Source : auteur).

d'€/MWh). Toutefois, ces coûts peuvent s'avérer dans d'autres cas bien plus élevés (plus de 50 €/MWh). Ces ordres de grandeur montrent que les approches « aux bornes » de la production ou les raisonnements de type *grid parity* sont insuffisantes. Il s'ensuit qu'au-delà de la recherche sur la production d'électricité, un des grands enjeux de la R&D est et sera de faire baisser ces coûts de système.

Un autre résultat important, issu de la non linéarité des coûts totaux en fonction de la structure du parc, est que l'optimum (s'il est possible de l'atteindre) comporte à la fois des EnR variables, de l'hydraulique, des moyens « bas-carbone » pilotables (typiquement nucléaire ou éventuellement quelques équipements brûlant de l'énergie fossile avec Capture et Séquestration du Carbone, ou CCS) et des stockages. Il n'y a pas d'exclusion entre ces moyens de production et de gestion les uns vis-à-vis des autres, mais plutôt une forme de complémentarité.

Vers une structure optimale pour le parc électrique

Partant des données précédentes, la Figure 2 représente des valeurs moyennes des coûts (production + système) du nucléaire et des EnR (ici éolien et solaire à parité) pour la France (avec 15 à 20 % d'hydraulique), à l'horizon 2050. Elle prend en compte les effets de système au sein du parc avec une part élevée d'EnR, lesquelles provoquent des « coupes » dans la production des réacteurs nucléaires (analogues aux écrêtages des EnR). Les réacteurs ne sont (presque⁴) plus appelés une fraction du temps, dès lors que les éoliennes et les panneaux solaires fournissent la totalité de la demande à coût variable nul. Ces phénomènes, inhérents à la répartition temporelle de la production et à sa variabilité, provoquent une baisse du coefficient de production (taux d'utilisation) du nucléaire et une hausse de son coût de production. Inversement, les services rendus par le nucléaire pendant les heures de forte demande

résiduelle (défalquée de l'énergie des EnR) ont une valeur supérieure et le nucléaire devrait être rémunéré en conséquence. Pour des parts importantes d'EnR variables (notamment au-delà de 30 % en énergie), les périodes de temps pendant lesquelles la production excède la demande augmentent aussi rapidement : il faut alors écrêter la production d'EnR (sachant qu'on peut aussi la stocker en partie). Pertes d'énergie ou investissements en stockages augmentent alors le coût des EnR, dont le coefficient de production baisse. Ces phénomènes tendent à augmenter les coûts. Mais les EnR étant ici moins onéreuses en termes de LCOE que le nucléaire, les deux effets jouent en sens contraire. C'est ce qui explique en bonne part la zone centrale de moindre coût.

On constate que les courbes de coût des technologies se croisent dans une large zone, ici autour de 20 à 50 % d'EnR, en énergie. Cette figure montre à nouveau qu'on ne peut se contenter d'aborder les parcs futurs *via* les LCOE, mais aussi que les coûts de système sont contingents, et qu'ils varient fortement en fonction des taux de pénétration, notamment. La courbure de la droite de la figure est en outre sensible à des facteurs tels que la contrainte globale de décarbonation, le caractère ouvert ou non du réseau électrique étudié ou les limites des gisements hydrauliques ou EnR en fonction de l'énergie annuelle.

La Figure 3 permet alors de combiner les résultats ci-dessus pour un parc de type « français » à un horizon lointain (2050). On y a tracé la forme du coût total de la production du parc électrique, y compris donc les coûts de système. Ce coût possède une nette concavité vers le haut. Cette figure montre qu'il est urgent de sortir du paradigme trompeur de la comparaison des LCOE des énergies électriques. On peut d'ailleurs se rappeler que la théorie économique des systèmes électriques fondée par Ramsay et Boiteux dans les années 1950, avec des moyens de production alors pilotables, dépassait aussi la simple comparaison des productions « en base » pour calculer la structure du parc optimal. L'analyse *via* les coûts de système (ou *via* des modélisations intégrées des systèmes électriques) conclut généralement à l'existence d'un minimum de coût, lequel est atteint

⁴ Il existe en effet un seuil (de l'ordre de 20 %) de puissance minimale pour les réacteurs et des contraintes en dynamiques (effet xénon et effet samarium, notamment).

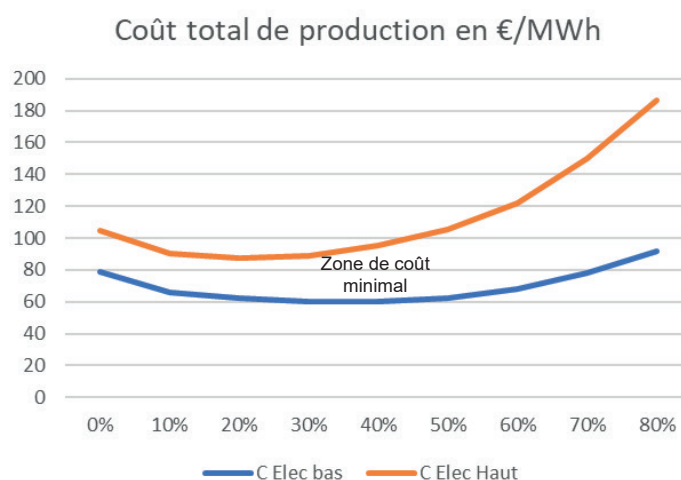


Figure 3 : Ordre de grandeur du coût total de production d'un système électrique de type France, à l'horizon 2050, en €/MWh (Source : auteur).

pour un mix comprenant des EnR et du nucléaire. Ainsi, il est sans fondement – en tout cas au plan économique – d'opposer ces moyens de production comme si l'un devait exclure l'autre. C'est le résultat d'une complémentarité entre des énergies renouvelables certes peu coûteuses mais non pilotables et intermittentes, et une production nucléaire plus coûteuse mais commandable et flexible.

De nombreux travaux illustrent comment les évolutions de coûts en cours peuvent jouer sur les structures de parcs optimaux (au sens du coût minimum) à divers horizons. Citons par exemple les travaux menés par le MIT (en lien avec le CIRED et le modèle EOLE (voir Shirizadeh & Quirion, 2021). Plus récemment, France Stratégie (2022) a aussi mené une étude de ce type. Les auteurs constatent qu'il faudrait atteindre un coût d'investissement du nucléaire jusqu'à 12 000 €/kWe pour limiter la part optimale du nucléaire à 30 % en énergie. Pour les valeurs attendues des EPR2, la part optimale serait donc significativement supérieure. Il reste que le minimum de coût de la Figure 3 apparaît plat, ce qui permet d'ajuster le parc de façon assez souple. L'essentiel des décisions d'investissement porte donc plutôt sur des paramètres industriels (dont la souveraineté) mais aussi – et de façon majeure – sur les décisions des pays interconnectés avec la France.

Avec un mix électrique dans la zone optimale, on constate des « pertes » apparentes d'efficacité des différentes technologies. Les pertes de production décrites plus haut pourraient représenter ici au moins 10 % du productible. Ces phénomènes, résultant des contraintes météorologiques et de la distribution temporelle de la demande, augmentent ainsi les coûts LCOE à attribuer aux équipements (voir Tableau 1).

Prise en compte des coûts externes des moyens de production d'électricité

Les calculs précédents ont donc vocation à prendre en compte l'ensemble des coûts du système électrique, tels qu'ils sont effectivement supportés par les indus-

triels (producteurs, transporteurs, distributeurs...). Mais d'autres coûts affectent aussi la société, lesquels ne sont pas pris (ou pas pris en totalité) en compte dans le système de prix. Ce sont des externalités induites par la production et l'acheminement de l'électricité. Économiquement, il s'agit alors d'évaluer ces impacts (généralement des dommages, mais aussi parfois des bénéfices) et non d'attribuer des coûts d'externalités en fonction des coûts des mesures visant à supprimer les impacts à la source (coûts d'abattement). Cette démarche s'inscrit dans une longue liste de travaux cherchant à orienter les décisions en tenant compte de ces impacts. Parmi les contributions les plus marquantes, citons les projets européens ExternE (1995) et NEEDS (2008 ; 2009a) et les travaux qui ont suivi, comme le projet CASES (Bosetti *et al.*, 2012). Citons aussi les travaux qui se sont poursuivis sur les bases de données, tels van Essen *et al.* (2019) et CE Delft (2024). Sans oublier plusieurs travaux d'Ecofys, les rapports de l'ONU (GIEC, UNECE...), ceux de l'OCDE (AIE et surtout AEN, 2012) et de l'IIASA (plutôt selon une voie macroéconomique), etc. Citons enfin les articles de synthèses bibliographiques que nous avons identifiés, qui abordent ce sujet : Samadi (2017), Barros *et al.* (2020), Baumgartner *et al.* (2024)... Nous nous appuyons ici essentiellement sur notre article de 2025 qui lui-même recense une bibliographie fournie.

Méthodologies

La traduction en unités monétaires des impacts induits par la production et la distribution d'électricité fait appel à un vaste ensemble de méthodes.

La première d'entre elles consiste à établir les impacts physiques d'une production électrique donnée sur un ensemble de paramètres, au premier chef desquels la santé humaine. La méthode la plus utilisée combine alors des modélisations directes (tel le recours à des modèles de dispersion de polluants) et des outils « globaux » qui cherchent à mesurer la diffusion des conséquences de la production d'électricité sur la société. Cette approche part d'une conception « holistique » – du berceau à la tombe – qui s'attache à figurer l'ensemble du cycle

de vie (*via* des modèles d'analyse de cycle de vie ou ACV) depuis les installations et l'ensemble des interactions en amont (les conséquences de l'utilisation des intrants ou consommations intermédiaires) jusqu'aux interactions en aval (polluants, démantèlement notamment). Les choix de méthodes portent en particulier sur la place donnée aux paramètres spécifiques de l'installation représentative considérée (avec un caractère explicatif fort, mais un besoin en données important) et le recours à des coefficients +/- « standard » de diffusion des impacts que l'on trouve dans des modèles d'ACV, tel Ecoinvent, par exemple. Parmi les questions à résoudre, il y a le choix des indicateurs pour mesurer ces impacts (vies humaines, morbidité, réchauffement climatique, dommages écologiques, dommages sur le bâti, temps perdu, bruit...).

Une autre difficulté est l'agrégation d'impacts de natures très diverses et échelonnés sur des temps longs. Enfin et surtout, le passage des impacts en termes physiques à une évaluation monétaire donne lieu à de très nombreux travaux, mais dépend aussi de nombreux choix. Le lecteur intéressé peut se référer à notre article de l'année dernière déjà cité ou à Samadi (2017) qui présente une synthèse pédagogique de ce sujet.

Au stade actuel, la science économique se doit de montrer en la matière une grande prudence. Inversement, il serait très dommage de ne pas s'intéresser à ces questions et de choisir les investissements électriques sans prendre en compte au mieux possible les coûts externes. Une question majeure est ainsi d'examiner si les conclusions qui précèdent peuvent (et doivent) être amendées significativement dès lors que les externalités raisonnablement appréciables sont prises en compte.

Principales externalités

Cette très brève partie a pour but de lister les externalités pour lesquelles des évaluations économiques sont raisonnablement possibles et pertinentes. Les résultats sont regroupés dans le Tableau 3, où nous avons aussi fait figurer les coûts actualisés et les coûts de système pour des parts équivalentes d'EnR variables et de nucléaire. Les détails de ces calculs sont présentés dans notre article de 2025, et de très bonnes sources figurent dans Samadi (2017) ainsi que dans des projets tels qu'ExternE et NEEDS (*op. cit.*). Seuls les ordres de grandeur comptent ici.

Externalité climatique

La première externalité nous est à tous très présente à l'esprit : il s'agit des émissions de gaz à effet de serre (CO₂ principalement). Elle fait d'ailleurs l'objet de mesures de politique énergétique depuis maintenant plusieurs décennies en Europe, de telle façon que cette externalité est déjà internalisée en partie dans les décisions des électriciens.

Pour toutes les technologies présentées ici, il n'y a pas de recours direct à l'énergie fossile (bien sûr, si l'on excepte le gaz)... et, par voie de conséquence, les externalités résultantes sont relativement modérées. L'analyse en ACV évoquée plus haut permet de prendre en compte l'énergie « grise » incorporée aux

équipements, de même que celle (plus réduite) liée au démantèlement. Il est donc possible de rapporter les GES émis à chaque MWh produit. Il faut aussi évaluer les progrès attendus. La règle proposée par les pouvoirs publics est de prendre en compte l'externalité induite *via* la Valeur de l'Action Climat (ou VAC). C'est ce que nous avons fait, et qui débouche sur des montants donc modestes (de l'ordre de la dizaine d'€/MWh), à l'exception toujours des centrales à gaz. Pour ces dernières, ce sont les consommations de combustibles qui dominent et entraîneraient des externalités de l'ordre de 200 €/MWh, lesquelles aboutiraient certainement à rendre rentable la capture et la séquestration du CO₂.

Impacts sur la santé humaine des émissions de polluants, des doses radioactives et de la production de déchets

Mesurer ces externalités requiert de passer par des modèles d'impacts et de calculer des détriments essentiellement en termes de mortalité et de morbidité humaines. Les énergies solaires et éoliennes induisent des émissions de polluants faibles (phase amont et aval de la production, dont le bilan en la matière est en ordre de grandeur quasi nul). Un point sans doute non encore totalement stabilisé est celui du démantèlement des panneaux solaires. La mise en œuvre du recyclage à grande échelle devrait toutefois permettre de limiter les impacts liés à la mise en décharge des déchets solides résultants. La traduction monétaire de ces impacts est faible : de l'ordre de quelques euros par MWh. Le nucléaire, industrie fortement contrôlée, n'induit pas de détriment significatif qui serait lié à ses effluents ou à la gestion des déchets, même si elle est controversée, elle est de fait maîtrisée. Comme pour les autres filières (qui induisent aussi des impacts radiologiques), les montants des externalités en jeu sont très inférieurs à l'€/MWh. Ainsi, le résultat principal est que les modes de production d'électricité à base d'énergies fossiles (surtout le charbon, lequel n'est pas considéré dans cet article, dont les impacts dépendent fortement des niveaux de traitement des particules) sont les plus polluants. Le gaz est moins émetteur d'aérosols mais induit néanmoins des externalités négatives de l'ordre de quelques €/MWh.

Autres impacts sur la santé et impact sanitaire total

Ce poste comprend notamment les impacts sur la santé des travailleurs et les impacts indirects liés à l'exploitation en marche normale. En agrégeant tous les effets sur la santé cités ici et dans les parties précédentes et en tenant compte des progrès techniques en cours et attendus, comme la baisse notable de l'exposition des mineurs d'uranium, nous obtenons des valeurs qui sont modestes pour les filières étudiées. En effet, pour le nucléaire et l'éolien, les externalités ne devraient pas dépasser significativement l'€/MWh. Le solaire PV, apparaît potentiellement plus élevé (mais avec des marges significatives qui joueront au fur et à mesure des progrès techniques et de la réglementation (nous lui attribuons une valeur moyenne de 4 €/MWh). Enfin, le gaz serait proche du solaire (valeur moyenne de 3 €/MWh).

Impacts sur la biodiversité

Au stade actuel, même si des méthodes multicritères ouvrent des perspectives, il est encore hardi de souhaiter traduire en termes économiques les myriades d'indicateurs non commensurables disponibles dans la littérature. Un exemple d'application soignée de ces méthodes est proposé par l'équipe de NEEDS (2009b). Les valeurs recensées par Samadi (2017) sont en général faibles (inférieures à 1 €/MWh) et ne poussent probablement pas, pour l'instant, à privilégier une quantification de ces impacts.

Impact sur l'occupation des sols et les paysages

Les résultats sont d'ampleur variables et assez disparates. Samadi (2017) et ExternE (1995) les évaluent à quelques €/MWh au plus pour les technologies les plus pénalisantes (souvent celles qui utilisent le plus d'espace). Nous avons retenu un plafond de 1 €/MWh pour l'externalité du solaire et du nucléaire et jusqu'à 5 €/MWh pour l'éolien *onshore*, en suivant en cela Samadi (2017).

Impacts sur l'agriculture

La littérature est très fournie sur les impacts du changement climatique sur les rendements agricoles. L'étude européenne CASES en offre une remarquable illustration. L'essentiel des impacts est dû au changement climatique (réchauffement, événements extrêmes) et à l'augmentation de la teneur en CO₂ de l'atmosphère. En ce qui concerne les énergies « bas-carbone », ces effets sont néanmoins du deuxième ordre et nous ne les avons pas retenus comme candidats prioritaires pour les monétiser.

Impacts résultants des accidents majeurs

Une littérature spécifique concerne les accidents nucléaires. Une synthèse, qui prend en compte l'accident de Fukushima, est fournie par Devezeaux (2015). *In fine*, la valeur retenue ici pour cette externalité est de 3 €/MWh (y compris une pénalité pour aversion au risque). Elle a été limitée à 1 €/MWh pour le solaire PV et l'éolien. Compte tenu du niveau d'incertitude des évaluations disponibles pour le gaz, nous les avons limitées à un niveau intermédiaire (2 €/MWh) ; sachant que ceci ne recouvre pas des aléas géopolitiques affectant la disponibilité du gaz et, par suite, son coût.

Impact sur l'épuisement des ressources et consommation d'eau

Pour le solaire PV et l'éolien, nous retenons des valeurs proches de celles proposées par Ecofys (2014), soit en dessous d'1 €/MWh. Pour le nucléaire, nos calculs de coût du MWh internalisent déjà les éventuelles tensions futures sur le marché de l'uranium. Les impacts sur le réchauffement des cours d'eau par les réacteurs ont été plafonnés à un niveau de 1 €/MWh. Pour la référence gaz, nous avons maintenu les résultats d'Ecofys en fourchette haute, la fourchette basse provenant de la prise en compte de l'arrivée du biogaz (niveau forfaitaire de 50 %).

Impacts sur l'emploi, impacts macroéconomiques, impacts sur l'innovation et la croissance

Ces sujets sont d'une grande diversité et relèvent de nombreuses approches théoriques qui dépassent le cadre de cet article. Au final, retenons surtout que des externalités positives découlant de la mise en place de technologies avancées sont hautement probables (théorie de la croissance endogène), mais d'ampleur modeste à l'échelle de l'énergie produite. Nous en avons retenu un ordre de grandeur borné, pour les 3 énergies étudiées, à 1 €/MWh, soit quelques pour cent du coût d'investissement.

Impacts sur la souveraineté, terrorisme et risques liés aux systèmes énergétiques en cas de conflit

La littérature s'est sensiblement développée sur ces sujets, ces dernières années. Voir par exemple Stefan Hirschberg *et al.* (2016), qui ont traité du terrorisme et ont eu le mérite d'en poser les ordres de grandeur des conséquences éventuelles, en termes d'impact sur la santé. Ces impacts ne dépasseraient pas quelques fractions d'€/MWh. Ils apparaissent en ordre de grandeur plutôt modestes et peu discriminants. Les énergies les plus risquées en la matière seraient, en ordre décroissant, la filière gaz (le GNL), puis les barrages, puis les réacteurs nucléaires. À ce stade, nous n'avons donc pas retenu de les comptabiliser dans la consolidation finale de cet article.

Récapitulatif

Le Tableau 3 tente de sommer les ordres de grandeur présentés ci-dessus. La conclusion principale qui se dégage de cette analyse est que la prise en compte des externalités associées aux technologies de production d'électricité « bas-carbone » et entrant dans les coûts sociaux (par rapport aux coûts économiques supportés par les industriels du secteur) « pèse » de plusieurs dizaines d'€/MWh. Cette augmentation sensible n'est toutefois pas de nature à remettre en cause les choix établis hors externalités, les ordres de grandeur restant comparables entre les différentes technologies.

Au total, ces résultats indiquent que la prise en compte des externalités, avec le degré de connaissance qui est actuellement le nôtre, pèse pour 15 à 20 €/MWh pour l'ensemble des technologies bas-carbone considérées. Le positionnement relatif des différents coûts complets sociaux est donc proche de celui obtenu au chapitre précédent, dont les conclusions restent valables.

Conclusion

Au terme de cet examen très rapide des coûts de production d'électricité, la principale conclusion qui peut être tirée de l'état de l'art de l'analyse économique est que les coûts actualisés (LCOE) ne peuvent plus servir à guider les choix d'investissement. Ils sont en effet très incomplets. Il est toutefois possible de développer des « coûts sociaux complets », lesquels intègrent les effets de système et les coûts des externalités, au mieux de ce que l'état de l'analyse économique permet. On constate

Tableau 3 : Synthèse des coûts sociaux « totaux » raisonnablement quantifiables pour 4 technologies de production d’électricité, en euros d’aujourd’hui/MWh (Source : auteur)

	Nucléaire	Fermes solaires	Éolien onshore	Gaz (CCGT) en base
LCOE ajusté du coefficient de production	80 (+/- 10)	65 (+/- 15)	65 (+/- 10)	80 (+/- 30)
Coûts système	2 (+/- 2)	25 (+/- 10)	20 (+/- 10)	2 (+/- 2)
Climat direct	< 1	-	-	250 (+/- 150)
Climat ACV	6 (+/- 3)	10 (+/- 8)	6 (+/- 3)	10 (+/- 5)
Santé (hors accidents)	< 1	4 (+/- 3)	<1	3 (+/- 2)
Paysage et bruit	< 1	< 1	5 (+/- 3)	< 1
Pertes de récoltes				< 1
Accidents majeurs	3 (+/- 2)	< 1	< 1	< 2
Innovation	< 1 (positive)	< 1 (positive)	< 1 (positive)	-
Sécurité	2 (+/- 1)	2 (+/- 1)	2 (+/- 1)	4 (+/- 2)
Total	95 (+/- 12)	105 (+/- 20)	95 (+/- 15)	350 (+/- 175)

Les ordres de grandeurs présentés s'appliquent à l'Europe à l'horizon 2050 (pour une exploitation des unités de plusieurs décennies).
Les coûts de système sont établis pour des productions de 20 à 60 % du total (en énergie). La centrale combinée à gaz utilise pour moitié du biogaz.
N.B. : actualisation LCOE à 4 %.

alors que les principales technologies « bas-carbone » de production d’électricité ont des coûts totaux voisins. Grosso modo, l’électricité « en sortie des installations » des EnR est moins chère (à condition que le facteur de charge soit suffisant), mais le nucléaire, énergie pilotable, dispose de coûts de système plus faibles. Les coûts externes de ces différentes filières restent voisins.

Ceci justifie en première approche le recours à des parcs électriques associant ces technologies.

Mais, au-delà de cette approche simplifiée, c’est bien la comparaison directe de ces coûts qui n’est plus guère pertinente. Il devient alors indispensable d’utiliser un modèle de parc électrique décrivant l’équilibrage offre-demande par pas horaire ou infra-horaire, pour positionner ces technologies et atteindre le coût de parc le plus bas. Les résultats de ces modèles montrent eux aussi que c’est l’association de ces technologies qui serait la moins coûteuse pour le parc des futures décennies.

Avec plus de détail, nous proposons les conclusions suivantes :

- La notion de coût de long terme (LCOE) par unité de production n’a plus – à elle seule - de sens opérationnel : il faut partir de ses composants et prendre en considération les performances techniques de ces

technologies, en dynamique pendant les décennies à venir.

- La reconnaissance des « coûts de système » électrique change profondément la compréhension des coûts et des bénéfices associés à chaque technologie.
- Pour définir un coût social complet comme élément de la décision publique, il est nécessaire d’ajouter aux postes précédents une évaluation des externalités induites par les différentes technologies. Des efforts importants restent à faire dans ce domaine, toutefois les technologies « bas-carbone » induisent des externalités en ordre de grandeur limitées.
- On peut alors tenter d’approcher une structure souhaitable (voire « optimale ») du futur parc électrique, en la situant à l’intérieur d’une « zone de coût minimal », laquelle dépend de nombreux paramètres qui ne sont pas tous à notre main : état du parc européen, évolution de la demande, capacité technique (et réglementaire) du parc à gérer les situations de « stress », aléas géopolitiques...
- Le coût social total d’un système électrique apparaît minimal dans une zone associant nucléaire et EnR (solaire et éolien) dans des proportions assez comparables (par exemple 40 % d’EnR variables,

20 % d'hydraulique et 40 % de nucléaire). Le coût social complet de la production d'électricité serait de l'ordre de 100 euros/2026/MWh à l'horizon 2050. Ce minimum de coût est plat, ce qui autorise des marges de manœuvre.

- Ce type de système est le plus robuste aux aléas et le plus flexible (le nucléaire assurant une bonne part de la flexibilité de court terme, les EnR une part significative de la flexibilité de moyen terme).
- La prise en compte des externalités au mieux du possible change peu les choix au sein du système électrique, l'enjeu est principalement ailleurs (dont niveau de la demande électrique et substitutions aux énergies carbonées).
- Les incertitudes sur les coûts futurs et les capacités techniques des technologies électriques restent importantes à un horizon de 25 ans. Toutefois, la forme de l'optimum pousse à éviter des situations dans lesquelles une technologie deviendrait très minoritaire ou serait absente du mix électrique. Un pays peut bien sûr compter en partie sur ses voisins (et actuellement une bonne part de l'Europe bénéficie du « socle » nucléaire français). Mais tabler sur une construction d'un parc national en anticipant le comportement des voisins reste hasardeux. Il suit de ces considérations que 1) la diversification des technologies diminue les risques et 2) quels que soient les coûts futurs, une proportion minimale de chaque technologie est nécessaire pour éviter des surcoûts potentiellement élevés.

Au regard de la constitution du parc futur, une contrainte essentielle pour l'investisseur est que sa prise de risque (notamment le risque tarifaire) soit acceptable. Les marchés électriques apparaissent d'une part volatiles et d'autre part structurellement peu efficaces pour orienter les investissements de long terme. Leur réforme n'est pas achevée. Il faut donc mettre en place des outils qui permettront de découpler ces risques de l'état des marchés à court terme et de retrouver une rationalité de long terme. Si cela est obtenu, la logique économique pousse clairement à continuer le développement des EnR (sous réserve que la demande le justifie) et aussi à conserver et reconstruire un socle nucléaire important dans les décennies à venir. La responsabilité de ce choix, au sein de l'Europe, apparaît aujourd'hui largement celle de la France, dans son intérêt et dans celui de ses partenaires.

Bibliographie

ADEME (2015), « Vers un mix électrique 100 % renouvelable en 2050 », Rapport Final, 2015, <https://librairie.ademe.fr/urbanisme-territoires-et-sols/2881-mix-electrique-100-renouvelable-analyses-et-optimisations-9791029704758.html>

BARROS M. V. *et al.* (2020), "Life cycle assessment of electricity generation: a review of the characteristics of existing literature", *The International Journal of Life Cycle Assessment*, Vol. 25, pp. 36-54.

BAUMGÄRTNER F. & LETMATHE P. (2024), "External costs of electricity generation in 27 European countries from 2010–2030: Pathway toward sustainability or business as usual?",

PLOS ONE, 19(2), e0294499, <https://doi.org/10.1371/journal.pone.0294499>

BOSETTI V., CATENACCI M., FIORESE G., & VERDOLINI E. (2012), "The future prospect of PV and CSP solar technologies: an expert elicitation survey", *Energy Policy*, Vol. 49, pp. 308-317, ISSN 0301-4215, <https://doi.org/10.1016/j.enpol.2012.06.024>

CE DELFT (2024), "Environmental Prices Handbook 2024: EU27 version", https://cedelft.eu/wp-content/uploads/sites/2/2024/12/CE_Delft_230107_Environmental-Prices-Handbook-2024-EU-version_def.pdf

COUR DES COMPTES (2021), « L'analyse des coûts du système de production électrique en France », Rapport S2021-2052, <https://www.ccomptes.fr/fr/publications/lanalyse-des-couts-du-systeme-electrique-en-france>

CRE (2021) « Analyse des coûts du système électrique en France », <https://www.ccomptes.fr/fr/publications/lanalyse-des-couts-du-systeme-electrique-en-france>

DEVEZEAUX J.-G. (2015), « Coût des accidents nucléaires », Société Française d'Énergie Nucléaire 2015, <https://www.sfen.org/app/uploads/2015/03/Le-coût-des-accidents-nucléaires.pdf>

DEVEZEAUX J.-G. (2023), "The Production Costs of Nuclear Electricity" in *Nuclear Economy 1*, ISBN: 978-1-78948-094-1, Chapter 3, pp. 97-162, ISTE Ltd & Wiley Editions 2023.

DEVEZEAUX J.-G. (2024), « Combiner efficacement les moyens de production électrique pour un futur réseau décarboné », 2024, *Revue de l'Énergie*, n°673, pp. 5-28.

DEVEZEAUX J.-G. (2025), « Électricité "bas carbone" : Éléments de prise en compte économique des impacts sociaux et environnementaux », 2025, *Revue de l'Énergie*, n°679, pp. 14-48.

DEVEZEAUX J.-G. & BERTHÉLÉMY M. (2020), « Coûts du nouveau nucléaire et éclairage sur l'économie du cycle », *Annales des Mines - Responsabilité & Environnement*, Le nucléaire civil, enjeux et débats, n°97, janvier 2020, pp. 35-47, https://www.annales.org/re/2020/re_97_janvier_2020.pdf

DEVEZEAUX J.-G., THIOLLIÈRE N. (2022), « Les coûts du nucléaire : aspects méthodologiques », DEVEZEAUX J.-G. & THIOLLIÈRE N. in *Économie de l'énergie nucléaire*, tome 1, ISBN: 978-1-78948-094-8 Chapitre 2, pp. 59-97 ISTE Éditions Novembre 2022.

EXTERNE (1995), "ExternE: Externalities of Energy", Vol. 1-6, European Community, Brussels.

ECOFYS (2014), "Subsidies and Costs of EU Energy: Final Report", Report for the EC, Brussel, <https://ec.europa.eu/energy/en/content/final-report-ecofys>

FRANCE STRATÉGIE (2022), Les coûts d'abattement Partie 3 – Électricité, Rapport de la commission présidée par Patrick Criqui, Janvier 2022.

HIRSCHBERG S., BAUER C., BURGHERR P., CAZZOLI E., HECK T., SPADA M. & TREYER K. (2016), "Health effects of technologies for power generation: Contributions from normal operation, severe accidents and terrorist threat, Reliability", *Engineering & System Safety*, Vol. 145, pp. 373-387, ISSN 0951-8320, <https://doi.org/10.1016/j.ress.2015.09.013>

HIRTH L., UECKERDT F. & EDENHOFER O. (2015), "Integration costs revisited – An economic framework for wind and solar variability", *Renewable Energy*, Vol. 74, 2015, pp. 925-939, ISSN 0960-1481, <https://doi.org/10.1016/j.renene.2014.08.065>

JOSKOW P. L. (2011), "Comparing the costs of intermittent and dispatchable electricity generating technologies", *The American Economic Review*, 101(3), pp. 238-241, <http://www.jstor.org/stable/29783746>

NEEDS (2008), Deliverable No. 1.1 – RS 3a “Report on the procedure and data to generate averaged/aggregated data”, <https://web.archive.org/web/20170317055903/>

NEEDS (2009a), “External costs from emerging electricity generation technologies”, Deliverable No. 6.1 – RS1a, New Energy Externalities Developments for Sustainability, Project No. 502687 (March 2009).

NEEDS (2009b), “Final report on sustainability assessment of advanced electricity supply options”, Deliverable D10.2 – RS2b (Avril 2009).

OECD/NEA (2012), “Nuclear energy and renewables: System effects in low-carbon electricity systems”, Nuclear Energy Agency Paris, <https://www.oecd-neo.org/upload/docs/application/pdf/2019-12/7056-system-effects.pdf>

OECD/IEA+NEA (2020), “Projected costs of generating electricity”, Paris, https://www.oecd-neo.org/jcms/pl_51110/projected-costs-of-generating-electricity-2020-edition?details=true

OECD/NEA (2018), “The full costs of electricity provision”, Paris, https://www.oecd-neo.org/jcms/pl_14998/the-full-costs-of-electricity-provision?details=true

RTE (2023), « Bilan prévisionnel 2023 », Chapitre 9, <https://assets.rte-france.com/analyse-et-donnees/2024-07/Bilan%20previsionnel%202023%20Chapitre%209%20Economie%20systeme%20electrique.pdf>

RTE (2026), « Futurs énergétiques 2050 : les scénarios d'évolution du système énergétique à long terme (horizon 2050 et au-delà) », <https://www.rte-france.com/donnees-publications/etudes-prospectives/futurs-energetique-2050#Documents2026>

SAMADI S. (2017), “The social costs of electricity generation: Categorising different types of costs and evaluating their respective relevance”, *Energies*, Vol. 10, pp. 356-393, <https://doi.org/10.3390/en10030356>

SHIRIZADEH & QUIRION PH (2021), “Low-carbon options for the French power sector: What role for renewables, nuclear energy and carbon capture and storage?”, *Energy Economics*, <https://www.sciencedirect.com/science/article/abs/pii/S0140988320303443>

VAN ESSEN H., VAN WIJNGAARDEN L., SCHROTEN A., SUTTER D., BIELER C., MAFFII S. *et al.* (2019), “Handbook on the external costs of transport”, version 2019–1.1. Brussels, Publications Office, 2019, <https://doi.org/10.2832/51388>

Le nucléaire, socle énergétique et industriel français

Par Valérie FAUDON

Déléguée générale de la Société française d'énergie nucléaire (Sfen)

La relance du nucléaire engagée par la PPE 3 fait du nucléaire un pilier durable de la stratégie énergétique et industrielle française. Grâce à un parc pilotable et faiblement émetteur de carbone, il garantit la sécurité d'approvisionnement, la stabilité du réseau, des prix compétitifs et contribue à la décarbonation de la France et de l'Europe. Cette stratégie repose sur la prolongation des réacteurs existants, la construction de nouveaux EPR2, le renouvellement des usines du cycle du combustible et le développement des SMR. Au-delà de l'énergie, la filière constitue un atout majeur de souveraineté, avec une chaîne de valeur complète, 250 000 emplois qualifiés, et une forte capacité d'exportation. Elle joue un rôle clé dans la réindustrialisation, la compétitivité de nos entreprises et le développement de l'intelligence artificielle. Dans un contexte d'électrification croissante des usages, le maintien d'un socle nucléaire apparaît comme une condition essentielle de la transition énergétique et de l'autonomie stratégique de la France.

La Programmation pluriannuelle de l'énergie, publiée le 13 février 2026, dite PPE 3, a acté, parallèlement à une trajectoire d'investissement dans les énergies renouvelables, une vraie relance du nucléaire en France. Le programme industriel en cours est, par son ampleur, du même ordre que l'effort engagé dans les années 1970 : travaux de prolongation des réacteurs existants au-delà de 50 ans (voire au-delà de 60 ans), construction d'une première série de six EPR2 (avec une option pour huit autres), programme de développement de petits réacteurs nucléaires innovants, projet « Aval du Futur » de renouvellement des usines de recyclage du combustible sur le site de la Hague, et construction du centre Cigéo de stockage géologique pour les déchets les plus radioactifs. Le dernier Conseil de politique nucléaire (CPN) de mars 2026 a enfin engagé des études en vue de nous permettre de fermer le cycle du combustible, c'est-à-dire de nous affranchir de nouvelles importations d'uranium naturel, à l'horizon 2100.

Une telle relance s'inscrit dans une bascule de l'opinion publique en faveur du nucléaire. La crise ukrainienne, en révélant la dépendance européenne au gaz russe, a servi de catalyseur. Selon l'étude Eurobarometer¹, 66 % des Français en 2024 considéraient que l'énergie nucléaire a un impact positif sur leur mode de vie, un progrès de 21 points par rapport à 2021. Le score atteignait 56 % à l'échelon européen, un progrès de 10 points. Une étude réalisée par Ipsos² en France fin 2025 confirmait la bonne image du nucléaire, qui repose aujourd'hui sur l'argument de l'indépendance

énergétique (57 %), de loin le principal atout perçu. Les Français connaissent la dimension industrielle nationale du nucléaire : 60 % (19 points de plus qu'en 2021) estiment que le secteur crée des emplois.

Comprendre le rôle stratégique du nucléaire en France passe par l'analyse de ses deux composantes, la dimension énergétique, d'une part, et la dimension industrielle, d'autre part.

Le pilier de la sécurité d'approvisionnement électrique de la France et de ses voisins

Avec 57 réacteurs, le nucléaire a assuré 68 %³ de la production électrique française en 2025. Il a contribué, sur le premier semestre 2026, à une production française abondante⁴, qui s'est traduite par des prix de gros de l'électricité parmi les plus compétitifs d'Europe, des exportations historiques et un niveau inédit de décarbonation du système électrique français. Le nucléaire est non seulement, avec 4 gCO₂/kWh, le moyen de production le plus faiblement émetteur de gaz à effet de serre. Il est aussi un moyen de production pilotable, qui peut produire 24 h/24, 7 jours sur 7, un atout clé pour notre sécurité d'approvisionnement.

Si d'autres technologies, comme le stockage, peuvent apporter une flexibilité pour maintenir l'équilibre entre l'offre et la demande à la maille journalière, le nucléaire est, au-delà, une source de flexibilité précieuse à la maille hebdomadaire, mensuelle et saisonnière⁵. Le

¹ Special Eurobarometer 557 European citizens' knowledge and attitudes towards science and technology (fieldwork 2024).

² Baromètre IPSOS-BVA pour Orano sur le nucléaire en France, mars 2026.

³ RTE, Bilan 2025.

⁴ RTE, Bilan du système électrique au 1^{er} semestre 2026.

⁵ EDF, Scénario Net Zero 2050 d'EDF 2024.

parc de réacteurs est particulièrement mobilisé pour assurer la sécurité d'approvisionnement l'hiver, où la consommation d'électricité est le double (80-90 GW) de la consommation en été (40 GW, voire 50 GW en période de canicule). L'été est la période privilégiée pour conduire les arrêts de réacteurs pour maintenance et rechargement en combustible. Si elles font l'actualité, les baisses de production en été, liées au respect de la réglementation environnementale sur les rejets thermiques dans les rivières, représentent moins de 1 % de la production annuelle⁶. Des dispositifs techniques, comme à la centrale de Civaux, pourraient être mis en œuvre à l'avenir, si nécessaire, pour les limiter encore.

Au-delà des frontières françaises, cette capacité bénéficie également aux pays voisins. Grâce à ses interconnexions, la France exporte massivement son électricité, contribuant à limiter les prix et les émissions de CO₂ des pays voisins, en particulier lors des périodes de tension sur le système électrique européen. Les travaux récents d'Aurora Energy Research⁷ mandatés par la Sfen montrent qu'une réduction de capacité nucléaire française renchérirait le prix de l'électricité non seulement en France mais aussi dans les pays voisins. Le nucléaire français joue un rôle assurantiel paneuropéen lors d'événements extrêmes tels que le "dunkelflaute" (pénurie longue vent/soleil) de 2006, ou dans des cas de "hitzefflaute"⁸ (canicule avec faible vent), comme par exemple fin juin 2026.

Enfin, le rôle du nucléaire ne se réduit pas à produire des mégawattheures. Le blackout espagnol a rappelé l'importance des services système rendus par les centrales. Grâce à leurs alternateurs synchrones, elles apportent l'inertie mécanique et la puissance réactive indispensables à la stabilité du réseau électrique. Avec seulement 11 % de la puissance installée européenne, le parc nucléaire français fournit à lui seul près de 30 % de l'énergie cinétique des machines synchrones du réseau continental.

Une infrastructure essentielle à la compétitivité industrielle

Garantir un approvisionnement en électricité stable, à des prix compétitifs et prédictibles sur le long terme, sera indispensable pour attirer de nouveaux investissements et réussir le pari de la réindustrialisation. C'est le sens d'une lettre signée par 14 fédérations industrielles européennes à la Commission européenne : « Pour décarboner l'Europe tout en maintenant les industries et en limitant les coûts du système énergétique, l'UE

aura besoin de toutes les sources d'énergie propres, des ENR au nucléaire »⁹.

La réforme du marché européen de l'électricité adoptée en 2024 facilite la signature de contrats directs d'approvisionnement à long terme entre les producteurs d'électricité et les industriels. Début janvier 2026, EDF avait signé¹⁰ 17 500 nouveaux contrats moyen et long terme, représentant plus de 120 000 sites en France. Les contrats d'allocation de production nucléaire (CAPN) donnent une visibilité indispensable aux industries électro-intensives. Douze CAPN avaient déjà été conclus début 2026. Le faible contenu carbone de l'électricité française devient un facteur de compétitivité. À titre d'exemple, produire une tonne d'aluminium en France émet deux tonnes de CO₂, contre 15 tonnes en Chine¹¹.

La souveraineté européenne en intelligence artificielle repose enfin sur une énergie abondante, compétitive et décarbonée. Arthur Mensch¹², cofondateur de Mistral AI, déclarait dans une audition récente au Parlement que « nous sommes dans un métier où nous transformons de l'électricité en génération de *tokens* » : sans capacité énergétique suffisante, l'Europe risque de limiter son autonomie dans les infrastructures IA, des *data centers* à l'entraînement des modèles.

Une filière souveraine

Le rapport Draghi¹³ de 2024 alertait sur la position de l'UE face à la concurrence de la Chine sur les technologies propres. Selon l'Agence internationale de l'énergie (AIE)¹⁴, cette dernière concentre plus de 80 % des capacités mondiales de fabrication de modules photovoltaïques et occupe une position centrale dans la production de batteries lithium-ion. Cette avance crée une dépendance stratégique pour les autres économies, et aussi de possibles enjeux de cybersécurité : la Commission européenne a annoncé récemment¹⁵ la suspension de ses aides aux projets utilisant certains équipements, notamment des onduleurs chinois.

La France n'a jamais délocalisé son industrie nucléaire. Cette dernière est, avec l'aéronautique, la Défense et l'automobile, une industrie porteuse d'emplois hautement qualifiés et d'innovations, qui font quasiment figure d'exception dans un paysage industriel européen qui souffre de la concurrence mondiale et de la perte

⁶ Source : https://www.edf.fr/la-centrale-nucleaire-du-blays/les-actualites-de-la-centrale-nucleaire-du-blays/adaptation-de-la-production-de-la-centrale-du-blays-en-raison-des-conditions-climatiques?utm_source=chatgpt.com

⁷ La valeur du nucléaire français dans le système électrique européen – Étude Aurora/Sfen 2026, mars 2026.

⁸ RGN, Canicule de juin : comment le nucléaire a permis à la France de traverser le pic de chaleur européen, juillet 2026, <https://www.sfen.org/rgn/canicule-de-juin-comment-le-nucleaire-a-permis-a-la-france-de-traverser-le-pic-de-chaleur-europeen/>

⁹ Nuclear Europe OPEN LETTER Call for a globally-competitive and technology neutral framework for 2030 and beyond, 19 May 2026.

¹⁰ EDF signe avec Orano 3 contrats d'approvisionnement d'électricité nucléaire, Boursorama avec AFP, 20/01/2026.

¹¹ UNIDEN 2019.

¹² Arthur Mensch, audition devant la commission d'enquête sur les vulnérabilités numériques, Assemblée nationale, 12 mai 2026, compte rendu intégral, 17^e législature, séance ordinaire 2025–2026.

¹³ The future of European competitiveness — Report by Mario Draghi (Commission européenne, 2024).

¹⁴ AIE (IEA), Advancing Clean Technology Manufacturing, 2024 ; et Energy Technology Perspectives 2024.

¹⁵ France Info, L'Union européenne veut bannir les onduleurs chinois de ses réseaux énergétiques, 5 mai 2026.

de compétitivité. La filière nucléaire est complète et autonome, en ce sens qu'elle couvre l'ensemble de la chaîne de valeur, depuis la conception jusqu'à la réalisation, l'exploitation et le démantèlement des installations nucléaires. Si l'uranium est importé, la France possède sur son sol non seulement des stocks pour plusieurs années de consommation, mais aussi une chaîne industrielle complète de transformation du minerai.

La filière regroupe aujourd'hui 250 000 professionnels¹⁶ à très haute qualification, avec 44 % de cadres et ingénieurs. Le Groupement des industriels français de l'énergie nucléaire (GIFEN) estime les besoins en recrutement à venir entre 2024 et 2035 à 100 000 personnes¹⁷. L'impact de la filière sur les territoires est considérable. Une centrale en exploitation, comme Saint-Laurent-des-Eaux, fait vivre 5 000 personnes¹⁸. En plus des emplois directs, elle génère des emplois indirects (un achat sur trois pour la centrale s'effectue auprès d'entreprises locales) et des emplois induits (commerces, écoles, santé). La filière contribue aussi au développement d'écosystèmes industriels locaux : un bon exemple est l'agglomération de Chalon-sur-Saône autour de la présence de Framatome¹⁹.

Au total, la filière nucléaire compte 2 200 entreprises réparties sur l'ensemble du territoire, dans des métiers très divers : ingénierie (300 entreprises), chaudronnerie, mécanique générale, contrôle non destructif, robinetterie, forge, etc. Le GIFEN indique que 80 % des entreprises de la filière nucléaire ont des actionnaires français et 7 % des actionnaires d'autres pays européens. La filière a récemment cherché à renforcer sa souveraineté avec les rachats par Framatome de plusieurs entreprises²⁰ pour rapatrier sous contrôle français des compétences clés dans la robinetterie nucléaire.

Les entreprises du nucléaire ne servent pas que la France et exportent pour 8,3 Mds€ de biens et services (hors électricité) par an. Elles sont aujourd'hui en bonne santé financière (*scoring* 6,25/10), et sont pour la plupart actives dans d'autres filières françaises. Ainsi, le GIFEN (industrie nucléaire), le GIFAS (industrie aéronautique et spatiale), le GICAN (industrie navale) et le GICAT (industries de défense terrestre) travaillent²¹ à partager leurs retours d'expérience sur les enjeux communs de compétitivité, de performance industrielle et de développement des compétences.

L'urgence du long terme

Le futur système énergétique français et européen sera en majorité électrique. La Commission européenne a publié en juillet 2026 une stratégie d'électrification²² accélérée de l'économie dans le cadre du Clean Industrial Deal et de l'Affordable Energy Action Plan. Elle fixe l'objectif de doubler la part de l'électricité dans le mix énergétique, de 23 % en 2024 à 46 % en 2040. En France, le Plan d'électrification des usages, publié en avril 2026, prévoit des mesures ambitieuses pour accélérer le déploiement des véhicules électriques, favoriser le remplacement des systèmes de chauffage fossiles par des pompes à chaleur et promouvoir l'électrification des procédés industriels.

La PPE 3 (Programmation pluriannuelle de l'énergie) a abrogé la disposition du décret d'avril 2020 sur la fermeture de 12 réacteurs de 900 MWe entre 2025 et 2035 (en plus des deux réacteurs de Fessenheim) et propose de poursuivre le fonctionnement des réacteurs électronucléaires après 50 ans, puis 60 ans, tant que toutes les exigences de sûreté applicables sont respectées. Pour mémoire, la Cour des comptes²³ a estimé fin 2025 que le coût de prolongation du parc existant de 40 à 60 ans était « très compétitif par rapport à la construction de nouvelles capacités de production ». La question de la prolongation des réacteurs, tout au moins tant qu'on ne sera pas sorti des énergies fossiles, fait aujourd'hui quasiment consensus dans la sphère politique française.

La PPE 3 confirme la stratégie de construction de nouveaux réacteurs afin de garantir un socle de production de long terme. Elle engage le programme industriel EPR2 porté par EDF, avec six réacteurs sur les sites de Penly, Gravelines et Bugey, et une option pour huit unités supplémentaires. La construction en série de réacteurs identiques est essentielle pour retrouver une capacité industrielle compétitive, comme l'ont montrés le programme nucléaire français historique et le développement chinois. EDF vise un délai de construction de 70 mois pour un EPR2. Pour accompagner ce programme et maintenir les compétences de la filière, Framatome investit notamment dans ses sites de Saint-Marcel, Romans-sur-Isère, Jeumont et dans le projet Forge+ au Creusot (près de 600 M€).

La nécessité d'un socle nucléaire de long terme a été soulignée par plusieurs études. L'AIE indiquait²⁴ dès 2021 qu'un système électrique très fortement renouvelable, bien que techniquement possible, devait encore démontrer sa robustesse à grande échelle, notamment pour assurer la stabilité du réseau, gérer les longues périodes de faible production éolienne et solaire, et développer les flexibilités, le stockage et les réseaux nécessaires. Les travaux du Joint Research Centre

¹⁶ Gifen, cartographie 2026.

¹⁷ Gifen, 2023.

¹⁸ Insee, 2020.

¹⁹ Relocaliser en décarbonant grâce à l'énergie nucléaire – Fondapol – 2021.

²⁰ Vanatome avec TechnicAtome en 2024, puis de Segault et Valselve en 2025.

²¹ Gifen, Journées Perspectives de la Filière 2026 (JPF 2026), LinkedIn.

²² Electrification of the EU energy system (2026).

²³ Cour des comptes, novembre 2025, La maintenance du parc électronucléaire d'EDF en France.

²⁴ IEA 2021, Conditions and requirements for the technical feasibility of a power system with a high share of renewables in France towards 2050.

européen²⁵ pour l'Europe et de RTE²⁶ montrent par ailleurs qu'un mix fortement dominé par les renouvelables intermittentes entraîne une hausse des besoins d'investissement dans les flexibilités et les réseaux, renforçant l'intérêt d'un socle bas-carbone pilotable pour limiter les coûts complets du système électrique.

La stratégie française d'exploiter ses réacteurs au-delà de 60 ans et de lancer la construction de nouveaux réacteurs permet à la France de garantir sa sécurité d'approvisionnement dans les années 2040-2050, alors qu'elle est soumise au risque de l'effet falaise de l'arrivée en fin d'exploitation du parc actuel : beaucoup d'unités, construites très rapidement, ont le même âge. Cette stratégie permettra de soutenir les ambitions de décarbonation et de réindustrialisation, tout en restant en mesure de faire face à plusieurs grands facteurs d'incertitude, comme de nouveaux chocs sur les matières premières.

L'un des principaux défis sera d'adapter le développement des capacités de production au rythme de l'électrification des usages. À long terme, l'incertitude sur l'évolution de la demande électrique impose de conserver des trajectoires ouvertes, de la sobriété à une forte réindustrialisation. À court terme, un retard de l'électrification pourrait entraîner une surcapacité de production, renchérir le coût du système électrique et fragiliser les acteurs du secteur. Les filières industrielles fondées sur des projets complexes, comme le nucléaire, l'hydroélectricité ou l'éolien en mer, nécessitent une planification de long terme et un rythme d'investissement régulier afin d'éviter les "stop and go", sources de surcoûts et de dégradations durables de compétences industrielles. Les nouvelles capacités doivent ainsi constituer un socle auquel viendront s'ajouter les autres technologies.

Au-delà des besoins électriques, la filière nucléaire française regarde de plus en plus les opportunités liées à la décarbonation de la chaleur, dans un contexte de limitation des ressources de biomasse. Le programme France 2030, lancé en 2022, a permis l'émergence en France d'un écosystème de plus d'une dizaine de projets de SMR/AMR, de tailles et maturités technologiques différentes. La Sfen a publié en mai 2025 une étude réalisée par E-Cube pour identifier les usages concrets que ces petits réacteurs pourraient couvrir à partir de 2035 : les besoins de chaleur décarbonée techniquement adressables par des SMR/AMR sont estimés à plus de 80 TWh par an aujourd'hui et pourraient dépasser les 100 TWh à l'horizon 2050. Cela correspondrait à une capacité installée de l'ordre de 250 modules de 50 MWth. Ces besoins se répartissent entre l'industrie (principal poste de consommation), les réseaux de chaleur urbains et de nouveaux usages émergents comme la production d'hydrogène bas-carbone ou le captage et la valorisation du CO₂.

²⁵ JRC Publications Repository - Flexibility requirements and the role of storage in future European power systems, <https://publications.jrc.ec.europa.eu/repository/handle/JRC130519>

²⁶ RTE 2021, Futurs énergétiques 2050, <https://www.rte-france.com/analyses-tendances-et-prospectives/bilan-previsionnel-2050-futurs-energetiques>

Mobilités durables : enjeux et opportunités pour la France et l’Europe

Par Daniel IRACANE

Membre de l’Académie des technologies

Et Patrick PÉLATA

Membre de l’Académie des technologies, administrateur de Safran, d’Orano et de Vulog

La part des mobilités dans les émissions carbone est croissante et leur décarbonation est un impératif. C’est aussi une opportunité industrielle pour ceux qui s’y sont préparés, comme la Chine nous l’a montré. Dans le domaine routier, les défis sont bien identifiés et restent à la portée de l’Europe : restructuration d’un quart de l’industrie automobile, partenariats avec les industriels qui maîtrisent la chaîne de valeur des batteries, rattrapage des économies d’échelle de l’industrie chinoise, équipements de recharge et effort important de R&D sur de nouvelles chimies de batteries. Pour la décarbonation du transport aérien et maritime, l’Europe, et singulièrement la France, ont une industrie apte à concevoir de nouvelles générations d’avions et de navires plus frugaux, et à produire des carburants durables à l’échelle du besoin. Mais tout cela appelle une accélération des investissements en Europe en s’appuyant sur les atouts identifiés dans cet article.

Les mobilités routières, aériennes, maritimes ou fluviales sont au carrefour d’enjeux majeurs de notre époque : climat, énergie, industrie, économie, financements, souveraineté. Elles représentent 32 % des émissions de gaz à effet de serre (GES) de l’Europe des 27 en 2024 [1]. Elles consomment 38 % de son énergie finale et 82 % des produits pétroliers utilisés

comme source d’énergie [2], ce qui induit 130 Mds€ d’importations nettes de pétrole et produits pétroliers en 2025, et jusqu’à 200 Mds€ lors de la crise de 2022, situation qui pourrait se renouveler avec les tensions dans le Golfe. Elles constituent 13 % des dépenses des ménages, dont 10,5 % pour les voitures. Enfin, elles représentent 14 millions d’emplois.

EU27 2024	Émissions de GES	Consommation finale d’énergie		EU27 2025	Emplois (millions)
		(TWh)	dont fossiles		
Tous secteurs	100 %	11 162	72 %	Tous secteurs	201,0
Mobilités (i.e. transports)	32,4 %	4 252	92 %	Industrie automobile	3,0
Rail	0,2 %	60	44 %	Industrie aéronautique	0,5
Routier	23,4 %	3 104	93,2 %	Industrie navale	0,5
Aérien (y.c. international)	4,4 %	549	99,5 %	Services à l’automobile	3,7
Navigation (y.c. international)	4,4 %	522	99,4 %	Transports rail & route	5,5
				Transport aérien	0,4
				Transport fluvial et maritime	0,3

Leur décarbonation et leur maîtrise stratégique imposent de relever quelques défis développés ci-après mais offre aussi des opportunités industrielles.

Les mobilités routières

L'Europe a donné un cap *via* des réglementations contraignantes sur les émissions de CO₂ des voitures – pour les périodes 2020-2021, 2025-2027, 2030 et 2035, cette dernière échéance ayant été légèrement assouplie. Il en va de même pour les véhicules utilitaires légers ou lourds avec des échéances en 2025, 2030 et 2035. Les aides à l'achat, d'une part, et les systèmes bonus-malus, d'autre part, ont été différents et fluctuants selon les pays, mais ils ont joué leur rôle dans le décollage des ventes de voitures électriques. L'installation des infrastructures de recharge a été lente et reste encore en retard sur la demande en Europe de l'Est et du Sud. Elle demeure limitée pour les véhicules utilitaires légers et quasi inexistante pour les poids lourds, ce qui constitue un frein majeur à leur adoption.

Mais l'Europe s'est peu préoccupée des moyens de produire les biens nécessaires à cette transformation, comptant sur le marché pour ce faire. Or, en dehors de Renault dès 2009 puis, plus timidement, de BMW et de Mercedes, ainsi que de Volvo (rachetée par le Chinois Geely en 2010), les constructeurs européens ne se sont sérieusement intéressés à l'électrification qu'après le *dieseldgate* de Volkswagen, fin 2015. Ce scandale, en entraînant une hausse de leurs émissions moyennes de CO₂/km, les a confrontés à la perspective de lourdes pénalités dès 2021, sauf à accélérer la vente de véhicules électriques. Alors que l'industrie automobile chinoise se structurait autour des véhicules électriques dès la fin des années 2000, alors que le gouvernement chinois avait lancé, dès 2003 un plan massif de R&D sur les véhicules à nouvelles énergies, puis, en 2012, un plan très complet de développement industriel des véhicules électriques et de leur *supply chain*, l'Europe regardait ailleurs. Le retard est donc conséquent vis-à-vis de la Chine et de la Corée. L'Europe n'a réagi qu'en 2021 avec l'IPCEI batteries [3], avec des aides à la R&D et, désormais, avec les projets d'"Industrial Acceleration Act" et de "Buy European Act".

Dans ce contexte, et compte tenu de ce grave retard stratégique, que faire et quels défis relever ?

Il faut d'abord en finir avec les tergiversations paralysantes sur les vecteurs d'énergie décarbonée à utiliser pour le transport routier. Prenons l'exemple du biogaz : le transport routier européen en utilise 1,5 TWh sur les 190 TWh de production primaire, mais les besoins sont considérables dans d'autres secteurs, puisque la consommation actuelle de gaz naturel est de 3 200 TWh, dont 780 pour les ménages. La France reste pourtant le dernier pays à immatriculer davantage de bus, d'autocars et de camions au gaz qu'à l'électricité [4]. L'hydrogène décarboné, obtenu par électrolyse, est trois fois moins efficace, avec une pile à combustible, que l'usage direct de l'électricité *via* recharge et batterie pour un camion. Mais surtout, il n'est pas disponible en quantité suffisante et sera fortement demandé pour d'autres applications : e-carburants, engrais, sidérurgie,

chimie. Enfin, les biocarburants de première génération (1G), éthanol et biodiesel, mélangés à l'essence ou au diesel ou sous des formes plus pures, E85 et B100, sont bien disponibles et comptent aujourd'hui pour 6 % des carburants liquides utilisés dans le transport routier. Dans le cadre de l'électrification croissante du transport routier, le transfert de volumes conséquents de carburant 1 G (190 TWh) vers d'autres secteurs difficiles à décarboner, serait à organiser. Les biocarburants de génération 2, encore peu disponibles, respectent les réductions minimales de 65 % de l'empreinte carbone exigée par RED III, mais la biomasse qu'ils utilisent est limitée et très demandée par d'autres secteurs [5].

Le deuxième enjeu est celui de la transformation industrielle. Le passage du moteur thermique au moteur électrique élimine environ un quart des composants d'un véhicule, en valeur, mais il s'accompagne de l'ajout de batteries, d'un moteur électrique, d'électronique de puissance, d'un inverseur, de câblage haute tension et d'autres équipements. De plus, les véhicules s'équipent en systèmes électroniques d'aide à la conduite. Les usines d'assemblage évoluent peu, mais perdent une partie de valeur ajoutée. Entre 2020-2022 et 2035, un quart de l'industrie des composants automobiles doit donc fermer ou migrer vers la production de nouveaux composants. Valeo a su le faire. L'industrie des nouveaux composants doit également se développer. L'Europe dispose des ressources nécessaires dans le domaine des moteurs électriques, de l'électronique de puissance et de certains éléments des batteries : packs, modules, séparateurs et système de gestion de batterie. En revanche, un retard abyssal existe sur les cellules des batteries et leurs composants amont, qui représentent de 20 à 25 % du coût du véhicule, et de 15 à 20 % dans le cas des batteries utilisant la chimie LFP. L'IPCEI consacré aux batteries est arrivé bien tard et, malgré des aides de plusieurs milliards d'euros, seules les usines coréennes, japonaises ou chinoises produisent en masse en Europe à ce jour. Des partenariats se nouent en amont sur les poudres de cathode et cela semble être la meilleure solution pour acquérir peu à peu un savoir-faire qui s'est construit pendant 15 ans hors d'Europe.

Le troisième enjeu est celui de la R&D, dans un contexte d'évolution rapide des technologies des batteries, des chimies utilisées et des matériaux qui conduisent les ions entre anode et cathode. Mais les aides vont au soutien d'usines européennes en difficulté plutôt que dans un plan drastique de rattrapage en recherche et innovation, alors que le *leader* chinois, CATL, annonce 2,6 Mds€ de dépenses de R&D avec 23 000 collaborateurs dédiés dans son rapport 2025, loin, très loin des ressources mobilisées en Europe et en France. Il faut donc compter d'abord sur des partenariats sur les technologies actuelles et leurs évolutions, tout en visant à être au rendez-vous de l'avènement des technologies de rupture : batteries lithium-soufre (Li-S), par exemple, mais aussi celles, encore diverses, des batteries stationnaires.

Le quatrième enjeu est celui de la production et de la mise à disposition de l'électricité décarbonée pour le transport routier. Le besoin est massif : de l'ordre de

1 000 TWh à terme en Europe (le rendement énergétique comparé entre les motorisations thermiques et électriques est d'environ un tiers, en intégrant les pertes de réseau ainsi que celles liées aux cycles de recharge et de décharge des batteries). Ce volume doit être mis en regard des 2 400 TWh de consommation totale d'électricité en 2024, dont 1 700 d'électricité décarbonée. Cette électricité doit être fournie partout, en particulier pour le fret routier, dans les *hubs* logistiques et le long des autoroutes, avec des bornes de 750 kW ou plus, permettant une recharge suffisante pendant les pauses obligatoires de 45 min des chauffeurs. Ces opérations seront plus facilement profitables pour les camions, leur utilisation étant plus soutenue et constante que pour les voitures, à condition que les opérateurs ne paient pas l'électricité au prix du détail !

Le cinquième enjeu est celui des minéraux critiques, de leur extraction et de leur raffinage, question qui n'est pas développée ici. Le problème n'est pas la rareté – la production de lithium, par exemple, a augmenté d'un facteur 3,7 de 2019 à 2025, les réserves mondiales prouvées étant maintenant à 127 ans de production et les ressources estimées à plus de 500 ans [6] –, mais plutôt le manque d'investissements dans les capacités de raffinage, alors même que cette étape ne pose pas de difficulté technologique majeure. D'un côté, la diplomatie minière (élargie au raffinage), qui a progressé et doit être poursuivie, de l'autre, les quelques acteurs européens, dont Eramet, doivent avoir les capitaux nécessaires pour investir.

Tout ceci est à portée de mains pour l'Europe et la France, à la condition qu'un effort significatif soit fait en matière de soutien aux investissements, d'aides aux restructurations, de R&D sur les chimies de rupture des batteries, de soutien aux infrastructures de recharge et de partenariats industriels avec les entreprises qui maîtrisent la chaîne de valeur des cellules de batteries.

Les mobilités aériennes, fluviales et maritimes

Le trafic aérien et maritime en Europe, majoritairement lié à l'international, est supposé stable à l'avenir, au titre d'un effort minimal de sobriété. L'amélioration des motorisations, en cours de déploiement et en développement, permet d'envisager une amélioration de l'efficacité énergétique supérieure à 30 % d'ici 2050. De manière conservatrice, on supposera une efficacité énergétique améliorée de 20 %, pour la moyenne des flottes, d'ici deux décennies. Dans ces hypothèses, la

décarbonation profonde des secteurs aérien et maritime à l'horizon 2050 nécessitera un approvisionnement en carburant durable de l'ordre de 800 TWh pour l'Europe et 90 TWh pour la France (soit 8 Mt de carburant).

À titre d'illustration, un carburant de synthèse mobilisant 30 MWh d'électricité par tonne réduira les émissions de 70 % par rapport au carburant fossile (3 tCO₂/t) si l'empreinte carbone du mix est inférieure à

$$\frac{3 \text{ tCO}_2 * (1 - 70 \%) }{30 \text{ MWh}} = 30 \text{ gCO}_2/\text{kWh}.$$

Dès lors, seuls quelques pays, dont la France, peuvent envisager à court terme la production d'électrocarburants. La logique de décarbonation présentée ci-dessous, illustrée dans le cas de la France, est généralisable à l'Europe dans un agenda qui dépendra pour chaque pays de sa trajectoire de décarbonation du mix électrique.

Les carburants durables se distinguent en fonction des intrants considérés :

- Les biocarburants élaborés à base d'huiles usagées et de graisses animales sont déjà une réalité industrielle. Ils pourraient représenter une dizaine de pour cent du besoin cible.
- La production de biocarburants de deuxième génération (2G) à partir de biomasse lignocellulosique repose sur des technologies maîtrisées. Elle transforme la moitié du carbone de la biomasse en carburant, le reste étant réémis sous forme de CO₂. Un apport en hydrogène dans le procédé permet de produire des « e-biocarburants », qui valorisent la presque totalité du carbone de la biomasse. Les biocarburants 2G et les e-biocarburants pourraient satisfaire environ la moitié du besoin cible à l'horizon 2050.
- Le reste du besoin devra être assuré par des e-carburants, dits carburants de synthèse. La production d'e-carburants nécessite le captage de CO₂ biogénique (émis par les papeteries, les éthanoleries et les productions de biocarburants 2G) et, après 2040, de CO₂ atmosphérique. En France, la capture de CO₂ biogénique est maîtrisée par l'industrie ; celle de CO₂ atmosphérique nécessite un effort de maturation technologique.

Dans la suite, on appellera « électrocarburants » les e-biocarburants et les carburants de synthèse. À maturité et avec les meilleures technologies, la production de 1 Mt de carburant durable requiert les ressources suivantes :

Ressources minimales pour 1 Mt de carburants durables	biocarburant oléochimique	biocarburant 2G	e-biocarburant	carburant de synthèse
huiles usées, graisses animales	1 Mt			
biomasse lignocellulosique sèche		6 Mt	2 Mt	
CO ₂ biogénique puis atmosphérique				3 MtCO ₂
électricité			13 TWh	25 TWh

Pour les carburants de synthèse, la performance de 25 TWh correspond à un rendement de l'ordre de 50 %. Un tel rendement peut être obtenu à maturité technologique à condition i) de déployer une électrolyse à haute température et ii) d'optimiser l'intégration énergétique du procédé, notamment en rebouclant la chaleur fatale des réactions exothermiques pour alimenter l'électrolyse à haute température [7].

Le marché international des carburants durables est appelé à se développer, et les opérateurs européens y accéderont. Ce marché restera néanmoins durablement structuré par un déséquilibre entre une offre limitée et des besoins croissants, ce qui l'éloignera pendant longtemps d'un fonctionnement standardisé et fluide comparable à celui des carburants fossiles. Cette disponibilité contrainte de la ressource se traduira par une forme de dépendance des acteurs qui en ont besoin, susceptible d'affecter, au gré des équilibres internationaux, à la fois le marché lui-même et les chaînes de valeur qui s'appuient sur ces carburants durables.

La maîtrise d'une filière industrielle française et européenne de carburants durables sécurisant une part significative des approvisionnements semble donc impérative. Les enjeux concernent tout à la fois l'autonomie stratégique, la balance commerciale, la richesse des territoires et la préservation de la chaîne de valeur européenne des secteurs aériens et maritimes. La Chine avance rapidement sur le développement de capacités de production d'électrocarburants ; elle pourrait, demain, capter massivement ce marché par sa capacité d'accélération industrielle, ses prix attractifs et sa capacité d'influence normative croissante.

L'analyse de la disponibilité des intrants biomasse et électricité permet à la France d'envisager l'objectif de production domestique d'électrocarburants à hauteur de 50 % de son besoin. La France pourrait initier une telle filière industrielle permettant de sécuriser une production à grande échelle, potentiellement au-delà de ses propres besoins.

Les rendements décrits ci-dessus permettent en effet d'envisager une production domestique égale à 20 % et 50 % des 8 Mt visés pour la France, respectivement pour 2035-2040 et 2050-2060 :

	2035-40	2050-60
cible de production domestique d'électrocarburants	1,5 Mt	4,0 Mt
production par la voie oléochimique et importation	1,0 Mt	4,0 Mt
biomasse lignocellulosique requise	2,5 Mt	4,0 Mt
électricité requise	30 TWh	75 TWh
capacité d'électrolyse requise	4 GW	10 GW

Une telle trajectoire s'inscrit dans le cadre suivant :

- Le prélèvement de la biomasse lignocellulosique est supposé inférieur à 10 % de la biomasse-énergie disponible [5].
- L'électrification massive des usages conduit à un quasi-doublement de la production d'électricité d'ici 2050 avec une consommation française passant de 450 TWh₂₀₂₅ à une fourchette de 700 à 800 TWh₂₀₅₀. Les 75 TWh requis pour les électrocarburants représentent alors de l'ordre de 10 % de la consommation nationale.

- Par ailleurs, la production d'électrocarburants est électro-intensive et peut contribuer à l'optimisation du mix électrique en apportant une flexibilité de la demande par la modulation de sa consommation. Une modulation de 60 % de la puissance nominale et reposant sur des rampes de production lentes (< 10 %/h) ramènerait la pression sur le mix électrique de 75 TWh à 30 TWh, le solde étant couvert par des excédents d'électricité bas-carbone ainsi mieux valorisés. Cette modulation est un service au réseau électrique qui justifie un prix réduit de l'électricité, assurant une compétitivité des productions françaises d'électrocarburants.

La trajectoire domestique ci-dessus cumule différents paliers de production selon la séquence temporelle suivante :

- Production en cours de biocarburants à partir d'huiles usagées et de graisses animales.
- Production de biocarburants 2G et d'e-biocarburants : les premiers investissements, à soutenir, sont en cours pour une montée en échelle dans la prochaine décennie.
- Production d'e-carburants à partir de 2 à 3 MtCO₂ biogénique capté dans les papeteries, les éthanoleries et les unités de production de biocarburants 2G. Il s'agit d'engager, d'ici 2030, les investissements nécessaires pour se positionner dans la compétition internationale, en capitalisant sur la disponibilité d'électricité bas-carbone et de CO₂ biogénique.
- Production, après 2040, d'e-carburants à partir de CO₂ atmosphérique ; l'ampleur effective de ce palier dépendra du besoin avéré et des performances des paliers précédents.

Du point de vue technologique, cette trajectoire est à la portée du système industriel français et européen. Elle implique la maîtrise de trois leviers clés : i) le déploiement d'une filière d'électrolyseurs performants à l'échelle de plusieurs gigawatts ; ii) la montée en puissance du captage de CO₂ concentré, pour lequel des solutions industrielles sont déjà disponibles en France ; et iii) l'optimisation de l'intégration des systèmes, indispensable à l'atteinte de rendements élevés et impliquant un renforcement de la maturité par l'investissement dans des projets pilotes. Le tout dernier palier de production, à savoir les carburants de synthèse à partir de CO₂ atmosphérique, doit être anticipé par le développement d'une technologie de captage du CO₂ maîtrisée par les acteurs français et européens.

Du point de vue économique, le principal défi réside dans l'harmonisation de la réglementation à l'échelle internationale. Selon leur voie de production, les carburants durables pour l'aviation affichent un coût de production 2 à 5 fois supérieur à celui d'un kérosène fossile dont le prix de référence serait de l'ordre de 1 k€/t. En l'absence de convergence réglementaire, les continents américain et asiatique privilégieront les carburants 1G, ce qui compromettrait le déploiement en Europe de carburants 2G, nécessairement plus onéreux.

Si une harmonisation réglementaire mondiale finit par imposer les principes adoptés en Europe, le prix du billet d'avion, dont environ 30 % reflète le coût du carburant, augmenterait régulièrement, pouvant induire alors un effet de sobriété économique freinant ainsi la croissance continue du secteur (~ 4 à 5 % par an, tiré essentiellement par l'Asie).

Grâce à la disponibilité des intrants nécessaires, la France peut mettre en œuvre les paliers industriels successifs décrits ci-dessus. Cette démarche devra s'inscrire dans une dynamique européenne, seule à même de garantir une masse critique suffisante, notamment dans un contexte de compétition accrue autour des standards technologiques et réglementaires. Forte de ses atouts en matière d'électricité bas-carbone, la France est légitime à prendre l'initiative sur ces sujets, en s'appuyant dès l'origine sur la structuration d'alliances industrielles et technologiques à l'échelle européenne. Une telle initiative porterait sur la mise en place d'un premier palier industriel de production de carburants durables, la montée en échelle devant être pilotée au gré de la levée progressive des incertitudes réglementaires et économiques qui caractérisent ce marché.

Sources

- [1] « Greenhouse gas emissions by source sector », Eurostat 2025, incluant les transports vers l'international.
- [2] « Bilans énergétiques complets », Eurostat 2025.
- [3] Important Project of Common European Interest, <https://www.ipcei-batteries.eu/>
- [4] Commercial vehicle registrations, Q1-2026, ACEA.
- [5] Biomasse : quel potentiel pour les usages énergétiques, quelles priorités ? Académies des Technologies et de l'Agriculture 2025.
- [6] US Geological Survey, 2026 et 2020, <https://pubs.usgs.gov/periodicals/mcs2026/mcs2026-lithium.pdf>
- [7] La décarbonation du secteur aérien par la production de carburants durables, Académie des technologies, 2023.

Les métaux critiques et stratégiques, une brique essentielle de la transition énergétique et un terrain d'investissement pour la France et l'Europe

Par Christophe POINSSOT

Bureau de Recherches Géologiques et Minières (BRGM)

Stéphane BOURG

BRGM et OFREMI

& Patrick d'HUGUES

BRGM

Ce texte explore les mesures concrètes adoptées par la Commission européenne, notamment le Critical Raw Materials Act (CRMA), qui fixe des objectifs ambitieux pour 2030 : produire 10 %, raffiner 40 %, recycler 25 % et importer moins de 65 % d'un même métal depuis un pays tiers. Il détaille les 60 projets stratégiques européens, dont 10 en France, comme l'extraction de lithium en Alsace (AGELI) ou en Nouvelle-Aquitaine (EMILI), soutenus par des financements publics et des procédures accélérées.

La France renforce également ses capacités *via* l'inventaire des ressources minérales piloté par le BRGM et un fonds d'investissement doté de 500 millions d'euros de mise publique venant compléter les financeurs privés.

L'Union européenne tisse des partenariats stratégiques avec 15 pays (Canada, Chili, Argentine, etc.) pour diversifier ses sources, tandis que des règlements stricts sur le recyclage des batteries et l'innovation technologique (substitution, efficacité) complètent cette stratégie de souveraineté industrielle.

La transition énergétique mondiale repose sur un paradoxe : pour sortir de notre dépendance aux énergies fossiles, nous devons massivement développer des technologies décarbonées qui, pour une grande part, nécessitent des quantités importantes de métaux stratégiques dont la production est aujourd'hui contrôlée par un nombre très réduit de pays, au premier rang desquels se trouve la Chine. Face à cette vulnérabilité, l'Union européenne (UE) et la France ont engagé depuis 2023 une stratégie ambitieuse visant à sécuriser leurs approvisionnements en développant des capacités domestiques et en nouant des partenariats internationaux. Ce texte présente de manière détaillée les enjeux liés aux métaux stratégiques, puis se concentre sur les actions concrètes mises en œuvre par l'Europe et la France pour réduire leur dépendance et construire une souveraineté minérale.

Les métaux critiques et stratégiques : des ressources indispensables à la transition

Un métal est qualifié de « critique » lorsqu'il combine deux caractéristiques essentielles : une importance économique majeure pour les secteurs industriels clés, et un risque élevé de rupture d'approvisionnement. Cette criticité résulte de la concentration géographique de la production, de l'instabilité politique des pays producteurs, de la difficulté de substitution et des délais très longs nécessaires pour ouvrir de nouvelles mines (17 ans en moyenne à l'échelle mondiale !). Un métal est qualifié de stratégique s'il est indispensable à la souveraineté d'un État, à sa défense, à son économie ou à sa politique énergétique (comme l'aéronautique ou l'armement).

L'Union européenne publie depuis 2011 une liste de matières premières critiques, mise à jour tous les 3 ans.

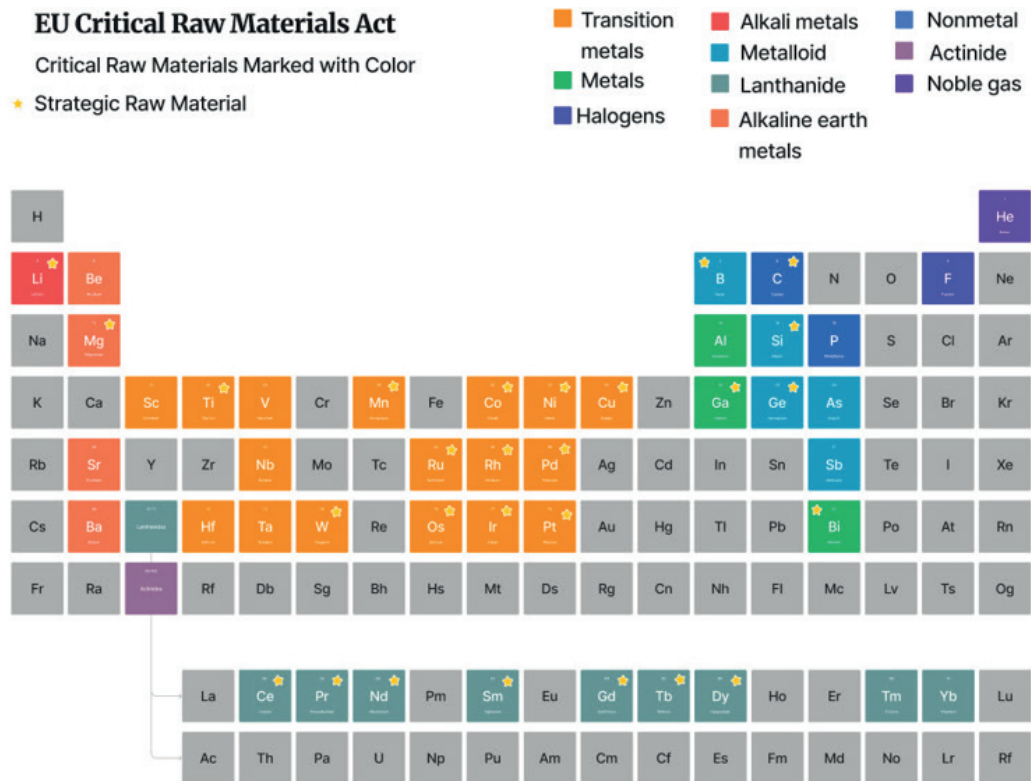


Figure 1 : Tableau périodique des éléments critiques et stratégiques définis par la Commission européenne en support des CRM Act (Source : Commission européenne).

La dernière révision, portée par le règlement (UE) 2024/1252 dit Critical Raw Materials Act (CRMA), entré en vigueur le 23 mai 2024, liste 34 matières premières critiques et identifie parmi elles 17 matières premières stratégiques. Le tableau périodique (voir Figure 1) détaille les éléments jugés critiques et stratégiques par l'Europe.

Le rôle central dans les technologies de la transition

Ces métaux sont notamment au cœur des technologies vertes. Une éolienne offshore de 3 MW contient environ 335 tonnes de matériaux, dont 200 tonnes d'acier, 4,7 tonnes de cuivre, 3 tonnes d'aluminium et jusqu'à 600 kg de terres rares pour les aimants permanents des génératrices à entraînement direct. Les panneaux solaires photovoltaïques utilisent du silicium cristallin, de l'argent, du cuivre, voire de l'indium, du gallium et du tellure selon les technologies.

Les batteries lithium-ion des véhicules électriques les plus performantes aujourd'hui, et destinées à être fabriquées en Europe, nécessitent du lithium, du cobalt, du nickel, du manganèse et du graphite. Selon l'Agence internationale de l'énergie, la demande mondiale de lithium pour les batteries pourrait être multipliée par 12 à 21 d'ici 2050 par rapport à 2021, celle de cobalt par 4 à 6 et celle de nickel par 6 à 7, selon les scénarios de déploiement de ces technologies bas-carbone, et devenir le principal usage de ces métaux.

Une dépendance européenne critique

Suite au mouvement généralisé de désindustrialisation européenne des années 1980, l'Europe et en particulier la France, a été amenée à fermer une partie de ses mines, de ses raffineries et de son industrie de transformation, devenant ainsi totalement dépendantes des importations de produits bruts (100 % du magnésium, 85 % de l'aluminium), semi-finis (90 % des besoins en pCAM¹ des gigafactories européennes en production) et finis (95 % des besoins en aimants permanents à terres rares) indispensables à sa transition.

La Chine a profité de ce mouvement de délocalisation pour conquérir une place dominante dans ces chaînes de valeur, le plus souvent grâce aux étapes industrielles de raffinage. Elle contrôle ainsi 60 % de la production mondiale de terres rares et 90 % de leur raffinage, 70 % du raffinage du lithium, plus de 75 % du raffinage du cobalt et plus de 90 % de la transformation du graphite en matériaux pour anodes de batteries. Pour autant, les ressources minières ne proviennent pas forcément du sous-sol chinois. La RDC extrait plus de 75 % du cobalt minier mondial ; Le Chili et l'Australie dominent l'extraction de lithium.

La Chine a accompagné le développement de ces positions monopolistiques d'une diplomatie agressive dans le cadre de la Belt & Road Initiative, permettant de sécuriser des approvisionnements à long terme

¹ pCAM : précurseurs de matériaux actifs de cathodes, hydroxydes mixés de nickel, cobalt et manganèse.

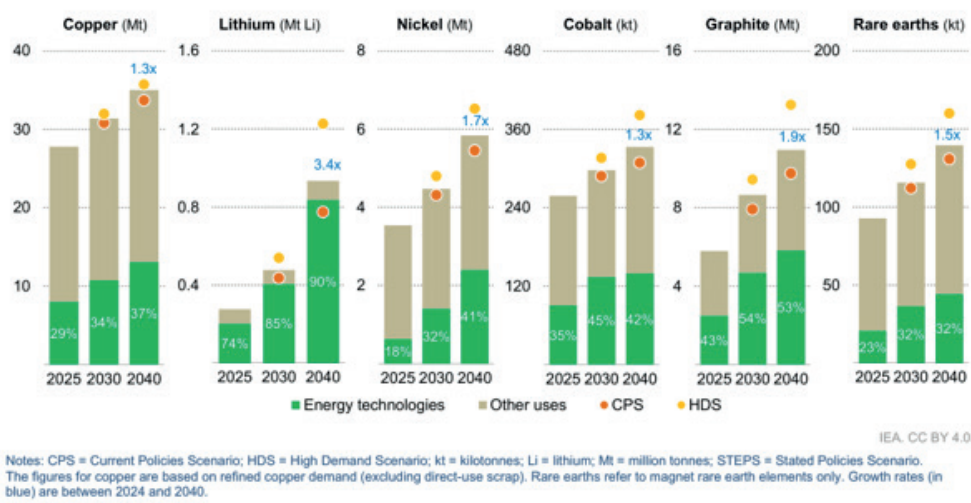
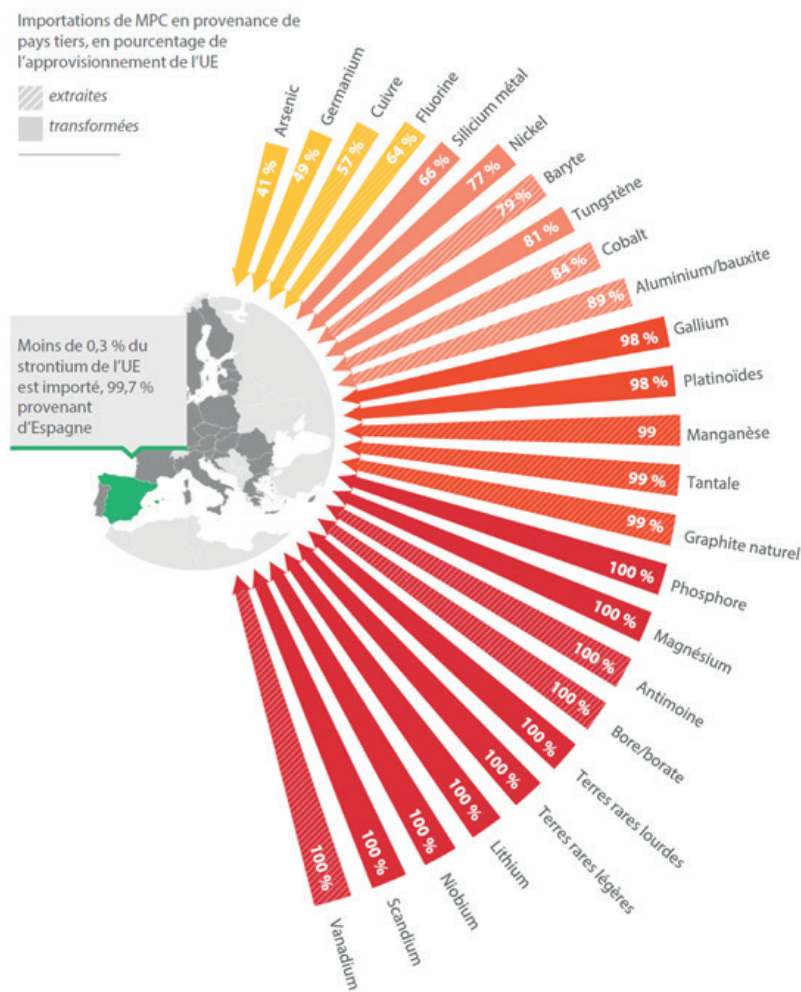


Figure 2 : Évolution attendue des besoins en cuivre, lithium, nickel et terres rares d'ici 2040. La part verte correspond aux besoins spécifiques de la transition énergétique (Source : AIE, 2026).



Remarque: Le pourcentage de MPC provenant de pays tiers correspond à la dépendance de l'UE à l'égard des importations pour satisfaire sa demande. Plus le pourcentage est élevé, plus la vulnérabilité face aux ruptures d'approvisionnement externes est grande.

Source: Cour des comptes européenne, sur la base des données (2016-2020) fournies par la Commission.

Figure 3 : Importation de métaux stratégiques par l'Europe (Source : Cour des comptes européenne, 2026).

auprès des pays miniers. Cette concentration crée de fait des vulnérabilités stratégiques systémiques pour les pays occidentaux, comme l'ont démontré les restrictions chinoises sur les exportations de terres rares en 2010-2012 et les nombreuses mesures de restriction à l'exportation prises depuis 2023 sur le gallium, le germanium, les terres rares, le tungstène, l'antimoine...), mais aussi sur les technologies permettant de transformer ces matières en produits semi-finis ou finis. Le 25 juillet 2026, la Chine a aussi mis sur sa liste noire 14 industries ou laboratoires européens, dont trois en France², dans le domaine des semi-conducteurs et de la photonique en réponse au 21^e paquet de sanctions de la Commission européenne envers la Russie, qui cible des entreprises chinoises.

Le cadre législatif européen du Critical Raw Materials Act

Face à la prise de conscience de cette dépendance stratégique, amplifiée par les crises sanitaire et géopolitique récentes, l'Union européenne a adopté en mars 2024 dans le cadre du pacte vert pour l'Europe (le Green Deal) le Critical Raw Materials Act (CRMA), entré en vigueur le 23 mai 2024. Ce règlement, qui complète la directive 2006/66/CE en couvrant non plus un secteur mais l'ensemble de l'industrie, constitue une réponse intégrée et contraignante, applicable uniformément dans tous les États membres sans marge d'interprétation nationale.

Le CRMA vise à garantir un approvisionnement sûr, responsable et durable en matières premières critiques, permettant à l'Europe d'atteindre ses objectifs climatiques et numériques à l'horizon 2030. Il couvre l'ensemble du cycle de vie des matières premières, de l'exploration géologique à la fin de vie et au recyclage.

Les quatre objectifs chiffrés à 2030

Pour les 17 matières premières stratégiques, le CRMA fixe quatre cibles ambitieuses pour l'UE d'ici 2030 (non contraignantes juridiquement, mais orientant l'allocation des financements européens)³ :

- extraction domestique : la capacité d'extraction de minerais, minéraux ou concentrés produit au moins 10 % de sa consommation annuelle ;
- transformation et raffinage : la capacité de transformation, y compris toutes les étapes intermédiaires, fournit au moins 40 % de sa consommation annuelle ;
- recyclage : la capacité de recyclage, y compris toutes les étapes intermédiaires, représente au moins 25 % de sa consommation annuelle ;
- diversification : aucun pays tiers ne devra fournir plus de 65 % de l'approvisionnement européen pour une

matière stratégique donnée, à quelque stade que ce soit de la chaîne de valeur.

Ces objectifs sont accompagnés de plusieurs leviers opérationnels : identification de « projets stratégiques » bénéficiant de procédures d'autorisation accélérées (27 mois maximum pour l'extraction, 15 mois pour le traitement et le recyclage), création d'un guichet unique dans chaque État membre pour faciliter les démarches administratives, développement de partenariats stratégiques avec des pays tiers, obligations de stockage stratégique pour les grandes entreprises, mise en place de programmes d'exploration des ressources du sous-sol européen (National Exploration Program, NEP).

Le Board européen des matières premières critiques

Le règlement crée également un European Critical Raw Materials Board, composé de représentants des États membres et de la Commission européenne, chargé de coordonner la mise en œuvre des mesures, de conseiller sur les projets stratégiques et de discuter des partenariats avec les pays tiers. Ce Board garantit une gouvernance cohérente au niveau européen et évite la fragmentation des initiatives nationales.

De nouvelles obligations pour les industriels

Outre le CRMA, les entreprises qui mettent sur le marché de l'UE plus de 100 tonnes par an d'un métal critique (lithium, cobalt, nickel, etc.) doivent mettre en place un système de diligence raisonnable. Cela implique d'évaluer et de gérer les risques liés à leurs chaînes d'approvisionnement en amont, en particulier sur des critères environnementaux (empreinte carbone, gestion de l'eau, biodiversité) et sociaux (droits humains, conditions de travail, impact sur les communautés locales). Elles doivent ainsi produire un rapport annuel sur leur diligence raisonnable, soumis à une vérification par un tiers.

Le recyclage et l'économie circulaire : un pilier de la stratégie européenne

Le règlement européen sur les batteries (UE) 2023/1542, pleinement appliqué depuis août 2025, encadre tout le cycle de vie des batteries. Il fixe des objectifs de collecte croissants (jusqu'à 73 % pour les appareils portables d'ici 2030) et des taux de recyclage élevés (90 % pour le cobalt, le nickel et le cuivre ; 50 % pour le lithium). À partir de 2028, les nouvelles batteries devront intégrer des matériaux recyclés (4 % de lithium, 12 % de cobalt). Un passeport numérique, obligatoire dès 2027, garantira la traçabilité, l'empreinte carbone et la composition. Ce cadre stimule la création d'une filière européenne de recyclage, avec des projets comme HYDROMETALLURGY (Batteries/Orano) ou CAREMAG (Aimants à terres rares/Carester), visant à sécuriser l'approvisionnement en métaux critiques. Ces obligations visent à créer une chaîne de valeur européenne plus résiliente, transparente et durable, réduisant ainsi la vulnérabilité aux chocs géopolitiques et aux ruptures d'approvisionnement.

² Le chimiste INPACT, le laboratoire III-V Lab de l'École polytechnique et le spécialiste de drones Cavok UAS.

³ Un approvisionnement sûr et durable en matières premières critiques | EUR-Lex, <https://eur-lex.europa.eu/FR/legal-content/summary/a-secure-and-sustainable-supply-of-critical-raw-materials.html>

La politique française de sécurisation des approvisionnements en minerais et métaux stratégiques

En avance de phase sur le CRMA, la France a également mis en place, à la suite du rapport Varin remis en janvier 2022, une politique publique ambitieuse de sécurisation des approvisionnements en minerais et métaux stratégiques⁴. Coordonnée par la Délégation interministérielle aux approvisionnements en minerais et métaux stratégiques (DIAMMS) créée pour l'occasion, elle s'appuie sur plusieurs leviers d'action :

- Une meilleure connaissance des chaînes de valeur minérales mondiales, des besoins français, des dépendances et des risques pesant sur nos industries stratégiques. Pour ce faire, un Observatoire français des ressources minérales pour les filières industrielles (OFREMI) a été créé auprès du BRGM, rassemblant les expertises du BRGM, du CEA, de l'IFPEN, de l'IFRI et de l'ADEME. Financé par France 2030, par l'État et par des contributions financières des filières et des grands acteurs industriels, il produit des analyses de criticité, des cartographies des chaînes de valeur, des analyses de risques et des veilles économiques et stratégiques⁵.
- Un nouvel Inventaire des ressources minérales (IRM) de notre sous-sol afin d'accompagner une reprise de l'exploration minière et favoriser l'ouverture potentielle de nouvelles mines en France. Confié au BRGM, ce projet de cinq ans, débuté en 2025 et financé à hauteur de 53 millions d'euros dans le cadre de France 2030 via l'Agence nationale de la Recherche (ANR), vise à identifier les zones du sous-sol susceptibles de contenir des ressources minérales d'intérêt. Cinq zones géographiques prioritaires ont été identifiées : l'ouest du Massif central, la région Morvan-Brévenne, les Vosges, l'Occitanie-Cévennes et le sillon nord de la Guyane française. L'inventaire porte sur 55 substances d'intérêt (contre 22 lors de l'inventaire précédent de 1970-1995) et utilise des techniques innovantes permettant notamment une exploration plus profonde : géophysique aéroportée (magnétisme, gravimétrie, électromagnétisme, spectrométrie gamma), géochimie des sédiments de cours d'eau, intelligence artificielle pour l'interprétation des données.
- Le déploiement d'une diplomatie des ressources minérales visant à créer des partenariats stratégiques avec des pays producteurs de matières premières critiques pour les aider à développer des mines au meilleur standard ESG⁶, à mieux maîtriser leurs ressources face aux appétits prédateurs de certains pays et à sécuriser des contrats d'approvisionnement à long terme bénéficiant aux filières industrielles françaises (le cas échéant via des opérateurs provenant de pays affinitaires). Le sommet d'Évian

du G7 le 17 juin 2026 a permis d'identifier 195 projets portant sur des investissements pour les chaînes de valeur des minerais critiques, pour un montant estimé à 64 Mds€. Les membres du G7 se sont accordés à ne plus dépendre à plus de 60 % d'un seul acteur (sachant que la Chine excède aujourd'hui ce pourcentage).

- La mise à jour du code minier français : la réforme du code minier français, finalisée par décrets en août 2025, vise à moderniser l'exploitation du sous-sol en renforçant la protection environnementale et la participation du public. Elle intègre explicitement les enjeux écologiques et sociaux dans l'octroi des titres miniers, permettant le refus d'une demande en cas de risque grave pour l'environnement, et impose une garantie financière obligatoire avant toute exploitation pour couvrir les coûts de réhabilitation. La réforme accélère également les procédures en cohérence avec le CRMA, notamment pour les projets stratégiques (délai d'octroi des permis d'exploitation de ressources minières réduit à 6 mois), tout en renforçant la concertation avec les collectivités et en luttant contre l'orpaillage illégal, particulièrement en Guyane.
- Des mesures de simplification administrative : conformément au CRMA, la France a désigné des points de contact uniques (PCU) dans chaque département pour faciliter les démarches des porteurs de projets miniers. Ces PCU ont pour mission d'être l'interface administrative principale durant toute la procédure d'autorisation et de tenir les porteurs de projets informés de l'avancement de leurs dossiers.
- Le gouvernement français a lancé en mai 2023 un fonds d'investissement dédié aux minéraux et métaux critiques, doté de 500 millions d'euros publics et géré par InfraVia, destiné à sécuriser les approvisionnements de l'industrie française. Ce fonds est conçu pour attirer des investissements privés complémentaires.
- Le développement de projets industriels sur l'ensemble de la chaîne de valeur, en particulier pour répondre aux besoins de raffinage et de recyclage et bénéficiant des financements ciblés français et européens (cf. § suivant).

Les projets industriels européens et français

Les projets stratégiques européens

La Commission européenne a sélectionné en mars 2025 60 projets stratégiques pour l'extraction, le traitement et le recyclage de matières premières stratégiques lors du premier appel à projets dans le cadre du CRMA. 47 sont situés en Union européenne et 13 dans des pays tiers. Ces projets couvrent principalement le lithium, le nickel, le cuivre, le cobalt, le graphite et les terres rares. Cette labélisation permet d'accéder à des procédures administratives accélérées avec un point de contact unique dans chaque pays, de faciliter l'accès au financement européen et de bénéficier du soutien tech-

⁴ <https://www.economie.gouv.fr/gouvernement-devoile-strategie-securiser-approvisionnement-metiaux-critiques>

⁵ www.ofremi.fr

⁶ ESG : Environnement, standards et gouvernance.

nique de la Commission. Pour les projets hors UE, le label apporte surtout un bénéfice réputationnel et peut être pris en compte par la Banque européenne d'investissement (BEI) dans ses décisions de financement. Un second appel a été lancé début 2026 et conduira à de nouvelles annonces à l'automne 2026.

La plupart des projets se concentrent sur l'extraction et le raffinage, les deux maillons où l'Europe est la plus faible. Le recyclage représente également une part significative, notamment pour les batteries, les aimants permanents et les métaux précieux. Les projets couvrent une diversité de technologies, de la mine au recyclage : mines souterraines et à ciel ouvert, extraction à partir de saumures géothermales, recyclage hydrométallurgique et pyrométallurgique, production de matériaux d'anode et de cathode pour batteries... Ces projets seront insuffisants pour atteindre les objectifs du CRMA, en particulier en cas de scénario de demande haute, mais constituent un premier palier stratégique, synonyme de réappropriation des chaînes de valeur.

Ces projets ont à ce jour reçu des subventions publiques d'un montant total d'environ 1,26 Md€ : 576 M€ proviennent d'instruments européens, 461 M€ d'aides d'État nationales et 218 M€ d'institutions financières internationales. Malgré la création d'un Important Project of Common European Interest (IPCEI) dédié aux matières premières critiques, le montant total des financements reste modeste au regard des besoins, et la dispersion des instruments (fonds structurels, InvestEU, Innovation Fund, IPCEI, aides d'État) crée une certaine complexité administrative, notamment au regard de la stratégie américaine qui se chiffre en plusieurs dizaines de milliards de dollars.

Les 10 projets stratégiques français

La France se distingue avec 10 projets stratégiques sélectionnés par la Commission européenne, dont 9 en métropole et 1 en Nouvelle-Calédonie. Ces projets couvrent l'ensemble de la chaîne de valeur, de l'extraction au recyclage :

- Projets d'extraction et de raffinage intégrés :
 - AGELI (Bas-Rhin, Alsace) : projet porté par Eramet et Électricité de Strasbourg pour l'extraction de lithium à partir de saumures géothermales du fossé rhénan et son raffinage en carbonate de lithium de qualité batterie. Ce projet innovant combine production d'énergie géothermique et extraction de lithium, avec un impact environnemental limité.
 - EMILI (Allier, Auvergne) : projet d'Imerys pour l'extraction de minerai de lithium du gisement de Beauvoir (site minier de kaolin) et le raffinage du concentré de micas lithinifères en hydroxyde monohydraté de lithium de qualité batterie. Imerys estime le gisement à 116,7 millions de tonnes avec une teneur moyenne de 0,90 % en oxyde de lithium, permettant une production de 34 000 tonnes de lithium par an pendant au moins 25 ans. Le projet a fait l'objet d'un débat public organisé par la Commission nationale du débat

public (CNDP) de mars à juillet 2024, suscitant des oppositions locales, notamment de la part du collectif Stop Mines 03. Il a fait depuis l'objet d'un avis favorable⁷ du Conseil général de l'Économie.

- Projets de transformation et de raffinage :
 - VIRIDIAN (Bas-Rhin) : transformation de carbonate de lithium de différentes qualités en hydroxyde de lithium monohydraté de qualité batterie, porté par Viridian Lithium.
 - GALLICAM (Seine-Maritime) : reconversion de l'ancienne raffinerie de Sandouville en unité de production de précurseurs pour matériaux actifs de cathode de batteries, portée par Sibanye-Stillwater.
 - BAM4EVER (Rhône et Savoie) : augmentation des capacités de production de graphite synthétique de qualité batterie par Tokai COBEX Savoie.
 - SANDGRAPHITE (Pas-de-Calais, partie française) : production de matériaux d'anode pour batteries (BAM) par NGC Battery Materials GmbH, avec approvisionnement depuis une mine de graphite naturel en Namibie.
- Projets de recyclage :
 - HYDROMETALLURGY (Nord) : recyclage de batteries en fin de vie et de rebuts de fabrication par procédé hydrométallurgique pour produire des sels métalliques de nickel, de cobalt, des sulfates de manganèse et de l'hydroxyde de lithium, porté par Orano.
 - CAREMAG (Rhône et Pyrénées-Atlantiques) : production d'oxydes de terres rares pures et de bore à partir de rebuts de fabrication, d'aimants permanents d'équipements en fin de vie et de concentrés miniers, par CARESTER SAS.
 - MAGFACTORY (Isère) : production d'aimants permanents à partir du recyclage en boucle courte des rebuts de fabrication, par MagREEsources.
 - CALEDONI (Nouvelle-Calédonie) : développement d'une ligne d'extrusion des poussières sur le site de raffinage de Doniambo (Nouméa) pour augmenter les capacités de production de nickel et réduire les impacts environnementaux, porté par la Société Le Nickel (SLN).

Le statut de Projet stratégique européen n'est en rien un gage d'industrialisation. À l'instar de plusieurs cas européens, le projet BAM4EVER a été abandonné par Tokai COBEX, le projet GALLICAM a été officiellement abandonné début septembre 2026 et Viridian Lithium est en liquidation judiciaire.

⁷ https://www.economie.gouv.fr/files/files/directions_services/cge/media-document/AVIS_CGE_AEES_2025_001_1.pdf

Les partenariats stratégiques internationaux de l'Union européenne et de la France

Une diplomatie proactive des matières premières

Parallèlement au développement de capacités domestiques, l'Union européenne et certains pays membres ont développé depuis 2021 une stratégie de partenariats stratégiques avec des pays tiers riches en ressources minérales. À ce jour (août 2026), l'UE a établi des partenariats sur les matières premières critiques avec 15 pays comme le montre la Figure 4.

La France s'est également engagée dans des partenariats stratégiques dont la première étape passe souvent par la concrétisation d'un partenariat entre le service géologique national du pays partenaire et le BRGM pour les aider à monter en compétences et mieux maîtriser la connaissance de leurs ressources.

Ces partenariats visent à sécuriser l'approvisionnement sur l'ensemble de la chaîne de valeur, de l'extraction au raffinage, en passant par l'investissement, la coopération en recherche et développement, le transfert de technologies et le renforcement des capacités locales. Ils s'inscrivent dans une logique de bénéfice mutuel, l'UE apportant son expertise technique, ses financements et son accès au marché pour aider au développement responsable de l'activité minière des pays partenaires, en contrepartie d'un accès privilégié espéré de l'Europe à leurs ressources.

Comme l'a souligné la Cour européenne des comptes en 2026, ces partenariats stratégiques n'ont pas encore produit d'effets mesurables significatifs sur les exportations de matières premières critiques vers l'Europe, du fait de leur nature largement déclarative et de l'absence d'engagements contraignants. En revanche, les accords de libre-échange (ALE) comportant des dispositions spécifiques sur les matières premières critiques (Australie, Canada, Chili, Colombie/Pérou, Corée du Sud, Indonésie, Mexique, Mercosur, Nouvelle-Zélande, Royaume-Uni, Singapour) se révèlent beaucoup plus efficaces et conduisent à de réelles augmentations des importations européennes.

Concurrence avec les États-Unis et le Japon

Outre le rôle central joué par la Chine, l'UE fait face à une présence importante et parfois concurrente des États-Unis et du Japon :

- Le Japon a développé depuis 2010 une stratégie intégrée de sécurisation des approvisionnements, s'appuyant sur l'agence publique JOGMEC (Japan Organization for Metals and Energy Security), qui gère les stocks stratégiques, participe au capital de projets miniers à l'étranger et fournit des garanties et du capital-risque aux entreprises japonaises investissant dans l'amont minier.
- Les États-Unis ont considérablement renforcé leur politique depuis 2022, avec le Bipartisan Infrastructure Law et l'Inflation Reduction Act, qui fournissent des subventions massives pour l'extraction, le traite-

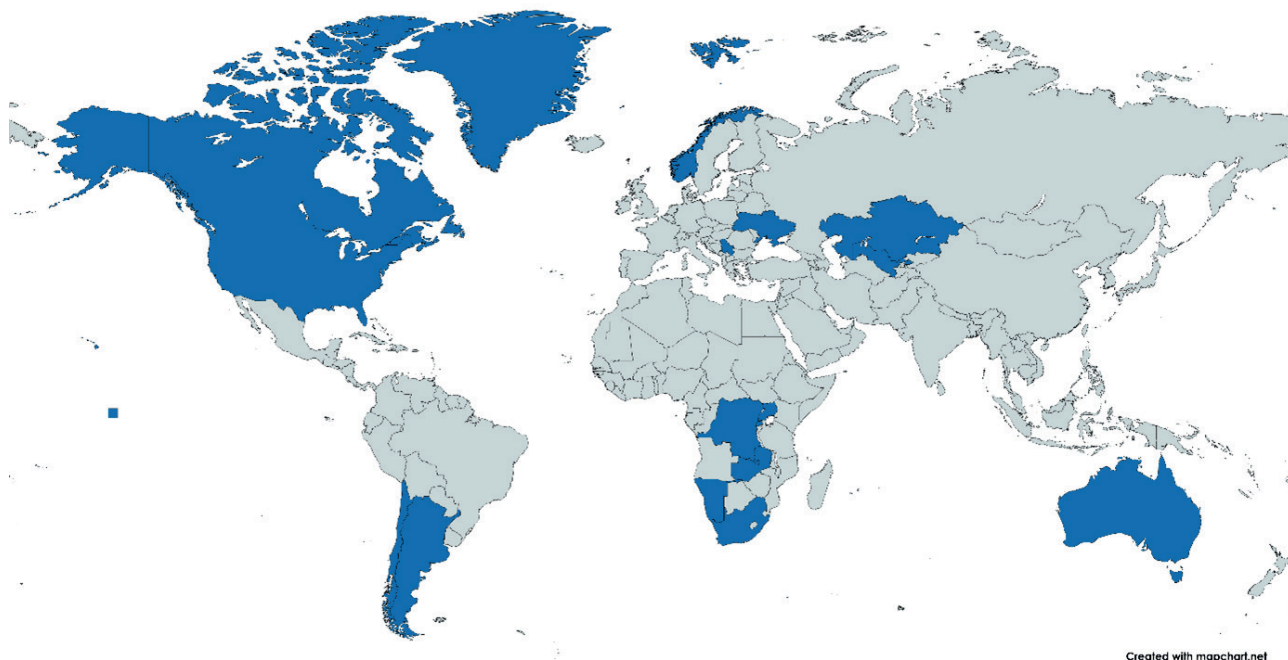


Figure 4 : partenariats stratégiques signés par l'Europe sur la question des métaux stratégiques : Afrique du Sud, Argentine, Australie, Canada, Chili, États-Unis, Groenland, Kazakhstan, Namibie, Norvège, Ouganda, République démocratique du Congo, Rwanda, Serbie, Ukraine, Ouzbékistan, et Zambie (Source : Commission européenne, DG-GROW^a).

^a Raw materials diplomacy - Internal Market, Industry, Entrepreneurship and SMEs, https://single-market-economy.ec.europa.eu/sectors/raw-materials/areas-specific-interest/raw-materials-diplomacy_en

ment et le recyclage domestiques. Depuis 2022, plus de 19,2 milliards de dollars de soutien fédéral ont été approuvés ou sont en cours d'examen pour des projets miniers et de traitement. L'administration Trump a encore accéléré cette dynamique depuis 2026, avec plus de 30 milliards de dollars de lettres d'intérêt, d'investissements et de prêts annoncés pour des projets de minéraux critiques portés par la banque américaine d'investissement EXIM, ainsi que le programme Project Vault doté de 12 milliards de dollars pour constituer des réserves stratégiques. Il est à noter le rôle stratégique du Department of War dans la montée en puissance de cette stratégie.

Plutôt qu'une concurrence frontale, la situation actuelle est plutôt celle d'une « coopétition » oscillant entre compétition et coopération. C'est ainsi que les États-Unis ont lancé, en parallèle de leur politique nationale, plusieurs initiatives multilatérales à l'image du Minerals Security Partnership (MSP), initiative multilatérale visant à coordonner les investissements dans des projets de minéraux critiques avec des pays alliés. L'approche multilatérale de la sécurisation des approvisionnements en métaux stratégiques est aujourd'hui portée principalement par le G7, qui a mis en place des groupes d'experts dédiés, la présidence française au second semestre 2026 en ayant fait une de ses priorités, qui s'est concrétisée par la déclaration officielle du 17 juin.

Conclusion : un défi systémique nécessitant une approche intégrée

Les métaux stratégiques sont essentiels à la transition énergétique et à la souveraineté industrielle de l'Europe. Face à leur dépendance, notamment vis-à-vis de la Chine, l'UE et la France ont lancé une stratégie ambitieuse depuis 2023. Le Critical Raw Materials Act fixe des objectifs clairs pour 2030 (production, transformation, recyclage), soutenus par le règlement sur les batteries (contenu recyclé, passeport numérique). La France joue un rôle clé avec 10 projets industriels jugés stratégiques par l'Europe (dont les projets d'extraction de lithium dans l'Allier et en Alsace), un inventaire géologique piloté par le BRGM et un fonds d'investissement public-privé porté par INFRAVIA.

Toutefois, cette stratégie rencontre des défis majeurs : acceptabilité sociale des projets miniers (souvent en zones protégées), coûts élevés, délais longs (10-20 ans), concurrence internationale et manque de compétitivité dans un marché biaisé par les actions de dumping, notamment chinoises, et fragmentation des initiatives.

La réussite dépendra d'une approche holistique combinant production locale, diversification des partenariats, intégration dans des chaînes de valeur sécurisées, recyclage, innovation technologique et sobriété, le tout accompagné d'un dialogue territorial pour une exploitation minière responsable et une meilleure acceptabilité sociale. Les prochaines années seront décisives pour dessiner les contours de l'industrie européenne et de notre souveraineté pour le milieu du XXI^e siècle.

Bibliographie

Cour des Comptes Européenne, Matières premières critiques pour la transition énergétique : une politique d'une solidité relative, rapport spécial 04/2026.

World Energy Outlook 2025, Agence Internationale de l'Énergie, décembre 2025.

European Commission, Study on the critical raw materials for the EU 2023, final report.

Défis et opportunités du futur mix énergétique décarboné de la France - Cas de la filière Chimie

Par Magali SMETS

Directrice générale de France Chimie

Et Sylvain LE NET

Responsable Énergie et Changement climatique de France Chimie

La Chimie est une filière dont le rôle stratégique pour la souveraineté industrielle fait aujourd'hui consensus à Bruxelles comme à Paris. Elle est un secteur-clé de l'économie française, mais également le premier consommateur industriel en énergie, électricité et gaz. Depuis 1990, elle a réduit ses émissions de gaz à effet de serre de plus de 70 %, en investissant dans l'abattement du protoxyde d'azote, l'efficacité énergétique ou la production de chaleur moins carbonée. Cette transition de la filière s'est accompagnée d'une hausse de la valeur ajoutée et des volumes de production jusqu'en 2015. Mais depuis, la succession de crises – énergétique, capacitaire et géopolitique – a fragilisé la Chimie européenne de façon inédite.

Alors que les prochains leviers de décarbonation (hydrogène bas-carbone, captage-stockage du CO₂...) sont plus coûteux et dépendent d'infrastructures dont le développement est porté par des tiers, il importe plus que jamais de réunir les conditions de succès de cette transition pour en faire un levier de réindustrialisation. Cela nécessite un modèle économique viable combinant un accès compétitif à une énergie bas-carbone, un soutien à l'investissement et à la demande en produits bas-carbone et une protection face à une concurrence internationale moins contrainte. Dans une période d'abondance d'électricité bas-carbone sur le marché français, de nouvelles opportunités d'électrification de la Chimie émergent. Elles mettent en évidence les accords gagnant-gagnant qui peuvent être trouvés entre les consommateurs industriels et les producteurs d'électricité.

Une industrie intensive en énergie au cœur de l'économie

Avec près de 4 400 entreprises, 229 000 salariés et un chiffre d'affaires avoisinant les 100 milliards d'euros, la Chimie constitue l'un des principaux secteurs industriels français. Souvent qualifiée d'industrie des industries, elle fournit les substances, matériaux et intermédiaires indispensables à de nombreuses filières stratégiques telles que la santé, les transports, l'agriculture, l'énergie, l'électronique ou encore le traitement de l'eau.

Cette position centrale dans l'économie s'accompagne d'une forte intensité énergétique. Les procédés de transformation de la matière qu'elle met en œuvre mobilisent en effet d'importantes quantités de produits énergétiques, utilisées à la fois comme matière première et comme source d'énergie. Historiquement, une part importante de ces besoins a été couverte par des ressources fossiles : le gaz naturel pour la production de chaleur, de vapeur et d'hydrogène, et les produits pétroliers pour la production des molécules carbonées, briques essentielles de la chimie organique. Leur utilisation engendre des émissions de CO₂, aux-

quelles s'ajoutent d'autres gaz à effet de serre émis par certaines réactions chimiques, comme le protoxyde d'azote (N₂O).

En conséquence, la Chimie émet encore aujourd'hui environ 13 MtCO_{2e} par an, soit près de 4 % des émissions nationales, contre plus de 9 % en 1990. Cette évolution vertueuse est à l'origine de 20 % de la baisse des émissions de la France. Elle témoigne d'une transformation profonde engagée depuis plus de trois décennies.

Un secteur qui s'attache à réduire ses impacts sur l'environnement

Depuis 1990, la Chimie en France a réduit ses émissions de gaz à effet de serre de plus de 70 %. Schématiquement, ce résultat s'appuie sur trois grandes étapes successives :

- d'abord l'abattement des émissions de protoxyde d'azote par réduction catalytique, dès l'apparition des premiers marchés valorisant les réductions d'émission de gaz à effet de serre, dans les années 1990 ;

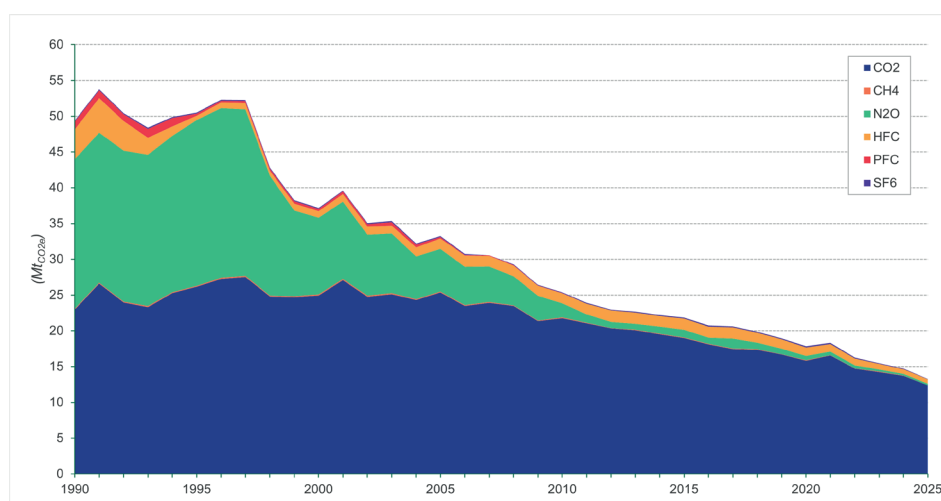


Figure 1 : Émissions de gaz à effet de serre historiques de la Chimie en France (Source : CITEPA).

- puis une amélioration significative de l'efficacité énergétique des procédés, pour consommer moins d'énergie par tonne produite, surtout à partir des années 2000, lorsque les énergies fossiles se sont fortement renchéries ;
- et depuis les années 2010, sous l'effet du marché du carbone européen et grâce aux soutiens publics, par une substitution des énergies les plus carbonées par du gaz, mais aussi par de l'énergie issue des déchets non-recyclables et de la biomasse, dont la France dispose en grandes quantités mais qui restent sous-exploités.

Contrairement à d'autres secteurs, la décarbonation de la Chimie a principalement reposé sur des investissements industriels et des transformations technologiques, plutôt que sur une variation de l'activité. En effet, la production de la Chimie a augmenté tant en volume qu'en valeur ajoutée jusqu'en 2015. Ensuite, la dynamique s'est infléchi : France Chimie estime que les baisses d'émissions constatées depuis 2015 sont dues pour un tiers à des investissements dans la transition énergétique, et pour deux tiers à une réduction du niveau d'activité, voire des fermetures de sites.

Un secteur qui traverse une crise inédite

La chimie européenne traverse en effet une crise sans précédent due à une pression concurrentielle qui s'est nettement accrue, en particulier de la part de la Chine, qui dispose de surcapacités de production importantes, mais aussi de la part des États-Unis et du Moyen-Orient. Dans ce contexte, l'Europe apparaît nettement moins bien armée, notamment du fait d'un coût d'approvisionnement en énergie supérieur à ceux de ses concurrents internationaux. Et l'écart s'est amplifié sous l'effet de chocs successifs, liés à l'invasion de l'Ukraine par la Russie, aux problèmes de corrosion sous contrainte sur le parc nucléaire français et au conflit au Moyen-Orient. Le gaz naturel, principale source d'énergie pour

la Chimie en France est toujours 4 à 5 fois plus cher en France qu'aux États-Unis, et le coût de l'électron 30 % plus cher en France qu'au Texas.

La fédération européenne de la Chimie, le Cefic, a récemment publié une étude¹ soulignant l'accélération des fermetures en Europe, avec la disparition de 37 millions de tonnes de capacités depuis 2022, soit 9 % de la production de la chimie européenne et 14 % pour la seule pétrochimie. Tous les pays européens sont concernés et en particulier les Pays-Bas et l'Allemagne. La France a connu un ralentissement légèrement moindre que la moyenne européenne, grâce aux effets du plan de relance post-Covid et de France 2030.

Mais au-delà des fermetures de sites, le problème réside plus généralement dans la sous-utilisation des capacités de production : les sites de la Chimie en France affichent un taux d'utilisation moyen autour de 70 %, bien en dessous du seuil de rentabilité estimé à 80 %. Cette situation fragilise les sites industriels et freine d'autant leurs investissements.

Des leviers de décarbonation de plus en plus coûteux

Cette dégradation du contexte économique intervient alors même que les perspectives de réduction des émissions de gaz à effet de serre deviennent plus complexes. En toute logique, les entreprises ont d'abord mis en œuvre les projets présentant le temps de retour sur investissement le plus court. Les investissements nécessaires pour poursuivre la décarbonation impliquent des technologies plus onéreuses, des infrastructures nouvelles et des coûts d'exploitation plus élevés.

Entre 2021 et 2023, plusieurs exercices prospectifs ont été lancés pour déterminer les voies de décarbonation de la Chimie. Ce travail a donné lieu à la publication

¹ <https://cefic.org/news/chemical-plant-closures-surge-six-fold-in-europe-since-2022-reaching-37mt-new-report-finds/>

d'une feuille de route de décarbonation sectorielle² et à la signature de contrats de transition écologique³ par les plus grands sites de la Chimie, qui concluent que la Chimie pourrait porter sa réduction d'émission de gaz à effet de serre à - 79 % d'ici 2030 et - 94 % d'ici 2050, par rapport à 1990, si certaines conditions de succès sont réunies.

Cette trajectoire repose d'abord sur des technologies matures : récupération de chaleur fatale, production de chaleur à partir de biomasse ou de déchets non-recyclables, amélioration des systèmes frigorifiques, électrification de certains procédés. Plusieurs projets ont d'ailleurs été lancés depuis 2021, grâce aux soutiens de France Relance ou de France 2030.

Mais l'essentiel des abattements de CO₂ supplémentaires se fonde sur des leviers de rupture, (au sens du passage à l'échelle industrielle) parmi lesquels la production d'hydrogène bas-carbone par électrolyse et le captage-stockage du CO₂. Or, ces technologies présentent comme caractéristique commune de nécessiter des infrastructures et des équipements très capitalistiques, et de conduire à une hausse durable des coûts de fonctionnement.

La poursuite de la transition énergétique de la Chimie tend donc à accroître les coûts de production, alors que le défi des entreprises est de regagner en compétitivité face à des concurrents qui bénéficient d'un accès privilégié à des ressources énergétiques abondantes et compétitives, et qui n'adhèrent souvent pas à la même ambition environnementale.

Le cas de l'hydrogène bas-carbone produit par électrolyse illustre bien cette difficulté. Ces dernières années, ce levier de décarbonation a suscité un fort intérêt en Europe et la France s'est même dotée d'une stratégie pour le développement d'une économie de l'hydrogène. Mais l'engouement initial s'est rapidement heurté à la problématique du surcoût par rapport au procédé traditionnel de production d'hydrogène par vaporeformage de méthane : la bascule vers l'électrolyse de l'eau représente un triplement du coût de production de l'hydrogène. Et la comparaison avec l'hydrogène américain porte cet écart à un facteur 6.

Les analyses conduites par l'ADEME dans le cadre des Plans de Transition Sectoriels⁴ convergent avec ce diagnostic. En abordant la problématique sous forme de scénarios contrastés, elles envisagent différentes voies de décarbonation et mettent en évidence que la réussite de la transition des sous-secteurs de l'éthylène et de l'ammoniac nécessite des investissements massifs, des infrastructures et d'un cadre économique et réglementaire adapté.

Un modèle économique à inventer

Pour justifier l'investissement dans ces technologies de rupture, il est nécessaire d'assurer aux industriels un modèle économique viable. Comme le souligne le rapport de Mario Draghi⁵, publié en septembre 2024, cela nécessite d'agir sur trois leviers : stimuler la demande en produits issus de procédés bas-carbone,

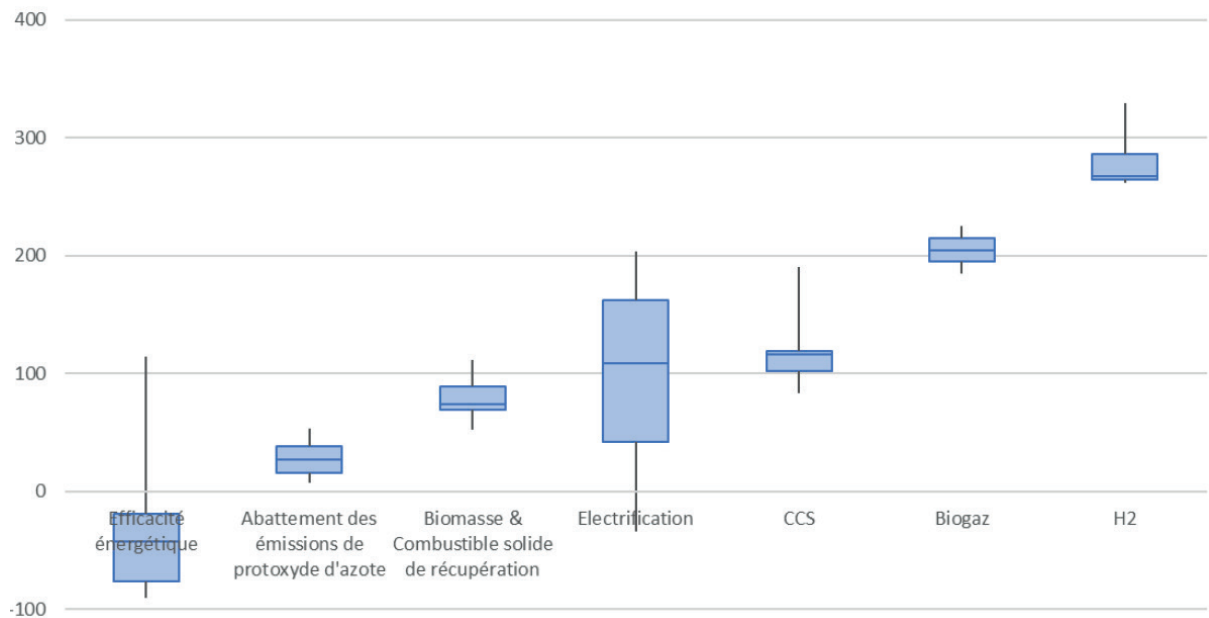


Figure 2 : Coûts d'abattement des différents leviers de décarbonation dans la Chimie en France (en €/tCO₂) (Source : Rapport sur l'impact environnemental du budget de l'État 2023).

² <https://www.francechimie.fr/la-chimie-rehausse-son-ambition-en-matiere-de-decarbonation>
³ <https://www.entreprises.gouv.fr/priorites-et-actions/transition-ecologique/decarboner-lindustrie/contrats-de-transition-ecologique>

⁴ <https://agirpoulatransition.ademe.fr/entreprises/conseils/industrie/decarbonation/plans-transition-sectoriels>
⁵ https://commission.europa.eu/document/download/97e481fd-2dc3-412d-be4c-f152a8232961_fr?filename=The%20Draghi%20report%20A%20competitiveness%20strategy%20for%20Europe%20%28Part%20A%29-FR.pdf

soutenir les investissements et les coûts de fonctionnement par des financements publics (contrats carbone pour différence), et soumettre les concurrents extra-européens à une tarification carbone équivalente à celle qui est imposée à l'industrie européenne.

Sous l'impulsion de la France, la Commission européenne a instauré un Mécanisme d'Ajustement Carbone aux Frontières pour remédier à l'asymétrie de tarification carbone entre les industries européennes et leurs concurrentes. Toutefois, ce mécanisme est limité à un nombre réduit de produits et son efficacité incertaine du fait de nombreuses lacunes qui restent à combler : risques de contournement, effet négatif sur l'aval des chaînes de valeur et inefficacité sur les marchés à l'export. Compte tenu de la complexité de ses chaînes de valeur et de son exposition à l'export, la Commission européenne a renoncé à intégrer la Chimie dans ce mécanisme. Le seul instrument dont elle dispose pour lutter contre les fuites de carbone reste donc, à date, l'allocation de quotas gratuits dans le cadre du système européen d'échange de quotas de gaz à effet de serre.

Alors que la politique « climat » de l'Europe prévoit une baisse rapide de ces allocations et un renchérissement massif de la contrainte carbone sur les entreprises, il y a urgence à en réformer les principaux instruments (directive EU ETS, calcul des benchmarks, ...) afin qu'ils contribuent effectivement à accélérer l'investissement dans la décarbonation et non la désindustrialisation.

Les autres leviers cités dans le rapport de Mario Draghi ont été repris dans le Pacte pour une Industrie Propre publié début 2025 par la Commission européenne. Celle-ci promet notamment de réduire les coûts de l'énergie bas-carbone, une condition clé pour préserver les chaînes de valeur indispensables à la souveraineté industrielle européenne.

Le rôle déterminant du futur mix énergétique français

La France dispose d'atouts significatifs pour mener à bien la transition énergétique de son industrie :

- un mix électrique bas-carbone, fondé sur l'électricité nucléaire et hydroélectrique ;
- un réseau de transport et de distribution d'électricité robuste ;
- une ressource en biomasse substantielle, issue des forêts⁶ ou de l'agriculture.

France Chimie estime que la mise en œuvre de la trajectoire de décarbonation devrait conduire le secteur à accroître sa consommation d'électricité bas-carbone de 6 TWh/an d'ici 2030, soit la production d'un réacteur nucléaire de 900 MW, et sa consommation de biomasse dans les mêmes proportions. Le gisement de déchets et de biomasse devra également être mobilisé pour substituer les matières premières fossiles par des sources de carbone durables.

Les estimations de l'ADEME varient en fonction du scénario retenu, mais elles confirment une forte augmentation des besoins en énergies bas-carbone. Celle-ci est néanmoins contrainte par une réduction des estimations de croissance de la biomasse liée aux effets du changement climatique (notamment sur les forêts). De même, les analyses de France Chimie rejoignent les conclusions de l'étude « Futurs énergétiques 2050 »⁷ de RTE⁸. La transition énergétique impliquera une électrification massive des procédés industriels et nécessitera donc de grandes quantités d'électricité bas-carbone. Cela implique à court terme d'accélérer le déploiement des énergies renouvelables (dont l'hydroélectricité) et de prolonger le parc nucléaire existant, et, à moyen et long terme, de lancer la construction de nouveaux réacteurs –, tout en gardant en ligne de mire l'objectif de compétitivité. La biomasse jouera également un rôle dans les procédés qui ne sont pas électrifiables.

Cela suppose aussi de mettre en œuvre un cadre contractuel donnant de la visibilité aux industriels sur leur approvisionnement en électricité. D'autant que la fin du dispositif d'Accès Régulé à l'Électricité Nucléaire Historique, le 31 décembre 2025, a fortement augmenté l'exposition des consommateurs industriels à la volatilité du marché de l'électricité. Un dispositif de redistribution de la rente du parc nucléaire historique a certes été instauré, avec une taxation des revenus d'EDF au-delà d'un niveau de prix fixé par voie réglementaire, puis versement aux consommateurs⁹. Cependant, le seuil de déclenchement élevé et l'assiette de distribution large en font un dispositif anti-crise énergétique plus qu'un mécanisme de couverture efficace.

À l'inverse, les contrats de long terme qu'EDF s'est engagé à proposer aux grandes entreprises industrielles, dans le cadre de la nouvelle régulation du marché de l'électricité, s'inscrivent dans la logique d'un approvisionnement prévisible et bas-carbone. Ces contrats ont répondu aux besoins des plus électro-intensifs, mais n'ont toutefois été accessibles qu'aux plus grandes entreprises, à même de fournir l'engagement financier attendu et de gérer la complexité de ces contrats. Globalement, seulement 10 à 15 % de la consommation industrielle en électricité qui a été sécurisée à long terme. Les autres consommateurs doivent se contenter de contrats fondés sur les prix du marché de gros de l'électricité, dont la visibilité dépasse difficilement les 3 ans.

Pour accéder à des conditions d'approvisionnement proches des concurrents internationaux, en particulier américains, les industriels doivent donc espérer que la période de prix relativement bas que connaît actuellement le marché de l'électricité français perdurera et pouvoir compter sur une fiscalité favorable, le maintien des abattements sur les tarifs de réseau et de la com-

⁶ <https://annales.org/re/2024/re115/2024-07-05.pdf>

⁷ <https://www.rte-france.com/donnees-publications/etudes-prospectives/futurs-energetique-2050#Reactualisationdeletude2026>

⁸ <https://rte-futursenergetiques2050.com/>

⁹ Pour des prix entre 78–80 € et 100 €/MWh 50 % des revenus excédentaires pour EDF sont reversés aux consommateurs, ce qui amortit les hausses modérées de prix. Pour des prix supérieurs à 100 €/MWh le reversement atteint 90 %.

pensation des coûts indirects du marché du carbone répercuté sur les prix de l'électricité.

De nouvelles opportunités liées à l'électrification

On relève d'ailleurs des signaux de marché positifs ces dernières années, portés notamment par l'abondance d'électricité bas-carbone, d'origine nucléaire ou renouvelable. Plusieurs entreprises de la Chimie se sont lancées dans des projets de décarbonation qui étaient jugés jusqu'à présent insuffisamment rentables : électrification des fours et des machines tournantes qui fonctionnaient au gaz naturel. Par ailleurs, de nouveaux modèles de production de chaleur hybride, couplant électricité et gaz, se développent pour capter les opportunités liées aux périodes de prix très bas sur le marché de gros de l'électricité.

Ces projets témoignent de l'avantage compétitif que constitue le mix électrique bas-carbone français. En effet, les sites industriels en Allemagne et en Italie ne bénéficient pas de telles opportunités, malgré la capacité financière de leurs finances publiques. Seuls les Espagnols présentent un dynamisme comparable.

Ils mettent également en évidence la complémentarité entre les consommateurs industriels et les producteurs d'électricité. La consommation en base, indispensable aux grandes installations de la Chimie amont, permet d'absorber la production nucléaire, qui y trouve un débouché stable toute l'année. La consommation flexible qui se développe dans la Chimie intermédiaire apporte un exutoire bienvenu à la production d'électricité renouvelable intermittente.

Ces projets démontrent aussi que, lorsque les conditions techniques et économiques sont favorables, les entreprises de la Chimie continuent d'investir dans leur transition énergétique. Il s'agit désormais de généraliser cette tendance pour que la décarbonation ne se limite pas à quelques entreprises ou installations, mais qu'elle se concrétise dans l'ensemble du secteur, et notamment auprès des PME.

Les appels à projets de l'ADEME, l'enchère « chaleur » de la Commission européenne, ou les Certificats d'Économies d'Énergie (CEE) peuvent être un levier efficace pour accélérer les investissements, pour autant que les critères d'éligibilité à ces soutiens restent suffisamment souples. À titre d'exemple, certains de ces dispositifs excluent actuellement les projets de chaudières électriques couplées à des chaudières gaz, qui sont pourtant un des leviers identifiés dans les groupes de travail lancés par le Gouvernement sur l'électrification.

Une transition énergétique porteuse d'opportunités

Si la transition énergétique de l'économie constitue un défi majeur pour les sites de la Chimie, elle ouvre également des perspectives de développement significatives, puisqu'elle fait appel à une multitude de matériaux, de molécules et de procédés issus de la Chimie.

Les batteries, les énergies renouvelables, les matériaux de construction innovants, les solutions de recyclage avancé ou encore les produits biosourcés mobilisent les équipes R&D des entreprises de la Chimie et un tissu très dynamique de *startups*.

Cette offre au service d'une économie souveraine et moins carbonée est une opportunité de croissance pour le secteur et une chance à saisir pour les sites de production européens. Encore faut-il là-aussi adopter un cadre réglementaire adapté. Il s'agit notamment de porter une préférence européenne ciblée et pragmatique dont le périmètre est restreint aux pays du continent européen, de définir des mécanismes de soutien à la demande en produits bas-carbone et de simplifier la sortie de statut de déchets pour accélérer le développement d'un marché du recyclé.

La transition énergétique apparaît ainsi comme un double défi pour la Chimie française. Elle impose une transformation profonde des procédés et des approvisionnements énergétiques, mais elle crée également les conditions d'une nouvelle phase de développement industriel. La capacité à concilier compétitivité, souveraineté et décarbonation déterminera largement la place que la Chimie pourra occuper dans l'économie européenne de demain.

Bibliographie

ADEME, Plan de Transition Sectoriel de l'industrie de l'ammontiac en France, septembre 2023.

ADEME, Plan de transition sectoriel des industries du chlore et de l'éthylène en France, décembre 2024.

Cefic, European Chemical Closures & Investments Radar 2022-2025, janvier 2026.

CITEPA, Rapport Secten édition 2026, juin 2026.

Commission européenne, The Draghi report: A competitiveness strategy for Europe, septembre 2024.

Commission européenne, Le pacte pour une industrie propre, février 2025.

France Chimie, Feuille de route de la filière Chimie, novembre 2023.

Ministère du budget, Rapport sur l'impact environnemental du budget de l'État, octobre 2023.

RTE, Futurs énergétiques 2050, novembre 2021.

Défis et opportunités du futur mix énergétique décarboné de la France - Cas de l'industrie sucrière

Par Remi AUBRY

Syndicat National des Fabricants de Sucre

Les exercices de prospective de décarbonation de l'outil industriel du secteur sucre-éthanol français, comme celui mené en 2024 avec l'ADEME (<https://bibliothèque.ademe.fr/industrie-et-production-durable/6736-rencontre-de-la-transition-industrielle-9.html>), ont pour point commun de mettre en exergue les fortes spécificités de l'activité sucrière qui font du secteur un cas particulier de « défossilisation » de l'économie (caractère saisonnier de l'activité, variabilité, extraction).

La décarbonation quasi-totale de l'outil industriel sucrier français est possible en combinant des optimisations des procédés (avec leur électrification partielle), des technologies et l'utilisation énergétique de la biomasse. Cette transformation demande au secteur un effort technologique et financier inédit à l'échelle mondiale, dans un contexte économique difficile.

L'effort d'investissement est colossal et doit intégrer l'inflation ainsi que le maintien des investissements courants de modernisation et de maintenance de l'outil industriel non directement liés à l'énergie. Il impose également d'actualiser les coûts (capital, prestataires, main-d'œuvre) pour financer les projets envisagés avec des niveaux d'aides adaptés.

Le maintien de la compétitivité de la filière est une condition préalable et permanente : en aval sur les marchés du sucre et de l'éthanol, mais tout autant en amont, afin qu'une rémunération suffisante permette aux agriculteurs de maintenir durablement la betterave sucrière dans leurs assolements sur le territoire.

Les transformations radicales associées à la décarbonation nécessitent des ressources humaines capables de mener des projets complexes, la disponibilité de technologies nouvelles et, surtout, la persistance de rendements agricoles aptes à saturer un outil industriel décarboné efficace dans une filière contribuant à la prospérité de notre pays.

Présentation du secteur

3 industriels, 19 sites sucriers dont 4 sucreries-distilleries

CA 2024 : environ 4,5 Mds€. Plus de 50 % de la production est exportée, principalement en Europe, mais aussi hors Union européenne (Royaume-Uni, Maghreb et, plus marginalement, Moyen-Orient).

36 Mt/an de betteraves (100 % d'origine française)
– 4,6 Mt/an de sucre et 8 Mhl/an d'éthanol :

- très forte saisonnalité (septembre-janvier), donc de la consommation d'énergie (> 90 % en période hivernale pour les sucreries ; 50 % pour les sucreries distilleries) ;
- implantations rurales (proches de la production agricole, accès difficile au réseau de transport d'électricité) ;

- autoproduction et autoconsommation d'électricité à partir de gaz naturel (cogénération) ;
- besoin de chaleur autour de 140°C (> 400°C si autoproduction électrique).

Énergie

- environ 20-25 % des coûts de fabrication (2^e poste de charge derrière la matière première) ;
- 7-9 TWh/an de gaz naturel, 1 TWh/an d'électricité, dont 0,5 TWh d'autoproduction (cogénération).

Stratégie de décarbonation

Deux leviers majeurs sont à activer selon le meilleur schéma technico-économique adapté à la situation de

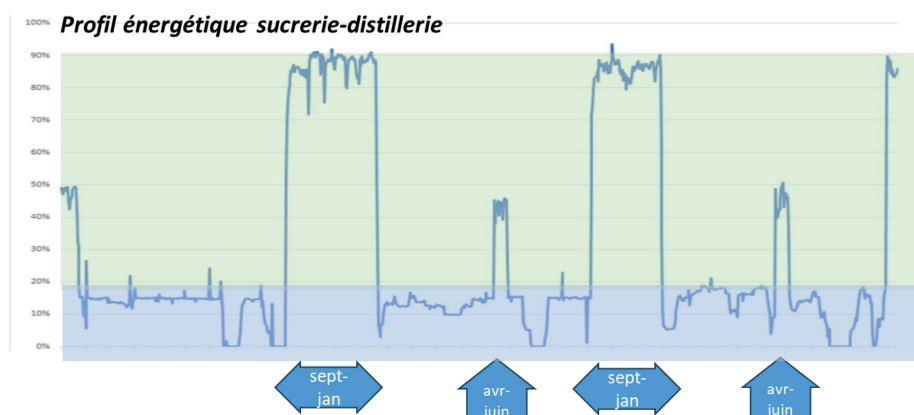


Figure 1 : Illustration de l'extrême saisonnalité de l'activité sucrière (Source : SNFS).

chaque site industriel (ce ne sont pas des solutions « prêtes à l'emploi ») :

- amélioration de l'efficacité énergétique et électrification de schémas existants très optimisés ;
- substitution des énergies fossiles par de la biomasse interne ou, marginalement, externe (bois, biométhane).

Défis

Décarboner en maintenant la compétitivité dans un marché mondialisé

- Il faut limiter l'impact majeur de la saisonnalité :
 - sur les investissements, dont le temps de retour est multiplié par trois ;
 - sur l'accès à l'électricité, car les implantations rurales rendent difficile l'accès au réseau ;
 - sur les contrats d'approvisionnement à long terme, qui doivent être adaptés.
- Il faut maintenir l'attractivité de la betterave pour les agriculteurs.

Simplifier un cadre réglementaire rigide et financièrement impactant

- coûts carbone en hausse constante malgré la baisse des émissions (cf. Figure 4) ;
- directive RED : restrictions potentielles de l'usage énergétique de la biomasse.

Opportunités

Des solutions techniques existent (par exemple la recompression mécanique de vapeur, la méthanisation...) pour décarboner mais elles doivent être intégrées à des schémas énergétiques complexes, très optimisés, afin d'aboutir à des solutions économiquement acceptables, adaptées au schéma thermique spécifique de chaque usine.

La très forte saisonnalité : une caractéristique spécifique au secteur sucrier

La saisonnalité de l'activité sucrière a conduit à investir dans des installations industrielles de puissances thermiques de 60 à 300 MW, surdimensionnées par rapport à des usines travaillant toute l'année pour fonctionner 90 à 150 jours/an. Le cumul des puissances installées est d'environ 3 000 MW pour une consommation globale annuelle de 9 TWh :

- Trois à quatre mois, en automne-hiver, de besoin maximum de chaleur pour la campagne (extraction du sucre), mise en route et essais (pic de consommation fin août).
- Environ un mois de besoin moindre pour cristalliser les sirops stockés (entre mars et mai). Cette opération ne concerne pas tous les sites et pas tous les ans, ni au même moment. Elle limite les besoins de stockage de sucre, permettant des arbitrages plus tardifs entre productions (sucres, sirops, éthanol) pour mieux les valoriser.
- Le reste de l'année, la consommation d'énergie des établissements industriels du secteur est très faible, les grandes installations énergétiques étant à l'arrêt complet.

Les conséquences les plus notables de la très forte saisonnalité de l'activité sont financières et administratives : Pour un retour sur investissement équivalent à celui d'une industrie non saisonnière, la réduction des émissions coûte trois fois plus cher, avec :

- une intensité capitalistique très forte, celle d'une industrie lourde, et une rentabilité difficile avec de faibles marges ;
- des durées d'amortissement multipliées par trois, en comparaison avec des secteurs industriels dont les installations énergétiques fonctionnent toute l'année.

De la betterave au sucre et à l'éthanol...

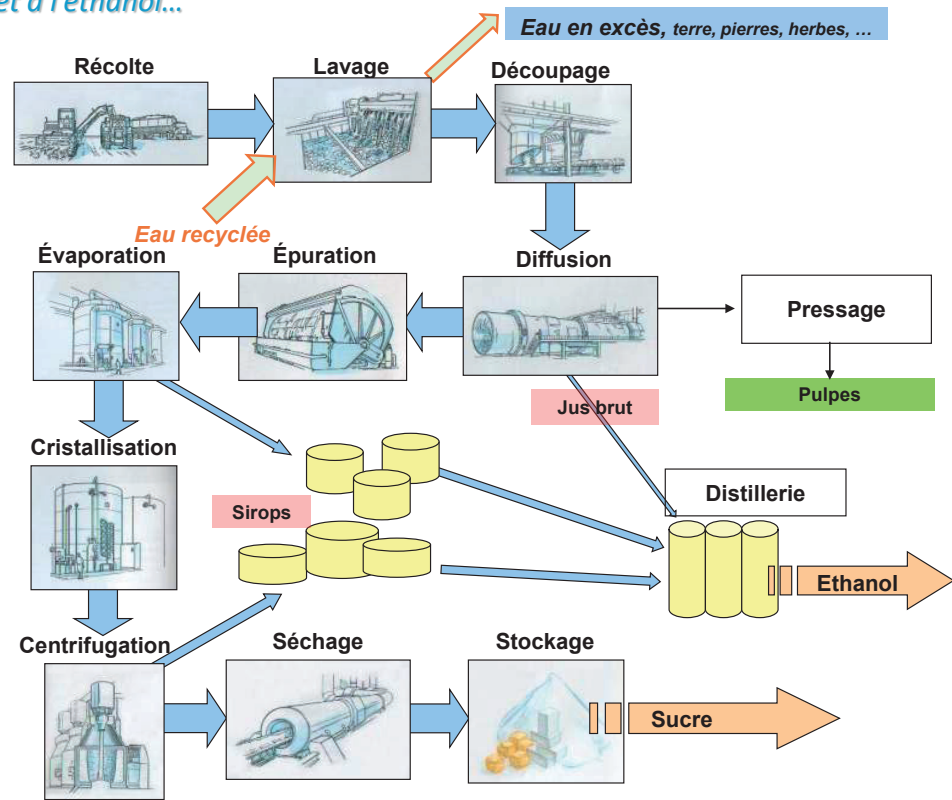


Figure 2 : Schéma simplifié du procédé sucrier (Source : SNFS).

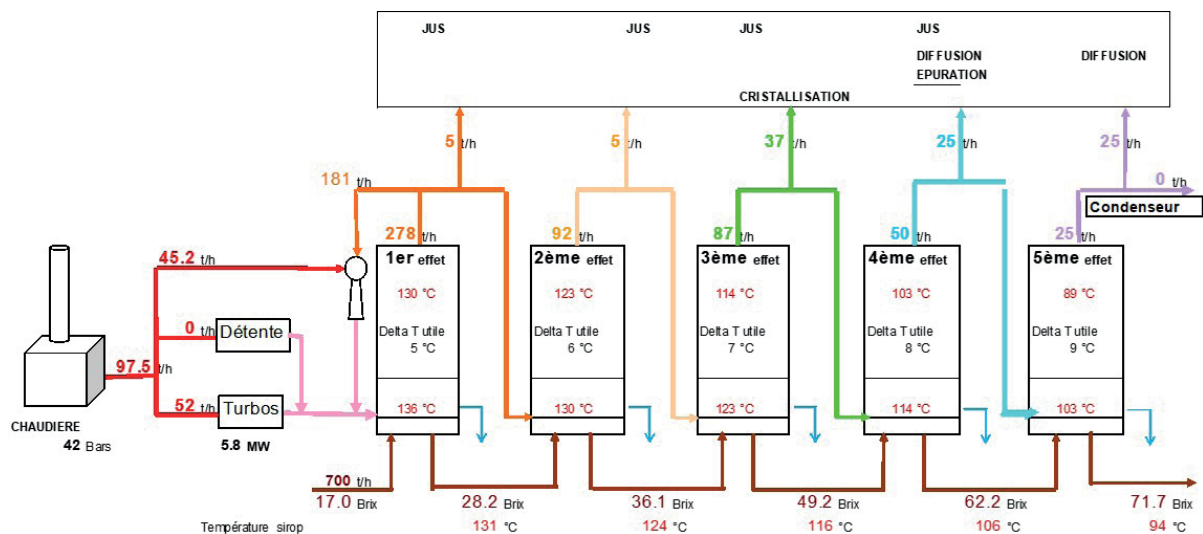


Figure 3 : Paramètres thermiques du procédé sucrier (Source : Saint Louis Sucre).

Description du procédé

Un procédé unique

Pour extraire le sucre d'une matière première végétale, le procédé est mondialement identique : on ne prévoit pas de « révolution » industrielle pour extraire le saccharose d'une plante qui l'a produit par photosynthèse pour le stocker. Le procédé consiste à extraire et à conserver le saccharose dans un état permettant son stockage

et son transport. Il sépare cette molécule des autres composants de la plante en 4 étapes majeures après le lavage des racines (betteraves) séparant la terre, les pierres, les herbes et les autres matières végétales adhérentes, opération indispensable pour rendre possible l'extraction du sucre :

- extraction du sucre par diffusion dans de l'eau chaude, avec les nombreuses substances et impure-

tés issues de la plante, dissoutes ou en suspension dans un jus brut ;

- épuration calco-carbonique par addition de chaux vive et de CO_2 au jus brut, pour précipiter les impuretés, suivie de filtrations pour obtenir un jus clair, solution de saccharose ;
- évaporation à multiples effets : concentration du jus clair pour obtenir un sirop dense ;
- cristallisation par cuisson sous vide du sirop, puis séparation des cristaux blancs de saccharose du liquide restant (mélasse) par lavages et turbinages.

Énergie

L'extraction du sucre nécessite de la chaleur et de l'électricité, produites par les installations de cogénération des usines, fournissant de la vapeur à plus de 400°C sous 40 bars, détendue dans des turboalternateurs générant la majeure partie de l'électricité nécessaire au procédé, la vapeur basse pression résiduelle fournissant les calories nécessaires.

Pour transformer une matière première agricole, les besoins énergétiques varient selon les conditions de production et de récolte de la betterave d'une année sur l'autre : surfaces betteravières, conditions agrométéorologiques impactant la qualité de la betterave (teneur en sucre extractible, potentielles maladies et pourrissements, etc.) et conditions de récolte et de travail, plus ou moins humides (taux de terre adhérent aux racines) ou gélives (destruction des cellules et pertes du contenu en sucre du fait de l'alternance gel-dégel après récolte, pendant le stockage des betteraves avant transformation).

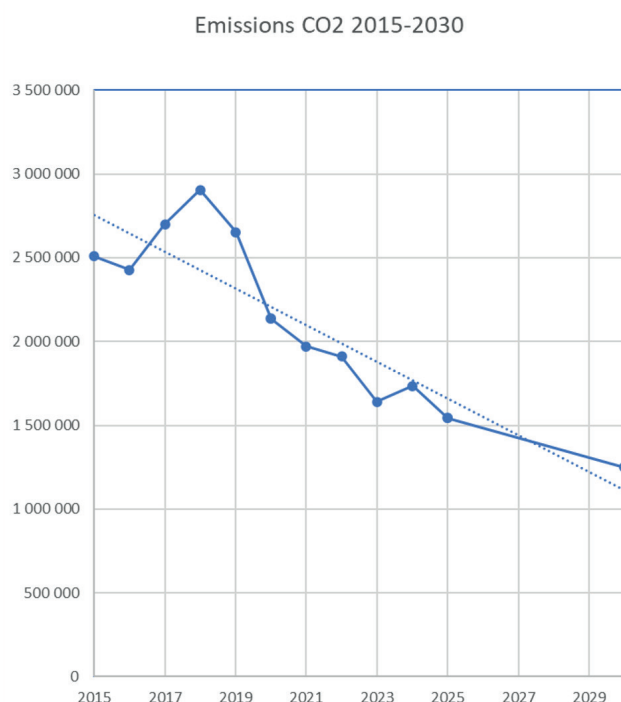


Figure 4 : Évolution des émissions (tCO₂) – la filière sucre se décarbone à un rythme soutenu (Source : SNFS).

2015-2030 : le secteur est au rendez-vous de la décarbonation

La réduction des émissions serait de l'ordre de 50 % en 2030 par rapport à 2015 si les projets en cours d'instruction étaient tous confirmés et réalisés.

Le secteur a entamé sa décarbonation bien avant la mise en place de l'ETS : à production équivalente, ses émissions en 1990 étaient proches de 4 MtCO₂.

La décarbonation complète des sucreries est possible avec la combinaison de :

- l'utilisation énergétique de la biomasse générée : effluent, déchets et pulpe de betterave ;
- l'électrification partielle des procédés : étape nécessaire qui requiert l'augmentation de la puissance de raccordement des sucreries au Réseau de Transport d'Électricité (RTE).

Post-2030 : un effort inédit, des défis techniques mais surtout financiers

La sortie complète de la dépendance au gaz naturel fossile est quantitativement possible avec une combinaison de solutions énergétiques en continuité avec les investissements d'optimisation actuellement engagés et/ou projetés par les entreprises (récupération de chaleur, RMV...).

La biomasse générée en interne est un atout (effluents, déchets pour une part minoritaire, et surtout pulpe de betterave) :

- ces ressources disponibles peuvent, quantitativement, remplacer toute l'énergie fossile utilisée par les établissements de la filière et permettraient la décarbonation totale de l'outil industriel sucrier ;
- le cadre réglementaire reconnaît les pulpes comme des résidus et leur possible usage énergétique en autoconsommation, au même titre que la bagasse de canne.

Il est nécessaire de compléter la capacité d'investissement des entreprises, qui sont actuellement dans l'impossibilité financière de faire face à ces enjeux (cf. ci-dessous).

L'utilisation énergétique des pulpes est indispensable à la décarbonation et, par conséquent, à la persistance de l'activité sucrière sur le territoire français, en remplacement du gaz naturel fossile. Cette mutation énergétique impose une transformation majeure de l'outil industriel sucrier, inédite dans le monde (il ne s'agit pas « simplement » de dupliquer la pratique des sucreries de canne – combustion de la bagasse, résidu fibreux).

L'électrification des procédés est envisagée, en parallèle à l'usage de la biomasse. La très forte saisonnalité imposerait, en cas d'électrification, une puissance et une constance d'approvisionnement électrique des usines aujourd'hui impossibles, techniquement, du fait de l'absence de puissance suffisante de raccordement

au réseau, et économiquement, du fait de l'activité hivernale, en pleine pointe de demande d'électricité, les usines étant majoritairement dans des zones rurales, non connectées au réseau de transport RTE.

Dans l'hypothèse – très peu probable – d'une électrification totale (cf. ci-dessous les conditions de l'électrification), une première estimation grossière donnerait un besoin de raccordement électrique d'une puissance cumulée effective de l'ordre de 700 à 1 200 MWe appelée durant la campagne, en intégrant les besoins des distilleries et durant les mini-campagnes de cristallisation du sucre stocké sous forme de sirops.

Il s'agit d'un maximum théorique à consolider.

Les conditions de l'électrification :

- Disponibilité et coût : Au vu de l'électrification rapide des usages, les périodes de pointe de consommation hivernales seront difficiles à tenir, et l'effacement sera fortement encouragé en périodes de campagne. Compte tenu du profil cyclique de consommation des sucreries, il est probable qu'elles soient fortement pénalisées sur le prix de l'électricité dont l'accès sera loin d'être garanti en périodes hivernales.
- Capacité du réseau : Le coût et le délai de déploiement des infrastructures électriques vont peser, bien que RTE monte fortement ses capacités d'investissement pour restructurer le réseau, ce qui permettrait d'envisager d'avoir des capacités suffisantes autour de 2030. Le problème tient encore à la saisonnalité de l'activité sucrière, qui oblige RTE à prévoir des capacités importantes pour un usage limité dans le temps, la ruralité des sites risquant aussi de limiter la priorisation de leur raccordement par le gestionnaire du réseau électrique.
- Niveau d'électrification : Il va dépendre des configurations de chaque usine (sucrerie seule, sucrerie-distillerie, sucrerie-distillerie insérée dans un pôle multi-activités...) et de la proximité de réseaux capables de répondre aux besoins. Ce niveau ne sera sans doute pas de 100 % sur le plan national ; par conséquent, un « mix » énergétique nouveau devra émerger entre biomasse (utilisations énergétiques des pulpes) et électrification.

Le besoin d'investissement dépasse la capacité financière des entreprises : l'utilisation de la biomasse générée, combinée à l'électrification partielle, nécessite un investissement total estimé de l'ordre de 100 à 200 M€/usine, selon la dimension et le schéma industriel, soit un total autour de 3 Mds€ (fourchette de 2 à plus de 4 Mds€).

Ces investissements colossaux devront nécessairement être étalés dans le temps alors que leur rentabilité est fortement limitée par l'impact de la saisonnalité et par le coût du carbone (achats de crédits sur le marché ETS pour la couverture des émissions des usines). C'est pourquoi des aides adaptées sont absolument nécessaires pour le maintien de la compétitivité de la filière. Elles permettront de lancer plus rapidement les projets et ainsi d'accélérer la décarbonation totale de l'outil industriel du secteur.

Ces investissements s'ajoutent aux besoins récurrents d'investissement pour la maintenance courante de l'outil industriel.

Aucun projet de décarbonation n'est à ce jour « rentable » dans les conditions économiques actuelles. Il faut souligner que l'effort financier demandé aux entreprises du secteur sucrier français et européen est inédit à l'échelle mondiale. Cet effort est d'autant plus important que le sucre, qu'il soit ou non décarboné, restera une commodité globale, sans premium systématique pour un sucre en provenance d'une usine qui aura substitué les énergies fossiles.

Les industries verrières se décarbonent

Par Jacques BORDAT

Président de la Fédération des Industries du Verre

Les émissions de CO₂ de l'industrie verrière sont liées à 80 % aux énergies fossiles utilisées (gaz naturel) et à 20 % aux émissions dites de procédé (décarbonation des matières premières). Le mix énergétique est constitué de 80 % de gaz naturel et de 20 % d'électricité.

Caractérisées par une marche à feu continu des fours et une durée de vie des fours de plus en plus longue, les verriers ont travaillé avec les pouvoirs publics sur leur trajectoire de décarbonation. Les deux principaux leviers de décarbonation sont l'électrification massive des fours et le recyclage du verre.

L'électrification massive s'appuiera sur des fours hybrides de grande taille, principalement utilisés pour les emballages et le verre plat. En renversant le mix énergétique avec une électrification massive (80 % d'électricité), ils permettent de réduire les émissions de CO₂ de 50 à 70 %.

L'utilisation de verre recyclé (le verre est recyclable à 100 % et à l'infini) permet de réduire les émissions de procédé. Le verre recyclé (calcin) est devenu notre principale matière première.

En s'affranchissant progressivement des énergies fossiles, cette trajectoire de décarbonation ambitieuse renforce notre souveraineté et doit mobiliser toutes les ressources nécessaires (système d'aides, fléchage des revenus de l'ETS, accessibilité des énergies bas-carbone, compensation des coûts indirects).

Les spécificités de l'industrie verrière

Les industries verrières sont caractérisées par deux traits communs :

- une marche à feu continu des fours ;
- une durée de vie des fours de plus en plus longue, pouvant atteindre 15 à 20 ans.

Le feu continu est une caractéristique intrinsèque et fondamentale de l'industrie du verre. Les fours et les installations sont conçus pour fonctionner sans arrêt 24 heures sur 24, 7 jours sur 7 et 365 jours par an, et ce pendant la durée de vie du four. Sauf aléa de marché, un four doit donc pouvoir fonctionner sans arrêt pendant sa durée de vie.

Les verriers ont travaillé pour améliorer et augmenter la durée de vie de leurs fours. Grâce aux progrès réalisés sur la conduite des fours et sur la qualité des matériaux réfractaires, la durée de vie a ainsi été quasiment multipliée par deux sur les 30 dernières années. Ainsi, sur les plus gros fours produisant des emballages alimentaires et du verre plat, la durée de vie des fours atteint aujourd'hui des valeurs comprises entre 15 et 20 ans.

Ces progrès sont essentiels pour d'une part amortir sur une durée de vie plus longue l'investissement massif que représente le four et d'autre part réduire les durées d'arrêt liées aux reconstructions des fours. La contrepartie de ces progrès est que les choix technologiques majeurs de conception des fours ne peuvent être reconsidérés que tous les 15 à 20 ans.

Les modifications majeures ne peuvent en effet être entreprises et mises en œuvre que lors de la reconstruction du four. Dans ces conditions, il est donc essentiel de ne pas rater la fenêtre de tir que représente la reconstruction du four si l'on souhaite innover technologiquement dans sa conception, par exemple en faisant évoluer significativement son mix énergétique.

Les industries verrières, un secteur industriel à ce jour gazo-intensif

Le mix énergétique moyen des industries verrières est constitué à ce jour de 80 % de gaz naturel et de 20 % d'électricité. La part d'électricité a régulièrement augmenté ces dernières années mais reste limitée avec les technologies actuelles. Ce mix énergétique moyen concerne un nombre important de fours parmi les plus gros, en particulier dans le secteur de l'emballage et du verre plat. Il existe des fours 100 % électriques, en particulier sur les fours de petite taille et destinés à des productions bien spécifiques.

Pour ce qui est des énergies fossiles, les verriers utilisaient historiquement très majoritairement du fioul lourd et ont progressivement basculé vers le gaz naturel. Cette substitution du fioul lourd par le gaz naturel a déjà permis de réduire très significativement les émissions de CO₂. Cette transition touche maintenant à sa fin, le fioul lourd ayant aujourd'hui disparu du mix énergétique.

L'Industrie du verre en France

Le tissu industriel verrier est constitué de 44 sites de production répartis dans la plupart des territoires. Ils emploient près de 20 000 salariés et génèrent un chiffre d'affaires d'environ 4 milliards d'euros.

La production française s'élève à environ 5 millions de tonnes, répartie entre les cinq sous-secteurs verriers :

- le verre d'emballage, destiné aux secteurs de l'agroalimentaire, de la parfumerie-cosmétique et de la pharmacie ;
- le verre plat, destiné aux vitrages dans le bâtiment et les transports ;
- la laine de verre, isolant essentiellement utilisé dans le bâtiment ;
- les arts de la table ;
- les fibres de renforcement, destinées à la production de composites.



Sites de production de verre (Source : Fédération des Industries du Verre).

La production du verre sodo-calcique

Le verre sodo-calcique représente, et de loin, la plus grande part du marché (emballages pour l'alimentaire et pour la parfumerie-cosmétique, verre plat pour le bâtiment et les transports). Il est produit par fusion de sable siliceux, de carbonate de sodium et de carbonate de calcium. Des additifs sont ajoutés pour colorer le verre ou améliorer ses propriétés.

Depuis plusieurs décennies, les verriers se sont fortement engagés en faveur du recyclage. Ainsi, le verre recyclé, appelé calcin, représente en moyenne 65 % des matières premières introduites dans un four de production d'emballages, et ce taux peut monter jusqu'à 95 % pour certaines couleurs de verre.

En ce qui concerne le verre plat, le recyclage des déchets préconsommation (chutes de découpe) est très développé. Le recyclage des déchets postconsommation est beaucoup plus récent mais il connaît un développement rapide grâce à la REP sur les produits et matériaux de construction (REP PMCB).

L'électrification des fours de fusion révolutionne le métier des verriers

Les fours de fusion constituent le cœur d'une usine verrière pour deux raisons principales : d'une part, ils constituent l'étape essentielle pour produire un verre liquide de qualité et prêt à être mis en forme et, d'autre part, leur fonctionnement en continu (24h/24, 7j/7, pendant 5 à 20 ans) impose un rythme de fonctionnement à l'ensemble de l'usine.

Les fours de fusion fonctionnant au gaz naturel représentent la technologie la plus mature, la plus optimisée et la plus déployée en France et dans le monde. Héritiers des fours à fioul développés au cours des années 1950-1970, ils ont été considérablement améliorés au cours des dernières décennies : substitution du fioul par le gaz naturel, récupération de la chaleur fatale pour préchauffer l'air de combustion (four régénératif), oxy-combustion, intégration d'un *boosting* électrique pouvant aller jusqu'à 30 % de la puissance du four, préchauffage des matières premières, optimisation des réfractaires pour allonger la durée de vie du four. Chaque reconstruction d'un four est l'occasion d'intégrer des améliorations technologiques pour réduire la consommation spécifique d'énergie, réduire les émissions de CO₂ et de polluants ou augmenter la productivité.

Cependant, aussi optimisée que soit cette technologie, le secteur verrier français prévoit d'électrifier massivement ses fours d'ici 2050 pour respecter ses engagements en matière de décarbonation. En effet, grâce à l'électricité décarbonée disponible en France, l'électrification des procédés verriers, et notamment de la fusion, constitue le principal levier de décarbonation du secteur.

Deux types de fours peuvent ainsi être envisagés : des fours 100 % électriques ou des fours hybrides qui fonctionnent avec un taux d'électrification allant jusqu'à 80 %, complété par 20 % de gaz naturel ou de biogaz.

Dans un four électrique ou hybride, la fusion du verre repose sur l'effet Joule. En effet, alors qu'il est isolant à l'état solide, le verre est conducteur à l'état liquide. L'énergie électrique est alors apportée dans le bain de verre par des électrodes en molybdène.

Parce que l'énergie est apportée directement dans le bain de verre plutôt que par une combustion dans l'atmosphère du four, le rendement énergétique d'un four électrique (environ 95 %) est sensiblement meilleur que celui d'un four à gaz régénératif (environ 70 %).

La fusion électrique représente un saut technologique majeur pour les verriers. Elle révolutionne la manière de fondre le verre et exigera un temps d'apprentissage dans la conduite de ces nouveaux fours.

Le choix de la technologie 100 % électrique ou hybride dépend de divers paramètres techniques, notamment :

- du type de produits fabriqués (par exemple, il n'existe pas à ce jour de four 100 % électrique capable de produire du verre coloré) ;
- de la taille de four envisagé : le plus grand four 100 % électrique au monde est opéré par Verallia à Cognac pour produire des emballages en verre blanc (il a une capacité de 170 tonnes par jour, à comparer avec la capacité « standard » d'un four d'emballage, qui est de l'ordre de 300 tonnes/jour) ;
- du taux de calcin visé : un four hybride accepte un pourcentage de calcin sensiblement plus important qu'un four 100 % électrique.

Origine des émissions de CO₂

Les émissions de CO₂ sont aujourd'hui liées à 80 % aux énergies fossiles utilisées (gaz naturel) et à 20 % aux émissions dites de procédé, liées à la décarbonation des matières premières (carbonate de soude, carbonate de calcium).

Pour réduire les émissions de procédé, les verriers ont depuis toujours utilisé une propriété essentielle du verre, à savoir son caractère recyclable à 100 % et à l'infini. L'utilisation de plus en plus massive de calcin

(verre recyclé), liée au développement de la collecte sélective du verre mise en place il y a plus de 50 ans pour le verre d'emballage, a permis des progrès significatifs. Le calcin est ainsi devenu la principale matière première pour la production du verre d'emballage.

Pour réduire les émissions de CO₂ liées aux énergies fossiles, l'enjeu majeur de la décarbonation des industries du verre sera donc d'électrifier ses fours et ses procédés au fur et à mesure de la reconstruction des fours.

Contribution des acteurs économiques et sociaux

Feuille de route de décarbonation des industries verrières

Les entreprises verrières ont travaillé conjointement avec les pouvoirs publics sur leur trajectoire de décarbonation. Ces travaux ont été formalisés au travers d'une Feuille de route de décarbonation de la filière « verre »¹ établie en 2023 avec la DGE (direction générale des Entreprises) et d'un Plan de Transition Sectoriel² (PTS) publié en 2024 avec l'ADEME. Ces deux approches complémentaires ont démontré que les leviers pour décarboner l'industrie verrière sont bien identifiés, sont disponibles et qu'ils permettent, à l'horizon 2050, d'atteindre les objectifs de décarbonation fixés à l'industrie.

En plus des leviers traditionnels d'efficacité énergétique, d'écoconception et de sobriété, les deux principaux leviers identifiés sont l'électrification massive des fours et des procédés, et le recyclage du verre.

L'électrification massive des fours va demander des innovations de rupture majeures avec des fours 100 % électriques chaque fois que cela sera techniquement possible et des fours hybrides pour les fours de grande taille, principalement utilisés dans le secteur des emballages et du verre plat.

Les fours hybrides au cœur de la stratégie de décarbonation

Le principe d'un four hybride est de renverser le mix énergétique en électrifiant massivement le four. Sur un four traditionnel, l'apport énergétique est constitué par 80 % de gaz et 20 % d'électricité. Sur un four hybride, le mix s'inverse avec une majorité de l'énergie apportée par l'électricité, pouvant atteindre 80 % des apports énergétiques.

Grâce, en France, à une électricité très bas-carbone (nucléaire, hydroélectricité et énergies renouvelables), les émissions de CO₂ sont ainsi très fortement réduites (de 50 à 70 %). Un four hybride représente un investissement deux fois plus important qu'un four traditionnel.

Cette modification du mix énergétique conduit à une conception totalement innovante des fours et de leurs conduites. C'est donc, pour les verriers, une rupture technologique majeure, qui comprend une part de risque lié à l'innovation et une part d'apprentissage pour la maîtrise dans le temps, de ces nouveaux outils. Le premier four hybride de grande taille a été construit en Allemagne en 2023 et fonctionne à ce jour bien, en remplissant totalement les objectifs de décarbonation visés.

Malgré un environnement incertain et difficile, la volonté d'innover et de décarboner reste omniprésente. Fidèle aux engagements de sa feuille de route de décarbonation, l'industrie verrière va ainsi investir en 2026 dans

trois fours hybrides dans le secteur de l'emballage : un four chez O-I à Veauche (Loire), un four chez Verallia à Saint-Romain-le-Puy (Loire) et un troisième four chez Verescence à Mers-les-Bains. Ces trois investissements font suite à un investissement en 2024 par Verallia d'un four 100 % électrique sur son usine de Cognac. L'engagement des verriers français pour la décarbonation est ainsi bien réel et concret.

Avec ces 3 investissements en 2026, la France va devenir le pays européen avec le plus grand nombre de fours hybrides. Convaincus de la nécessité stratégique d'offrir à leurs clients des emballages décarbonés pour rester présents à moyen et long terme, les verriers français s'appuient sur le principal levier de décarbonation, qui est l'électrification au travers des fours hybrides. C'est un chantier majeur, avec un mur d'investissements à réaliser, et qui s'inscrira dans la durée. Il faudra environ 15 ans, à savoir la durée de vie moyenne d'un four, pour transformer l'ensemble des fours en France.

Dans le domaine du verre plat, il faut noter le projet VOLTA, qui est un projet commun rassemblant les deux *leaders* mondiaux, Saint-Gobain et AGC, pour travailler dans une logique d'alliance sur la décarbonation. Le projet VOLTA utilise un four pilote basé en Tchèque.

Soutien et visibilité pour une décarbonation et une électrification massives

La feuille de route de décarbonation implique un très haut niveau d'investissement dans des technologies nouvelles, en particulier au niveau des fours verriers. En première approche, la reconstruction d'un four hybride double l'investissement par rapport à la technologie traditionnelle.

Pour faire face à ce mur d'investissement, un accompagnement et un soutien des pouvoirs publics correctement calibrés sont nécessaires pour accompagner cette transition et la mise en œuvre des investissements au bon moment. Ces aides ont besoin de visibilité, de stabilité et d'accessibilité.

Pour ce faire, il faudra en particulier revoir l'utilisation des revenus de l'ETS. Financés par les industriels, il nous semble logique et nécessaire que les revenus de l'ETS soient ciblés en toute priorité pour aider et soutenir les projets de décarbonation des industriels, ce qui n'est pas le cas aujourd'hui.

L'électrification n'a de sens que si l'électricité est disponible et compétitive. C'est un des points de vigilance et d'interrogation majeurs. Il sera sur ce point essentiel que les secteurs verriers récemment éligibles à la compensation des coûts carbone (décision de l'Union européenne en date du 23 décembre 2025) puissent très concrètement en France bénéficier de cette aide. Face à une France attentiste compte tenu des contraintes budgétaires, cette aide a été mise en place très rapidement dans de grands pays européens voisins (Allemagne, Espagne, Italie, Pologne), créant ainsi une distorsion de concurrence intra-européenne. Cette aide est absolument nécessaire pour favoriser l'engagement

¹ <https://www.entreprises.gouv.fr/files/files/Priorites-et-actions/Transition-ecologique/feuille-de-route-verre.pdf>

² <https://librairie.ademe.fr/industrie-et-production-durable/7751-plan-de-transition-sectoriel-de-l-industrie-du-verre-en-france-rapport-de-synthese.html>

des verriers vers l'électrification et donner ainsi de la visibilité aux verriers³.

Il faut par ailleurs que les coûts de raccordement au réseau électrique soient maîtrisés. Or, l'implantation éloignée de certaines usines des lignes à haute tension peut conduire à des coûts de raccordement, en première approche, très élevés et peut remettre en question des investissements de décarbonation et d'électrification.

Un dernier point essentiel concerne le besoin résiduel de gaz pour alimenter les fours hybrides en haute température. Le développement de la production, en France, de biogaz et de biométhane, en particulier, est particulièrement dynamique. Ce point est stratégique pour pouvoir substituer, à terme, le gaz naturel sourcé à l'étranger par du biogaz produit sur le territoire. Pour ce faire, une attention particulière doit être portée par les pouvoirs publics pour bien flécher l'utilisation des biogaz dans des applications nécessitant des très hautes températures et pour lesquelles aucune autre alternative n'existe.

En conclusion : une transition ambitieuse pour conjuguer décarbonation et souveraineté

La décarbonation des industries du verre est un enjeu complexe. Les leviers sont parfaitement identifiés, mais leur mise en œuvre va mobiliser de très gros investissements, qui nécessiteront un accompagnement et des conditions favorables pour leur réalisation. L'accessibilité à des énergies décarbonées (électricité, biogaz) est l'une des conditions de succès.

Cette trajectoire de décarbonation rejoint aussi une ambition de souveraineté en s'affranchissant progressivement des énergies fossiles pour lesquelles la France est en situation de dépendance économique, avec des fournisseurs étrangers au comportement imprévisible. Le recours à des énergies bas-carbone (électricité et biogaz) produites en France réduit notre dépendance vis-à-vis de l'étranger et notre exposition aux risques géopolitiques, améliore la balance commerciale de la France (environ 60 milliards d'euros d'achat d'énergies fossiles en 2025) et renforce la prévisibilité des industriels sur le prix des énergies.

Partout où elles sont implantées, les verreries constituent des sites industriels structurants, facteurs de cohésion sociale, alimentant, par exemple, en emballages des chaînes de valeur clés comme les boissons, les vins et spiritueux, les cosmétiques ou encore la pharmacie, ou en produisant des produits destinés au bâtiment durable (isolation thermique, confort d'été). On a pu aussi mesurer l'importance de la souveraineté face aux incertitudes géopolitiques et aux crises récentes. Le maintien d'une base industrielle verrière

forte en France est essentiel à notre souveraineté afin d'avoir des chaînes d'approvisionnement résilientes pour des secteurs d'activités stratégiques de notre pays. La prise en compte de la proximité et de la souveraineté doit favoriser le maintien de capacités industrielles et, possiblement, une relocalisation.

Ce lien fort entre décarbonation et souveraineté doit conduire à mobiliser toutes les ressources nécessaires (système d'aides appropriées, mobilisation et fléchage des revenus de l'ETS, accessibilité des énergies bas-carbone, compensation des coûts indirects) pour décarboner aussi rapidement que possible notre industrie.

Références

DGE (2023), Feuille de route de décarbonation de la filière « verre », <https://www.entreprises.gouv.fr/files/files/Priorites-et-actions/Transition-ecologique/feuille-de-route-verre.pdf>

ADEME (2024), Plan de Transition Sectoriel (PTS) de l'industrie du verre en France – Rapport de synthèse, <https://librairie.ademe.fr/industrie-et-production-durable/7751-plan-de-transition-sectoriel-de-l-industrie-du-verre-en-france-rapport-de-synthese.html>

ADEME (2025), Plan de Transition Sectoriel (PTS) de l'industrie du verre en France – Rapport complet, <https://librairie.ademe.fr/industrie-et-production-durable/8156-plan-de-transition-sectoriel-de-l-industrie-du-verre-en-france-rapport-complet.html>

ADEME (2026), Potentiel d'amélioration du recyclage du verre en France – Étude ADEME, juin 2026, <https://librairie.ademe.fr/module/sldademeproduct/attachments?action=downloadAttachments&productId=9370>

³ Elle est prévue dans la feuille de route sur la décarbonation de l'industrie verrière ; voir pages 29 à 31 dans <https://www.entreprises.gouv.fr/files/files/Priorites-et-actions/Transition-ecologique/feuille-de-route-verre.pdf>

L'électrification des logements

Par Jean-Pierre HAUET

Président du Comité scientifique d'Équilibre des Énergies

La nécessité d'augmenter très fortement la part de l'électricité dans la satisfaction des besoins en énergie des logements est à présent reconnue comme l'un des objectifs majeurs de la politique énergétique. Cette électrification est en cours dans les logements neufs, grâce à la RE2020. Mais elle doit doubler de rythme dans l'habitat existant.

Il existe des solutions techniques adaptées à la plupart des situations rencontrées, grâce aux pompes à chaleur et aux techniques modernes de chauffage électrique direct. L'électricité pourrait ainsi couvrir environ 70 % des besoins des logements en 2050.

Le problème est essentiellement celui du financement des installations. Il faut pour cela définir les bonnes solutions techniques, comportant un niveau d'isolation approprié et mener une politique de long terme, conduisant à la sortie du fioul en 2035 et à celle du gaz fossile en 2050. La réglementation, notamment celle du DPE, devra être adaptée afin de donner plus de poids aux émissions de CO₂.

Une priorité de la politique énergétique

L'électrification des logements est aujourd'hui une priorité majeure de la politique énergétique nationale. Le Gouvernement français l'a actée dans son plan d'électrification publié en avril 2026, en retenant deux objectifs essentiels :

- électrifier nos modes de chauffage ;
- orienter les outils d'accompagnement de la transition énergétique vers les bâtiments.

Cette électrification est nécessaire. Le secteur résidentiel est responsable depuis 15 ans, de façon stable, de

30 % des consommations d'énergie finale de la France, soit 456 TWh en 2025¹. Dans ce total, l'électricité pèse pour 157 TWh, dont 50 TWh environ pour l'électricité dite spécifique (celle dédiée aux appareils domestiques²) et 107 TWh pour les consommations liées au chauffage, à la production d'eau chaude sanitaire, à l'éclairage et à la cuisson (voir la Figure 1). Ce sont ces consommations qui sont, aujourd'hui encore, largement en compétition avec les énergies fossiles, gaz et fioul. La sortie des énergies fossiles, très majoritairement au profit de l'électricité, est ainsi nécessaire pour des raisons stratégiques, économiques et climatiques

Pour analyser le mouvement de bascule vers l'électricité, il est préférable de faire abstraction des usages spécifiques de l'électricité pour lesquels elle n'est pas

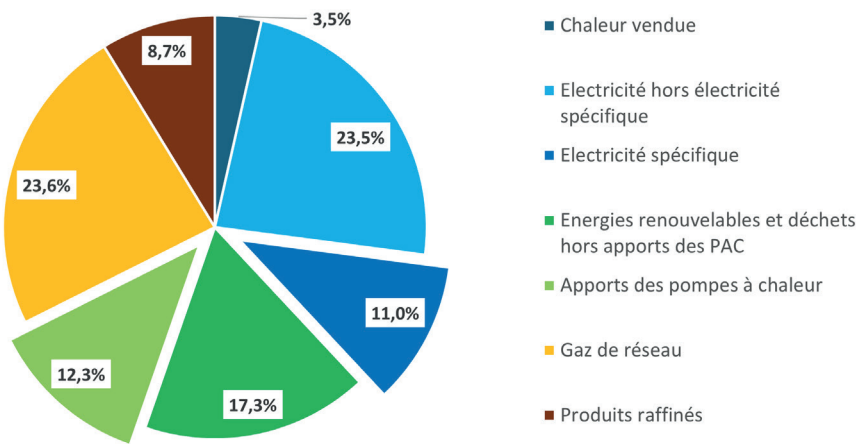


Figure 1 : Répartition entre formes d'énergie des consommations d'énergie finale dans le secteur résidentiel en France en 2025 (Source : Données SDES, Bilan provisoire 2025 – France – CVC).

¹ Source : SDES (bilan provisoire 2025). Consommations France CVC.

² Ces consommations ne sont pas connues de façon précise. Le SDES les évalue à 70 TWh, alors que l'ADEME les évalue à 1 318 kWh/an et par ménage, soit 40 TWh pour 30,4 millions de ménages. Nous retenons 50 TWh, ce chiffre étant stable dans le temps.

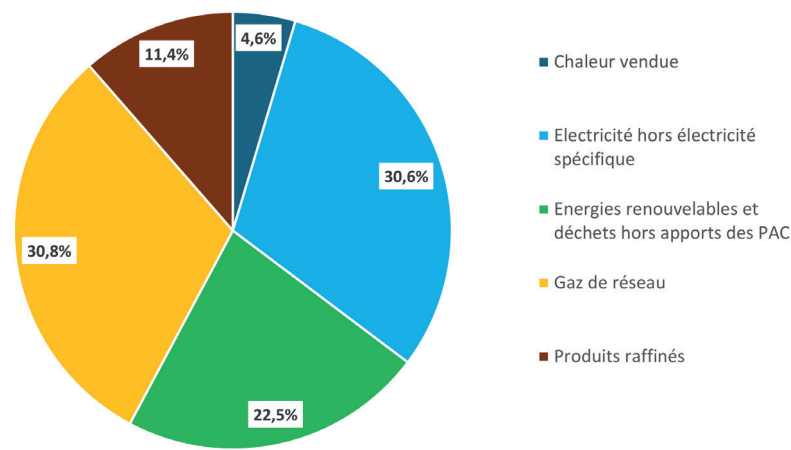


Figure 2 : Répartition entre formes d'énergie des consommations d'énergie finale dans le secteur résidentiel en France en 2025, hors électricité spécifique et apports en chaleur externe des PAC électriques (Source : Données SDES, Bilan provisoire 2025 – France – CVC).

en compétition avec les énergies fossiles, ainsi que de l'énergie de l'environnement collectée par les pompes à chaleur (PAC) électriques qui n'est pas, à proprement parler, une consommation. Selon les conventions, ces apports sont considérés comme des économies d'énergie (à l'instar des chaleurs gratuites captées par les architectures bioclimatiques) ou comme une contribution à porter au crédit des énergies renouvelables.

Le bilan de la Figure 2 permet, mieux que la Figure 1, d'illustrer sans ambiguïté le point où se situait, en 2025, l'équilibre entre les différentes formes d'énergie dans le secteur résidentiel.

Dans ce diagramme, les énergies renouvelables sont pour l'essentiel le bois et, de façon marginale, la chaleur de la géothermie et du solaire thermique. Le gaz est le gaz de réseau, constitué, aujourd'hui, à 96 % de gaz fossile et à 4 % de biogaz. Les énergies fossiles représentent encore 42 % du bilan, dont le gaz fossile à hauteur de plus de 30 %.

Malgré les obstacles réglementaires qui lui ont été opposés depuis une vingtaine d'années (par la RT2012 notamment), l'électricité est parvenue à maintenir

une certaine progression, mais à un rythme réduit. La Figure 3 en trace l'évolution sur 15 ans et fait apparaître, avec une étonnante précision, une loi empirique selon laquelle la part de l'électricité dans le bilan en énergie finale du résidentiel croît de 0,5 % par an environ.

Un changement de rythme est nécessaire

Ce rythme d'électrification est insuffisant pour atteindre en 2050 la neutralité carbone dans le secteur résidentiel. On estime qu'à cette date, il faudra que l'électricité occupe plus de 60 % du bilan énergétique, selon les conventions de la Figure 2.

On peut donc considérer qu'en moyenne sur les 25 ans à venir, un doublement du rythme d'électrification dans le secteur résidentiel est nécessaire, avec sans doute une accélération plus marquée dans la décennie à venir pour respecter l'objectif européen de réduction des émissions de 90 % en 2040 par rapport à 1990.

Une accélération de l'électrification est possible

La France est en avance par rapport à la plupart des pays européens en matière d'électrification. Avec ses propres conventions, Eurostat donne, pour 2023, pour la consommation finale à usage énergétique des ménages, un taux d'électrification moyen en Europe de 25,9 % contre 35,7 % pour la France. En Allemagne, le taux est de 20,5 % mais en Suède, il atteint 48,2 % et même 71,5 % en Norvège³.

Ces derniers chiffres démontrent qu'un changement de rythme de l'électrification est, en France, parfaitement possible sur le plan technique et que les arguments relatifs au mauvais fonctionnement des PAC en période

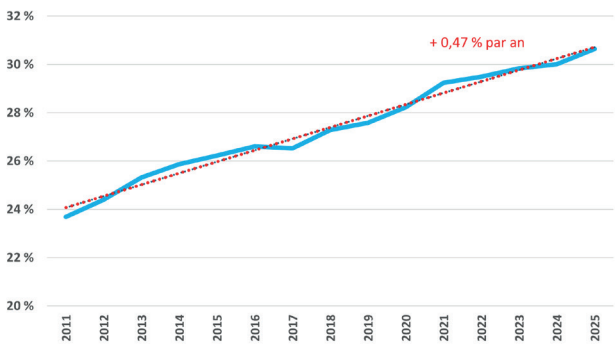


Figure 3 : Évolution depuis 2011 de la part de l'électricité dans le bilan en énergie finale du secteur résidentiel hors électricité spécifique et apports en chaleur externe des PAC électriques (Source : Données SDES, Bilan provisoire 2025 – France – CVC).

³ Source : Eurostat nrg_ind_re (2026).

froide sont sans fondement, comme une étude récente de l'ADEME l'a également montré⁴.

Les logements neufs

L'adoption de la RE2020 a eu un effet décisif sur l'évolution des modes de chauffage dans les logements neufs, par rapport à la RT2012, qui avait conduit à un pourcentage de logements collectifs chauffés au gaz supérieur à 70 % dans les années 2010.

Les maisons individuelles

Les données publiées par l'Observatoire de la performance énergétique et environnementale montrent la prééminence conquise par les PAC dans la construction neuve. En maison individuelle, elles équipent la quasi-totalité des projets. L'usage du gaz de réseau dans la construction neuve a été fortement restreint par la RE2020 et ne représente plus qu'une part marginale des systèmes installés. Cette tendance est conforme à l'objectif de décarbonation du secteur, porté par la Stratégie nationale bas-carbone (SNBC 3). Le taux d'électrification, depuis le 1^{er} janvier 2022, ressort à 95 %, dont 82,5 % de PAC et 12,5 % de chauffage électrique direct. Les PAC se répartissent quant à elles entre 53,8 % de PAC air/eau et 28,7 % de PAC air/air (cf. Tableau 1).

Tableau 1 : Répartition des systèmes de chauffage dans les maisons conformes à la RE2020 au stade DAACT (Source : Données OPEE du 1^{er} janvier 2022 au 1^{er} mai 2026).

Énergie	Générateur	Détail	% bâtiments
Bois	Poêle/Insert	Granulés	4,3
Divers			1,1
Électricité	PAC	Air/Eau	53,7
Électricité	PAC	Air/Air	28,8
Électricité	Effet joule		12,1
Électricité	PAC	PAC hybride	0,0

Logements collectifs

En logements collectifs, la situation est moins nette. Les résultats publiés par l'OPEE font apparaître un taux d'électrification de 49 %, dont 30 % pour les PAC en y incluant les PAC hybrides (1,2 %). Ceci peut s'expliquer par certaines difficultés rencontrées en collectif pour installer des PAC, mais surtout par la rémanence des installations au gaz de réseau pour un pourcentage significatif (30,7 %).

Ce maintien d'un pôle gaz de réseau dans les immeubles neufs pose problème dans la mesure où il

⁴ ADEME : Les pompes à chaleur : une solution à fort potentiel (octobre 2025), <https://www.ademe.fr/presse/communiqu%C3%A9-national/les-pompes-a-chaaleur-une-solution-a-fort-potentiel/>

Tableau 2 : Répartition des systèmes de chauffage dans les logements collectifs conformes à la RE2020 au stade DAACT (Source : Données OPEE au 1^{er} mai 2026).

Énergie	Générateur	Détail	% bâtiments
Bois	Chaudière bois	Granulés	1,6
Divers	-	-	3,0
Électricité	Effet joule	-	19,6
Électricité	PAC	Air/Eau	20,2
Électricité	PAC	Air/Air	8,0
Électricité	PAC	Hybride	1,2

vient accroître le nombre de situations dont il faudra un jour sortir, et cette sortie sera d'autant plus difficile que les logements seront plus récents. À la date d'écriture du présent article, le Gouvernement a présenté un projet de décret visant à totalement interdire la construction de nouveaux immeubles chauffés au gaz à compter du 1^{er} janvier 2030. Cette mesure fait débat, notamment quant à son application aux logements supposés chauffés au biogaz. Pour des raisons développées plus loin, nous considérons cette décision comme justifiée.

Les logements existants

Problématique générale

Le cas des logements existants est beaucoup plus délicat. La situation présente est extrêmement diversifiée avec des logements, souvent très anciens, qui se sont dégradés au fil des années et qui appelleraient des rénovations d'ensemble pour les amener à un niveau de qualité totalement satisfaisant. Le patrimoine immobilier français n'est pas, en moyenne, de bonne qualité, notamment les immeubles en copropriété, et la dépendance aux énergies fossiles n'est qu'un des aspects auxquels il faudrait remédier.

La loi française, dans sa formulation actuelle (article L.100-4 du code de l'énergie), fixe comme objectif de « disposer d'un parc immobilier dont l'ensemble des bâtiments sont rénovés en fonction des normes "bâtiment basse consommation" ou assimilées, à l'horizon 2050 ». Elle vise donc à amener les logements aux niveaux A ou B du diagnostic de performance énergétique (DPE). Partant de ce principe, les concepts de rénovation, globale, performante, profonde ou d'ampleur ont vu le jour. Ces rénovations, dont l'objet est d'associer plusieurs actions dans le même chantier, ont fait florès sur le plan des principes, en France comme en Europe d'ailleurs. Malheureusement, il s'est avéré que ces rénovations complètes, associant une isolation poussée à la décarbonation de systèmes énergétiques, coûtaient très cher (de l'ordre de 70 000 € TTC par logement) et excédaient les moyens que les

Tableau 3 : Principales solutions de rénovation énergétique disponibles selon la situation initiale (Source : Équilibre des Énergies).

	Avant rénovation	Après rénovation
Maison	Chauffage gaz/fioul/GPL	• PAC air/eau • Solutions bois, notamment composites
	Convecteurs électriques	• Radiateurs électriques à hautes performances • PAC air/air (notamment avec panneaux PV) • Solutions composites (bois ou PAC/CET/radiateurs)
	Ballon électrique	• Ballon électrique à accumulation • Chauffe-eau thermodynamiques (CET)
	Solutions bois	• Solutions bois (poêle ou chaudière), éventuellement composites
Logement collectif	Chauffage collectif aux énergies fossiles	• PAC air/eau collective • Raccordement à un réseau de chaleur efficace • Chaudières plus efficaces (avec biogaz) • Solutions hybrides (avec biogaz) • Solutions composites
	Convecteurs électriques	• Radiateurs électriques à hautes performances • PAC air/air
	Chauffage individuel aux énergies fossiles	• PAC air/eau individuelles • Radiateurs ou chaudières électriques • Chaudières au biogaz avec isolation renforcée • Solutions composites

pouvoirs publics et les ménages peuvent mobiliser⁵. L'État est aujourd'hui désargenté et pour les ménages, selon le 10^e baromètre Teksial-OpinionWay⁶, si 60 % des Français sont conscients de la nécessité de réaliser des travaux de rénovation énergétique des logements, le montant qu'ils sont prêts à accorder à des travaux, aides non comprises, est seulement, en moyenne, de 3 844 €.

L'objectif de rénovations d'ampleur, fixé initialement à 800 000 rénovations par an d'ici 2030, a été ramené à 600 000 puis à 250 000 dans la PPE 3. Mais le compte n'y est pas et les rénovations d'ampleur se sont limitées à 120 306 en 2025.

À vouloir tout faire et trop vite, on ne traite qu'un petit nombre de logements, faute de moyens suffisants, alors que la rénovation énergétique des logements, en particulier son électrification, nécessite une massification des efforts entrepris.

Une stratégie efficace de rénovation énergétique

Dans son étude « Une stratégie de rénovation efficace pour la décarbonation des logements » publiée en mars

2026, Équilibre des Énergies propose une stratégie axée sur la sortie, à l'horizon 2050 des énergies fossiles dans les logements, en particulier sur leur électrification, en étalant sur une période plus longue l'effort de rénovation du bâti. Grosso modo, les travaux d'isolation, lorsqu'ils sont nécessaires devraient permettre d'amener, le parc de logements à l'étiquette Énergie C au point de passage 2050, au lieu des niveaux A ou B dans la politique officielle actuelle.

L'effort d'investissement additionnel requis est ainsi diminué de 50 % et ramené aux environs de + 8 Mds€/an, en sus des 15 Mds€ consentis actuellement (voir renvoi 4). L'effort d'investissement est ainsi concentré sur la décarbonation des systèmes énergétiques accompagnée de travaux d'isolation lorsqu'ils sont nécessaires.

Il a été constaté que, dans la plupart des cas, des solutions de décarbonation sont disponibles, comme le résume le Tableau 3.

Dans ce panel de solutions, les PAC, air/eau ou air/air, jouent un rôle primordial. Elles permettent de réduire drastiquement les consommations d'énergie et les émissions de CO₂, tout en permettant au consommateur de réaliser des économies substantielles en euros. Ces économies étaient évaluées, en coûts complets, dans les conditions de septembre 2025, entre 25 et 40 % par rapport à la solution gaz. L'évolution récente du contexte énergétique en 2026 est venue renforcer l'intérêt économique et stratégique des PAC.

Bien entendu, des difficultés subsistent. Les cas des immeubles haussmanniens ou des appartements à

⁵ Équilibre des Énergies, dans son étude publiée en mars 2026, a chiffré à 790 Mds€ sur 25 ans, soit 31,4 Mds€ par an en moyenne, l'effort d'investissement nécessaire pour atteindre l'objectif officiel 2050. Ce chiffre de 31,4 Mds€/an peut être comparé au rythme actuel des dépenses évalué selon I4CE à 15 Mds€/an. Il faudrait donc multiplier par deux l'effort de rénovation énergétique.

⁶ Source : 10^e édition du baromètre « Les Français et la rénovation énergétique », Teksial, OpinionWay (octobre 2024).

chauffage individuel gaz ne sont pas les plus faciles à traiter. Mais des solutions se dessinent et le recours au chauffage électrique direct, par radiateurs ou chaudières électriques, ne doit pas être écarté, notamment pour les petits logements ou dans le cadre de solutions composites associant chauffe-eau thermodynamiques, PAC air/air et radiateurs performants pour les pièces de nuit.

Dans l'étude précitée, Équilibre des Énergies admet que 2 millions de logements pourront rester connectés au gaz de réseau en 2050, pour une consommation de 20 TWh PCI. Ce gaz de réseau est supposé devenir intégralement et physiquement du gaz renouvelable en 2050. Compte tenu de la limitation de la ressource et de la forte demande d'usages concurrents, il faudra définir attentivement, à l'échelle du quartier, les zones qui pourront bénéficier de ce gaz renouvelable, afin d'éviter un mitage du territoire rendant les coûts de distribution exorbitants. En outre, les logements ainsi sélectionnés devront être correctement isolés, car le coût du kWh biogaz rendu au consommateur, qui ne pourra plus être mutualisé avec celui du gaz fossile, restera élevé et excèdera celui du kWh électrique utilisé en chauffage direct.

Quelles que soient les solutions, la nécessité croissante d'assurer le confort d'été ne devra pas être oubliée. Les solutions de PAC air/air, éventuellement associées à des panneaux photovoltaïques, présentent un avantage évident, en comparaison notamment des appareils mobiles achetés dans les grands magasins.

Équilibre des Énergies propose ainsi une évolution du parc existant en 2024 (31,4 millions de logements), résumée par le Tableau 4.

Ne pas oublier le problème des canicules

Les périodes caniculaires de l'été 2026 nous ont rappelé à quel point les questions d'adaptation des logements aux grandes chaleurs étaient devenues essentielles. Il ne s'agit plus simplement d'une question de confort d'été mais d'un problème de prévention des risques et de santé publique.

Il faut davantage tenir compte du risque de fortes chaleurs dans la réglementation des logements neufs. Mais c'est au niveau des bâtiments existants qu'il faut agir en priorité. Les gestes de prévention doivent être respectés et les équipements les plus simples, tels que les ombrières et les brasseurs d'air, doivent être installés dans les meilleurs délais, qu'il s'agisse d'écoles, de bureaux ou de logements. Mais dans bien des cas, cela ne suffira pas.

La climatisation des locaux ne doit plus être considérée comme un luxe superflu, pas plus que dans les automobiles et dans les trains. Elle permet de mieux travailler, de mieux étudier et de préserver les plus fragiles. Là encore, la réponse est dans l'électrification.

Des systèmes de climatisation plus performants donc plus économes en énergie ont vu le jour.

Parmi eux, les climatiseurs réversibles, c'est-à-dire les pompes à chaleur air/air (PAC), ont un rôle primordial à jouer. Ils permettent de faire des économies en hiver et d'assurer le confort en été. Les relevés faits sur des dizaines de milliers de PAC air/air montrent qu'en France celles-ci sont utilisées en moyenne à 80 % pour le chauffage et 20 % pour le refroidissement. Et ces

Tableau 4 : Évolution du mix énergétique dans les logements existants à fin 2024
(Source : Équilibre des Énergies).

	Sortie du fioul en 2035 et du gaz fossile en 2050 (en %)					
	2025	2030	2035	2040	2045	2050
Fioul/GPL	8	2	0	0	0	0
Gaz de réseau (100 % biogaz en 2050)	35	31	24	14	8	7
PAC	11	23	34	46	54	57
Électrique direct	29	26	23	21	18	15
Réseaux de chaleur	6	7	8	9	10	11
Bois	11	11	11	11	11	11

kWh d'été sont consommés alors que l'électricité est particulièrement abondante, décarbonée et largement produite, en période de canicule, par le soleil dont on veut contenir les effets. Une PAC bien installée est en outre beaucoup plus efficace qu'un climatiseur mobile acheté à la hâte dans un grand magasin.

Les PAC air/air font donc pleinement partie des outils de la transition énergétique et de la politique d'électrification des logements. Il faut les faire bénéficier du même soutien que les PAC air/eau et faciliter le développement de l'industrie nationale. Il faut pour cela exiger de la Commission européenne qu'elle revoie le règlement F-Gas, adopté en 2024, qui, par des limitations trop strictes sur l'usage des fluides frigorigènes, fait peser sur les PAC air/air des contraintes excessives.

Les conditions de la transition

La transition vers des logements très largement électrifiés, à l'issue de laquelle la France affichera en 2050 un score équivalent à celui de la Norvège d'aujourd'hui, ne s'opérera pas sans incitations fortes. L'inertie des situations présentes est considérable, les sommes en jeu sont très importantes et beaucoup d'acteurs sont avant tout préoccupés par la consolidation de leurs positions actuelles. Plusieurs conditions nous semblent devoir être réunies pour que cette transition soit un succès :

- Une politique des pouvoirs publics claire, rationnelle et stable dans le temps. Le parti semble pris par le Gouvernement d'encourager les usages de l'électricité, comme ce fut le cas il y a 50 ans au moment du lancement du premier programme nucléaire. Il faut que cette politique s'inscrive dans la durée et ne soit pas, à nouveau, victime des aléas politiques.
- Il faut en parallèle définir, faire accepter et mettre en œuvre une politique pluriannuelle de sortie du gaz fossile, s'étalant sur une vingtaine d'années et qui devra comporter la définition fine des zones qui pourront être alimentées en biogaz.
- Une réglementation définitivement purgée des obstacles à l'usage de l'électricité, en particulier du mythe de la comptabilité en énergie primaire, dénuée de toute réalité énergétique, économique et climatique. La réglementation des logements neufs devrait spontanément inciter à l'usage de l'électricité, sans avoir à passer par des détours, générateurs de surcoûts inutiles. Dans l'existant, le DPE devrait enfin prendre en compte de façon tangible les émissions de CO₂ dans la détermination de la performance des bâtiments.
- La politique d'aide, qu'il s'agisse des certificats d'économie d'énergie (CEE) ou de MaPrimeRénov', devrait clairement traduire la priorité donnée à l'électrification, et ce sur une base pluriannuelle et stable.
- Tous les acteurs du monde de l'énergie devraient être mobilisés autour de ce grand mouvement de transhumance vers l'électricité, qui revêt aujourd'hui un intérêt national. On ne peut pas faire grief à tous ceux qui ont œuvré pendant des années, à l'instigation des pouvoirs publics, à la promotion du gaz, de chercher à sauvegarder leur savoir-faire et leur

métier. Mais l'électrification ne se fera pas sans eux. Il faut leur donner un nouveau futur et rassembler à nouveau, autour d'objectifs communs, des forces qui travaillaient, il y a à peine 20 ans, sous une bannière commune.

- Enfin, il faut prendre en compte le fait que l'électrification des logements intègre à présent un potentiel décentralisé de production d'électricité, grâce aux toitures photovoltaïques, et de nouveaux usages, essentiellement ceux de la mobilité électrique et de la recharge des véhicules. Équilibre des Énergies a publié en décembre 2024 une étude sur les synergies entre mobilité électrique et bâtiments. Cette étude montre que la production d'électricité d'origine solaire, le besoin de confort d'été, la recharge des véhicules électriques et la capacité de stockage offerte par les batteries équipant ces véhicules interfèrent à présent fortement. Le pilotage de l'énergie électrique par des BEMS (Building Energy Management Systems) ou des HEMS (Home Energy Management Systems), avec l'intervention éventuelle de pilotes ou d'agrégateurs professionnels, permet d'apporter une réponse à la crainte exprimée par certains de voir la puissance à la pointe excéder la capacité du système électrique et, au contraire, d'apporter une réponse au besoin croissant de flexibilité et de stockage.

Spécificités énergétiques de la Corse et les solutions prévues par la PPE pour la décarbonation et la sécurité énergétique

Par Pierre FONTAINE

Conseiller auprès du directeur général de l'Énergie et du Climat

La Corse a traversé une crise électrique en 2005 liée à l'insuffisance et à la vétusté des moyens de production. Cette crise reste dans toutes les mémoires aujourd'hui encore. Mais la collectivité de Corse et l'État ont su au fil des différents exercices de programmation répondre conjointement à cette crise par des investissements dans les liaisons avec l'Italie, dans le barrage du Rizzanese, dans le photovoltaïque et en remplaçant les centrales électriques d'Ajaccio et de Bastia.

L'enjeu de la nouvelle Programmations pluriannuelles de l'énergie (PPE) en cours de consultation est désormais d'être prêt à l'électrification des usages avec l'arrivée de la mobilité électrique, la conversion des usages notamment ceux adossés aux réseaux de gaz de pétrole liquéfié d'ici 2040 et la conversion aux bioliquides des centrales d'Ajaccio et de Bastia.

La Corse est une zone non interconnectée (ZNI) au réseau métropolitain continental. À ce titre, comme dans les autres ZNI, les Programmes pluriannuels de l'énergie (PPE) sont co-élaborés entre l'État et la Collectivité de Corse, et les consommateurs bénéficient de la péréquation tarifaire qui leur permet de payer leur électricité au même prix que sur le continent alors même que les coûts de production sont plus élevés.

Mais difficile de parler de l'énergie en Corse sans commencer par 2005, qu'on peut qualifier d'*annus horribilis*.

Mi-février, la Corse connaît une vague de froid intense et tardive. Le niveau des 7 barrages hydroélectriques de l'île est très bas et EDF n'a pas d'autre choix que de délester les 208 000 abonnés pendant environ vingt minutes toutes les trois heures. Malgré l'arrivée en Corse de groupes électrogènes de l'Europe entière, ces délestages tournants ont duré pendant trois semaines. Cet épisode reste, aujourd'hui encore, vif dans les mémoires.

Le ministre délégué à l'industrie de l'époque, François Loos, a diligenté une mission du Conseil général des mines sur l'identification des différents dysfonctionnements qui ont conduit EDF à pratiquer des délestages tournants sur le réseau électrique de la Corse. Le constat de la mission est sans appel : « le véritable motif de la crise tient [...] à l'insuffisance et à la vétusté

des moyens de production qui n'étaient pas en mesure de faire face à une vague de froid exceptionnelle ».

Cette crise de 2005 a permis de relancer le débat énergétique et d'accélérer les investissements

En novembre 2005, la Collectivité de Corse adopte un plan énergétique visant à assurer la sécurité et la qualité de l'approvisionnement de la Corse pour la période de 2005 à 2025 en définissant un « trépied énergétique » basé sur le renouvellement des moyens de production de base, le renforcement de l'interconnexion avec l'Italie et le développement des énergies renouvelables à hauteur de 30 % de l'électricité produite. On retrouve cette notion de trépied énergétique dans le Schéma Régional Climat Air Énergie de juillet 2010, dans la PPE de décembre 2015 et aujourd'hui encore dans le projet de PPE en cours de consultation.

Au niveau national, l'État publie en juillet 2006 une programmation pluriannuelle des investissements de production d'électricité qui prévoit pour la Corse : l'augmentation de la capacité de la liaison entre la Sardaigne et la Corse à 80 MW, l'entrée en service de l'ouvrage hydraulique du Rizzanese de 55 MW et le remplacement des centrales de Lucciana et du Vazzio en ayant recours à des moteurs diesels.

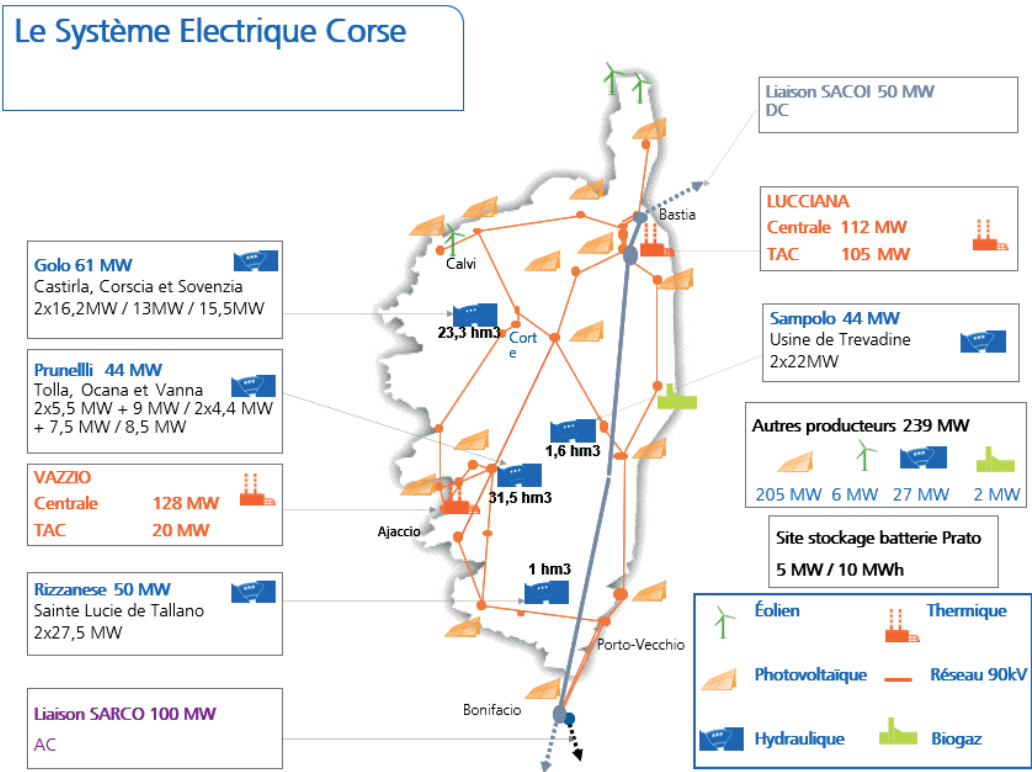


Figure 1 : Le système électrique Corse (Source : bilan prévisionnel EDF de 2022).

L'augmentation de la capacité des interconnexions avec l'Italie

La Corse est une ZNI qui a la particularité d'être interconnectée avec l'Italie par deux lignes :

- La liaison SACOI (SARdaigne-CORse-ItalIE) a été mise en service en 1967 pour évacuer la production électrique de la Sardaigne vers l'Italie continentale. Elle est en courant continu et traverse alors la Corse sans pour autant l'alimenter. Il faut attendre 1986 et la mise en service de la station de conversion de Lucciana pour que la Corse bénéficie directement de cette interconnexion à hauteur de 50 MW, ce qui fait de SACOI la première liaison multi-terminal au monde en courant continu. En 1992, SACOI2 entre en service sans modifier la puissance disponible pour la Corse. Le projet SACOI3 vise à augmenter la capacité de soutirage de la Corse à la station de Lucciana de 50 à 100 MW, et jusqu'à 150 MW en cas d'indisponibilité de la liaison SARCO et devrait entrer en service en 2029.
- En janvier 2006, la liaison SARCO (SARdaigne-CORse) relie les deux îles en courant alternatif. Fonctionnant initialement à 50 MW, la puissance de cette liaison passe à 80 MW en 2008 puis à 100 MW en novembre 2010.

Puis le barrage du Rizzanese

Le barrage du Rizzanese, dont la construction a débuté en 2007, est mis en service en 2013. C'est le quatrième grand aménagement hydroélectrique de Corse. Il s'ajoute à ceux de Tolla, Calacuccia et Sampolo et

contribue à près de 40 % de la capacité de production hydraulique du territoire.

Avec le Rizzanese, les énergies renouvelables en Corse contribuent en moyenne pour 30 % aux besoins de l'île. En 2025, l'hydraulique représente une production de 435 GWh, soit 19 % de la consommation de l'île.

Et la nouvelle centrale de Lucciana

Équipée de 7 moteurs pour une puissance totale de 128 MW, la nouvelle centrale de Lucciana, au sud de Bastia, a été mise en service en avril 2014. Initialement prévue pour fonctionner au fuel lourd dans l'attente de l'arrivée du gaz, l'opposition de plusieurs élus et associations a conduit, en avril 2012, à faire évoluer le projet avec un fonctionnement au fuel léger.

En parallèle, l'arrivée du gaz naturel pour alimenter les centrales électriques a suscité beaucoup d'intérêt mais a rencontré de nombreuses difficultés qui ont retardé le projet de nouvelle centrale à Ajaccio

Intérêt et difficultés liés à l'arrivée du gaz

En 2003, le projet de gazoduc Algérie-Sardaigne-Italie (GALSI) suscite de la part de la population corse, des

associations de protection de l'environnement, des organisations syndicales et des élus une attente particulièrement forte pour le raccordement de l'île au gaz naturel. Cette attente unanime est motivée par le souhait d'utiliser le gaz en remplacement du fuel lourd comme combustible dans les centrales thermiques d'Ajaccio et de Bastia, afin de réduire la pollution atmosphérique.

En avril 2012, alors que le projet GALSI prend du retard, Nicolas Sarkozy, président de la République, annonce le lancement d'un « autre projet pour alimenter la Corse en gaz naturel liquéfié, à partir d'une barge qui sera installée au large de sa côte Est. Cette barge permettrait d'alimenter les deux centrales, mais aussi les réseaux de distribution de Bastia et d'Ajaccio, grâce à la construction du gazoduc terrestre ». La PPE de 2015 retient une infrastructure composée d'un terminal flottant de stockage et de regazéification au large de Lucciana et d'un ouvrage de transport de gaz entre la centrale de Lucciana et celle d'Ajaccio.

Face aux difficultés foncières et compte tenu de l'émergence de nouvelles technologies d'approvisionnement en gaz, Édouard Philippe, Premier ministre, a annoncé, en juillet 2019, le lancement d'une nouvelle procédure permettant de comparer les différentes solutions techniques pour l'alimentation en gaz naturel de la Corse. L'État a lancé, en 2020, une procédure permettant de comparer différentes solutions pour l'alimentation en gaz naturel de la Corse. Les offres reçues n'apportaient pas de réponse technique satisfaisante. La procédure de sélection a donc été déclarée sans suite.

Début 2022, le contexte géopolitique et la crise en Ukraine ont bouleversé les marchés de l'énergie et ont mis en exergue la dépendance de l'Europe au gaz russe et plus largement les inconvénients de la dépendance de nos économies aux énergies fossiles. La forte hausse du prix des hydrocarbures et les difficultés d'approvisionnement en gaz naturel ont fortement remis en cause l'utilisation de ce type de combustible et ont également posé la question de la pertinence d'investissements conséquents dans des infrastructures gazières telles qu'initialement projetées en Corse.

La centrale du Ricanto

Au regard de la vétusté de la centrale actuelle d'Ajaccio et de la nécessité d'engager le chantier de la nouvelle centrale, le recours aux bioliquides a été acté en lieu et place du gaz. Ces orientations ont fait l'objet d'une délibération de l'Assemblée de Corse en mars 2023 et d'une révision simplifiée de la PPE pour la Corse publiée en juillet 2023.

Le recours aux bioliquides devrait réduire les émissions de particules fines de 95 % et celles de CO₂ de 75 % par rapport aux installations actuelles, tout comme la consommation d'eau qui sera réduite de 90 %.

Équipée de 8 moteurs pour une puissance totale de 130 MW, la centrale d'un coût de 800 M€ doit entrer en service en 2028.

Parallèlement à ces chantiers d'envergure, la PPE de 2015 a permis un fort développement des énergies renouvelables intermittentes et une forte mobilisation autour de la maîtrise de la demande

Le fort développement du photovoltaïque

En 2025, le photovoltaïque représente 302 GWh produits, soit 13 % de la consommation de l'île. L'éolien et le biogaz représentent respectivement 25 GWh et 3 GWh pour une production électrique nette toutes sources confondues de 2 266 GWh.

Le développement des énergies renouvelables intermittentes a conduit la Commission de régulation de l'énergie (CRE) à sélectionner, en mai 2026, cinq projets de stockage, dont les deux projets de stations de transfert d'énergie par pompage (STEP) et trois projets de batteries électrochimiques totalisant une puissance respective de 29 MW-132 MWh pour les STEP et 19 MW-38 MWh pour les batteries.

Fin 2025, la production électrique nette était de 2 266 GWh (voir Figure 2).

Production électrique nette 2025 : 2 266 GWh

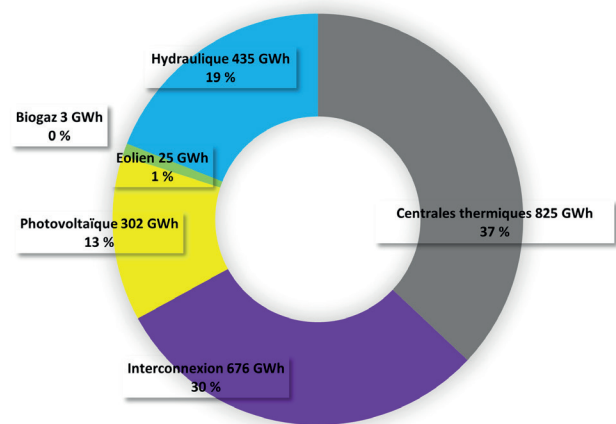


Figure 2 : Production électrique nette en 2025
(Source : Observatoire Régional de l'Énergie et des Gaz à Effet de Serre (OREGES) de Corse).

Les énergies renouvelables représentent, fin 2025, 33,7 % de la production nette de l'île.

L'enjeu de la maîtrise de la demande

La péréquation tarifaire permet aux consommateurs des ZNI de payer l'électricité au même prix qu'en France continentale alors même que les coûts de production sur ces territoires sont plus élevés. Le coût moyen de production en Corse est de 269,4 €/MWh. La part production du tarif est de 86,5 €/MWh en Corse. La différence entre les deux est prise en charge par les charges de service public de l'électricité (SPE).

Il en résulte un surcoût structurel financé par les charges de service public de l'électricité. La mise en place d'actions de maîtrise de la demande (MDE) en électricité permet de réduire la production d'électricité sur ces territoires et par conséquent, les charges de SPE. L'article 121-7 du code de l'énergie permet de financer ces opérations de MDE par les charges de SPE sous réserve que leurs coûts de déploiement soient inférieurs aux économies qu'elles engendrent.

Ainsi, entre 2019 et 2023, les charges de SPE ont financé 37,9 M€ d'opérations de MDE, arrêtés dans un cadre territorial de compensation, qui ont permis d'engendrer une économie nette de charges de SPE de 307,9 M€ sur la durée de vie des actions. Elles permettront d'économiser 104,5 GWh/an en moyenne, soit 57,8 ktCO₂/an.

La CRE a renouvelé le cadre de compensation portant sur une période comprise entre 2025 et 2028. Le nouveau cadre prévoit, sur la période 2025-2028, le financement par les charges de SPE de 112 M€ d'opérations de MDE, qui engendreront une économie nette de charges de SPE de 729 M€ sur la durée de vie des actions. Elles permettront d'économiser 165 GWh/an en moyenne, soit 8,4 % de la consommation d'électricité du territoire de 2023.

Comme l'ensemble des territoires, la Corse se mobilise sur l'électrification des usages avec le développement de la mobilité électrique et le projet de conversion des usages au réseau de gaz de pétrole liquéfié (GPL) qui constituent des éléments structurants du nouveau projet de PPE

Le développement de la mobilité électrique

Le projet de PPE prévoit un objectif de déploiement des dispositifs de charge ouverts au public pour les véhicules électriques et hybrides rechargeables de 4 500 points de recharge pilotables en 2030 permettant d'alimenter 42 000 véhicules rechargeables. L'objectif est de réduire de 20 % la part des carburants importés de 2 869 GWh à 2 254 GWh d'ici 2030.

Il prévoit aussi l'électrification directe des ports d'Ajaccio et de Bastia, éventuellement complétée par une solution de stockage ayant recours à l'hydrogène.

Le projet de conversion des usages au réseau de gaz de pétrole liquéfié (GPL)

La Corse est la seule île française à bénéficier de réseaux de distribution publique de gaz de pétrole liquéfié (GPL). Ces réseaux desservent la ville d'Ajaccio et une partie de l'agglomération de Bastia. Les concessions de distribution n'ont pas été renouvelées à leur terme mais l'exploitation du service a cependant

été poursuivie depuis 30 ans par GDF devenu Engie. Elles sont aujourd'hui largement déficitaires.

En mars 2019, François de Rugy, ministre de la Transition écologique et solidaire, s'engage à accompagner les communes financièrement, et confie une médiation à l'Inspection générale de l'Environnement et du Développement durable début 2021. Celle-ci a engagé l'ensemble des acteurs concernés dans des procédures d'attribution de nouvelles concessions de fin d'exploitation dans le cadre d'une période transitoire assurant une prise en charge partielle du déficit d'Engie. Le principe d'une conversion des usages du GPL vers l'électricité ou les énergies renouvelables a été acté avec toutes les parties concernées.

Ce principe a été repris aux articles L.111-111 et L.111-112 du code de l'énergie qui prévoient respectivement une prise en charge partielle par l'État des coûts d'investissements nécessaires à l'exploitation de réseaux de distribution de GPL et de leurs déficits d'exploitation, pendant la période de conversion et une aide à la conversion des usages en vue du démantèlement des équipements connectés aux réseaux de GPL en Corse.

L'ensemble du dispositif devrait se mettre en place d'ici la fin de l'année 2026 avec la signature des contrats de concession par les communes et d'un accord entre les communes et l'État. Le projet de PPE prévoit une date de fin d'exploitation des réseaux de GPL au 31 décembre 2040.

La poursuite d'une ambition forte sur les énergies renouvelables

Le projet de PPE, en cours de consultation, prévoit notamment, par rapport à 2018, des objectifs de réduction de la consommation, la conversion aux bioliquides de la centrale de Lucciana, une augmentation de 270 MW du photovoltaïque, de 30 MW de l'hydraulique, de 75 MW de l'éolien terrestre et 30 MW de STEP.

Elle prévoit aussi le développement de plus de 130 GWhth de production de chaleur et de froid renouvelables en recourant au solaire thermique, aux systèmes aérothermiques, au bois-énergie, à la thalassothermie et à la géothermie.

À l'horizon 2030, on devrait avoir une réduction de 20 % de l'énergie primaire en Corse, qui passerait de 7 159 GWh en 2018 à 5 638 GWh. La conversion des centrales électriques aux bioliquides et le développement de la mobilité électrique devraient conduire à réduire la part des carburants dans le mix énergétique de 48 % et on devrait avoir une part des énergies renouvelables qui augmente de 75 % de 1 003 GWh à 1 750 GWh.

Conclusion

On voit donc qu'en l'espace de 20 ans, le mix de production électrique a fortement évolué sous l'impulsion des instruments de politique publique concertés entre État et Collectivité qu'étaient les programmations pluriannuelles des investissements et que sont aujourd'hui les programmations pluriannuelles de l'énergie. Ce

sont des instruments essentiels pour fixer un cap, promouvoir la transition énergétique et assurer la qualité de l'alimentation électrique au service de la population. Les investissements de ces vingt dernières années constituent désormais une base solide, qu'il faudra enrichir au fil des années pour répondre sereinement aux nouveaux besoins identifiés et aux défis de l'électrification des usages.

Transition énergétique et gouvernance territoriale : mieux valoriser le potentiel des collectivités en France et en Europe

Par Michel DERDEVET et Mohamed ES-SBAI

Think Tank Confrontations Europe

Les canicules historiques qui ont récemment frappé l'Europe rappellent que l'urgence climatique ne peut plus être pensée seulement à partir d'objectifs globaux ou de choix énergétiques décidés « d'en haut ». La transition énergétique se joue désormais aussi dans les territoires : adaptation des infrastructures, rénovation des bâtiments, développement de la chaleur renouvelable, mobilités décarbonées, acceptabilité des projets et résilience des services essentiels.

Or, le modèle français demeure marqué par une forte centralisation, héritée d'une organisation fondée sur l'État, les grands opérateurs et les réseaux nationaux. Si cette architecture a longtemps garanti la sécurité d'approvisionnement et y concourt toujours, elle s'articule encore imparfaitement avec des enjeux devenus plus locaux.

Les collectivités disposent d'outils et d'initiatives, mais leurs moyens restent inégaux et leur rôle souvent fragmenté. À l'inverse, plusieurs expériences européennes montrent l'intérêt d'une transition plus territorialisée. L'enjeu est donc de mieux intégrer les collectivités dans une gouvernance énergétique fondée sur la subsidiarité, la coopération et la résilience.

Les canicules – historiques – qui ont affecté le continent européen ces derniers mois ont confirmé le rôle majeur des collectivités territoriales dans la nécessaire adaptation de nos économies et dans la recherche d'une résilience accrue de nos sociétés. Désormais, l'urgence climatique ne peut plus être appréhendée uniquement à travers des objectifs globaux ou des choix de mix énergétique fixés « d'en haut », de Bruxelles ou de Paris. Elle doit s'inscrire dans une transformation profonde des systèmes énergétiques, marquée à la fois par l'essor des énergies renouvelables décentralisées, l'évolution encouragée des usages décarbonés et la capacité – imaginée par les territoires – de s'adapter et d'adapter les infrastructures aux nouvelles contraintes fixées par l'urgence climatique. Ainsi, *de facto*, l'énergie devient un vrai enjeu territorial, l'adaptation et la résilience devant d'abord être imaginées au plan local.

Or, historiquement, le système énergétique français s'est construit sur un modèle fortement centralisé, structuré par l'État, les grands opérateurs et des réseaux conçus pour acheminer l'énergie depuis de grandes unités de production vers les consommateurs finaux. À l'évidence, ce cadre a permis jusqu'ici de garantir la sécurité d'approvisionnement et l'efficacité du système. Toutefois, la montée des énergies renouvelables diffuses, le développement des réseaux de distribution et l'importance croissante des usages locaux – notam-

ment dans les secteurs du bâtiment, de la chaleur et de la mobilité – déplacent progressivement le centre de gravité de la transition énergétique vers les territoires. Et les collectivités territoriales apparaissent de plus en plus comme des acteurs essentiels, bien que leur rôle demeure encore dans notre pays fragmenté et encadré.

Il existe dès lors plusieurs tensions structurantes : d'une part, un décalage croissant entre une organisation énergétique encore largement centralisée et des réalités désormais territorialisées ; d'autre part, une montée en puissance inachevée des acteurs locaux, dont les capacités d'action restent inégales et insuffisamment coordonnées. Dans le même temps, les expériences européennes montrent que certains pays ont réussi à mieux associer les collectivités dans la conduite de la transition énergétique, ce qui à nos yeux est un atout plus qu'un handicap.

Dès lors, l'enjeu n'est plus seulement de reconnaître le rôle des territoires, mais d'organiser leur intégration dans une gouvernance énergétique renouvelée, cohérente, efficace et équitable.

Dans cette perspective, il convient d'analyser, d'une part, en quoi la territorialisation de la transition énergétique constitue une transformation majeure du système énergétique, d'examiner les enseignements tirés des expériences européennes en matière d'implication des

acteurs locaux, d'évaluer les conditions nécessaires pour mieux valoriser le potentiel des collectivités, avant d'envisager les formes possibles d'une gouvernance européenne des territoires énergétiques fondée sur la subsidiarité et la coopération.

La territorialisation de la transition énergétique : une transformation en cours du système énergétique

Un modèle énergétique historiquement centralisé confronté à une recomposition territoriale

Le modèle énergétique français s'est historiquement construit autour d'une forte centralisation : rôle de l'État, grands opérateurs, réseaux nationaux et planification verticale. Cette architecture a permis de développer des infrastructures robustes, mais la transition énergétique déplace désormais une partie des enjeux vers les territoires : énergies renouvelables diffuses, réseaux de distribution, chaleur locale, rénovation, mobilité, foncier et acceptabilité. Cette nécessité de mieux articuler infrastructures nationales, interconnexions européennes et dynamiques territoriales est notamment mise en avant dans le rapport Énergie, l'Europe en réseaux¹.

Les collectivités sont déjà mobilisées, mais leur rôle reste souvent fragmenté et contraint. Elles interviennent dans l'urbanisme, les plans climat, les réseaux de chaleur ou la mobilité, sans toujours disposer des moyens nécessaires pour coordonner l'action locale. La transition énergétique révèle ainsi moins une opposition entre État et territoires qu'un défaut d'articulation entre niveaux central, européen et local.

Une montée en puissance encore inachevée des acteurs locaux dans la conduite de la transition

La montée en puissance des acteurs locaux dans la transition énergétique est réelle, mais demeure inachevée. Les collectivités disposent aujourd'hui d'outils de planification – PCAET, SRADDET, documents d'urbanisme, projets territoriaux – qui leur permettent d'agir sur la rénovation, les mobilités, les réseaux de chaleur, les énergies renouvelables ou encore l'aménagement. Les politiques nationales et européennes reconnaissent également davantage le rôle des territoires, notamment à travers la planification climatique, les communautés d'énergie ou les dispositifs de soutien aux projets locaux.

Pour autant, cette territorialisation reste encore partielle. Les initiatives locales demeurent souvent dépendantes de dispositifs nationaux, d'appels à projets, de financements ponctuels ou d'une « ingénierie » inégalement répartie. Les réponses sont parfois fragmentées

entre niveaux de collectivités, services de l'État, opérateurs de réseaux et agences spécialisées. Ces évolutions témoignent donc d'une tentative d'adaptation du modèle énergétique aux réalités territoriales, mais leur efficacité reste limitée lorsqu'elles ne s'accompagnent pas d'une coordination suffisante, de moyens stables et d'une capacité d'action homogène entre territoires.

L'Europe offre des exemples de territorialisation énergétique dont la France pourrait s'inspirer

Allemagne, Danemark, Portugal : des exemples de collectivités plus actives

Plusieurs expériences européennes montrent que la transition énergétique peut davantage s'appuyer sur les collectivités et les acteurs locaux. Au Danemark, les réseaux de chaleur illustrent cette territorialisation : une grande partie d'entre eux est détenue par des municipalités ou des coopératives de consommateurs, ce qui en fait un véritable service énergétique local². En Allemagne, les Stadtwerke, entreprises municipales actives dans l'énergie, l'eau ou les transports, jouent depuis toujours un rôle structurant dans les réseaux, les services énergétiques et le développement des renouvelables³. À côté d'elles, les coopératives citoyennes participent aussi à l'appropriation locale de la transition. Enfin, le Portugal a récemment favorisé l'autoconsommation collective et les communautés d'énergie renouvelable, notamment depuis le décret-loi n°162/2019, qui permet le partage local d'électricité renouvelable⁴. Certes, ces exemples ne sont pas directement transposables, et chaque pays a sa propre « culture énergétique » ; mais ils montrent cependant qu'une transition plus territorialisée peut renforcer l'acceptabilité, l'innovation locale et la résilience énergétique.

Les réseaux de chaleur et les énergies renouvelables comme terrains privilégiés de l'action locale

Les réseaux de chaleur sont ainsi un terrain privilégié de l'action locale : leur pertinence dépend de caractéristiques territoriales très concrètes – densité urbaine, besoins thermiques, disponibilité de chaleur fatale, biomasse, géothermie ou autres ressources renouvelables. L'ADEME présente ainsi le schéma directeur d'un réseau de chaleur ou de froid comme un outil de planification territoriale, permettant aux collectivités d'orienter l'extension des réseaux, les investissements, les concessions et le raccordement des bâtiments publics ou privés⁵.

¹ DERDEVET M. (2015), Énergie, l'Europe en réseaux – Douze propositions pour une politique commune en matière d'infrastructures énergétiques, rapport remis à la présidence de la République, 23 février.

² LYSGAARD M. (2026), "Danish District Heating Association", Dansk Fjernvarme, 8 mai.

³ SCHLANDT J. (2015), "Small, but powerful – Germany's municipal utilities", Clean Energy Wire, 18 février.

⁴ PORTUGAL (2019), Decreto-Lei n° 162/2019, Diário da República, n°206/2019, 25 octobre.

⁵ ADEME & AMORCE (2021), Guide de réalisation du schéma directeur d'un réseau de chaleur ou de froid existant, juillet, 45 pages.

De même, les énergies renouvelables locales – solaire, éolien, biomasse, géothermie, biogaz – nécessitent une gouvernance territoriale pour articuler foncier, usages, acceptabilité et partage de la valeur. La loi française d'accélération des énergies renouvelables va dans ce sens en confiant aux communes la possibilité de définir, après concertation, des zones d'accélération pour accueillir prioritairement certains projets renouvelables. Ces dispositifs montrent que la transition énergétique locale ne relève pas seulement de la technique, mais aussi de la planification, de la concertation et de l'appropriation collective⁶.

Mieux valoriser le potentiel des collectivités suppose de clarifier la gouvernance et les moyens

Décentraliser ne signifie pas fragmenter : le rôle central des régions comme « intégrateurs » territoriaux

Renforcer le rôle des collectivités ne signifie pas pour autant disperser et fragmenter la politique énergétique en une juxtaposition d'initiatives locales. Au contraire, l'enjeu est d'organiser une meilleure articulation entre les objectifs nationaux, les compétences locales et les réalités territoriales. À cet égard, les régions peuvent sans doute jouer un rôle d'intégrateur territorial : elles disposent d'une échelle suffisamment large pour coordonner les choix d'infrastructures, de mobilité, de formation, d'aménagement et de développement économique, tout en restant proches des ressources et contraintes locales.

Cette logique pourrait notamment s'appliquer à la programmation énergétique. Aujourd'hui largement pilotée au niveau national, elle gagnerait à mieux s'articuler avec les stratégies régionales, notamment les SRADDET, les politiques industrielles locales et les besoins des territoires en matière de réseaux, de chaleur, de renouvelables ou d'adaptation climatique. Les régions ne se substitueraient pas à l'État, garant de la cohérence nationale et de la sécurité d'approvisionnement ; elles contribueraient plutôt à vérifier la cohérence entre nos objectifs nationaux – en ligne eux-mêmes avec nos engagements européens – et des trajectoires territoriales réalistes, coordonnées et acceptables.

Donner aux collectivités les moyens d'agir : ingénierie territoriale et gouvernance des données

Transférer des compétences aux collectivités ne suffit pas si les moyens techniques, financiers et informationnels ne suivent pas. Or les territoires sont très inégalement dotés face à la transition énergétique : les

grandes métropoles disposent souvent d'une ingénierie juridique, financière et technique, tandis que les petites communes ou intercommunalités dépendent davantage de l'État, des agences, des syndicats d'énergie ou de prestataires externes. Cette ingénierie est pourtant indispensable pour monter des projets, mobiliser des financements, organiser les concessions, planifier les réseaux ou conduire la concertation.

À cette capacité d'ingénierie s'ajoute un enjeu central : l'accès aux données énergétiques, dans leur diversité. Une planification locale sérieuse suppose de disposer d'informations fiables sur les consommations, les bâtiments, les réseaux, la précarité énergétique, les potentiels de production renouvelable, les besoins de rénovation et les vulnérabilités climatiques. Les collectivités doivent donc pouvoir accéder à ces données, les croiser et les utiliser pour piloter leurs politiques. Dans cette perspective, la donnée devient une véritable infrastructure de la transition énergétique territoriale.

Pour une gouvernance européenne des territoires énergétiques : faire circuler les expériences et structurer la subsidiarité

Créer un Forum européen des territoires de l'énergie en s'appuyant sur les réseaux existants

Pour favoriser la circulation des expériences locales, il serait utile de créer – ou de renforcer – un Forum européen des territoires de l'énergie. Celui-ci pourrait être adossé au Comité européen des régions ou au Comité économique et social européen, tout en fonctionnant en lien étroit avec les réseaux déjà actifs : Energy Cities, agences locales de l'énergie, syndicats d'énergie, associations de collectivités, réseaux européens de villes et de régions. L'objectif ne serait pas d'ajouter une structure institutionnelle lourde, mais de créer un espace opérationnel de mutualisation des pratiques, de comparaison des modèles locaux et de diffusion des projets réussis en matière de réseaux de chaleur, d'autoconsommation, de rénovation, de sobriété, d'énergies renouvelables et de résilience territoriale.

Ce Forum pourrait également jouer un rôle d'interface entre les collectivités et les institutions européennes. Beaucoup de dispositifs européens – financements, programmes d'innovation, initiatives sur les communautés d'énergie ou la rénovation – restent difficiles à mobiliser pour les petites et moyennes collectivités, faute d'ingénierie ou de visibilité. Un tel espace permettrait donc non seulement d'échanger des bonnes pratiques, mais aussi d'aider les territoires à identifier les outils disponibles, à monter des projets communs et à faire remonter leurs besoins auprès de l'Union européenne. Il contribuerait ainsi à faire de la subsidiarité énergétique un principe concret, fondé sur l'apprentissage mutuel, la coopération entre territoires et la diffusion rapide des solutions éprouvées.

⁶ AMF (2023), « Loi d'accélération des énergies renouvelables : comment les communes peuvent-elles définir les zones d'accélération ? », Association des maires de France.

Faire de la subsidiarité un principe opérationnel

La subsidiarité ne doit pas rester un principe abstrait ou un slogan institutionnel : elle doit permettre d'identifier, pour chaque dimension de la transition énergétique, le niveau d'action le plus pertinent. L'État et l'Union européenne doivent conserver un rôle structurant pour les grands équilibres – sécurité d'approvisionnement, infrastructures nationales, normes, financement et solidarité entre territoires – tandis que les collectivités sont souvent les mieux placées pour agir sur les réseaux de chaleur, la rénovation, la mobilité locale, le foncier, l'acceptabilité des projets et l'adaptation climatique. L'enjeu n'est donc pas d'opposer centralisation et décentralisation, mais de construire une gouvernance multiniveaux dans laquelle chaque acteur intervient là où il dispose d'un avantage spécifique⁷.

Cette subsidiarité opérationnelle suppose aussi de donner aux collectivités les moyens d'exercer réellement leurs compétences : accès aux données énergétiques, ingénierie technique et financière, financements pluriannuels, capacité de coordination avec les opérateurs de réseaux et les acteurs économiques locaux.

Sans ces moyens, la décentralisation risque de produire une transition à plusieurs vitesses. Bien conçue, au contraire, elle peut renforcer la résilience énergétique, l'appropriation démocratique des projets et l'adaptation des politiques nationales aux réalités concrètes des territoires.

Conclusion

La transition énergétique nous invite à repenser, rapidement, une meilleure articulation entre l'État, l'Union européenne et les collectivités territoriales. Sans remettre en cause la nécessité d'une cohérence nationale et européenne, elle impose de reconnaître que nombre de leviers décisifs – rénovation, chaleur renouvelable, mobilité, foncier, acceptabilité, adaptation climatique – se jouent désormais à l'échelle locale. Valoriser le potentiel des collectivités suppose donc de passer d'une logique de mise en œuvre fragmentée à une véritable subsidiarité opérationnelle, fondée sur des compétences clarifiées, des moyens renforcés, une meilleure gouvernance des données et la circulation des expériences européennes. À cette condition, les territoires pourront devenir non de simples relais d'exécution, mais des acteurs stratégiques d'une transition énergétique plus efficace, plus résiliente et plus équitable.

⁷ COMITÉ EUROPÉEN DES RÉGIONS (2014), Charte de la gouvernance à multiniveaux en Europe, Bruxelles.

La transition énergétique au risque des inégalités sociales : le cas des ménages précaires en France

Par Bertrand LAPOSTOLET

Consultant, petit producteur d'électricité hydraulique et co-directeur de la coopérative eclOOre

La France dispose de l'un des mix électriques les plus décarbonés d'Europe, adossé à un socle nucléaire majoritaire et à une part croissante d'énergies renouvelables. Cette trajectoire, conforme aux objectifs de la programmation pluriannuelle de l'énergie, ne va cependant pas sans coûts de transition, qui se répercutent de façon inégale sur les ménages. Cet article revient sur deux mécanismes par lesquels la transformation du mix énergétique pèse plus lourdement sur les populations précaires : la régressivité de la fiscalité carbone d'une part, et la difficulté structurelle à rénover le parc de logements les plus dégradés d'autre part.

Un mix énergétique en recomposition, des coûts de transition à répartir

Pour favoriser l'usage d'énergies décarbonées en France, la recomposition actuelle du mix énergétique vise à augmenter la part de l'électricité dans ce dernier, pour les déplacements comme pour les usages domestiques. Le système électrique français repose sur une architecture singulière en Europe : environ deux tiers de nucléaire, un quart d'énergies renouvelables et une part résiduelle, inférieure à 4 %, de combustibles fossiles. Cette structure, héritée du programme électronucléaire engagé après le premier choc pétrolier, confère à la France un avantage comparatif durable en matière de prix et d'intensité carbone de l'électricité. La programmation pluriannuelle de l'énergie, dans sa version publiée en février 2026, prolonge cette trajectoire bas-carbone tout en portant la part des renouvelables à un niveau proche de celle du nucléaire à l'horizon de la décennie suivante.

Cette dynamique n'est pas propre à la période actuelle. Dans son ouvrage *Énergie et inégalités, une histoire politique*, l'économiste Lucas Chancel rappelle que l'énergie n'a jamais été une simple donnée technique : depuis l'essor des moulins à eau médiévaux jusqu'à l'électrification du XX^e siècle, chaque changement de régime énergétique a reconfiguré les rapports de pouvoir entre groupes sociaux. La propriété des infrastructures énergétiques y apparaît comme un enjeu politique à part entière, dont dépendent les choix de société. Replacée dans cette perspective de longue durée, la recomposition actuelle du mix français s'inscrit dans une série historique de transitions dont les effets redistributifs ne sont jamais neutres.

Cette évolution du mix n'est pas sans incidence financière. La fin, au 31 décembre 2025, du dispositif d'accès régulé à l'électricité nucléaire historique (ARENH), qu'on peut difficilement regretter¹, a pourtant comme premier effet d'accroître l'exposition des ménages à la volatilité des prix de gros.

En outre l'intégration d'une production éolienne et solaire non pilotable impose des investissements croissants dans le renouvellement et la flexibilité du réseau, dont le coût, 100 milliards d'euros pour les 10 prochaines années² se répercute à travers le Tarif d'Utilisation des Réseaux Publics d'Électricité (TURPE) sur la part fixe de la facture des consommateurs.

Ce basculement vers l'exposition aux prix de marché s'inscrit dans un mouvement plus ancien. Depuis la libéralisation du secteur électrique engagée en Europe dans les années 1990, l'électricité est traitée comme une marchandise ordinaire, soumise aux lois de l'offre et de la demande. Nombre d'acteurs et d'experts y voient une source structurelle de volatilité des prix et de sous-investissement, qui aggrave la vulnérabilité des ménages modestes.

Pour un ménage aisé, cette hausse structurelle des coûts fixes reste absorbable. Pour les ménages pauvres, précaires ou vulnérables il n'en va pas de même.

¹ L'ARENH portait obligation à EDF de céder une partie de sa production nucléaire à un prix administré et artificiellement bas au nom des règles de marché. Soutenant ainsi des distributeurs dits alternatifs, dont la grande majorité ne sont que des intermédiaires ne produisant rien dans l'économie réelle, ni énergie ni service (à l'exception notable d'Enercoop).

² <https://www.cre.fr/actualites/toute-l-actualite/la-cre-approuve-le-programme-d-investissements-de-rte-pour-lannee-2026.html>

Rappelons que la précarité énergétique, définie légalement³ depuis 2010, résulte des difficultés particulières à disposer de la fourniture d'énergie nécessaire à la satisfaction de ses besoins élémentaires en raison de l'inadaptation de ses ressources ou de ses conditions d'habitat. Trois facteurs donc : précarité, mauvaise qualité du logement, et prix de l'énergie.

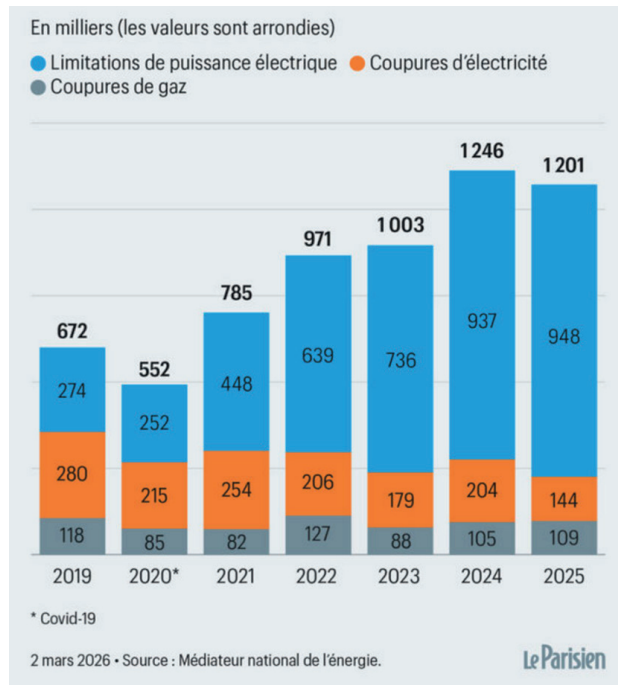


Figure 1 : Évolution des interventions pour impayés (Source : Médiateur national de l'énergie).

Pour un ménage précaire, elle constitue un facteur aggravant qui s'ajoute à une contrainte budgétaire déjà tendue : selon l'Observatoire national de la précarité énergétique (ONPE), environ 3,1 millions de ménages, soit un peu plus de 10 % de la population, consacreraient en 2023 plus de 8 % de leurs revenus à l'énergie, tout en figurant parmi les 30 % les plus modestes. Le taux global de précarité énergétique ainsi mesuré paraît stable, voire en léger recul depuis dix ans (de 13,7 % en 2010 à 10,1 % en 2023), mais les indicateurs déclaratifs suivis par le Médiateur national de l'énergie révèlent une dégradation continue du ressenti : la part des ménages ayant souffert du froid dans leur logement est passée de 30 à 35 % entre 2024 et 2025⁴ et 36 % des foyers déclarent désormais avoir peine à régler une facture d'énergie, contre 18 % en 2020. Le même médiateur indique que près de 1,2 M de ménages ont subi une coupure d'énergie ou une réduction de puis-

sance de la part d'un fournisseur d'énergie en raison d'impayés, soit une hausse de 24 % par rapport à 2023.

La régressivité de la fiscalité carbone : un instrument mal calibré pour les ménages modestes

La fiscalité carbone occupe une place centrale dans la panoplie des instruments de la transition énergétique française. Or, plusieurs évaluations économiques, notamment celles conduites par l'Institut des politiques publiques (IPP), convergent sur un constat : prise isolément, la taxe carbone est régressive. Les ménages modestes lui consacrent une part de leurs ressources supérieure à celle des ménages aisés, parce que leur consommation d'énergie répond pour l'essentiel à des besoins peu compressibles – se chauffer, se déplacer – qui pèsent proportionnellement plus dans un budget contraint. Le chèque énergie, qui s'est substitué en 2018 aux anciens tarifs sociaux, atténue cet effet sans le corriger : les mêmes travaux montrent qu'une redistribution homogène des recettes de la taxe pourrait rendre la réforme globalement progressive, tout en laissant subsister d'importants effets redistributifs horizontaux, c'est-à-dire des écarts de traitement entre ménages de niveau de revenu comparable.

Ce constat rejoint des travaux plus larges sur le lien entre revenu et empreinte carbone. Les recherches conduites par Lucas Chancel avec Thomas Piketty montrent qu'en France en 2013 et plus nettement encore aux États-Unis ou au Brésil, le niveau des émissions de CO₂ d'un ménage reste étroitement corrélé à son niveau de revenu⁵. Le paradoxe est ainsi double : les ménages qui polluent le moins sont aussi, une fois la fiscalité carbone appliquée sans correction, ceux qui en supportent la charge relative la plus lourde.

Le facteur territorial amplifie ces écarts. D'après les données de l'Insee, un ménage sur quatre est en vulnérabilité énergétique⁶, avec des variations importantes selon les territoires, leurs caractéristiques de précarité et d'habitat. Ainsi, un ménage résidant en zone rurale non périurbaine dépense environ 2,7 fois plus en énergies fossiles qu'un habitant du centre de l'agglomération parisienne, en raison notamment d'une dépendance plus forte à l'automobile et à des modes de chauffage plus carbonés. Deux ménages de revenu identique ne sont donc pas égaux devant la fiscalité énergétique selon leur lieu de résidence, et la qualité de cette dernière.

³ Loi n°2010-788 du 12 juillet 2010 portant engagement national pour l'environnement, https://www.legifrance.gouv.fr/loda/article_lc/JORFART1000022470520/ ; article 11 https://www.legifrance.gouv.fr/download/file/6S9k2YS08HQneDKoZEK6lvW-c5JqEb-SEAZ0MfC1vU=JOE_TEXTE

⁴ Toutefois, l'hiver 2024-2025 a été nettement plus froid que l'hiver 2023-2024.

⁵ Voir le graphique de *Libération* « Les inégalités d'émissions de gaz à effet de serre dans le monde, 2013 » de Chancel et Piketty (2015), les mesures d'économies d'énergie et de décarbonation des sources d'énergie mises en œuvre depuis cette analyse, de même que la modulation des aides aux économies d'énergie en fonction des revenus tendent à réduire cet écart, sans l'annuler.

⁶ Un ménage est en situation de vulnérabilité énergétique si son taux d'effort énergétique (part des dépenses en énergie dans le revenu du ménage) est supérieur à un certain seuil. Celui-ci correspond au double de la médiane des taux d'effort observés en France métropolitaine, soit 8,2 % en 2021.

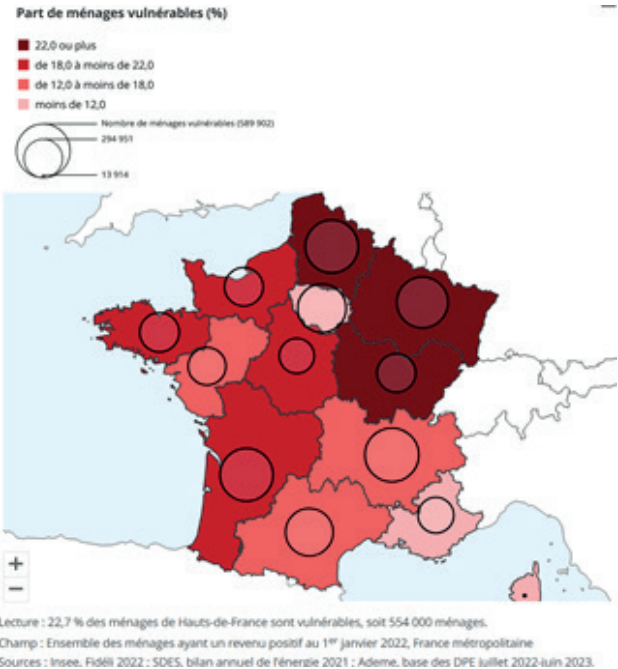


Figure 2 : Part de ménages vulnérables par région en 2021 (Source : Insee. Fidéli 2022 : SDES, bilan annuel de l'énergie 2021 : Ademe, base des DPE juillet 2022-juin 2023).

Les passoires et bouilloires thermiques ou la difficulté à réparer ce qui ne peut être choisi

Le second mécanisme par lequel la transition pèse sur les ménages précaires tient à l'état du parc de logements. La France compte près de 4 millions de logements « passoires thermiques » classés F ou G au diagnostic de performance énergétique⁷. Le parc de copropriétés, qui représente plus de 13 millions de logements, illustre l'ampleur du problème : près de 46 % des immeubles collectifs ont été construits avant 1949, soit bien avant l'instauration des premières normes thermiques.

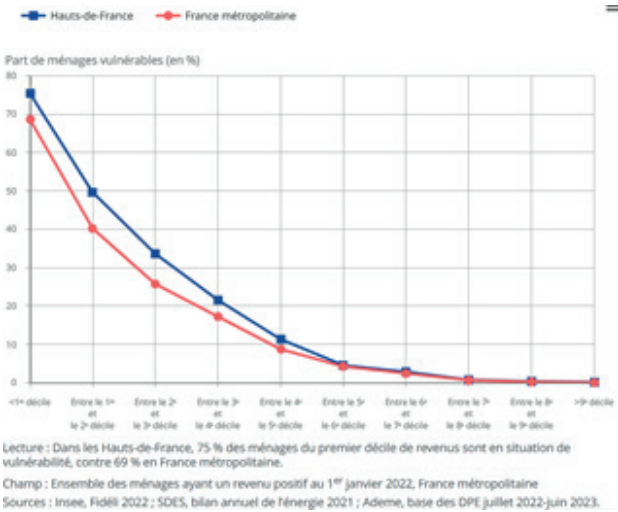


Figure 3 : Part de ménages vulnérables selon le décile de revenus en 2021, corrigé le 23/10/2025 (Source : Insee. Fidéli 2022 : SDES, bilan annuel de l'énergie 2021 : Ademe, base des DPE juillet 2022-juin 2023).

L'évolution annoncée du climat et la généralisation des canicules amènent de nouveaux facteurs de précarité énergétique. Aux passoires s'ajoutent désormais les bouilloires thermiques, et ce qu'on qualifiait récemment encore de « confort d'été » constitue bien un problème de santé publique, avec un effet documenté sur la surmortalité qui touche toute la population et plus seulement les personnes âgées même si elles restent les plus touchées⁸.

L'émergence et la prise en compte de la précarité énergétique ont mis en lumière des figures de la précarité qui n'étaient pas considérées comme telles auparavant. Il s'agit principalement des propriétaires-occupants âgés à revenus modestes, résidant en péri-urbain et en rural dans des maisons devenues trop grandes pour eux, et dont la dégradation en font de véritables passoires thermiques.

Pour autant, la majorité (59 %) des ménages en situation de précarité énergétique sont locataires : ils dépendent

Tableau 1 : Estimation non consolidée de l'excès de mortalité toutes causes par classe d'âge pendant la période de canicule du 17/06/2026 au 02/07/2026 dans les départements concernés (Source : Insee, Santé publique France).

Classe d'âge	Nombre de décès observés	Nombre de décès attendus	Nombre de décès en excès	% de décès en excès
0-14 ans	99	102	-	-
15-44 ans	516	398	118	29,6 %
45-64 ans	2 747	1 768	979	55,4 %
65-74 ans	3 430	2 494	936	37,5 %
75 ans et plus	14 882	11 163	3 719	33,3 %
Tous âges	21 674	15 910	5 764 ²	36,2 %

⁷ 3,9 M au 1^{er} janvier 2025 : <https://www.statistiques.developpement-durable.gouv.fr/le-parc-de-logements-par-classe-de-performance-energetique-au-1er-janvier-2025>

⁸ https://www.santepubliquefrance.fr/sites/default/files/2026-07/bullnat_canicule_mortalite_20260722_1.pdf

de l'intervention du bailleur pour l'amélioration de leur logement. Et ce que les économistes désignent comme un dilemme propriétaire-locataire (*split incentive*) ne favorise pas le passage à l'acte de rénovation. Le propriétaire qui pourrait financer une rénovation n'en tire pas directement le bénéfice, puisque c'est le locataire qui règle la facture d'énergie, tandis que ce dernier n'a ni les moyens ni la légitimité juridique d'engager les travaux.

Le point commun entre les propriétaires occupants démunis et les locataires de passoire thermique est l'absence d'alternative et de capacité d'agir sur sa situation : tous sont réduits à une forme d'assignation à résidence géographique et bâtie.

Ce blocage illustre ce que Lucas Chancel, s'appuyant sur les travaux de Karl Polanyi, analyse comme une contradiction propre à la marchandisation d'un bien aussi essentiel que l'énergie : l'amélioration d'un service dont l'accès conditionne la santé et la dignité des ménages reste d'abord soumise aux incitations du marché immobilier, trop faiblement encadré, sans que les plus vulnérables disposent de véritables leviers pour agir.

Face à ce blocage structurel, le dispositif public de référence demeure MaPrimeRénov', piloté par l'Agence nationale de l'habitat. Son évolution récente illustre les difficultés à concilier maîtrise budgétaire et ciblage social. Après une suspension du guichet pour les rénovations d'ampleur durant l'été 2025 et un quota limité à 13 000 dossiers jusqu'à la fin de l'année, le budget 2026 se stabilise à 3,6 milliards d'euros pour un objectif de 120 000 rénovations d'ampleur, contre 100 000 l'année précédente. La priorité reste affichée en faveur des ménages très modestes et des logements F et G, avec des taux de subvention pouvant atteindre 100 % pour les foyers les plus précaires. Mais plusieurs paramètres ont été resserrés : suppression du bonus de 10 % pour

la sortie du statut de passoire thermique, abaissement du plafond de dépenses subventionnables de 70 000 à 40 000 euros pour les projets les plus ambitieux.

Cette instabilité réglementaire n'affecte pas tous les ménages de la même façon. Un propriétaire aisé peut avancer les frais de travaux avant remboursement ou absorber un délai d'instruction pouvant atteindre 6 mois compte tenu du stock de dossiers en attente. Un ménage modeste, lui, dépend presque intégralement du calendrier et du montant de l'aide publique pour engager un projet de rénovation. Les enquêtes menées auprès des bénéficiaires du chèque énergie en portent la trace : près de six sur dix déclarent souffrir du froid l'hiver, et une proportion comparable des vagues de chaleur l'été, faute d'isolation adaptée.

Ces variations, de cibles et de dotations budgétaires émaillent les dispositifs publics en la matière depuis la mise en œuvre du dispositif Habiter mieux en 2011 : souvent qualifiés par les acteurs et opérateurs de politique de *stop & go* ces à-coups ont contribué à une non-atteinte chronique des objectifs⁹ et à une impossibilité de structuration de l'écosystème d'acteurs publics et privés indispensable à leur bonne mise en œuvre.

La tendance n'est pas au renforcement car les dernières mesures concernant la rénovation thermique ont consisté à la freiner : report du délai de mise en place d'une performance thermique minimale pour louer un logement et modification du mode de calcul du DPE qui a de manière opportune fait sortir environ 850 000 logements du statut de passoire thermique sans les moindres travaux¹⁰.

Enfin, ces dispositifs financiers ne suffisent pas seuls à lever le blocage. L'ouvrage collectif *Le logement des plus démunis au risque de la transition écologique*, publié par le Plan Bâtiment Durable en 2022, articule outils de rénovation abordable, modèles économiques soutenables et accompagnement des ménages fragiles autour d'une même exigence : reconnaître leur « pouvoir d'agir », plutôt que de les traiter en « bénéficiaires » passifs d'une politique décidée pour eux.

Vers une transition énergétique plus équitable : quelques pistes de correction

Le constat qui se dégage de ces deux mécanismes croisés – fiscalité carbone régressive et parc de logements difficile à rénover pour les ménages qui en ont le plus besoin – rejoint les conclusions déjà avancées par plusieurs contributeurs de cette revue à propos de l'adaptation du secteur industriel au changement climatique (n°118, avril 2025)¹¹ : la vitesse d'une transforma-



Figure 4 : Suspension de MaPrimeRénov' (Source : association ADERA).

⁹ <https://www.ccomptes.fr/fr/publications/le-soutien-aux-logements-face-aux-evolutions-climatiques-et-au-vieillessement-de-la-et> et <https://www.ccomptes.fr/sites/default/files/2026-05/20260521-synthese-Mon-accompagnateur-Renov.pdf>

¹⁰ <https://www.economie.gouv.fr/actualites/un-nouveau-dpe-au-1er-janvier-2026-pour-favoriser-le-chauffage-electrique>

¹¹ <https://annales-des-mines.org/wp-content/uploads/2025/03/RE-2025-04-Numero-complet-pour-internetcouv.pdf>

tion ne garantit pas, à elle seule, son acceptabilité ni son équité. Les bénéfices collectifs de la décarbonation – moindres émissions, renforcement de l'indépendance énergétique – ne se traduisent pas mécaniquement en bénéfices individuels pour les ménages les plus fragiles, qui financent souvent une part disproportionnée de l'effort sans disposer des moyens d'en capter les avantages : pas de trésorerie pour avancer des travaux, pas de véhicule électrique quand le budget mensuel se joue à quelques dizaines d'euros.

Lucas Chancel prolonge ce constat par une critique plus structurelle : faire porter l'essentiel de la responsabilité climatique sur les choix individuels de consommation constitue, selon lui, une impasse, dans la mesure où cette approche ignore les contraintes budgétaires et résidentielles qui pèsent différemment selon le revenu. Il invite à reconsidérer la propriété même des infrastructures énergétiques en s'appuyant sur le précédent de la nationalisation d'EDF-GDF en 1946, qui avait soustrait l'énergie aux seuls intérêts privés au nom de l'égalité d'accès. Une socialisation partielle de la production, sous forme publique ou coopérative, constituerait à ses yeux une voie de démocratisation économique du secteur.

Il est rejoint dans ce sens par des acteurs associatifs et syndicaux de l'énergie qui appellent à sortir l'électricité du marché de gros pour reconstruire un service public fondé sur la planification et la coopération, plutôt que sur la concurrence – un système fragmenté exposant aussi à des risques systémiques, à l'image du *black-out* ibérique de 2025.

Trois orientations reviennent de façon récurrente dans les débats publics et académiques sur le sujet. La première consiste à cibler plus étroitement les aides à la rénovation sur les logements les plus dégradés occupés par les ménages les plus modestes plutôt que de rouvrir uniformément certains parcours à l'ensemble des profils de revenus. La deuxième vise à sécuriser dans la durée le financement de ces dispositifs, pour éviter les ruptures de guichet qui pénalisent en priorité les ménages sans marge de manœuvre financière¹². La troisième, plus structurelle, porte sur la fiscalité énergétique elle-même : redistribution plus systématique des recettes de la taxe carbone, développement du tiers-financement ciblant les rénovations des passoires ou bouilloires thermiques occupés par des personnes précaires, voire tarification progressive de l'énergie selon les besoins essentiels des ménages.

Conclusion

La trajectoire du mix énergétique français reste, à l'échelle européenne, l'une des plus favorables en matière de décarbonation. Mais cette performance macroéconomique ne doit pas occulter sa dimension distributive. Tant que la fiscalité verte demeurera structurellement régressive et que plusieurs millions de logements resteront des passoires ou bouilloires thermiques dont les occupants restent sans prise sur leur rénovation, la précarité énergétique continuera de se dégrader dans le ressenti des ménages concernés, quand bien même les indicateurs agrégés donneraient l'impression d'une stabilité. Réussir la transition énergétique ne se mesurera pas seulement en gigawatts décarbonés : cela suppose aussi de modifier radicalement l'approche pour que cette politique climatique ne génère plus de double peine pour les ménages les plus fragiles.

Références

- OBSERVATOIRE NATIONAL DE LA PRÉCARITÉ ÉNERGÉTIQUE (ONPE) (2025), Tableau de bord de la précarité énergétique, édition 2025.
- MÉDIATEUR NATIONAL DE L'ÉNERGIE (2025), Baromètre énergie-info.
- CHANCEL L. (2025), *Énergie et inégalités : une histoire politique*, Paris, Seuil.
- DOUENNE TH. (2018), Les effets redistributifs de la fiscalité carbone en France, Note de l'Institut des politiques publiques (IPP), n°34.
- AGENCE NATIONALE DE L'HABITAT (ANAH) (2026), Guide des aides 2026, février.
- ATTAC FRANCE ET SUD ÉNERGIE (2025), *L'énergie est notre avenir, socialisons-la !*, Paris, Les Liens qui libèrent.
- RASPAUD G. & RAULT A. (Insee) (2025), Les dépenses énergétiques du logement fragilisent près d'un ménage sur cinq.
- COLLECTIF COORDONNÉ PAR HABITAT ET HUMANISME (2022), *Le logement des plus démunis au risque de la transition écologique*, Paris, PC Éditions, collection Plan Bâtiment Durable.
- DURDILLY R. & LAPOSTOLET B. (2018), « La précarité énergétique, une nouvelle dimension à prendre en compte », *Annales des Mines - Responsabilité & Environnement*, n°90, avril, pp. 35-37, <https://stm.cairn.info/revue-responsabilite-et-environnement-2018-2-page-35?lang=fr>

¹² Ces deux orientations traversent les 9 propositions du Rapport du groupe de travail sur la précarité énergétique du Plan Bâtiment Grenelle, rassemblant institutionnels et acteurs de terrain fin 2009, et dont une partie ont été reprises dans les politiques publiques déployées ensuite.

Challenges and opportunities for France's future decarbonised energy mix

Preface

Dr. Fatih Birol

Introduction

Richard Lavergne

What kind of energy mix is France moving towards?

The public authorities' vision for 2035 and 2050

Cédric Bourillet

Carbon neutrality by 2050 serves as the framework for European energy and climate policies. This ambition is reflected in France's energy-climate strategy. Its three pillars—the Multiannual Energy Programme, the National Low-Carbon Strategy, and the National Climate Change Adaptation Plan—chart the path toward an energy mix that is decarbonized, sovereign, resilient, and competitive.

Beyond merely reducing greenhouse gas emissions, they embody an integrated vision of the energy transition, linking decarbonization with the need for energy sovereignty (made essential by recurring international shocks), the industrial competitiveness required to decarbonize our consumption, the vital need to adapt to climate change, and the social justice without which the energy transition cannot take place. This text outlines that trajectory, the milestones set for 2035 and 2050, and the levers being mobilized to achieve these goals.

Making the decarbonisation of French and European industry a driver of competitiveness and sovereignty

Thomas Courbe

Europe today faces a trilemma: it cannot sustainably claim to remain the world's most open economy, the fastest to decarbonize, and among the most prosperous without rethinking the rules of the game. Maintaining European climate ambition is no longer optional. The increasing frequency of extreme weather events serves as a stark reminder of the urgent need for action. However, this ambition cannot be built at the expense of European industry. Imposing ever-higher environ-

mental standards solely on European companies, while continuing to import products manufactured in countries with less stringent regulations, leads to the offshoring of carbon emissions rather than their reduction. Such an approach weakens our production system without delivering the expected climate benefits. The challenge, therefore, is to find a balance between the imperative of decarbonization and the preservation of European industrial competitiveness. This is precisely the position defended by France: to make the ecological transition a lever of sovereignty and reindustrialization, and not a factor of deindustrialization.

Developments and prospects for the electricity system: between aspirations and reality

Thomas Veyrenc

Over the past fifteen years, Europe has embarked on a radical transformation of its electricity mix, based on a large-scale roll-out of wind and solar power as a general rule, and on nuclear power in some countries. It is tempting to see this as a sign that the transition to a decarbonised energy system is now well under way, but the technical and economic challenges associated with this transition remain immense and cannot be reduced solely to the question of the share of renewable or low-carbon energy in electricity generation.

In reality, the issue of the “downstream” part of the electricity system—that is, the evolution of electricity consumption—has always been the subject of heated debate but has rarely been the focus of an integrated public policy covering all sectors of the economy. Yet energy needs projections are unequivocal: all scenarios for decarbonisation and aiming for the end of our dependence on imported fossil fuels involve the large-scale electrification of transportation, buildings and industry. However, the gap between the trajectories that consumption should follow and those it is actually following has only widened in recent years.

The current situation, characterised by an abundance of low-carbon generation in France, presents a particularly favourable opportunity to electrify the country and bridge the gap between aspiration and reality. This however requires meeting a number of challenging conditions: ensuring the long-term competitiveness of electricity compared with fossil fuels, coordinating a large number of individual decisions, and effectively

developing the grid to accommodate this new transformation of our energy system.

The role and place of fossil fuels in France's energy mix

Patrick Pouyanné

France recognised very early on the need to diversify its energy mix, with a view to ensuring energy sovereignty. The oil crises of the 1970s led to the design of an energy supply policy, which has given France a unique and very low-carbon electricity mix. However, final energy demand today remains more than 60% dependent on fossil fuels, and it is now a 'demand-side policy' that must be pursued to transform energy uses in transport, buildings and industry.

The energy trilemma (security and reliability, affordability, and reduced carbon intensity) and the principle of technological neutrality must guide us collectively towards a transition that will be hybrid in nature, depending on the sector and the specific use. In doing so, fossil fuels will eventually occupy a minority share in the energy mix but will act as a safety net to ensure affordable prices and safeguard the energy security of hard to abate sectors.

What future for gas in France's decarbonised energy mix?

Laurence Poirier-Dietz

In an energy debate all too often reduced to a dichotomy between gas and electricity, another path is becoming increasingly clear: that of a decarbonised system based on the complementary nature of energy carriers—one that is more robust because it is more balanced, but also more economically rational. Opting for this multi-source energy architecture means avoiding the over-sizing of electricity networks and capacity, making the most of infrastructure already funded by local authorities, and keeping the overall cost of the transition in check. As a storable, controllable energy source that is compatible with existing uses, green gas thus emerges as a driver of energy sovereignty, resilience and financial efficiency in support of the energy transition.

The role of gas in France's carbon neutrality target

Dominique Auverlot, Philippe Guignard, Richard Lavergne, Thierry de Mazancourt and Sophie Mougard

Gas still plays a significant role in French energy consumption, but its role must undergo a fundamental transformation to achieve carbon neutrality by 2050. However, consumption forecasts remain high as some of its uses are difficult to replace in the medium term. Biomethane and low-carbon gases are unlikely to be able to meet the remaining demand on their own.

In industry, electrification is feasible for a significant proportion of applications, but it requires substantial investment and competitive access to decarbonised electricity. In the residential and commercial sectors,

heat pumps and district heating networks are credible solutions, provided appropriate support is in place. In transport, electrification must be prioritised, whilst fossil gas should play only a limited and transitional role, particularly in international shipping.

The article suggests a range of measures to be considered for an acceptable transition. The transition away from gas faces fewer technical obstacles than economic, social and industrial ones.

R&D in the service of decarbonised, sovereign and competitive energy

Anne-Isabelle Etienne

Having access to low-carbon, competitive, and sovereign energy is a crucial need for our society. To achieve this, it is essential to deploy R&D efforts both to support immediate industrial needs and to prepare for the technological breakthroughs that will meet the future innovations required in this field. The CEA is fully committed to this dynamic, as an R&D player, bridging the gap between research and industry, and promoting an integrated energy vision based on the complementarity between nuclear energy and new energy technologies. Its work focuses on low-carbon energy production methods, their interactions within the grid (storage, control, conversion), and the issue of resources within a closed-loop materials cycle, all while taking into account the techno-economic, societal, and political dimensions.

The energy transition, or '50 shades of green': the case of transport

Pierre-Franck Chevet, Mickael Le Ravalec, Richard Tilagone, and Jérôme Sabathier

The energy transition is often reduced to the electrification of end uses. This is an incomplete view. In fact, it has to be understood as an optimization problem subject to multiple constraints: physical, temporal and geopolitical. This article investigates these nuances through the transport sector: road, aviation and maritime. It highlights the limits of direct electrification and the strategic role of molecular energy carriers (biofuels, hydrogen and its derivatives, synthetic fuels).

Electrons and molecules are not in competition. They are complementary, each suited to specific constraints and uses. This complementarity is an essential condition for a transition that is simultaneously decarbonized, robust and resilient.

Renewable energy at the heart of the transition

Jules Nyssen

Fossil fuels still account for more than 60% of our final energy consumption, and our energy exposure to fossil fuels (including international trade flows) stands at 70%. The energy transition therefore appears necessary both for climate reasons (reducing greenhouse gas emissions) and for reasons of energy sovereignty (for coun-

tries, including France, that hold no fossil fuel resources of their own). But this transition represents a break with the past. On one hand, it is not guided by market price signals and can only happen within the framework of a deliberate public policy. On the other hand, for economic actors, it is not a simple technological substitution, since it requires a profound transformation in how they consume energy. Furthermore, the success of this transition depends on the availability of an energy supply capable of gradually replacing fossil fuels.

This energy supply must draw on all decarbonized or carbon-neutral resources. It is therefore defined by diversity and by leveraging complementarities between sources. There is no single solution, and renewable energies, in all their diversity, form its backbone. Finally, the energy transition results in bringing most energy production back onto national soil, which represents a transfer of value to the benefit of local regions, while also serving as insurance against geopolitical and climate risks. This collective benefit, in fact, is what justifies the investments needed to drive the transition.

Europe, energy and carbon neutrality: chronicle of a never-ending quest (1950–2050)

Cécile Maisonneuve

Ursula von der Leyen's mea culpa on nuclear power, delivered in Paris in March 2026, seems to signal Europe's conversion to the French positions. This article offers a different, long-term reading: the energy-industry nexus is the founding—and still unresolved—question of the European project, from the ECSC and Euratom onwards. Used by the Commission as counterweights to Member States' powers in the energy field, competition and climate policies produced contradictory orientations that increased Europe's dependence without underpinning its competitiveness or a durable climate leadership, in the shadow of a German model which proves to be a dead-end, and with the consent of a France struggling with rebuilding a coherent energy policy.

The wake-up call since 2022 has been brutal, yet there is neither a European aggiornamento nor a French triumph. The best carbon-neutrality policy for Europe is now financial: mobilising European savings in support of a growth strategy based on artificial intelligence, low-carbon R&D and industry, and nuclear energy which remains the only value chain able to keep the EU out of complete climate dependency on China.

What role will heating play in France's future low-carbon energy mix?

Antoine Pellion

Facing geopolitical crises and the cost of our reliance on fossil fuels, decarbonizing heat production has become a key lever for ensuring sovereignty. Accounting for half of our economy's transition effort, the production of decarbonized heat must increase 2.5-fold by 2035 (PPE 3). This article examines the various technological pathways: given the physical limits of forest biomass,

combining heat pumps with waste heat recovery, agricultural biomass, and waste valorization offers opportunities that should be seized. The article discusses the value and necessity of accelerating the deployment of district heating and cooling networks. It also proposes solutions for decarbonizing industrial heat. Finally, to balance the economic equation for financing this infrastructure, it suggests measures to secure more competitive and stable electricity prices and to implement "green rates" that would drastically reduce financing costs without burdening the state budget.

What lessons can be learnt from energy forecasts in France?

Patrick Criqui

Since the oil shocks of the 1970s, foresight exercises have accompanied debate and decision-making in the field of energy, later the implementation of energy and climate policies. Several stages have marked this long-term process: first, the incorporation of demand-side policies; then the shift from a projection-based approach to a scenario-based approach; and finally, the now systematic involvement of stakeholders.

Throughout this process, the strategic levers for transforming sociotechnical energy systems were gradually made explicit and integrated into the field of study. At the same time, foresight has constituted a collective learning process, broadening the range of evaluation criteria and moving from a strictly expert-driven form of foresight to a more participatory one.

Electrification of the energy mix: how far can we go, and how do we get there?

Challenges facing the electricity system: thinking long-term, acting now

Emmanuelle Wargon

Since 2000, the French Energy Regulatory Commission (CRE) has become a key player in the French and European energy systems. It seeks to balance economic efficiency, security of supply, sovereignty, and the energy transition for the benefit of consumers. France benefits from a robust, interconnected European electricity system based on common rules and cross-border exchanges facilitated by efficient interconnections.

Electrification is a crucial part of the solution for achieving carbon neutrality by 2050. This requires sustained investment—particularly in electricity grids—and long-term planning for power generation. The regulator also oversees markets to ensure transparency, competition, and consumer confidence. Finally, as the system undergoes transformation, the CRE supports this process by encouraging the development of flexibility solutions.

The electricity market in France: what the price signal can achieve, and what stands in its way

Emeric de Vigan

The wholesale electricity market is among the most debated and least understood instruments of public policy. A practitioner's view: it is neither an end in itself nor a convenient scapegoat, but a coordination and optimisation device allocating a resource that is sometimes scarce and sometimes over-abundant, electrical power, under a carbon-minimisation constraint.

On that count it works: in 2022-2023 its signal preserved security of supply, at a real economic and social cost of plant closures and constrained demand. Yet it was designed for dispatchable plants with a positive marginal cost; the weather-driven transition erodes that paradigm and prices drift towards zero. It does its job over the short and medium term, but must be completed where the spot signal does not reach: financing long-term investment and durably protecting the consumer, two opposing demands that a contract for difference, anchored in France's historic nuclear specificity, might reconcile.

Investing in electricity: a profitable choice for decarbonisation, competitiveness and energy sovereignty

Charles Weymuller

Geopolitical crises have put security of energy supply back at the top of Europe's agenda; in parallel, the Draghi report identifies the cost of energy as one of the structural drivers of Europe's economic decline. Faced with these urgencies, decarbonisation seems relegated. Paradoxically, however, today's context strengthens the case for a decarbonisation strategy built on the massive electrification of end uses, because electricity, owing to its technical and industrial characteristics, helps achieve all three objectives at once—decarbonisation, competitiveness and the sovereignty of the economy. This strategy mobilises investment at every level, starting with equipment on the side of energy consumers.

The transformation of supply must consistently follow that of demand, and maintain the reliability of the power system by relying on dispatchable assets. Fine coordination of investments is required: over time, by investing according to the system value of assets; and across countries, by recognising the positive and negative externalities between national mixes. Under these conditions, the full cost of the European energy system can decline as a share of GDP while increasing its resilience to external shocks; it will also generate substantial macroeconomic co-benefits throughout the economy.

How can renewable energy contribute to France's future energy mix?

Stefan Louillat, David Marchal, Jean-Michel Parrouffe and Baptiste Perrissin-Fabert

France faces a historic imperative: reducing its dependence on fossil fuels, which still accounted for 58% of its final energy consumption in 2024, while ensuring energy sovereignty and addressing the climate emergency. To achieve this, renewable energies (RE) will play a central role in the decarbonized energy mix, supplemented by sustained efforts in energy sobriety and efficiency.

The goal for 2050 is to move toward a scenario where renewable energy accounts for approximately 60-70% of the mix—within a 100% decarbonized mix—while avoiding replacing dependence on fossil fuels with dependence on critical materials. However, this transition is not only about replacing energy sources. It requires a profound overhaul of our energy model, where territorial integration of projects, social ownership, and industrial circularity become pillars as essential as the infrastructure itself. A technical challenge, but also a societal and environmental one.

Low-carbon electricity: costs and externalities

Jean-Guy Devezeaux de Lavergne

For a long time, investment decisions regarding electricity generation facilities were dominated by the concept of Levelized Cost of Electricity (LCOE). Recently, we have observed that the LCOE of solar farms—measured at the generation plant level—reached grid parity with nuclear power and subsequently fell below it; wind power is following the same trend. What conclusions can be drawn from this?

This article demonstrates that the LCOE approach is highly incomplete; it proposes moving well beyond “plant-gate” generation costs to account for system costs and production-related externalities. The result—driven primarily by differences in system costs—is that no single energy source will dominate the market in the 2050s; complementarity will be the norm, with an optimal mix combining renewable energy and nuclear power in roughly equal proportions. The total social cost of such a generation mix would be around €100/MWh, with a margin of error we estimate at approximately €20/MWh.

Nuclear power: the cornerstone of France's energy and industrial sectors

Valérie Faudon

The nuclear revival initiated by the PPE 3 (Third Multiannual Energy Program) makes nuclear power a sustainable pillar of France's energy and industrial strategy. Thanks to a dispatchable and low-carbon fleet, it guarantees security of supply, grid stability, competitive prices, and contributes to the decarbonization of France and Europe. This strategy relies on extending

the lifespan of existing reactors, building new EPR2 reactors, modernizing fuel cycle facilities, and developing SMRs (Small Modular Reactors).

Beyond energy, the sector represents a major asset for national sovereignty, with a complete value chain, 250,000 skilled jobs, and strong export capacity. It plays a key role in reindustrialization, the competitiveness of our businesses, and the development of artificial intelligence. In a context of increasing electrification of energy uses, maintaining a nuclear base appears as an essential condition for the energy transition and France's strategic autonomy.

The contribution of economic and social stakeholders

Sustainable mobility: challenges and opportunities for France and Europe

Daniel Iracane and Patrick Pélat

The share of mobility in carbon emissions is rising, making decarbonization an imperative. It also presents an industrial opportunity for those who have prepared for it—as China has demonstrated.

In the road transport sector, the challenges are clearly identified and remain within Europe's reach: restructuring a quarter of the automotive industry, partnering with manufacturers who have mastered production, catching up with the economies of scale achieved by the Chinese industry, deploying charging infrastructure, and making a major R&D push into new battery chemistries. Regarding the decarbonization of air and maritime transport, Europe—and France in particular—possesses an industry capable of designing new generations of more efficient aircraft and ships and producing sustainable fuels at the necessary scale.

However, all of this requires accelerating investment in Europe by leveraging the strengths identified in this article.

Critical and strategic metals: a key building block of the energy transition and an investment opportunity for France and Europe

Christophe Poinssot, Stéphane Bourg and Patrick d'Hugues

This text examines the concrete measures adopted by the European Commission—most notably the Critical Raw Materials Act (CRMA)—which sets ambitious targets for 2030: producing 10%, refining 40%, and recycling 25% of critical raw materials, while limiting imports of any single metal from a third country to under 65%. It details 60 strategic European projects—including 10 in France, such as lithium extraction in Alsace (AGELI) and Nouvelle-Aquitaine (EMILI)—supported by public funding and fast-tracked procedures. France is also bolstering its capabilities through a mineral resource inventory led by the BRGM and an invest-

ment fund backed by €500 million in public capital to complement private financing. The EU is forging strategic partnerships with 15 countries (including Canada, Chile, and Argentina) to diversify its supply sources, while strict regulations on battery recycling and a focus on technological innovation (such as material substitution and efficiency) round out this industrial sovereignty strategy.

Challenges and opportunities for France's future low-carbon energy mix – The case of the chemicals sector

Magali Smets and Sylvain Le Net

The chemical industry is a sector whose strategic role in industrial sovereignty is now widely acknowledged in both Brussels and Paris. It is a key sector of the French economy but also the largest industrial consumer of energy—specifically electricity and gas. Since 1990, the industry has cut its greenhouse gas emissions by over 70% by investing in nitrous oxide abatement, energy efficiency, and lower-carbon heat production. This sectoral transition was accompanied by growth in both value added and production volumes up until 2015. Since then, however, a succession of energy, capacity, and geopolitical crises have significantly weakened the European chemical industry.

As the next decarbonization levers (such as low-carbon hydrogen and CO₂ capture and storage) are more costly and rely on infrastructure developed by third parties, it is more important than ever to establish the conditions for a successful transition, and turn it into a driver of reindustrialization. This requires a viable economic model combining competitive access to low-carbon energy, support for investment and demand for low-carbon products, and protection against less constrained international competition. With low-carbon electricity currently abundant on the French market, new opportunities for electrifying the chemical industry are emerging. These opportunities highlight the win-win agreements that can be found between industrial consumers and electricity producers.

Challenges and opportunities for France's future low-carbon energy mix – The case of the sugar industry

Remi Aubry

Forecasting exercises on the decarbonisation of the industrial infrastructure in the French sugar-ethanol sector, such as the one carried out in 2024 with ADEME (<https://librairie.ademe.fr/industrie-et-production-durable/6736-rencontre-de-la-transition-industrielle-9.html>), all highlight the distinctive characteristics of the sugar industry that make the sector a special case in the 'decarbonisation' of the economy (the seasonal nature of the activity, variability, and extraction).

The near-total decarbonisation of France's sugar industry is possible by combining process optimisations (including partial electrification), new technologies and the use of biomass for energy. This transformation requires the sector to make a technological and finan-

cial effort unprecedented on a global scale, against a backdrop of economic hardship.

The investment required is colossal and must take into account inflation, as well as the need to maintain ongoing investment in the modernisation and maintenance of industrial infrastructure not directly related to energy. It also requires the costs (capital, contractors, labour) to be discounted to the present value in order to finance the proposed projects with appropriate levels of support.

Maintaining the sector's competitiveness is an ongoing prerequisite: downstream in the sugar and ethanol markets, but just as much upstream, so that farmers receive sufficient remuneration to enable them to sustainably maintain sugar beet in their crop rotations across the country.

The radical transformations associated with decarbonisation require human resources capable of managing complex projects, the availability of new technologies and, above all, the continued achievement of agricultural yields capable of fully utilising an efficient, decarbonised industrial infrastructure within a sector that contributes to our country's prosperity.

The glass industry is decarbonising

Jacques Bordat

CO₂ emissions in the glass industry stem 80% from the fossil fuels used (natural gas) and 20% from so-called process emissions (decarbonation of raw materials). The energy mix consists of 80% natural gas and 20% electricity.

Given the nature of glassmaking—characterized by continuous furnace operation and increasingly long furnace lifespans—manufacturers have collaborated with public authorities on their decarbonization pathway. The two primary levers for decarbonization are the large-scale electrification of furnaces and glass recycling.

Large-scale electrification will rely on large hybrid furnaces, primarily used for packaging and flat glass. By reversing the energy mix through massive electrification (80% electricity), these furnaces enable a 50% to 70% reduction in CO₂ emissions.

Using recycled glass (glass is 100% and infinitely recyclable) helps reduce process emissions. Recycled glass (cullet) has become our primary raw material.

By gradually moving away from fossil fuels, this ambitious decarbonization pathway strengthens our sovereignty and requires the mobilization of all necessary resources (support schemes, earmarking of ETS revenues, access to low-carbon energy, and compensation for indirect costs).

The Electrification of Homes

Jean-Pierre Hauet

Significantly increasing the share of electricity in meeting the energy needs of housing is now recognized as one of the major objectives of energy policy. This

electrification is underway in new housing, thanks to RE2020. But its pace must double in existing housing.

In most cases, technical solutions are available, notably heat pumps and modern direct electric heating techniques. Electricity could thus cover around 70% of housing needs in 2050.

The problem is essentially that of financing the installations. To do this, it is necessary to define the right technical solutions, including an appropriate level of insulation and to pursue a long-term policy, leading to the phase-out of fuel oil in 2035 and that of fossil gas in 2050. Regulations, in particular those of the energy performance certificate, will have to be adapted in order to give more weight to CO₂ emissions.

Corsica's specific energy characteristics and the solutions set out in the PPE for decarbonisation and energy security

Pierre Fontaine

In 2005, Corsica experienced an electricity crisis caused by insufficient and aging generation infrastructure—a crisis that remains vividly remembered today. However, through successive planning cycles, the Corsican authorities and the State jointly addressed the situation by investing in interconnections with Italy, the Rizzanese dam, and photovoltaic energy, as well as by replacing the power plants in Ajaccio and Bastia.

The challenge for the new Multiannual Energy Plan (PPE)—currently under consultation—is to prepare for the electrification of energy consumption driven by the rise of electric mobility, the conversion of end-uses (particularly those currently reliant on liquefied petroleum gas networks), and the switch to bioliquids for the Ajaccio and Bastia power plants.

Energy transition and local governance: making better use of the potential of local authorities in France and Europe

Michel Derdevet and Mohamed Es-Sbai

The historic heatwaves that have recently affected Europe are a reminder that the climate emergency can no longer be addressed solely through global targets or energy choices decided “from above”. The energy transition is now also being shaped within territories: infrastructure adaptation, building renovation, renewable heat, decarbonised mobility, project acceptability and the resilience of essential services.

Yet the French energy model remains marked by a strong tradition of centralisation, built around the State, major operators and national networks. While this architecture has long helped ensure security of supply and still does, it still fits imperfectly with challenges that have become increasingly local.

Local authorities already have tools and initiatives at their disposal, but their resources remain uneven and their role often fragmented. By contrast, several European experiences highlight the value of a more territorial approach to the energy transition. The challenge,

therefore, is to better integrate local authorities into an energy governance framework based on subsidiarity, cooperation and resilience.

The energy transition and the risk of social inequality: the case of vulnerable households in France

Bertrand Lapostolet

France has one of the lowest-carbon electricity mixes in Europe, underpinned by a predominantly nuclear base load and a growing share of renewable energy.

This trajectory, which is in line with the objectives of the multi-annual energy plan, is not without transition costs, however, and these are borne unevenly by households. This article examines two mechanisms through which the transformation of the energy mix places a heavier burden on vulnerable groups: the regressive nature of carbon taxation, on the one hand, and the structural difficulty in renovating the most dilapidated housing stock, on the other.

Issue editor:
Richard Lavergne

Ont contribué à ce numéro



Remi AUBRY est Ingénieur process agroalimentaire (ESITPA, devenue UniLaSalle Rouen), spécialiste de l'environnement et du risque industriel.

Après une expérience de quelques années dans diverses fonctions d'ingénieur de production dans l'industrie agroalimentaire (meunerie, produits laitiers, produits surgelés, pommes de terre...), il a exercé une quinzaine d'années dans le domaine des services d'abord, en tant que consultant responsable de projets et formateur chez Lloyd's, dans la division chimie, puis chez SGS, où il est devenu directeur technique de SGS ICS France, puis directeur de département pour AFNOR Certification.

En charge depuis 20 ans du pôle Process industriels & Environnement au SNFS (Syndicat national des Fabricants de Sucre) et chargé de cours à l'Université d'Évry, ses sujets de compétence sont l'énergie, l'eau et ses recyclages, la réglementation environnementale, ainsi que les dispositions de maîtrise de la qualité et de la sécurité sanitaire des produits, de leur analyse de cycle de vie (recyclages, épandages) dans une approche industrielle transversale en lien étroit avec les autres pôles du SNFS (social, économie, agronomie)

Il est également chargé de cours à l'Université d'Évry-Paris-Saclay pour le module « Management de la Santé et de la Sécurité au travail » auprès d'alternants.



Dominique AUVERLOT est ingénieur général des Ponts, des Eaux et des Forêts. Il est membre permanent de l'Inspection générale de l'Environnement et du Développement durable.

Il a commencé sa carrière en 1986 au sein du ministère de l'Industrie à la direction de la Sûreté des installations nucléaires, puis a exercé en DRIRE Provence-

Alpes-Côte d'Azur et à l'École des mines d'Alès, avant de rejoindre l'Andra, en tant que directeur auprès du directeur général. Il a ensuite travaillé de 2000 à 2006 au sein du ministère de l'Équipement, comme adjoint au sous-directeur des Transports collectifs, puis comme sous-directeur chargé du budget et de la planification, à la direction générale des Routes.

De 2006 à 2019, il a occupé différents postes au sein du Commissariat général à la stratégie et à la prospective, dénommé aujourd'hui France Stratégie, d'abord comme directeur du département Développement durable, puis comme directeur de projet auprès du Commissaire général, ce qui l'a conduit à participer, à réaliser ou à encadrer différents travaux relatifs à la prospective, à

l'énergie, aux négociations climatiques mondiales, au calcul socio-économique et aux transports.



© Media gallery

Dr Fatih BIROL, As Executive Director of the International Energy Agency, has positioned the IEA at the forefront of global efforts to advance a secure, affordable and sustainable energy system. Since taking office in 2015, he has modernised the Agency by broadening its energy security mandate beyond oil to include electricity, natural gas, renewables and critical minerals,

strengthened the Agency's global leadership in clean energy transitions and expanded IEA membership to include major emerging countries. As a result, the IEA's share of global energy demand coverage has increased from 40% to over 80%. He has also played a central role in the global response to major energy security emergencies, including those triggered by the invasion of Ukraine in 2022 and the 2026 Strait of Hormuz crisis.

He joined the IEA in 1995 and steadily rose through the ranks from junior analyst to Chief Economist, where he oversaw the flagship World Energy Outlook. Throughout his career, he has been a leading advocate for expanding access to electricity and clean cooking solutions in developing countries, particularly in Africa.

He has twice been included in the TIME100 list of the world's most influential figures, in 2021 and 2026. His numerous honours include the French Legion of Honour, the Japanese Emperor's Order of the Rising Sun, the Swedish King's Order of the Polar Star, and the highest state decorations from Austria, Belgium, Germany, Italy, Korea, Portugal, and the United Arab Emirates.

Before joining the IEA, Dr Birol worked for the Organisation of the Petroleum Exporting Countries (OPEC) in Vienna. He holds degrees in power engineering and energy economics from the Technical University of Istanbul and the Technical University of Vienna. He also has an honorary doctorate from Imperial College London and has been elected a Foreign Member of the Chinese Academy of Engineering. He chairs the World Economic Forum's Energy Advisory Board and is an honorary life member of Galatasaray Football Club.

Jacques BORDAT, s'appuyant sur une formation d'ingénieur des Arts et Métiers, complétée par une formation en *marketing* industriel au CNAM, a effectué l'essentiel de sa carrière au sein du groupe Saint-Gobain, qu'il a rejoint en 1988. Au cours d'un parcours varié dans différentes fonctions et directions (développement de produits, *marketing*, fonctions commerciales, *supply chain*, économie circulaire, direction générale),



© Photo Harcourt

il a travaillé notamment pour Saint-Gobain Emballage (emballages alimentaires), Saint-Gobain Desjonquères (emballages pharmaceutiques) et Samin (minéraux industriels et recyclage du verre).

Depuis 2013, il est président de la Fédération des Industries du Verre qui rassemble 24 entreprises verrières dans les secteurs de l'emballage (alimentaire, parfumerie-cosmétique, pharmacie), du verre plat, de la gobeletterie, de l'isolation, de la fibre et des verres techniques. Avec plus de 40 usines en France intégrées au tissu économique et social local, les effectifs de la Fédération sont de 18 000 salariés et le chiffre d'affaires est de l'ordre de 5 milliards d'euros. Les entreprises verrières sont liées à des secteurs stratégiques pour la balance commerciale de la France (vins et spiritueux, parfumerie-cosmétique). Elles produisent également des produits indispensables à la décarbonation du bâtiment et à l'adaptation au changement climatique (verre plat, laine de verre).

Industrie à feu continu et intensive en énergie, les grands enjeux des industries verrières sont liés aux sources d'énergies, à la décarbonation, au système ETS et à l'économie circulaire.

Fort de son expérience dans le domaine de l'économie circulaire, il est par ailleurs président d'Alliance Recyclage qui regroupe les 4 grandes filières industrielles (acier, aluminium, papier-carton et verre) engagées dans le recyclage de leurs matériaux. Il représente à ce titre Alliance Recyclage à la CIFREP (Commission Inter-filière de Responsabilité Élargie des Producteurs) dans le collège des opérateurs de la gestion des déchets.

Impliqué dans l'action au niveau européen des fédérations sectorielles européennes, il est membre du Board de Glass Alliance Europe (GAE) qui regroupe 6 associations sectorielles européennes (emballages, verre plat, fibre de verre, arts de la table, laine de verre et verres spéciaux) et 14 associations nationales.



Stéphane BOURG a rejoint le BRGM en 2022 pour prendre la direction de l'Observatoire français des ressources minérales pour les filières industrielles (OFREMI), après 23 ans au Commissariat à l'énergie atomique et aux énergies alternatives (CEA).

Impliqué depuis plus de 10 ans sur la problématique des matières premières critiques et de leurs chaînes d'approvisionnement, notamment dans le cadre de la transition énergétique, il anime depuis 2016 le réseau européen d'experts sur les matières premières critiques (SCRREEN), qui accompagne la Commission européenne dans l'évaluation de la criticité. Il est également président de l'association internationale PROMETIA, qui promeut la minéralurgie et la métallurgie extractive pour la mine et le recyclage.

Chimiste de formation, il s'est lancé dans la gestion de projets en 2008, principalement en charge de projets de recherche européens ou internationaux liés au Forum GEN IV (réacteurs à sels fondus). Il est auteur ou co-auteur de plus de trente publications scientifiques et intervient régulièrement lors de conférences européennes ou internationales. Il continue également d'intervenir dans les formations scientifiques de niveau master.

Cédric BOURILLET est un haut fonctionnaire français spécialisé dans les enjeux énergétiques, climatiques, environnementaux et industriels. Il a connu de premières expériences dans le secteur privé, notamment chez la Fnac (2000-2001), où il a travaillé sur l'optimisation de la *supply chain*, puis aux États-Unis pour FTNA (2001-2002), où il a participé à la mise en place d'infrastructures télécoms. Son parcours dans le service public commence ensuite au ministère de l'Industrie (2003-2006) en Lorraine, puis au ministère de l'Écologie (2006-2018), où il pilote des politiques publiques relevant de la résilience : économie circulaire, santé-environnement, filières agricoles et maîtrise des risques industriels.

De 2018 à 2026, il occupe le poste de directeur général de la Prévention des risques, où il supervise la régulation des secteurs énergétiques et industriels à haut risque, la prévention des risques naturels, le développement de l'économie circulaire, l'atténuation et l'adaptation au changement climatique. Parallèlement, il siège au conseil d'administration de l'INERIS et de l'ADEME et contribue à des dispositifs de structuration industrielle comme le CNI (CSF) ou France 2030.

Depuis 2026, Cédric Bourillet dirige la direction générale de l'Énergie et du Climat (DGEC), qui pilote les politiques françaises de décarbonation et de souveraineté énergétique. Il assure le rôle de commissaire du Gouvernement dans les entreprises énergétiques comme EDF, Orano, Engie ou RTE.



Pierre-Franck CHEVET est Ingénieur général des Mines. Il a été nommé président d'IFP Énergies nouvelles le 2 juin 2020.

Il a débuté sa carrière en 1986 à l'Autorité de Sûreté nucléaire (ASN), où il a occupé différents postes. Puis, il a été, de 1995 à 1999, directeur de la DRIRE (direction régionale de l'Industrie, de la Recherche et de l'Environnement) et de l'ANVAR (Agence nationale de la Valorisation de la recherche) de la région Alsace. Il a ensuite rejoint la région Nord Pas-de-Calais en tant que directeur de la DRIRE de cette région et directeur de l'École des mines de Douai.

En 2005, il est nommé au cabinet du Premier ministre en tant que responsable du pôle « Industrie, énergie, environnement et innovation ». De 2007 à 2012, il est directeur général de l'Énergie et du Climat au sein du ministère chargé de l'Énergie. De 2012 à 2018, il est président de l'Autorité de Sûreté nucléaire. De 2019 à

mai 2020, il est membre du Conseil général de l'Économie et a été chargé de plusieurs missions interministérielles.



© Gézelin Grée Minefi

Thomas COURBE, ingénieur général de l'Armement, débute sa carrière en 1995 au ministère de la Défense. Il rejoint la direction générale du Trésor en 2002.

En 2010, il est nommé directeur de cabinet du secrétaire d'État chargé du Commerce extérieur (Pierre Lellouche) et directeur adjoint de cabinet des ministres de l'Économie des Finances et de l'Industrie (Christine Lagarde puis François Baroin).

En 2012, il revient à la direction générale du Trésor où il occupe les fonctions de secrétaire général, puis de directeur général adjoint à partir de 2015.

Depuis juillet 2018, Thomas Courbe est directeur général des Entreprises.



Patrick CRIQUI (HEC-75), directeur de recherche émérite au CNRS et à l'UGA, travaille sur l'économie de la transition énergétique et des politiques climatiques, au Laboratoire d'Économie Appliquée de Grenoble (GAEL). Il est également expert pour ENERDATA, Expertise France et France Stratégie.

Ses premières recherches ont porté sur l'économie de l'énergie solaire, puis sur la modélisation des marchés énergétiques internationaux. Il a ensuite développé le modèle énergétique mondial de long terme POLES, utilisé par la Commission européenne et diverses administrations ou entreprises en Europe, pour l'analyse économique des politiques climatiques. Il a par ailleurs été "lead author" du Groupe de Travail n°3 du GIEC (collectivement Prix Nobel de la Paix en 2007).

Membre de la Commission économique pour le Développement durable auprès du ministère de la Transition écologique de 2007 à 2024, il a siégé ou siège dans plusieurs conseils scientifiques : IFP-EN (2015-2023), Chaire d'Économie du Climat, IHEST. Il a aussi enseigné dans différentes universités en France et à l'étranger. Il concentre aujourd'hui ses travaux sur les stratégies nationales de développement bas carbone (France, Algérie, Maroc, Vietnam...).

Auteur de plus de 200 publications scientifiques, son dernier ouvrage paru est *Énergie, retrouver une ambition européenne* (Éditions Descartes, 2024).

Patrick d'HUGUES est microbiologiste de formation. Il obtient son diplôme d'ingénieur en microbiologie industrielle et appliquée à l'Université de Provence en 1992. À partir de 1993, il réalise une thèse sur la biolixiviation appliquée au traitement des minerais, puis part effectuer un post-doctorat en Angleterre, à l'Univer-



sité de Warwick (1997). Jusqu'en 1999, il travaille comme ingénieur R&D au sein de LaSource SAS, sur le développement de procédés appliqués à la mine et à l'environnement.

Il rejoint le BRGM en 1999 et mène des activités de R&D en biotechnologie, biogéochimie et écologie microbienne. En 2000, il participe au démarrage de l'installation industrielle de Kasese (Ouganda), destinée à la production de cobalt par biohydrométallurgie.

À partir de 2004, il intervient dans de nombreux projets de R&D européens (BioMinE, ProMine) et coordonne le projet de recherche du 6^e PCRD, Bioshale.

De 2010 à 2018, Patrick d'Hugues assure la responsabilité de l'unité de R&D « Déchets et Matières Premières » du BRGM, dont l'activité principale est le développement et l'analyse environnementale d'éco-technologies dans le domaine des ressources minérales (primaires et secondaires) et des déchets (recyclage).

En 2019, il devient directeur du programme scientifique du BRGM dédié aux ressources minérales et à l'économie circulaire. À ce titre, il a contribué à la création de l'OFREMI, l'Observatoire français des Ressources minérales pour les filières industrielles. Depuis janvier 2025, il est directeur des Ressources minérales au BRGM. Il est également membre de différents comités scientifiques (direction des Énergies du CEA, ADEME) et président du comité exécutif de l'association européenne Prometia (Mineral Processing and Extractive Metallurgy for Mining and Recycling).



Thierry de MAZANCOURT

est membre associé du Conseil général de l'Économie. Normilien et ingénieur des Mines de Paris, il est titulaire d'un DEA de physique théorique des liquides, de mécanique théorique, ainsi que de l'agrégation de mathématiques. Il a commencé sa carrière en 1984 comme inspecteur des installations nucléaires, puis a travaillé au ministère de l'Économie

et des Finances, notamment comme conseiller pour les Affaires industrielles, la Recherche et l'environnement à partir de 1993.

Dans les années 1990 et 2000, il a exercé plusieurs postes de direction dans le secteur privé, notamment chez Safran et Alcatel Contracting. En avril 2018, il a pris la direction de l'IMT Mines Alès avant d'être nommé, en 2021, chargé de mission au CGE.

Emeric de VIGAN est président de 42 Advisors, cabinet indépendant de conseil en marchés de l'énergie. Il y conduit des missions de stratégie de marché, de gestion des risques et d'analyse réglementaire pour des producteurs, investisseurs et fournisseurs européens, et publie régulièrement des analyses de



données de marché (RTE, EPEX, EEX), privilégiant une lecture factuelle et souvent contre-intuitive des dynamiques de prix.

Il a auparavant exercé comme *trader* d'électricité chez EDF, J.P. Morgan et Mercuria, où il a couvert les marchés de gros européens sur les horizons *spot*, infrajournalier et à terme. Cette expérience de marché nourrit une approche à

la fois quantitative et opérationnelle des mécanismes de prix, de la couverture et de la flexibilité.



Michel DERDEVET est une figure connue du secteur énergétique français. Avant de rejoindre EY-Parthenon en tant que Senior Advisor en 2020, il a été secrétaire général, membre du directoire d'Enedis, poste qu'il a occupé pendant huit ans.

Auparavant, il avait rejoint EDF en 1985, où il a occupé divers postes de dirigeant, notamment celui de

délégué général adjoint aux Affaires communautaires (de 1998 à 2000) ; de 2000 à 2012, il a été le directeur de la Communication et des Affaires publiques de RTE.

Parallèlement à son activité dans le secteur de l'énergie, Michel Derdevet a joué un rôle important dans la sphère politique et publique française. De 1984 à 1986, il a été directeur de cabinet de Martin Malvy, alors secrétaire d'État à l'Énergie ; il a occupé de nouveau ce poste auprès de Martin Malvy, alors ministre du Budget (1992-1993), et enfin celui de directeur de cabinet de Christian Pierret, ministre de l'Industrie (1997-1998).

Au-delà de ses activités d'enseignement, à l'IEP de Paris et au Collège d'Europe de Bruges, il a publié ces dernières années de nombreux ouvrages et articles et rendu plusieurs rapports au Gouvernement, dont, en février 2015, « Énergie, l'Europe en réseaux », suite à une commande du président de la République.

Il préside, depuis 2020, le *think tank* Confrontations Europe et la Maison de l'Europe de Paris.

Jean-Guy DEVEZEAUX DE LAVERGNE est docteur d'État en Sciences Économiques (Paris-I Panthéon-Sorbonne). Il est aussi titulaire d'un diplôme d'ingénieur de l'École supérieure d'électricité (Sup'Elec).

Après divers postes dans la stratégie puis la technique à AREVA, il a dirigé l'Institut de Technico-Économie des Systèmes Énergétiques du CEA (I-tésé) de mi-2009 à mi-2019. En retraite depuis 2019, il collabore avec le laboratoire de Génie Industriel de Centrale-Supélec et d'autres établissements d'enseignement et de recherche. Il donne des cours au sein de cette première école, ainsi que dans d'autres structures académiques. Il est membre du comité de rédaction de la *Revue de l'Énergie*.

Il a publié près de 200 articles dont les sujets portent notamment sur l'économie du nucléaire, du solaire, de



l'hydrogène, les systèmes électriques, les liens énergie et climat, les études stratégiques, économiques et prospectives, la modélisation « macro-énergétique » et économétrique. Il a notamment rédigé les deux chapitres « Les coûts du nucléaire : aspects méthodologiques » et « Les coûts de production de l'énergie nucléaire » dans l'ouvrage

Économie de l'énergie nucléaire, ISTE édition (CNRS), paru fin 2022.

Il a contribué aux choix gouvernementaux de la France, en matière de politique énergétique, au sein de nombreuses commissions et de groupes de travail. Il a aussi conseillé de nombreux gouvernements, et tout particulièrement l'Algérie, la Jordanie, le Koweït, le Maroc, la Tunisie. Il a aussi œuvré au sein de l'OCDE, en particulier comme vice-président du Comité en charge de l'économie du nucléaire. Il a été président de la section « Économie » de la Société française d'Énergie Nucléaire à plusieurs reprises, jusqu'en septembre 2019.

De 2019 à 2022, il est membre du groupe d'experts de la mission « Criqui », qui établit pour le Premier ministre les coûts d'abattement carbone dans le cadre de la préparation de la Stratégie Nationale Bas Carbone.



Mohamed ES-SBAI est économiste de la régulation et de l'énergie. Responsable Marge Énergie à la direction financière d'Engie, il est également conseiller énergie auprès de Confrontations Europe. Chercheur associé au LIRAES (Université Paris-Cité), il enseigne la microéconomie et les politiques publiques dans plusieurs établissements d'enseignement supérieur, notamment à l'Université Paris-Dauphine et à l'université Paris 1 Panthéon-Sorbonne.



Anne-Isabelle ETIENVRE est diplômée de l'École normale supérieure de Paris-Saclay, agrégée de Sciences Physiques. Elle est également titulaire d'un doctorat en physique des particules, ainsi que d'une Habilitation à Diriger des Recherches (HDR). Elle a mené des recherches en physique des particules et participé à la construction de grands projets instrumentaux pour le CERN.

Elle a rejoint le CEA en 2003, au département de Physique des particules, dont elle a pris la direction en 2014.

En 2016, elle a été nommée directrice de l'Institut de recherche sur les lois fondamentales de l'univers (Irfu), poste qu'elle a occupé pendant 6 ans. Cet institut de 1 100 collaborateurs mène à bien de la R&D dans

le domaine de la physique subatomique, du spatial, du numérique et de l'instrumentation associée à ces domaines (détecteurs de particules, accélérateurs, microélectronique, aimants supraconducteurs, spatial). De 2022 à 2023, elle a été conseillère en charge de la recherche auprès de la ministre de l'Enseignement supérieur et de la Recherche.

De 2023 à 2025, elle a été directrice de la Recherche fondamentale (DRF) au CEA. La DRF regroupe 10 instituts de R&D, pour les domaines et programmes clés du CEA, et rassemble plus de 4 000 collaborateurs. Elle assure le pilotage de grands projets, dans le cadre d'accords bilatéraux ou d'infrastructures de recherche, est impliquée dans plus de 30 programmes de France 2030. Très ouverte à l'international au travers d'accords de partenariat structurants, le DRF est également ancrée dans la recherche partenariale, avec 550 brevets actifs, et 38 *start-up* actives.

Anne-Isabelle Etievre a été nommée administratrice générale du CEA par le conseil des ministres du 11 juillet 2025.



Valérie FAUDON est déléguée générale de la Société française d'Énergie Nucléaire (SFEN) et vice-présidente de l'European Nuclear Society (ENS). Elle est enseignante à Sciences-Po dans le cadre de la Public School of International Affairs. Elle a été directrice *marketing* d'AREVA de 2009 à 2012, après avoir occupé différentes fonctions de direction chez HP puis Alcatel-Lucent, aux États-Unis et en France.

Elle est diplômée de l'École polytechnique, de l'École nationale des ponts et chaussées, et de l'Institut d'études politiques de Paris. Elle est aussi titulaire d'un Master of Science de l'Université de Stanford en Californie.

Pierre FONTAINE, administrateur de l'État, a été conseiller Énergie et Industrie à la Représentation permanente de la France auprès de l'Union européenne de 2003 à 2005, puis sous-directeur en charge de l'électricité à la direction générale de l'Énergie et des Matières premières (DGEMP) de 2005 à 2009, puis sous-directeur du « système électrique et des énergies renouvelables » à la direction générale de l'Énergie et du Climat (DGEC) de 2009 à 2015.

Il est, au moment de la rédaction de cet article, conseiller auprès du directeur général de l'Énergie et du Climat en charge des zones non interconnectées et coordonne à ce titre l'élaboration des programmations pluriannuelles de l'énergie dans les différentes zones non interconnectées au réseau métropolitain continental.

Philippe GUIGNARD est ingénieur général des Ponts, des Eaux et des Forêts, membre permanent de l'Inspection générale de l'Environnement et du Développement durable. Diplômé d'AgroParisTech et de l'ENSAE, titulaire d'un doctorat en économie, il a commencé sa



carrière au ministère de l'Agriculture, en charge du suivi des questions relatives au génie génétique et secrétaire de la Commission du génie biomoléculaire alors présidée par le professeur Axel Kahn.

Ensuite, il a été plusieurs fois directeur régional de l'Industrie, de la Recherche et de l'Environnement, en Haute-Normandie et en Rhône-Alpes notamment. Il a aussi dirigé le cabinet du ministre de l'Écologie et du Développement durable en 2004.



Jean-Pierre HAUET est ancien élève de l'École polytechnique et Ingénieur du corps des Mines. Il a commencé sa carrière dans l'administration en tant que chargé de mission auprès du délégué général à l'Énergie et rapporteur général de la Commission de l'Énergie du Plan. Il est entré ensuite à la Compagnie générale d'Électricité (CGE) et y a occupé différentes fonctions :

d'abord comme président des Laboratoires de Marcoussis, centre de recherches d'Alcatel-Alsthom, puis directeur général Produits et Techniques de Cegelec, avant de devenir Senior Vice-President & Chief Technology Officer du groupe Alstom.

Depuis 2002, il est directeur général de KB Crawl SAS et exerce des activités de conseil dans les domaines de l'énergie, des automatismes, des radiocommunications et de la cybersécurité.

Il est président du Conseil scientifique, économique, environnemental et social de l'association Équilibre des Énergies (EdEn).

Jean-Pierre Hauet est l'auteur de nombreuses publications dont un ouvrage *Comprendre l'énergie – Pour une transition énergétique responsable*, paru aux éditions l'Harmattan en 2014.



Daniel IRACANE, diplômé de l'École polytechnique et titulaire d'une thèse en physique théorique, a mené, au Commissariat à l'Énergie atomique et aux Énergies alternatives (CEA), des travaux de recherche en physique fondamentale avant de s'orienter vers l'énergie nucléaire.

Il a occupé différentes responsabilités dans les domaines de la gestion des déchets nucléaires puis des infrastructures de recherche du CEA. Après avoir été directeur adjoint de la direction des Relations internationales du CEA, il devient directeur général adjoint de l'Agence pour l'Énergie nucléaire de l'OCDE. Actuellement membre de l'Académie des technologies, il participe activement aux travaux de son pôle Énergie.



Bertrand LAPOSTOLET, diplômé en sociologie et en sciences politiques, s'est engagé depuis 1990 dans la lutte contre le mal-logement, d'abord sur le terrain associatif lyonnais, puis comme chef de projet du Plan départemental d'Actions pour le logement des personnes défavorisées et du Fonds de solidarité logement de la Loire (2003-2008).

De 2008 à 2017, il anime le programme « Toits d'Abord » de la Fondation pour le Logement. Il cosigne en 2009 le rapport « Précarité énergétique » du Plan Bâtiment Grenelle, et participe au débat national sur la transition énergétique qui aboutira en 2015 à la Loi Transition énergétique pour la croissance verte.

En 2017 et 2018, il dirige SoliNergy, fonds de dotation dédié à la lutte contre la précarité énergétique au sein du groupe Effy. Il a notamment contribué au numéro d'avril 2018 de la présente série (n°90), consacré au « Le bâtiment dans la transition énergétique ». Il rejoint ensuite le mouvement Solidarités nouvelles pour le Logement dont il dirige la foncière solidaire jusqu'en 2025.

Aujourd'hui consultant et petit producteur d'hydroélectricité, il codirige la foncière eclOOre, coopérative dédiée au Logement d'Abord dans la Métropole de Lyon.



Richard LAVERGNE est ingénieur général honoraire du corps des Mines, ancien élève de l'École polytechnique (promotion 1975).

Il est membre du Comité de mission d'Électricité de Strasbourg. De 2017 à 2021, il a été membre permanent du Conseil général de l'Économie (CGE), où il était notamment référent « Énergie et climat », après avoir

été à partir de 2008 conseiller à la fois auprès du directeur général de l'Énergie et du Climat (DGEC) et de la Commissaire générale au Développement durable (CGDD). À ce titre, il a assuré notamment les missions de vice-président du Comité permanent pour la coopération à long terme de l'Agence internationale de l'Énergie, de président pour l'UE du groupe thématique sur les marchés et les stratégies énergétiques dans le cadre du Dialogue énergétique UE-Russie.

En 2011 et 2012, il a été rapporteur général de la Commission Énergies 2050 créée par le ministre Éric Besson, chargé de l'Industrie et de l'Énergie, et, en 2012 et 2013, il a été fortement impliqué à différents titres dans l'organisation du débat national pour la transition énergétique. De 2008 à 2017, il a été membre du comité directeur de l'Association française des Économistes de l'Énergie (AEE).

De 1995 à 2008, il a été directeur de l'Observatoire de l'Énergie et des Matières premières au sein du ministère chargé de l'Énergie. De 1990 à 1995, il a été directeur du Réseau national d'essais (RNE, actuellement Cofrac).

Il est chevalier de la Légion d'honneur et officier dans l'ordre du Ouissam alaouite (Maroc).



Sylvain LE NET est le responsable énergie et changement climatique de France Chimie. En 2009, il débute sa carrière dans la branche dédiée au négoce et à l'approvisionnement en gaz naturel d'Engie, avant d'entrer dans le cabinet de conseil Sia Partners.

En 2014, il rejoint COPACEL, la fédération du papier et du carton en France, pour défendre la compétitivité de l'approvisionnement en gaz, en électricité et en biomasse de ce secteur intensif en énergie.

En 2018, il poursuit son engagement en faveur d'une industrie plus compétitive et moins émettrice de gaz à effet de serre, cette fois-ci au sein de France Chimie.



Mickaele LE RAVALEC est directrice Économie et Veille à IFPEN. Auparavant, elle a conduit des recherches en géostatistique et optimisation pour la modélisation du sous-sol et dirigé successivement les départements de Géologie, puis Géoressources et enfin Sciences pour les sols et sous-sols.

Par la suite, elle a occupé conjointement les fonctions d'adjointe scientifique pour la direction des Sciences de la terre à IFPEN et de conseillère scientifique au Haut Conseil de l'évaluation de la recherche et de l'enseignement supérieur (Hcéres).

Parallèlement à ses activités à IFPEN, elle a été membre, puis vice-présidente, de la Commission nationale d'Évaluation (CNE2) des recherches et Études relatives à la gestion des matières et déchets radioactifs.

Ingénieure de l'École et Observatoire des Sciences de la Terre (EOST), elle est titulaire d'un doctorat (Université de Rennes), d'une HDR en sciences de la Terre (Université Louis Pasteur de Strasbourg) et d'un Executive Master en finance d'entreprise (Université de Paris Dauphine).



Stefan LOUILLAT, ingénieur confirmé dans les sujets des énergies renouvelables et de l'efficacité énergétique des bâtiments, a coordonné l'action de la direction régionale Île-de-France sur la transition énergétique de 2006 à 2020. Il a ainsi accompagné de nombreux projets territoriaux.

Depuis 2022, il est chef du service Énergies renouvelables et Réseaux, dans lequel il coordonne les actions sur les EnR électriques (innovation, études, accompagnement des acteurs).



Cécile MAISONNEUVE a débuté sa carrière en 1997 comme administratrice, puis conseillère des services de l'Assemblée nationale, où elle a exercé ces fonctions pendant 10 ans, successivement auprès des commissions de la Défense, des Lois et des Affaires étrangères. Elle a ensuite été en charge de la prospective et des affaires publiques internationales du groupe Areva, avant

de prendre la direction du Centre énergie et climat de l'Institut français des Relations internationales (Ifri) en 2013, pour en devenir conseillère de 2015 à 2025. Elle a rejoint le groupe Vinci en 2015, dont elle a présidé pendant 6 ans le laboratoire d'innovation et de prospective urbaine, La Fabrique de la Cité.

Elle dirige depuis 2022 Decysive, entreprise de recherche, de conseil et de prospective sur les questions énergétiques, environnementales et géopolitiques. Elle est également membre du conseil de surveillance de Rubis, société cotée intervenant dans la distribution et la production d'énergie, et du comité d'investissement de Naxicap.

Cécile Maisonneuve est experte associée auprès de l'Institut Montaigne et chroniqueuse à *L'Express* (depuis mars 2021) et *Les Échos* (depuis août 2023) sur les sujets énergétiques.

Ancienne élève de l'École normale supérieure, titulaire d'un master de l'Université Paris IV-Sorbonne et lauréate de l'Institut d'études politiques de Paris, elle est chevalier de la Légion d'honneur et chevalier des Arts et des Lettres. Elle est l'auteur d'une biographie de Benjamin Franklin (Perrin, 2008) et de nombreux rapports consacrés aux questions énergétiques et géopolitiques pour divers *think tanks* français et américain.



© Igor Lubinetsky

David MARCHAL, ingénieur général des Mines, ancien élève de l'École polytechnique, est depuis 2023 directeur exécutif de l'expertise et des programmes à l'ADEME, et pilote à ce titre les différents dispositifs d'accompagnement à la transition écologique, ainsi que les études réalisées par l'Agence. Il est également particulièrement impliqué sur les sujets liés à l'énergie et à la prospective.

Passionné par les problématiques environnementales, il rejoint l'ADEME en 2009, après un début de carrière dans les télécoms. Il a ensuite occupé successivement, les postes de chef de service adjoint Réseaux et Énergies renouvelables, de directeur adjoint Production et Énergies durables, puis de directeur exécutif adjoint de l'Expertise et des Programmes.

Sophie MOUGARD, diplômée de l'École polytechnique et de l'École nationale des ponts et chaussées, est également titulaire d'un Master of Business Administration (MBA) du Collège des Ingénieurs.



Elle commence sa carrière au ministère de l'Équipement dans les métiers de la maîtrise d'ouvrage puis des transports terrestres ferroviaires. Elle dirige ensuite le département Bâtiments et Équipements de Roissy-Charles de Gaulle au sein d'Aéroports de Paris.

Après deux années au cabinet du Premier ministre Lionel Jospin

en tant que conseillère technique en charge des transports, elle rejoint la Région Île-de-France dont elle est directrice générale adjointe puis directrice générale des services.

En 2006, au moment de la décentralisation des transports urbains et régionaux en Île-de-France, elle prend la direction générale du Syndicat des transports d'Île-de-France (STIF) devenu depuis Île-de-France Mobilités, l'autorité organisatrice (AOM) en charge de l'organisation, du développement et du financement des transports publics de voyageurs en Île-de-France, qui sont assurés par la RATP, la SNCF et les opérateurs privés. Elle assure cette fonction jusqu'en 2016.

De 2017 à 2022 elle dirige l'École nationale des ponts et chaussées, qui forme des ingénieurs de haut niveau dans les domaines du génie civil, du génie mécanique et du génie environnemental, du génie industriel, des mathématiques appliquées et de l'économie, en s'appuyant sur douze laboratoires de recherche et ses liens étroits avec le monde de l'entreprise.

Ingénieure générale des Ponts, des Eaux et des Forêts, Sophie Mougard est Inspectrice générale de l'Environnement et du Développement durable, présidente de la section Mobilités Transports et mène des missions de conseil et d'expertise sur les champs de la transition énergétique, du climat et des mobilités.

Elle est membre de l'Académie des technologies depuis 2014 et membre du conseil scientifique d'EDF.



© Samuel Duplaix

Jules NYSSSEN est agrégé d'économie, avocat (en omission du barreau), haut fonctionnaire et cadre dirigeant. Il a débuté sa carrière comme professeur de sciences économiques à l'Université de Saint-Étienne puis d'Aix-Marseille. En 1998, il rejoint le cabinet de Michel Vauzelle, président de la Région Provence-Alpes-Côte d'Azur, pour y suivre

les dossiers liés à l'enseignement supérieur, à la recherche et à l'éducation. En 2004, il est nommé directeur général des services de cette collectivité locale et quitte alors l'Université.

Il est nommé directeur général des services de la ville de Montpellier en 2008, poste qu'il conserve jusqu'en 2014. Il s'inscrit alors au barreau de Marseille comme avocat et fonde un cabinet en conseil stratégique et juridique. En 2016, il est nommé président exécutif d'Ate-liers Jean Nouvel et travaille sur quelques dossiers

emblématiques de l'agence comme le Louvre à Abu Dhabi, les tours Duo à Paris ou la tour La Marseillaise. Courant 2017, il prend la direction de la direction régionale Nord-Pas-de-Calais du Centre national de la Fonction publique puis de l'INSET de Dunkerque. En septembre 2018, il devient délégué général de Régions de France où il sert sous les mandats d'Hervé Morin, Renaud Muselier et Carole Delga. Il est élu, en 2022, à la présidence du Syndicat des énergies renouvelables, puis réélu en 2025.

Jean-Michel PARROUFFE est, depuis juillet 2022, expert national Systèmes énergétiques au sein de la direction Bioéconomie et Énergies renouvelables à l'ADEME. De 2007 à 2022, il a été chef du service Réseaux et énergies renouvelables de l'ADEME.

Docteur en génie chimique de l'Université McGill (Montréal), titulaire de maîtrises en génie mécanique de l'Université Laval (Québec) et en génie industriel de l'École polytechnique de Montréal, il a travaillé comme chercheur au Laboratoire des technologies de l'énergie d'Hydro-Québec et en tant qu'ingénieur de recherche à l'Institut canadien de recherche sur les pâtes et papiers.

Ensuite, il a œuvré comme consultant en gestion des technologies de l'énergie, puis comme directeur de projets chez GPCo, une firme spécialisée dans le développement de projets d'énergies renouvelables au Canada.



Patrick PÉLATA, après l'X, les Ponts, son doctorat en socio-économie de l'École des hautes études en sciences sociales et quelques années de recherche, a rejoint le groupe Renault en 1984 dans la production, puis dans l'ingénierie qu'il a dirigée. Il est parti au Japon en 1999 en tant que vice-président exécutif de Nissan.

De retour chez Renault, il est devenu directeur délégué en charge des opérations en 2008. Impliqué depuis 2002 dans la décarbonation des mobilités routières, il a piloté le programme de véhicules électriques de Renault, dont la Zoe, annoncée en 2009.

Après 5 ans à San Francisco, chez Salesforce, puis avec sa propre société Meta Strategy Consulting, il opère désormais depuis Paris. En 2023, il a été élu président de l'Académie des technologies. Il en est désormais un président honoraire.

Il est administrateur de Safran, d'Orano et de Vulog (plateforme d'autopartage) depuis 2017 et 2018.

Antoine PELLION est un expert des politiques énergétiques et environnementales, ayant joué un rôle clé dans la planification écologique de l'État français. Il porte une vision systémique conciliant les objectifs écologiques (climat, biodiversité, économie circulaire) avec les enjeux économiques (souveraineté, développement des filières industrielles) et sociaux (transition



juste). Ses travaux ont aussi porté sur l'adaptation au changement climatique.

Il a créé en 2022 le secrétariat général à la Planification écologique (SGPE) auprès des Premiers ministres successifs Élisabeth Borne, Gabriel Attal, Michel Barnier et François Bayrou, chargé de piloter et d'accompagner la mise en œuvre du plan de

transition écologique de la France, et plus particulièrement des acteurs économiques et des territoires. À ce titre, il a développé de solides relations avec les collectivités locales, ainsi que les principales filières industrielles engagées dans la décarbonation.

Après avoir dirigé le SGPE pendant 3 ans, il est maintenant directeur général adjoint d'Idex, une entreprise à mission engagée dans la transition énergétique des collectivités locales et des entreprises. Il est aussi président du Comité 21, une association qui rassemble les collectivités et les entreprises qui agissent pour la transition écologique.

Ingénieur du Corps des Mines, Antoine Pellion a bâti son expérience professionnelle en entreprise et dans le secteur public, autour des enjeux de la transition énergétique, écologique et climatique. Après avoir commencé dans le domaine de l'énergie, en travaillant notamment pour Areva sur le chantier de l'EPR d'Olkiluoto et pour Enedis, il a occupé plusieurs postes stratégiques au sein de l'administration publique : en tant que conseiller énergie, environnement et transports du président de la République et en tant que chef du pôle environnement, énergie, logement, agriculture et transports au cabinet de plusieurs Premiers ministres : Jean Castex, Élisabeth Borne et Gabriel Attal, fonctions qu'il a cumulé avec celle de secrétaire général à la planification écologique depuis l'été 2022.



Baptiste PERRISSIN-FABERT

est normalien en sciences sociales et ingénieur du Corps des Ponts des Eaux et des Forêts. Il a commencé sa carrière comme chercheur au CIRED, où il a réalisé une thèse de doctorat en économie du climat sur la « valeur sociale du carbone et le financement de la transition bas carbone », de septembre 2010 à décembre 2013. Après une expérience

au Commissariat général au Développement durable (CGDD) en tant qu'économiste du climat de janvier 2014 à octobre 2016, puis à France Stratégie comme chef de projet Développement durable et Stratégie de novembre 2016 à juillet 2017, il intègre le cabinet de Brune Poirson, Secrétaire d'État à la Transition écologique, en tant que conseiller économique (juillet 2017 à décembre 2018) puis comme directeur de cabinet (de janvier 2019 à juillet 2020) où il a notamment piloté l'élaboration de la loi anti-gaspillage pour une économie circulaire.

Puis, début 2021, Baptiste Perrissin-Fabert devient chargé d'une mission sur la « finance bleue » pour la ministre de la Mer. En avril 2021, il rejoint l'Agence de la Transition écologique (ADEME) en tant que directeur exécutif de l'Expertise et des Programmes. Puis en parallèle, il a assuré de septembre 2022 à octobre 2023, l'intérim du poste de directeur général délégué. En octobre 2023, il est nommé directeur général délégué à l'expertise de l'ADEME.



Christophe POINSSOT est depuis 2020 le directeur général délégué du Bureau de recherches géologiques et minières (BRGM) où il a également été directeur scientifique de 2020 à 2024. Dans ce cadre, il est notamment très impliqué dans les actions de soutien à la politique publique de sécurisation des approvisionnements en ressources minérales. Il est également le représentant du

BRGM au *board* de l'association des services géologiques européens EuroGeoSurveys, qu'il a présidé en 2023 et 2024.

Ancien élève de l'École normale supérieure où il a suivi un double cursus en géologie et physique, il est titulaire d'une thèse de doctorat en physique/sciences des matériaux (1997) et d'une HDR en chimie (2007).

Il a d'abord travaillé durant 25 ans au CEA où il a notamment développé une expertise reconnue dans l'aval du cycle électronucléaire (gestion des déchets, recyclage des combustibles, empreinte environnementale, soutenabilité) tout en prenant des responsabilités managériales croissantes. Après 10 ans à Saclay, où il a dirigé les équipes travaillant sur le stockage des déchets, il a rejoint en 2008 le centre de Marcoule, où il a dirigé, de 2011 à 2018, le département de R&D chargé de développer les procédés de recyclage des combustibles et d'extraction de l'uranium.

Il est nommé en 2018 conseiller nucléaire à l'ambassade de France en Chine (Pékin) où il participe activement aux discussions intergouvernementales sur le nucléaire civil tout en accompagnant les industriels.

Il a été élu à l'Académie des technologies en novembre 2024, où il est actif au sein du pôle énergie qu'il coprécide. Il a également été nommé par le Gouvernement en juillet 2025 membre de la Commission nationale d'évaluation sur les recherches et études relatives à la gestion des matières et des déchets radioactifs (CNE2).

Christophe Poinssot est chevalier de la Légion d'honneur et officier des Palmes académiques.

Laurence POIRIER-DIETZ a débuté sa carrière chez EDF GDF Services en tant que responsable *marketing*-clientèle en Touraine. Elle conduit notamment le pilotage et le management des activités *marketing* opérationnel et stratégique. En 1997 elle devient responsable agence entreprise et collectivités locales d'EDF GDF Services Loir et Cher où elle gère entre autres les portefeuilles clients. Dans la continuité de ce poste,



elle devient en 2000 responsable collectivités locales EDF GDF Services Loir et Cher où elle a en charge les relations avec les élus et acteurs institutionnels.

Elle rejoint en février 2004, ce qui deviendra GRDF, en tant que déléguée communication et collectivités locales à la région Ouest où elle a en charge les relations avec les grandes autorités concédantes,

gestion du portefeuille de contrats de concession. En octobre 2010 elle rejoint le siège où elle a préparé la mise en place de la nouvelle organisation du développement commercial et des relations territoriales de GRDF.

En juillet 2011, elle est nommée directrice générale de CLIMESPACE, la société exploitant le réseau de froid urbain de Paris, l'un des plus importants réseaux de froid urbain au monde. Intégrées à l'architecture et totalement invisibles, les centrales de production d'énergie frigorifique répondent aux besoins de rafraîchissement des hôtels, grands magasins, bureaux, bâtiments de la République, musées ou encore salles de spectacles.

En 2016, elle est nommée directrice générale adjointe d'ENGIE Ineo, filiale d'ENGIE spécialisée dans le domaine des installations électriques, de la ville intelligente et des réseaux intelligents, avant de rejoindre la *Business Unit* Industrie d'ENGIE Solutions en 2020, en tant que directrice générale adjointe.

Depuis le 1^{er} juin 2021, elle est directrice générale de GRDF, le principal gestionnaire de réseau de distribution de gaz français.

Dans le cadre de ses fonctions, Laurence Poirier-Dietz s'investit dans la promotion des femmes en tant que mentor, notamment au sein des métiers techniques mais aussi dans leur promotion à des postes de dirigeantes. Elle a à ce titre signé une convention avec l'association « Elles bougent » afin de promouvoir la place des femmes dans l'industrie.



Patrick POUYANNÉ, diplômé de l'École polytechnique et ingénieur en chef du corps des Mines, occupe de 1989 à 1996 divers postes dans l'administration au ministère de l'Industrie et de l'Environnement et dans des cabinets ministériels (conseiller technique pour l'environnement et les PME auprès du Premier ministre – Édouard Balladur – de 1993 à 1995, directeur de cabinet

du ministre des Technologies de l'Information et de l'Espace – François Fillon – de 1995 à 1996).

En janvier 1997, il rejoint TotalEnergies et occupe des fonctions en Angola puis au Qatar. De 2002 à 2011, il est en charge de la direction Finances, Économie, Informatique puis de la direction Stratégie, Croissance, Recherche de la branche Exploration-Production. En janvier 2012, il est nommé directeur général Raffinage-Chimie et membre du comité exécutif de la com-

pagnie. Le 22 octobre 2014, il est nommé directeur général de Total S.A. puis président-directeur général à compter du 19 décembre 2015.

Patrick Pouyanné est également membre du conseil d'administration (depuis mai 2017), administrateur référent et président du Comité d'Éthique et de Gouvernance (depuis mai 2026) de Capgemini SE. Il est vice-président de l'association française des Entreprises pour l'Environnement (EpE) après en avoir assuré la présidence entre juin 2022 et juin 2025, ainsi que membre du conseil d'administration de l'École polytechnique (depuis septembre 2018) et de l'Institut du monde arabe (depuis 2017).

Il est officier de la Légion d'honneur.



Jérôme SABATHIER est responsable du département d'Évaluation Économique et Environnementale à IFPEN. Il est ingénieur de l'École des Mines et de l'IFP School en France, et détient un Master of Sciences en gestion et politique de l'énergie de l'Université de Pennsylvanie, aux États-Unis.

En tant qu'économiste spécialisé dans l'énergie, il a travaillé sur divers projets liés à l'énergie pour des agences gouvernementales et des entreprises privées, principalement en charge de l'analyse financière des projets d'investissement ainsi que de l'analyse des systèmes de tarification et de fiscalité du pétrole et du gaz. Il a rejoint IFPEN en 2005.



Magali SMETS est directrice générale de France Chimie. Elle a démarré sa carrière en 1999, chez McKinsey & Company, en tant que consultante. Elle rejoint Alstom T&D en 2001, au sein de la direction de la Stratégie et poursuit chez Areva T&D où elle devient directrice de la Stratégie.

En 2007, elle part représenter Areva auprès de l'Union européenne. En janvier 2013, elle est nommée directrice, auprès du président, et secrétaire exécutive du directoire d'Areva, puis en 2015 directrice de la Stratégie d'Areva.

Elle contribue activement aux travaux du Medef, de France Industrie et du Conseil national de l'Industrie et de la Fédération européenne de la Chimie (CEFIC).

Richard TILAGONE est coordinateur Transports durables IFPEN et Responsable du Programme « Hydrogène et Propulsion bas carbone » au sein du Centre de Résultats « Mobilité ». Il est également trésorier et vice-président Innovation du Pôle de Compétitivité CARA.

Ses premières missions ont consisté à développer des motorisations thermiques au sein de la Direction Tech-



niques d'Applications Énergétiques, notamment alimentées au gaz naturel et à l'hydrogène. Son parcours s'est prolongé sur des fonctions de chef du département Moteurs d'IFPEN-Lyon avant d'intégrer la direction de la Stratégie en charge de la mission « Hydrogène ». Il a poursuivi ses activités au sein du Centre de Résultats « Mobilité » avec la

fonction de Responsable du Programme « électrification des Powertrain Automotive, systèmes de production et de récupération d'énergie (Microturbine et ORC), stockeurs électrochimiques (Batteries) ».

En 2018, il est nommé directeur de la direction Mobilité et Systèmes, avant de revenir au sein du Centre de Résultats « Mobilité » sur sa mission actuelle.



Thomas VEYRENC a rejoint Réseau de transport d'électricité (RTE) en 2006, où il a exercé diverses responsabilités dans le domaine des études, des marchés et de la régulation. À partir de 2017, il est responsable des travaux de prospective énergétique et de stratégie industrielle de RTE. Il a notamment dirigé la réalisation des Futurs énergé-

tiques 2050, rapport remis au Gouvernement (octobre 2021), de l'étude réalisée par RTE et l'Agence internationale de l'Énergie sur les systèmes à « forte proportion en énergies renouvelables » (janvier 2021), des Bilans prévisionnels 2023 et 2025 et des éditions 2019 et 2025 du schéma décennal de développement du réseau (SDDR).

En 2023, il est nommé membre du directoire de RTE en tant que directeur général en charge de l'économie, de la stratégie et des finances. Dans ce cadre, il pilote la politique de croissance des investissements sur le réseau de transport d'électricité pour répondre aux besoins de la transition énergétique et supervise à ce titre la définition du cadre de régulation de l'entreprise.

Il a été maître de conférences à Sciences-Po Paris, enseignant à CentraleSupélec et à l'Université Paris-Dauphine. Il est auteur d'un ouvrage sur le système électrique et a été élu en 2024 membre de l'Académie des technologies.

Il est ingénieur CentraleSupélec, diplômé de l'University College London et de Sciences-Po Paris.

Emmanuelle WARGON, élève de l'École nationale d'administration (promotion « Marc Bloch ») et diplômée d'HEC (1992), débute sa carrière à la Cour des comptes.

Elle occupe ensuite différentes fonctions au sein des ministères sociaux, notamment en dirigeant, à partir de 2012, la délégation générale à l'Emploi et à la Formation professionnelle.



Forte d'une longue carrière dans le public, elle s'essaye en 2015 au secteur privé en rejoignant l'équipe de direction de Danone.

Puis, elle est nommée aux gouvernements d'Édouard Philippe en tant que Secrétaire d'État à la Transition Écologique et Solidaire et de Jean Castex en tant que ministre déléguée au Logement.

Depuis août 2022, Emmanuelle Wargon est présidente de la Commission de régulation de l'Énergie. Elle est également depuis 2025 présidente du Conseil des régulateurs de l'ACER (régulateur européen de l'énergie).



Charles WEYMULLER est chef économiste du groupe EDF depuis 2022. De 2017 à 2022, il a été conseiller pour les affaires macroéconomiques et commerciales du président de la République et du Premier ministre.

Avant cela, il a travaillé à la direction générale du Trésor du ministère chargé de l'Économie, sur la réglementation bancaire et sur la politique commerciale.

Il a débuté sa carrière en tant qu'ingénieur dans l'industrie automobile, puis a exercé comme analyste des marchés de l'énergie. Il est ancien élève de l'École polytechnique, ingénieur du corps des mines, et titulaire d'un doctorat en économie de l'Université Harvard.