

N° 664 / Septembre-Octobre 2022

**LA SÉCURITÉ ÉNERGÉTIQUE :  
UN ENJEU D'UNE ÉTONNANTE MODERNITÉ**  
9<sup>e</sup> Forum Européen de l'Énergie - Paris, 6 octobre 2022

Actes du Forum

**Discours d'ouverture**  
Jean-Bernard Lévy

**Session 1 | La sécurité énergétique : un défi oublié**  
William D'haeseleer, Olivier Appert, Paolo Frankl

**Session 2 | Les nouvelles formes de dépendance énergétique**  
Christophe Poinssot, Hasmik Barseghyan, Richard Lavergne

**Session 3 | Les réponses aux nouveaux défis**  
Jacques Percebois, Dominique Finon, Nicolas Mazzucchi

**Table ronde | Quelle gouvernance pour réussir les transitions ?**  
François Dassa, Jean-Marie Dauger, Cécile Maisonneuve, Charlotte Roule  
Animateur : Jean Eudes Moncomble

Proceedings in English

Rubriques

**Ma thèse en une page**  
Marion Leroutier  
**Il y a dix ans dans la revue**  
Philippe Torrion  
**Regards sur l'Espagne**

# Rivista Energia.it

il *Blog* di **ENERGIA**

il trimestrale italiano sui problemi dell'energia e dell'ambiente

DICEMBRE 2022  
ANNO XXXXIII / N. 4



Seguici su



@RivEnergia



/energia-rivista-e-blog



rivistaenergia.it/registrati



/RivistaEnergia



/rivistaenergia2195

<b>Presentazione</b> di Alberto Clò	2
<hr/> <b>DEMOGRAFIA, AMBIENTE, CLIMA</b> <hr/>	
<b>Scenari demografici di fine secolo</b> di Massimo Livi Bacci	6
<b>La tutela costituzionale dell'ambiente, della biodiversità e degli ecosistemi</b> di Stefano Grassi	16
<b>Unione Europea: adattarsi ai cambiamenti climatici</b> di Klaas Lenaerts, Simone Tagliapietra e Guntram Wolff	24
<hr/> <b>RINNOVABILI, ACCUMULI, RETI</b> <hr/>	
<b>Rinnovabili intermittenti e minacce di blackout</b> di Dominique Finon	34
<b>La priorità è lo sviluppo della rete elettrica</b> di Giovanni Goldoni	40
<b>Il ruolo degli accumuli per la decarbonizzazione del sistema elettrico</b> di Luca Marchisio, Salvatore De Carlo, Fabio Genoese, Arianna Nouri	52
<b>Una proposta per favorire il decoupling del mercato elettrico, in tempi brevi</b> di GB Zorzoli	62
<hr/> <b>NUOVO ORDINE ENERGETICO</b> <hr/>	
<b>Questa volta sarà diverso: crisi del 1973 e del 2020-22 a confronto</b> di Philip K. Verleger	70
<hr/> <b>RECENSIONI E SEGNALAZIONI</b> <hr/>	
<b>Segnalazioni bibliografiche</b>	78
<hr/> <b>SEZIONE STATISTICA</b> <hr/>	
<b>Tabelle</b>	80

**RÉDACTEUR EN CHEF**

Jean Eudes MONCOMBLE

**COMITÉ D'ORIENTATION**

Claude MANDIL, président  
 Jean-Christophe LE DUIGOU  
 Valérie MIGNON  
 Marie-José NADEAU  
 Laurence PARISOT  
 Jacques PERCEBOIS  
 Pierre RADANNE

**COMITÉ DE RÉDACTION**

François CARÊME  
 Jean-Guy DEVEZEAUX DE LAVERGNE  
 Jean-Michel FIGOLI  
 Christian DE GROMARD  
 Jean-François GRUSON  
 Richard LAVERGNE  
 Nathalie POPIOLEK  
 Jacques RAVAILLAULT

**ÉDITION**

Cloé BOSC  
 redaction@larevuedelenergie.com

**COMMUNICATION & PUBLICITÉ**

Clothilde GRASCÉUR  
 com@larevuedelenergie.com

**ABONNEMENT**

Céline COULOUME  
 abonnement@larevuedelenergie.com

**IMPRIMEUR**

CHIRAT

**ÉDITEUR**

Conseil Français de l'Énergie  
 12 rue de Saint-Quentin  
 75010 Paris - France  
 Tél. 01 40 37 69 01  
 editeur@larevuedelenergie.com

Directeur de la publication :  
 Jean Eudes MONCOMBLE

Dépôt légal : à parution

# Éditorial

Ce nouveau numéro de *La Revue de l'Énergie* est un peu particulier. Il propose principalement les actes du 9<sup>e</sup> Forum Européen de l'Énergie organisé le 6 octobre 2022 par le Conseil Français de l'Énergie.

Il y a pour moi au moins deux raisons de me réjouir de proposer aux lecteurs de la revue ce nouveau numéro, sensiblement plus volumineux qu'un numéro habituel.

La première est contenue dans le titre du Forum : *La sécurité énergétique : un enjeu d'une étonnante modernité*. Ce thème, un peu oublié dans sa dimension traditionnelle de sécurité d'approvisionnement, est revenu ces dernières années sous les projecteurs, par les réflexions initiées sur la notion de souveraineté à la suite de la pandémie et par celles imposées par l'invasion de l'Ukraine par la Russie et ses conséquences sur notre dépendance énergétique. Ces actes vont plus loin ; ils apportent des visions de la sécurité énergétique à travers des prismes très différents qu'il n'est guère possible que de nommer dans un éditorial : les différentes définitions de la sécurité énergétique, la géopolitique des hydrocarbures, le rôle des énergies renouvelables, l'accès aux métaux stratégiques, le risque de pénurie d'eau, la vulnérabilité des acteurs, l'importance du *market design*, la dimension militaire.

La deuxième est que ce Forum «en présence» a montré, si besoin était, l'importance des débats sans écrans interposés, autrement stimulants et dynamiques que des visioconférences (utiles par ailleurs). La table ronde finale, centrée sur les enjeux de gouvernance, en fut la preuve. Et la publication des actes par la revue apporte un complément utile et confirme la place que veut tenir *La Revue de l'Énergie* dans le débat sur les politiques énergétiques.

J'espère que vous trouverez, dans les différentes contributions, des éléments de réponses à ces questions qui permettront la réussite des transitions énergétiques que nous vivons.

Bonne lecture!

Jean Eudes Moncombe  
 Rédacteur en chef  
 jemoncombe@larevuedelenergie.com

 @RevedelEnergie  
 www.larevuedelenergie.com

Tous droits de reproduction réservés.

Les textes publiés par la revue et les travaux, analyses ou opinions qui y sont présentés par les auteurs n'engagent pas la responsabilité de la revue, ni celle du Conseil Français de l'Énergie ou de ses membres.

# ABONNEZ-VOUS

## LA REVUE DE L'ÉNERGIE AU CŒUR DES TRANSITIONS ÉNERGÉTIQUES



Depuis plus de 70 ans, *La Revue de l'Énergie* est l'un des lieux de débat reconnu sur les questions énergétiques, en France et dans le monde, à l'interface des milieux académiques, politiques et industriels.

L'ambition de la revue est de contribuer à une meilleure compréhension des enjeux et des opportunités dans le domaine de l'énergie et de partager les meilleures stratégies et politiques pour favoriser la transition énergétique vers des systèmes énergétiques plus durables.

► **S'abonner, c'est contribuer à garantir l'indépendance, la diversité et la qualité de la revue.**

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

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

*Tous les champs sont obligatoires.*

M. / Mme    Nom : ..... Prénom : .....

Organisation : .....

Adresse : .....

Complément d'adresse : .....

Code postal : ..... Ville : ..... Pays : .....

Téléphone : .....

E-mail : .....

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

Date : ..... Signature : .....



### **Bulletin d'abonnement à envoyer à :**

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

**Ou à :** [abonnement@larevuedelenergie.com](mailto:abonnement@larevuedelenergie.com)

Des tarifs réduits sont disponibles (étudiants, retraités...) sur demande : [abonnement@larevuedelenergie.com](mailto:abonnement@larevuedelenergie.com)

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

Retrouvez les présentations des intervenants sur le site du CFE :  
<https://www.wec-france.org/9e-forum-europeen-de-lenergie/>

<b>I Discours d'ouverture, Jean-Bernard Lévy</b>	<b>5</b>
<b>SESSION 1   LA SÉCURITÉ ÉNERGÉTIQUE : UN DÉFI OUBLIÉ</b>	
<b>Plantons le décor : les différents aspects de la sécurité d'approvisionnement énergétique, William D'haeseleer</b>	<b>10</b>
<b>Sécurité énergétique et géopolitique des hydrocarbures, Olivier Appert</b>	<b>17</b>
<b>Le rôle des énergies renouvelables pour la sécurité énergétique - opportunités et défis, Paolo Frankl</b>	<b>22</b>
<b>SESSION 2   LES NOUVELLES FORMES DE DÉPENDANCE ÉNERGÉTIQUE</b>	
<b>Les métaux stratégiques : le nouveau défi de la transition énergétique, Christophe Poinssot</b>	<b>27</b>
<b>Pénurie d'eau et sécurité énergétique, Hasmik Barseghyan</b>	<b>35</b>
<b>Autonomie stratégique en matière d'énergie, Richard Lavergne</b>	<b>43</b>
<b>SESSION 3   LES RÉPONSES AUX NOUVEAUX DÉFIS</b>	
<b>Dépendance ou vulnérabilité : quelles réformes pour le secteur de l'électricité ?, Jacques Percebois</b>	<b>50</b>
<b>Crises des prix de l'électricité : les défauts de la conception du marché, Dominique Finon</b>	<b>56</b>
<b>Recomposition des enjeux géopolitiques liés à la décontinentalisation des flux, Nicolas Mazzucchi</b>	<b>62</b>
<b>TABLE RONDE</b>	
<b>Quelle gouvernance pour réussir les transitions ? François Dassa, Jean-Marie Dauger, Cécile Maisonneuve, Charlotte Roule</b>	<b>67</b>
<b>I Proceedings in English</b>	<b>91</b>
<b>I Ma thèse en une page, par Marion Leroutier : «Trois essais sur les politiques d'atténuation du changement climatique et de la pollution de l'air»</b>	<b>122</b>
<b>I Il y a dix ans dans la revue, par Philippe Torrion : «Tripoter les tarifs de l'électricité»</b>	<b>124</b>
<b>I Regards sur l'Espagne</b>	<b>128</b>
<b>I Authors</b>	<b>132</b>



# DISCOURS D'OUVERTURE

## Jean-Bernard Lévy (Président, Conseil Français de l'Énergie et Président-directeur général, EDF)

Bonjour à vous tous,

Je connais beaucoup de visages ici et je suis heureux que vous ayez pu vous rencontrer en personne. J'espère que vous pourrez partager beaucoup de choses au cours de ce symposium. Merci, Jean Eudes, de m'avoir accueilli, de m'avoir invité et d'avoir organisé tout cela.

Le Conseil Français de l'Énergie, que je préside, a décidé, il y a plus de deux ans, d'organiser un Forum européen sur la sécurité énergétique. À l'époque, nous ne savions pas que ce thème serait autant d'actualité mais nous avons la conviction qu'il était négligé en Europe et qu'il méritait une plus grande attention.

La crise actuelle met évidemment en lumière une série de vulnérabilités dans l'Union européenne et au-delà de l'Union européenne. Je crois fermement que ces faiblesses trouvent leur origine dans la manière dont la politique énergétique a été conçue et développée en Europe au cours des dernières décennies, et notamment dans le choix du *market design* qui a été fait. Il est évident que de nombreuses personnes cherchent aujourd'hui à mettre en œuvre un meilleur *market design*. Je voudrais partager avec vous deux exemples, deux idées que je retiens de la situation actuelle.

Premièrement, nous devons reconnaître que nous sommes confrontés à un défi d'investissement massif qui nécessite des contrats à long terme.

Aujourd'hui, ce n'est peut-être pas «l'économie, stupide» mais «l'investissement, stupide». Pourquoi avons-nous oublié l'économie aux États-Unis il y a 30 ans? Pourquoi avons-nous oublié les investissements dans l'énergie en Europe au cours des deux dernières décennies?

Nous devons prendre en compte qu'une vague massive d'investissements est devant nous. Pour rester sur la trajectoire de l'Accord de Paris, les investissements dans le secteur de l'énergie doivent au moins doubler au cours de la prochaine décennie; ce chiffre provient de l'AIE. Cela signifie 800 milliards de dollars supplémentaires par an au niveau mondial d'ici dix ans, dont 150 milliards pour les réseaux. Et les investissements des clients pour leur électrification et optimisation devraient croître encore plus vite : plus du double pour l'efficacité énergétique et plus du quadruple pour le changement d'usages, pour les investissements dans les usages finaux comme les véhicules électriques.

Avons-nous une chance que cela se produise? Pouvons-nous prévoir comment mettre en œuvre une perturbation aussi massive? L'un des principaux moteurs de ce changement est le recours à des contrats à long terme pour rémunérer les investisseurs. Pour déclencher le bon niveau d'investissement dans les bonnes technologies au bon moment, nous devons adapter le *market design* de nos marchés au nouveau contexte de marchés de court terme de plus en plus volatils et probablement évoluer vers une sorte d'hybridation, de marchés hybrides. Cela signifie qu'il faut compléter les marchés de court terme par des systèmes de rémunération à long terme pour tous les actifs de production à faibles émissions de carbone. Ainsi, nous passerions de la «concurrence sur le marché» à la «concurrence pour le marché» dans le cadre d'une planification énergétique renforcée. Du côté des clients, les marchés hybrides peuvent fournir des signaux de prix stables à long terme, nécessaires aux investissements des utilisateurs finaux dans l'efficacité et l'électrification : ces investissements sont également très capitalistiques.

Les principaux économistes de l'énergie du monde entier convergent désormais vers ce modèle, y compris les concepteurs de l'ouverture des marchés mise en œuvre dans les années 1990. Permettez-moi de citer le nom de Paul Joskow et celui de Richard Schmalensee parmi les personnes qui plaident pour cette hybridation. Je comprends que, dans cette salle, des points de vue similaires ont été adoptés par nos amis, Dominique Finon et Jacques Percebois, et je suis sûr que vous aurez l'occasion d'avoir des discussions plus approfondies sur ce sujet au cours de la journée.

Permettez-moi simplement d'ajouter, à ce stade, que des contrats à long terme sont nécessaires non seulement pour les nouveaux investissements mais aussi pour les infrastructures de long terme. Au cours de la dernière décennie, au sein de l'Union, nous avons perdu plus de 50 GW de capacité pilotable alors que la demande est restée à peu près constante. Nous prenons donc des risques. L'ère d'une hypothétique surcapacité, revendiquée par de nombreuses ONG, est définitivement révolue. Les marges de capacité atteignent des niveaux alarmants, ce qui montre que nous sommes dans une situation très tendue. Notre système électrique est de moins en moins résilient face à des événements tels que les difficultés d'approvisionnement en gaz, bien sûr, mais aussi d'autres événements comme les faibles niveaux d'eau, la faible disponibilité du nucléaire et un vent de moins en moins fort que prévu, probablement en raison du changement climatique lui-même. Nous savons donc que cette situation n'est pas viable, nous ne pouvons pas vivre avec si peu de marges.

Mon deuxième exemple, tiré de la situation actuelle, est la question de la tarification de l'électricité.

Le bilan de l'Europe sur les prix de l'électricité était déjà, avant la crise, préoccupant. Entre 2010 et 2019, les prix moyens pour les clients résidentiels et industriels en Europe ont augmenté. Mais ils ont diminué au Japon, en Chine, aux États-Unis, principalement grâce aux faibles prix du gaz après 2014. En 2019,

l'Europe avait les prix de l'électricité pour les ménages les plus élevés de tous les pays du G20 : deux à trois fois plus élevés qu'en Chine et aussi qu'aux États-Unis; les prix de l'électricité pour l'industrie étaient également parmi les plus élevés: 1,5 fois plus élevés qu'en Chine, deux fois plus qu'aux États-Unis.

Cette situation excessivement préoccupante est maintenant exacerbée par la crise. Les prix du gaz, tels que nous les connaissons en Europe, sont aujourd'hui dix fois supérieurs à ce qu'ils étaient avant la crise; les prix de l'électricité ont suivi une évolution similaire, les prix actuels à terme pour 2023 dépassant les 500 €/MWh, contre environ 50 €/MWh avant la crise. Ces augmentations se répercutent maintenant rapidement sur les consommateurs finaux, ce qui suscite de grandes inquiétudes au niveau politique en raison de l'inflation, des fermetures potentielles d'entreprises, de l'agitation sociale, et nous avons tous des signes de cette situation étonnante et de la façon dont les gouvernements vont, espérons-le, trouver des solutions jour après jour.

Nous vivons une situation sans précédent et nous devons nous assurer que les décisions qui sont prises, peut-être à la hâte, vont dans la bonne direction. Elles ne seront pas parfaites, mais elles doivent aller dans la bonne direction.

Tout d'abord, notre dépendance au gaz russe a été un exemple étonnant d'aveuglement. En 2021, 45 % des importations de gaz en Europe provenaient de Russie. Et, étonnamment, ce chiffre est plus élevé qu'il ne l'était avant 2014 et l'invasion de la Crimée. Après l'invasion de la Crimée, l'Europe a augmenté sa dépendance au gaz russe.

Deuxièmement, la suppression des contrats à long terme, tant pour le gaz que pour l'électricité, en raison de la réglementation mise en œuvre par l'Union européenne et la Commission européenne, a privé l'Europe de toute capacité à absorber les chocs et a considérablement augmenté notre vulnérabilité à l'utilisation de l'énergie comme une arme, à l'arsenalisation de l'énergie.

Troisièmement, en ce qui concerne l'électricité, la tarification aux clients finaux sur la base des marchés à court terme a des effets amplificateurs. Permettez-moi de donner ici quelques chiffres stylisés pour illustrer cet effet. Si nous supposons un prix spot moyen annuel de 400 €/MWh et des prix aux utilisateurs finaux basés sur ce prix à court terme, alors la hausse des prix de gros se traduit par un coût supplémentaire d'environ 1000 milliards d'euros pour les clients finaux en Europe, sur une base annuelle. Dans le même temps, l'augmentation réelle des coûts de production est 5 à 6 fois moins importante, de l'ordre de 150 à 200 milliards d'euros, principalement en raison de l'augmentation des coûts des centrales au gaz et, dans une moindre mesure, des centrales au charbon utilisant du charbon importé. Les coûts de toutes les autres installations de production sont restés constants. L'actuel *market design* conduit clairement à ce que l'on pourrait appeler une « bulle » (la fameuse « rente infra-marginale ») : il s'agit d'une augmentation artificielle de la charge pour les clients finaux et, en pratique, cela se traduit par d'énormes transferts et des déficits fiscaux. Le passage à un marché hybride éviterait une part importante de cet effet « bulle » car les producteurs d'électricité seraient rémunérés à leur coût complet plus une marge bien sûr, plus un bénéfice, grâce à des contrats à long terme. C'est également la raison pour laquelle je pense que le plafonnement des prix du gaz pour l'électricité, tel qu'il a été mis en œuvre en Espagne et au Portugal ces derniers mois, devrait être appliqué à l'échelle européenne. Et, apparemment, si l'on en croit les dernières nouvelles, il y a un mouvement de la Commission européenne dans cette direction, et j'espère que l'Allemagne suivra, ce qui n'a pas encore été le cas.

Ainsi, Mesdames et Messieurs, cela fait maintenant plus d'un an que nous traversons une crise. N'oublions pas que la guerre en Ukraine a commencé en février, mais que la volatilité des prix a été observée dès l'été 2021.

Les conséquences pour l'Europe sont extrêmes en termes d'augmentation des prix du

gaz, en termes d'augmentation des prix de l'électricité, en termes d'inflation record, en termes de stress social, en termes de vulnérabilité industrielle, et cela va très probablement et malheureusement conduire à une récession économique dans cette partie du monde.

Les États sont aujourd'hui très conscients de cela. Ils essaient de faire de leur mieux, mais à ce stade, c'est chaque État à sa manière, en fonction de ses capacités fiscales avec le risque, qui est évident, d'accroître les inégalités entre les États membres de l'Union alors que le marché unique a été un énorme coup de froid dans la convergence des économies de l'Union européenne.

J'ai le sentiment que les discussions sur les mesures d'urgence, qui prennent déjà beaucoup de temps, pourraient s'avérer être « trop peu et trop tard ». C'est évidemment un bon signe que vendredi dernier, le 30 septembre, certaines décisions aient été prises, mais je pense que le risque est toujours là. Le plafond de rémunération de l'électricité, dont personne ne comprend d'ailleurs pourquoi il est de 180 € (il pourrait être de 150 ou 230), est très difficile à mettre en œuvre en ce qui concerne, par exemple, la manière de traiter les positions de couverture des différents acteurs, la manière de traiter les risques de perte pour certains types d'actifs et bien d'autres questions. Comme je viens de le dire, une autre mesure telle que le plafonnement du prix du gaz pour l'électricité mis en place dans la péninsule ibérique est probablement un outil efficace et nous aimerions, au moins à EDF et je parle aussi pour la plupart des membres d'Eurelectric, le découplage des prix du gaz et de l'électricité qui prend trop de temps à être mis en œuvre. Si cela fonctionne en Espagne et au Portugal, pourquoi cela ne pourrait-il pas fonctionner pour les 27 États membres ?

Toutefois, ces discussions — et je comprends que mon discours est très axé sur les questions à court terme — ne doivent pas nous détourner de l'élaboration de solutions plus structurelles à la crise. Comme nous l'avons vu, une grande partie des vulnérabilités de l'Europe dans cette

crise prend racine dans notre *market design*. La réforme de notre *market design* est plus nécessaire que jamais, elle sera le moyen efficace de s'attaquer à la racine des vulnérabilités que j'ai mentionnées.

Le plus tôt sera le mieux. Malheureusement, les procédures européennes actuelles d'adoption de nouvelles directives offrent peu d'espoir qu'un nouveau *market design* puisse être mis en place avant 2026 ou 2027, principalement parce que nous avons des élections européennes en 2024 et qu'il est fort probable que pendant 12 mois, comme nous l'avons dit, rien ne se passe.

Ainsi, je pense qu'entre la faiblesse des mesures à court terme et le temps nécessaire à la mise en œuvre d'un nouveau *market design*, la situation semble un peu sombre pour l'Europe. Je suis désolé de vous avoir donné cette vision pessimiste, mais je terminerai en disant que lorsque la situation est difficile, nous devons tous sortir des sentiers battus. Et je pense que cette réunion d'un grand nombre de personnes très expertes nous conduira, je l'espère, à des idées originales, de sorte que le scénario d'une longue période avant de voir la lumière sortir du tunnel actuel sera raccourci et vous aurez un rôle important à jouer pour y parvenir.

Merci beaucoup.

*Jean-Bernard Lévy a prononcé son discours en anglais (cf. page 91); la traduction a été faite par la rédaction de la revue.*



## ***Plantons le décor : les différents aspects de la sécurité d'approvisionnement énergétique***

**William D'haeseleer (Professeur émérite, Université de Louvain)**

Je voudrais vous donner un aperçu du concept de sécurité d'approvisionnement énergétique, car c'est un concept qui est utilisé, et je dirais même mal utilisé, par de nombreuses personnes. Il est important de définir les choses clairement car la sécurité d'approvisionnement comporte de nombreux aspects, de dimensions différentes. En effet, malheureusement, la nature complexe de la sécurité de l'approvisionnement énergétique permet à beaucoup de personnes, telles que les gouvernements nationaux, les décideurs politiques européens, des acteurs du marché, des consommateurs et toutes sortes de lobbyistes et de parties prenantes, de se limiter à une seule dimension, comme cela leur convient.

Tout d'abord, j'aimerais vous rapporter quelques anecdotes historiques.

En 1973 le monde énergétique a été fortement bouleversé. La plupart de ceux qui sont ici le savent, et ceux qui ne le savent pas devraient demander à leurs parents, car ils s'en souviennent certainement. Des tensions géopolitiques et une guerre au Moyen-Orient ont conduit à la crise pétrolière. Il y avait un embargo contre certains pays occidentaux. À court terme, le prix du pétrole a été multiplié par quatre. C'était une année très particulière ; il y avait dans mon pays des dimanches sans voitures.

Certes, il s'agissait d'une crise très importante due au manque de l'énergie primaire, en l'occurrence le pétrole. Et donc, il y a des gens qui disent : bien, nous devons avoir notre propre approvisionnement en énergie primaire, notre propre stratégie. Mais cela ne suffit pas. Comme je vous le dirai dans un instant, même si l'approvisionnement en énergie primaire est fondamental, il y a bien sûr d'autres éléments qui sont également cruciaux. Permettez-moi de vous rappeler, par exemple, que même avoir des mines de charbon ne vous

aidera pas en cas de grève prolongée des mineurs, comme cela s'est produit au Royaume-Uni en 1984-1985. Donc, au final, vous voyez que cela n'aide pas beaucoup pour la sécurité énergétique. Quelque chose de similaire pour le pétrole brut en Iran. Ils ont beaucoup de pétrole brut, mais ils ont un problème de raffineries. S'il n'y a plus d'essence, à quoi bon ?

Une autre préoccupation historique et pertinente concerne le gaz naturel et les relations entre la Russie et l'Ukraine. Tout au long des années 2000, les tensions entre la Russie et l'Ukraine se sont accrues. Ce n'est pas ici le lieu d'analyser cela en détail. Disons qu'il y avait plusieurs causes, l'Ukraine regardant plus à l'ouest, la Russie arrêtant les prix bon marché du gaz naturel pour l'Ukraine et les gazoducs de transit de la Russie à travers l'Ukraine vers l'Europe. Il convient de noter que la Russie a fermé pour la première fois le robinet de gaz naturel vers l'Ukraine exactement le 1<sup>er</sup> janvier 2006. Ironie du sort, j'avais acheté un livre, publié en 2008, intitulé *Gazprom, la nouvelle arme russe*. Et oui, alors, le 1<sup>er</sup> janvier 2009, il y a eu un autre problème avec le transit du gaz naturel par l'Ukraine : Gazprom a de nouveau fermé le robinet. Je simplifie parce que je n'ai pas le temps, mais il s'agissait d'intérêts commerciaux, de paiements de transit et d'augmentation des prix du gaz naturel pour ceux qui voulaient rompre avec la Communauté des États indépendants, mais il y avait certainement un contexte géopolitique et une question stratégique aussi.

Sur la Figure 1, vous voyez en marron foncé tous les pays qui ont été fortement impactés, donc principalement les pays d'Europe de l'Est, puis les pays en marron clair, disons de l'Ouest, qui ont été partiellement touchés. Entre parenthèses, vous voyez que mon pays, la Belgique, n'a eu aucun problème d'approvisionnement en gaz. J'expliquerai pourquoi plus tard.



Figure 1. Pays affectés par les crises

Comme mentionné précédemment, il y avait des raisons complexes pour les « pannes » déli-  
bérées de gaz naturel en 2006 et 2009, mais il  
y avait sans aucun doute aussi un aspect de  
pression géopolitique, et nous aurions vrai-  
ment dû être plus inquiets. Tout cela aurait dû  
nous alerter sur le fait que nous devrions être  
très prudents avec l’approvisionnement en gaz  
naturel à l’avenir.

La situation géopolitique liée à la Russie et à  
l’Ukraine devenait encore plus précaire depuis  
la mi-2021, avec les prétendus exercices mili-  
taires à la frontière ukrainienne. Et depuis le  
24 février 2022, on sait à quoi servaient ces  
soi-disant exercices, avec le début de la guerre.

Je ne veux pas en dire trop, mais il est bien  
évident qu’il n’était pas très judicieux pour l’Eu-  
rope, et plus particulièrement l’Allemagne, de  
devenir à ce point dépendante d’un seul gros  
fournisseur pour un vecteur d’énergie gazeuse  
par gazoducs. Un approvisionnement en gaz  
naturel plus multilatéral aurait clairement été  
préférable. Et à partir de maintenant, l’Europe  
devra se diversifier davantage, et même avec  
beaucoup moins ou pas d’approvisionnement  
en gaz naturel en provenance de Russie.

Revenons un instant sur l’approvisonne-  
ment en gaz naturel de la Belgique.

C’est vraiment bizarre ce qu’on a fait, comme  
je dis trop simpliste. En effet, contrairement à  
nos voisins du Nord, les Pays-Bas, nous n’avons  
pas du tout de gaz naturel dans notre sous-sol,  
mais les responsables belges de l’époque ont  
été intelligents en termes d’approvisionnement  
en gaz naturel et on s’est suffisamment diversi-  
fié en termes d’approvisionnement physique et  
contractuel. La Belgique compte pas moins de  
18 points d’entrée pour le gaz naturel. C’est du  
même ordre de grandeur que la France. D’un  
autre côté, en ce qui concerne notre appro-  
visionnement en électricité, dont nous contrô-  
lons essentiellement tous les éléments, nous  
avons réussi à le bousiller complètement et  
nous avons raté de nombreuses opportunités.

Alors, revenons maintenant aux Allemands.  
(Et, sans doute, il faut dire qu’ils réalisent dé-  
sormais le mauvais choix pour l’approvisonne-  
ment du gaz du passé.) Ils pensaient être  
sensés et voulaient éviter les problèmes de  
transit de l’Ukraine en construisant un gazo-  
duc direct en provenance de Russie via la mer  
Baltique. C’est ainsi que Nord Stream 1 est

né le 8 novembre 2011. Avec la pression de l'*Energiewende* et l'utilisation du gaz naturel comme vecteur énergétique temporaire, ils ont voulu aller encore plus loin et avaient décidé de construire Nord Stream 2. Mes excuses au peuple ukrainien, mais les Allemands avaient besoin d'une guerre pour se rendre compte que c'est un mauvais choix énergétique du point de vue d'une sécurité énergétique solide. Nord Stream 2 n'était pas encore sous licence, mais après le 24 février 2022, ce gazoduc a été « définitivement » arrêté. Un peu plus tard, avec quelques fluctuations, l'alimentation via Nord Stream 1 a également pris fin.

Une autre chose à propos du gaz naturel en Europe. Le graphique concernant le stockage saisonnier du gaz naturel dans l'UE (Figure 2) donne une image de la manipulation délibérée en 2021 par Gazprom. Une grande partie des réservoirs de stockage de gaz naturel allemands étaient loués à Gazprom, qui avait décidé de ne pas remplir leurs réservoirs au niveau nécessaire pour entrer dans l'hiver 2021-2022.

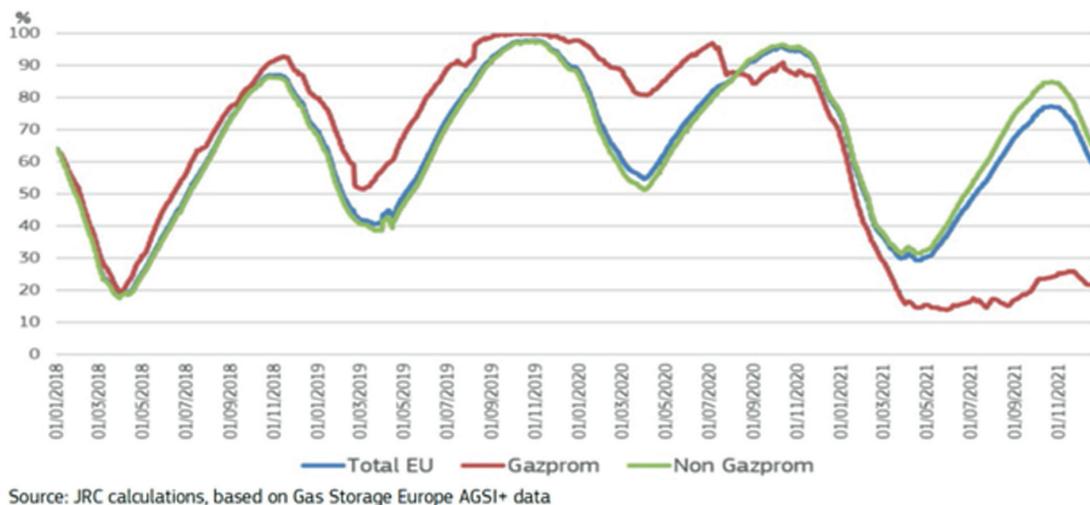
Voilà pour le gaz. Passons à l'électricité.

Le 14 août 2003, l'Amérique du Nord-Est a été frappée par une panne d'électricité massive.

C'était «New York *by night*» dans l'obscurité. Les effets se sont fait sentir pendant plusieurs semaines dans certaines régions des États-Unis. Cela a été un peu dérisoirement reçu en Europe car l'infrastructure électrique aux États-Unis laisse parfois à désirer; certains se sont retrouvés à rire de la misère des autres. Mais... peu de temps après, le 28 septembre 2003, il y eut une grave panne d'électricité en Italie et en Suisse. Rome est également devenue noire le soir. La morale de l'histoire est qu'on essaie de mieux comprendre ce qui se passe ailleurs et d'en tirer des leçons sans se moquer des malheurs des autres.

Parlons maintenant du nucléaire en Belgique et en France. Que signifient les centrales nucléaires pour la sécurité d'approvisionnement en électricité? En principe, l'énergie nucléaire est considérée comme un producteur d'électricité fiable. Mais ce n'est pas si simple.

La disponibilité des centrales nucléaires belges sur la période 2011 à fin 2019 n'était pas très bonne. (Et c'est clairement un euphémisme.) De manière un peu moqueuse, on peut dire que l'évolution ressemble plutôt au profil chronologique d'un parc éolien *offshore*. Par exemple, sur une période d'un mois, de



**Figure 2. Différences entre les taux de remplissage des stockages contrôlés par Gazprom et les autres stockages**

## Bloomberg

### French Nuclear Meltdown

EDF's atomic output slumps on heavy maintenance and repair program

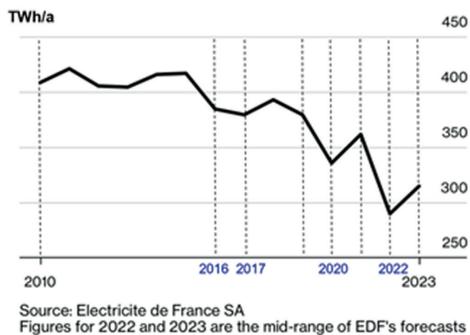


Figure 3. Fusion nucléaire française

mi-octobre 2018 à mi-novembre 2018, seulement un sixième de la capacité nucléaire était disponible – 1 GW contre 6 GW installés. (Notez toutefois que la situation nucléaire est «actuellement» améliorée : en 2021, le facteur de capacité était de 92 %).

Comme le montre ce graphique de Bloomberg (Figure 3), et comme vous le savez certainement, la production nucléaire en France ne se déroule pas comme prévu ces derniers temps, non plus.

On constate qu'un peu plus de la moitié des centrales nucléaires sont actuellement à l'arrêt pour des programmes de réparation ou pour rechargement de combustible ou pour rattraper les retards de maintenance dus à la crise de la Covid. Les réparations sont le résultat d'un problème inattendu causé par la fissuration par corrosion sous contrainte. Ceci est en fait lié à l'éventuelle apparition d'un problème générique. Il est logique que nous essayions de standardiser la construction de centrales, comme l'a fait la France, avec un certain nombre de centrales à certains «paliers». Cela minimise les coûts de construction, mais il existe un risque si un problème de sécurité générique survient.

L'indisponibilité d'un grand nombre de centrales nucléaires en France entraîne des problèmes de sécurité d'approvisionnement

électrique; la France doit actuellement importer beaucoup d'électricité. Lors d'un hiver très rigoureux, cela peut entraîner de graves problèmes. Vous pouvez donc investir dans ce que vous voulez, mais si les installations ne sont pas prêtes ou disponibles, il y aura des problèmes.

Quand on parle de sécurité d'approvisionnement, il faut toujours parler un peu comme des avocats, disons d'un côté, de l'autre. J'ai donné ces exemples pour illustrer que la sécurité de l'approvisionnement énergétique est plus qu'un simple élément. Toute la chaîne doit être sécurisée et il est important de se diversifier suffisamment.

Après les exemples, passons maintenant au traitement structurel.

J'ai essayé de faire une analyse structurée, comme je le fais, ou comme je le faisais avec mes étudiants, car samedi dernier je suis devenu professeur émérite. C'est ce qu'on appelle une «promotion», mais ce n'est rien de plus qu'une retraite.

Selon moi, la sécurité d'approvisionnement énergétique se compose de trois éléments majeurs : 1) la sécurité d'approvisionnement stratégique; 2) l'adéquation des capacités («*system adequacy*»); 3) éviter un *black-out* ou une coupure soudaine.

### La sécurité stratégique

Le premier élément, la sécurité stratégique : c'est la fourniture continue de combustibles (stocks) ou de flux primaires pour répondre aux besoins du consommateur final, étant donné que toutes les ressources disponibles existent pour faire passer ce flux d'énergie du producteur au consommateur. Ici aussi, il y a trois sous-aspects.

Il s'agit d'abord de la présence physique des stocks et des flux. C'est clair et comme dit, il y en a deux types : les stocks et les flux. Il faut avoir assez de stocks venant des ressources naturelles qui sont dans le sous-sol : charbon, pétrole, gaz naturel et uranium. Par

exemple, en 2010, il y avait une grande inquiétude concernant le soi-disant *peak oil* pour le pétrole. Mais il est également intéressant de disposer d'une «dotation naturelle» suffisante en termes de flux renouvelables. Par exemple, les débits hydrauliques peuvent être importants. Espérons que les conditions météorologiques soient favorables (vent et ensoleillement), et que la biomasse puisse aussi être intéressante : avons-nous des forêts ou des terres fertiles disponibles pour cultiver des cultures énergétiques? Dans certains cas, la géothermie peut également jouer un rôle.

Par la suite, il est très important que quelqu'un investisse dans la capacité de production sur les sites de production; si personne n'investit, rien n'arrivera à la présence naturelle de ces stocks et flux énergétiques.

Ainsi, pour «récolter» les ressources naturelles, des investissements suffisants doivent être réalisés dans les capacités de production de gaz naturel et de pétrole, dans les mines d'uranium et de charbon, dans les réservoirs hydrauliques, ainsi que dans les éoliennes, les panneaux solaires, les héliostats et les récepteurs pour l'énergie solaire à concentration, dans les centrales géothermiques.

Enfin, dans ce premier élément d'approvisionnement stratégique, il reste encore la géopolitique.

J'en avais déjà parlé à mes étudiants en 2005. Même si j'ai toujours compris que la géopolitique dans le domaine de l'énergie n'était pas négligeable, je dois avouer que je ne m'attendais pas à ce qui s'est passé le 24 février 2022 avec l'invasion russe de l'Ukraine. Qui aurait cru que la Russie se tirerait une balle dans le pied comme ça?

Cependant, vous vous souvenez du livre dont j'ai parlé plus tôt, *Gazprom, la nouvelle arme de la Russie*. Après les 1<sup>er</sup> janvier 2006 et 2009 et après l'occupation de la Crimée, nous aurions dû nous méfier. Franchement, dans la littérature internationale sur l'énergie, une seule personne, l'Américain Daniel Yergin, a systématiquement mis l'accent sur la

dimension géopolitique de l'approvisionnement énergétique. Dans son livre le plus récent, *The New Map*, il parle des quatre grands «acteurs» : les États-Unis, la Chine, la Russie et le Moyen-Orient. L'Europe joue un rôle «d'exemple» dans ce qu'il appelle la «carte du climat», mais pas en tant qu'acteur influent majeur.

Voilà pour l'élément d'approvisionnement stratégique en stocks et flux primaires.

### **L'adéquation des capacités («*system adequacy*»)**

Le deuxième élément est ce que j'appelle «*system adequacy*», donc l'adéquation de la capacité, mais en référence maintenant aux pays consommateurs et aux pays de transit. Il s'agit principalement d'investissements opportuns et suffisants dans la technologie de conversion en énergie finale utilisable ou dans les transports pour envoyer le vecteur énergétique aux consommateurs.

On parle cette fois de centrales électriques, de réseaux de transport et de distribution d'électricité, de gazoducs haute et basse pression, de raffineries de pétrole, d'usines d'enrichissement d'uranium. Ces installations doivent être disponibles quand elles sont nécessaires (faire preuve d'une robustesse et d'une flexibilité suffisantes). Dans ces investissements de capacité, il ne faut pas oublier le trafic international, que ce soit via des navires transportant du gaz naturel liquéfié, des pétroliers, des gazoducs de transit et des connexions électriques internationales. Plusieurs itinéraires ou options de transit doivent toujours être prévus à cet effet. Ce dernier point est très très important; cette diversification est cruciale, encore une fois.

Et puis nous avons ce composant vital : le stockage de l'énergie. Par exemple, nous avons les réserves locales de pétrole pour 90 jours comme engagement envers l'OCDE. Les réserves de gaz naturel ont fait l'objet de longues discussions au niveau européen depuis les années 2000. Les économistes l'ont souvent jugé

trop cher, car il s'agissait simplement de gaz économiquement inactif. Il existe également un stockage (indirect) de l'électricité avec des stations de pompage hydraulique, qui restent largement majoritaires. Les batteries ont le vent en poupe et leur coût a fait un bond en avant ces dernières années. Et pour le long terme on ne sait pas trop, on rêve d'hydrogène, mais en fait on ne sait pas si ça va réussir en termes de coûts.

Quels sont les différents problèmes qui vont pouvoir entraver ou influencer l'«adéquation»? D'abord la nature des marchés libéralisés : à cause du risque économique, les investisseurs demandent un taux de rentabilité interne plus élevé. Il faut aussi nous pencher sur la situation réglementaire instable. Par exemple, un conflit avec la politique environnementale, qui pourrait même changer d'un gouvernement à l'autre; il faut pouvoir obtenir des permis de construire en temps opportun; il faut pouvoir aussi prendre en compte le caractère réglementaire incertain de la conception du marché — *market design* — (il peut y avoir un plafonnement des prix, une annulation des subventions promises); bien sûr, finalement, il y a les institutions juridiques, la justice, et les régulateurs qui sont supposés être indépendants, mais dans de nombreux pays ils sont influencés par les politiques.

Ensuite il y a ce que j'appelle les éléments d'influence circonstanciels.

Ici je pense d'abord aux attentes et aux tendances dans les marchés financiers. Cela a été le cas notamment en 2007-2008, et avec la crise de l'euro un petit peu plus tard, durant laquelle les taux d'intérêt ont été impactés et cela a beaucoup influencé les investissements.

Puis, bien sûr, il y a les attentes politiques et les annonces, avec les livres verts, les livres blancs, les intentions politiques. C'est très bien, mais nous avons besoin de lois qui nous disent ce que nous pouvons faire une fois que le gouvernement ou l'Union européenne a décidé. C'est un peu le cirque parce qu'ils annoncent des semaines, des mois à l'avance sans cadre

légal strict avec des paramètres définitifs, mais à la fin il faut bien que quelqu'un investisse. L'attitude des autorités politiques vis-à-vis de l'investissement privé joue également un rôle. Il existe des tensions idéologiques au sein de certains gouvernements qui influenceront les choix d'investissement.

Je ne vous apprends rien de nouveau, si le chef du gouvernement ou le Parlement change dans un pays, les décisions politiques dans le domaine de l'énergie nucléaire peuvent également changer.

Et bien sûr, nous avons l'engorgement des lignes d'approvisionnement en biens intermédiaires de l'industrie manufacturière de base : les puces semi-conductrices — nous découvrons qu'elles viennent presque toutes de Taïwan! — métaux de construction, métaux rares et minéraux. Nous étions trop paresseux, c'était trop facile de dire laissons les Chinois faire le sale travail; il faut pouvoir, parfois dans une certaine mesure, nous débrouiller tout seuls.

Et puis il y a la disponibilité de l'investissement. Vous avez investi dans l'infrastructure, mais sera-t-elle disponible? Je parlais de stockage, mais quel est l'état de charge de votre stockage d'énergie? À ce stade, lorsque les États-Unis libèrent des approvisionnements stratégiques en pétrole pour la manipulation des prix, ils ne sont plus disponibles. On se rappelle qu'il y a eu le comportement politiquement motivé de Gazprom pour l'approvisionnement en gaz naturel de l'UE. Les batteries sont très populaires en ce moment, mais s'il n'y a pas assez de capacité de stockage pendant les périodes prolongées d'obscurité sans vent, ou si elles sont simplement complètement déchargées, on ne peut rien en faire. Le pompage du stockage hydroélectrique dépend également de la séquence de pompage et de décharge dans le passé.

Les arrêts de maintenance planifiés jouent également un rôle. Il y a aussi le mauvais temps et les températures. Au Texas, par exemple, ils ont eu des problèmes avec leurs centrales

électriques au gaz parce qu'ils ont oublié qu'il pouvait geler là aussi. La capacité de refroidissement des centrales thermiques est importante et c'est un problème si la température d'une rivière est trop élevée. Les centrales nucléaires doivent alors réduire leur capacité.

Les erreurs génériques avec des implications de sécurité dans les installations entraînent une longue indisponibilité. C'était ou c'est le cas des centrales nucléaires en Belgique et en France. Mais les TGV Siemens des années 1990 ont aussi longtemps eu des problèmes.

Enfin, un mot sur le crédit de capacité des sources renouvelables (notamment éolien et solaire) et la différence avec la capacité installée. Le crédit de capacité indique la fraction de l'énergie fournie par rapport à ce qui aurait été théoriquement possible avec 100 % d'ensoleillement et de vent. Pour l'énergie solaire, cela se situe approximativement entre 10 % et 20 %; pour l'éolien de l'ordre de 20 % à 40 % ou 50 %, selon le lieu et pour l'éolien *onsbore* ou *offshore*. Clairement, la capacité installée n'est pas le meilleur indicateur de la sécurité d'approvisionnement énergétique. Les experts le savent, mais ce n'est pas toujours clair pour le grand public et les décideurs politiques.

N'oubliez pas non plus le comportement stratégique et commercial des acteurs du marché. Et bien sûr, il est toujours très important d'assurer la diversification de vos sources d'énergie, à la fois l'approvisionnement physique et la variété des contrats.

Il existe également un aspect important du côté de la demande, généralement appelé «réponse active de la demande». En raison de contraintes de temps et parce que nous parlions principalement de l'offre, je ne m'étendrai pas là-dessus. Mais une «gestion de la charge» organisée côté consommateur permet de répondre à la demande de puissance instantanée. Vous pouvez en savoir plus à ce sujet dans les diapositives fournies.

### Éviter un *black-out* ou une coupure soudaine

Pour conclure cette analyse structurelle, j'aborde brièvement le troisième élément, à savoir éviter un *black-out* ou une coupure soudaine.

Je n'ai pas le temps de discuter cet élément en détail et je me limite donc à une définition acceptable et aux domaines où l'on peut et doit contribuer à l'éviter.

Une véritable coupure de courant est quelque chose qui se produit soudainement sans avertissement. Il est donc important d'éviter un *black-out*. En d'autres termes, le système doit être conçu et exploité de manière à ce qu'il continue à fonctionner comme prévu (pour le consommateur final), même en cas d'événements imprévus. Autrement dit, éviter les *black-outs* signifie que le système doit avoir la capacité d'absorber les transitoires, de continuer à fonctionner lors d'événements dynamiques brusques et en cas de pannes ou d'incidents locaux.

Il s'agit donc de l'aspect fiabilité et sécurité à court terme du système. Le point important à surveiller est donc l'exigence d'une redondance suffisante. Assez souvent, cela signifie investir «double». Il y avait la règle bien connue (N-1); mais il est important de penser à une règle plus large (N-m) pour les événements corrélés. En outre, il est d'une importance fondamentale d'effectuer une maintenance adéquate en temps opportun et de mettre en place des stratégies de gestion et de contrôle efficaces et performantes.

Et pour vraiment clore et être complet, j'évoque enfin le concept de résilience. C'est un mot très utilisé mais avec plusieurs sens. Pour moi, cela signifie «se relever» après une chute. Avec quelle facilité le système peut-il récupérer ou rebondir alors? Il existe également d'autres définitions plus larges, telles que «minimiser la probabilité et les conséquences d'un effondrement du système». Cette dernière est étroitement liée à l'aspect de la fiabilité. Quelle que soit la manière dont on la

définit, il est clair qu'il faut être prêt à payer pour cela. Pour conclure avec les mots d'un futurologue de Nouvelle-Zélande, Roger Dennis : «La résilience coûte cher à court terme, mais bon marché à long terme».

Tout ce que j'ai fait, c'est parler de la sécurité physique de l'approvisionnement et de la question financière derrière, mais qu'est-ce que cette sécurité de l'approvisionnement? À quel prix, quel coût? Ce que nous vivons aujourd'hui, est-ce encore de la sécurité d'approvisionnement? L'évolution des prix de l'électricité en un an a été telle que nous sommes sur une autre échelle aujourd'hui! Et pour le gaz naturel, c'est la même chose.

Alors, quelle est la relation avec le pouvoir d'achat de la population et la compétitivité de l'industrie ?

J'espère que j'ai réussi à vous convaincre que nous devons faire extrêmement attention aux termes de sécurité d'approvisionnement. Il y a des significations différentes et différentes dimensions. Et il est important de réfléchir à la sécurité physique de l'approvisionnement énergétique (sous tous ses aspects) et à l'abordabilité de cet approvisionnement.

Merci beaucoup.

### **Sécurité énergétique et géopolitique des hydrocarbures**

**Olivier Appert (Conseiller, Centre Énergie & Climat de l'IFRI; Ancien président, Conseil Français de l'Énergie)**

Après cette présentation tout à fait passionnante sur la sécurité de l'approvisionnement, je vais me focaliser sur la sécurité énergétique et la géopolitique des hydrocarbures. Les problèmes de géopolitique sont revenus de façon criante ces dernières années et on a malheureusement oublié les enjeux géopolitiques des hydrocarbures et les événements récents nous rappellent cette dimension qui est majeure dans le domaine du pétrole et du gaz depuis un siècle. Et vous m'avez déjà entendu citer cette phrase d'André Giraud qui était ministre de l'Énergie pendant le deuxième choc pétrolier, qui disait «Le pétrole est une matière première à fort contenu diplomatique et militaire, avec une valeur fiscale indéniable et accessoirement un pouvoir calorifique». La politique qu'il a menée dans ses divers postes intégrait complètement cette approche, mais c'est une dimension qu'on a tout à fait oubliée. Ensuite je développerai la crise que nous traversons depuis 18 mois et pas seulement depuis l'invasion de l'Ukraine. Et enfin, je ferai un focus sur ma vision des risques et des tensions sur les approvisionnements en pétrole et en gaz.

La géopolitique est une dimension majeure de la politique énergétique. Les préoccupations

en matière de sécurité d'approvisionnement proviennent de la dépendance des pays consommateurs vis-à-vis d'un nombre très limité de pays producteurs de pétrole. Sur cette slide (cf. Figure 1), la superficie de chaque pays est proportionnelle à l'importance de ses réserves de pétrole. Alors qu'importe que les réserves soient 30 % supérieures ou 30 % inférieures. Il n'empêche que les conclusions sont tout à fait évidentes et cette carte montre l'anomalie géologique du Moyen-Orient. Il est clair que la situation politique de cette région pèse et pèsera sur l'équilibre énergétique mondial. Et vous voyez en haut la petite Europe, y compris la Norvège qui ne représente que 1 % des réserves pétrolières mondiales. En ce qui concerne le gaz, les choses sont identiques. La carte est un petit peu différente. Les deux tiers des réserves de gaz se situent dans un croissant compris entre le 50° et le 70° méridien, avec en particulier la Russie, l'Iran et le Qatar. Il faut souligner que ces cartes, la carte précédente sur le pétrole et celle sur le gaz, ne prennent pas en compte l'émergence des hydrocarbures non conventionnels, qui représentent aux États-Unis un «*game changer*» majeur sur la géopolitique énergétique mondiale.

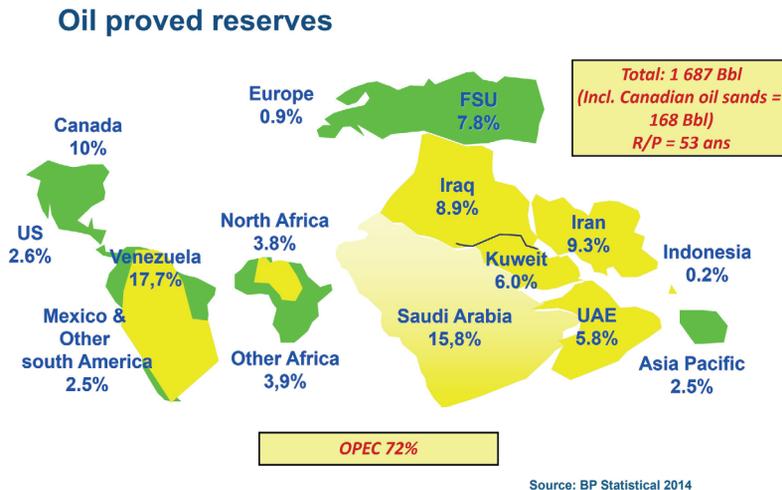


Figure 1. Réserves prouvées de pétrole dans le monde

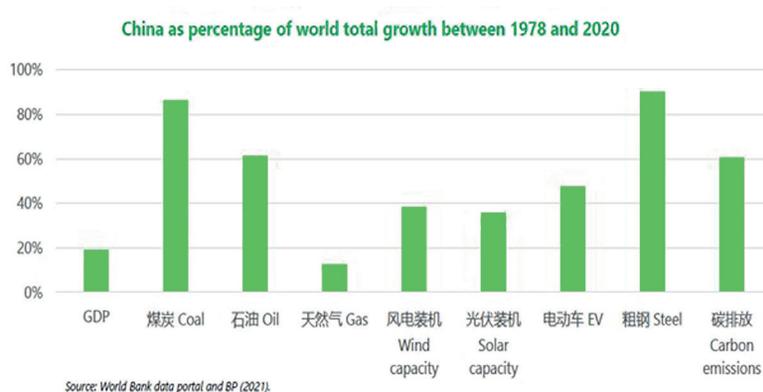
En effet, la révolution des hydrocarbures non conventionnels a complètement rebattu les cartes dans les années 2010. Aujourd'hui, les États-Unis sont devenus le premier producteur mondial de pétrole et de produits pétroliers et ils ont retrouvé leur indépendance énergétique totale pour la première fois depuis 1952. L'émergence des hydrocarbures non conventionnels a clairement un impact majeur sur la géopolitique au Moyen-Orient. Et dès 2010, le président Barack Obama avait souligné que cette nouvelle autonomie énergétique du pays lui redonnait une latitude dans la diplomatie américaine, et je rajoute en particulier au Moyen-Orient. Alors le conflit ukrainien, c'est un exemple de ce retour en force de la géopolitique. Il y a eu effectivement en 2006 et 2009 déjà des signaux avant-coureurs. Le point d'orgue de la concurrence initiée entre les États-Unis et la Russie est apparu il y a donc environ cinq ans, avec une pression extrêmement forte qui avait été faite par le président Trump contre Nord Stream 2.

Les États-Unis revendiquent un leadership sur le marché international du GNL et ils vont devenir de toute façon le premier exportateur mondial de GNL. Et *a contrario*, ils se heurtent, et c'est normal, sur le marché européen avec la Russie, à Gazprom. La Russie, premier exportateur mondial de gaz, troisième producteur de

pétrole. Et là, on constate ce que l'on avait un peu oublié, on n'avait pas lu effectivement les livres auxquels William D'haeseleer a pu faire allusion, que le pétrole et le gaz étaient des armes entre les mains de la Russie. Et on voit aujourd'hui ce qu'il en est de l'utilisation par la Russie de ces armes.

La situation géopolitique au Moyen-Orient est une préoccupation majeure et durable. L'élection de Joe Biden a confirmé le désengagement lent mais inéluctable des États-Unis de la région. Ce retrait met le Moyen-Orient en ébullition et laisse le champ libre aux ambitions à la fois de la Russie et de la Chine. La remise en cause par le président Trump de l'accord sur le nucléaire et les mesures d'embargo qui pèsent sur les capacités d'exportation de l'Iran et sur l'ensemble de son économie. Les perspectives concernant un accord sur le nucléaire iranien restent tout à fait incertaines.

On oublie un peu les guerres en Libye, en Syrie, au Yémen, mais ces pays sont toujours en guerre. Il n'y a toujours pas de solution. Le Liban était présenté comme le pays, le miracle. Le miracle libanais s'est écroulé avec un État incompetent et corrompu. Et brisant les tabous anciens, les pays arabes n'hésitent plus à pacifier avec Israël en signant le pacte d'Abraham. Quant à la Turquie, elle se prend à rêver



**Figure 2. Part de la Chine dans la croissance mondiale entre 1978 et 2020 en pourcentage**

de ressusciter l'Empire ottoman et devenir le maître du monde sunnite. Dans ces conditions, on comprend que la sécurité d'approvisionnement de l'Europe en pétrole et gaz est en cause.

Un dernier point dont on ne parle pas assez, c'est le rôle incontournable de la Chine sur la scène énergétique. Ce graphique (cf. Figure 2) synthétise de façon claire la part de la Chine dans la croissance mondiale d'un certain nombre d'acteurs depuis 1978. Cela illustre le rôle incontournable de la Chine aujourd'hui. L'approvisionnement en pétrole et en gaz étant le talon d'Achille de l'économie chinoise, la Chine développe une diplomatie dynamique, certains diront agressive, dans toutes les régions du monde, qu'il s'agisse du Moyen-Orient, de la Russie ou de l'Afrique.

Alors, le secteur énergétique est en crise, mais ce n'est pas dû uniquement au conflit ukrainien et ce ne doit pas nous faire oublier que la crise énergétique en Europe a commencé en 2021. Personne n'a vu venir ces crises dont les conséquences seront durables. La crise énergétique européenne a commencé au deuxième semestre 2021 avec une pointe en janvier qui était due à un froid intense en Chine. Mais la crise s'est développée en 2021, dûe à des facteurs conjoncturels et à des facteurs structurels. Les facteurs conjoncturels, ce sont notamment la reprise économique mondiale post Covid, avec des problèmes en matière de logistique,

la croissance de la demande de gaz, la croissance des prix du charbon et certaines conditions climatiques extrêmes dans certains pays. Cependant, il y a aussi des raisons structurelles que l'on a oubliées. C'est le manque d'investissement, le manque lié au *market design* qui a été mis en place à la fois sur l'électricité et sur le gaz, qui conduit à des flambées de prix. À noter que les prix du pétrole pendant cette période n'ont pas augmenté de façon très importante. On voit bien cette déconnexion entre le marché du pétrole d'une part, le marché du gaz et l'électricité d'autre part.

Alors bien entendu, il y a le tournant du 24 février. Je rappellerai juste quelques chiffres. La Russie, c'est 6,4 % des réserves mondiales de pétrole, 17 % des réserves de gaz, troisième producteur mondial de pétrole, premier exportateur mondial de gaz. L'Europe dépendait de la Russie pour une part majeure de ses approvisionnements : 23 % des importations de pétrole, 46 % des importations de gaz et 60 % des importations de charbon. Mais *a contrario*, la Russie est très dépendante de l'Europe pour ses exportations de pétrole et de gaz. L'Europe, c'est 90 % des exportations de gaz de la Russie. Les exportations d'hydrocarbures, pétrole et gaz, représentent 25 % du PIB du pays, 40 % des recettes budgétaires, 57 % des exportations. S'était créée depuis 50 ans une dépendance réciproque entre la Russie et l'Europe. La Russie fournissait l'énergie à l'Europe et l'Europe finançait en fait le développement

de la Russie. Cette dépendance réciproque a contribué pendant des décennies à la sécurité d'approvisionnement européen. Il se trouve que j'avais eu l'occasion, lors de la négociation d'un contrat gazier, de rassurer le Premier ministre de l'époque, en 1982, au moment où Jaruzelski était en train d'essayer de tuer Solidarité. Gaz de France avait négocié le deuxième contrat avec Gazprom, j'avais dit au Premier ministre : «Rassurez-vous, c'est très sûr, quand les Russes couperont le gaz, trois jours après, ils seront à Brest». C'est en fait cette confiance, cette solidarité réciproque entre l'Europe et la Russie qui a fonctionné à plein pendant 50 ans. C'est cette solidarité réciproque, qui faisait le cœur de la stratégie énergétique, en particulier gazière, qui aujourd'hui est remise en cause avec des impacts dramatiques, en particulier pour l'Allemagne.

Il ne faut pas oublier cependant l'aspect structurel des politiques énergétiques. Ce qui s'est passé depuis l'invasion de l'Ukraine a conduit à une volatilité et une augmentation du niveau de prix du gaz tant en Europe qu'en Asie, mais aussi une augmentation extrêmement importante des prix de l'électricité. Alors il y a bien entendu des mesures d'embargo qui ont été prises — on est véritablement là dans la géopolitique de l'énergie — que je rappelle : embargo sur le charbon décidé au niveau européen le 8 avril, embargo partiel sur le pétrole et les produits pétroliers décidé le 6 juin. À ce jour, aucune décision officielle d'embargo n'a été prise sur le gaz. Cependant, dès le 11 mai, le transit gazier via l'Ukraine était réduit de 25 %. Le 13 mai, le président Poutine cesse les livraisons d'électricité à la Finlande et arrête les livraisons de gaz, après la décision de ce pays de rejoindre l'OTAN. Et de fil en aiguille, il y a eu des arrêts d'exportation vis-à-vis des Pays-Bas, de la France, etc. L'embargo est-il efficace? Le marché du charbon et le marché du pétrole sont des marchés profonds et donc, moyennant des ajustements de logistique, le charbon ou les produits pétroliers que la Russie ne vend pas à l'Europe, elle les vend ailleurs avec un rabais. Par exemple, l'augmentation des importations en pétrole russe de l'Inde a été d'un facteur dix en un an. Mais bien entendu, ce

pétrole revient sous forme de produits pétroliers raffinés en Inde et réexportés vers l'Europe. Donc l'efficacité de cet embargo est questionnable. Je ne dis pas qu'elle est nulle, mais elle est quand même questionnable. En revanche, pour le gaz, l'embargo gazier russe est un défi majeur pour l'Europe compte tenu des difficultés de remplacer le gaz russe. Et au fond on joue à la roulette russe avec un barillet qui est plein de balles. Mais je crains malheureusement que la balle blesse plus gravement l'Europe que la Russie.

Le marché pétrolier est marqué par la géopolitique. Il devrait connaître, à court terme ou à moyen terme, une tension croissante, non pas à cause de l'absence de ressources — c'est la fameuse théorie du «*peak oil*» — mais à cause d'une insuffisance des investissements qui ne permet pas de compenser le déclin naturel des gisements existants, alors qu'en parallèle, la demande de pétrole continue toujours à croître.

En effet, les investissements en exploration production de pétrole et de gaz ont été divisés par deux depuis 2014. Alors les compagnies pétrolières internationales réduisent leurs investissements et les réorientent vers les énergies de la transition énergétique. Par contre, les pays producteurs de pétrole, eux, continuent à investir. Cette baisse des investissements au niveau des compagnies pétrolières internationales se traduit par une montée en puissance du contrôle de marché par les pays producteurs.

Je rappelle qu'il est indispensable de réaliser des investissements réguliers pour maintenir la production d'un champ. La dépression naturelle, hors investissements, d'un champ pétrolier est de l'ordre de 6 % par an. À l'échéance de 2030, la production de nouveaux champs à développer devrait représenter de l'ordre de 20 à 30 millions de barils jour (source : AIE).

Année après année, depuis 2014, les pays producteurs de l'OPEP ont réussi à reprendre en main le marché pétrolier malgré les aléas. L'étape importante de cette reprise en main

a été la création de l'OPEP+ avec la décision du 12 avril 2020 de baisser drastiquement la production pétrolière pour répondre à la crise de la Covid. L'OPEP+, c'est les pays de l'OPEP, pour simplifier Arabie saoudite et Émirats arabes unis, plus la Russie. Hier les pays de l'OPEP+ ont décidé pour contrer la baisse des prix pétroliers une baisse de 2 millions de barils jour, ce qui est tout à fait considérable.

Face à cette baisse des investissements et cette montée en puissance de l'OPEP+, on peut penser que les États-Unis, grâce à la révolution des hydrocarbures non conventionnels, vont pouvoir compenser cette baisse. En fait, il y a une reprise des investissements, mais il y a une grande incertitude en ce qui concerne les perspectives de production à échéance de 2030-2035 de pétrole et de produits pétroliers aux États-Unis, avec une fourchette qui va de 13 millions de barils jour à 27 millions de barils jour.

Rappelons le rôle important du gaz dans le mix énergétique de l'Europe : 44 % de la demande pour la consommation d'énergie de l'Italie, 25 % pour l'Allemagne et pour l'Espagne. L'Europe a actuellement des solutions limitées de remplacement immédiat si les importations de gaz russe devaient cesser définitivement. Le GNL est l'option qui a été privilégiée, mais les disponibilités ne sont pas extensibles et à la fois les méthaniers manquent, les cargaisons sont en fait de plus en plus rares et de plus en plus chères. Même si le GNL a connu une croissance tout à fait considérable ces six derniers mois : le GNL atteint aujourd'hui 40 % de l'approvisionnement gazier en Europe, ce qui a conduit à baisser la part du gaz russe à 9,4 %. À noter que le GNL russe importé en Europe, lui a augmenté très significativement, ce qui est un paradoxe. Ceci s'est fait grâce à une redirection des cargaisons qui étaient destinées à l'Asie et qui ont été réorientées vers l'Europe. Mais tout ceci a un coût et aujourd'hui les cargaisons de GNL auxquelles on peut avoir accès sont de plus en plus rares et de plus en plus chères.

Le GNL joue un rôle absolument clé dans la sécurité d'approvisionnement. Il y a certes des

nouveaux projets de GNL qui ont été lancés ces dernières années pour faire face à la croissance de la demande, mais la demande supplémentaire de l'Europe réduira ses disponibilités et donc, malgré les investissements considérables, notamment au Qatar et aux États-Unis, on risque d'avoir un marché gazier tendu.

Marché pétrolier tendu, marché gazier tendu, mais une petite lueur d'espoir en ce qui concerne l'Europe, c'est le biométhane. Avec la flambée des prix du gaz, la rentabilité des unités de biométhane s'est trouvée renforcée avec l'évolution des capacités de production en biométhane en Europe : depuis 2015, le nombre d'unités a doublé ainsi que la production pour atteindre aujourd'hui 3 milliards de mètres cubes. C'est peu par rapport aux 150 milliards de mètres cubes importés de Russie avant la crise. Pour 2030, l'Europe se fixe un objectif ambitieux de 35 milliards de mètres cubes. C'est quand même significatif et c'est un point important.

J'ai concentré ma présentation sur la géopolitique des hydrocarbures qui était une dimension totalement oubliée des politiques énergétiques. Mais les enjeux géopolitiques ne concernent pas uniquement les énergies fossiles. La transition énergétique est confrontée aussi à des défis de types nouveaux, liés au quasi-monopole de la Chine sur un nombre de technologies et de métaux critiques.

La géopolitique au sens large représente un défi majeur pour la sécurité énergétique. Il est urgent d'intégrer pleinement ces dimensions dans nos politiques énergétiques. Malheureusement, je n'en vois pas beaucoup de signes positifs dans les déclarations qui sont faites aussi bien au niveau national qu'au niveau européen.

## ***Le rôle des énergies renouvelables pour la sécurité énergétique - opportunités et défis***

**Paolo Frankl (Responsable de la division Énergies Renouvelables, Agence internationale de l'énergie)**

J'aimerais parler de considérations complémentaires par rapport à ce qui a été dit auparavant. Je suis d'accord avec la plupart de ce qui a été dit. De mon côté, je pense qu'il y a quelque chose qui a été très peu mentionné qui est la menace du changement climatique. Qu'est-ce que ça va nous amener en termes de défi supplémentaire? C'est la sécurité énergétique qui est en jeu. Nous allons parler un peu de contexte. Avant que j'y passe, j'aimerais dire quelque chose sur la crise actuelle. Notre directeur exécutif, Dr Birol, a exprimé de diverses manières le fait que la crise d'aujourd'hui est la première réelle crise énergétique mondiale et qu'elle va avoir un impact, plus que celle de 1973. Je voudrais juste mentionner deux différences. En 1973, c'était la crise du pétrole : c'est pour cela que nous, l'AIE, étions nés. Et ça impactait plutôt les pays de l'Occident. En revanche, aujourd'hui c'est toutes les sources énergétiques qui sont concernées. De plus, nous avons aujourd'hui les géants de l'Asie qui consomment beaucoup plus et qui sont nos compétiteurs sur le marché, ce qui n'était pas le cas en 1973. Pour ceux qui ne l'ont pas vue, j'aimerais vraiment vous inciter à voir l'interview qui a été publiée dans *Le Monde* ce matin. Je pense que cela résume très bien la position de l'Agence internationale de l'énergie et notamment à propos de la décision des pays de l'OPEP qui a été prise la semaine dernière, en termes de production, et d'accroissement des coûts. Je serais ravi d'y revenir si nous avons une session de questions et réponses.

Alors, les énergies renouvelables, cela veut dire un changement de paradigme pour la sécurité énergétique. Il est question de la disponibilité des ressources naturelles, où et quand c'est nécessaire, bien sûr. Dans ma présentation, j'aimerais mentionner et faire une différence entre la sécurité à laquelle nous avons à faire face aujourd'hui à court terme et les aspects à plus long terme et possiblement dans un monde émission net zéro. Tout d'abord le

présent. Quelques bonnes nouvelles : les énergies renouvelables, notamment l'électricité, vont d'un record à l'autre. Voilà quelque chose qui a été publié en mai et c'est déjà vieux, je vous dis en avance que notre nouvelle prévision pour 2022 sera plus haute que cela, un record sans précédent. Cette croissance record des renouvelables est menée par le solaire et par la Chine. Donc qu'est-ce que cela veut dire en termes de sécurité énergétique? Cela a des impacts positifs en termes de sécurité. Cette dernière décennie, l'Europe a consommé du gaz russe pour produire environ 100-200 térawattheures d'électricité par an en moyenne, dépendant du climat, de l'hiver, etc. La production additionnelle de l'éolien et du solaire dans les années à venir va complètement couvrir cela. C'est important. Bien sûr, cela a été mentionné, l'éolien et le solaire n'ont pas les mêmes facteurs de capacité que des centrales thermiques. Mais ici nous avons une crise énergétique, donc, peu importe le nombre de térawattheures que nous pouvons économiser, c'est une très bonne nouvelle. Voilà un exemple de comment même des ressources variables comme l'éolien et le solaire peuvent contribuer à nous aider en termes de sécurité énergétique.

Un aspect qui a été mentionné récemment aussi et qui est très souvent oublié, c'est la bioénergie. C'est un grand géant aujourd'hui des énergies renouvelables et elle va le rester pour un long moment. Nous avons comparé la disponibilité en Europe des bioénergies (gaz, liquide, état solide) avec les importations russes en 2019. Bien sûr, c'est une simplification à l'extrême, mais le message c'est que nous serions dans une situation bien pire que celle où nous sommes, qui est déjà mauvaise, si nous n'avions pas de bioénergie. Nous devrions penser à des portefeuilles d'énergies renouvelables tout le temps dans le futur, et pas seulement nous concentrer sur le solaire et l'éolien. Pour parler de l'éolien et du solaire,

China currently dominates global solar PV supply chains

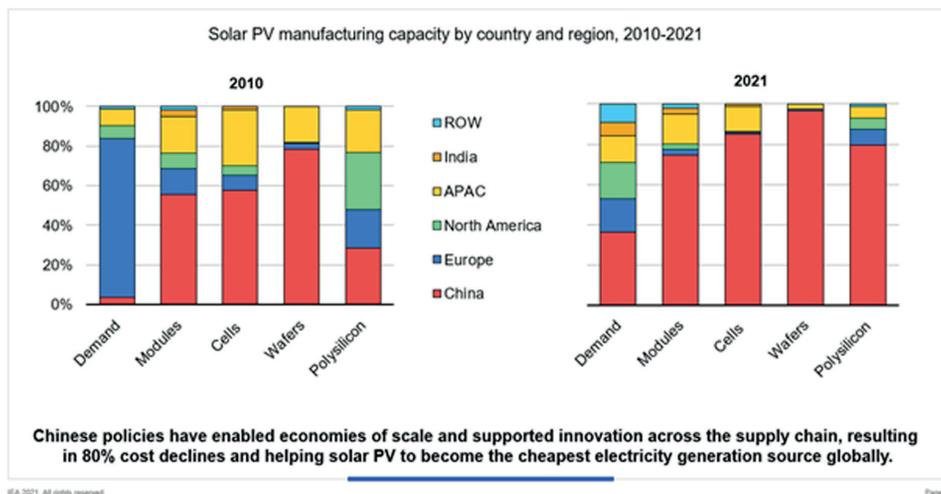


Figure 1. Domination de la Chine sur les chaînes d’approvisionnement de panneaux photovoltaïques mondiales

cela a été mentionné par Olivier Appert, un des prochains défis, c’est la concentration des technologies et des minéraux critiques. Voici un changement de 2010 à 2021 en termes de concentration des différents éléments de la *supply chain* du photovoltaïque (cf. Figure 1). Vous pouvez voir ici des choses évidentes et bien connues : tout est concentré en Chine.

Maintenant, pourquoi est-ce que cela s’est passé, c’est une autre question. Je pense que vous l’avez dit, William D’haeseleer, nous avons été un temps très paresseux [en Occident], sur beaucoup de choses. On s’est dit qu’on avait le temps et maintenant nous réalisons que c’est une approche très dangereuse. Il y a de bonnes nouvelles à ce niveau-là en termes de diversification, poussées par les États-Unis avec la loi sur la réduction de l’inflation de 2022, par l’Europe avec l’acte européen REPowerEU et par l’Inde (avec les *Production Linked Incentive programmes*). Mais bien sûr, à ce moment précis, cette concentration dans un seul pays devrait être une source de soucis. Cela a été mentionné, nous avons découvert le fait que la majorité de la production des semi-conducteurs est faite à Taïwan. C’est bien de sensibiliser à cela afin d’éviter des problèmes de plus grande envergure dans le futur.

J’aimerais aussi parler de long terme. Je ne veux pas seulement vous rappeler ce qui s’est passé juste cette année en termes de changement climatique : en termes de feux de forêts, d’inondations, d’évènements extrêmes, cela va empirer. C’est pour cela que l’AIE a pris une position très claire en 2021 avec une feuille de route vers le net zéro global. Je n’irai pas sur tous les détails, mais nous avons besoin de toutes les technologies qui ont un rôle important à jouer pour limiter les émissions de CO<sub>2</sub> : l’efficacité énergétique et toute autre forme de technologies énergétiques bas carbone, dont le nucléaire. Laissez-moi juste vous donner quelques chiffres. Dans notre scénario «net zéro», les énergies renouvelables représentent près de 90 % de la production d’électricité en 2050, principalement grâce à l’énergie solaire photovoltaïque et à l’éolien. Pour les transports, les industries, les bâtiments, beaucoup de contributions directes des énergies renouvelables et indirectes vont se baser sur les combustibles comme les biocombustibles et l’hydrogène issus de renouvelables. Une part spécifique, c’est la partie électricité. C’est bien connu mais il est bien de se rappeler que l’éolien et le solaire, qui sont de loin les options les moins chères pour ce qui est de l’électricité pour 80 % du monde, dans un scénario «net

zéro», vont augmenter par un facteur de 20 et représenter 70 % de l’approvisionnement en électricité d’ici à 2050.

C’est bien sûr un défi d’envergure et un changement majeur dans la manière dont l’exploitation du réseau électrique doit être assurée, car cela signifie non seulement répondre à l’évolution de la demande énergétique, mais également à la forte variabilité de l’offre d’énergies renouvelables telles que le solaire photovoltaïque et l’éolien. Encore une fois, je ne veux pas rentrer dans tous les détails, mais il y a quelques années l’AIE a suggéré un cadre pour différentes phases de l’intégration des renouvelables variables qui prévoit six phases (cf. Figure 2).

La plupart des pays aujourd’hui sont toujours dans les trois premières phases où les choses sont — je simplifie exagérément — globalement sous contrôle. En phase 4, lors de périodes durant lesquelles les renouvelables font 100 % de génération, et c’est le cas dans un certain nombre de pays dans le monde à l’heure actuelle, nous devons être très attentifs à un certain nombre d’éléments, notamment des événements inattendus. Aucun pays n’est

encore dans la phase 5 ou 6. Plus on pousse le solaire et plus on aura la courbe californienne, ce qui veut dire qu’on aura des surplus en termes d’énergies renouvelables dans des moments où il n’y aura pas assez de demande. Ensuite on pourra avoir la situation opposée dans certains cas, on aurait un besoin de capacité, par exemple le soir dans un hiver sombre sans vent. C’est le pire des scénarios pour les énergies renouvelables.

Une étude très connue de 2021 publiée par l’AIE, conjointement avec RTE, a regardé la technique de l’intégration d’une part très importante d’énergies renouvelables en France. Je ne veux pas rentrer dans les détails, mais m’attarder sur la stabilité du système. Un aspect qui a été souligné et qui est un véritable défi : si vous avez beaucoup ou la majorité de votre génération qui ne vient pas de machines qui sont en rotation, vous perdez le système d’inertie qui est expliqué par la physique et sur lequel se base le système de sécurité énergétique aujourd’hui. Il y a des solutions se basant sur le marché, notamment la provision de nouveaux services de réponse en fréquence rapide par l’éolien et les batteries, qui ont été couronnées de succès au Québec et en Irlande,

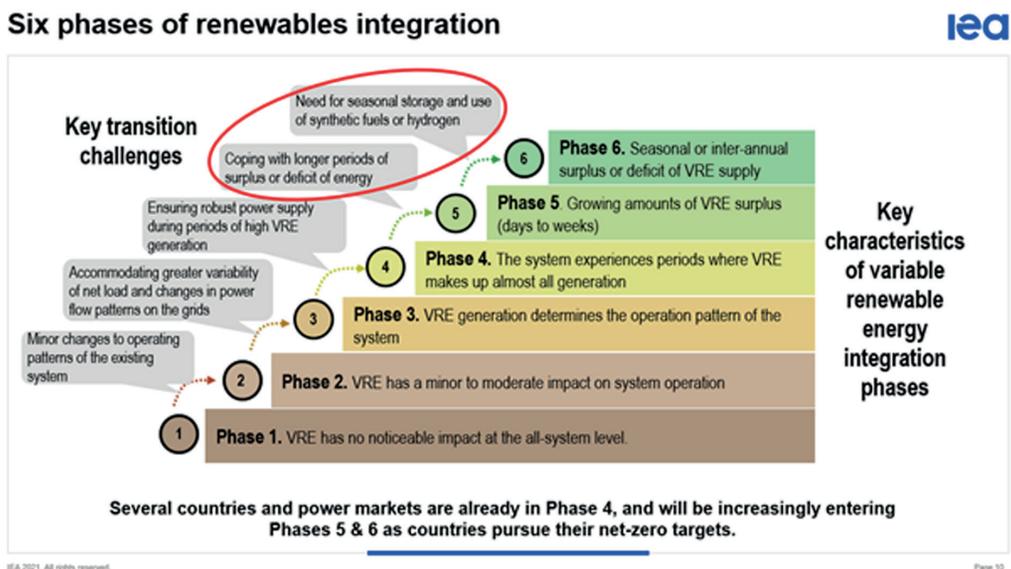


Figure 2. Les 6 phases de l’intégration des renouvelables

pour rétablir une fréquence très rapidement. À plus long terme, nous regardons des options comme des condensateurs synchronisés ou même des solutions de «*grid-forming*» se basant sur l'électronique de puissance, avec essentiellement des inverseurs qui vont créer des fréquences d'électricité appropriées pour le système. Bien qu'il y ait un consensus sur l'émergence de ces technologies, elles ne sont pas encore prouvées à grande échelle et il reste beaucoup à faire. Cependant, j'aimerais être très clair, cela devient vraiment critique quand vous êtes dans un système où 60 à 80 % de vos énergies viennent du renouvelable variable, pas avant. Avant vous pouvez bien sûr avoir beaucoup d'énergies renouvelables, c'est une bonne chose pour la sécurité énergétique.

Entre-temps, RTE a fait une autre analyse économique sur le bon mix énergétique pour la France. Je ne vais pas rentrer dans tous les détails, mais j'aimerais juste souligner un point important : si vous poussez réellement les énergies renouvelables très fort, et il y a de bonnes raisons pour le faire, il y a aussi des défis à prendre en compte avec attention. Il faut être préparé à avoir et à payer pour avoir une flexibilité additionnelle. En France, on a estimé entre 40 et 60 gigawatts de capacité additionnelle pour la flexibilité. C'est un chiffre très important. Il y a un certain nombre de manières de le faire : grâce à l'interconnexion, la flexibilité du côté de la demande, le stockage et aussi en utilisant des combustibles bas carbone comme l'hydrogène ou l'ammoniac dans les usines électriques thermiques existantes. Attendons de voir un petit peu dans le futur comment cela va se passer car personne ne sait vraiment quelle solution devrait prévaloir. Un autre problème émergeant avec des pourcentages très élevés d'énergies renouvelables est la variabilité saisonnière. C'est exactement ce sur quoi nous travaillons à l'heure actuelle. C'est en cours, donc je ne peux pas vous montrer les résultats ; je peux simplement vous dire que nous examinons attentivement les différentes zones climatiques du monde, en essayant de comprendre l'entité du défi que représente le stockage à long terme pour les énergies renouvelables. Il y a une variabilité

saisonnière, et nous regardons même pour la première fois la variabilité interannuelle qui est un réel problème pour l'hydraulique. En fait, nous essayons d'évaluer les différents systèmes d'après un nombre de paramètres. Encore une fois, j'ai extrêmement simplifié, mais il y a quatre paramètres principaux. Tout d'abord, quel est le profil de demande saisonnier, qui est très différent selon là où vous vous situez dans le monde ? J'aimerais rappeler à tous qu'en 2050, 6 à 7 milliards de personnes vivront en principe dans les parties les plus ensoleillées du monde, ce qui constitue un changement majeur par rapport au siècle dernier. Les difficultés à répondre à la variabilité saisonnière des énergies renouvelables dépendront bien sûr de la taille des pics de charge. Cela dépendra de la disponibilité et variabilité hydrologique aussi, et cela vient aussi de quelque chose dont on parle rarement, la complémentarité entre l'éolien et le solaire. Parfois les deux sont complémentaires, en particulier dans les climats continentaux. Si vous avez un système interconnecté, il y aura des interactions exceptionnelles et complémentaires entre l'éolien et le solaire. Le problème, c'est que nous ne sommes pas parfaitement interconnectés en Europe, contrairement à d'autres endroits du monde.

Mon dernier graphique est celui-ci. Toutes les usines, tous les projets se basent sur les énergies renouvelables. Ici c'est sur les renouvelables pour accroître la production dans le monde. Il y a une très bonne nouvelle en termes de sécurité énergétique par les renouvelables, c'est la diversification des voies d'approvisionnement de différents endroits du monde et en général. Olivier Appert l'a dit je crois, pour les hydrocarbures il y a un rôle très important à jouer par le Moyen-Orient. Le Moyen-Orient joue un rôle important ici aussi pour les renouvelables, mais ce n'est pas le seul, loin de là. C'est une très bonne nouvelle et je dirais que les énergies renouvelables sont beaucoup plus «*démocratiques*» : finalement, chaque pays du monde a une richesse, a au moins une ressource d'énergie renouvelable. La plupart d'entre eux sont riches de plus

d'une et pour des raisons de sécurité, c'est une très bonne nouvelle.

Un autre développement important pour la sécurité énergétique concerne l'hydrogène. Si vous regardez les projets en préparation, cela représente 12 millions de tonnes d'hydrogène au niveau mondial d'ici 2030. N'oubliez pas que cet hydrogène doit toujours être transporté ailleurs et les coûts de transport sont énormes, surtout si on devait utiliser l'hydrogène liquide. Une solution qui émerge ici, c'est qu'on utilise un autre combustible, que ce soit l'ammoniac, le méthanol ou l'éther diméthyle, comme vecteurs énergétiques. Pour nous, il est assez clair que la première priorité, c'est d'utiliser cet hydrogène de grande valeur pour nos objectifs industriels. La crise actuelle va donner une grande impulsion [à la production et au commerce]. La nouvelle cible pour l'Europe, pour les importations seulement, c'est 10 millions de tonnes. Il y aura beaucoup de compétition dans ce domaine et cela sera très intéressant à nouveau en termes d'accessibilité, de voir ce que le Japon, l'Inde et la Chine vont faire. L'Europe doit relever des défis en matière de politiques industrielles, et pas seulement de politiques énergétiques, pour être compétitive dans ce nouveau domaine. Mais ce sont de très bonnes nouvelles pour les énergies renouvelables, cela nous permet d'utiliser les ressources renouvelables qui n'auraient pas été utilisées autrement. Si vous vous trouvez au milieu de nulle part en Australie du Sud ou dans un désert au Chili, vous ne créez pas une centrale électrique à énergies renouvelables pour une demande d'électricité qui n'existe pas. Mais si vous produisez des combustibles chimiques qui peuvent être transportés à l'international, vous pouvez. C'est là une énorme bonne nouvelle pour le déploiement des énergies renouvelables dans le monde. Il y a des perspectives presque infinies.

Pour conclure, j'aimerais souligner certains points, mais je réalise qu'il y a un mot qui manque et qui était mon choix dans le sondage réalisé tout à l'heure, c'est la diversification. Une diversification en termes de technologies et en termes de voies d'approvisionnement.

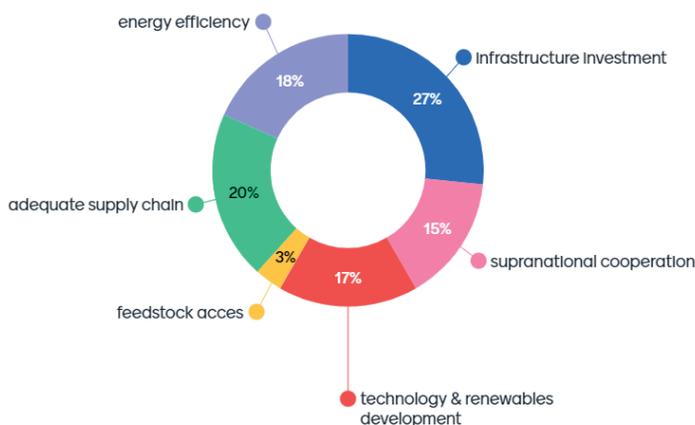
En termes de technologies, je voudrais être très clair : nous aurons besoin de tout, à commencer par l'efficacité énergétique (nous n'en avons pas beaucoup parlé aujourd'hui, mais c'est très important) et de tout type de technologie bas carbone, dont un portefeuille très important d'énergies renouvelables. Je veux le répéter, il faut ne pas seulement se focaliser sur le solaire et l'éolien, mais sur toutes les énergies renouvelables (électricité, chaleur et carburants renouvelables). Deuxième aspect, les voies d'approvisionnement. Il y a de belles perspectives. J'aimerais aussi dire que les énergies renouvelables vont nous aider à réduire les coûts. Le *market design* a été mentionné : aujourd'hui nous avons des problèmes de *market design* à résoudre, mais le coût des renouvelables est bon comparé à celui des fossiles. En termes d'électricité, il y a un taux de variabilité important à adresser et pour ce faire, nous devons créer des systèmes électriques très flexibles de toutes les manières possibles. On n'a pas parlé assez des réseaux électriques, qui sont un aspect fondamental pour répondre au défi de l'intégration des renouvelables variables comme le solaire et l'éolien. Ce qui est positif, c'est le rôle du commerce international de l'hydrogène et des dispositifs de combustibles à hydrogène. Cela aidera aussi à pouvoir solutionner les problèmes de stockage long terme des énergies renouvelables. Pour terminer, encore une fois, j'aimerais le dire, nous devons utiliser toutes les formes de renouvelables, pas seulement nous focaliser sur les deux plus connues (solaire et éolien).

## SESSION 2

### Les nouvelles formes de dépendance énergétique

#### Suite du sondage | Question 3. Comment surmonter la dépendance énergétique?

L'investissement dans les infrastructures est classé en tête par les participants au Forum. C'est cohérent avec toutes les discussions actuelles sur la conception du marché, qui ont également été abordées lors du Forum. La chaîne d'approvisionnement adéquate arrive en deuxième position et la prochaine session sur les nouvelles formes de dépendance énergétique donnera probablement plus d'informations sur ce choix.



#### Les métaux stratégiques : le nouveau défi de la transition énergétique

Christophe Poinssot (Directeur Général Délégué et Directeur Scientifique, BRGM)

Je suis honoré d'être devant vous aujourd'hui et d'avoir l'occasion d'éclairer un aspect extrêmement important de la transition énergétique mais qui a souvent été négligé, celui de la question des métaux ou ressources minérales indispensables pour les technologies décarbonées et qui sont donc un prérequis indispensable pour que cette transition puisse se dérouler correctement. Je vais dans ma présentation aborder deux aspects. D'abord, rappeler un peu quelle est la situation en termes de besoins en ressources minérales et quelles sont aussi les perspectives. Puis, comme vous

devinez que l'on va peut-être avoir du mal à répondre à l'ensemble de ces demandes, aborder les solutions possibles pour y remédier. Quelles sont les bras d'actions et les leviers d'action qui sont à notre main et dont on doit se saisir si on veut correctement avancer dans cette direction?

Donc, premier point, vous le savez largement, les besoins en ressources minérales de nos sociétés, de nos modes de vie sont extrêmement importants et sont en train de s'amplifier sous l'influence de trois moteurs :

(1) le moteur historique qui est lié à la croissance économique tirée notamment par la croissance de la population et le rattrapage économique des pays en développement, (2) deux moteurs qui sont beaucoup plus récents et qui amplifient très notablement ces évolutions qui sont d'une part la transition énergétique dont on parle largement dans cette journée, mais également, il ne faut pas l'oublier, la transition numérique qui est tout autant gourmande en ressources minérales. Ce qu'il faut comprendre, c'est que ces trois moteurs conduisent à une augmentation considérable de nos besoins en ressources minérales en termes de quantité, mais aussi de diversité des ressources concernées. On est ainsi passé en un peu plus d'un siècle d'une civilisation qui reposait sur moins d'une dizaine de métaux nécessaires pour répondre à nos besoins, à une civilisation qui mobilise maintenant pas loin des deux tiers du tableau de Mendeleïev.

Venons-en à quelques illustrations pour bien saisir l'importance de cette révolution en marche. Premier point, dans quelle mesure les technologies décarbonées sont-elles beaucoup plus intensives en ressources minérales? Lorsqu'on compare la quantité de ressources minérales nécessaires pour construire une installation de production électrique d'un mégawatt installé (MW installé), on s'aperçoit que les énergies renouvelables (éolien, solaire) mobilisent beaucoup plus de ressources que le nucléaire et les énergies fossiles. Par exemple, un parc éolien *offshore* d'un MW installé nécessitera six fois plus de ressources minérales qu'une centrale au charbon de la même puissance, sachant que cette dernière représente le moyen de production le plus utilisé à l'échelle mondiale, et également celui dont on veut se passer à l'avenir. Et on parle bien ici en MW installé et non en MWh produit et disponible qui nécessite de prendre en compte le facteur de disponibilité (le temps où l'installation peut produire). Si on intègre ce facteur la différence s'accroît encore et il faut de l'ordre de vingt fois plus de ressources minérales par électron disponible. Fermer par exemple les centrales à charbon pour les remplacer par des éoliennes *offshore* qui est l'une des transformations en

cours va donc entraîner une augmentation d'un facteur 20 des besoins en ressources minérales. Et on ne parle là que de l'aspect production. Or il en est de même du côté des usages et de leur électrification. Si on s'intéresse à la mobilité, une voiture électrique nécessitera six fois plus de ressources minérales qu'un véhicule thermique équivalent remplissant le même usage. D'autre part, les besoins augmentent non seulement en quantité mais on fait également appel à des métaux qui sont nouveaux, dont on n'avait pas forcément l'usage pour le moment, et évidemment pour lesquels il va falloir se soucier rapidement de leur disponibilité et de leur accès. Ainsi en est-il par exemple du lithium qui ne présentait qu'un intérêt industriel limité avant que l'arrivée des batteries Li-ion ne change radicalement la donne et le transforme en «or blanc».

Ces transformations radicales de nos sociétés conduisent à des prévisions d'évolution de la demande qui peuvent faire peur quand on réalise le défi qu'il va falloir relever pour répondre à cette demande. Pour en rester à la question des véhicules électroniques, on considère ainsi que les besoins en lithium devraient augmenter d'un facteur environ 40 d'ici 2040, les besoins en nickel et cobalt d'un facteur 20 et les terres rares d'un facteur 7. Cette explosion de la demande pose inévitablement la question de savoir si le marché sera capable d'y répondre en temps et en heure, autrement dit, si les trajectoires aujourd'hui définies sont cohérentes et compatibles avec la disponibilité escomptée des ressources au fil du temps?

Avant d'avancer plus loin dans cette question, il est important de rappeler que la transition énergétique s'accompagne d'une transition numérique qui est également très avide de ressources minérales, et qui se déroule de manière concomitante à la transition énergétique. Malgré les apparences pour l'utilisateur, Internet est tout sauf dématérialisé et reste avant tout un réseau physique de câbles sous-marins — et les événements de la semaine dernière nous l'ont bien rappelé —, de *data centers* et de serveurs connectés. Nos modes de vie actuels nous ont aussi habitués à disposer

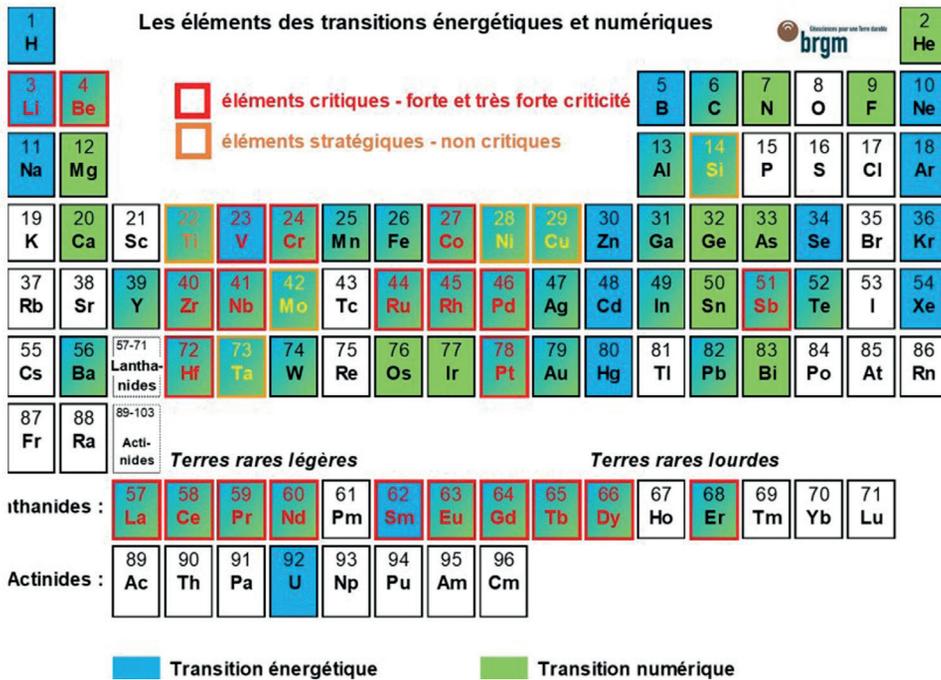


Figure 1. Tableau de Mendeleïev indiquant l'ensemble des éléments chimiques utiles à la transition énergétique (en bleu), à la transition numérique (en vert) et communs aux deux transitions (bicolore)

de smartphones permettant d'accéder à tout moment à des informations (ou des loisirs) numériques et souvent vidéo, très consommateurs de données. Toutes ces technologies requièrent des quantités importantes de ressources minérales (la concentration en certains métaux rares d'un smartphone est plus importante que celle du minerai qu'on a extrait du sous-sol pour le fabriquer, quarante fois plus par exemple pour l'or... ce qui fait de nos objets en fin de vie une véritable «mine urbaine»), en général plus faible en quantité que celles nécessaires pour les technologies décarbonées, mais en revanche plus diversifiées et avec des niveaux de pureté plus importants. Enfin, l'univers numérique est également très gourmand en énergie malgré les efforts permanents pour réduire les consommations. On estime aujourd'hui que le numérique représente environ 5 % des dépenses énergétiques mondiales et certains experts estiment que cela pourrait monter jusqu'à 20 %. Même si ces prévisions sont sans doute un peu exagérées, personne ne conteste le fait que cela va

augmenter et qu'il existe ainsi un lien fort entre énergie et numérique. Ainsi, le numérique a besoin d'électricité et donc d'énergie pour se développer, mais à l'inverse, les nouveaux systèmes énergétiques qu'on souhaite développer, basés beaucoup sur l'électricité, vont nécessiter un déploiement important d'outils numériques pour faire face à leur complexité. C'est l'objectif des *smart grids* en cours de développement, des technologies d'intelligence artificielle et de capteurs pour garantir à tout moment l'adéquation entre l'offre et la demande. On voit donc qu'il existe un lien fort qu'il ne faut pas négliger entre ces deux transitions que tous les pays du monde veulent conduire en même temps avec peu ou prou les mêmes technologies, et donc les mêmes ressources minérales.

Alors, de quels éléments parle-t-on concrètement? Petit retour en image sur vos cours de chimie, même s'ils sont peut-être bien loin.

Le tableau de Mendeleïev présenté dans la Figure 1 présente l'ensemble des éléments

chimiques indispensables aux technologies décarbonées (transition énergétique - en bleu) ou digitales (transition numérique - en vert) et qu'on appelle éléments stratégiques. On peut noter que nos technologies modernes mobilisent près des deux tiers du tableau de Mendeleïev (notamment du fait du développement de matériaux à propriétés et performances ajustées) et que les deux tiers de ces éléments sont communs aux deux transitions. Dans un contexte de tension sur les approvisionnements, il est donc envisageable que surgissent à l'avenir des conflits d'usage qui pourront nécessiter une priorisation d'allocation de ressources qui vont être des débats complexes. Parmi ces différents éléments, certains présentent des risques sérieux de rupture d'approvisionnement et sont appelés ressources ou métaux critiques (ils sont écrits en rouge), notamment parce que nous dépendons intégralement des importations pour répondre à nos besoins.

Avant d'aborder le sujet des leviers d'actions dont disposent la France et l'Europe pour répondre à ces besoins, il est important de rappeler quelques spécificités du marché des ressources minérales qu'il convient d'avoir en tête.

Premier point, il est important de comprendre qu'entre la mine et l'objet final comme notre smartphone ou notre voiture, il existe un très grand nombre d'étapes intermédiaires de purification, raffinage, transformation, fabrication... C'est ce qu'on appelle la chaîne de valeurs minérales et maîtriser nos approvisionnements ne consiste pas à maîtriser seulement la ressource minière, mais également les industries extractives, de transformation et de fabrication finale des objets. Pour complexifier la situation, l'optimisation mondiale des chaînes de production depuis une vingtaine d'années a conduit à une territorialisation des différentes activités en fonction des contraintes économiques, environnementales, sociétales de chaque territoire. Il est ainsi fréquent qu'un minerai soit extrait dans un premier pays où il subit une première purification, envoyé dans un second pour être purifié de manière plus

poussée, dans un troisième pour être mis sous une forme chimique spécifique, sans parler des multiples étapes de fabrication... On estime par exemple que le lithium présent dans une partie des véhicules vendus en Europe a déjà parcouru près de 50 000 km avant de contribuer au premier kilomètre du véhicule : produit dans les salars du Chili, purifié aux États-Unis, raffiné en Chine, utilisé pour produire des électrodes de batteries en Corée... Cette organisation repose évidemment sur la fluidité des marchés et des échanges, ce qui peut être remis en cause lors de crises sanitaires (Covid), logistiques (blocage du canal de Suez par l'Evergreen) ou géopolitiques (guerre en Ukraine et sanctions associées). Les crises récentes ont fait prendre conscience de manière aigüe de ces dépendances souvent masquées et du risque qu'elles font peser sur notre souveraineté industrielle et économique.

Deuxième point, il faut avoir conscience qu'une bonne partie de ces ressources minérales sont des produits secondaires, des coproduits de mines ou d'usines qui produisent avant un autre métal principal. En effet, les gisements de métaux ont naturellement concentré les éléments chimiques ayant des comportements chimiques proches. On trouve donc rarement un métal seul, il est souvent accompagné par d'autres métaux. On distingue ainsi les métaux principaux porteurs d'un gisement (fer, zinc, cuivre, aluminium, titane, nickel...) qui vont faire l'objet d'une prospection et d'une exploitation pour eux-mêmes, des métaux secondaires qui vont pouvoir être récupérés valorisés au passage. Un très bon exemple est le cas du cobalt dont on a tant besoin dans les batteries Li-ion des véhicules électriques. Il n'existe en effet pas de mines de cobalt mais le cobalt est récupéré dans les mines de cuivre ou de nickel. L'effet corollaire important est que les marchés de ces éléments sont liés par leur colocalisation alors même qu'ils peuvent répondre à des logiques économiques totalement différentes. Par exemple, l'hafnium, qui a des applications en microélectronique ou en défense par exemple, est produit par la purification du zirconium pour la fabrication de gaines de combustibles nucléaires. Sa

disponibilité est donc pour partie dépendante de l'évolution du marché des combustibles nucléaires qui est un sujet indépendant. On a donc ce qu'on appelle une inélasticité du marché de ces métaux secondaires : ce qui fait évoluer la production à la hausse ou à la baisse n'est pas le besoin direct mais l'évolution du besoin du métal porteur.

Tout cela pour vous faire comprendre la complexité et la relative opacité des chaînes de valeur minérales et des chaînes d'approvisionnement qui fait que décrypter et maîtriser ces chaînes restent un défi particulièrement exigeant mais indispensable si on veut préserver notre souveraineté et déployer la transition énergétique.

Après ce panorama des besoins et des spécificités des chaînes d'approvisionnement minéral, venons-en maintenant à la question centrale pour notre pays de notre perte de souveraineté et de maîtrise de ces chaînes de valeurs et des solutions qui sont à notre disposition. Comment peut-on sécuriser nos approvisionnements pour mener correctement nos transitions ?

Premier point, je crois important de rappeler même si vous êtes sûrement tous convaincus qu'on a aujourd'hui largement perdu notre souveraineté minérale du fait de l'arrêt de quasiment toutes les activités minières et extractives en France alors que nous avons été historiquement un grand pays minier, comme vous le savez. La désindustrialisation progressive et la montée des préoccupations environnementales ont conduit assez naturellement dans le contexte d'une mondialisation ouverte à laisser partir ces industries dans des pays à bas coûts de main-d'œuvre et beaucoup moins regardants sur les impacts environnementaux. Ce qui fait qu'aujourd'hui, pour beaucoup de ressources minérales, on est à 100 % dépendants de ce qu'on importe et pas forcément de pays amis ou qui sont fiables sur le moyen terme. Vous devinez notamment que la Chine et la Russie jouent des rôles majeurs dans ces filières d'approvisionnement.

Le deuxième point qu'il convient de rappeler car on l'oublie souvent, le transfert de ces activités vers des pays tiers a changé le regard de notre société sur ces activités. Aujourd'hui, il est normal pour la majeure partie de nos citoyens de vivre dans une société moderne disposant de toutes les facilités possibles et des dernières innovations high-tech ou électroniques avec les derniers modèles de smartphones... sans pour autant avoir aucune mine en France, sans pour autant avoir aucune industrie extractive ou de transformation en France. Mais c'est en fait juste une vue de l'esprit. Ces activités ont juste été envoyées plus loin, loin des yeux, loin du cœur, ou « *not in my backyard* » comme disent les sociologues. C'est un sujet sur lequel je reviendrai dans un instant, parce que vous comprenez bien que ce n'est ni durable, ni responsable, ni éthique !

Troisième point, c'est que pour beaucoup de Français, les activités minières sont vues comme des activités du passé et sur lesquelles il ne se passe pas grand-chose. En fait, quand vous regardez l'ampleur des investissements et des projets en développement à l'échelle mondiale, l'image est totalement différente parce qu'en fait, le sous-sol reste riche en ressources minérales. En revanche, c'est effectivement complexe de trouver celles suffisamment concentrées pour être exploitées, d'y accéder en profondeur, et cela demande des investissements et représente des défis, souvent énergétiques, environnementaux, sociétaux, etc. Les investissements 2020 à l'échelle mondiale représentent ainsi plus de 1 000 milliards de dollars, et encore, on est plutôt en période d'étiage en termes d'investissements. Alors que la France reste étrangement absente de cette compétition pour l'accès aux ressources, comment est-ce qu'on peut pallier cette situation ?

- D'abord, et c'est un sujet qui est souvent assez systématiquement mis sur le devant de la scène : il faut développer le recyclage. Le recyclage représente à la fois une nécessité dans un souci environnemental et écologique, mais c'est aussi une formidable opportunité pour notre industrie. C'est l'occasion de se réapproprier les industries de transformation,

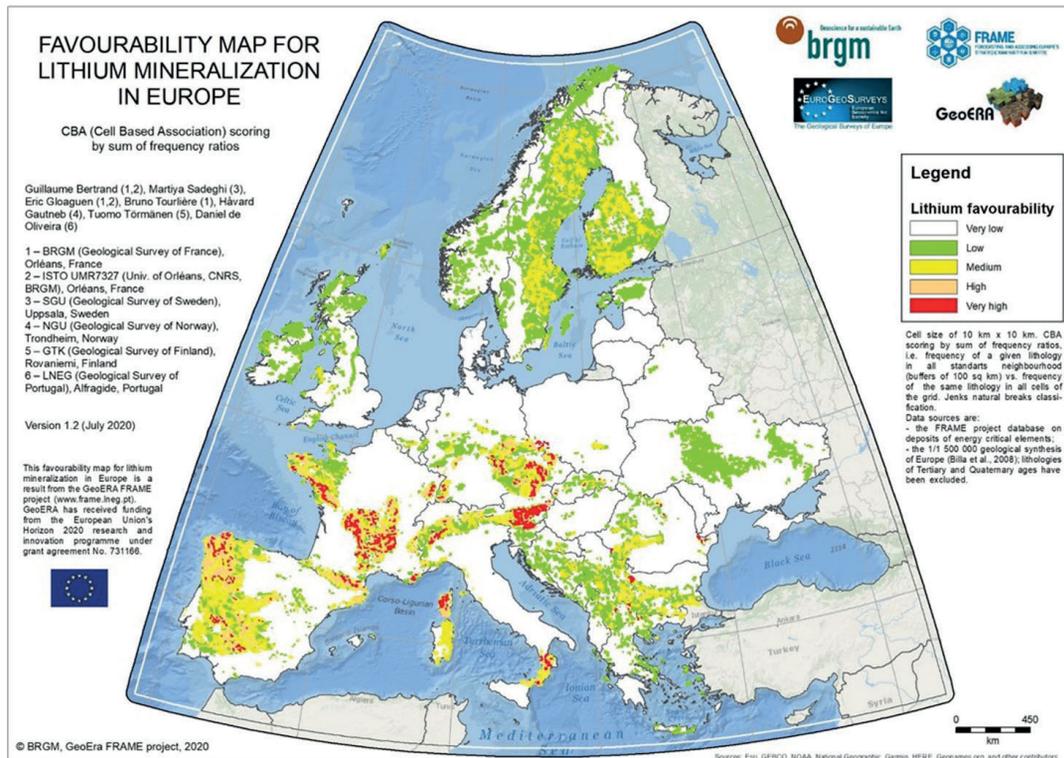


Figure 2. Carte de favorabilité pour la minéralisation de lithium en Europe

ces industries primaires sur lesquelles j'ai dit qu'on avait un peu oublié que c'était indispensable. Mais il faut avoir bien conscience qu'aujourd'hui, on recycle encore peu et qu'il y a une marche colossale à franchir et que seuls le plomb, l'argent et l'or sont recyclés à plus de 50 % aujourd'hui, car recycler coûte cher et l'usage des matières ainsi récupérées doit être favorisé économiquement. En revanche, il faut avoir conscience qu'on ne couvrira jamais l'intégralité de nos besoins avec le recyclage. D'abord parce qu'on ne recycle jamais 100 % des objets en fin de vie. Ensuite, parce que quand on sépare les éléments, même chimiquement, on ne récupère jamais l'intégralité de ce qu'il y avait au départ. Enfin et surtout, parce que ce que vous recyclez aujourd'hui, c'est ce qui a été produit il y a 20 ou 30 ans, à une époque où les objets étaient beaucoup moins concentrés en ressources minérales. Et ce n'était pas d'ailleurs forcément celles dont vous avez besoin aujourd'hui. Il y a donc un décalage entre ce que vous récupérez du

recyclage à un moment donné et ce dont vous avez besoin, ce qui fait que dans un monde en croissance ou en transformation comme c'est le cas aujourd'hui avec les transitions en cours, le recyclage ne couvrira jamais qu'une part très minoritaire de nos besoins, sans doute inférieure à 30 %. Néanmoins, il faut le faire mais en ayant bien conscience de ses limites intrinsèques.

- Le recyclage ne couvrant pas l'ensemble de nos besoins, extraire de nouvelles ressources du sous-sol est impératif. À l'échelle du territoire national, je tiens à rappeler qu'on est loin d'avoir épuisé nos ressources minérales en France. On est un pays qui est plutôt richement doté d'un point de vue géologique, mais notre connaissance du sous-sol est très largement incomplète et obsolète. L'inventaire minier que l'on a aujourd'hui date des années 1970. Il a plus de 50 ans. Inutile de vous dire qu'entre-temps, les technologies ont beaucoup progressé. Or malgré tout, cet inventaire

montre qu'on a déjà des gisements de rangs mondiaux qui sont présents dans notre sous-sol et qui pourraient être exploités si on le souhaitait, évidemment pas n'importe comment, j'y reviendrai dans un instant. Par ailleurs, les spécialistes nous disent aujourd'hui que, au-delà de qu'on connaît déjà, on a un potentiel qui est important, parmi les plus grands en Europe. Il y a eu de nombreux travaux financés par la Commission européenne sur la métallurgie prédictive et comme le montrent les cartes ainsi obtenues, la France reste pour des éléments comme le lithium l'un des pays les plus prometteurs.

Il est donc probable que la France dispose de ressources permettant de pourvoir à une partie significative de ses besoins pendant de nombreuses années. Pour cela, la première urgence est de développer un nouveau programme de caractérisation des ressources de notre sous-sol. Un premier programme très préliminaire vient ainsi d'être lancé par le gouvernement pour reprendre la caractérisation du sous-sol autour du Massif central. Mais cette première approche méritera d'être complétée par un programme de plus grande ampleur permettant de caractériser l'ensemble des zones d'intérêt potentiel, notamment les massifs anciens français. Cette connaissance sera un input important pour réfléchir à l'avenir des mines en France.

- En effet, il semble indispensable que s'ouvre un débat en France sur l'opportunité de la réouverture de mines en France pour recouvrir une part de souveraineté industrielle et économique. C'est sans doute indispensable également d'un point de vue éthique car on ne peut pas juste considérer que les activités qu'on n'aime pas voir, on les envoie à l'autre bout du monde. Et c'est vrai non seulement à l'échelle nationale mais également européenne. L'avantage à l'échelle européenne, c'est que cela diversifie la géologie et donc permet de couvrir du coup un panel de ressources et de besoins beaucoup plus large. Je me permets de rappeler à cette occasion qu'il y a des pays qui ne nous ont pas attendu et qui sont extrêmement performants aujourd'hui en termes

d'exploitation minière. Je pense notamment à la Scandinavie qui pourtant n'est pas la moins regardante sur les aspects environnementaux.

- Derrière, il faut, troisième étage de la fusée, qu'on mette en place une diplomatie des ressources minérales. Cela fait partie des choses que le gouvernement est en train de structurer de manière à pérenniser des relations avec des pays affinitaires avec lesquels on pourrait avoir des contrats d'approvisionnement de long terme.

- Dernier point avant d'en arriver à la conclusion, on parle depuis tout à l'heure d'ouvrir de nouvelles mines. Ouvrir de nouvelles mines va prendre du temps à l'échelle mondiale. Sur la dernière décennie, entre le moment où on commence, on souhaite ouvrir une mine et le moment où on commence à produire le premier kilo de minerai, il s'est écoulé en moyenne 17 ans, et c'est l'une des raisons majeures des difficultés que nous allons avoir pour tenir les trajectoires de transition énergétique souhaitée. La disponibilité effective des ressources risque d'être un frein évident au déploiement des technologies bas carbone. D'autre part, il n'est évidemment pas question de rouvrir des mines «à la Zola» si vous me permettez l'expression. Il y a une vraie nécessité de revoir complètement ce qu'on appelle une activité extractive, une mine pour la rendre la plus respectueuse possible de l'environnement. Les mines de demain devront avoir été conçues pour avoir un impact environnemental le plus faible possible, à la fois dans la phase d'exploitation mais aussi dans la phase d'après mine. Cela suppose aussi qu'on prenne correctement en compte l'acceptabilité sociétale, même si ce terme n'est pas adéquat. L'enjeu est de co-construire dès le départ les projets avec les populations locales pour les embarquer dans ces projets pour éviter des situations de blocage ultérieurs. La prise en compte des enjeux environnementaux et sociétaux ne doit pas être uniquement déclarative mais contrôlée par des organismes indépendants. Sur ce sujet important, le gouvernement français a porté durant la PFUE au premier semestre 2022 la nécessité de se mettre d'accord à l'échelle européenne

sur une norme commune mine responsable, avec des critères extrêmement précis, validés par des tiers et qui permettent, un peu comme un passeport CO<sub>2</sub>, de garantir que les matières qu'on utilise respectent les critères environnementaux et sociétaux. Évidemment, tout cela n'a un sens que si on l'applique aussi aux importations, puisque vous imaginez bien que cela va quand même rajouter des surcoûts.

En conclusion, j'espère vous avoir convaincu que les ressources minérales sont vraiment sur le chemin critique de la transition énergétique, même si elles ne sont pas au cœur du débat sociétal et politique, et que les trajectoires de décarbonation qui sont aujourd'hui affichées ne sont pas toutes compatibles avec les ressources disponibles à date. Par disponibles, il faut comprendre qu'on dispose déjà de mines qu'on peut exploiter pour répondre aux besoins. Si on veut déployer rapidement les trajectoires de transition énergétique auxquelles aspire notre société, il est donc urgent de réfléchir à de nouvelles sources d'approvisionnement, ce qui ne pourra passer que par l'ouverture d'un nombre conséquent de nouvelles mines en France et à l'étranger. Les spécialistes ont coutume de dire qu'il va falloir sortir du sous-sol plus de ressources minérales dans les 20 ans qui viennent que ce que l'humanité a sorti depuis le démarrage des mines il y a plusieurs milliers d'années. Vous voyez un peu l'ampleur du défi qu'on a devant nous ! Et avec un temps moyen d'ouverture d'une mine qui est entre 15 et 20 ans, les décisions que nous prenons aujourd'hui n'auront un impact que durant la prochaine décennie, ce qui rend difficile le respect des trajectoires de déploiement annoncées. Ainsi, le monde ne disposera pas à l'horizon 2035 des ressources suffisantes en lithium, nickel ou cobalt pour permettre la bascule des véhicules en tout électrique comme l'Europe l'a décidé. Il faut bien comprendre que cette difficulté n'est pas tant un problème de stock disponible que de flux disponible à une date donnée, et donc de vitesse de déploiement.

Dernière chose, j'espère que cet exposé vous aura fait sentir toute la complexité de ces sujets. C'est pour cela que la France a un

besoin d'une instance compétente d'analyse stratégique et prospective sur la question des ressources minérales. C'est pourquoi le BRGM a été mandaté par le gouvernement pour mettre en place un observatoire français sur les ressources minérales (OFREMI) qui est en train de se mettre en place et qui va associer de manière pluridisciplinaire des spécialistes des ressources minérales et de la géologie, des économistes, des sociologues, des spécialistes de géopolitique. L'OFREMI sera une structure publique-privée et qui va être mise en place officiellement courant novembre [NDLR : son lancement officiel a eu lieu le 29 novembre en présence des ministres de la Transition énergétique et de l'Industrie]. L'objectif sera d'abord de décrypter et suivre les chaînes de valeur minérale à l'échelle mondiale. Je peux vous garantir que c'est un sacré défi et que, pour avoir discuté depuis quelques mois avec l'ensemble des filières industrielles françaises, beaucoup d'entre elles restent dans un certain brouillard sur l'origine de l'ensemble des matières qu'elles emploient. Deuxième objectif : évaluer l'impact des évolutions technologiques. On ne fait pas juste une photo aujourd'hui, mais on se projette notamment par rapport aux évolutions ou ruptures technologiques qu'on anticipe, de manière à pouvoir se positionner sur la question centrale de l'adéquation offre-demande à 10, 20, 30 ans. Dernier point, à partir de là, on souhaite également pouvoir quantifier les risques de manière à ce que les industriels puissent prioriser finalement ceux qui sont les plus cruciaux pour eux, pouvoir réaliser des stress tests et, à partir de là, pouvoir proposer des plans d'action que tant les pouvoirs publics que les industriels pourront décider de déployer pour améliorer la résilience de nos filières industrielles dont la remise en cause pourrait écorner potentiellement notre souveraineté économique, mais derrière l'économie, je ne vous apprends rien en vous disant que c'est la souveraineté politique et stratégique globale qui est également mise en jeu.

## *Pénurie d'eau et sécurité énergétique*

**Hasmik Barseghyan (Présidente, Parlement Européen de la Jeunesse pour l'Eau)**

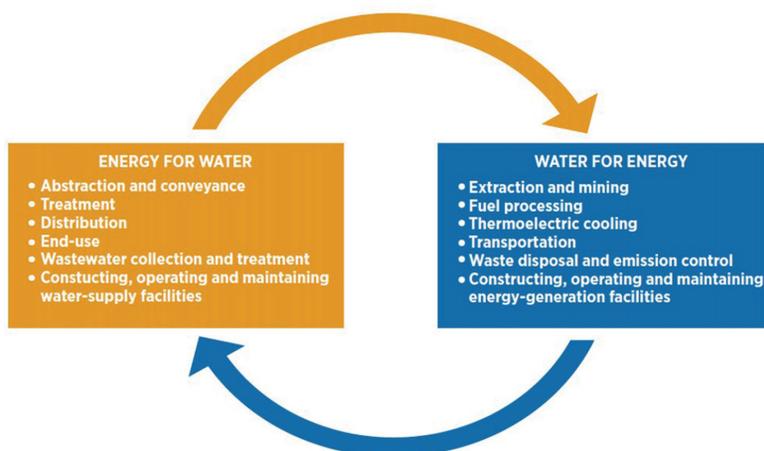
L'eau et l'énergie sont des ressources essentielles à la croissance économique. Dans la plupart des processus de production d'énergie, l'eau est un intrant clé : la production de combustibles fossiles nécessite de l'eau pour l'extraction, le transport et le traitement; la production thermoélectrique basée sur le nucléaire, les combustibles fossiles ou l'énergie solaire concentrée nécessite de l'eau pour le refroidissement; l'hydroélectricité ne peut être produite que si l'eau est facilement disponible dans les rivières ou les réservoirs; la production de matières premières pour les biocarburants, tels que l'éthanol, peut dépendre de l'eau pour l'irrigation; et les ressources d'énergie renouvelable telles que le solaire nécessitent de l'eau pour le refroidissement et le nettoyage des panneaux ou des capteurs pour une meilleure efficacité [Banque mondiale, 2013].

Le choix de la technologie, la source d'eau et le type de combustible déterminent les impacts de l'énergie sur le prélèvement, la consommation et la qualité des ressources en eau.

D'autre part, les intrants énergétiques sont répartis tout au long de la chaîne d'approvisionnement en eau. La chaîne d'approvisionnement de l'eau commence par une source, puis l'eau est extraite (par exemple, le pompage des eaux souterraines), parfois traitée et transportée directement vers une utilisation finale (par exemple, domestique, irrigation, commerciale). Une fois utilisée, l'eau est renvoyée dans l'environnement par rejet, avec ou sans traitement, ou par évaporation. Dans certains cas, l'eau traitée peut être réutilisée. À chacune de ces étapes, des apports énergétiques sont nécessaires en fonction des conditions locales. Cette interaction entre l'énergie et les ressources en eau constitue le lien entre l'eau et l'énergie (voir Figure 1).

Le lien entre l'eau et l'énergie représente un problème critique en matière de sécurité, de commerce et d'environnement. Le point de départ de tout effort visant à traiter ce lien est de quantifier les interconnexions et de comprendre les compromis. La part de l'eau prélevée et consommée pour l'énergie varie

### WATER - ENERGY NEXUS



Source : World Bank, 2013

**Figure 1. Liens eau-énergie**

considérablement au niveau national, de l'UE aux États-Unis en passant par la Chine.

La demande mondiale d'énergie devrait augmenter. Satisfaire cette demande croissante pourrait accroître les prélèvements d'eau dans le secteur de l'énergie et la consommation d'eau dans ce secteur.

La Chine, l'Inde et le Moyen-Orient seront à l'origine de la majeure partie de la croissance des besoins énergétiques jusqu'en 2035; toutefois, ces pays figurent également parmi ceux dont les ressources en eau renouvelables par habitant sont les plus faibles, ce qui signifie qu'à mesure que la demande d'énergie augmente, les pressions sur les ressources en eau limitées pourraient s'intensifier.

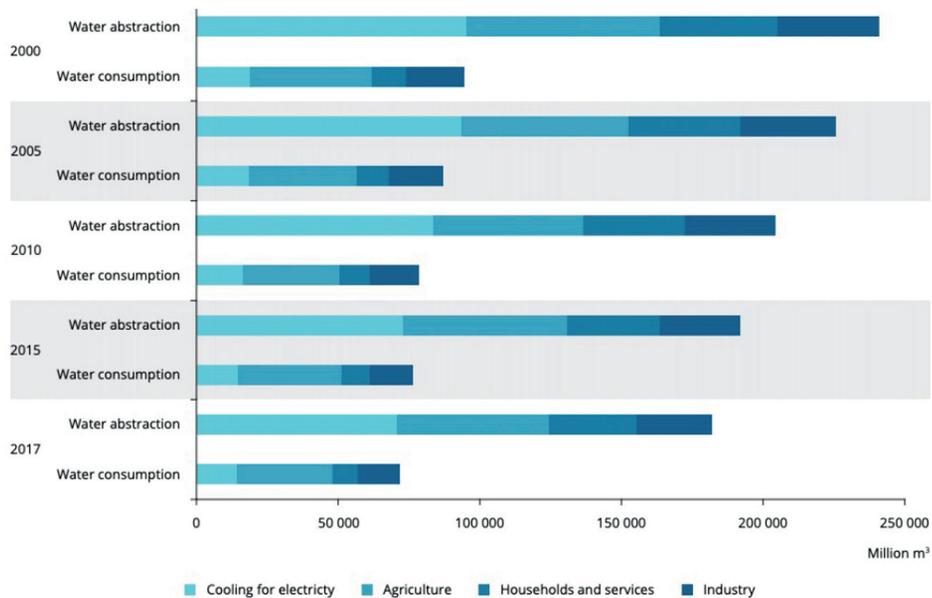
Près de 250 000 millions de m<sup>3</sup> d'eau ont été prélevés en Europe (pays membres et coopérateurs de l'Espace économique européen (EEE-38) et Royaume-Uni) en 2017 pour répondre aux besoins des différents secteurs de l'économie européenne (voir Figure 2).

En 2017, environ 40 % du prélèvement total a été consommé et 60 % a été restitué avant ou après utilisation aux eaux de surface et aux eaux souterraines. Cette eau retournée peut voir ses propriétés physiques ou chimiques modifiées : température plus élevée et polluants par exemple.

Le pourcentage de l'eau prélevée qui est restituée diffère fortement selon les secteurs. Dans le secteur agricole, il est de 30 à 40 %. La restitution de l'eau de refroidissement du secteur industriel et énergétique peut atteindre 80 %, tandis que l'hydroélectricité en restitue près de 100 %.

En moyenne, les rivières fournissent 62 % et les eaux souterraines 25 % du total des prélèvements d'eau en Europe. Les eaux souterraines sont principalement utilisées pour l'eau potable et l'agriculture.

En 2017, la consommation d'eau se répartissait entre les secteurs suivants : agriculture (58 %), eau de refroidissement pour la production d'électricité (18 %), industries extractives, construction et fabrication (11 %), ménages (10 %) et services (3 %).



Source : EEA (2019), (2021), Eurostat (2020)

Figure 2. Besoins en eau des différents secteurs de l'économie européenne

Toutefois, il existe d'importantes différences régionales dans la répartition de la consommation d'eau.

En Europe occidentale, orientale et septentrionale, les principaux consommateurs sont l'industrie et la production d'électricité (2017 : 67 %).

L'agriculture est le plus grand utilisateur d'eau douce en Europe du Sud, variant entre 50 % en Italie et 80 % en Grèce, suivie par l'utilisation industrielle et urbaine, dont le tourisme et les activités commerciales.

En outre, la consommation d'eau présente des différences saisonnières importantes. La consommation totale d'eau double presque au printemps et en été par rapport à l'automne et à l'hiver, en raison de la forte demande de l'agriculture pendant la période sèche de l'année.

Nous nous souvenons tous de la sécheresse historique de cet été. Elle était due au fait qu'il n'y a pas eu de pluie pendant 100 jours, et qu'il n'y a pas eu assez de neige pendant l'hiver pour reconstituer les réserves d'eau.

Les effets du changement climatique, notamment la hausse des températures et la modification du rythme des précipitations, modifient l'approvisionnement en eau douce. Cependant, la sécheresse est également exacerbée par l'augmentation de la demande en eau au cours de la même période. C'est là que les concepts de pénurie d'eau et de stress hydrique deviennent utiles.

D'après l'Organisation pour l'alimentation et l'agriculture (FAO), le stress hydrique est une situation dans laquelle il n'y a pas assez d'eau de qualité suffisante pour répondre aux demandes des populations et de l'environnement. Le stress hydrique entraîne une détérioration des ressources en eau douce en termes de quantité (surexploitation des aquifères, rivières asséchées, etc.) et de qualité (eutrophisation, pollution par les matières organiques, intrusion saline...).

Le stress hydrique est déjà une réalité dans de nombreuses régions d'Europe. Les sécheresses et la pénurie d'eau ne sont plus des événements rares ou extrêmes en Europe. L'Agence européenne pour l'environnement indique

qu'environ 20 % du territoire européen et 30 % des Européens sont touchés par le stress hydrique au cours d'une année moyenne. Le coût des dommages économiques causés par les sécheresses se situe entre 2 et 9 milliards d'euros par an, sans compter les dommages non quantifiés aux écosystèmes et à leurs services.

L'Europe du Sud est la région la plus touchée, avec environ 30 % de sa population vivant dans des zones soumises à un stress hydrique permanent et jusqu'à 70 % de sa population vivant dans des zones soumises à un stress hydrique saisonnier en été.

D'une part, cela résulte de la faible disponibilité naturelle de l'eau et de l'aridité, qui font partie du climat local. D'autre part, la consommation d'eau des activités économiques telles que l'agriculture, l'approvisionnement public en eau, le tourisme et la production d'électricité est relativement élevée.

Des problèmes de stress hydrique se posent également de plus en plus dans certaines parties de l'Europe occidentale, orientale et septentrionale. Par rapport aux conditions régionales moyennes, les niveaux de stress hydrique sont généralement élevés dans la zone élargie de Copenhague (Danemark), Londres (Royaume-Uni) et Stockholm (Suède) et dans les bassins fluviaux de la Loire (France), de la Meuse (France; Pays-Bas; Belgique), de l'Oder (Allemagne; Pologne) et de la Weser (Allemagne), ainsi que dans plusieurs sous-bassins de Bulgarie, de Hongrie et de Roumanie (voir Figure 3).

Le changement climatique devrait aggraver le problème, car la fréquence, l'ampleur et l'impact des sécheresses augmentent et l'urbanisation concentre la demande en eau dans les zones urbaines. Le stress hydrique en Europe devrait s'aggraver à l'avenir, sous l'effet du changement climatique et du développement socio-économique.

Pour une augmentation de la température mondiale de 3 °C, dans le sud et le sud-ouest de l'Europe, le débit des cours d'eau en été pourrait diminuer jusqu'à 40 %, notamment dans certaines régions de Belgique, de Bulgarie, de

France, d'Allemagne, de Pologne et de Roumanie. En outre, la durée du stress hydrique saisonnier devrait augmenter de près d'un mois, l'augmentation la plus forte étant prévue en Espagne, au Portugal et dans d'autres régions de la Méditerranée.

D'après le World Resources Institute (WRI), 47 % de la capacité mondiale des centrales thermiques — essentiellement du charbon, du gaz naturel et du nucléaire — et 11 % de la capacité hydroélectrique sont situées dans des zones soumises à un fort stress hydrique. L'énergie thermique et l'énergie hydroélectrique sont toutes deux très dépendantes de l'eau pour produire de l'électricité.

L'eau est un intrant essentiel pour la production d'électricité, la production d'énergie primaire et les raffineries de pétrole (extraction et traitement des combustibles). La production d'électricité représente plus de 90 % du total des prélèvements d'eau douce effectués par le secteur de l'énergie dans l'UE27 et au Royaume-Uni. Elle comprend principalement les installations de combustion et les centrales nucléaires,

l'hydroélectricité, les éoliennes et les installations de panneaux solaires. La consommation d'eau pour la production d'électricité n'est pas répartie uniformément en Europe.

Les installations de combustion et les centrales nucléaires prélèvent de l'eau pour refroidir la vapeur chaude créée par la combustion du combustible et utilisée pour faire tourner les turbines. L'électricité produite par les installations de combustion représente environ 60 % de l'électricité totale consommée en Europe. Le rejet de l'eau de refroidissement dans les masses d'eau réceptrices entraîne une pollution thermique, avec le risque que les populations de poissons souffrent d'hypoxie.

L'eau de refroidissement pour la production d'électricité était responsable de près de 18 % de la consommation totale d'eau en Europe en 2017. L'utilisation d'eau de refroidissement est relativement élevée en Europe occidentale et orientale. La France et l'Allemagne ont la plus forte consommation d'eau de refroidissement; ensemble, elles représentent près de la moitié de la consommation totale de l'Europe [AEE, 2018].

## PROJECTED CHANGES IN WATER STRESS BY 2030

Source : WRI, Aqueduct, 2022  
Projections of water stress under BAU  
(business as usual) scenario

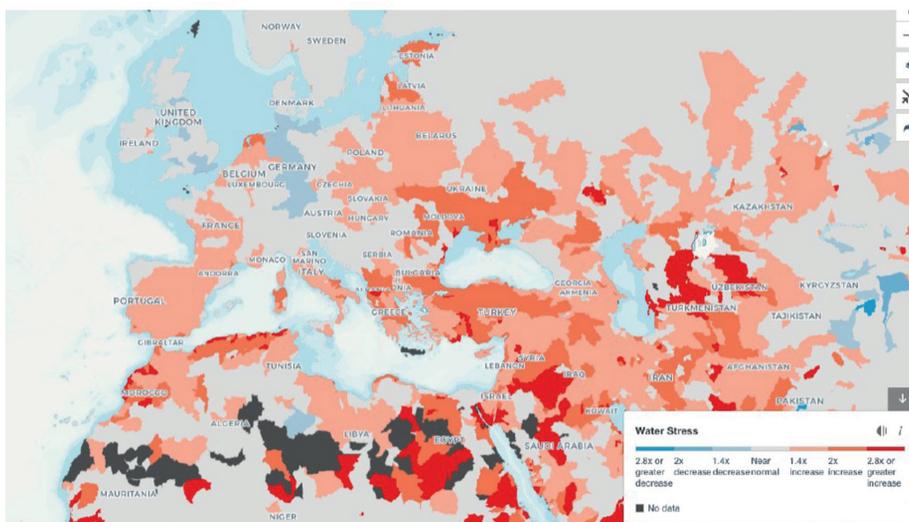


Figure 3. Projections du stress hydrique en Europe d'ici 2030 en raison du changement climatique

Les centrales hydroélectriques utilisant l'eau douce sont généralement installées dans des eaux courantes («installations au fil de l'eau») ou sur des barrages de rivière («installations de barrage»). Les centrales hydroélectriques fournissent environ 12 % de la production totale d'énergie (moyenne 2015-2019). La quasi-totalité de l'eau utilisée dans les centrales hydroélectriques est directement restituée aux masses d'eau. Cela dépend en fait du site et de la configuration de la technologie, et il n'existe pas d'estimation globale de sa portée. Tout au long du cycle de vie d'une installation de barrage, une partie de l'eau du réservoir s'évapore. Ainsi, les installations hydroélectriques sont en partie responsables de la consommation d'eau du réservoir par évaporation. Les installations hydroélectriques peuvent avoir des impacts hydromorphologiques significatifs car elles entravent les cycles naturels de l'eau et des nutriments, et elles créent des obstacles au transport de la biodiversité d'eau douce, des sédiments et des substances.

Au cours des dernières décennies, les installations hydroélectriques se sont multipliées dans des régions telles que les Balkans occidentaux.

L'électricité provenant de sources d'énergie renouvelables est en grande partie produite par des éoliennes et des panneaux solaires. Ces technologies ont une consommation d'eau beaucoup plus faible tout au long de leur cycle de vie que les formes d'énergie conventionnelles (voir Figure 4).

Les options pour économiser l'eau pourraient se concentrer sur la fourniture de technologies de refroidissement plus efficaces qui conduisent à une réduction de l'utilisation de l'eau pour produire de l'énergie. Au niveau des systèmes énergétiques, l'augmentation de la part des énergies renouvelables (solaire et éolienne) peut réduire considérablement la consommation d'eau.

L'intensité du lien entre l'eau et l'énergie est une caractéristique régionale, nationale ou infranationale, qui dépend du bouquet énergétique, des caractéristiques de la demande, de la

disponibilité et de l'accessibilité des ressources. Lorsque les ressources en eau sont limitées, il est préférable d'utiliser des technologies qui exercent moins de pression sur ces ressources.

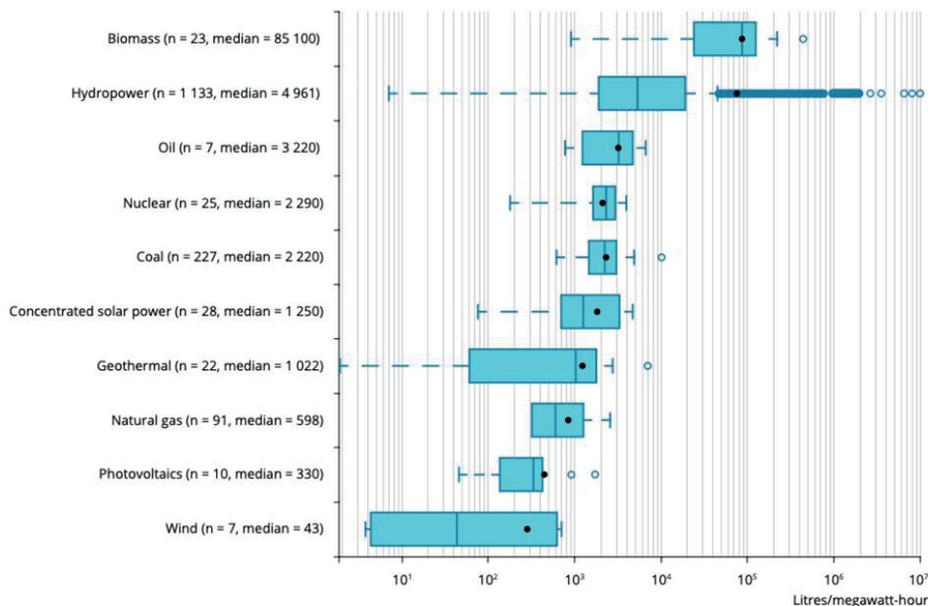
Les risques posés par le lien eau-énergie affectent tous les éléments essentiels de la sécurité de l'eau et de l'énergie. L'intensité de chaque risque varie en fonction du contexte local.

Les risques que le secteur de l'eau présente pour la sécurité énergétique sont résumés dans ce tableau [IRENA, 2015] :

a) Modification de la disponibilité et de la qualité de l'eau, entraînant une réduction de la fiabilité de l'approvisionnement.

Les différentes étapes de la chaîne d'approvisionnement énergétique sont extrêmement sensibles à la disponibilité et à la qualité de l'eau dont elles ont besoin. La capacité des centrales thermoélectriques ou hydroélectriques à fonctionner de manière optimale dépend en partie des caractéristiques de l'eau d'entrée, telles que la température, les débits volumiques et la densité. Tout écart peut se traduire par une baisse de la production ou l'arrêt des centrales. Ces écarts peuvent être le résultat d'une activité météorologique imprévue (par exemple changements dans le rythme des précipitations, conditions météorologiques extrêmes, vagues de chaleur prolongées), de la réaffectation des ressources en eau (par exemple, l'augmentation des demandes concurrentes d'eau pour d'autres utilisations telles que l'agriculture, la fabrication, l'eau potable) ou des réglementations (par exemple, la tarification de l'eau, les plafonds réglementaires ou les interdictions d'extraction et d'utilisation de l'eau pour le traitement des combustibles). Le système énergétique existant, qui consomme beaucoup d'eau, ne fonctionne donc pas de manière optimale et, dans des cas extrêmes, il doit se tourner vers des options de production d'énergie plus coûteuses et moins écologiques.

L'expansion de la production de gaz de schiste transforme plusieurs marchés de l'énergie. Alors que l'intérêt pour l'exploration et l'exploitation des ressources de schiste s'accroît, on s'inquiète de plus en plus des incidences environnementales de la fracturation hydraulique (ou *fracking*), le procédé utilisé



**Figure 4. Consommation d'eau par unité d'énergie produite au cours du cycle de vie de différentes sources d'énergie**

pour extraire le gaz naturel des gisements de schiste. Ces incidences vont de la possibilité de contamination des eaux souterraines et de surface à la concurrence pour l'eau (un élément clé du processus de fracturation) avec les utilisations locales. Une étude récente indique que la disponibilité de l'eau pourrait réduire le développement du schiste dans de nombreux endroits dans le monde, car près de 38 % des ressources de schiste identifiées se trouvent dans des zones arides ou soumises à des niveaux élevés ou extrêmement élevés de stress hydrique [WRI, 2014].

b) Augmentation de la demande énergétique pour la production, le traitement et la distribution de l'eau, avec des impacts potentiellement déstabilisants sur le système énergétique.

À mesure que la demande en eau renouvelables existantes sont épuisées, des moyens plus énergivores devront être déployés. L'eau doit être pompée à de plus grandes profondeurs en raison de la baisse des nappes aquifères et doit être transportée sur de plus grandes distances à partir d'infrastructures de production d'eau

centralisées, souvent à forte intensité énergétique, comme les usines de dessalement. L'expérience de plusieurs pays atteste de l'impact déstabilisant que les besoins énergétiques pour l'approvisionnement en eau peuvent avoir sur le secteur de l'énergie. Par exemple, dans la région du Golfe, pour répondre à la demande croissante d'électricité et d'eau, une infrastructure de cogénération à base de gaz naturel est utilisée pour la production d'électricité, l'eau douce étant rendue disponible par la technologie de dessalement. La variation de la production d'électricité entraîne souvent une réduction des rendements.

Les systèmes d'approvisionnement en eau existants sont principalement des utilisateurs finaux d'énergie sous forme d'électricité, mais de nombreux systèmes, en particulier dans les pays en développement, dépendent également de combustibles primaires tels que le diesel pour extraire et distribuer l'eau. D'autres risques découlent des menaces de contamination des ressources en eau douce, tant souterraines que superficielles. Certains des principaux risques identifiés sont les suivants :

a) Accès limité ou peu fiable à l'énergie abordable nécessaire à l'extraction de l'eau.

Rendre l'eau disponible pour une variété d'utilisations finales nécessite différents niveaux de traitement, selon la source d'eau. Cela a également des répercussions sur la quantité d'énergie nécessaire et sur l'endroit où elle est utilisée. Le pompage des eaux souterraines à des fins d'irrigation, par exemple, ne nécessite aucun traitement. Les besoins énergétiques sont donc moindres par rapport au dessalement par exemple, qui utilise des quantités considérables d'énergie pour pomper et traiter l'eau de mer ou l'eau sale. Les systèmes d'approvisionnement en eau dominés par les énergies fossiles sont particulièrement sensibles à la volatilité des prix de l'énergie, qui peut compromettre l'accès à l'eau ou avoir un impact négatif sur la viabilité financière des services d'eau.

b) L'affectation des ressources en eau à la production d'énergie entraîne des risques pour la sécurité de l'eau dans d'autres secteurs.

Alors que les conflits pour des ressources en eau limitées s'intensifient, les risques de réaffectation de l'eau à d'autres applications, notamment la production d'énergie, augmentent également. Il est de plus en plus évident que les gouvernements doivent faire un choix entre l'eau, l'énergie et la sécurité alimentaire compte tenu des ressources limitées disponibles. Ces choix devraient devenir plus difficiles à mesure que la nécessité de répondre à la demande croissante d'énergie, en particulier dans les pays en développement, se fait plus pressante.

c) Risques de contamination de l'eau par les procédés d'extraction d'énergie.

L'extraction et le transport des combustibles fossiles présentent des risques pour la qualité des ressources en eau et la santé des écosystèmes aquatiques. Le charbon extrait en surface produit de grands volumes de résidus miniers contenant des polluants qui peuvent s'infiltrer dans les eaux souterraines. Lors du forage de pétrole et de gaz naturel, les infiltrations et les déversements importants de bassins de rétention constituent des menaces de pollution de l'eau par des métaux lourds et des eaux à forte salinité. On s'inquiète également de plus en

plus de la fracturation hydraulique pour le gaz naturel et le pétrole, qui peut contaminer les eaux de surface et souterraines et les rendre impropres à la consommation pour la boisson, la cuisine et d'autres usages domestiques et industriels [UN Water, 2014b; IEA, 2012; *The Guardian*, 2011].

Dans le secteur de l'énergie, les conséquences courantes comprennent la réduction de la production d'énergie dans les centrales thermiques en raison du faible débit des rivières (et de l'accès réduit à l'eau de refroidissement), la diminution de la production d'électricité dans les centrales hydroélectriques à cause du faible niveau des réservoirs et l'augmentation des prix de l'électricité.

D'après le GIEC, les modifications des précipitations et de la disponibilité de l'eau augmentent le risque que les projets d'infrastructure prévus, tels que l'hydroélectricité dans certaines régions, aient une productivité réduite pour les secteurs de l'alimentation et de l'énergie, y compris dans les pays qui partagent des bassins fluviaux.

L'approvisionnement en énergie et sa fiabilité sont affectés par les impacts physiques directs du changement climatique, tels que la hausse des températures, la diminution de la disponibilité de l'eau et l'augmentation de la fréquence et de l'intensité des tempêtes, des sécheresses et des vagues de chaleur [King et Gullede, 2013]. Ces tendances climatiques constituent des menaces actuelles et futures pour le secteur de l'énergie dans les domaines suivants :

- Les températures élevées de l'eau et de l'air réduisent l'efficacité de la production des centrales électriques et présentent des risques pour les exploitants de centrales électriques de dépasser les réglementations sur la pollution thermique rejetée dans les masses d'eau réceptives. Le transport de l'électricité est moins efficace avec des températures de l'air plus élevées, ce qui affaiblit la capacité des infrastructures du réseau.

- Comme le disait déjà le GIEC en 2008, le changement climatique devrait diminuer la disponibilité de l'eau dans de nombreuses

régions semi-arides et arides, avec une modification des régimes pluviométriques et une intensification des sécheresses menaçant les ressources en eau nécessaires aux différents intrants de l'approvisionnement énergétique. La production d'énergie thermoélectrique, la production de pétrole et de gaz, et les énergies renouvelables telles que l'hydroélectricité et la bioénergie sont vulnérables à une réduction de la production en raison de processus dépendant de l'eau [DOE, 2013].

- Les phénomènes météorologiques extrêmes constituent une menace actuelle et croissante pour la sécurité énergétique. Aux États-Unis, les conditions météorologiques ont causé 80 % de toutes les pannes entre 2003 et 2012, touchant environ 15 millions de clients chaque année [Climate Central, 2014]. Sur cette période, la fréquence des pannes majeures a doublé.

- Des inondations de plus en plus nombreuses et intenses dans les zones proches des centrales énergétiques peuvent causer de graves dommages aux infrastructures de production et de distribution d'énergie, et entraîner des pannes de courant plus fréquentes dans les régions où les centrales électriques sont construites à proximité de ressources en eau de surface. En outre, le transport de carburant par rail et par barge est confronté à des retards et à des interruptions accrues en raison de l'inondation des voies de transport.

Ces risques ne sont pas isolés et des facteurs convergents peuvent entraîner des difficultés supplémentaires. Par exemple, des sécheresses persistantes associées à des vagues de chaleur peuvent réduire la production d'électricité tout en provoquant une augmentation de la demande, ce qui met à rude épreuve la capacité du système énergétique à fournir des services.

## RÉFÉRENCES

Aqueduct Water Risk Atlas (2022), World Resources Institute: <https://www.wri.org/applications/aqueduct/water-risk-atlas/#/>.

Climate Diplomacy (2021), L'UE face au paradoxe vert sur les véhicules électriques et l'exploitation du lithium : <https://climate-diplomacy.org/magazine/environment/eu-faces-green-paradox-over-electric-vehicles-and-lithium-mining>.

Agence européenne pour l'environnement (2021), Le stress hydrique est une préoccupation majeure et croissante en Europe : <https://www.eea.europa.eu/highlights/water-stress-is-a-major>.

Agence européenne pour l'environnement (2021), Water resources across Europe - confronting water stress: an updated assessment.

FAO (2022), Nexus eau-énergie-alimentation : <https://www.fao.org/land-water/water/watergovernance/waterfoodenergynexus/en/>.

IRENA (2015), L'énergie renouvelable dans le nexus eau, énergie et nourriture.

Resource Watch (2022), Global Power Plant Database: <https://resourcewatch.org/data/explore/>.

CEE (2018), Méthodologie pour l'évaluation du lien eau-alimentation-énergie-écosystèmes dans les bassins transfrontaliers et expériences de son application : synthèse : [https://unece.org/sites/default/files/2021-10/ECE-MP-WAT-55\\_NexusSynthesis\\_Final-for-Web.pdf](https://unece.org/sites/default/files/2021-10/ECE-MP-WAT-55_NexusSynthesis_Final-for-Web.pdf).

UN Water (2022): <https://www.unwater.org/>.

Université des Nations unies, Institut pour la gestion intégrée des flux de matières et des ressources (2022), The Nexus Approach to Environmental Resources Management: <https://flores.unu.edu/en/research/nexus>.

Institut des ressources mondiales (2016), Nexus eau-énergie : Business Risks and Rewards : <https://www.wri.org/research/water-energy-nexus-business-risks-and-rewards>.

World Resources Institute (2018), Water Stress Threatens Nearly Half the World's Thermal Power Plant Capacity, <https://www.wri.org/insights/water-stress-threatens-nearly-half-worlds-thermal-power-plant-capacity> (en anglais seulement).

US Energy Information Administration (2022), D'où vient notre gaz naturel : <https://www.eia.gov/energyexplained/natural-gas/where-our-natural-gas-comes-from.php>.

Forum économique mondial (2022), Global Risks Report 2022: <https://www.weforum.org/reports/global-risks-report-2022>.

Euronews (2022), Desperate for water : La crise de la sécheresse en Europe en images : <https://www.euronews.com/my-europe/2022/08/11/desperate-for-water-european-drought-crisis-in-pictures>.

## *Autonomie stratégique en matière d'énergie*

**Richard Lavergne (Membre associé, Conseil Général de l'Économie)**

Bonjour à tous, heureux d'être parmi vous en personne. Pour faire cette présentation, je me suis appuyé sur une note qui a été publiée par l'IFRI au mois de juin sur le thème de l'autonomie stratégique. Cette expression d'autonomie stratégique est apparue le 26 septembre 2017 à l'initiative du président Macron, qui a fait un discours à la Sorbonne proposant une initiative sur le thème d'une Europe souveraine, unie et démocratique. C'est un sujet évidemment plus vaste que l'énergie, mais aborder la notion de souveraineté pour l'Union européenne n'est pas un sujet facile, puisque lorsqu'on parle de souveraineté c'est en principe celle d'un État, à savoir son aptitude à ne reconnaître aucune autorité supérieure à la sienne. En revanche, une association d'États comme l'est l'Union européenne, ce n'est pas aussi simple à définir. Le président Macron a défini six «clés» de cette souveraineté européenne qui est à la base de l'autonomie stratégique :

- une Europe qui garantit la sécurité dans toutes ses dimensions,
- une Europe qui répond aux défis migratoires,
- une Europe tournée vers l'Afrique et la Méditerranée,
- une Europe modèle du développement durable,
- une Europe de l'innovation et de la régulation adaptées au monde numérique,
- une Europe puissance économique et monétaire.

Le traité de l'Union européenne n'est pas facilement compatible avec cette notion de souveraineté, y compris en matière d'énergie. Tout d'abord, la sécurité nationale relève de chaque État membre — cela est prévu explicitement par le traité (art. 4-2) — et pour l'énergie, il y a des obstacles spécifiques : par exemple, en application de l'article 194, la fiscalité est soumise à la règle de l'unanimité et, pour le mix énergétique, chaque État membre est libre de le choisir, sous réserve de certaines contraintes, comme la part des énergies renouvelables ou l'atteinte de la neutralité carbone d'ici 2050.

La souveraineté est une notion bien admise en France et l'indépendance énergétique est une préoccupation assez ancienne, qu'Olivier Appert a rappelée. Cette attitude française a toujours mis un peu mal à l'aise nos voisins qui y voyaient un peu d'arrogance ou de tendance vers le protectionnisme. Même encore en 2017, alors qu'il y avait eu plusieurs alertes auparavant, régnait un désintérêt assez général des États membres, et plus particulièrement ceux considérés comme les plus libéraux vis-à-vis de l'intervention des pouvoirs publics. Ceci vaut pour l'indépendance énergétique ou la souveraineté que ces pays considéraient comme convenablement assurées par la «main invisible» du marché qui, il est vrai, a permis de surmonter pas mal de chocs d'énergie, que ce soit en 1973, 1979, 2007...

La France, cependant, avait expérimenté, plus tôt que d'autres États membres, la sortie des énergies fossiles. La pauvreté énergétique du sous-sol de la France est une réalité incontournable et il a donc fallu mettre en place des politiques qui lui permettaient d'assurer une sécurité énergétique sans utiliser de ressources nationales en énergies fossiles. L'idée n'était pas d'aboutir à une autarcie énergétique, c'est illusoire, mais de trouver un bon dosage entre une production d'origine nationale et une diversification des approvisionnements en énergie. Une autre difficulté de la France pour convaincre les autres États membres vient de ce que notre pays a été plus marqué par la désindustrialisation que les pays voisins comme l'Italie, l'Allemagne ou l'Espagne. Ces derniers ont gardé une part d'industrie plus forte, avec des clients dans le reste du monde, ce qu'on appelle les «pays tiers», qui peuvent être réticents à une politique européenne pouvant être perçue comme une forme de protectionnisme, et qui pourraient prendre des mesures de rétorsion contrariant les exportations européennes. C'est une crainte très présente par exemple en Allemagne et aux Pays-Bas.

Aujourd'hui le concept semble faire consensus mais il a fallu de longues discussions. La France a essayé d'avancer sur ce concept d'autonomie stratégique, d'abord sans grand succès. Mais à partir de 2020 et la crise Covid-19, la Commission s'est réveillée, les difficultés de l'Europe pour s'approvisionner en vaccins, masques, biens d'équipement, etc., ayant été un choc révélateur. Une étude a été commandée au Centre commun de recherche sur le thème de l'autonomie stratégique et la Commission a finalement publié une communication à ce sujet le 8 septembre 2021, c'est-à-dire il y a tout juste un peu plus d'un an. Il faut noter qu'elle est arrivée opportunément juste avant la présidence française de l'Union européenne du premier semestre 2022. Cette communication définit une version de l'autonomie stratégique un peu édulcorée par rapport à la vision française, et, selon le jargon de la Commission européenne, c'est devenu «l'autonomie stratégique ouverte». Un certain nombre de caveats ont été apportés en rappelant d'emblée que «l'ouverture et une coopération internationale et multilatérale fondée sur des règles, constituent des choix stratégiques. Elles stimulent la prospérité, l'équité, la stabilité, la compétitivité et le dynamisme au sein de l'UE et au-delà». La Commission s'est efforcée d'éviter la fragmentation des États membres sur ces questions d'autonomie stratégique. La communication énonce un certain nombre de domaines d'action que je ne vais pas lister, mais il y en a deux plus particulièrement qui concernent l'énergie : l'un sur la neutralité carbone et la réduction de dépendance et l'autre sur les matières premières critiques (CRM en anglais) dont M. Poinssot nous a parlé tout à l'heure. Cela a été mis en forme dans la communication de façon un peu compliquée, la Commission européenne cherchant à assurer la cohérence entre les différentes échéances qui sont prévues par les actions qu'elle mène et également sur la nature des programmes qui sont menés en termes de politique européenne, que ce soit en interne en Europe ou en liaison avec les pays tiers.

Sont ainsi abordés, outre l'énergie et les matières premières critiques, la santé, le

numérique, la normalisation, les systèmes économiques et financiers, les compétences et les talents, la sécurité, la défense ou les accords avec les pays tiers. Cela va assez dans le sens de ce qu'imaginait la France en 2017, si ce n'est que l'initiative se trouve corsetée dans un cadre européen assez complexe et plutôt lourd. En ce qui concerne l'énergie — l'un des premiers domaines d'action de la Commission — il est utile de se référer à ce graphique (cf. Figure 1) fourni par l'AIE dans le rapport qui a été cité tout à l'heure (publié en 2021), le mix énergétique des pays membres du G20 est réparti de gauche à droite entre énergies fossiles et énergies non fossiles (les fossiles sont à gauche en gris, rouge et mauve). Les pays du G20 sont listés de bas en haut, du moins carboné au plus carboné. Il apparaît que le pays le plus carboné, à 100 % de son mix, c'est l'Arabie saoudite et la France est le pays le moins carboné pour son mix énergétique parmi les pays du G20.

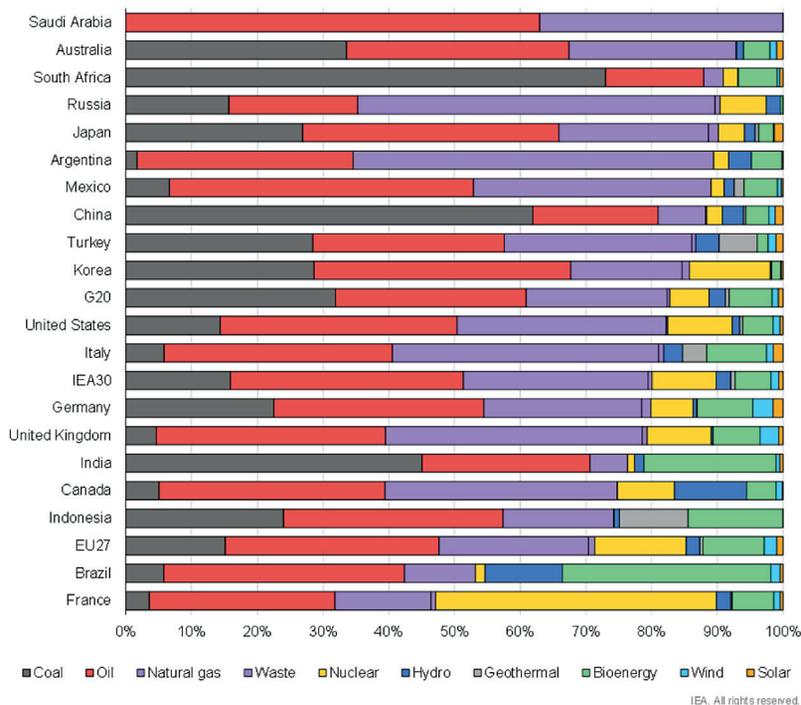
M. Poinssot nous a parlé des matières premières, et la communication de la Commission européenne a une analyse qui va à peu près dans son sens. Parmi les technologies du futur, c'est-à-dire celles qui permettent d'atteindre la neutralité carbone à l'horizon 2050, celles qui exigent le moins de CRM sont la géothermie, l'hydraulique, le nucléaire, les bioénergies. Inversement, les quatre technologies bas carbone que sont l'hydrogène, l'éolien, le solaire photovoltaïque et le véhicule électrique, sont les plus dépendantes de CRM.

La guerre entre la Russie et l'Ukraine a rebattu les cartes, quelques mois après la sortie de cette communication sur l'autonomie stratégique. Mais elle a donné sa légitimité à un concept qui malheureusement arrive un peu tard et ne s'est pas beaucoup déployé. L'UE — dont tout particulièrement les pays de l'Est — reste très dépendante de la Russie pour son approvisionnement en énergie. On le constate cruellement actuellement. Et il n'y a toujours pas de terminal GNL en service en Allemagne où les centrales nucléaires devaient fermer en 2022, avant d'être prolongées en extremis. Puis, manque de chance pour l'électricité, il y a une surcriste due à la France : le calendrier de

réouverture après maintenance des centrales nucléaires sur 2022-2023, visant à gagner 10 ans de plus en durée de vie des centrales, a pris du retard, auquel est venu s'ajouter un problème de «corrosion sous contrainte» de tuyaux pour certaines centrales, ce qui a conduit à une indisponibilité historique du parc. Le «château d'eau nucléaire» de l'Europe se trouve ainsi en grande difficulté en cette période critique et les prix de l'électricité, comme des autres formes d'énergie, explosent.

Dès mars 2022, un branlebas de combat de l'Union européenne et de ses États membres s'est engagé pour faire face à cette situation inédite. D'abord, comme cela a été dit par un intervenant précédent, les mesures d'urgence de l'Agence internationale de l'énergie (AIE) et de l'Union européenne en matière d'énergie se sont appliquées. Mais elles ne sont pas vraiment adaptées à une crise de longue durée, ni à l'accumulation de crises auxquelles

finalement on doit faire face. De plus, les États membres constatent que le système actuel de marché de l'électricité fonctionne de façon paradoxale et il est difficile d'expliquer aux citoyens comment on arrive à des prix aussi élevés après que nos aînés ont investi, après le premier choc pétrolier de 1973, dans un parc de centrales nucléaires qu'on considérait comme suffisant pour nous protéger de tels aléas. La Commission a proposé le 18 mai 2022 un plan, désigné par REPowerEU, qui vise à mettre fin à la dépendance énergétique de l'Union européenne vis à vis de la Russie d'ici 2030. Ce plan vise d'abord à accélérer la «transition verte» en faveur des énergies renouvelables, notamment celles qui sont intermittentes, à savoir l'éolien et le photovoltaïque, ce qui soulève d'autres questions, et en faveur de l'efficacité énergétique, ce dont personne ne se plaindra. Le plan souligne qu'il devrait être gagnant-gagnant au sens où on économiserait grâce à lui des milliards d'euros en importations d'énergies



Notes: IEA30 represents the member countries of the IEA and is shown for reference. EU27 represents the member states of the European Union and is a member of the G20.  
Source: IEA (2021), [World Energy Balances](#).

Figure 1. Mix énergétique des pays membres du G20

fossiles en provenance de Russie, sauf que les prix ont explosé et que les importations ont été peu affectées globalement en volume, si ce n'est qu'elles ont été déplacées vers d'autres pays que la Russie. Par ailleurs, bizarrement, dans cette communication REPowerEU, le nucléaire est quasiment oublié. Il y a quelques éléments favorables à la sécurité énergétique de l'UE, mais il apparaît quand même un décalage par rapport à l'urgence que la situation pourrait justifier.

La convergence entre la transition énergétique et l'autonomie stratégique auxquelles on aspire pour l'UE paraît évidente à terme. Il y a quand même un certain nombre de vulnérabilités à surmonter. D'abord, on remplace des dépendances par d'autres dépendances, notamment dans le numérique avec les problèmes de cybersécurité qu'on connaît, les difficultés à accéder aux composants numériques, les menaces qui peuvent se poser. D'autres menaces apparaissent avec les matériaux critiques, on en a parlé précédemment, et avec des équipements et des technologies clés dont l'Europe peut être très démunie, que ce soit sur les nacelles, les cellules photovoltaïques, les batteries, les électrolyseurs, les piles à combustible, voire les pompes à chaleur ou les méthaniseurs.

Un problème crucial se révèle sur le maintien des compétences. On le constate ainsi par exemple en France avec les soudeurs pour les centrales nucléaires que l'on doit faire venir à grand frais de l'étranger. Il y a aussi un problème sur la compétitivité vis-à-vis de pays tiers qui, eux, ne souffrent pas des hausses de prix de l'énergie que nous connaissons ce qui peut nous occasionner d'une part des délocalisations supplémentaires de notre industrie, notamment pour les entreprises grosses consommatrices d'énergie, d'autre part un déficit accru de notre balance commerciale qui se répercute en appauvrissement et en dette. Face à ce risque majeur, les États membres et l'Union européenne ont engagé des mesures, des plans, des dispositifs, au risque de susciter une fragmentation et du chacun pour soi. Les craintes suscitées, notamment en France, par

le gigantesque plan d'un montant de 200 milliards d'euros mis en place unilatéralement par l'Allemagne pour soutenir son économie, relèvent de ce risque.

Outre le plan REPowerEU dont j'ai parlé, d'autres outils ont été mis en place ou sont en cours de discussion, comme le plan de sobriété pour l'hiver 2022-2023, la lutte contre les fuites de carbone, dont on parle cependant moins qu'en 2021, la synchronisation des réseaux électriques pour les pays de l'Est, un mécanisme de correction du marché, etc. En France, on a accéléré le remplissage des stocks de gaz qui sont remplis en avance. Ce matin, le gouvernement a annoncé un plan de sobriété énergétique qui envisage différentes mesures aussi. On a aussi pris des mesures plus structurelles, comme le plan «France 2030» qui participe à la réindustrialisation de la France. En 2023, il y aura la modification de la Programmation pluriannuelle de l'énergie et de la Stratégie nationale bas carbone pour acter la place prépondérante que devra prendre l'électricité dans l'économie française, essentiellement à base de nucléaire et de renouvelables.

Pour conclure, je m'appuie sur la note de l'IFRI pour formuler quelques recommandations aux décideurs. Tout d'abord, il convient de revoir les plans disparates de relance et de soutien à l'investissement, que ce soit au niveau de la Commission européenne ou des États membres, pour inclure pleinement la préoccupation d'autonomie énergétique qui était absente jusqu'à présent, ou quasiment. Il convient également d'identifier les possibles «*game changers*», comme l'a souligné Olivier Appert, en mettant l'accent sur les *game changers* technologiques, parce qu'il paraît risqué de trop miser sur la sobriété, comme beaucoup le proposent, au mépris de l'acceptation des citoyens et des nouveaux usages. Il faut se focaliser sur les *game changers* susceptibles d'affecter la souveraineté de l'UE et de ses États membres. Une autre recommandation serait de sortir du syndrome du «nucléaire honteux» qui a depuis 20 ans beaucoup fait de mal à cette filière qui contribue à la fois à la décarbonation et à l'autonomie stratégique.

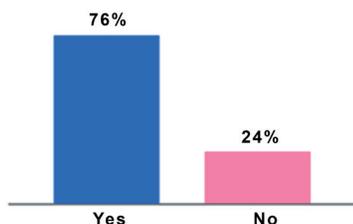
Le mécanisme d'ajustement carbone aux frontières mériterait d'être relancé dès que les urgences de sécurité d'approvisionnement se seront apaisées. Il faudrait soutenir les entreprises grosses consommatrices d'énergie qui risquent de se délocaliser en raison des prix élevés de l'énergie. À cet effet, comme il a été dit ce matin, il faudrait que ces entreprises puissent accéder plus facilement à des contrats de long terme d'approvisionnement, peut-être aussi à des PPA (*power purchase agreement*) en éolien et solaire photovoltaïque, voire puissent effectuer des achats groupés. Une autre recommandation concerne des dispositifs européens comme les PIIEC (projets importants d'intérêt européen commun, IPCEI en anglais) qui permettent de soutenir le financement de «*giga factories*», que ce soit pour les batteries ou les électrolyseurs, entre autres. Mais ces dispositifs sont complexes et difficilement utilisables par les entreprises de moyenne taille, il conviendrait donc de les simplifier. D'autres recommandations seront certainement abordées dans les interventions de cet après-midi, mais l'une d'entre elles me paraît importante à souligner, à savoir la réhabilitation des marges de capacité pour l'électricité ; c'est un sujet lié au mécanisme européen de marché, sur lequel une réflexion est ouverte, et au développement des interconnexions favorisant l'interdépendance et la solidarité entre États membres, ce que promeut la Commission européenne. Mais l'intérêt bien compris des États membres est aussi de créer leurs propres marges de capacité. L'Allemagne les a maintenues et a bien fait de le faire puisque la France en bénéficie actuellement en important de grandes quantités de courant malheureusement d'origine fossile. D'autres considérations peuvent être trouvées dans la note précitée de l'IFRI qui peut être librement téléchargée depuis le site Internet de cet institut. Merci de votre attention.



## SESSION 3

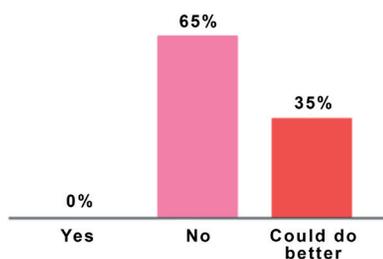
### Les réponses aux nouveaux défis

Suite du sondage | Question 4. Êtes-vous pour ou contre une plus grande coopération supranationale pour atténuer la vulnérabilité énergétique?



La plupart des participants pensent qu'une coopération supranationale est nécessaire pour atténuer la vulnérabilité énergétique. Nous pouvons penser que des accords bilatéraux, tant au niveau de l'Union européenne que des pays, pourraient être la clé.

Question 5. Le marché fonctionne-t-il efficacement?



Il semble que le marché soit défaillant sur cet aspect pour plusieurs raisons : sa conception, son prix, ses réglementations, etc. Comme l'a mentionné le président du CFE, Jean-Bernard Lévy, le marché européen de l'énergie doit être redéfini pour favoriser les investissements à long terme dans les infrastructures et assurer la position de l'Europe et de la France dans les écosystèmes énergétiques.

Question 6. Quelle est l'importance de chaque dimension du trilemme du Conseil Mondial de l'Énergie pour l'Europe?

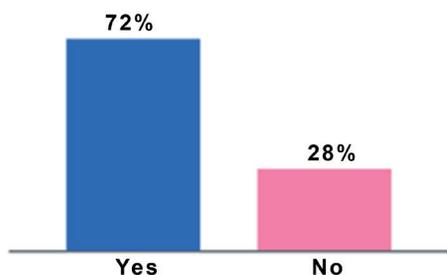


Le « *World Energy Trilemma Index* » est un outil développé par le Conseil Mondial de l'Énergie qui classe les performances énergétiques de 127 pays selon les trois dimensions, en se basant sur des données mondiales et nationales et en recommandant des domaines d'amélioration en matière de cohérence politique et d'innovation politique intégrée, contribuant ainsi au développement de systèmes énergétiques bien calibrés. Il repose sur 3 piliers : sécurité énergétique, équité énergétique, durabilité environnementale.

Les résultats des participants au Forum s'alignent sur la réponse moyenne des pays européens concernant la sécurité énergétique (43 %) qui arrive en tête dans la dernière enquête du CME (*World*

*Energy Pulse*), suivie par l'équité énergétique qui reste la première dimension pour les pays africains. En comparaison avec 2021, la sécurité énergétique est classée première alors que dans le passé elle était la deuxième derrière la durabilité environnementale.

**Question 7. La sobriété énergétique est-elle une condition nécessaire à la réussite de la transition énergétique?**



Comme la sobriété énergétique n'était étonnamment pas à l'ordre du jour, les YEP (*Young Energy Professionals*) ont voulu poser une question à ce sujet. En effet, la sobriété énergétique est un aspect important à aborder lorsqu'il s'agit de transition énergétique. Elle met l'accent sur l'efficacité énergétique et la réduction de la consommation d'énergie, ainsi que sur la nécessité de produire davantage d'énergie verte pour assurer une transition énergétique réussie.

***Dépendance ou vulnérabilité : quelles réformes pour le secteur de l'électricité?***

**Jacques Percebois (Professeur émérite, Université de Montpellier)**

Bonjour à tous! Merci au Conseil Français de l'Énergie pour cette invitation. Je vais centrer mon intervention sur le marché de l'électricité. Au préalable, je veux simplement rappeler qu'il y a une différence entre dépendance et vulnérabilité. On peut être dépendant et vulnérable, ce qui est souvent le cas. On peut aussi être relativement indépendant, mais vulnérable, par exemple si l'on fait de mauvais choix techniques. Et on peut être dépendant mais peu vulnérable. Le cas extrême, le meilleur évidemment, c'est quand on est à la fois indépendant et non vulnérable. La situation actuelle de beaucoup de pays européens, c'est qu'ils sont dépendants et vulnérables à la fois dans le domaine des hydrocarbures et dans le domaine des matières premières minérales nécessaires pour la transition bas carbone. On peut être indépendant, mais si on fait le choix de technologies qui sont un peu obsolètes, alors on devient vulnérable. C'est d'ailleurs une des raisons pour lesquelles, en Europe, on a organisé la régression du charbon bien que grâce à lui on bénéficiait d'une relative indépendance énergétique. Mais on savait que cela était pénalisant pour l'industrie

puisque les prix de l'énergie étaient en France relativement élevés du fait des coûts prohibitifs du charbon national. On peut être relativement dépendant mais non vulnérable si cette dépendance s'accompagne d'une certaine flexibilité, notamment en privilégiant la diversification des importations, ce qui explique par exemple que la France soit moins dépendante et moins vulnérable de ce point de vue que l'Allemagne. Et puis, l'idéal évidemment, c'est d'être indépendant et non vulnérable. Le bon exemple, c'est le choix nucléaire de la France qui lui permet d'être indépendante et non vulnérable, à condition d'aller jusqu'au bout de la logique, et notamment, pour ce qui est du nucléaire, de maintenir l'option de la quatrième génération que l'on a malheureusement abandonnée, et qui nous donnait une indépendance totale pour le cycle du combustible.

Je voudrais faire trois observations liminaires. La première, c'est que la diversification géographique des importations d'énergie réduit la vulnérabilité mais ne l'élimine pas. Le stockage stratégique atténue aussi la dépendance mais ne l'élimine pas non plus. On peut se

demander d'ailleurs s'il n'y a pas des capacités nouvelles de stockage en Europe à développer. On peut peut-être réfléchir à de nouvelles capacités de stockage en gaz, peut-être aussi à la construction de stations de pompage pour l'électricité, c'est une question ouverte. La deuxième idée, c'est que la décarbonation du mix énergétique ne supprimera pas les risques géopolitiques. On l'a rappelé lors de ce Forum, c'est vrai pour les métaux, les minerais stratégiques, même si, à la différence des hydrocarbures, les minerais se recyclent, au moins partiellement. Mais cela a été rappelé encore par M. Poinssot, le recyclage n'est que partiel et, par conséquent, il y a toujours une certaine vulnérabilité. Les interconnexions électriques au sein de l'Union européenne sont à la fois un facteur de moindre vulnérabilité puisque cela permet le secours mutuel (c'est au départ la principale raison de ces interconnexions), mais c'est aussi potentiellement un facteur de vulnérabilité puisque cela transmet en quelque sorte les défaillances dans un pays vers d'autres pays. Aujourd'hui, certains disent : c'est notre dépendance à l'égard des pays limitrophes qui fait que nous dépendons autant du prix du gaz et de ce qui se passe dans le reste de l'Europe. C'est un peu plus compliqué en réalité car cette dépendance s'explique aussi par nos faiblesses et ce sont elles qui nous rendent dépendants des importations d'électricité carbonée.

### **Dépendances et vulnérabilités du secteur électrique**

Quelles sont les nouvelles formes de dépendance ou de vulnérabilité? C'est la dépendance croissante à l'égard des technologies liées au renouvelable. Cela a été rappelé, en particulier la dépendance à l'égard de l'Asie, et au sein de l'Asie à l'égard de la Chine. La dépendance aussi liée au contrôle par l'étranger d'infrastructures ou de technologies stratégiques. On a évoqué ce matin le stockage du gaz en Allemagne par Gazprom, mais on voit aussi que les Chinois ont essayé et ont réussi dans certains cas à prendre le contrôle ou à investir massivement dans les réseaux de distribution d'électricité dans certains pays de l'UE. Ils ont été stoppés dans d'autres mais on voit là

qu'il y a aussi un facteur potentiel de dépendance. La dépendance à l'égard des compétences techniques : je crois que c'est quelque chose d'extrêmement important. On manque d'ingénieurs, de techniciens, on le voit dans le nucléaire. La vulnérabilité par manque de compétences doit être anticipée au niveau de la formation parce que ce sont des mesures qui exigent des délais, qui exigent du temps de mise en oeuvre. Cela commence presque au lycée. Aujourd'hui, le fait que les mathématiques soient un peu mises au second plan a tout un impact sur la formation qui suit. C'est probablement un des facteurs les plus importants de la vulnérabilité pour demain. C'est particulièrement vrai en France. La dépendance à l'égard des brevets étrangers exige de faire des efforts d'innovation, donc d'investissements massifs dans l'innovation. Il faut bien le reconnaître, aujourd'hui l'augmentation des prix de l'énergie en Europe va probablement rendre plus difficiles les relocalisations industrielles et probablement faciliter certaines délocalisations nouvelles d'où de nouvelles dépendances à terme.

J'ai voulu prendre un seul exemple (cf. Tableau 1). C'est le cas de la production et de la consommation des semi-conducteurs à l'échelle mondiale.

On voit à gauche le pourcentage en matière de production, à droite le pourcentage au niveau de la consommation. Ce qui frappe c'est qu'aux États-Unis la consommation est en pourcentage plus faible que la production; c'est pareil *a fortiori* pour la Corée du Sud ou pour le Japon. On voit qu'en Europe, c'est l'inverse. C'est une vulnérabilité importante.

Dans le domaine de l'électricité, les deux raisons principales de l'envolée des prix de gros sont d'une part la hausse du prix du gaz (cela suppose qu'on réfléchisse à ce qu'il faut faire, notamment probablement revenir à des contrats de long terme avec indexation sur d'autres critères que le prix spot du gaz), et d'autre part et surtout le manque de capacités de production pilotables. On a fermé beaucoup trop de capacités pilotables (thermiques à gaz

Pays	Production %	Consommation %
États-Unis	38	25
Corée du Sud	16	2
Japon	14	6
Europe	10	20
Taiwan	9	1
Chine	9	24
Autres	4	22

**Tableau 1. Production et de consommation des semi-conducteurs à l'échelle mondiale**

et au charbon, nucléaires). On a moins d'emprise sur la première cause, mais par contre la deuxième cause nous est imputable. J'en veux pour simple exemple un document qui donne des statistiques, qui m'a été fourni par Jean Fluchere d'EDF. On voit que si vous prenez les deux seuls pays que sont l'Allemagne et la France, sur quinze ans entre 2005 et 2021, on a fermé 34 650 mégawatts, ce qui est énorme. On a fermé beaucoup de thermique à flamme, en Allemagne et en France. On a fermé beaucoup de nucléaire en Allemagne, un petit peu en France. Mais on a quand même fermé du nucléaire qui aujourd'hui nous serait fort utile puisque les deux réacteurs de Fessenheim ne sont plus disponibles. Cela est dû probablement en partie au fait que les prix étaient très bas il y a une dizaine ou une quinzaine d'années, et que certains considéraient ces investissements comme des «coûts échoués», mais ce n'est pas la seule raison. Les raisons politiques ont joué. On n'a pas anticipé que dans le domaine de l'électricité, il vaut mieux être en surcapacité qu'en sous-capacité si on veut maintenir une certaine marge de manoeuvre, éviter les situations trop tendues et les risques de défaillance. C'est vrai que l'une des raisons aujourd'hui qui posent problème, c'est bien la situation du nucléaire en France. On voit que la disponibilité du parc, qui traditionnellement est plus faible en été pour des raisons évidentes, est nettement plus faible cette année que les années précédentes et ceci joue un rôle important. Certes, on peut espérer que durant

l'hiver, les choses vont rentrer progressivement dans l'ordre.

**Des réformes du marché électrique sont nécessaires**

Alors pourquoi, de toute façon, une réforme des marchés de gros est-elle nécessaire? Tout simplement parce que la fixation du prix d'équilibre sur le coût marginal de la centrale marginale ne permettra pas de financer les coûts fixes dans un parc constitué en majorité de centrales renouvelables et de centrales nucléaires. Pour une raison évidente : les coûts marginaux des renouvelables sont quasiment nuls et le coût marginal du nucléaire est très faible. Donc un *merit order* fondé sur les coûts marginaux n'a pas de sens avec un mix électrique constitué en quasi-totalité par des centrales à forte proportion de coûts fixes. Aujourd'hui, on a encore du thermique utilisant des fossiles mais il a vocation à disparaître. Il ne faut pas oublier que la logique du *merit order* que nous connaissons a été construite lorsqu'on avait un parc électrique qui était à dominante thermique avec des centrales pour lesquelles le coût de fonctionnement (essentiellement le coût du combustible) était relativement important, surtout pour les centrales à gaz. Ce ne sera pas le cas avec les centrales renouvelables puisqu'il n'y a peu de coûts de fonctionnement et il n'y a pas de coûts de combustible. Pour le nucléaire, le coût de combustible est très faible, donc on ne pourra pas récupérer de toute façon les coûts fixes si

le prix s'aligne sur le coût marginal de court terme.

Il faut réfléchir dès maintenant à une nouvelle logique de *merit order*, un nouveau système de fonctionnement du marché de l'électricité, parce que de toute façon, on ne pourra plus utiliser un *merit order* fondé sur les coûts variables. En plus, par nature, un prix fixé sur le coût variable à court terme d'une centrale ne peut pas orienter les choix sur le long terme. C'est une évidence, mais il est nécessaire de le rappeler parce qu'il semblerait que certains l'aient quand même quelque peu oublié. Alors, quelles sont les solutions possibles? Il y a des solutions de court terme, et des solutions de moyen et long terme.

À court terme, on peut maintenir le système actuel, mais en jouant sur la destruction de la demande à certains moments. C'est une politique qui est efficace, mais avec des limites quand même, et sur laquelle aujourd'hui on insiste beaucoup. On appelle cela la sobriété, c'est-à-dire qu'il faut que la demande diminue, voire se réduise fortement durant les périodes relativement chargées. Si cette réduction s'explique par de l'efficacité c'est bien, si c'est de la destruction de demande liée à des fermetures d'activités c'est moins bien. On peut, autre solution, réfléchir à mettre en œuvre des enchères, non pas de type à prix limite, comme c'est le cas aujourd'hui avec le *merit order*, mais des enchères *pay as bid*, c'est-à-dire des enchères retenant le prix demandé par chaque producteur retenu au terme des appels d'offre. Concrètement, c'est comme cela que fonctionnent par exemple les obligations assimilables du Trésor (OAT) : l'État fait des enchères *pay as bid*. En fait, intellectuellement, cela peut être séduisant parce que du coup, la rente infra-marginale qui est prélevée est beaucoup plus faible. Mais en pratique on verrait que dans un système relativement tendu entre l'offre et la demande, comme c'est le cas aujourd'hui, on aboutirait de toute façon à peu près au même résultat que celui des enchères à prix limite. Ceci pour deux raisons. La première, ce sont les anticipations rationnelles qui font que les acteurs vont anticiper le dernier

prix, donc ils vont se caler sur un prix plus élevé que leur coût marginal. La deuxième raison, c'est que tous les acteurs vont anticiper ce qu'on appelle la «malédiction du vainqueur» : si je suis retenu parce que j'ai proposé un prix très faible, je regrette d'avoir gagné dans la mesure où ma rémunération est plus faible, donc, anticipant ce constat, je vais proposer un prix plus élevé que mon coût marginal. *In fine*, on aboutirait à une solution qui ne serait pas très différente des enchères à prix limite.

La troisième solution à laquelle on peut penser, c'est de proposer un *merit order* fondé sur la moyenne pondérée des coûts marginaux avec compensation pour les centrales marginales dont le coût marginal n'est pas couvert. C'est un petit exercice auquel je me suis livré avec un collègue du CEA; on a publié dans le numéro 662 de *La Revue de l'Énergie* un article là-dessus. L'idée est assez simple : plutôt que de prendre le coût marginal à un moment donné, on prend la moyenne des coûts marginaux, moyenne pondérée par la puissance appelée, ce qui ferait fortement baisser le prix d'équilibre. Évidemment, les centrales marginales ne récupèrent pas leurs coûts variables, mais dès lors, une compensation leur est accordée. Et, chiffres à l'appui, on montre que du point de vue de l'intérêt collectif et du fait de la baisse du prix d'équilibre, le consommateur est gagnant. Cela ne marche que quand les coûts de la centrale marginale sont très élevés; il faut qu'il y ait un différentiel très fort entre la moyenne des coûts marginaux de la plupart des équipements et le coût marginal des centrales marginales. C'est-à-dire qu'il faut que les prix demandés par les centrales à gaz soient très au-dessus des prix demandés par les autres producteurs. On a fait l'exercice, sur une longue période, du 1<sup>er</sup> janvier 2020 au 30 juin 2022 et on a obtenu des prix d'équilibre sensiblement inférieurs.

Vous avez sur le graphique (cf. Figure 1) en rouge l'évolution des prix horaires sur le marché de gros. En bleu, c'est le prix de gros du gaz qui suit assez bien le prix spot et le prix du charbon en vert qui n'est pas très éloigné. Vous avez plus bas la moyenne pondérée des coûts

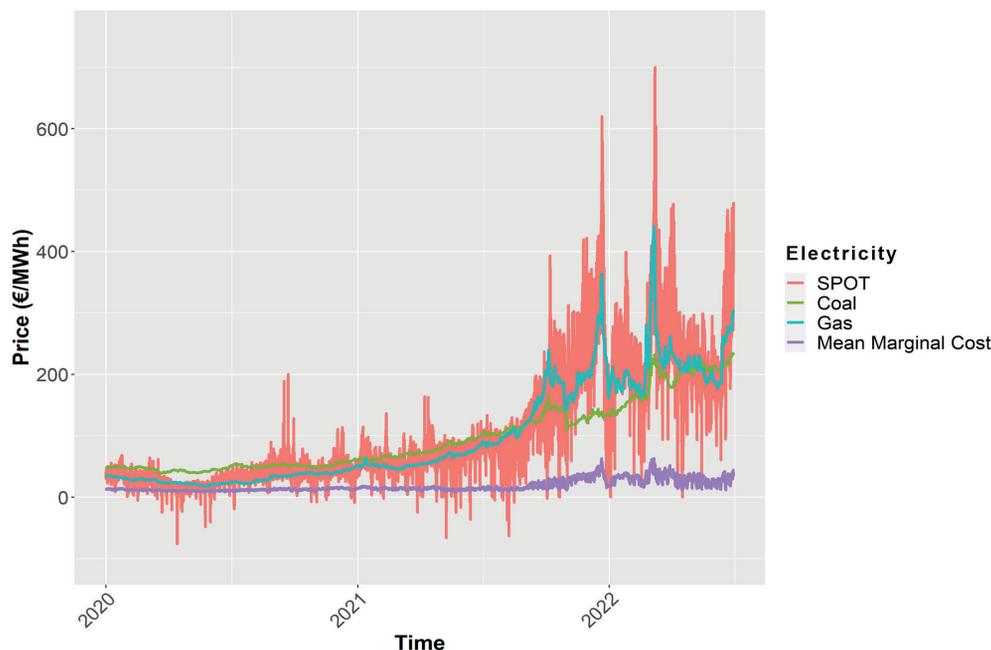


Figure 1. Évolution des prix horaires sur le marché de gros

marginiaux, qui montre qu'on est nettement en dessous. Il y a une explication assez simple pour le cas français : c'est le poids important du nucléaire et de l'hydraulique (82 %) qui fait fortement chuter la moyenne (moyenne pondérée par la puissance). On a pris sur l'ensemble de la période les données fournies par ENTSO-E : calculs heure par heure, avec calcul de la moyenne des coûts marginaux, moyenne pondérée par la puissance appelée. Appliquons cette solution, par exemple au calcul du TRV en reprenant les chiffres de la CRE sur la base des extrapolations de la CRE pour le 1<sup>er</sup> février 2022. La CRE avait proposé une augmentation de 35 % du prix TTC du TRV contre 44 % du prix hors taxes. Le gouvernement a retenu 4 % d'augmentation du prix TTC du TRV. Avec notre approche on aurait eu une augmentation de 7 % seulement ; cela montre que cette approche aurait limité l'augmentation des prix. Cela mérite d'être explicité et discuté parce qu'évidemment on peut trouver un certain nombre de critiques à cette solution.

Une autre solution (la quatrième), serait de plafonner le prix du gaz utilisé dans la

production d'électricité. C'est la solution espagnole, et portugaise, qui consiste à subventionner le gaz utilisé pour la production d'électricité afin de faire baisser le prix d'équilibre sur le marché de gros. Cela a été rappelé par le président d'EDF, il peut y avoir des effets pervers. Par exemple, les Espagnols peuvent avoir intérêt à exporter un peu plus de leur électricité faite avec du gaz car le prix du marché de gros est plus rémunérateur hors de leurs frontières. L'autre effet pervers, c'est que cela peut inciter au développement de la consommation de gaz, faire monter le prix du gaz sur le marché international et du coup les consommateurs de gaz, qui ne sont pas des producteurs d'électricité, vont en subir les conséquences : c'est un inconvénient sous forme d'une externalité négative.

Une autre solution (c'est la cinquième) est de taxer la rente infra-marginale, jugée excessive, à la fois du nucléaire et des renouvelables. C'est la solution que semble aimer particulièrement la Commission européenne en disant « on va taxer les superprofits au-delà de 180 € par mégawattheure et on va en faire profiter les

consommateurs, à la fois domestiques et industriels». Dans le cas français, les conséquences ne seraient pas très importantes. Pourquoi? Parce qu'une grande partie du nucléaire est déjà vendu à un prix régulé : c'est l'ARENH, pour un volume de 120 térawattheures en 2022. Il faut en plus tenir compte des compensations de pertes en ligne de RTE, de l'électricité nucléaire qui est prise en compte dans le cadre du TRV. La quantité de nucléaire qui au final sera vendue sur le marché de gros au prix de gros est relativement modeste. Pour les renouvelables, ce n'est pas beaucoup mieux puisqu'une grande partie des renouvelables bénéficie soit de prix garantis, soit du système de complément de rémunération, c'est-à-dire qu'elles ont un prix objectif garanti qui écrête les rentes. Elles vendent au prix du marché. Si le prix du marché est insuffisant, elles reçoivent un complément de rémunération. Mais si le marché est trop rémunérateur, ce qui est le cas aujourd'hui, elles reversent l'excédent, donc elles ont un complément de rémunération négatif. Cela rapporte aujourd'hui relativement à l'État (plus de 30 milliards d'euros pour 2022-2023 selon la CRE). Pour l'instant, l'État n'a certes pas récupéré tout ce qu'il a versé. Mais on voit qu'il ne resterait *in fine* qu'une petite partie de l'électricité vendue sur le marché de gros en France. Ce n'est pas le cas en Allemagne, parce que les centrales au charbon et au lignite auraient probablement pas mal de rente susceptible d'être récupérée. On peut aussi taxer la rente infra-marginale, jugée excessive au-delà par exemple de 180 € par mégawattheure, cette fois pour subventionner le gaz utilisé dans les centrales. On prélève la rente sur les centrales infra-marginales pour la redistribuer aux centrales qui sont marginales. Cela va refaire baisser le prix d'équilibre sur le marché de gros et supprimer la rente, ce qui revient *in fine* à un transfert de rente des centrales infra-marginales vers les centrales marginales.

On peut enfin (solution six) plafonner le prix de gros sur le marché de l'électricité. Il est aujourd'hui plafonné techniquement à 4 000 € le mégawattheure. Mais on ne voit pas très bien comment on pourrait plafonner très en deçà,

sachant qu'il y a un risque que certaines centrales ne soient pas appelées si le prix est trop bas par rapport au coût de fonctionnement.

Si on veut raisonner sur le plus long terme, deux solutions apparaissent relativement logiques. La première (solution sept), c'est celle de l'acheteur unique qui d'ailleurs avait été proposée au début de la libéralisation par la France et qui a été ensuite complètement évacuée, probablement à tort. On ne l'a peut-être pas suffisamment explorée. L'acheteur unique, cela consiste à dire que le gestionnaire du réseau procède par appel d'offres puis retient les centrales qui proposent le prix le meilleur. Ces centrales bénéficient de contrats à long terme dont les prix sont calés sur leur coût moyen. Cela peut parfaitement être des contrats à moyen-long terme hors marché, mais aussi des contrats sur le marché avec un système de contrat pour différence. On maintient le marché de gros, mais avec une garantie de rémunération. Et si le prix du marché, là encore, est en dessous du prix garanti, la centrale bénéficie d'une compensation. S'il est au-dessus, elle rembourse la différence. C'est le principe adopté par les Anglais pour la centrale nucléaire d'Hinkley Point C. Le dernier système auquel on peut penser sur le long terme (solution huit), c'est de revenir au monopole public intégré ou monopole privé concessionnaire de service public. Personnellement, je n'y crois pas trop, parce que ce serait un retour en arrière important et ce serait remettre en cause, détricoter tout le système juridique européen.

À court terme, je propose la solution espagnole : subventionner le gaz utilisé dans les centrales pour faire baisser le prix. Le projet allemand de subventionner les consommateurs allemands domestiques et professionnels grâce à un fonds de 200 milliards d'euros va sans doute avantager fortement l'industrie allemande. Il va y avoir à terme des distorsions de concurrence en Europe. Cela explique que certains pays aujourd'hui soient vent debout contre cette solution très favorable à l'industrie allemande mais que semble retenir la Commission européenne. Sur le long terme, je suis

plutôt partisan de l'acheteur unique, une solution qui mérite d'être davantage explorée.

En conclusion, je dirais que le rôle de l'État (parce qu'il faut réintroduire le rôle de l'État, c'est bien à lui qu'incombent les orientations de la politique énergétique), c'est d'anticiper les vulnérabilités futures, pas seulement de gérer les vulnérabilités actuelles. Il faut anticiper bien sûr les cyberattaques, mais aussi les prises de participation étrangères risquées et qui nous fragilisent. Il faut protéger nos intérêts tout à fait vitaux de ce point de vue, et on n'est peut-être pas suffisamment vigilants. On a cru, comme les pères de l'ouverture à la concurrence et des avantages liés aux échanges internationaux qui l'accompagnent, que plus on échange, moins il y a de risques de guerre. Le mythe de la paix par l'interdépendance commerciale. L'expérience récente montre que les échanges au niveau du commerce international ne sont pas du tout une garantie contre des conflits militaires. La deuxième chose importante, c'est que face aux incertitudes sur les choix techniques du futur, il faut maintenir un minimum de flexibilité pour pouvoir s'adapter aux contraintes.

Il faut investir, et notamment investir dans l'innovation tous azimuts. Et dans l'innovation, il y a tout ce qui concerne la formation : j'insiste beaucoup, ce n'est pas parce que je suis universitaire, mais je crois que c'est un élément tout à fait déterminant. La formation d'aujourd'hui est au cœur de l'indépendance de demain. La troisième chose, c'est que l'indépendance énergétique passe aussi par le développement de pôles d'excellence, bien implantés sur les marchés mondiaux bien sûr. Et le souci un peu exagéré qu'on a de lutter contre les positions dominantes cher aux autorités européennes ne doit pas fragiliser les monopoles publics efficaces ou les groupes multinationaux, qui sont des atouts pour les filières énergétiques françaises, que ce soit dans le domaine du pétrole, du gaz ou de l'électricité. On est très préoccupé par la lutte contre la position dominante. On s'aperçoit que les positions dominantes ont aussi beaucoup d'avantages lorsqu'on a affaire à des entreprises nationales performantes car elles sont la traduction d'une réussite internationale et de ce fait cela contribue à renforcer notre indépendance énergétique. Merci.

### ***Crises des prix de l'électricité : les défauts de la conception du marché***

**Dominique Finon (Directeur de Recherche émérite, CNRS)**

Mon exposé part du constat des imperfections de marché, qui conduisent aux *market failures* (défaillances de marché) en matière d'investissements et de couverture de risque-prix des fournisseurs et comment on peut les corriger. La crise des prix de l'électricité actuelle étant révélatrice des problèmes qui se posent concernant ce que j'appelle le régime sectoriel de marché, qui était basé sur ce qu'on appelle le marché *energy only*, qui a été peu modifié depuis l'origine.

La crise de prix a révélé de façon immédiate les défauts de couverture de risque des fournisseurs et au-delà des consommateurs. Qu'est ce qui s'est passé face à la crise? Quelles réponses on a pu trouver? D'abord, au niveau je dirais bruxellois ou autour de la Commission,

notamment l'Agence de coopération des régulateurs européens, vu la persistance des croyances très fortes dans l'efficacité du marché *energy only* et du *market design*, les recommandations qui ont été faites, notamment dans le programme REpowerEU, sont négligeables, ne mentionnant que les mesures compensatoires : chèque énergie, bouclier tarifaire, subventions. Dans un second temps, c'est-à-dire maintenant, on accepte des mesures temporaires d'intervention, notamment cette espèce de taxe sur les surprofits des centrales électriques non gazières «infra-marginales» comme les qualifiait Jacques Percebois, qui est en fait un plafond de revenus horaires de ces centrales qui ne sont pas marginales, les renouvelables, le nucléaire, voire le charbon actuellement. Au-delà du plafond de 180 €/MWh du prix horaire, le reste est

prélevé par l'État et sert à financer les mesures compensatoires.

Pour des mesures plus pérennes, il y a une espèce de prise de conscience progressive qu'on doit améliorer et changer le *market design*. Dans un pays où il y a peu de production électrique fossile à partir du gaz, comme la France, notre Président a dénoncé le mode de fixation des prix absurde qui conduit à un couplage étroit entre le prix du gaz et le prix de l'électricité. Donc il faut faire autre chose, mais à vue de nez, on n'a pas encore vu de proposition venant de la France pour changer ce *market design* ridicule. Ceci dit, il y a tout de même derrière un objectif qui est de protéger les consommateurs de tout type contre le risque de prix de marché extrême et durable. Il y a aussi Madame Van der Leyen qui, en juin, a pris le contrepied de ce que disaient les conseillers de la Commission et a affirmé devant le Parlement européen qu'«on a besoin d'une réforme radicale parce que le *market design* des marchés actuels a été conçu pour des systèmes où, à la fin des années 1990, il y avait très peu d'énergies renouvelables, et essentiellement des centrales pilotables avec des centrales fossiles, des centrales nucléaires et de l'hydraulique». Il paraît que la Commission travaille sur cette réforme radicale. On n'a pas encore vu de document à ce jour (début octobre), mais derrière, il y a bien l'objectif d'accélérer la transition vers des investissements bas carbone, essentiellement des EnR, et du coup à compléter par des équipements de flexibilité, du stockage principalement.

Devant ces deux prises de positions, on imagine bien ce que seraient les trois objectifs d'une réforme radicale qui pose de vrais défis. Il est vrai que, d'un pays à un autre, on pourrait avoir des objectifs différents ou des pondérations très différentes. Le premier objectif, c'est de maintenir les marchés horaires parce qu'ils permettent une coordination de court terme à l'intérieur d'un système, mais aussi entre les systèmes, pour avoir une solidarité entre eux, notamment pour partager l'usage des back up entre systèmes pour adosser les productions des renouvelables intermittentes de plus en

plus importantes. La deuxième idée, c'est le découplage du signal prix de court terme venant des marchés horaires des signaux de long terme qui pourraient être adressés aux investisseurs en technologies bas carbone, nucléaire comme EnR, et en stockage, par des contrats qui garantissent leurs revenus à long terme organisant le transfert des risques de marché sur la puissance publique pour investir dans les nouveaux équipements. Le dernier objectif, qui serait un objectif à la française, mais auquel tout pays européen pourrait adhérer, serait d'assurer la protection des consommateurs avec des prix de détail plus ou moins stables, parce qu'ils pourraient être alignés d'une façon ou d'une autre sur les coûts de long terme. La difficulté ici est de conserver une certaine variabilité des prix de détail qui seront proposés par les fournisseurs, pour garder des incitations pour que les consommateurs réagissent en période prolongée de prix de gros élevés pour réduire leur consommation en liaison éventuellement avec les programmes de *demand response*, etc.

#### **Les corrections des défaillances de marché d'avant la crise**

Je vais revenir sur les imperfections de marché, qui conduisent à des échecs de marché. Vous voyez là comment se passe l'ordre de mérite et comment se fixe le prix de marché horaire, avec la rente infra-marginale qui est pour les technologies qui ont des coûts variables, très faibles ou inférieurs à la centrale marginale, une rente qui va servir à créer la valeur actuelle nette des nouveaux investissements qui pourraient être déclenchés par la somme actualisée de ces rentes infra-marginales. Premier problème avec ce type de marché : il y a une volatilité des prix. Il n'y a aucun lien entre le marché à telle heure et le marché 3 heures plus tard, ce qui pose des problèmes de gestion de risques et d'anticipation. Ensuite, le couplage avec le marché gazier, par la logique même de cet empilement de centrales avec des producteurs en concurrence, les producteurs sont obligés d'offrir des prix alignés sur leurs coûts variables pour être sûrs d'être pris quand la demande est assez élevée. Donc le

prix s'aligne forcément sur le coût marginal de la dernière centrale appelée. Et derrière, pour répondre à Monsieur Macron, il y a l'effet de l'intégration des marchés horaires qui fait que c'est la centrale marginale des marchés intégrés qui va compter pour faire ce prix. Donc si sur un marché qui regroupe toute la plaque ouest-européenne il y a beaucoup d'énergies renouvelables intermittentes, on a besoin de beaucoup de back up. Les prix vont s'aligner très longtemps sur l'année sur la centrale gaz. C'est un problème pour les systèmes nationaux mais ça peut vouloir dire qu'il y a des problématiques purement nationales pour échapper à cette logique. Enfin, avec ces marchés horaires qui sont séparés les uns des autres, il y a une très grande difficulté à anticiper et à gérer les risques, donc il n'y a pas de marché de produits financiers longs. Les *forward* sont au maximum et c'est très rare, à un ou deux ans, mais la majorité, c'est à trois mois.

Ensuite, avec ces marchés incomplets, vous avez une grande difficulté à déclencher des investissements dans des technologies capitalistiques : des centrales de pointe, des turbines à gaz ou bien les technologies bas carbone qui sont très capitalistiques. Il n'y a aucune correspondance donc entre les prix de court terme et le besoin d'un signal de long terme incitatif. Puis il y a cette volatilité des ventes infra-marginales et dans le long terme, à cause des politiques sous-optimales, cela désorganise complètement la logique des marchés horaires et une grande incertitude se crée de cette façon. Autrefois, pour corriger ces imperfections de marché, on a additionné des patches sur le marché *energy only*, sans cohérence d'ensemble, avec aussi des diversités entre les pays. On a les mécanismes de rémunération de capacité pour la sécurité de fourniture. Il y a eu beaucoup de résistance de la Commission parce qu'ils étaient considérés comme des aides d'État. Ils sont très différents d'un État membre à un autre. Ce qui est intéressant, c'est qu'il y en a qui sont basés sur des enchères de contrats de capacité signés avec le gouvernement ou avec une entité publique, par exemple le gestionnaire de réseau, qui récupère ensuite le coût de ces contrats pour la collectivité par

une taxe sur les mégawattheures transportés. Autre ajustement, la mise en place de dispositifs de contrats de garantie de revenus pour certaines technologies bas carbone. Avant leur maturité commerciale, c'était les tarifs d'achat pour financer les renouvelables intermittentes. Le coût de ce dispositif était financé par une taxe sur les mégawattheures. Au moment de la maturité des renouvelables intermittentes, cela a été transformé en des enchères pour des contrats financiers que sont les contrats de complément de rémunération. Ce sont les fameux contrats pour différence en Angleterre qui s'appliquent aussi aux projets nucléaires.

L'idée serait de généraliser ces deux types de dispositifs contractuels avec l'idée dans chaque cas de traiter de la même façon toutes les technologies bas carbone, ce qui n'est pas du tout le cas à l'heure actuelle; je pense à la façon dont le nucléaire est traité par rapport aux EnR. Quelle serait la solution qui pourrait couvrir les trois objectifs que j'ai indiqué avant? La solution à l'allemande, ce serait simplement d'approfondir tout ce qui concerne les renouvelables et l'hydrogène avec des CfD passés sur l'énergie ou sur le carbone, mais aussi les sources de flexibilité, les productions décentralisées (avec l'approfondissement des marchés à la maille locale), et les signaux tarifaires pour le développement des réseaux locaux. Tout cela ignore l'objectif de protection des consommateurs.

Une solution exhaustive telle que celle que nous proposons avec Etienne Beeker repose sur la création d'une entité publique qui serait en charge de mettre aux enchères et surtout de gérer des contrats pour tous les nouveaux équipements bas carbone, mais aussi pour les équipements existants. C'est un concept que l'on retrouve en Ontario et au Brésil où dans ces pays ce sont des contrats sur l'électricité physique. Nous proposons d'avoir des contrats de nature financière comme les CfD parce qu'ils permettent de garder les marchés spot et donc les coordinations dans l'exploitation des équipements par le marché de court terme. Pour un producteur engagé dans un CfD et qui vend forcément sur le spot, les revenus par

### Session 3 | Les réponses aux nouveaux défis

mégawattheure sur le spot auxquels s'ajoutent les «différences» payées par l'entité publique entre le prix de référence du contrat et le prix horaire amènent à un flux de revenus qui est équivalent au flux de paiements que le producteur recevrait d'un contrat de long terme sur le physique, ce qu'on appelle un PPA.

On voit sur ce slide (Figure 1) notre *Central Buyer* qui signe les CfD avec les producteurs bas carbone, et on verra plus loin qu'il achète aussi sur le spot, où toutes les productions de tous les générateurs doivent être mises, l'équivalent de la production horaire des centrales. Dans le cercle bleu du slide, on voit aussi qu'il signe des contrats de capacité avec les équipements flexibles, que ce soit les turbines à gaz ou les équipements hydrauliques hors fil de l'eau, et les stockages divers (batteries, etc.) qui rémunèrent la capacité disponible aux moments voulus. Pour de tels équipements à créer, ce n'est pas avec les revenus sur l'énergie et sur les marchés du *balancing* ou des services système que l'on peut avoir des revenus anticipables de façon suffisamment sûre pour déclencher l'investissement. Ces équipements vendront sur le marché spot leur énergie quand ils seront appelés. La justification d'avoir un tel

soutien à l'investissement, ce sont les biens collectifs; c'est la recherche de *capacity adequacy* pour la sécurité de fourniture en pointe (et en toute situation avec l'intermittence) et le maintien de la stabilité du système pour les unités flexibles en particulier. Comme cela se passe pour le mécanisme de capacité au Royaume-Uni, il y a aussi des enchères pour l'attribution de ces contrats de capacité. Dans les pays où il y a déjà ces mécanismes de capacité basés sur des «*forward capacity contracts*», ils s'y intégreront logiquement.

#### Des prix du marché de gros aux prix de vente concurrentielle

Maintenant, voyons ce qui se passe dans la relation entre les prix de gros et les prix de détail. C'est là où on a une organisation des marchés qui va conduire les fournisseurs en concurrence à aligner *de facto* leur offre de prix sur les coûts de long terme parce que la majeure partie de leur *sourcing* se fera auprès du *Central Buyer* qui est aussi un «*central reseller*». En rachetant sur le spot l'équivalent des mégawattheures produits par les équipements engagés dans des CfD avec lui et à qui il rembourse les «différences», il a la main sur

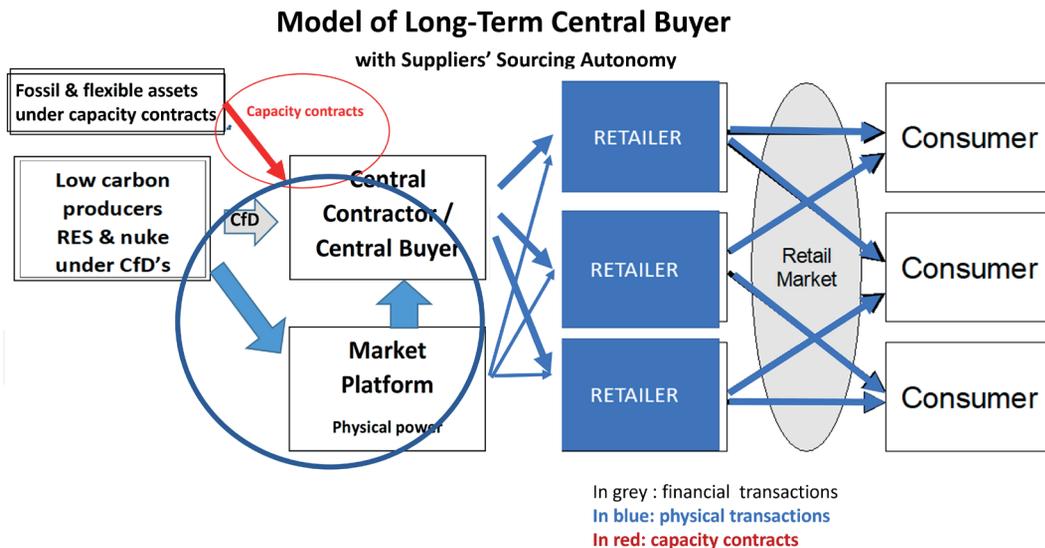


Figure 1. Modèle de l'acheteur central

les coûts complets par mégawattheure des équipements bas carbone, mais aussi des équipements qui vont contribuer à la sécurité de fourniture et à la flexibilité. L'acheteur central est en position de contrôler les coûts de long terme de toutes les unités. Quand il paie le spot et la «différence», il se retrouve à payer au producteur le prix de référence du CfD (*strike price*) qui est aligné plus ou moins sur le coût de long terme. Les productions bas carbone étant censées assurer rapidement l'essentiel des productions du mix dans les États membres, l'entité publique va assurer la majorité du *sourcing*. Les fournisseurs achètent donc la grande majorité de leur électricité physique à l'acheteur central.

J'ai présenté ici la variante la plus centralisée de ce modèle mais il pourrait y avoir une variante beaucoup plus souple où l'acheteur central ne récupère pas l'électricité physique sur le spot et se contente d'être un «*central trading agency*» et où les fournisseurs se fournissent en entier sur la plateforme de marché. Tous les mois ou tous les trimestres, ces derniers doivent payer par une taxe à l'agence qui finance le paiement par celle-ci du montant des différences avec le prix spot et qui serait calculée tous les mois ou tous les trimestres. Et ça joue en sens inverse. En Angleterre il y a la Low Carbon Contracts Company, qui est une entreprise publique de statut commercial qui est le signataire de ces contrats CfD avec les grandes installations EnR et qui assure ce transfert dans les deux sens. Quand les prix de gros sont très élevés, elle rembourse tous les trimestres les fournisseurs du montant de la rente infra-marginale qu'elle a prélevé auprès de tous les producteurs EnR qui sont engagés avec elle. On a ainsi une façon plus souple d'induire auprès des fournisseurs un alignement de leurs offres de prix sur les coûts de long terme de production de la majeure partie de leur *sourcing*. En revenant à notre schéma plus centralisé où l'agence assure la majorité du *sourcing* des détaillants, il faut s'assurer que le prix de transfert soit basé sur ces coûts de long terme. C'est là où doit intervenir le régulateur pour éviter un pouvoir de monopole. Le mieux est que ce dernier définisse des

*guidelines* pour définir les prix de cession pour les différents blocs d'énergie qui seront offerts.

Les fournisseurs seront toujours en compétition, comme c'est le cas actuellement. Ils vont se concurrencer sur la façon dont ils acquièrent les différents blocs d'énergie auprès de l'acheteur central. Ils doivent acquérir un peu de *sourcing* complémentaire pendant les heures de tension sur les marchés qui correspondent à la baisse du fonctionnement des éoliennes ou du solaire photovoltaïque. C'est dans l'habileté qu'ils ont à «*matcher*» leurs différents achats pour se fournir d'un côté et leurs offres de prix et de services à leurs différentes clientèles qui ont des profils de charge différents, que se situe la force concurrentielle principale sur le marché de l'aval. Derrière, se jouent les incitations à développer les contrats d'effacement relayés à la variabilité des prix horaires.

#### **Le besoin d'une gouvernance de long terme au niveau national**

Ceci dit, on a besoin derrière tout ça d'une gouvernance forte pour déterminer les choix de long terme. On a besoin d'une planification rationnelle économiquement et qui oriente sur des bases purement économiques au départ les choix de trajectoire du mix technologique. Ceci doit se passer d'abord au niveau national par rapport aux anticipations des besoins nationaux pour éviter les prescriptions par trop politiques de la soi-disant «*politique européenne*». Cette perspective de subsidiarité correspond un peu à ce qui a été dit sur la préoccupation de sécurité énergétique au niveau national, c'est-à-dire qu'on doit d'abord compter sur ses propres forces et qu'on tiendra compte ensuite de ce que font les autres, comme c'est le cas dans le calcul des marges de réserve des mécanismes de capacité et de la prise en compte des apports aléatoires venant d'autres systèmes.

Actuellement, on a une politique climat-énergie européenne qui prescrit aux États membres leur politique nationale, à partir d'objectifs-quantité (comme part de production des techniques EnR intermittentes à atteindre)

définis sur des critères purement politiques et qui se superposent à l'objectif de réduction des émissions de carbone et sans tenir compte des autres technologies bas carbone pilotables (on pense au nucléaire bien sûr), et sans donner un rôle économique au prix du carbone. L'idée, c'est qu'il faut un planificateur rationnel qui devrait organiser les arbitrages de long terme entre les technologies. On a aussi besoin, et ça, ce n'est jamais dit clairement au niveau européen, d'une coordination très stricte entre le déploiement des renouvelables intermittentes et celui des sources de flexibilité comme l'hydraulique, les stockages, les turbines à gaz très flexibles notamment. Comme toutes ces sources ne peuvent pas se développer par les signaux de marché car les revenus sont volatiles et marqués d'une incertitude radicale, il faut harmoniser le rythme de développement des renouvelables intermittentes et celui des sources de flexibilité.

Fort de cette idée de rationalisation économiques des choix de long terme, l'idée serait de créer une agence publique de planification, ou de conseil en choix énergétiques auprès du gouvernement. C'est ce qui a été créé au Brésil où est en place un régime hybride marché-planification avec l'EPE (Empresa de Pesquisa Energética ou Energy Research Office) où il y a près de 350 personnes. Cette agence couvrirait aussi le secteur gazier, puisqu'il peut y avoir le couplage intersectoriel avec l'hydrogène dans l'optimisation du système électrique ainsi que l'électrification des usages en concurrence avec le verdissement du gaz. Cela veut dire qu'ils ont des compétences très larges en modélisation de systèmes électriques complexes pour assurer un conseil impartial au gouvernement pour qu'il puisse se détacher un peu des critères politiques et des prescriptions venant de la Commission européenne qui ne sont en rien impératives selon les textes. C'est explicitement reconnaître la prééminence de la planification de la coordination de long terme sur le marché qui était censé pouvoir envoyer des signaux de long terme. Ceci peut signifier quelque chose de difficilement acceptable au niveau de Bruxelles mais ce serait une question de volonté politique d'abord du côté de

l'État membre qui veut adopter ce modèle pour le faire valoir en termes de rapports de force. Il faut faire accepter au niveau européen qu'on délègue la gouvernance du long terme aux États membres. Cela relève de l'article sur la souveraineté des choix sur le mix énergétique (article 194 (al. 2) du traité de Lisbonne).

### Conclusion

Avec ce modèle ou une de ses variantes plus souples, on remplit à la fois les objectifs d'accélération de la transition vers la neutralité carbone et celle de la protection des consommateurs, puisqu'on a des prix qui sont relativement stables (comme l'étaient les tarifs autrefois, mais qui bougeaient un peu quand les prix des combustibles augmentaient). On a une compatibilité évidente avec les règles européennes, celle du marché puisqu'on a la concurrence en amont et celle en aval entre les fournisseurs et le marché continue d'assurer l'intégration des systèmes. Restent deux problèmes. L'article 5 (2) refuse la déconnexion entre les prix de détail et les prix spot de gros. Il faudrait vraisemblablement changer cela, d'autant plus que la justification serait l'intérêt des consommateurs. Le deuxième problème est que ce modèle n'est pas compatible avec l'idée que des contrats puissent être passés entre l'agence et des acheteurs industriels extérieurs qui voudraient bénéficier des prix moins chers parce que dans le pays, des choix plus rationnels économiquement ont été faits que dans le pays voisin. En fait derrière cette différence, il y a bien quelque chose qui relève de l'exercice de la souveraineté nationale de l'État membre le plus rationnel dans ses choix. Dernier élément : on pourrait objecter que l'on va arriver avec des systèmes dont les *market designs* diffèrent, ce qui crée des obstacles aux échanges. Ces différences se retrouvent aux États-Unis (et au Canada) où les systèmes des États (ou ceux des provinces) sont dérégulés sur des bases différentes. Il y en a même qui n'ont pas été complètement dérégulés. L'important pour que ce soit acceptable parce que c'est opérationnel, c'est qu'au-delà de ces différences, il y ait une vraie intégration sur les échanges de court terme. Merci de votre attention.

***Recomposition des enjeux géopolitiques liés à la décontinentalisation des flux*****Nicolas Mazzucchi (Directeur de Recherche, Centre d'études stratégiques de la Marine)**

Je suis très content ici de représenter ce qui est le premier consommateur d'énergie de France : le ministère des Armées, puisque chaque année on dépense environ 1 milliard d'euros pour nos achats d'énergie, combustible et électricité. J'ai entendu des mots qui m'interpellent : « souveraineté nationale », « rôle de la puissance publique ». Justement, ce que je vous propose d'explorer maintenant, c'est la décontinentalisation des flux, ce qui est aujourd'hui finalement la vision complémentaire ou la vision inverse pourrait-on dire, de ce qui nous a été présenté jusqu'à présent, puisqu'on a regardé ça à partir des logiques de marché. Je vais vous montrer ça à partir de la logique de sécurité, de sécurisation justement, eu égard bien évidemment aux événements récents et aux événements actuels qui se passent en Ukraine et avec le rapport avec la Russie.

Je suis directeur de recherche au Centre d'études stratégiques de la Marine. À partir du moment où quelque chose se passe en mer ou quelque chose finalement dépasse la terre, la Marine est concernée et impliquée puisque nous ne faisons pas que de la lutte de haute intensité. Toute l'action de l'État en mer, y compris la sécurisation des flux énergétiques, la lutte contre la pêche illégale, la protection de l'environnement en mer dépend de la Marine nationale. C'est quelque part notre rôle stratégique.

Qu'est-ce que c'était que l'énergie en Europe avant 2019? Évidemment, je n'ai pas pris 2020 puisqu'on a évité l'année Covid qui est non représentative. Évidemment on avait un système énergétique européen qui était un système particulièrement fossile de manière globale, bien sûr, c'est à peu près la même chose pour tous les pays ou toutes les entités du monde; même dans la production électrique, c'est un système qui lui-même était particulièrement fossile et à partir de là, le territoire européen étant relativement mal pourvu en hydrocarbures exploitables, on avait donc un système qui était très fortement dépendant d'importations

extérieures. Bizarrement, quand on va regarder les statistiques de la dépendance énergétique de l'Europe à la Russie des différents pays européens par types d'hydrocarbures, on se rend compte que le système géopolitique russe, géoéconomique devrais-je dire, est un système qui a articulé la dépendance au travers, alors non pas exclusivement du gaz; tout le monde s'est focalisé bien évidemment sur le gaz. Effectivement, pour un certain nombre d'États membres le gaz était particulièrement critique. Mais un système qui a articulé la dépendance sur l'ensemble des hydrocarbures liquides ainsi que sur un certain nombre d'autres choses.

Voilà un peu où on en était finalement, y compris pour des raisons simplement économiques — différence du prix entre du gaz par gazoduc et du gaz sous forme naturel liquéfié —, on se retrouvait avec un système où l'ensemble des pays européens étaient dépendants de la Russie d'une manière ou d'une autre, à quelques exceptions près. Évidemment, si vous prenez Chypre ou l'Irlande, il est bien évident que la dépendance à la Russie était limitée. Mais même pour la France, qui utilise relativement peu de gaz, où l'exposition à la Russie était relativement limitée, même si deux fois plus importante qu'elle ne l'était il y a dix ans. Il faut quand même le noter : en 2021, on était à 17 % de gaz provenant de Russie pour la France, on était à 9 % en 2009. Là aussi, c'est une chose à relativiser. Vous avez quand même un certain nombre de problèmes et notamment le problème des produits pétroliers raffinés. Là se pose aussi un souci pour un certain nombre d'États pour lesquels les raffinés russes ont représenté largement la majorité de leur consommation nationale.

Pourquoi est-ce que je parle de décontinentalisation? C'est que cette dépendance russe traduisait pour les échanges, gaziers *a minima* et pétroliers dans une bonne partie d'entre eux, l'extrême dépendance de la relation terrestre pour les pays européens. Mais même au-delà de l'Union européenne, l'Europe en

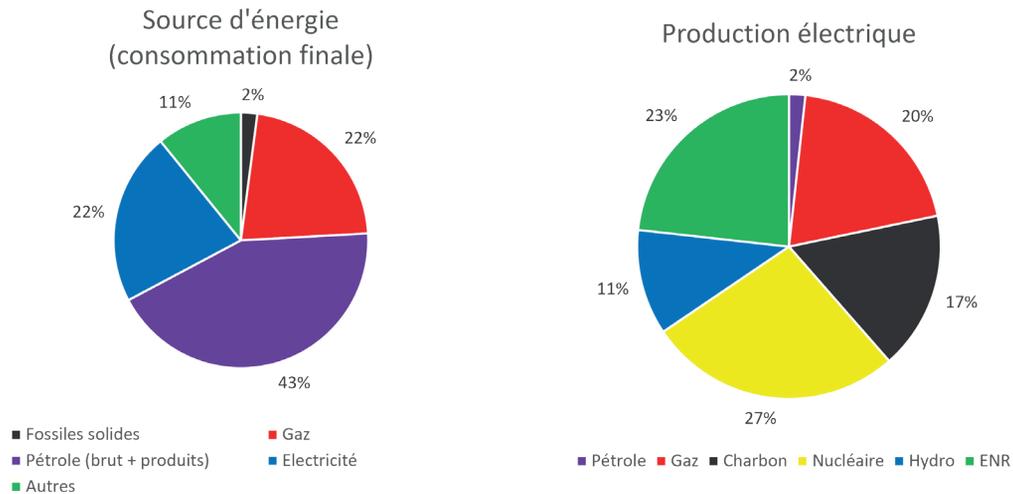


Figure 1. Statistiques européennes (2019)

tant que continent, et finalement, c'est cette zone Russie CEI Eurasie, si on veut l'appeler comme ça, reprenant la Russie et les anciens pays d'URSS, Kazakhstan, Ouzbékistan, Turkménistan en partie, qui d'ailleurs voyaient leurs hydrocarbures transiter par le territoire russe. Il n'y a pas de système d'exportation des hydrocarbures ou très peu de systèmes d'exportation des hydrocarbures d'Asie centrale en dehors du passage par le territoire russe. Quand on dit par exemple que la France était exposée pour son pétrole brut à hauteur d'une dizaine de pourcents sur la Russie, en réalité, elle l'est à 10 % sur la Russie, plus 14 % sur le Kazakhstan, le pétrole kazakh transitant par le territoire russe. Donc, là aussi, en termes de géopolitique, la question de la ressource est certes importante, mais la question du transit de la ressource l'est tout autant. On était, je parle sur le pétrole comme sur le gaz, sur une relation qui était essentiellement terrestre, sur une vision finalement beaucoup vers l'Est, drivée d'ailleurs par la position allemande et drivée par une constante assez forte de la géopolitique de l'Union européenne. Regarde-t-on vers le flanc Est ou vers le flanc Sud? Depuis un certain nombre d'années pour l'énergie, la réponse était très claire : on regarde vers le flanc Est. Toute la stratégie de la Russie d'ailleurs avait été fondée sur cette question-là, notamment sur l'épuisement progressif de la

production d'hydrocarbures sur le territoire européen, soit par choix nationaux, soit par des questions géologico-économiques. Pensons au Royaume-Uni, pensons aux Pays-Bas qui finalement avaient amené la Russie à vouloir creuser de plus en plus la relation énergétique avec ses partenaires de l'Union européenne et de l'Europe occidentale, appelons-la comme ça, de manière plus importante.

Aujourd'hui, quel est le bouleversement qui arrive justement avec cette guerre en Ukraine? C'est justement la rupture de ce lien continental. La rupture de ce lien terrestre, provoqué de la part de la Russie, subi de la part des Européens, mais qui amène de manière géopolitique à penser de manière totalement différente la relation géopolitique justement aux approvisionnements, non pas énergétiques dans leur ensemble, mais *a minima* sur les hydrocarbures, gaz, pétrole brut et produits pétroliers. Ce qui nous amène à une vision relativement complexe.

Il faut nous poser la question — rappelez-vous ce que je vous ai dit au départ sur la dépendance d'un certain nombre de pays, à commencer par la France, aux produits pétroliers russes — de comment faire pour gérer de manière géoéconomique globale cette question du raffinage? Aujourd'hui, nous avons

eu beaucoup de chance, je tiens à le préciser, notre partenaire de remplacement, c'est l'Inde. Mais si jamais, imaginons, là aussi je fais un petit peu de rétrospective, cette invasion russe de l'Ukraine avait eu lieu disons en 2018, qu'aurait-on fait? Pourquoi est-ce que je vous dis ça? Très simplement parce que les normes de carburants indiennes BS 6, qui sont alignées sur les normes européennes Euro 6, ne sont en fonction que depuis 2020. Donc si on est capable de s'approvisionner en partie en Inde, d'ailleurs avec un pétrole brut qui n'est pas forcément d'origine indienne, on voit bien qu'aujourd'hui substituer du pétrole brut, ce n'est pas forcément une difficulté majeure. Substituer des produits raffinés, là en revanche, ça pose des questions techniques et normatives. Cela pose aussi des questions géopolitiques puisque quand vous regardez l'évolution de la courbe de demande de produits pétroliers en Inde, les surplus indiens vers l'Union européenne ne dureront pas éternellement. Finalement, je parle de décontinentalisation depuis tout à l'heure, donc je suis désolé, en tant que marin, je vous parle de maritimisation — j'étais obligé de prononcer le mot. Il faut aussi regarder quelle est cette maritimisation et donc vers quel continent puisqu'on parle de décontinentalisation, donc on sort de cette plaque eurasiatique, vers où se projette-t-on? Quelque part on fait resurgir des zones qui étaient, je ne dirais pas oubliées, mais des zones qui étaient un petit peu marginalisées de la géopolitique et notamment une zone extrêmement importante qui s'appelle la Méditerranée. Aujourd'hui, dans l'énergie, on assiste de manière géopolitique à la revanche de la Méditerranée. Vous le savez probablement, la Marine nationale et le ministère des Armées poussent en avant énormément le concept d'Indopacifique. Mais dans ce concept d'Indopacifique, ce qu'il faut comprendre, c'est que cela ne concerne pas que nos territoires d'outre-mer, de l'océan Indien et du Pacifique, c'est tout le continuum depuis la Méditerranée en passant par l'océan Indien jusqu'au Pacifique. Et dans cette première partie du continuum, ce que j'appelle l'indo-Méditerranée, justement cette décontinentalisation énergétique est centrale. Parce que quand vous mettez bout à bout les enjeux de gaz, de

pétrole brut, produits raffinés, avec l'Inde, on se rend bien compte que ce continuum indo-méditerranéen, avec le canal de Suez en son centre et la mer Rouge, redevient extrêmement central pour la France et pour l'Europe. Intervient là le rôle des forces armées, le rôle de la Marine; notre rôle, c'est la protection des flux.

Comment pense-t-on aujourd'hui et demain cette protection des flux, avec justement cette maritimisation qui est de plus en plus poussée? Quand je vous parle de décontinentalisation, de maritimisation, voilà un exemple : les gazoducs. On parlait d'infrastructures terrestres, mais il n'y a pas que du gazoduc terrestre. Aujourd'hui, par exemple, la Marine et les forces armées dans leur ensemble, nous pensons de manière extrêmement forte tous les enjeux qui sont associés à la protection des infrastructures énergétiques en mer. Il ne vous aura pas échappé que Nord Stream a connu des problèmes récemment. La profondeur, la distance à la côte, la capacité à savoir ce qui se passe en temps réel, la capacité à intervenir pour protéger les infrastructures (par exemple Nord Stream puisqu'il est sous les feux de l'actualité — je n'ai pas parlé d'électricité jusqu'à présent, ne vous inquiétez pas, ça arrive —), la question du développement des parcs éoliens *offshore* qui vont eux-mêmes poser des questions, là aussi, de protection des infrastructures, arrachage de câbles, protection des éoliennes elles-mêmes, potentiellement actions militaires contre un certain nombre d'installations. Ce sont des scénarios auxquels on réfléchit justement pour dire aujourd'hui, on a de plus en plus d'objets énergétiques en mer, soit des objets mobiles, des méthaniers, des tankers, soit des objets fixes, des gazoducs, des parcs éoliens *offshore*, et donc il est du rôle des forces armées de prendre ça en compte, de comprendre la manière dont cette décontinentalisation induit un certain nombre de questions justement stratégiques et géopolitiques.

Finalement, quand je parle décontinentalisation, de quoi est-ce que je vous parle réellement? Les approvisionnements gaziers de l'Union européenne en 2020 : la Russie occupe une part prépondérante (40 %). Les

approvisionnements gaziers de l'UE au mois de juillet de cette année : bizarrement, ce que je remarque, c'est que, certes la part de la Russie est toujours à 24 %, mais quand je regarde les autres, à la notable exception des Pays-Bas, finalement tout ça c'est de la mer. Si tout ça c'est de la mer, tout ça induit des vulnérabilités spécifiques, un besoin de protection particulier.

Je rappelle qu'en juin de cette année, il y a quand même eu un accord tripartite entre l'Union européenne en tant qu'entité, l'État égyptien et l'État israélien pour l'exportation du gaz israélien au travers des terminaux GNL égyptiens vers le territoire de l'Union européenne. Se pose aussi la question du développement de la production du gaz *offshore*, notamment en Méditerranée orientale. Vous voyez que globalement, là aussi, la nature est amusante. Les champs principaux, je pense notamment à Aphrodite et Léviathan, sont en limite de zones économiques exclusives. Les zones économiques exclusives, pour vous

donner une idée si vous n'êtes pas très familier, c'est 200 nautiques à partir du trait de côte; c'est 400 kilomètres environ. Ça veut dire qu'il faut avoir la capacité à aller installer des infrastructures à quasiment 400 kilomètres des côtes. Ce n'est pas forcément un souci, mais pour nous militaires, il faut avoir la capacité à les protéger, surveiller en permanence des infrastructures à 400 kilomètres des côtes.

Plus ça va, plus on va justement, à cause du retrait des hydrocarbures russes de la consommation européenne, se focaliser vers d'autres hydrocarbures, soit existants, soit en développement, donc aller de plus en plus loin en mer, avoir des plateformes *offshore* de plus en plus complexes à protéger et donc avoir une nécessité d'interaction énergéico-militaire, appelons-la comme ça, qui est de plus en plus poussée, évidemment.

De la même manière, sur cette question de la Méditerranée orientale, on réfléchit aussi à

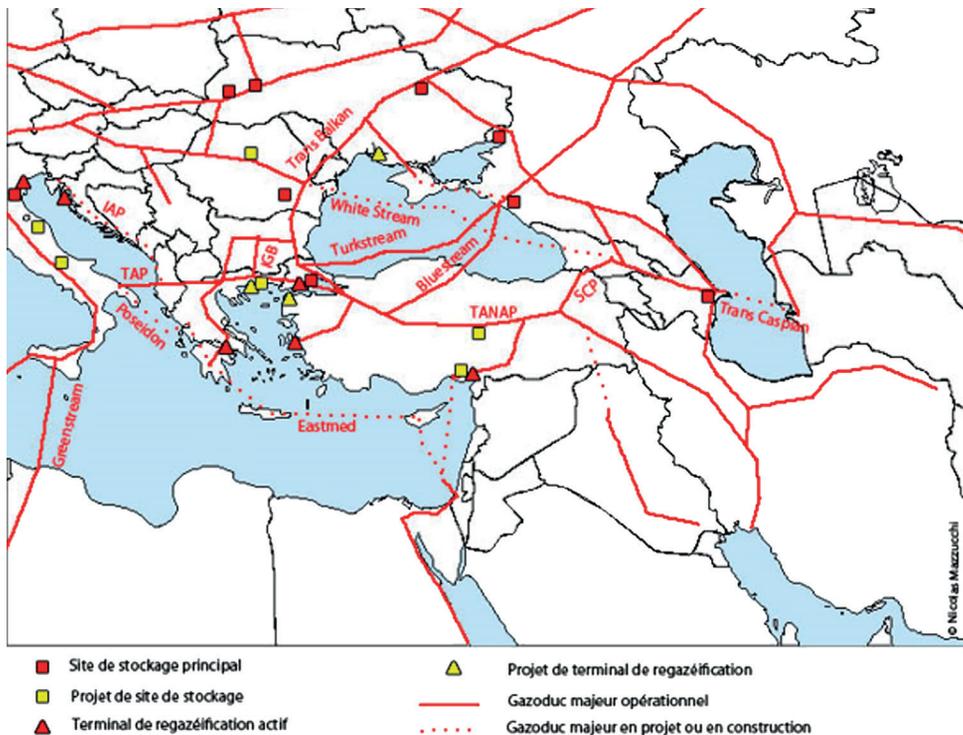


Figure 2. Principales infrastructures gazières de la région Mer noire

la sécurisation d'un certain nombre d'objets et au basculement géopolitique. Aujourd'hui, la Turquie, c'est l'acteur qui déclare officiellement sa volonté de centraliser l'ensemble des approvisionnements gaziers ou la possibilité de centraliser le plus d'approvisionnement gazier possible pour l'ensemble, on va dire *a minima*, du Sud-Est européen, avec une centralisation de ce qui vient de Russie, donc au travers de Blue Stream et surtout Turkstream, en partenariat avec l'État russe bien évidemment, et de ce qui a été pensé pour contourner la Russie avec le double système de gazoduc TANAP-TAP au travers de l'Anatolie puis au travers de l'Albanie pour arriver en Italie du Sud qui approvisionne à partir de gaz azerbaïdjanais depuis le champ de Shah Deniz, mais aussi tous les contrats qui sont négociés par la Turquie depuis un certain nombre d'années pour du GNL. Je rappelle quand même qu'aujourd'hui la Turquie est le premier partenaire gazier de l'Algérie. Ce n'est pas l'Italie, ce n'est pas la France, ce n'est pas l'Espagne, c'est la Turquie. Justement pour faire venir du GNL algérien, du GNL du Qatar, du GNL du Nigeria, tout centraliser sur le territoire turc et tout réinjecter vers le territoire européen. On parlait des questions de stockage tout à l'heure en précisant où la Turquie investit le plus, y compris avec des fonds de l'Union européenne, c'est le stockage gazier. Tout l'intérêt de la Turquie aujourd'hui, c'est d'agir comme le centralisateur du gaz de la région, bien évidemment en opposition avec les petits partenaires, là aussi de la région, puisque depuis quelques années, il ne vous aura pas échappé qu'autour du gazoduc Eastmed, qui verra ou pas le jour, au moins s'est constitué un forum interétatique qui réunit la Grèce, Chypre, Israël, l'Égypte, la France et l'Italie. Où le but officieux est quand même d'éviter cette position que la Turquie voudrait non pas être monopolistique, mais *a minima* dominante. Là aussi, au niveau géopolitique, diplomatique qui se traduit infrastructurellement, on a potentiellement en germe ces tensions. Donc on voit que la Méditerranée orientale est un petit peu le centre névralgique avec la mer Rouge. Se posent des questions qui vont jusqu'à potentiellement, cela a déjà été le cas sans trahir aucun secret, des tensions

militaires ou *a minima* impliquant des unités militaires. Je rappelle qu'en février 2018, c'était quand même la première fois de l'histoire que des navires de guerre ont été envoyés pour arrêter un navire de forage. Donc cette décontinentalisation ne se fait pas de manière neutre.

Pour la France, je vous donne en termes de conclusion, un petit peu les mêmes choses. Les approvisionnements gaziers français en 2020 se partageaient entre la Russie (18 %), la Norvège bien évidemment (41 %) et d'autres pays comme l'Algérie, les Pays-Bas et le Nigeria. En août 2022, la Norvège ne représentait plus que 32 % tandis que l'Algérie était montée à 23 %. Mais surtout, ce qui est très intéressant, c'est de constater qu'il y a un acteur qui est passé de 2 % du mix gazier à 34 %. Et cet acteur, bizarrement, il fait partie de ce complexe indo-méditerranéen, c'est le Qatar. Là aussi, cela nous oblige à penser de manière extrêmement différente, quasiment à rebours pour la France, le gaz c'était Russie-Norvège, on va dire, sur un arc européen-arctique, maintenant on est obligé de le penser différemment, Algérie-Qatar. On a totalement réarticulé en fait le schéma de pensée et donc on est aussi obligés de réarticuler de manière différente, peut-être pas l'ensemble de notre doctrine géopolitique et de notre vision du système, mais *a minima* de repenser de manière extrêmement forte la manière dont on va se projeter. On voit qu'aujourd'hui, cet Indopacifique, une fois de plus, quand on va le coupler idéologiquement avec la Méditerranée, il tend à devenir un petit peu notre cœur de préoccupation et partiellement, ou potentiellement en tous les cas, ce que je n'espère pas, notre cœur de préoccupations militaires. Je vous remercie.

### Quelle gouvernance pour réussir les transitions ?

**François Dassa (Directeur de la Mission Prospective et Relations Internationales, EDF)**

**Jean-Marie Dauger (Président, Conseil Mondial de l'Énergie)**

**Cécile Maisonneuve (Conseillère, Centre Énergie & Climat de l'IFRI – Présidente, Decysive)**

**Charlotte Roule (Directrice de la Stratégie, ENGIE)**

**Animateur : Jean Eudes Moncomble (Secrétaire général, Conseil Français de l'Énergie)**

#### **Jean Eudes Moncomble**

La première question que j'ai envie de vous poser, c'est finalement quel est le risque principal sur la sécurité énergétique en Europe? En vous demandant peut-être de structurer votre réponse, en disant maintenant et puis un peu plus tard, disons dans trois ans pour avoir un peu un ordre de grandeur.

#### **Cécile Maisonneuve**

J'ai envie de dire que le risque principal aujourd'hui, c'est celui qui nous a conduit dans la situation dans laquelle nous sommes aujourd'hui, c'est-à-dire... nous-mêmes! L'Europe est à elle-même son principal facteur de risque pour une raison simple : l'Europe s'est vécue comme une île qui possédait les ressources énergétiques des États-Unis. Elle a mené la politique énergétique d'une entité géographique qui serait autonome et souveraine en la matière. Or l'Europe, c'est tout l'inverse. L'Europe, c'est un continent qui est relié à l'Asie, qui est relié à l'Afrique, et qui est pauvre en matières premières et a des ressources limitées dans le domaine énergétique.

Tout le problème de la sécurité énergétique telle qu'on l'a conçue, c'est que l'on a nié cette spécificité européenne : la politique européenne de l'énergie a été conçue et mise en œuvre comme si la sécurité énergétique de notre continent était un non-sujet. Aujourd'hui, il faut donc revenir au projet européen, l'idée d'une Europe ouverte sur le monde parce

qu'elle en a besoin, avec une perspective réaliste sur la géopolitique.

Dans l'immédiat cependant, il faut se rendre à l'évidence : faute de prise en compte de l'impératif de sécurité énergétique, menacée, l'Union européenne en est réduite au pilotage à vue, avec un risque lié à l'absence de coordination entre les États membres et entre les politiques nationales. Un certain nombre de mesures sont prises, qui s'empilent et visent à limiter les dégâts — on a parlé de patchs tout à l'heure — mais sont-elles cohérentes entre elles? Ainsi, certaines mesures aboutissent à effacer tous les signaux prix et donc à pousser la demande vers le haut. Et dans le même temps, on fixe des caps sur les prix du gaz, créant aussi un risque sur l'offre. Le risque est donc très fort que les différentes mesures que nous sommes en train de prendre accroissent encore plus nos difficultés d'approvisionnement.

La sécurité énergétique est maintenant à reconstruire sachant que l'ordre ancien de sécurité énergétique, fondé sur trois piliers, a disparu au profit d'une situation qu'on pourrait aujourd'hui qualifier d'interrègne.

Le premier pilier, explicite, de notre sécurité énergétique, était la politique commune de l'énergie, avec, au cœur, les marchés européens de l'énergie. Le deuxième, implicite, était le rôle clé de la Russie comme fournisseur d'un gaz bon marché pour l'industrie européenne, notamment allemande, pour le chauffage de dizaines de millions d'Européens et pour

produire de l'électricité. Il reposait sur cette antienne : « même pendant la guerre froide, les Russes n'ont jamais rompu les contrats et toujours livré le gaz ». Le troisième pilier, également implicite, reposait sur l'énergie nucléaire, première source de production d'électricité domestique en Europe en 2021, avec la France comme grenier à électrons et exportateur structurel. Le premier pilier, l'Europe de l'énergie, fonctionne, à travers les marchés du gaz et de l'électricité, comme outil de court terme mais se révèle un échec majeur s'agissant de la sécurité d'approvisionnement à long terme du continent. Le deuxième pilier a disparu avec la décision russe de couper presque totalement le robinet du gaz. Ce qui préserve l'Europe d'un désastre encore plus grand aujourd'hui, c'est le gaz naturel liquéfié, notamment américain : le parapluie gazier russe est remplacé par le parapluie américain. De ce point de vue-là, je pense que la résilience du marché européen du gaz est assez remarquable. Ce qu'il a réussi à faire en peu de temps, on aurait pu croire que c'était impensable. Quant au pilier nucléaire, il fait l'objet d'un travail de sape constant à Bruxelles et Berlin depuis vingt ans et à Paris depuis dix ans. Les marges de manœuvre actuelles sont limitées parce qu'on ne récupère pas en quelques mois des années de court-termisme dans la gestion de la politique énergétique.

On va naviguer à vue avec, puisqu'on parlait de domaine maritime tout à l'heure, des étoiles pour se guider. Nos étoiles vont être l'efficacité énergétique et la réduction de la demande. Sur ce deuxième point, on n'y est pas du tout ; il y a actuellement de la destruction involontaire, notamment industrielle, de la demande. Sur le gaz, la question pertinente est celle de la réintroduction de contrats long terme. Quant à la question nucléaire en Europe, c'est simple : il faut commencer par arrêter de fermer des capacités en Europe en adoptant un moratoire européen pour que l'on arrête de fermer des capacités pilotables pour les cinq années à venir.

### François Dassa

Alors à ta question quel est le plus grand facteur de crise aujourd'hui, et en 2023, j'aurais envie de dire dans les deux cas, spontanément, c'est le gaz. Malheureusement, je pense effectivement comme toi Cécile, qu'en 2023 le prix du gaz restera très élevé. On va avoir des tensions qui non seulement vont durer sur l'hiver prochain mais risquent quand même de durer assez longtemps. Je vous livre les quelques chiffres assez simples que j'ai en tête : le gaz russe c'était 155 milliards de mètres cubes. On peut mobiliser trois leviers : l'efficacité énergétique — essayons d'éviter, effectivement, la destruction de la demande, j'y reviendrai dans un instant —, plus de renouvelables, comme nous a présenté notre collègue de l'AIE ce matin, plus de centrales nucléaires qui sont maintenues sur le pont (de ce point de vue-là, on peut dire que les décisions belges et allemandes sont les bienvenues, même si on aurait pu aller plus vite et peut-être aller un peu plus loin, notamment s'agissant des centrales allemandes). Donc, en mobilisant ces trois leviers, on peut parvenir à 55 Gm<sup>3</sup> de substitution du gaz russe par de l'efficacité énergétique, des renouvelables, du nucléaire. Ça nous laisse 100 Gm<sup>3</sup>. Si je regarde l'histoire maintenant du gaz, je parle devant une collègue d'ENGIE et Jean-Marie Dauger avec prudence, mais 100 m<sup>3</sup> dans l'histoire du gaz naturel, c'est dix ans. Il faut dix ans pour construire les infrastructures, creuser les puits, faire les pipelines, avoir les bateaux, etc. On pourra sans doute aller plus vite. Comment? C'est la question au fond. Je pense qu'à l'heure actuelle, on voit bien que ça passe par des contrats de long terme. Encore une fois. Quand Olaf Scholz va au Qatar, on lui répond « Oui, on va développer des capacités, mais c'est pour 20 ans qu'il faut signer ». Les Américains l'ont bien dit explicitement. Un article dans le *Financial Times* il y a une dizaine de jours titrait ainsi : "There will be no bailout for Europe coming from the U.S. gas". Ça veut dire quoi? Ça veut dire qu'ils ne souhaitent pas prendre le risque de marché, qui est très important, le risque de voir des coûts échoués apparaître sans contrats de long terme, c'est-à-dire quelqu'un qui prend le risque d'acheter la production, idéalement au

coût complet, à un coût qui soit stable dans la durée, qui permet de rémunérer correctement les investissements. Et ça, c'est une difficulté qu'on a dès maintenant en Europe et qui risque de durer pour pallier la perte du gaz russe. Si on veut accélérer, il va falloir être en mesure de signer très vite des contrats de long terme gaz. Mais le problème, c'est qu'à l'heure actuelle, personne n'est capable de prendre ce risque dans la mesure où il n'y a pas de *market design* à l'aval qui permette d'écouler ce gaz au prix du contrat de long terme, donc c'est un risque trop important pour les investisseurs. Je pense donc que le premier facteur de risque va être le gaz assez longtemps et que, comme sur l'électricité, comme l'a dit Jean-Bernard Lévy, il va falloir aussi très vite passer à des contrats de long terme si on veut accélérer et entamer la réduction de ce risque structurel pour l'Europe. La situation devrait cependant rester très tendue pendant assez longtemps.

### Jean Eudes Moncomble

Merci. Charlotte, est-ce que tu peux nous dire d'abord ta réponse à la question et peut-être réagir à ce qu'ont dit Cécile et François ensuite ?

### Charlotte Roule

Oui, merci beaucoup, avec plaisir. Alors le gaz, ça peut être un sujet, ça peut être une réponse aussi. Mais bon, je ne vous surprends pas en disant ça. Et effectivement je rebondis sur ce que disait Cécile : on a un système européen qui a été en capacité de répondre de façon étonnante — et à saluer je pense — à la crise que nous traversons. L'hiver que nous abordons, on l'aborde quand même relativement sereinement avec un remplacement des imports de gaz russe, par certes du GNL qui pose la question des contrats à long terme et celle de son origine, mais aussi par une réduction qui est en partie une destruction de la demande, ce qui n'est pas forcément une bonne nouvelle. Pour moi, le gaz fait complètement partie du mix énergétique — aujourd'hui comme demain. J'ai eu l'occasion d'en discuter avec certains d'entre vous avant de commencer cette table ronde, il nous faudra vraiment

toutes les énergies pour réussir la transition énergétique.

Je ne verrai pas nécessairement le gaz comme un risque à la sécurité d'approvisionnement énergétique en Europe maintenant. Il n'y a effectivement plus autant de marge de manœuvre qu'on en avait auparavant. Et donc, si on a un souci technique sur une infrastructure, c'est problématique. Cependant, aujourd'hui, on aborde plutôt sereinement l'hiver.

Il y a en revanche un sujet sur ce qui est à construire d'ici à trois ans. La sobriété énergétique, sur laquelle je vous rejoins aussi Cécile, est clé. Qu'est-ce qu'on veut dire par sobriété ? Comment ça se met en place ? On dit beaucoup qu'il faut protéger les entreprises, mais on voit bien qu'il faut aussi protéger les ménages les plus modestes. Il y a une difficulté à mettre tout cela en musique pour avancer.

À horizon trois ans, nous, ce que nous voyons et soutenons, c'est la logique d'accélération. Accélération — toujours en raisonnant gaz — autour du développement du biométhane. Le biométhane permet de répondre aux enjeux de décarbonation de l'Europe. Il permet également d'apporter une source alternative au gaz russe. Mais quel horizon se donner pour pouvoir remplacer complètement le gaz russe ? C'est ce sur quoi il faut travailler, d'autant plus que le gaz est nécessaire y compris dans un contexte d'électrification croissante, que décrivent tous les scénarios prospectifs — notamment ceux de RTE, pour la France. Le gaz est utile dans cette logique de système pour apporter des capacités flexibles. Et, comme certains usages énergétiques vont évoluer au profit de l'électricité, survient un autre sujet, autour de cette capacité à accélérer, qui est un sujet européen, en termes de temps d'acceptation et de validation des projets — finalement : à quel point on arrive à être rapide pour prendre en mains ces enjeux de transition énergétique.

Et puis, dernier point lié à la sécurité énergétique, il y a la question de l'amont. On parlait un peu du gaz, on pourrait parler de l'électricité. Au-delà de l'alimentation électrique en base, il y a un vrai sujet sur le besoin en pic, la flexibilité. Qu'est-ce qu'on peut apporter demain ? C'est un risque que l'on voit déjà aujourd'hui, et que l'on pourrait voir encore plus

demain, mais avec des capacités de production électrique flexibles qui vont décroissantes. On pourrait discuter d'un moratoire, mais certains de ces actifs sont anciens et pourraient rencontrer de plus en plus de difficultés techniques donc la tendance devrait se confirmer. En face, on a des capacités de production électrique nouvelles qui se mettent en œuvre mais qui vont nécessiter d'avoir une solution pour répondre à la pointe. Comment y répondre? Et comment gérer, aussi, la demande?

### Jean-Marie Dauger

Il est difficile d'ajouter à ce qui vient d'être dit, qui correspond, d'ailleurs, aux réponses des membres européens du panel mondial que le WEC interroge régulièrement. Il est intéressant de noter que pour plus de 55 % des Européens, la sécurité de l'approvisionnement énergétique est, aujourd'hui, le sujet le plus préoccupant, devant le thème climatique. C'est un renversement car c'est 15 points de plus qu'au printemps dernier et il s'agit d'une particularité européenne. La question est de savoir si c'est durable ou si ce n'est qu'un ressac des conséquences de la guerre en Ukraine.

«Qu'est ce qui se passe entre un et trois ans?». Personne ne pense qu'on aura réglé quoi que ce soit en un an. Les projections sont plus près de 5 que de 1. Vous avez, à juste titre, évoqué la question du gaz, sujet majeur aujourd'hui, mais je pense que la crise énergétique ne se résume pas à la crise du gaz. Bien sûr, aujourd'hui, le point focal en Europe est sur le court terme : comment passer l'hiver? Et pas seulement cet hiver mais aussi (et surtout?) l'hiver prochain et puis l'hiver prochain... En ce qui concerne le gaz naturel, comme il a été très justement dit, il n'y a pas de substitution massive possible à court terme du gaz russe. Il sera possible de mobiliser des sources alternatives, notamment sous forme de GNL, pour remplacer une petite partie du gaz russe mais au-delà, des investissements seront nécessaires de sorte que j'ai du mal à faire la distinction entre un et trois ans.

Si on regarde un peu plus loin dans le futur, d'autres interrogations surgissent. Nous sommes confrontés à une succession de crises pour partie interdépendantes — mais pour

partie seulement — dont l'accumulation engendre une complexité qu'on maîtrise mal. La crise de l'énergie, la crise financière, la crise environnementale, la crise politique, le désordre géopolitique, la crise économique, maintenant, en plus, la guerre. Sans doute, cette succession est-elle en partie la résultante de la transition dans laquelle le monde est engagé notamment du fait de l'émergence de l'Asie comme nouveau pôle de puissance ainsi que du désordre climatique. L'Europe est tout particulièrement affectée par ces événements anxiogènes. Il y a comme un découragement, une montée de la perception des risques et une inquiétude sur l'avenir. Et pourtant, il est plus que jamais urgent d'agir!

Mais agir, qu'est-ce que ça veut dire? Ça veut dire, avant tout, investir. J'ai dit, tout à l'heure, que la crise actuelle, la folle hausse des prix de l'énergie, n'était pas réductible à la seule question du gaz russe. Elle tient également à l'insuffisance d'investissement d'infrastructures au cours des toutes dernières années du fait notamment de l'incertitude sur la reprise de la demande post-Covid mais aussi plus généralement de l'incertitude sur la trajectoire, et surtout les calendriers réels des politiques énergétiques actuelles.

Ces incertitudes, ces nouveaux risques sont intégrés dans les critères de décisions des grands investisseurs privés et publics qui sont plus restrictifs désormais. Mais les goulots d'étranglement d'investissements, dont on a plus ou moins parlé ou qu'on a évoqués, tiennent aussi dans certains pays à la bureaucratie excessive des procédures d'autorisations administratives de toutes natures qui retardent voire découragent les opérateurs... Agir, c'est donc aussi rendre ces processus plus fluides, favoriser les décisions, attirer les investisseurs, etc. C'est là pour moi un chantier essentiel, particulièrement en France, parce qu'il y a urgence.

En troisième lieu, s'installent entre les principaux acteurs publics comme privés et à tous les niveaux une perte de confiance mutuelle, une fragmentation horizontale et verticale croissante, la constitution du monde en blocs opposés qui rendent les coopérations difficiles. Et pourtant il faut lutter contre les

tentations isolationnistes et préserver des espaces d'échanges et coopération. Les coopérations régionales sont essentielles notamment au niveau européen, car la dimension des enjeux exclut que l'on puisse, seul, résoudre les problèmes auxquels nous sommes aujourd'hui confrontés. Nous, acteurs du secteur de l'énergie, devons tenter de préserver nos propres capacités collectives, il faut que nous maintenions des capacités de coopération et d'échanges.

Dernière remarque, et un sujet dont on parlera peut-être tout à l'heure : il y a beaucoup d'incertitudes sur l'avenir, mais aussi beaucoup de contradictions dans ce qui est entrepris. On peut le comprendre face à la complexité du moment. Mais je pense qu'on gagnerait quand même, compte tenu de l'urgence et l'importance des problèmes qui sont devant nous, à prioriser, à hiérarchiser davantage les actions et les calendriers. Une multitude d'objectifs, parfois complémentaires, parfois contradictoires, sont fixés. Compte tenu de l'ampleur des problèmes à régler — et qui ne sont pas simplement énergétiques —, il serait bon, peut-être, de questionner un peu les vraies priorités et les calendriers de leur mise en œuvre.

### **Jean Eudes Moncomble**

Je voudrais répondre à une question que tu m'as un peu indirectement posée en me disant finalement il y a « aujourd'hui » et puis « dans trois ans ». Le sens de la question, peut-être l'ai-je mal posée, c'est de dire qu'aujourd'hui, on est un peu aveuglé par les problèmes de court terme avec la question de comment on passe l'hiver en France, avec une focalisation sur le gaz, sur le nucléaire, etc. Maintenant, oublions et imaginons que l'on se projette suffisamment loin : quels sont les vrais problèmes de sécurité énergétique, notamment par rapport à tous ceux qu'on a pu évoquer aujourd'hui ? On a parlé ce matin par exemple, avec Christophe Poinssot, des goulets d'étranglement sur les matériaux, j'ai compris qu'il y avait des goulets, mais il y avait vraiment des bouchons, même. C'est-à-dire qu'il y a des endroits où ça ne va pas passer. Donc est-ce qu'une fois qu'on sera sorti un peu du court terme, quel est le problème qu'on voit plus près ? C'était cela le sens

du trois ans. J'aurais peut-être dû dire dix ans ou cinq ans.

### **François Dassa**

Je voudrais juste revenir, excuse-moi, l'espace d'un instant sur la destruction de demande parce que je pense que c'est quand même très important et c'est lié au thème qui nous occupe aujourd'hui. Durant la journée, nous avons assisté à de très intéressantes présentations lors desquelles est revenue à de nombreuses reprises la notion d'autonomie stratégique.

Il me semble que la condition première de cette autonomie stratégique, c'est d'avoir une économie qui fonctionne et notamment d'avoir une industrie puissante. Un exemple qui permet d'illustrer ce point me semble être celui des matériaux. Nous avons vu que, sur certains matériaux critiques de la transition énergétique, nous étions trop dépendants de l'extérieur, notamment sur les chaînes de raffinage, sur les produits semi-finis qui sont effectivement ultra concentrés. C'est un problème, il faudra le gérer, mais on ne pourra pas réouvrir des mines en France ou en Europe ou bien de nouveau réouvrir des établissements comme celui, fermé, de La Rochelle pour le traitement des minerais, si on n'a pas d'industrie chimique performante.

Penser l'autonomie stratégique, c'est donc penser aussi réindustrialisation. Ce qui me conduit à la question de la destruction de la demande parce que, de ce point de vue, c'est un problème. L'IFRI, il y a quelques jours, a organisé un très intéressant séminaire auquel était invité un représentant de l'industrie chimique allemande. Ce représentant exprimait le puissant désarroi de l'industrie allemande face à la crise énergétique. Il faisait part de manière ouverte de décisions de délocalisation à l'étude dès maintenant. C'est là un risque fort sur notre capacité, en Europe, à faire face sur le long terme à assurer notre sécurité énergétique. Comment faire de l'autonomie stratégique sans industrie ? Selon moi, ce n'est pas possible. Il est donc prioritaire, dans cette perspective, de conserver notre industrie. Et comment faire pour éviter que nos amis allemands, mais aussi bien

sûr nos industriels français, ne délocalisent? Je pense que là nous avons besoin d'agir rapidement et donner des assurances aux industriels sur le futur dès maintenant. En particulier, leur assurer que l'électricité et la chaleur ne vont pas leur coûter toujours plus cher en Europe dans les années qui viennent. Or, de ce point de vue-là, l'Europe donne des signaux bien peu encourageants. Les coûts de l'électricité, le président Lévy l'a rappelé, en moyenne en Europe, n'ont fait qu'augmenter ces dix dernières années quand, chez nos grands concurrents, ils ont plutôt baissé. Concernant la chaleur, on conçoit qu'il soit un peu inconfortable pour un industriel allemand de se voir proposer comme solution de substitution à du gaz à 100-200 €/MWh, de l'hydrogène, décarboné, à 100-200 €/MWh. Dans ces conditions-là, évidemment, on comprend pourquoi ils sont un peu inquiets. Il faudra, de mon point de vue, assez vite remettre à l'ordre du jour la question de la minimisation du coût de la transition énergétique pour l'électricité, comme cela a été fait en France avec RTE, en comparant les mix et en se posant la question qui n'est plus dans le débat public depuis une vingtaine d'années en Europe : quel est le mix qui donne de l'électricité décarbonée au moindre coût en Europe? En étant très ouvert sur les technologies et en évitant de recourir à un seul type de solution. Il va falloir faire la même chose sur la chaleur et se demander effectivement entre électricité et chaleur décarbonée, quel est le meilleur moyen d'y arriver? À quelles conditions? Quelles complémentarités intelligentes? Je pense effectivement comme vous qu'il y en a. Simplement, il va falloir se poser la question de manière très ouverte et objectivée. Par exemple, il serait souhaitable de mettre derrière nous le débat sur les couleurs de l'hydrogène, ou entre l'hydrogène vert et l'hydrogène décarboné, parce qu'il est simplement contre-productif dans la mesure où il conduit à une augmentation structurelle du prix de la chaleur en Europe. Ce n'est pas, de mon point de vue, de nature à rassurer les industriels européens.

### Cécile Maisonneuve

Je voudrais rebondir sur les propos de François qui répond d'ailleurs à la question de Jean-Marie Dauger «quelle est la priorité?». Je pense qu'effectivement, la priorité, c'est l'industrie européenne et notamment l'industrie allemande. Il faut sauver l'industrie allemande. En ce moment, le patron d'ArcelorMittal ferme déjà un certain nombre d'aciéries. Il est bien décidé à quitter l'Europe. BASF importe d'ores et déjà tous ses composants acier. L'industrie des fertilisants est cliniquement morte en Europe, il n'y a plus de production d'ammoniac en Allemagne. Tout va très vite : le risque ne se pose pas dans six mois mais maintenant, cet hiver. C'est un problème pour un pays très désindustrialisé comme la France, c'en est un encore plus grand pour l'Allemagne. À cet égard, cessons avec cette espèce de *Schadenfreude* vis-à-vis des Allemands : la perte de compétitivité de l'industrie allemande, c'est aussi notre problème, c'est le problème de toute l'Europe. À cet égard, si, aujourd'hui, tout le monde parle de la solution ibérique en matière de réforme, au moins temporaire du marché de l'électricité, c'est que cette solution bénéficie principalement à l'industrie. Certes, c'est une subvention au gaz qui pose d'autres problèmes parce qu'elle accroît la demande de gaz mais elle protège l'industrie.

La deuxième question concernant la protection des consommateurs est un sujet de politique économique et appelle un débat plus large impliquant notamment la Banque centrale européenne. Selon le *think tank* Bruegel, entre septembre 2021 et septembre 2022, avant les annonces du plan de soutien à 200 milliards d'euros par l'Allemagne, et incluant la Grande-Bretagne, on est à 500 milliards d'euros de mesures de soutien — boucliers divers, etc. Intéressant de rapporter ce montant au plan de relance post-Covid de 750 milliards qui est un plan de transition énergétique : là, on fait à peu près 700 et on va encore faire plus, entre 700 et 800, voire certainement 1000 milliards d'euros, majoritairement de soutien aux énergies fossiles. Telle est la situation sans fard en Europe.

### Charlotte Roule

Je voudrais rebondir sur ces différents éléments que je trouve très intéressants. Je partage complètement l'importance de soutenir l'industrie, peut-être moins celle qu'il faille sauver l'industrie allemande. C'est bien de la sauver. C'est bien de se poser la question de l'industrie en France aussi et je pense qu'on a un intérêt à réindustrialiser.

En Europe, les différents pays peuvent avoir des intérêts un petit peu différents en termes de mix énergétique. Vous avez évoqué les scénarios de transition énergétique et qui, justement par leur ouverture, proposent un certain nombre de solutions mais ne tranchent pas nécessairement. On peut discuter de la manière dont sont construits les coûts, etc., mais au-delà de ça, pourquoi une industrie va délocaliser? Vous avez mentionné BASF. Il se trouve que jusqu'à il y a un an, j'étais basée en Chine. BASF, c'est très gros en Chine parce que ses clients y sont. On délocalise aussi parce qu'il y a de la demande ailleurs. Le sujet, c'est vraiment la crise et comment accompagner, aider les industries à passer cette vague. C'est là où il faut se poser la question de quel mix énergétique pour ces entreprises.

Cette question, il faut la poser, je suis d'accord aussi, au niveau européen — mais derrière, il faut pouvoir mettre en œuvre rapidement. En fait, on a tout un éventail de solutions : on a évoqué le gaz, on a parlé du nucléaire, on pourrait parler du renouvelable évidemment, avec des temps de développement qui ne sont pas tout à fait les mêmes. Cela permet de voir comment les choses vont se déformer dans la durée, en ajoutant les coûts, vous avez tout à fait raison, pour apprécier finalement ce qui ferait le plus sens, sachant qu'il y a un coût à la transition énergétique.

### Jean Eudes Moncomble

C'était le sujet du dernier Forum Européen de l'Énergie avant la pandémie, «Les coûts de la transition énergétique».

### Jean-Marie Dauger

L'évolution de la géopolitique mondiale, ce que tu as mentionné tout à l'heure, et puis cette crise sécuritaire envoient le message général

que le moment de l'énergie bon marché pour l'Europe a peut-être pris fin pour un bon moment, voire même pour toujours. Le monde que nous retrouverons après la crise ukrainienne ne sera certainement pas celui qu'on a quitté il y a trois ou quatre ans. Je dis cela parce que la façon dont a été présentée la transition énergétique a trop souvent masqué ses difficultés et ses conséquences économiques et sociales. La réalité, c'est que l'époque où l'énergie était bon marché est révolue. Les changements induits par la transition énergétique seront conséquents y compris en ce domaine.

### Charlotte Roule

Et cela induit des changements de comportement. Je vous rejoins complètement parce qu'effectivement ce qu'on voit émerger petit à petit, pour prendre un exemple beaucoup plus loin de nous, en Australie, où on a un marché hyper fluide et aussi des prix élevés, c'est qu'au bout du compte, il y a des entreprises qui commencent à revoir leur façon de fonctionner : je travaillais en trois huit, je vais peut-être finalement travailler un peu différemment et utiliser l'électricité au moment où elle est le moins chère — revoir mes modes de production parce qu'au bout du compte, et sur un marché hyper fluide comme celui-là, je peux presque arriver à avoir de l'électricité gratuite, en moyenne, sur l'année.

### François Dassa

Je pense qu'il faut être prudent sur l'électricité gratuite. C'est un sujet compliqué. Juste une petite incise, un peu technique, vous m'excuserez, mais c'est un point important. On a eu ce débat dans le cadre de l'étude européenne du WEC (World Energy Council) sur l'hydrogène. Est ce qu'on peut imaginer un *sourcing* d'hydrogène à zéro? Oui, évidemment qu'on peut l'imaginer, mais en pratique, c'est ça qui compte, on aura zéro tant que la demande ne dépasse pas le volume d'écrêtement des renouvelables. Si cette demande dépasse d'un kW ce niveau, le prix ne sera plus du tout zéro et il sera même potentiellement très élevé. Or il n'y a aucune raison pour que la demande des électrolyseurs, à laquelle il faudra ajouter la demande de recharge des véhicules

électriques, entre autres, soit toujours égale à ce volume d'écrêtement des renouvelables. Donc il y a un énorme problème de coordination derrière. Évidemment, quand l'électricité sera à zéro, vous aurez tous, moi le premier, envie de charger vos batteries électriques. Tous les producteurs d'hydrogène souhaiteront, évidemment, produire à ces moments-là et donc il y aura une concurrence sur ces heures à zéro euro. Donc tant qu'on sera en dessous du niveau d'écrêtement des renouvelables, pas de problème, ça restera zéro. Dès qu'on passera un peu au-dessus, le prix décolle. Donc il faut juste un peu de prudence sur ces raisonnements et mobiliser des analyses systémiques.

Sur le coût de l'électricité, juste une petite chose. Ma vision, que j'aimerais partager avec vous car l'intérêt c'est d'en débattre, c'est la suivante : l'étude RTE a montré que si on mobilisait, justement, des analyses systémiques qui prennent en compte la complexité des phénomènes, notamment l'intermittence ou les questions d'équilibre offre-demande, les réseaux etc., un mix avec, en France, 50 % de nucléaire et du renouvelable, avec des hypothèses raisonnables de coût du nucléaire et des hypothèses partagées sur les renouvelables, on pouvait ne pas avoir d'augmentation significative du prix moyen de l'électricité. Ceci avec les bonnes règles du jeu, c'est-à-dire des contrats de long terme aussi pour le nucléaire, qui ont un effet de levier majeur, à savoir baisser le coût du capital et donc baisser le coût de la transition énergétique.

Si, par ailleurs, grâce aux pompes à chaleur et leur formidable efficacité énergétique (il faut 1 kWh d'électricité pour produire 4 kWh de chaleur, c'est ce qu'on appelle le COP donc ici de 4), plus l'efficacité des moteurs électriques (là aussi il y a un rapport de 1 à 4 entre l'énergie utile et l'énergie qui rentre dans le système), on se trouve, en France, avec un tel mix équilibré nucléaire-EnR, en position favorable pour décarboner les bâtiments et la mobilité : cela revient en effet à substituer du gaz typiquement à 20 €/MWh ou du pétrole à 25 €/MWh par de l'électricité qui reste tendanciellement à 100 €/MWh, réseau compris. Cela permet d'envisager, en France, une décarbonation économique dans les bâtiments et les transports car

100 €/MWh divisé par 4, cela donne 25 €/MWh de chaleur ou d'énergie utile pour les transports. La question, la vraie question et j'y reviens, c'est alors, pour la France, la question de la décarbonation de l'industrie, notamment sur les hautes températures, que l'on ne peut pas électrifier; là, il y a une vraie question. Parce que l'alternative, ce sont des fluides qui sont quand même chers. Un d'entre eux est le biogaz qui va rester cher et dont la disponibilité apparaît limitée. Aujourd'hui, il est à 120 € par mégawattheure en moyenne en France, c'est quand même un peu cher. On a commencé la crise énergétique avec du gaz à 100 €/MWh... et donc la question, pour la France, avec un mix nucléaire-EnR, c'est d'abord comment est-ce qu'on peut faire du gaz décarboné vraiment pas cher? Il y a là matière à innovation et, potentiellement, un atout pour la France grâce à un mix technologique ouvert.

### Cécile Maisonneuve

Juste pour rebondir, c'est l'exemple de l'Australie qui me fait penser à ça, il y a une autre hypothèse. C'est que l'hydrogène sera fabriqué dans les pays où ce ne sera pas cher de le fabriquer, c'est-à-dire là où il y aura des ressources renouvelables gigantesques, l'Australie, mais aussi, à nos portes, le Maroc par exemple. La question stratégique sous-jacente pour l'Europe est la suivante : sera-t-elle un continent qui développe la fabrication d'hydrogène ou un continent d'importation de produits à partir d'hydrogène? Notre aluminium en France était historiquement produit à côté des centrales hydroélectriques parce que ce n'était pas cher. Le même modèle industriel se reproduira-t-il avec l'hydrogène? Là encore, la vraie question est : que signifie en la matière la sécurité d'approvisionnement de l'Europe? Est-ce de fabriquer son hydrogène en essayant de baisser le plus possible les prix de l'électricité ou de construire une stratégie d'importation d'une partie de produits issus de l'hydrogène? C'est en réalité l'un des grands débats que nous devons avoir en Europe, alors que se profilent des tensions fortes sur le sujet entre les Français et les Allemands.

### Jean Eudes Moncomble

Tu as raison Cécile, et je voudrais souligner que cette question d'importer de l'hydrogène était le cœur de l'étude qu'a fait le Conseil Mondial de l'Énergie. Un des résultats tout à fait intéressants qu'on trouvait, c'est qu'il fallait évidemment discuter sur le coût de production de l'hydrogène, mais aussi sur le coût du transport et de la distribution, parce que ce coût devenait une part tout à fait importante du coût livré chez le client, qui est en fait le seul critère déterminant bien évidemment.

### Charlotte Roule

Tout à fait, et qui aujourd'hui montre que, *a priori*, c'est intéressant effectivement de produire là où on a du renouvelable en grande quantité, peu cher, et de l'importer. Ce qui me frappe dans la situation actuelle, c'est que j'entends beaucoup parler d'indépendance énergétique. Or, la mondialisation certes se fragmente, mais on reste sur un monde mondialisé et on a vraiment intérêt, je reprendrai ce que disait Jean-Marie Dauger, à poursuivre le dialogue, c'est extrêmement important. Parce que la réalité, vous l'exprimez très bien, c'est que l'on n'a pas de ressources naturelles inépuisables en Europe, ni même tant que ça de ressources naturelles et quelle que soit la source d'énergie qu'on va utiliser, on aura besoin de partenaires qui ne seront pas en Europe, ou — si on se focalise sur la France — en France. Pour nous, l'hydrogène, c'est une solution qui est intéressante, y compris fabriquée hors d'Europe, avec un transport par pipe.

Sur l'industrie, effectivement je vous rejoins, le sujet c'est tous ces usages qu'on ne pourra pas électrifier.

Enfin, de manière générale, nous croyons, et il y a un consensus sur ce sujet, que le mix énergétique va comporter plus d'électricité. Les différents acteurs de marché peuvent voir cette évolution avec des pourcentages un petit peu différents, on peut en discuter mais, à la fin, c'est le même genre d'image. Du coup, il est important d'éviter de surcharger le réseau électrique. On a tendance à beaucoup parler de terres rares, de métaux rares, on peut parler de cuivre aussi. Aujourd'hui, si on veut électrifier massivement, il faut plus de réseau, et c'est un

défi en tant que tel. Par ailleurs, tout ce qui pourra venir en soulagement de ce réseau, en raisonnant système énergétique et en gardant l'exigence de décarbonation, sera pertinent — en travaillant, aussi, à la baisse des coûts de ces solutions. Ça je suis complètement d'accord également.

### Jean Eudes Moncomble

Je vous propose qu'on change de question. On a parlé de la sécurité énergétique, ça n'est pas le seul problème. On a quand même un problème avec le climat et on a un problème avec les prix, même si c'est quelque chose qui est lié. Dans le trilemme du Conseil Mondial de l'Énergie, il y a le sommet sécurité énergétique, dont on vient de parler, il y a le sommet sur les enjeux environnementaux, et on peut mettre le climat dans cette partie, puis il y a un sommet sur l'équité énergétique. L'équité énergétique, c'est finalement une transition qui ne laisse personne derrière, notamment à cause d'un prix de l'énergie trop élevé. Comment est-ce que l'on articule tout ça maintenant? C'était finalement le petit sondage qu'ont fait nos jeunes professionnels. Aujourd'hui, c'est assez équilibré, mais comment on fait concrètement pour concilier ces questions de sécurité énergétique et un enjeu climatique qui est toujours aussi présent, peut-être plus? D'autres enjeux environnementaux dont on parle très peu, la biodiversité par exemple, arrivent très fortement. Et puis aussi le fait de pouvoir préserver le pouvoir d'achat des gens et d'éviter de développer la pauvreté en France.

### Charlotte Roule

Je crois qu'on est sur un sujet éminemment politique. C'est très important que les entreprises prennent leurs responsabilités sur cette question. J'ai la chance de travailler chez ENGIE et ce que nous avons choisi de faire, de ce point de vue, au moment où la crise démarrerait, c'est de rappeler et maintenir notre engagement de sortie du charbon à un moment où la sécurité d'approvisionnement, effectivement, prenait le pas sur d'autres priorités. Nous sommes toujours là-dessus et nous tenons nos engagements, avec une logique d'accélération du développement de la

production d'électricité renouvelable et de gaz renouvelable. Mais nous ne sommes que des entreprises et l'action, la direction politique est nécessaire.

Tu as évoqué la biodiversité, qui pour moi est un sujet très important mais très compliqué, sur lequel il faut pouvoir être accompagné par des spécialistes.

On vient d'évoquer pour la France la question des délais de mise en œuvre des projets qui sont absolument considérables. Les contraintes sont nombreuses et s'ajoutent. Or, il va falloir pouvoir aller plus vite sur les projets liés à la transition énergétique, le développement d'énergie renouvelable notamment — et finalement garder cette ambition d'accélération en priorité. Justement aussi pour avoir un mix énergétique qui se renouvelle, plus pertinent au regard des enjeux climatiques et en ayant toujours le souci des coûts.

### **François Dassa**

Est-ce que la crise va accélérer la transition énergétique ou la freiner? C'est une question effectivement importante. Je suis assez d'accord sur ce point-là avec Fatih Birol et l'AIE qui prennent comme repère un peu historique la crise des années 1970 qui effectivement a déclenché notamment le programme électro-nucléaire. C'est assez mécanique mais un gaz à 100 € par mégawattheure, c'est en fait 400 € par tonne de CO<sub>2</sub>. On voit qu'à partir de là, c'est quand même une incitation très forte. Bon, une fois que j'ai dit ça, j'ai quand même quelques petites nuances, et qui ont été très bien explicitées aujourd'hui. On voit que la transition énergétique en fait c'est une transformation totale de la géopolitique de l'énergie. À terme, dans les 10 ou 20 ans qui viennent, on va devoir intégrer la vieille géopolitique, si je puis m'exprimer ainsi, c'est-à-dire la sécurité d'approvisionnement en gaz et pétrole qui n'a pas été pensée objectivement jusqu'au bout dans ce contexte de décarbonation. On a bien vu ce matin avec les questions posées à notre ami Paolo Frankl sur l'AIE et net zéro et le fait qu'on affichait qu'il ne fallait surtout pas construire de champ gazier ou de pétrole. La question de l'approvisionnement en gaz pétrole va continuer de se poser pendant au

moins les quinze prochaines années. Et, dans le même temps, on va avoir à gérer tous les nouveaux enjeux de la transition énergétique, qui sont des enjeux de souveraineté technologique, dont la dépendance à la Chine. Ça, c'est aussi un autre impensé de la transition énergétique. Quand vous dites il faut accélérer : oui, bien évidemment, il faut accélérer. Mais si c'est accélérer pour mettre des panneaux produits dans un seul pays, on peut quand même se poser des questions. L'enjeu c'est comment fait-on pour sortir de cette dépendance? L'AIE a réalisé une étude très intéressante sur le surcoût d'un panneau photovoltaïque fait en Europe. Ils arrivent à une estimation de 30% supplémentaires compte tenu du coût du travail mais aussi du coût de l'énergie et du coût de l'électricité qui est plus élevé en Europe. Ils supposent là que la chaîne amont, notamment de tous les matériaux, reste mondialisée. Si on veut relocaliser en Europe une partie de ces chaînes amont, le surcoût pourrait être plus élevé. Quelles leçons en tirer? La première, c'est que si on se contente de relocaliser sans politique industrielle et sans une priorité donnée à la maîtrise des coûts de l'électricité, les baisses de coûts aujourd'hui anticipées sur les panneaux photovoltaïques risquent de ne pas être au rendez-vous. La seconde leçon, pour moi, c'est qu'il faut *a minima* travailler pour faire en sorte que ces prévisions de l'AIE ne se réalisent pas et, *a minima*, réduire au maximum ces surcoûts. Cela passe par faire en sorte que, justement, on ait des industries amont qui soient performantes, donc pas de désindustrialisation (on retrouve ici sur notre question initiale de l'impact de la crise); par la maximisation des gains de productivité dans nos secteurs industriels, par la robotisation, par l'automatisation, par les technologies de l'information pour parvenir à avoir des coûts, par exemple, du panneau photovoltaïque fait en Europe qui soit compétitif dans la durée avec celui asiatique, ce qui n'est pas pour moi une fatalité à la condition d'y travailler dès maintenant. De mon point de vue, on doit pouvoir avoir des panneaux photovoltaïques qui ne coûtent pas plus chers que ceux faits en Chine. De même, on ne doit pas avoir des centrales nucléaires qui soient

structurellement plus chères qu'en Asie. Sinon, effectivement, on a peut-être un vrai problème dans la durée. Mais ça, c'est une question plus fondamentale, c'est notre capacité à mener des grands projets industriels complexes.

Cette capacité à mener en Occident des grands projets industriels complexes est une vraie question qui a été évoquée tout à l'heure par le professeur Percebois, au sujet de la question des compétences, entre autres les formations d'ingénieurs, etc. Je pense que ce sont des politiques de fond, elles aussi, qui participeront de cette autonomie stratégique, de manière tout aussi importante que les discussions sur les choix des technologies.

### Cécile Maisonneuve

Merci. Les résultats de ce sondage, de cette perspective mondiale que vous avez présentée, sont très intéressants. On voit bien que, sur le trilemme, les réponses diffèrent selon les géographies. Qu'aux États-Unis, la réponse sur la priorité soit le changement climatique, ce n'est pas intuitif ! Comment l'expliquer ? Parce qu'ils ont les deux autres : quand on a la sécurité énergétique et de l'énergie pas chère, on peut s'occuper du climat. C'est un paradoxe apparent. Nous avons fait l'inverse : on avait de l'énergie pas chère parce qu'on avait le gaz russe et que tout le monde profitait du faible coût du nucléaire français. On s'est reposé sur cette rente interne et externe. Quant à la question climatique, on y a répondu par le tout-renouvelable. La question de la sécurité énergétique, on l'a déléguée aux entreprises, c'est-à-dire que les États se sont défaussés de leur mission première. De même sur la question de la sécurité d'approvisionnement en matières premières, si importante pour les technologies de la transition. Lisez le très intéressant rapport de Vincent Donnen pour l'IFRI : il raconte tout ce désarmement des dispositifs de sécurisation des matériaux critiques, minerais stratégiques, qui s'est opéré dans les années 1990 partout dans le monde, sauf au Japon et en Chine. Celle-ci s'est fixé comme objectif d'être le Moyen-Orient des métaux critiques et des terres rares, et l'est devenue. Dans le monde occidental, la gestion de ces approvisionnements a été confiée aux entreprises.

Tout ce qui concerne la sécurité énergétique en Europe a été mis sur le dos des acteurs privés depuis 20-30 ans.

Aujourd'hui, c'est le retour de la sécurité énergétique en Europe mais qu'est-ce que cela signifie ? Je suis très effrayée par les discours actuels, notamment français, qui sont des discours d'autarcie. Cela n'a absolument aucun sens pour l'Europe, ça n'a aucun sens pour la France, encore moins peut-être. La sécurité énergétique pour l'Europe signifie forcément, au regard de sa situation géographique et de ses ressources, trois choses : produire tout ce qu'elle peut produire dès lors que c'est compétitif, importer quand elle ne produit pas chez elle et stocker. Le stockage peut concerner l'énergie, de l'électricité, des matières premières, mais il implique des surcoûts. S'agissant des importations, il s'agit de diversifier nos approvisionnements, nos typologies de contrats (court terme, long terme) et de construire des stratégies diplomatiques. Oui, il va falloir faire de la bonne vieille diplomatie, ce que l'Europe ne sait pas faire. Qui est en charge, au fond, parmi les États membres, de cette diplomatie ? Il y a deux États en Europe qui ont une vision du monde, c'est la France et le Royaume-Uni... Cette vision du monde, elle n'est portée par aucun autre pays. C'est, me semble-t-il, cela qu'il faut activer — je ne dis même pas réactiver ça car cela n'a jamais existé — dans la construction européenne de l'énergie. Et cette diplomatie doit être au service de ce que je ne définirais pas comme un trilemme : je suis désolée, je vais redessiner le fameux triangle du World Energy Council ! J'ai envie de le transformer — c'est peut-être un biais de l'helléniste que je fus — en temple grec. Il y a un fondement qui s'appelle la sécurité énergétique : faute d'une telle sécurité, le reste n'existe pas. Sans la sécurité, pas de maîtrise des coûts et pas d'avancée dans la transition car on se retrouve à dépenser des milliards pour des boucliers, mais certainement pas pour accélérer les investissements dans le bas carbone. Donc la sécurité énergétique, c'est le fondement, la compétitivité et le climat, les deux piliers. Ensuite, chacun construit tous les frontons et les ornements qu'il veut, dans le style qu'il veut

— ionien, corinthien, dorien, chacun choisit : c'est ça, l'Europe.

### **Jean Eudes Moncomble**

Jean-Marie, est-ce que tu retrouves au Conseil Mondial de l'Énergie l'analyse que fait Cécile de la particularité française et anglaise? Sans vouloir brider ta réponse, bien sûr.

### **Jean-Marie Dauger**

C'est vrai que je suis un peu circonspect quand j'entends des propos qui semblent vanter le mérite d'un certain isolationnisme. Peut-on vraiment croire que l'on va pouvoir régler nos problèmes tout seuls? Cela me paraît tout simplement impossible. D'abord parce que la mondialisation ne disparaît pas même si elle change de nature. Ensuite, dans un système mondialisé qui se détériore, qui se fragmente en groupes, en blocs antagonistes, les réponses doivent se rechercher aussi dans d'autres réseaux d'alliances, dans d'autres niveaux d'intégration géographique complémentaires. C'est, d'ailleurs, ce que cherche à favoriser le Conseil Mondial de l'Énergie, par la promotion de coopérations régionales, parce que les coopérations internationales sont plus compliquées.

Je vais quand même essayer de répondre un peu à ta question, même si c'est d'une façon un peu angélique. D'abord, le Trilemme n'est pas LA vérité, c'est un instrument qui permet de réfléchir, que ce soit au niveau des pouvoirs publics, des entreprises, des collectivités territoriales, à la façon d'articuler les trois objectifs principaux d'une politique énergétique et surtout de mesurer — parce qu'il y a des instruments de mesure — les progrès et les échecs dans ces domaines.

Dire qu'une bonne politique en matière énergétique doit chercher à équilibrer les trois axes de la sécurité énergétique, de la soutenabilité environnementale et de l'accès équitable à l'énergie est une façon de reconnaître que ces trois axes sont en tension les uns avec les autres, que chacun impacte les autres, souvent de façon contradictoire, et qu'il n'y a donc pas UNE bonne solution mais qu'il faut optimiser cet ensemble de manière harmonieuse par des choix adaptés à chaque situation particulière.

On pourrait considérer, par exemple, que la crise actuelle résulte d'un défaut relatif de l'intérêt porté à l'axe sécurité d'approvisionnement. Sans trop caricaturer, on peut dire que la plupart des décisions énergétiques prises en Europe au cours des dernières années ont été prises en pondérant très majoritairement le critère environnemental par rapport aux deux autres. Je suis loin d'ignorer la réalité de l'urgence climatique mais force est de constater que l'on a, sans doute, sous-pondéré les deux autres. Si notre évaluation de la valeur de la sécurité, si notre perception du risque changent, comme il semblerait que ce soit le cas, il faut peut-être rééquilibrer les trois axes que j'ai rappelés, requestionner, réévaluer certains objectifs. Je m'exprime en cela à titre personnel mais n'est-il pas légitime de se poser la question de savoir si certaines des décisions prises produisent bien les effets escomptés, si leur rythme prévu de déploiement est tenable ou non? La vitesse et la profondeur prévues de l'électrification sont-elles réellement atteignables? Je suis, par exemple, frappé de pouvoir entendre un expert compétent admettre à demi-mot que le niveau de production des minéraux nécessaires pour atteindre, dans les temps, les objectifs fixés en matière de décarbonation est probablement inatteignable, sans que cela suscite le moindre questionnement sur les conditions de réussite des objectifs en question. Je ne plaide pas du tout pour une révision radicale des politiques engagées, mais pour une revue périodique de détail au vu des expériences et des connaissances acquises en cours de route.

Au fond, qu'est-ce que la crise, qu'est-ce que l'augmentation de la valeur de la sécurité changent dans nos priorités? Si j'avais un souhait, ce serait qu'on ne laisse pas passer cette crise, souffrir pendant trois ou quatre ans sans en tirer les leçons et se dire «c'est passé, revenons à nos affaires comme avant».

«*Don't spoil a good crisis*» comme disait Sir Churchill.

### **Jean Eudes Moncomble**

Est-ce que ça veut dire qu'on a fait des mauvais choix? Est-ce que ça veut dire par exemple, je suis un peu provocateur, que l'objectif de

neutralité carbone en Europe, ce n'était pas une bonne idée?

### Jean-Marie Dauger

Oui et non. Simplement, le monde a changé et la perception et surtout la réalité des risques ont changé. Quand j'ai commencé à travailler, la question de la sécurité était essentielle. Je dirais même que c'était presque l'axe principal. Il me semble qu'avec le temps, cette préoccupation s'est un peu émoussée (au moins de façon relative) de sorte que je suis moi-même resté interdit de découvrir récemment l'ampleur réelle de la dépendance allemande vis-à-vis de la Russie pour un bien aussi essentiel pour son économie. Mais il faut aussi reconnaître que la réalité des risques a changé aussi avec le monde et qu'une réévaluation est nécessaire. La situation difficile dans laquelle nous sommes cette année a ceci d'incroyable qu'elle cumule crise financière, crise énergétique, crise géopolitique, hydroélectricité exceptionnellement basse, une chaleur qu'on n'a jamais connue et une défaillance du parc nucléaire français. Il serait juste de reconnaître que les scénarios les plus drastiques ignoraient souvent ces conjonctions de causes plutôt indépendantes. Par ailleurs, les scénarios extrêmes étaient jugés possibles mais peu probables. Pour s'en tenir aux seuls scénarios climatiques, force est de constater que ce qui semblait improbable devient désormais fréquent. Il faut donc les réévaluer. Ce n'est pas qu'on se trompait avant; c'est que la nature et l'ampleur des risques ont changé et que le monde a changé donc les risques ont changé.

Je pourrais dire la même chose d'ailleurs du troisième axe du Trilemme, l'accès à l'énergie. Le Conseil Mondial de l'Énergie pense que précisément tout l'aspect aval du système, les comportements humains, la façon de préparer les métiers du futur, l'équité, ce qu'on appelle la partie humaine de l'équation, a aussi besoin d'être traité avec plus d'attention. On en parle davantage depuis peu parce que les prix de l'énergie pèsent soudainement d'un poids excessif sur le budget des ménages et des entreprises mais il n'y a pas que cela. Les populations ne sont encore pas prêtes à

changer leurs modes de vie. Il y a des choses qui bougent, mais pas à la vitesse qu'il faudrait.

### François Dassa

Juste pour répondre à ta question et pour compléter ce que dit Jean-Marie Dauger et pour faire écho à tout ce qu'on a évoqué dans la journée, parce qu'on a vu qu'effectivement il y avait des nouveaux risques. Les matériaux par exemple, ce n'est pas, d'ici 2050, un problème physique, encore une fois : parce que souvent on aborde le sujet avec, en tête, l'idée qu'il n'y aura plus de cuivre, de nickel ou de lithium, etc. Cette vision ne me paraît pas exacte : c'est un problème «humain», d'institution et d'organisation. Ce qui fait problème c'est notre capacité à investir : dans de nouvelles mines, au bon moment par rapport à l'évolution de la demande et dans des installations de raffinage des matériaux qui soient situées dans des pays suffisamment diversifiés. Est-ce qu'on prend bien le problème? De mon point de vue, si on laisse le marché agir seul, il me semble qu'on n'y arrivera pas du tout. Ou plus exactement, cela risque d'être très difficile, en cheminant de crise en crise. C'est classique dans les logiques d'investissement de ces secteurs d'activité, il y a des cycles de surinvestissements et de sous-capacités, etc., ça aussi, c'est très bien documenté dans la littérature, Dominique Finon pourra en attester. Donc par les seuls marchés, on n'y arrivera pas dans les temps requis. De mon point de vue, si on ne remet pas, encore une fois, du long terme et si on ne complète pas les marchés par du long terme et que donc au fond on ne prend pas acte que la sécurité d'approvisionnement c'est un bien commun et donc qu'il doit y avoir de l'intervention des États et que le marché tout seul ne peut pas délibérer sur ça, sur les matériaux, sur les technologies aussi, on risque de ne pas pouvoir être au rendez-vous des objectifs climatiques. Je suis d'accord avec vous qu'il ne faut pas verser dans l'isolationnisme; à rebours : 95 % des wafers des panneaux qui sont faits en Chine, c'est excessif; c'est excessif pour nous, c'est excessif pour la Chine. Là aussi, il faut la politique industrielle. L'intérêt que je vois à des propositions comme celles de Dominique Finon, c'est que derrière tout ça, il

y a de la planification. Oui, pour répondre à la question qui était posée, c'est compliqué, ce sera difficile mais je pense que si on ne le fait pas, le marché ne délivrera tout simplement pas et on risque d'aller de crise en crise. Et Fatih Birol a raison de qualifier cette crise-là de première crise énergétique mondiale. Cet adjectif «premier», moi, m'a glacé. Mais de fait, si on ne change pas de manière assez fondamentale notre manière de penser le rôle du marché, et si on n'a pas de remontée en compétence de la part des États en termes de planification adaptée au *xxi*<sup>e</sup> siècle, il me semble que nous allons au-devant d'importantes difficultés. Il faudra effectivement que les États s'intéressent aux matériaux, à leur géopolitique, à la façon de les faire, aux usines de traitement, etc. Donc c'est exigeant; mais c'est nécessaire. À défaut, je crains que le prochain Forum, dans quelques années, ne portera pas sur tous les enjeux évoqués aujourd'hui, mais sur le risque climatique dû à un réchauffement excessif. Si on veut avoir un minimum de chances de limiter effectivement le réchauffement, il faut à la fois revoir le *market design* sur l'électricité le plus rapidement possible dans le sens des marchés hybrides, remettre du long terme, remettre de la planification. Pour moi, il faut le faire très vite aussi sur le gaz, et il faudra aussi avoir de la planification et des contrats de long terme pour assurer la sécurité d'approvisionnement en minerais, en lithium, en cuivre, en cobalt, etc., et dans les technologies clés de la décarbonation. Donc on est bien dans la remarque de Dominique Finon, de mon point de vue, c'est-à-dire que la mise en œuvre pratique passe par une planification adaptée associée à l'action, en l'espèce des investissements massifs. Je rappelle juste parce que je trouve ça intéressant : quand on a lancé le programme électronucléaire français, on ne s'est pas dit «tiens, on va faire des centrales nucléaires, point barre». On s'est dit que si on faisait du nucléaire, il fallait aussi s'assurer de la sécurité d'approvisionnement et de la souveraineté de l'ensemble de la chaîne de valeur : des usines pour faire le combustible et disposer de mines. Donc on a créé la Cogema, on a créé les institutions adaptées pour avoir une croissance équilibrée et s'assurer que d'un côté, la

demande augmentait et de l'autre, qu'on avait la sécurité d'approvisionnement sur toute la chaîne de valeur. C'est ce genre de choses qu'il faudrait développer, selon moi, sur au moins quelques minéraux critiques et sur quelques technologies critiques.

### **Jean-Marie Dauger**

S'agissant des nouveaux besoins en minéraux, un petit complément qui appelle à élargir le cercle de réflexion au-delà de celui des seuls acteurs du secteur énergétique. On comprend qu'il faudrait multiplier par 4 la production de minéraux et pour certains — dont le lithium — par 40 d'ici 2030. L'extraction et le traitement des minerais et des terres rares sont des activités très énérgo-intensives. Une augmentation aussi massive de la consommation énergétique des activités extractives a-t-elle été bien prise en compte?

### **Jean Eudes Moncomble**

Il y a quelqu'un dans la salle qui dit «et d'eau». Oui, et il y en a plein d'autres effectivement. Ce que je vous propose à ce stade, c'est peut-être de demander s'il y a quelques questions dans la salle, quelques remarques parmi les participants et puis on verra la troisième question qui a déjà été un petit peu évoquée.

### **Daniel Vitry**

Merci. En fait, il n'y a pas que l'énergie qui soit dans le cas que vous venez de décrire de façon merveilleuse. L'agriculture, d'une certaine façon, fait partie de la tragédie et un certain nombre d'autres secteurs y sont également. Donc en fait, l'erreur de base là-dedans, c'est de se figurer que le marché à court terme est un indicateur pour l'éternité, et l'éternité, c'est long quand ça commence.

### **Charlotte Roule**

Je ne sais pas si l'on considère aujourd'hui que le marché à court terme est un indicateur pour l'éternité ou pour le long terme. J'ai l'impression qu'au contraire, il y a un certain nombre de réflexions qui sont engagées. Je vous rejoins sur l'agriculture, et effectivement j'entendais ce point sur la consommation de l'eau — je pense qu'il y a un vrai sujet aussi

là-dessus : l'accès à la ressource eau et notamment eau potable, si on regarde un peu plus loin, notamment pour les humains, tout simplement.

Mais effectivement arriver à avoir sinon des normes, en tout cas une réflexion qui se pose au bon niveau et de façon très politique, c'est tout le sujet et je pense que le World Energy Council peut aider là-dessus. De nouveau, j'ai un biais parce que jusqu'à l'année dernière, j'étais en Chine, et j'ai vu ce que c'était que la planification. C'est très structuré, avec une véritable ambition industrielle. Vous me direz, c'est une dictature ; mais aux États-Unis, il y a aussi une approche industrielle. La question pour nous, ça va être «est-ce que c'est l'Europe qui prend ça?» Et ça peut être un bon instrument, d'abord pour l'effet de taille, pour raisonner à un niveau régional, mais aussi parce qu'au bout du compte, on est sur quelque chose qui pourrait transcender un peu la politique quotidienne, pour le dire comme ça. Donc on va être dans d'autres débats et des débats de plus long terme.

Mais enfin, je serais plus optimiste que vous quand même. C'est aussi à nous de construire la suite. Ce monde-là, c'est le nôtre, c'est celui de nos enfants. On a pas mal de boulot, c'est sûr mais on peut quand même avancer. Je rejoins Jean-Marie Dauger sur la question du rythme. Mais ça on verra. Il faut avancer parce qu'aujourd'hui, quand on dit l'accélération des renouvelables, on ne va pas y arriver pour des questions de matériaux ; la réalité, c'est qu'en Europe, pour l'instant, on n'y arrive pas parce que le temps de développement des projets est très long, trop long.

### **Cécile Maisonneuve**

Effectivement, je trouve que c'est une remarque intéressante de dire qu'il n'y a pas que l'énergie qui est concernée. Sur le site de la Commission européenne, il y a un texte d'avril 2020 de la Direction générale de l'Énergie sur la sécurité énergétique, une sorte de test de résilience alors que nous étions au début de la crise de la Covid. Dans ce texte extraordinaire, il est écrit tel quel que la sécurité énergétique de l'Union européenne est très solide et assurée de manière pérenne. Dans le même

ordre d'idée, en juin 2020, le commissaire à l'environnement présente le texte «Farm to fork» en disant que «la question de la sécurité alimentaire en Europe est un sujet du passé». À Bruxelles, on vient de là. Je mentionne ces textes juste pour dire à quel point les mentalités vont être très, très difficiles à changer.

Pour compléter ce que vous disiez sur la question des matériaux, on sait tous que c'est un sujet pour le numérique aussi. Aujourd'hui, le ministère des Armées regarde le sujet de très près parce que le sujet est crucial pour l'industrie de défense. On observe des convergences très fortes entre les sujets énergie et défense. Notez par exemple que le sommet de l'OTAN à Madrid, le 28 juin 2022, était consacré au climat. Le secrétaire général de l'OTAN, en pleine guerre d'Ukraine, a commencé ce sommet par un discours sur le climat ! Ce qu'il a dit sur le système énergétique est très intéressant ; il l'exprime du point de vue de l'interopérabilité entre les armées, mais on pourrait presque écrire la même chose sur les interdépendances entre les systèmes énergétiques européens. C'est assez fascinant de regarder comment l'OTAN approche cette question. Il ne serait pas inutile que l'Alliance parle avec ses collègues de la Commission, à quelques kilomètres...

### **Marc Rumeau**

Ce n'est pas seulement une question, c'est chacun d'entre vous, vous faites référence à l'Europe et, depuis que je vous écoute, je me dis de quelle Europe vous voulez me parler ? Et en fait, Cécile vous venez nous parler de l'Europe qui nous use et nous abuse, c'est à dire la Commission ; et avec tout ce qui va avec puisque finalement ils arrivent à écrire des banalités, des stupidités du genre «on n'a plus de problèmes alimentaires», voilà des choses comme ça. Et la crise énergétique on n'en a pas. Donc ça, c'est la première chose. La deuxième chose : on nous serine, en particulier en France, le couple franco-allemand. C'est quoi ? En fait, c'est le couple allemand qui s'est bien servi du reste. C'est pour ça que quand je vous ai entendu dire tout à l'heure «Il faut sauver l'industrie allemande», ça fait un petit peu mal lorsqu'on est français. Ça, c'est

la première chose. Et la deuxième chose, c'est qu'a-t-on fait pour en être là? Monsieur, vous êtes le deuxième de la journée qui fait référence à la formation. Moi, je représente ici les Ingénieurs et Scientifiques de France, je peux vous dire qu'on est mal barrés parce que la situation, non seulement ne s'améliore pas, mais elle se détériore. Et avec les ministères que nous avons aujourd'hui, on n'est pas arrivés. C'est un problème aussi. Avant même d'avoir des problèmes de matériaux, on va avoir des problèmes de main-d'œuvre et de têtes bien formées que sont nos ingénieurs et nos scientifiques, et en particulier la désertion totale des dames puisque grâce à la réforme du bac, on a perdu la moitié du contingent.

### **Jean Eudes Moncomble**

Avec notamment, j'ai vu les statistiques, des chiffres assez dramatiques sur le recrutement à l'École normale supérieure des chimistes. En fait, on a eu quasiment plus assez de candidats. On n'a bientôt plus assez de candidats pour les concours d'écoles d'ingénieurs françaises.

### **Cécile Maisonneuve**

Moi, je suis très attachée au projet européen et c'est bien pour ça qu'aujourd'hui je suis inquiète parce que l'Europe s'est construite par l'énergie. Elle peut très bien, et c'est le risque aujourd'hui, s'effondrer de l'intérieur sur ce sujet. De quelle Europe parle-t-on? C'est la vraie question. Aujourd'hui même se réunit pour la première fois la communauté politique de l'énergie proposée à l'initiative de la France. C'est une vraie proposition, ce n'est pas un gadget. C'est très intéressant parce qu'en fait, la politique énergétique européenne ne doit pas s'arrêter aux frontières de l'Union européenne. On doit insérer évidemment le Sud de la Méditerranée, évidemment le Royaume-Uni — les Britanniques ont fort heureusement saisi la main tendue et même proposé d'accueillir le prochain sommet —, et les marges orientales de l'Europe qui sont à la fois à risque et fondamentales pour la stabilisation du continent.

Deuxième réponse : le couple franco-allemand va très mal sur la question énergétique. Il y avait le différend sur l'électricité, il y a maintenant un différend sur l'hydrogène. Je

vous invite à lire les parties du discours d'Olaf Scholz à Prague fin août et la réponse qu'a apportée, devant lui à Paris, quelques jours plus tard, le Président Emmanuel Macron sur l'hydrogène : le différend est frontal. La crise est ouverte sur la question de l'hydrogène entre la France et l'Allemagne et l'Europe n'a pas les moyens de s'offrir ce luxe. Oui, il faut sauver l'industrie allemande parce que c'est notre premier partenaire économique, ne l'oublions pas. Quelles que soient les erreurs qui ont été faites, nous n'avons pas les moyens de rejeter les Allemands. C'est notre situation économique qui est à risque, et celle de toute l'Europe. Le couple franco-allemand doit résoudre son problème : depuis 20 ans, le différend énergétique franco-allemand épuise l'Europe de l'énergie. Donc il faut régler ça tout en se rappelant aussi que derrière l'Allemagne, il y a des pays intéressants, à commencer par la Pologne par exemple. Il faut arrêter, du point de vue français, de penser l'Europe à travers le seul prisme du couple franco-allemand. C'est fini, ce n'est plus possible. En plus, la crise ukrainienne a rebattu les cartes et il faut reconstruire des ponts avec les pays d'Europe centrale et orientale.

### **Jean-Marie Dauger**

Rien à ajouter à cela. Je crois que l'Europe ne se réduit pas à la Commission, c'est aussi tous les partenariats qui peuvent être noués par les industriels.

La désindustrialisation de la France? Je ne sais pas si — comme vous le faites — on peut légitimement la mettre sur le dos de l'Allemagne. Il me semble que nous en sommes nous-mêmes largement responsables. C'était il y a peu le 50<sup>e</sup> anniversaire d'un hebdomadaire français dont le fondateur avait une devise que je vais essayer de faire mienne. Il disait : «J'ai décidé de ne désespérer de rien». C'est une bonne attitude. Je crois qu'on a tous collectivement en charge l'avenir de nos sociétés, de nos jeunes. Il faut se mobiliser. Donc, il faut décider de ne désespérer de rien. Ce n'est pas forcément facile, mais c'est un petit conseil de vie que je donne.

### Jean Eudes Moncomble

Je voudrais relancer Charlotte et François sur la question des compétences.

### Charlotte Roule

C'est un sujet qui est extrêmement important et qui devient de plus en plus non seulement majeur mais central dans les réflexions qu'on va avoir autour d'où est-ce qu'on veut être demain, comment on y arrive et quelles compétences on a. Ce que ça veut dire derrière, c'est qu'on doit s'interroger sur où aller trouver ces compétences et, le cas échéant, comment les former. Je pense que ce n'est pas propre à ENGIE, mais on est quand même plusieurs à partir dans des logiques de CFA, de formation diplômante, avec le risque évidemment de perdre les gens derrière. Mais je pense que c'est important. Vous mentionnez les ingénieurs, je suis très sensible à ce point. Mais il y a toutes sortes de compétences nécessaires. Une de nos filiales avait développé une formation diplômante de soudeurs avec des difficultés immenses pour attirer les jeunes dans ce parcours qui n'inclut pas le bac. Ceux qui ont suivi la formation ont une très belle carrière, ça c'est clair.

Avoir cette réflexion sur les compétences dont nous avons besoin et comment nous remontons la chaîne de valeur, si je puis dire, est clé.

### Marc Rumeau

Vous les formez parce que l'école ne le fait pas bien ?

### Charlotte Roule

Dans certains cas oui.

### François Dassa

Je pense que notre discussion montre bien qu'en terme de gouvernance, on va devoir articuler plusieurs niveaux : la question du *market design* d'un côté, la question de la gestion de la diplomatie et de la géopolitique de l'autre, et des aspects sociaux-économiques. Sur les aspects géopolitiques, on comprend bien la difficulté de l'Europe, à savoir que l'Union n'ayant pas de diplomatie en propre, c'est effectivement compliqué au niveau européen de

gérer les relations avec l'Afrique, avec l'Égypte, les pays du Golfe, etc., pour gérer les approvisionnements en gaz, par exemple. Cela se fait au niveau national et cela devrait durer à court et moyen terme. Il ne faut pas non plus trop demander à l'Europe tant qu'on n'a pas, au fond, une défense et une vraie diplomatie communes. Dans ces conditions, la question de la sécurité d'approvisionnement, tout particulièrement en période de crise, demeure d'abord *de facto* nationale. Et on le voit avec la négociation de contrats gaziers qui se négocient au niveau des États. Les délais trop importants de réaction de l'Union européenne sur ce sujet de la crise énergétique sont aussi le symptôme de questions où les leviers concrets sont au niveau national, qui ressortent de la nation, et que l'on cherche à coordonner au niveau communautaire. Le problème, c'est que nos situations énergétiques, nos histoires énergétiques et donc nos intérêts sont encore très divergents. Je pense que dans ces conditions, il faudrait davantage réfléchir à la notion de subsidiarité intelligente. J'avais écrit un article, en 2020, dans *La Revue de l'Énergie* qui allait dans ce sens-là. À mon sens, il ne faut pas trop demander à l'Europe, sous peine, comme l'évoquait Cécile, de la voir s'épuiser. La tendance à laquelle, selon moi, il faut résister, c'est de redonner à l'Europe tout ce qu'on ne sait pas trop gérer. La conséquence, c'est une pluie fine de directives qui font 1 500 pages ou plus, donc du micro-management invraisemblable. Il faut situer l'Europe au bon niveau sur les sujets qu'elle peut gérer efficacement et ne pas lui demander trop.

Sur la question des compétences, effectivement, c'est un sujet important et là aussi il va falloir gérer des choses un peu dans la durée. Là aussi, la difficulté, c'est d'anticiper. J'ai en tête quelque chose aussi, qui rejoint le moteur franco-allemand : il y a à peu près 17 % des étudiants après le bac en France qui font des études scientifiques. En Allemagne, c'est le double : plus de 30 % d'études scientifiques. Donc on voit bien qu'on a un enjeu structurel en France, qu'il va falloir gérer. À l'autre bout, nous, opérateur EDF, nos besoins à venir en ingénieurs et techniciens sont très importants en particulier pour la construction des futurs

EPR mais aussi pour le chantier du Grand Carénage des réacteurs existants. D'où l'importance d'avoir la visibilité dans la durée, par exemple pour pouvoir agir à notre niveau et créer des écoles de formation sur certains métiers spécifiques. Cette visibilité, il fallait l'avoir — on commence à l'avoir — il va falloir incarner cela par un acte parlementaire pour permettre à une vraie dynamique de se mettre en place. Reste ce problème de formation global qui doit être adressé par la politique de l'Éducation nationale. Comment réintéresser les jeunes aux études scientifiques? Un vrai sujet. Les ingénieurs et techniciens qui vont construire et opérer les centrales nucléaires dans les années 2030, ils sont au collège aujourd'hui, donc c'est dès maintenant, très vite, qu'il faut agir si on veut pouvoir avoir une chance d'en disposer à temps. À défaut, la variable d'ajustement, ça va être l'immigration.

### **Charlotte Roule**

Et sachant qu'il faudra peut-être former quand même. Si on fait appel à de la main-d'œuvre déjà qualifiée, la question ne se posera pas — mais penser formation est important et permet d'anticiper.

### **Jean Eudes Moncomble**

On voit qu'il y a là un autre problème finalement dans la durée, un autre goulet d'étranglement sur la transition énergétique en fait.

### **Charlotte Roule**

Ce n'est pas un problème. En fait, on est en train de parler de défis qu'il va falloir qu'on relève ensemble. Je voudrais qu'on prenne un tour un peu plus positif dans cette discussion. Qu'on soit dans une situation de crise, où il y a beaucoup à faire, c'est vrai, mais justement le sujet, c'est comment on agit, ensemble. Identifier ces questions, c'est aussi clarifier les moyens pour agir et pour faire bouger les choses. Je pense que c'est vraiment important de garder ça en tête.

### **Jean Eudes Moncomble**

Quand je dis qu'il y a un problème, ça veut dire qu'on doit s'atteler à trouver une solution. Je suis d'accord avec ton approche positive. Et

je pense aussi d'ailleurs que ça a été rappelé : l'exposé ce matin de Christophe Poinssot a un peu perturbé lorsque à la fin, il nous a dit qu'il fallait rouvrir des mines. La carte où il montrait que finalement il n'y avait qu'en France qu'on ne rouvrirait pas des mines, c'était un peu choquant d'une certaine manière. C'est un problème mais maintenant on voit la solution et la solution, c'est effectivement, je ne fais que reprendre ce qu'il a dit, de remettre ces questions clairement dans le débat public et de rouvrir des mines. Par contre de les exploiter, et je reprends ses mots «on n'est pas au temps de Zola, c'est fini ça». En revanche, rouvrir des mines, c'est peut-être effectivement un moyen de débloquent un possible goulet d'étranglement.

### **Paul Zagamé**

Je vais faire une remarque d'abord et ensuite je vous poserai une question. La première remarque est inspirée par ce que vous avez dit Madame Maisonneuve, sur le fait que l'Europe s'est bâtie au départ sur le problème de l'énergie, de la CECA d'abord et de l'énergie après. Les hommes et les femmes de ma génération ont assisté un peu à cette évolution qui était formidable, c'est-à-dire qu'il y avait une espérance de fédéralisme européen à propos de l'énergie. Quand on a fait cette union de l'énergie, on s'est dit ça y est, on va arriver sur l'Europe fédérale. Il y a des grands hommes dans tous les pays, il y a Schumann, Pleven en France, il y avait Alcide de Gasperi, la démocratie chrétienne en Italie, qui était très favorable à ce concept de fédéralisme, qui a buté sur la Communauté européenne de défense en 1954. C'était la fin du fédéralisme. Et effectivement, tous les problèmes politiques que vous mentionnez ici, et notamment une politique étrangère unique, sont dus au fait que malheureusement, nous ne sommes pas dans un État fédéral. Malheureusement, nous avons des problèmes financiers parce que nous n'avons pas un budget fédéral important et que l'Italie et l'Allemagne ne sont pas identiques du point de vue financier.

Mais ce n'est pas du tout ce que je voulais vous poser comme question bien sûr. J'ai beaucoup apprécié toute cette journée, j'ai appris

énormément. Pourquoi? Je suis un béotien pour les questions d'énergie. Et comme je suis un béotien, je vais vous poser une question de béotien. À votre avis, tout ce qu'on a dit aujourd'hui et tout ce problème de sécurité énergétique et de prix de l'énergie, est-ce que ça va avoir pour conséquence de confirmer les objectifs européens -55 % en 2030 et zéro émission en 2050? Est-ce que ça va le faciliter ou au contraire l'empêcher, selon vous? Vraiment c'est une question très simple pour moi mais j'aimerais bien avoir votre impression sur cette question, et pardonnez-moi la naïveté de cette question.

### **Jean-Marie Dauger**

Les questions naïves sont toujours les plus difficiles.

### **Jean Eudes Moncomble**

Et Paul n'est pas un béotien.

### **Jean-Marie Dauger**

Je vais m'empresse de ne pas donner un point de vue personnel là-dessus, mais je vais rapporter ce qu'on entend dans nos communautés. En fait, l'opinion dominante était en faveur d'un accélérateur de la transition énergétique donc la réponse à votre question serait plutôt oui. Il y a des défis à relever et ceux-là, ils vont plutôt accélérer la capacité de décision. Alors, maintenant il faut regarder jusqu'à quel point de détail on veut descendre. Si vous questionnez la nature de l'impact de cette crise sur tel ou tel objectif temporel, la réponse est beaucoup plus incertaine.

### **Jean Eudes Moncomble**

Monsieur le président du Conseil Mondial de l'Énergie. Je suis un lecteur de l'enquête Pulse réalisée par le Conseil Mondial de l'Énergie et contributeur aussi un peu. Il me semble qu'elle a été faite deux fois et entre les mois d'avril et de juillet, il y a une évolution effectivement. On voit un renversement par rapport à cette question. Ce que j'ai cru comprendre, c'est qu'au mois d'avril quand on posait la question aux gens dans le monde entier «Est-ce que ça va accélérer ou est-ce que ça va ralentir?», il y avait une franche majorité pour «ça va

accélérer» et en juillet, c'était l'inverse. Donc ça ne va pas dans le bon sens de ta réponse.

### **Jean-Marie Dauger**

Certes l'inflexion que tu mentionnes a eu lieu mais à un moment marqué par une forte dégradation de la crise ukrainienne et à un moment d'annonces de remises en service de centrales à charbon ici ou là mais pour répondre simplement à la question posée, il n'y a pas de remise en cause des objectifs globaux des accords de Paris; quant au calendrier de leur atteinte effective, c'est un peu un sujet tabou.

### **Charlotte Roule**

C'est intéressant cette évolution dans l'enquête. On dit souvent qu'il ne faut pas gâcher une crise et essayer d'en profiter pour avancer et faire avancer des sujets, en l'occurrence la transition énergétique.

En revanche, ça a conduit à une meilleure compréhension des sujets énergétiques et, sans aucun jugement de valeur, c'est vrai qu'on sent qu'il y a une montée en compétences qui est beaucoup plus forte et que maintenant on rentre beaucoup plus dans le concret. Qu'est-ce que ça veut dire vraiment faire cette transition énergétique? Le bouleversement est tel qu'il y a en effet plutôt une tendance à l'accélération. On est en train de se rendre compte de ce que veut dire, vraiment, baisser la demande. Comment organiser la sobriété? Au-delà, je ne vais pas revenir sur les sujets d'hydrogène, mais par exemple comment avancer et accélérer sur le biométhane? On parle d'électricité, mais on parle de système énergétique dans son ensemble. Comment jouer sur l'ensemble? Et effectivement, ça, ça rend peut-être la discussion un peu plus complexe, mais elle est plus riche et plus intéressante.

### **Cécile Maisonneuve**

Je vais rejoindre ce qui a été dit. La politique européenne d'achat de gaz sur les marchés mondiaux «quoi qu'il en coûte» met en difficulté un nombre de pays en développement, qui ne peuvent s'aligner sur ces prix. Le découplage que nous sommes en train d'opérer avec la Russie, notre fournisseur multi-énergies fossiles de très longue date, a des effets perturbateurs sur

les marchés mondiaux de l'énergie. Ces effets sont d'autant plus forts qu'un certain nombre de pays pauvres ont besoin du gaz pour leur développement économique. À cet égard, il est choquant qu'on se soit réjoui à Glasgow de dire qu'il ne fallait plus du tout financer les investissements gaziers en Afrique. Le fait que l'AFD, la Banque européenne d'investissement refusent tout financement de projets gaziers en Afrique est éminemment problématique. C'est une bonne chose que la COP27 se passe en Afrique : il est temps que nous écoutions ces pays pauvres et espérons que cette crise serve à rappeler que faire la transition chez nous, c'est bien mais qu'elle doit se faire partout, selon des modalités différentes au Sud.

### **Jean Eudes Moncomble**

On peut aussi ajouter que si on a réussi tout seul, elle est ratée.

### **François Dassa**

Je ne vais pas redire ce que j'ai dit tout à l'heure. Je pense effectivement que si on regarde l'analogie avec les années 1970, dans les années 1970, on a eu un boom de l'efficacité énergétique. On a eu un boom des solutions alternatives, à l'époque le nucléaire, qui a été développé massivement aux États-Unis, dans tout le monde occidental ; le choc pétrolier a conduit à cela. Donc je pense que sur le long terme, on est à peu près, il me semble, d'accord sur le fait que la crise peut permettre d'accélérer sur la décarbonation. L'enjeu, c'est que si on regarde l'analogie avec les années 1970, selon moi, il faut la manipuler avec un peu de doigté parce qu'à l'époque on avait quelques solutions techniques et on avait surtout les capacités industrielles, les capacités de planification, les bonnes règles du jeu pour lancer par exemple des programmes électronucléaires quand même très significatifs. Aujourd'hui, les alternatives sont un peu plus compliquées. Les renouvelables, c'est plus compliqué. Ce sont potentiellement des solutions plus chères si on prend en compte le réseau dans certains pays. Ça pose d'autres questions : la question de l'espace qui touche à la biodiversité, la question des matériaux. Donc on voit qu'en réalité, oui, il y aura sans doute cette tendance

sur le long terme, toute une série d'enjeux qu'il faut prendre à bras le corps. Je parlais tout à l'heure des solutions de décarbonation de l'industrie qui, elles, sont encore plus complexes. Je suis d'accord avec Charlotte, et l'on sent bien, en effet, cette hésitation, d'ailleurs bien reflétée, pour moi, par les résultats du sondage : oui, ça va sans doute sur le long terme aider ; simplement, il y a toute une série d'enjeux qui ont été très bien décrits dans la journée, qu'il va falloir régler et si on ne se met pas dans les bonnes conditions, notamment de renforcer la planification, de renforcer le long terme... cela va être très compliqué. On voit bien que commencent à se poser des questions pratiques de mise en œuvre qu'on pouvait anticiper depuis un moment mais qui là, à la faveur de la crise, apparaissent de manière plus aiguë.

### **Maëlle Gomez**

Vous avez évoqué tout à l'heure un peu la prise en compte des populations, la société, etc., et on avait une question que l'on voulait poser tout à l'heure et que l'on n'a pas mis finalement dans le sondage. Au niveau du Conseil Mondial de l'Énergie, il y a des discussions sur comment on peut humaniser la transition écologique, comment est-ce qu'on peut prendre en compte finalement les populations, la société ? Je me posais la question de comment vous vous comprenez finalement ce terme de « *humanising energy* » d'un point de vue de gouvernance, donc un peu avec les rôles et responsabilités qui sont associés à cette thématique ? En ne prenant en compte pas que le point de vue européen mais global.

### **Jean Eudes Moncomble**

Je crois qu'il faut remercier en plus Maëlle d'avoir fait la transition vers la dernière question puisque la dernière question portait sur la gouvernance. Donc bien sûr je vous propose de répondre à Maëlle, mais peut-être en ayant la dernière question en tête.

### **Charlotte Roule**

Ce n'est pas un sujet simple parce que je partage ce qui a été dit sur ces sujets de gouvernance, et puis je l'évoquais tout à l'heure,

le fait qu'on soit sur un sujet très politique. Après, l'énergie, c'est maintenant un sujet que tout le monde s'approprie ; en connaissant plus ou moins, mais en tout cas en voyant un peu ce que ça peut représenter. Et, en Europe notamment, les citoyens vont avoir tendance à ne pas vouloir d'actifs énergétiques trop près de chez eux et y voir plutôt des nuisances, y compris d'ailleurs des actifs qui existaient déjà. Alors, là-dessus, nous avons travaillé sur un label, «TED», sur le développement des renouvelables. C'est le bureau Veritas qui audite et donne (ou pas) le label. L'idée, c'est de respecter un certain nombre de règles pour développer les projets renouvelables. Il y a un vrai sujet autour de l'appropriation des énergies renouvelables et nous voulons pouvoir partager sur notre manière de faire, qui permet d'avoir un vrai dialogue avec les parties prenantes. Le label se développe aujourd'hui en France mais l'idée, c'est d'aller plus loin et le généraliser.

Au-delà de ça, il y a une question sur comment impliquer les citoyens dans la transition énergétique. Là, on va se poser des questions de marché, de comment on peut contractualiser un certain nombre de choses. Si on développe un actif renouvelable près d'un village ou d'une maison, comment est-ce que les citoyens autour peuvent en bénéficier, est-ce qu'ils peuvent souscrire ? Il y a des choses qu'on peut faire déjà en garantie, des prêts participatifs, mais on pourrait aller beaucoup plus loin. Quand on regarde les États-Unis, il y a déjà des communautés qui s'organisent avec leurs actifs, et ça, ce sont des choses qui fonctionnent pas mal. Ce n'est certainement pas applicable partout, mais en tout cas, ce sont des pistes sur lesquelles il faut être attentifs pour les développer chaque fois que c'est possible.

### Cécile Maisonneuve

Pour développer cette acceptabilité, il faut revenir au récit sur cette transition. Je suis désolée de le dire, mais je n'achète pas du tout le récit sur la sobriété, qui ne fait rêver personne. Quand vous promettez du sang et des larmes aux gens, derrière il faut que vous puissiez faire le «V» de la victoire. Là, le «V» de la victoire, tout le monde le cherche. En outre, le discours sur la sobriété est confus : on y mélange le

climat, la Russie... Il faut clarifier les enjeux. Ce récit manque cruellement de vision sans compter qu'on n'emploie que des mots abstraits — «neutralité carbone», «sobriété» — qui n'ont pas de valeur opérationnelle. Je suis littéraire de formation, et il faut toujours en revenir à l'histoire et au sens des mots. Je lisais l'autre jour une tribune dans *Le Monde* qui se réjouissait que la sobriété soit traitée dans *La République* de Platon. Sauf que, quand vous avez un peu étudié *La République* de Platon, que vous avez lu Hannah Arendt et Karl Popper, c'est un État totalitaire qui est décrit par le philosophe grec. Se réjouir de la sobriété en s'appuyant sur le récit de Platon montre qu'on est complètement à côté de la plaque. Or, que signifie ce grand récit du changement climatique ? La réalité est qu'on parle d'une transformation industrielle et économique des territoires qui est assez extraordinaire. Ce qu'on voit, au plan local, c'est un foisonnement d'innovations, d'envie de bouger, de gens qui font des choses. Et tout ce récit-là, je ne le vois pas. Quand vous parlez concrètement d'innovation, de ce que ça change, des nouveaux profils, vous avez un tout autre paysage qui se dessine. Il faut mettre en avant cette dynamique-là. Puis il faut parler de coopération internationale. C'est la question de la négociation climatique et de sa transformation dans le nouveau contexte géopolitique.

### François Dassa

J'avais deux remarques sur cette question de «*humanising energy*». Je pense que, «*humanising energy*», on le voit beaucoup avec la crise, c'est d'abord une énergie pas chère. C'est une énergie décarbonée avec laquelle les gens puissent vivre, puissent se divertir, puissent travailler. Et ça, c'est quand même clé. À mon avis, au World Energy Council on le dit déjà ; je pense que la crise va nous aider à le dire plus fort. Ensuite, sur les questions d'acceptabilité, je suis assez d'accord avec Cécile. Je trouve que ça pose à maints égards des questions similaires à ce qu'on a évoqué sur les compétences, c'est-à-dire qu'au-delà de ce que peuvent faire les opérateurs, qui a été bien décrit, il y a des éléments plus structurels qui sont en jeu. On néglige trop ces questions structurelles et notamment, par exemple, les fractures

territoriales. Quand on regarde les sondages, on voit que ce n'est pas une opposition contre les éoliennes : 75 % des Français sont pour les éoliennes. Donc même ceux qui par ailleurs s'y opposent localement sont pour, en général. Mais le problème, c'est que souvent on a, au-delà de ces questions de nimbyisme, ces enjeux de fracture territoriale, c'est-à-dire, en pratique, des territoires qui ont moins de médecins, moins d'hôpitaux, moins d'industries. On ferme les tribunaux. On ferme la Poste, les maisons d'impôts, on ferme les services publics, on ferme des lignes de trains. Qu'est-ce qu'il leur reste? Des paysages, des modes de vie. Et on va y mettre des installations qu'il faut bien appeler industrielles; pour qui? Pour les citadins. Je pense qu'il y a un raisonnement de ce type à l'œuvre qui nourrit un sentiment de marginalisation, voire d'abandon. Dans cette perspective, on ne sortira sans doute pas de ce problème d'acceptabilité si on ne résout pas les problèmes d'aménagement du territoire et d'égalité des territoires, notamment face aux services publics. On pourra faire du participatif. C'est très bien, ça va clairement dans le bon sens. Mais si, derrière, il n'y a pas, je dirais, une contrepartie de cette industrialisation du paysage par des services publics, cela risque de ne pas suffire. Je pense que la vraie solution, c'est davantage d'aménagement du territoire, davantage de services publics locaux pour compenser l'empreinte locale de ces installations. C'est d'ailleurs l'expérience du nucléaire et qui peut être source d'inspiration pour accélérer sur les renouvelables.

**Jean-Marie Dauger**

Il se trouve que c'est le Conseil Mondial de l'Énergie qui a lancé cette idée de «*Humanising Energy*». C'était au départ plutôt un concept général, mais qui a connu un succès formidable parce que tout le monde en parle désormais. L'idée initiale, c'était de dire : «Attention, toutes les réflexions menées sur l'évolution du système énergétique, sur la transition portent essentiellement sur les modes de production, voire sur les aspects technologiques, etc.». Alors qu'on sait bien qu'il y a deux points qui sont fondamentaux : le premier c'est l'acceptabilité et l'adhésion par les populations;

le deuxième c'est la justice et l'émergence de nouvelles inégalités dans l'accès à l'énergie, sur les prix notamment dans les pays en développement. Il nous paraissait nécessaire d'aborder les modes de transformation également sous cet angle pour les rendre raisonnablement justes et acceptables avec la conviction que si le système était créateur d'inégalités nouvelles et excessives et qu'il n'était pas compris par les populations, tout simplement, ces transitions ne seraient pas gérables. Évidemment, c'était le concept général mais comme il fallait en réduire le champ à un niveau compatible à ses moyens, le Conseil Mondial de l'Énergie a choisi de se concentrer sur un nombre de sujets, dans un premier temps, assez restreint. Tout d'abord l'intégration des volets humains et sociaux dans toutes les réflexions et études (scénarios...); puis développer deux axes principaux d'actions : l'un pour préparer les compétences utiles pour les métiers de demain et l'autre dans le domaine de ce que les Anglo-Saxons appellent «*energy literacy*» que vous avez déjà évoqué.

Il y a quelque temps encore, on se demandait beaucoup si cette transition énergétique serait un mouvement plutôt *top down* ou *bottom up*. La crise que nous traversons fait monter un besoin de leadership croissant, en particulier de la part des gouvernements. En revanche, l'émergence de forces d'initiative venant du terrain sont encore faibles. Rien d'étonnant mais cela signifie aussi que les populations ne se sont pas vraiment emparées des sujets autrement que par des expressions militantes ou dogmatiques et qu'un énorme effort d'explication et de compréhension reste à accomplir. Aujourd'hui, des programmes comme ceux de la France des années 1970 ne peuvent être menés à bien sans associer les populations d'une façon ou d'une autre.

Une dernière information : le Conseil Mondial de l'Énergie tient son grand congrès tous les trois ans depuis bientôt 100 ans. C'est un événement d'une importance considérable en termes d'impact et de participation. Nous devons tenir ce congrès cette année à Saint-Petersbourg en Russie. Nous avons dû y renoncer pour les raisons que vous savez. Nous avons, toutefois, réussi à organiser un Congrès

Mondial de l'Énergie pour l'année prochaine, du 22 au 25 avril 2024 à Rotterdam sur le thème «*Redesigning Energy for Planet and People*». Ce sera le premier grand événement d'après crise. Je vous encourage à venir participer à ses travaux à un moment aussi crucial pour le monde et pour les métiers de l'énergie.

### **Jean Eudes Moncomble**

Repenser l'énergie pour la planète et l'humanité, ça pourrait être la traduction en français. Vous avez la présentation du Congrès dans votre dossier. Je voudrais remercier le panel, vraiment : Charlotte, Cécile, Jean-Marie, François. C'était vraiment très intéressant, très stimulant. Je vous remercie très très sincèrement. C'est la fin de la journée, il est impossible de conclure. Je crois que l'on va gagner du temps. Je voulais juste vous informer qu'il y aura des actes de ce Forum qui seront diffusés dans *La Revue de l'Énergie*. Et si vous êtes abonnés, vous recevrez les actes. Ce qui ne vous empêche pas de vous abonner à *La Revue de l'Énergie* quand même si vous ne l'avez pas déjà fait. La seconde chose, c'est que l'on mettra aussi en ligne les slides rapidement sur le site du Conseil Français de l'Énergie. Puis la dernière chose, c'est de vous donner rendez-vous l'an prochain pour un nouveau Forum Européen de l'Énergie. J'espère qu'il sera vraiment, en ce qui me concerne, aussi stimulant et aussi intéressant. Merci encore aux participants. Merci aux interprètes qui ont fait un beau travail toute la journée, et merci à toute l'équipe.

# AU SOMMAIRE DES DERNIERS NUMÉROS

## N° 662 – Mai-Juin 2022

### Tribune

- Le retour de la géopolitique, *Olivier Appert*
- 

### Articles

- Transition(s)2050 – Enseignements énergétiques pour la neutralité carbone, *Eric Vidalenc, David Marchal, Jean-Michel Parrouffe*
  - Le modèle d'acheteur central, une réponse aux défauts du marché électrique actuel, *Dominique Finon, Etienne Beeker*
  - Marché de l'électricité : comment faire face aux épisodes de prix extrêmes?, *Jacques Percebois, Stanislas Pommeret*
  - De la nécessité des réseaux gaz dans un système énergétique décarboné, *Pierre-Laurent Lucille, Guillaume Erbs, Andrew Harbord, Jimmy Kha*
- 

### Rubriques

- Ma thèse en une page : «Ressources, déchets et climat : essais sur l'économie du recyclage», *Etienne Lorang*
- Regards sur les Pays-Bas

## N° 663 – Juillet-Août 2022

### Tribunes

- La force de la connaissance partagée, *Paul Zagamé*
  - Les megatrends, outil de pilotage des investissements stratégiques, *Marc Giget*
- 

### Articles

- La médiation d'entreprise dans le secteur de l'énergie, *Bénédicte Gendry, Cyrille Ligan*
  - Comment estimer les coûts de production de l'hydrogène bas carbone, *Bertrand Charmaison*
  - Le photovoltaïque « en base » – Où dans le monde, quand, comment ?, *Paul de Montchenu, Jean-Michel Trochet, François Dassa*
  - Impact d'un embargo sur les importations russes d'énergie en Europe, *Sigit Perdana, Maxime Schenckery, Marc Vielle*
- 

### Rubriques

- Ma thèse en une page : «Expérimenter la vraie vie : le cas de la recharge des véhicules électriques à l'échelle de l'Union européenne», *Anne Guillemot*
- Il y a dix ans dans la revue : «Science et politique à l'aune de la pandémie Covid-19», *Domenico Rossetti di Valdalbero*
- Regards sur l'Ukraine

## Keynote speech

**Jean-Bernard Lévy (Chair of the Conseil Français de l'Énergie, CEO and Chair of EDF)**

Good morning to all of you,

I know a lot of faces here and I am happy you could have this meeting in person. Hopefully you will be able to share a lot during this symposium. Thank you, Jean Eudes, for hosting me, for inviting me and for organizing this.

The French Energy Council, which I chair, decided more than two years ago, to organize a European Forum on energy security. At that time, would we know that this theme will be so much in the news? But we had the conviction that it was overlooked in Europe and that it did need a lot of attention.

The current crisis obviously highlights a series of vulnerabilities in the European Union and beyond the European Union. I strongly believe that these weaknesses have their roots in the way that the energy policy has been designed and has been developed in Europe in the last decades and especially in the choice of market design which was made. Obviously, lots of people today are looking on how to implement a better market design, but I would like first to share with you two examples, two ideas I carry away from where we are today.

First, we need to acknowledge that we are facing a massive investment challenge that requires long term contracts.

Today maybe it's not "the economy, stupid" but "it's the investment, stupid". Why did we forget about the economy in the US 30 years ago? Why did we forget with the investment in the energy in Europe over the last couple of decades?

We have to reckon that a massive wave of investments is in front of us. It has been calculated that to remain on track with the Paris Accord, investments in the power sector need to at least double in the next decade; this number comes from the IEA. That means additional 800bn\$/year globally within ten years, of which 150bn\$ for grids. And investments on the customers' side for their own electrification and optimization should grow even faster: more than double for energy efficiency and more than quadruple for the change of use, for end-use investments such as electric vehicles.

Do we have any chance that this will happen? Can we foresee a way where such a massive disruption can be implemented? One of the key drivers to this change is long term contracts to remunerate investors. To trigger the right level of investments in the right technologies at the right time, we need to adapt our market design to the new context of increasingly volatile short-term markets and probably, on the market design side, a move towards some kind of hybridization, "hybrid markets". We need to complement short term markets by long term remuneration schemes for all low-carbon generation assets. By doing so, we would move from "competition in the market" to "competition for the market" within the framework of enhanced energy planning. On the customers' side, hybrid markets can provide stable long term price signals required for end-users' investments in efficiency and electrification: those investments are also very capital-intensive.

Major energy economists across the globe are now converging towards this model, including the designers of the market opening that

was implemented in the 90s. May I give the name of Paul Joskow and the name of Richard Schmalensee as some of those people advocating for this hybridization. I understand that, in this room, similar views have been taken by our friends, Dominique Finon and Jacques Percebois, and I'm sure you will have the opportunities to get into further and more detailed discussions on that topic during the day.

Let me just add, at this stage, that long term contracts are needed not only for new investments but also for long term units. In the last decade, within the Union, we have lost more than 50 GW of dispatchable capacity while the demand has been roughly constant. So, we are taking risks. The era of a hypothetical overcapacity, which was claimed by many NGOs, is definitely over. Capacity margins are reaching alarming levels and that shows that we are in a very tight situation. Our electricity system is becoming less resilient to events such as difficulties of course in the supply of gas but also other events like low water levels, low nuclear availability and more and more less wind than expected, probably due to climate change itself. So, we know this is not sustainable, we cannot live with so little margins.

My second example of where I see the situation today is the issue of electricity pricing.

The track record of Europe for electricity pricing before the crisis was already concerning. Between 2010 and 2019 the average prices to residential customers and industrial customers in Europe have increased. But they have decreased in Japan, in China, in the USA, mostly through low gas prices after 2014. In 2019, Europe had the highest electricity prices for households of all G20 country areas: two to three times higher than in China and also than in the USA; prices of electricity to industry were also among the highest: 1.5 time higher than in China, twice more than in the USA.

This overly concerning situation is now exacerbated by the crisis. Prices of gas as we know in Europe are now 10 times to what they were before pre-crisis levels; and electricity

prices have followed a similar pattern with current forward prices for 2023 above 500€/MWh against roughly 50€/MWh before the crisis. Those increases are now rapidly moving down towards final customers, and this is raising major concerns for the political level because of inflation, because of potential closures of businesses, because of social unrest, and we all have signs of this amazing situation and the way that governments are going hopefully to find solutions day after day.

We are living an unprecedented situation and we need to make sure that the decision that are made, maybe hastily, go in the right direction. They won't be perfect, but they need to go in the right direction.

First, our dependence to Russian gas has been an amazing example of blindness. In 2021, 45% of gas imports in Europe came from Russia. And amazingly, this number is higher than it was before 2014 and the invasion of Crimea. After the invasion of Crimea, Europe increased its dependency to Russian gas.

Second, the elimination of long-term contracts both for gas and electricity due to regulation implemented by the European Union and the European Commission, has deprived Europe of any ability to absorb shocks and has considerably increased our vulnerability to the use of energy as a weapon, the weaponization of energy.

Third, regarding electricity, pricing power to final customers based on short term markets has amplifying effects. Let me just give some stylized figures here to illustrate this effect. If we assume an annual average spot price of 400€/MWh and prices to end-users based on this short-term price, then the rise in wholesale prices translates into an extra-cost of around 1000bn€ for final customers in Europe, on an annual basis. Meanwhile, the real generation cost increase is 5 to 6 times less, in the range of 150 to 200bn€, mostly due to the increase of gas plant costs and, to a lesser extent, of coal units burning imported coal. The costs of all other generation plants have remained constant.

## Keynote speech

The current market design clearly leads to what we could call a “bubble” (*la fameuse “rente in-fra-marginale”*): it is an artificial increase of the burden for final customers and, in practice, this means huge transfers to the states and fiscal deficits. Moving to a hybrid market would avoid a strong proportion of this “bubble” effect as power generators would be remunerated at their full cost plus a margin of course, plus a profit, through long term contracts. This is also why I believe that the cap on gas prices for power, as implemented in Spain and in Portugal for the last few months, should be implemented Europe-wide. And, apparently, looking at the most recent news, there is a movement from the European Commission in that direction, and hopefully Germany will follow which has not yet been the case.

So, ladies and gentlemen, we have been through a crisis for more than one year now. Let's not forget that the war in Ukraine began in February, that price volatility began in the summer of 2021.

The consequences for Europe are extreme in terms of gas price increases, in terms of electricity price increases, in terms of record-high inflation, in terms of social stress, in terms of industrial vulnerability, and this will most likely and unfortunately lead to an economic recession in this part of the world.

States today are very conscious of this. They try to do their best, but at this stage, it is each state in its own way, depending on its fiscal capabilities with the risk, which is obvious, of increasing inequalities across member states in Union while the single market was a huge frost into the convergence of the economies in the European Union.

I feel that the discussions on the emergency measures which are taking already quite a long time may prove to be “too little and too late”. Obviously, it was a good sign that on last Friday, the 30 September, some decisions were agreed but I think the risk is still there. The cap of remuneration for electricity, which nobody by the way understand why it is 180€ (it could

be 150 or 230), is very difficult to implement in terms, for instance, of how to deal with the hedging positions of the various players, how to deal with the loss-making risks for certain types of assets and many other questions. As I have just said, another measure such as the price cap on gas for electricity put in place in the Iberian Peninsula is probably an effective way and we would like, at least at EDF and I would speak also maybe for most of Eurelectric at the same time, the decoupling of gas and electricity prices which is taking too long to implement. If it works in Spain and Portugal, why couldn't it work for 27 member states?

These discussions however – and I do understand my speech is very much based on short term issues – should not divert us from building more structural solutions to the crisis. As we have seen, much of the vulnerabilities of Europe in this crisis take root in our market design. The reform of our market design is more necessary than ever, it will be the effective way to tackle at their root those vulnerabilities I have mentioned.

The sooner the better. Unfortunately, the current European procedures to adopt new directives offer little hope that such a new market design could be put in place before 2026 or 2027 mostly because we have European elections in 2024 and it is quite likely that for 12 months basically as we say nothing happens.

So, I think between the weakness of the short-term measures and the time it takes to implement a new market design, the situation looks a little grim for Europe. I'm sorry to have given you this pessimistic view but I will end by saying that when the situation is difficult, then we need all of us to think out of the box. And I think this meeting of a lot of very expert people hopefully will lead us to such out of the box ideas, so that the scenario of a long period before we see the light out of the current tunnel will be shortened and you will have an important role in achieving this.

Thank you very much.

## Session 1 | Energy security: a forgotten challenge

### Setting the scene: the different aspects of security of energy supply

William D'haeseleer (Emeritus professor, University of Leuven)

I will be providing an overview of the different aspects of the security of energy supply – a concept that is constantly misused and abused. Given the crisis we face today, it is time to set things straight and clearly outline the different dimensions of this concept.

#### Setting the scene via anecdotal examples

We have experienced a number of energy crises in recent decades. The 1973 oil crisis in the Middle East led to price hikes and embargoes in the West. An attempt to rely heavily on domestic supply of coal in the UK resulted in major difficulties in 1984 with the miners' strike. Iran, although being a big potential supplier of crude oil has had difficulties and had to import gasoline because of lack of refineries. In 2006, we had Russia's first closing of the tap of natural gas through Ukraine. This was repeated on January 1<sup>st</sup> of 2009. As a matter of fact, the Russia-Ukraine crisis of 2008 should have given us a hint of what was to come in February this year. Obtaining gas from one single supplier – Russia – was perhaps not the cleverest of strategies! In parentheses, my country Belgium has made a number of big mistakes in the past, in particular regarding its electricity system. However, it did one thing right with respect to gas, diversifying its supply with 18 different entrance points. In contrast, Germany decided unilaterally to opt for one single supply source for natural gas. Unfortunately, a war was needed for them and the rest of Europe to realize that this was poor judgement. When it comes to the storage of natural gas in Europe, Gazprom held the key to several storage places in Germany which it leased. It started manipulating the system and, as early as last year (2021),

stopped filling up reserves. With respect to the security of electricity supply, we experienced a major blackout in the US and Canada in August 2003, followed by a big blackout in Europe, in Italy and Switzerland, in September 2003. Turning now to nuclear, half of France's 56 nuclear power plants have been halted today. As a result, prices have increased in Europe and nuclear-generated electricity output in France in 2022 is the lowest it has been for more than 30 years.

#### Structured Analysis

It is necessary to undertake a structured analysis of the security of energy supply, based on the following 3 factors.

1. Strategic security of supply, which depends on (a) the physical availability of primary energy sources, (b) sufficient investments in production capacity at production sites, and (c) geopolitics, of which the war in Ukraine is a primary example.

2. Adequacy, which refers to sufficient and timely investments on the consumer side and transit countries. This relies on investments in power plants, transit pipelines, LNG fleets, oil-tankers, and local energy storage capacity. Various issues can impact or hamper adequacy, for example economics, politics, and the actual availability of the infrastructure invested in.

3. Avoiding sudden cuts and black outs. The overall system needs to be designed so that it performs as expected even in the case of unexpected events. It must be able to absorb mishaps, and 'redundancy' may contribute to better reliability of the overall system.

### Resilience

For me, resilience means bouncing back after a collapse. More broadly, it means minimising the frequency and impact of such collapses. Some people talk about the 4 Rs of Resilience: resistance, reliability, redundancy, and recovery. For me, the 'recovery' aspect seems the most relevant for the concept of resilience. The other aspects are better covered by 'adequacy' and 'avoiding blackouts'. Resilience acts as an insurance and it needs to be paid for. It may be expensive in the short-term but not having such insurance will be much more expensive in the long-term.

### Conclusion

I have considered the physical aspects of the security of energy supply. I hope I have convinced you that the security of energy supply has many different meanings and dimensions. As such, when we discuss this concept, it is important to specify which aspect of the security of energy supply we are talking about. In particular, are we only talking about the physical aspects of supply, but one should also reflect on the relationship with affordability and competitiveness?

## Energy security and geopolitics of hydrocarbons

**Olivier Appert, Advisor (IFRI Energy and Climate Centre, Former Chair of Conseil Français de l'Énergie)**

On the whole, we had a tendency to ignore the geopolitical challenges of hydrocarbons for some time now. However, of the recent past have brought this issue to the fore once again.

### The return of geopolitics

Geopolitics represents a major aspect of energy policies and energy supply. Europe and Norway represent only a small percentage of global supplies: 1% of world oil reserves. Most of our supplies come from a limited number of countries located in conflict-ridden regions, and this inequality in the geographic spread of oil and gas reserves is at the heart of the issues we face.

The situation is quite similar in gas. Two-thirds of the world's gas supplies are located in Russia, Iran and Qatar. However, the emergence of non-conventional hydrocarbons – for example, shale gas in the US – represents a real game changer in the field of global energy geopolitics. The rise in the US production of tight oil and shale gas since 2010 is the largest increase in oil and gas output in history. It has allowed the US to return to a situation of energy independence for the first time since 1952.

The Ukraine conflict is an example of the return of geopolitics to centre stage. It reflects the growing competition between the US and Russia for the supply of gas to Europe, with the US aiming to become leader of the international LNG market. As the leading exporter of gas in the world, and the third-largest producer of petrol, oil and gas have become weapons in the hands of Russia.

At the same time, the situation in the Middle East remains extremely unstable. The US is slowly but surely disengaging from this region, leaving it open to the ambitions of China and Russia. The possibility of a nuclear pact with Iran is increasingly uncertain, and there is no end in sight to the wars in Libya, Syria and Yemen. Arab countries have signed the Abraham Pact with Israel, and Turkey is once again aspiring to recreate the Ottoman Empire. The Middle East therefore remains a significant threat to the security of supply of gas and oil.

Finally, China has become a major player on the energy scene. Oil and gas supplies remain the country's Achilles heel, and it is therefore developing a dynamic diplomacy in all regions of the world, be they the Middle East, Russia or Africa.

## The European energy crisis of 2021-2022

The energy sector is in crisis, not only because of the war in Ukraine. This rise in energy prices began in 2021 for a number of reasons: post-Covid economic recovery, increased demand in China, the rise in coal prices, severe climate events, and so on. There were also several structural reasons linked to the liberalisation of gas markets, which gave precedence to the short-term and led to a lack of investments.

The events of 24 February were a major turning point. It is necessary to remember that Russia represents 6.4% of worldwide oil reserves, and 17.3% of gas reserves. It is the world's third largest producer of oil, and the world's first exporter of gas. Russia represents 23% of Europe's oil imports, 46% of its gas imports, and 60% of its coal imports. At the same time, Russia is also very dependent on Europe, which represents 90% of Russia's gas exports. Russia's hydrocarbon exports account for 25% of that country's PIB and 40% of its budgetary revenues. For many decades, that interdependence contributed to the security of Europe's energy suppliers – a security that has now come to an abrupt end.

Russia's invasion of Ukraine had an immediate impact on gas prices in Europe and Asia, as well as oil and electricity prices. Most European countries have responded with initiatives that compensate consumers for the increase in prices. Such initiatives are clearly not sustainable in the long-term.

The EU rapidly launched sanctions against Russia, in particular with an embargo on coal imports announced on 8 April, and a partial embargo on oil imports announced on 6 June. To date, no decision has been made on a gas embargo on gas. However, as of 11 May, there has been a 25% reduction in gas transiting through Ukraine.

Europe will be able to find alternatives to Russian coal and petrol, and Russia is indeed shifting its exports to China and India. However, when it comes to gas, there is no easy

alternative for Europe to Russian supplies, and Russia will find it difficult to find other buyers. This represents a huge challenge for Europe, and I fear it will harm Europe much more than it does Russia.

### Long-term tensions

The lack of investments made in the past with respect to the exploration and production of hydrocarbons is adding to the crisis. Global investments in this area have halved since 2014, leading to an increase in the power of oil-producing countries including Russia. OPEC+ has succeeded in re-taking control of this market, as demonstrated in yesterday's decision to drastically decrease oil production to 2 million barrels per day.

It is also important to remember the significant role played by gas in Europe's energy mix. Gas represents 44% of energy demand in Italy, and 25% in Germany and Spain. France is less dependent thanks to its nuclear capacity. Europe has limited solutions available to replace its imports of Russian gas. LNG was considered a possible solution but the available resources and infrastructure would not be sufficient to compensate for Russian gas. Filling European reserves for the coming winters therefore remains a major challenge.

There is a renewed interest in Europe in biomethane, the production of which has doubled since 2015. Europe has set itself an ambitious objective for the production of 35 billion m<sup>3</sup> of biomethane by 2030.

### Conclusion

I have focused on the geopolitics of hydrocarbons, which have been somewhat overlooked in our energy policies to date. We also face new challenges regarding China's monopoly on certain energy sources and rare metals. Geopolitics represents a huge challenge for the supply of energy, but I do not see any real signs that this has been taken into account either at the national or European levels.

## The role of renewables for energy security – opportunities and challenges

Paolo Frankl (Head of the Renewable Energy Division, International Energy Agency)

I will focus on an issue that has not yet been mentioned today: the threat of climate change and the additional challenges it will bring to energy security. We are currently experiencing our first real global energy crisis, one that is having a much greater impact than the 1973 crisis. The 1973 crisis was an oil crisis and it was a crisis mainly for Western countries. Today's crisis is global and it affects all technologies and fuels.

### Renewables: a paradigm shift in energy security principles

Renewables represent a paradigm shift for energy security, i.e. a shift from more geopolitical aspects to the issue of the availability of natural resources, where and when they are needed. We also need to consider short-term and longer-term security issues in a potentially net-zero world.

Renewables are continuing to break growth records, and this has a very concrete impact on energy security. In the last decade, in average, Europe consumed Russian gas to produce approximately 100-200 TWh of electricity per year. The additional production of wind and solar in the next 2 years will cover that amount entirely. This demonstrates how even variable resources like wind and solar can contribute to energy security, notably in terms of providing energy at affordable prices.

In this context, we can also note that bioenergy is the hidden giant of renewables. Without bioenergy, we would be in a much more difficult situation today in terms of energy security.

When it comes to wind and solar, one of the next challenges we face is the concentration of technologies, supply chains and critical minerals in China. That is clearly a reason for concern.

### Long-term opportunities and challenges

We face threats from wildfires and extreme weather events, but the IEA roadmap shows that we still have pathways to reach net zero. They are narrow, but still possible. Renewables are central to reducing emissions in electricity, and will make up almost 90% of electricity generation in 2050. Wind and solar are the cheapest option for electricity production today in 80% of the world. In a net zero scenario, they would increase by a factor of 20 to represent around 70% of global electricity supply in 2050. That represents a massive challenge and change in how our electricity systems need to be operated.

The IEA framework for system integration of variable renewables has 6 phases, which classify the degree of difficulty. Several countries are already in Phase 4 (variable renewables represent 100% of electricity generation), but no country is yet in Phase 5 or 6 (a systematic surplus of renewables).

The well-known IEA-RTE study of 2021 looked at the technical feasibility of the integration of very high levels of renewables in France. The study also addressed the issue of system inertia: if the majority of generation comes from non-rotating machines, we lose the self-generated system inertia that is an important pillar of electricity security today. Market-based solutions are emerging to address this issue, for example synchronous condensers or “grid-forming” renewables or batteries. However, these technologies are not yet proven on a large scale.

RTE has also completed a more sophisticated analysis of the right mix for France. If there is a very significant proportion of variable renewables in the mix, it will be necessary to pay for 40-60 GW of additional flexibility to cover peak demand. There are different ways to do this, for example through the use of

interconnections, long-duration storage and low-carbon fuels.

The IEA has just started a new project, focusing on managing seasonal variability of renewables. We are studying the issue in different climatic zones. The integration and security challenge depend on a number of parameters, including the seasonal demand profile, the size of peak load, hydropower availability, seasonal wind and PV complementarity.

We are also tracking all the projects for hydrogen production underway in the world today. A positive aspect for energy security here is the diversification of supply routes. The Middle East plays an important role, but every country in the world is rich in at least one renewable resource, and most countries are rich in more than one such resource. That is very good news for energy security. The projects pipeline amounts to approximately 12 million tonnes of hydrogen production globally. The transport costs for getting the hydrogen to where it will be used are, of course, massive. Europe has a challenge to compete in

this new field with its new import target of 10 million tonnes of hydrogen by 2030. However, this is good news for renewables as it allows us to unlock the huge potential of renewable resources that would otherwise not be used, as they are in areas of the world where there is no electricity demand.

### Conclusion

First, we need diversification in terms of technologies and in terms of supply routes. Second, we need energy efficiency, and we need low-carbon technologies including a strong portfolio of renewables, not only wind and solar. Third, with diversified technologies and supply routes renewables will help to reduce energy costs. Fourth, we need to achieve fully flexible power systems to achieve our goals and integrate variable renewables in secure and cost-efficient way. Finally, the international trade of hydrogen and derived fuels will play an important role in the future, including by helping solving the challenge of long duration storage.

## Panel Discussion

### Jean-Marie Dauger

Why have we proved to be so inadequate in our forecasts throughout history? Economists have not been able to anticipate the current financial crisis, and we did not anticipate the crisis related to Russian gas. Why were we taken so by surprise? Are humans incapable of such analyses or did we not grasp the implications of our globalised economies?

### William D'haeseleer

While we received certain signals in a broad sense, we never imagined that this type of issue could emerge in the energy sector. Our analyses tend to be based on an assumption of linear developments over time. However, we are here dealing with non-linear shocks. In addition, we have been very naïve. Nevertheless, regrettable as they are, Putin's actions

have forced us to wake up and reconsider our energy systems. If Putin had acted in 10 years' time, the consequences would have been even more dramatic.

### Olivier Appert

Germany made a major political decision to cooperate with Russia on energy, even going so far as to sell part of its gas storage capacity to Gazprom. That reliance on Russia was a deliberate political decision made by Germany, and is an area of great concern. Our energy outlook is extremely complex and based on many different factors: geopolitics, market design, environmental issues, and so on. Geopolitics has thus emerged as a major issue in today's world.

### **Paolo Frankl**

This is a very complex question that goes beyond the issue of energy security which is the topic of this Forum. Part of the response is that we missed or ignored certain signals. For example, the IEA alerted us to a strange situation with respect to prices in 2021. However, the real problem relates to consensus-building and solidarity. In the coming winters, European solidarity will be critical for the political future of the European Union. On the more positive side, we saw that the response to Covid was so huge it was unimaginable – no one could have imagined that we would produce 7 million vaccines in only 20 months! This shows that, with the right consensus-building and solidarity, solutions are possible.

### **François Dassa**

First, why has there been such a lack of investment in gas and oil infrastructures, and how can we encourage such investments in the future? Second, Paolo Frankl indicated that wind and PV could replace the generation of gas. However, that assumes the continued use of coal. This shows the importance of looking at the system as a whole, and not only one part of it.

### **Olivier Appert**

2014 was a pivotal date for oil, with a drop in oil prices followed by a drop in investments. International oil companies clearly want to make profits in the short-term in order to finance their investments. The proportion of investments made in the energy sector did in fact increase significantly by US, European and international oil companies.

### **William D'haeseleer**

I believe that, by unilaterally advocating a stop to investments in fossil fuels, the IEA has a certain responsibility in the lack of investments. Is the IEA not co-responsible for this lack of investment? What impact has Covid had on the production of shale oil and gas in the US?

### **Paolo Frankl**

The current crisis is an energy crisis not a crisis of capacity. The real problem today is

gas storage, and I agree that my slide does not represent the longer-term situation. We look at system costs in our longer-term scenarios, and we consider all forms of flexibility including affordable storage, dispatchable supply, and thermal storage power plants. However, when it comes to the next 2 years, my slide is correct: we are substituting gas that would otherwise be stored.

The IEA's analyses are based on the assumption of a smooth transition in the long-term. However, we do indeed run the risk of a disordered transition. That is where the real challenge lies, as a disordered transition will clearly be more costly for our economies.

### **Olivier Appert**

Regarding, non-conventional hydrocarbons in the US, Covid had a significant impact on the industry: there were 2,000 rigs in 2014 and only 500 in 2016. The initial growth objectives have now been replaced by a focus on profitability and risk reduction. We could say that President Trump started the flow and President Biden has stopped it.

### **Lionel Taccoen**

There were plans in the past to enter into an Energy Charter with Russia. However, in 2019, Putin stated that he would never sign such a Charter. Is this not a real blind spot for Europe?

### **Olivier Appert**

European energy as such does not really exist, and the European Union has no diplomatic power in this area.

## Session 2 | *New forms of energy dependence*

### Strategic metals: the new challenge of the energy transition

**Christophe Poinssot (Deputy Director General and Scientific Director, BRGM)**

Our needs for mineral resources are growing due to economic and population growth, and due to the acceleration in both the energy transition and digitalisation. Our societies were founded on the basis of a limited number of elements, but we are now reliant on more and more metal-intensive technologies. For example, for every 1 MW of the coal-fuelled powerstation we replace with low carbon generation, we need 6 times more minerals. Similarly, an electric car needs 6 times more minerals than a conventional car. As a result, there is a huge increase in demand for “historic” metals such as copper and for “new” metals such as lithium, cobalt or rare earths. In addition, the digital transition is also extremely reliant on metals, whether it is for data centres, connected objects, or the internet. The digital sector also needs energy to function. It currently accounts for approximately 5% of global energy use, a figure that could potentially grow to 20%. There is an interconnection between the energy transition and the digital transition. They both require many different metals. It is estimated that it will be necessary to produce more mineral resources between now and 2050 than have been produced since the beginning of humanity! That explosion in demand could potentially require future trade-off between the different potential usages. It is therefore necessary to master the supply chain for these metals, a supply chain that is characterised by a complex series of steps. In addition, the supplementary actions required along the way are often spread over many different countries, in a complex and opaque system. In this context, it should be noted that China has progressively invested in all stages of the supply chain. In many cases, these strategic metals are not extracted for their own sake. They are in fact co-produced. For instance, we do not have cobalt mines but copper mines that

co-produce cobalt. The supply of these metals is therefore quite inelastic.

France and Europe have lost their sovereignty in the area of metals. They are 100% dependent on other countries for many of these resources, having outsourced these “dirty” extractive industries elsewhere. There are still many mineral resources to be found underground in Europe, but their exploitation raises many challenges in terms of cost and the environment. One solution is recycling, which is still underemployed in our economies. However, recycling will never cover 100% of our needs; it will only ever cover 30% of our requirements. Nevertheless, it still needs to be done. France has an important potential with respect to the minerals to be found on its territory. For example, it is anticipated that France has significant lithium reserves. However, the mineral inventory of France is obsolete and limited to the less than 300 metres below ground. There is therefore a need for exploration and the re-opening of mines in France. Europe also has significant mineral resources that would allow it to reduce its dependence on imports. It needs to follow the Scandinavian example, which has succeeded in maintaining an extractive industry while also respecting socio-environmental factors.

However, it is important to note that exploration and the opening of new mines is a long and expensive process, estimated at 17 years on average. It takes 10-20 years before a mine is able to extract minerals. It is also necessary to develop new standards of responsible mining, which aims to reach the lowest environmental impact as possible and embark local populations in the development and deployment of such projects. As a conclusion, the supply of mineral resources is crucial

to the energy transition, due to the explosion in global needs and the changing geopolitical context. The current decarbonisation trajectories are not at the world level consistent with the resources available to date due to the time needed to implement new supplies by either recycling or mining. In this context, having a structure to carry out mineral, economic and strategic intelligence is a first step in the direction of a better resilience. In this perspective, OFREMI (the French Observatory on Mineral Resources) will be launched in November 2022

and will gather the expertises of BRGM, CEA, IFPEN, IFRI, ADEME, and CNAM. This pluridisciplinary body will be jointly funded and managed by the government and the industrial federations. It will be responsible for (a) understanding the value chain of minerals at the global level, (b) assessing the impact of technological innovations, and (c) identifying and ranking the various supply risks and propose alternative sourcing.

### Water scarcity and energy security

**Hasmik Barseghyan (President, European Youth Parliament for Water – EYPW)**

I will focus today on the water-energy nexus, in particular the relationship between water scarcity and energy security. Water and energy are critical inputs for our economies. Water is used in most energy production processes: fossil fuel production, thermoelectric generation, hydropower, renewable energy production, and the production of biofuels. Various factors determine the impact of energy on the withdrawal, consumption and quality of water resources.

At the same time, energy inputs are spread across the entire supply chain of water: source, extraction and treatment. Once used, water is returned to the source, is treated, or evaporates. Energy inputs are needed at various stages of this process, subject to local conditions.

This interaction between water and energy is known as the water-energy nexus.

#### Water-energy nexus

Global energy demand is projected to increase, which will result in an increase in water withdrawals and consumption in the sector. How can we meet this rising demand? In Europe, in 2017, almost 250 million m<sup>3</sup> of water were abstracted. In 2017, 40% of that water was consumed and 60% was returned before or after the use of surface and ground water. The

percentage of abstracted water returned differs greatly in each sector: the agricultural sector (30-40%), the industrial energy sector (80%), hydropower (almost 100%). On average, rivers supply 62% and ground water 25% of total water abstraction in Europe.

In terms of freshwater consumption by sector in Europe, agriculture represents 58.3%, electricity production (18%), mining and manufacturing (11%), households (10.6%), and services (3.3%). However, there are significant regional differences in the breakdown of water consumption. In Western, Eastern and Northern Europe the major consumers are electricity production at almost 67%. In Southern Europe, the agriculture sector uses the most water, around 50% in Italy and 80% in Greece. There are also different seasonal impacts, with more water consumed in spring and summer.

With respect to water stress in Europe, this is becoming a reality in many parts of Europe. Drought and water scarcity are no longer rare occurrences, and 20% of Europe and 30% of Europeans are affected by water stress each year. This comes at an annual cost of €2-9 billion. Southern Europe is the worst-affected region, but we also find water stress in parts of Western, Eastern and Northern Europe.

Future projections of water stress in Europe have a negative outlook as a result of climate change and socioeconomic development. The duration of water stress is also expected to increase by up to one month, with the highest increases expected in Spain, Portugal and the Mediterranean.

### **Water use in electricity production**

Water is a critical input for power generation, primary energy production, and oil refineries. Electricity production represents over 90% of the total freshwater abstraction by the energy sector in Europe. Electricity generated by combustion plants represents 60% of all electricity consumed in Europe. The discharge of cooling water by these plants causes thermal pollution with a negative impact on fish populations.

Hydro plants provide approximately 12% of total energy production. Virtually all the water used in these plants is directly returned to water bodies. The plants, nevertheless, have significant negative hydromorphological impacts as they impede the natural water and nutrient cycles, and they create obstacles for the transport of freshwater biodiversity, sediments and substances.

Solar and wind power plants use much less water than other energy sources.

### **Water-related risks to energy security**

There are 2 main water-related risks to energy security: (a) the shift in water availability and quality, and (b) the increase in energy demand for water production, treatment and distribution. These risks result in the reduced reliability of supply and the increased reliance on more expensive forms of generation. They also place strains on the energy system. When it comes to shale gas, there is a growing concern regarding the environmental impacts of hydraulic fracking. The lack of water availability could reduce the development of shale in many regions of the world, as almost 38% of identified shale resources are located in arid or water stressed areas.

### **Energy-related risks to water security**

There are 3 main energy-related risks to water security: (a) limited or unreliable access to the affordable energy needed to extract water, (b) re-allocation of water resources from other end uses (c) water contamination due to energy extraction processes. These risks can lead to a disruption in water supply to end users, increases in the delivery costs of water, and contamination of water resources.

### **Conclusion**

Energy supply and reliability are affected by the direct physical impact of climate change, which poses threats in many different areas. Elevated water and air temperatures reduce the efficiency of power plant generation. Electricity transmission is less efficient in higher air temperatures, weakening capacity of grid infrastructures. There will be a reduction in water availability in arid and semi-arid regions, threatening the water resources necessary for different forms of energy supply. Extreme weather events are a current and growing threat to energy security. In the US, for example, weather caused 80% of all outages from 2003 to 2012.

Increasingly numerous and intense floods in areas close to energy plants can cause severe harm to power production and delivery infrastructures. In addition, these risks do not exist in isolation, and the convergence of multiple risks can cause additional challenges.

### Strategic energy autonomy

Richard Lavergne (Associate Member, General Economic Council)

#### The concept of energy autonomy

The concept of strategic energy autonomy emerged in 2017 when President Macron addressed the Sorbonne with the idea of a sovereign, united and democratic Europe. It is difficult to talk about the sovereignty of Europe when each member state is completely autonomous with respect to issues such as defence, energy mix or taxation. Similarly, Art. 4-2 of the EU treaty provides that national security remains the sole responsibility of each member state.

France has had a long-standing concern with respect to its sovereignty and its energy autonomy. Some of its neighbours consider this close to a protectionist policy, and more liberal countries like the Netherlands and formerly the UK prefer the invisible hand of the market. France's nuclear capacity was a source of national pride and was part of its strategy to be less dependent in energy terms than what the geography has allowed. At the same time, France is a much more dis-industrialised country than its neighbours such as Italy, for example, which is a concern both with employment and sovereignty.

Until 2021, France did not have much success in promoting its concept of strategic autonomy. However, in the aftermath of Covid, the European Commission's *2021 Strategic Foresight Report: Enhancing the EU's long-term capacity and freedom to act* called for a series of actions including (a) with respect to carbon neutrality and the reduction in energy dependence, and (b) with respect to critical raw materials.

#### Energy supply by source

The IEA has carried out an assessment of G20 countries with respect to the reliance of their energy mix on fossil fuels (coal, oil and gas). Saudi Arabia is at the bottom of the list as being 100% reliant on fossil fuels, while France

comes out on top with approximately 50% of its energy supplied by nuclear and renewables.

When it comes to the materials that are critical for a low-carbon economy, we can see that 4 low-carbon technologies (hydrogen, wind, solar PV, electric vehicles) require high amounts of critical materials.

#### The Russia-Ukraine war

The Russia-Ukraine war has brought into question the EU's energy system at a particularly difficult time for the continent. Europe, in particular Eastern Europe, is heavily reliant on Russia for its energy supplies. There are no LNG terminals yet in Germany and its nuclear plants were supposed to be closed in 2022. Unfortunately, exceptional major maintenance works on French nuclear plants have been planned for 2020-2023 and the Covid crisis have delayed some of them which puts the 2022-2023 winter at risk.

Emergency measures have been launched in the EU but they are not particularly well-adapted to long-term and complex crises. Questions have arisen with respect to the design of energy markets which are based on marginal costs in the short-term. On 18 May 2022, the EU therefore launched the REPowerEU plan to reduce Europe's dependence on Russian fossil fuels by rapidly accelerating the energy transition. It aims to result in a more resilient energy system and a genuine union of energy.

The energy transition and strategic autonomy are quite complementarity. However, several difficulties are still to be overcome. Digitalisation poses a threat of cybersecurity and supply issues for components. We also face supply issues for critical raw materials, notably lithium or copper. Europe is dependent on other countries for key equipment and technologies such as PV panels, electrolyzers or methanisers. There is also a shortage of key skills and competencies, for example with

respect to welding in nuclear plants. Europe may be less competitive vis-à-vis countries that are less concerned by climate and environmental matters. Finally, there is the question of the delocalisation of certain industries.

### EU actions

The EU has launched a number of plans and initiatives in part to address the fact that each member state appears to be taking its own approach. Moves are underway for instance to harmonise different electricity networks, and to launch an Energy Sobriety Plan for winter 2022-2023. The REPowerEU plan also seeks to bring Europe out of its dependence on Russian fossil fuels well before 2030.

In France, actions are well underway to accelerate the filling up of gas storage, and the France 2030 plan will see €30 billion in investment to industry over 5 years.

## Panel Discussion

### William D’haeseleer

First, is Europe not being too cautious with respect to fracking? Second, when discussing the energy-water nexus, you focused mainly on extraction. However, what would be the impact of a 2-day electricity blackout on the production of drinking water in Europe?

### Hasmik Barseghyan

First, there are huge shale gas resources in Europe and the US. The question we face is: if it is admissible for the EU to import gas from the US (including shale gas), why is it not acceptable to produce shale gas in Europe? There is an environmental impact in terms of climate change, whether it takes place in Europe or in the US. Second, the energy-related risk to water security is, of course, a very important point – the extraction, distribution and treatment of water are clearly interconnected to energy supply issues.

### Conclusion

I will conclude with a number of recommendations with respect to strategic energy autonomy.

First, stimulus and «green» investment plans should be reviewed with the aim of creating greater resilience and strategic autonomy. Second, work should continue on identifying possible game changer technologies. That is preferable to only relying on sobriety to resolve all our problems. Third, nuclear power should be restored to playing a major role in Europe’s decarbonisation and autonomy. Fourth, we should implement the carbon adjustment mechanism at borders (CBAM), and provide more support to energy-intensive companies. Finally, we should advocate capacity margins for electricity rather than using the marginal cost of the last gas power plant.

### Jean Eudes Moncomble

Many people do not know – or do not want to know – that some of our gas comes from US shale gas.

### Maëlle Gomez

Christophe Poinssot mentioned the importance of recycling. What are your views regarding eco-design?

### Christophe Poinssot

We obviously have to do our best to re-optimize the use of all resources. The use of eco-design means that our products last longer, can be recycled and can be repaired.

### Loyle Campbell

How will it be possible for Europe to maintain strategic autonomy on nuclear energy given that China and Russia can deliver next generation power plants at a far lower cost than Europe can?

### **Richard Lavergne**

There are not many Chinese nuclear plants being built in Europe. Apart from questions of cost, there are questions of security that make the European offer relevant.

### **Christophe Poinssot**

We cannot compare the French situation with that of China where 5-6 reactors are built per year.

### **Lionel Taccoen**

A recent IEA Report compares the cost of building a reactor in Europe or elsewhere, showing that there is a huge cost gap between the two. The IEA explains that this is due to a situation of chronic sub-investment in the US and Europe.

### **Daniel Vitry**

When it comes to strategic autonomy, do we not need to revise the rule of unanimity rule?

### **Richard Lavergne**

Increased interdependency within Europe is a positive development. However, when there is a crisis, member states tend to act in their own individual interests. We therefore cannot rely on interdependency to resolve all the issues we face, and it is necessary to remain cautious here.

### **Yana Popkostova**

First, no mention was made of refining capacity for rare metals, which is a strategic risk. How quickly can the EU develop such a refining capacity? Second, reference was made to the French Observatory on Mineral Resources (OFREMI), and the EU is also setting up a similar body. What will be the relationship between the two?

### **Christophe Poinssot**

First, I did not have time to cover all of the issues, such as refining. If we want sovereignty, we have to re-industrialise the entire value chain including intermediary industries such as refining. Second, the EU has called for coordination among all the different agencies and

bodies working in this area, and that is exactly what we intend to do.

### **Jacques Roger-Machart**

You referred to a convergence between digitalisation and energy. Will our consumption of energy in the coming years be similar to that of the past, or will a greater proportion of our energy be dedicated to digitalisation?

### **Christophe Poinssot**

Going forward, we all need to also practise a digital sobriety but that is far from being the case today. At the same time, the context could be radically changed by the use of quantum IT that is less reliant on mineral resources.

### **Question from the floor**

Given the blackouts that occurred in Europe in 2021 should we not be pursuing the use of nuclear energy?

### **Richard Lavergne**

There is still some interest in nuclear in France but we need to review our industrial network. However, the situation in Europe as a whole is not that clear.

### **Jean Eudes Moncomble**

The RTE's 2021 Report addresses this question in detail.

### **Christophe Poinssot**

The real question here is the acceptability of nuclear power which remains a challenge.

### **Dominique Finon**

There is a plan to set up a fund to finance European holdings in foreign mines for strategic materials.

### **Christophe Poinssot**

On the one hand, such holdings are necessary as Europe lacks certain resources. On the other hand, we must avoid being naïve. We need to establish better long-term contracts and holdings in mining, but this will not address all the issues we face.

## Session 3 | Responses to new challenges

### Dependency versus vulnerability: reforming the electricity sector

Jacques Percebois (Emeritus Professor, University of Montpellier)

#### Introduction

I will focus on the electricity market, highlighting the differences and relationships between vulnerability and dependency. It is in fact possible to be both dependent and vulnerable, independent and vulnerable, dependent and non-vulnerable, and finally independent and non-vulnerable.

The situation in most European countries is one of dependency and vulnerability. The ideal situation is that of being independent and non-vulnerable which describes, to a certain extent, the situation in France thanks to its nuclear fleet. It does, however, require that France follows through with its 4<sup>th</sup> generation of nuclear energy.

In this context, a diversification of imports across different geographic sources reduces our vulnerability but does not completely eliminate it. Similarly, decarbonisation of the energy mix will not eliminate all our geopolitical risks. Finally, the interconnections between different electricity systems in Europe help reduce vulnerability on the one hand, but also increase it on the other, for example by transmitting price variations or even blackouts from one country to another.

#### New forms of dependence and vulnerability

We are increasingly dependent on the technologies associated with renewables – in particular with respect to China. We are dependent on the foreign control of strategic infrastructures and technologies. We are dependent with respect to our technical skills, with an already visible lack of engineers and technicians in Europe. This lack of interest in scientific careers will be a major factor in our vulnerability in

the future. We are dependent on foreign patents, highlighting the need to invest more in research and innovation. Finally, we are dependent on the increase in energy prices in Europe, which could lead to a delocalisation of industry outside of Europe.

This new vulnerability is clear if we consider the global production of semi-conductors. Europe produces 10% of the world's semi-conductors but consumes 20% of global production. In contrast, the US produces 38% of the world's semi-conductors but only consumes 25%.

There are 2 reasons for the hike in prices the European electricity: (a) the increase in the price of gas, and (b) the lack of production capacity. In 2005-2021, France and Germany together closed down 34,650 MW of production, which is exacerbating the current crisis.

#### A reform of energy markets?

Calculating the equilibrium price on the basis of the marginal cost of power plants does not make it possible to finance the fixed costs of a fleet made up primarily of renewable and/or nuclear energy. The logic of a merit order based on marginal costs was introduced at a time when the fleet was predominantly thermal, and variable costs represented a significant part of overall costs. By its very nature, a price set on the basis of the short-term variable cost of a power plant does not send the right signal for a capital-intensive investment that has a life span of several decades.

Many different solutions have been put forward for the short-term and the long-term.

- Short-term solutions
  - Maintain the setting of prices on the basis of marginal costs, but strongly encourage sobriety in consumption. That is, we “destroy” part of demand especially at peak times.
  - Introduce pay as bid auctions in the wholesale market but it is not efficient in a context of a lack of electricity supply.
  - Set up a merit order based on weighted average marginal costs, with compensation available for those plants whose costs are higher than the average. Such a mechanism would lead to a drop in prices, but only if prices are already very high.
  - Place a cap on the price of gas used in electricity production. As such, the state would be subsidising the gas used, which would reduce the marginal cost and therefore the wholesale price of electricity. This is the solution adopted in Iberia (Spain and Portugal) but it is costly, and could lead to a rise in gas prices more generally.
  - Tax the infra-marginal profits considered excessive from nuclear and renewable sources in order to subsidise consumers. This solution is favoured by the European Commission.
  - Tax the infra-marginal profits that are considered excessive in order to subsidise the gas used in power plants. This would lead to a reduction in wholesale prices.
  - Place a cap on wholesale prices in the electricity market. The price is currently capped at €4,000 per MWh, and the idea would be to cap it at a much lower price. However, gas plants could refuse to participate in such auctions as the price would not cover their variable costs.
  
- Long-term solutions
  - Introduce a single buyer mechanism. The operator would negotiate long-term contracts with producers, and prices would be aligned with the long-term marginal costs (or on average costs) rather than with short-term variable costs. That would make it possible to smooth out the costs in tariffs.

- Return to a system of public monopolies combined with long-term planning of investments.

My preference in the short-term is for the Spanish solution, subsidising the price of gas used in power plants. In the longer-term, I would favour the single buyer solution.

### Conclusion

The role of the state is to anticipate future as well as current vulnerabilities, such as cyberattacks or military interventions.

Given the uncertainties that exist with respect to future technological choices, it is necessary to maintain a minimum level of flexibility. Being able to adapt to unanticipated problems contributes to reducing vulnerability. All of this requires investments in innovation and in training.

Energy independence requires the development of centres of excellence embedded in global markets, both in the public and private sectors. It is also important not to weaken efficient public monopolies or multinational groups, which are assets for the French energy sector in particular.

## *The electricity pricing crisis: fixing the flaws of market design*

**Dominique Finon (Senior Research Fellow, CNRS)**

I shall focus first on the question of market imperfections which are at the source of market failures to invest in high CAPEX equipment in low carbon assets and for security of supply, and flexibility of the system, and what can be done to resolve them. In a second step I develop a proposal to decouple wholesale prices and retail prices by an alignment of the latter on the long term costs of the low carbon mix, while keeping some price variability.

### **Responses to the current crisis in electricity prices**

What responses have been made to the current crisis to date? In a first step compensatory measures were introduced as we continued to believe in the efficiency of market design. Later on, emergency market interventions were introduced, for example the windfall tax on super-profits.

In the longer-term, different countries have a different awareness of the need to change market design. In France, which is not very reliant on gas generation, there has been a call for the decoupling of electricity and gas prices. The aim here is to protect industrial and small consumers against extreme prices. Ursula von der Leyen, on the other hand, referred to the need for a huge reform: our markets were designed for systems based on few renewables, and the aim here is to accelerate the energy transition.

### **Three objectives for a comprehensive reform**

Three goals should be assigned for a comprehensive reform of the present market design.

First, we must maintain hourly markets which allow an efficient short-term coordination within the system and with other systems via the market coupling.

Second, it is necessary to decouple short-term price signals and long-term signals for investment in low-carbon technologies. This can be done through the use of guaranteed revenue contracts that transfer the risks associated with such investments to the government.

Third, it is necessary to ensure that consumers are protected by the use of relatively stable retail prices by aiming to have a way for aligning them with long-term costs. At the same time, some retail price variability is necessary in order to encourage changes in consumer behaviour.

### **From market imperfections to market failures**

Today, the market suffers from extreme price volatility resulting from the coupling of electricity and gas prices. Market integration means that prices are aligned with the marginal plant costs of the central-west European market, and this is a problem for countries with a low level of fossil gas generation. Markets are also incomplete, lacking long-term financial products to help hedging investment in any generation technology. This explains in particular why markets did not triggering investments needed in peaking units for the security of supply and presently for low-carbon technologies (wind-power, solar PV, nuclear, storage, electrolysis).

To correct these market failures, various remedies have already been introduced. We saw the introduction of capacity remuneration mechanisms (CRMs), with each member state choosing its own design. The most efficient ones are those based on forward capacity contracts with government, the sole to create incentives to invest in peaking units and not only to postpone fossil equipment closure. We also saw the introduction of long-term arrangements for guaranteed revenues for renewables, feed-in-tariffs where the total subsidy is financed by a tax per MWh, or contracts for

difference (CfDs) that cover the risks of wind or solar PV. It is necessary to generalise these measures (forward capacity contracts and CfDs for low carbon equipment) with a view to greater consistency and to levelized the competition between technology.

### **The model of long-term Central Buyer**

The long-term central buyer model is a solution that covers the three objectives of a comprehensive reform. It requires the creation of a public entity responsible for contracting the CfDs and the capacity contracts, which should be private limited company owned by the government. Long-term contracts apply to new low carbon assets and should be progressively extended to existing assets. The choice of financial long term contracts with the government and not PPAs on physical MWh aims to preserve the EU wholesale spot markets. The Central Buyer will also be the counterpart of the forward capacity contracts with fossil equipment (used as a backup of variable RES and as peaking units) and with flexibility sources (storage).

Concerning the relationship between wholesale and retail prices in the model, the central buyer is in a position to have in hands long-term costs of each low carbon unit. It would pay the spot price plus the reference price – spot price difference for each low carbon MWh. On the other hand side, downstream, the central buyer assumes a major part of the retailers' sourcing, corresponding to the quantities produced by the low carbon generators. They buy these MWh's at posted prices calculated on a transparent basis validated by the regulator to avoid market power exercise. Besides the retailers have to purchase their complementary sourcing on the power exchange at the spot price and so their price offers to their customers with different types of load profile include more or less some price variability. So retailers would continue to be compete on their ability to match their different sourcing with the load profile of their customers, and their price and service offers including demand-response contracts.

On the top of this market design a strong governance is necessary for the long term coordination. It could not be at the EU level, but at the national level along with the subsidiarity principle to let each member-state exercise their own sovereignty in the choice of its electricity mix, as recognized in the art. 194. A rational planning of investments in the technology mix is needed at the national level, as well as between the deployment of variable renewables and those of flexible sources. A dedicated public organism would be set up with a wide range of skills in the modelling of complex power systems, as was the case in Brazil where a similar hybrid regime market & planning have been implemented after a crisis in 2005. That agency would provide impartial advice over politics to the government which chooses in last resort.

### **Conclusion**

The model of Central Buyer would achieve both (a) the acceleration of the transition, and (b) protection of consumers. It is also compatible with EU rules, with upstream competition on the wholesale market and downstream competition on the retail market. It also allows contracting by PPAs between private parties. However, it disconnects retail prices from wholesale spot prices that is opposite to the article 5 (2) of the directive which considers such a disconnection as a retail price regulation. In addition, the model is not compatible with direct cross-contracting between the central buyer and large external buyers who could be attracted by lower bulk prices offered by the former, which reflect higher economic efficiency of the long term public choices in the country.

*Recomposition of geopolitical issues linked to the decontinentalization of flows*

Nicolas Mazzucchi (Research Director, Strategic Studies Centre of the French Navy)

The French armed forces represents over €1 billion in expenditures on energy per year. We are not an energy producer, but we are very concerned by the question of the security of supply. I will be presenting the concept of decontinentalisation, which could be considered the opposite of what we have seen so far.

**The European energy system**

In 2019, the European energy system was primarily based on fossil fuels, relying mainly on fossil fuel imports, notably from Russia. The system was also very reliant on liquid hydrocarbons. Russia is also an important player in strategic metals, as is China. While France is less dependent on Russian gas than other European countries, its exposure to Russia has doubled since 2009.

Decontinentalisation refers to a reduction in the reliance on different continents. In this, it is important to note that many of our hydrocarbons transit through Russia. For example, any imports from Asia also pass through Russia. As a result, Russia's invasion of Ukraine has resulted in a massive fallout in Europe, leading it to completely rethink its supply of hydrocarbons.

Today, Europe has a new partner: India. We are now able to obtain oil supplies from India thanks to its recent adherence to BS6 norms. That allows Europe to move away from its reliance on Russia. If the Russian invasion had occurred in 2018, what would we have done?

**The rise of the Mediterranean**

We are moving away from the Eurasian plate but we are now seeing the re-emergence of issues that were perhaps marginalised in the past: the Mediterranean. The Navy is focused on the Indo-Pacific region which covers all of the Mediterranean going on to the Indian Ocean and the Pacific Ocean. We therefore refer to the Indo-Mediterranean region, which represents a decontinentalisation of our energy

sources. The Indo-Mediterranean is centred on the Red Sea and the Suez Canal, making it very important for France and Europe.

This is where the Armed forces enter the picture in order to protect these ever-increasing flows. We have to explore the protection of infrastructures at sea – pipelines, wind farms, cables, tankers, etc. – which raises many geopolitical and strategic questions.

If we consider the source of gas supplies to Europe in July 2022, we can see that Russia still represents 24%. More importantly, with the exception of the Netherlands, these energy sources all come from out at sea. They are thus subject to a specific vulnerability, and require military protection. An agreement has been reached between Egypt, Israel and Europe for the export of Israeli gas through Egypt to Europe. The main production sites for this gas are located 400 km out at sea, requiring permanent military protection. As we look for new sources of hydrocarbons to replace Russian supplies, we will have to go further into the sea, and this will require military interventions. The Middle East and Mediterranean are hot spots for conflict, with issues for gas resources.

We also need to consider the role of Turkey, which wants to centralise all its gas resources. It wants to be the centre point for all gas supplies in the region, a position that is opposed by France, Italy, Egypt and others. All of this is therefore likely to create further tension.

**Conclusion**

If we consider the source of gas supplies to France in 2020 and 2022, we can see that Qatar has gone from supplying 2% of French gas to 38% in that 2-year period. At the same time, Algeria went from 9% to 23%. We have therefore flipped our perspective, and we have to very carefully consider how we will go forward. Today, the Indo-Pacific region is becoming the heart of the problem.

## Panel Discussion

### **Hasmik Barseghyan**

What can we do to avoid replacing our dependency on Russia with a new dependency on Turkey?

### **Nicolas Mazzucchi**

When Russia invaded Crimea in 2014, people thought that Russia could be easily knocked over. However, Russia is the world's second-largest gas producer and third-largest oil and uranium producer. It is also one of the biggest oil refiners in the world. In contrast, Turkey wants to be an energy hub but it does not have the capacity of Russia. Today, it is only an energy hub for south-east Europe. To date, we have not had a European strategy in place for energy security. Mentalities have now changed and people are much more aware of the dangers. However, Art. 194 provides that each state is able to choose its own suppliers. It would therefore be necessary to amend the Treaty, and set up appropriate mechanisms at the European level.

### **Sylvain Herberg**

How can Europe achieve security of supply given the differences in the capital costs required among the member states? What about the costs associated with the development of the network? All of this comes with a cost to the consumer.

### **Jacques Percebois**

Regarding networks, the principle is active regulation, and investments depend on what the consumer pays. Today, EDF will not make these investments on their own. If it were a public company, it would benefit from lower interest rates. One solution is to guarantee a return to investors over the long-term. The case of Hinkley Point in the UK is based on making up for the costs as you go along. It is therefore necessary to consider what will be done to help large investors: we need to put out new calls for tenders, have groups of investors investing together, and so on. Depending on the types of financing used, the risks will be quite different and so too will the costs.

### **Olivier Appert**

The situation in the Mediterranean is similar to that of the North Sea in geological terms. However, the 7 countries surrounding the Mediterranean have been in and out of conflict with each other for over 50 years. Given the recent sabotage actions in the Baltic, how can we protect thousands of kilometres of communication cables or pipelines?

### **Nicolas Mazzucchi**

A recent French inter-ministerial strategy notes that the Navy is able to carry out in-depth surveillance in this area. Most navies have submarine programmes, and a Franco-UK programme has also been set up to provide permanent coverage of such underwater infrastructures. This is something that we master quite well and in which we have invested substantially.

### **Cécile Mazonneuve**

Today, Europe is focused on the East for its energy supply, and we face a specific challenge on security in this part of Europe. The decontinentalisation of security means that we are tempted to use US solutions. Do we need more European coordination and integration?

### **Nicolas Mazzucchi**

Decontinentalisation is occurring today in the Persian Gulf and Mediterranean areas, rather than with the US. The EU has done a lot in this area, for example the 2017 gas reform. In the recent sanctions package, Slovakia and Hungary obtained an exemption because their energy arrived by land and not by sea. As a result, maritime flows have been stopped, but not land flows. That means there is a certain trade off when it comes to sanctions and solidarity depending on local conditions. NATO is also increasingly involved in this question of energy security.

### **Dominique Finon**

There is a parallel discussion underway on carbon capture and storage. LNG supply contracts are not indexed to the spot market

but to a panel of oil products. If we want diversification through infrastructure, we need to once again enter into long-term contracts.

**Jacques Percebois**

Africa already plays a role in energy, and it will play an increasingly large role in the future in minerals. However, North and South Europe take a very different view with respect to Africa.

**Ivan Faucheux**

The gas market was working quite well, sending signals to investors who consequently invested, and sending signals to consumers who consequently reduced their consumption. First, when it comes to the electricity market, why should the wholesale market be required to protect consumers? Is that not the role of retail markets? Second, in a complex world, where electricity markets are interconnected with gas markets, how could a central buyer master all of the different skills required in electricity production? Is a central buyer really the most appropriate player to do all of this?

**Dominique Finon**

There are no interventions on the wholesale market but there are long-term markets that guarantee revenues to producers so that they invest. The central buyer would not be a physical buyer but a provider of risk coverage for producers. The cost of that coverage would be transferred to suppliers through a tax. That is the way the system works in the UK. There is therefore no contradiction between protecting consumers, and there is no need for intervention on the wholesale market. Second, the RTE Report considers all of the different scenarios possible, and addresses the different questions faced. In the most recent proposals, there is a difference between the central buyer and the body responsible for planning.

**Jacques Percebois**

The convergence to a single market is the plan for the wholesale market only, and not for the retail market. Taxes also make a significant difference here.

**Nicolas Mazzucchi**

When it comes to gas in Europe, we are in a regasification situation thanks to the past selfish behaviour of member states at the national level.

## Roundtable | What governance is needed to make transitions a success?

**Moderator: Jean Eudes Moncomble (Secretary General, Conseil Français de l'Énergie)**

We are pleased to welcome our panel of 4 speakers who will address 3 questions in this Roundtable session.

### 1. What is the main risk to energy security in Europe, today and in 3 years' time?

**Cécile Maisonneuve (Advisor, IFRI Centre Énergie & Climat; Chair, Decysive)**

The main risk we face today is exactly the one we are currently facing in Europe. We tend to see Europe as an island in terms of its energy resources. However, it is not an island like the US which is relatively self-sufficient. Rather, Europe has very few energy resources in its own territory, and is therefore linked to, and reliant on, its neighbouring countries. Europe is under threat today, and the main risk we face is ourselves: each country is taking individual actions, without coordination or consistency across Europe. Without such coordination among the member states, we will not succeed in resolving this crisis.

In the past we had a common energy policy, but we have now seen its weaknesses in terms of market design. Second, we had access to Russian gas, but we are seeing the limits of that now. Third, we had French nuclear power, which is also facing a difficult situation. Our room for manoeuvre is therefore very limited.

**François Dassa (Head of Prospective and International Relations, EDF)**

Gas is the main risk factor we face. In 2023, gas prices will remain extremely high. We import 150 billion m<sup>3</sup> of Russian gas, and we

therefore need more renewables and more nuclear power to replace that Russian supply. In that context, the Belgian and German decisions are welcome, albeit they are slightly late. However, we still have to find a replacement for 100 billion m<sup>3</sup> of Russian gas, but that would require 10 years of infrastructure development.

The solution to the gas risk factor lies in our ability to enter into long-term contracts. Without such long-term contracts, investors will not take a risk on a high-cost market. The issue we face is that our current market design does not allow us to determine long-term prices.

**Charlotte Roule (Chief Strategy Officer, ENGIE)**

Gas is both the problem and the solution. The European system has shown that it is able to respond to the crisis, and we are in the process of replacing Russian gas with LNG. We also need a number of different energy sources to successfully achieve the transition. We are therefore entering winter feeling quite good. However, we need to build something that will last into the next 3 years. When it comes to energy sobriety, we need to protect households, in particular the most modest households.

In the next 3 years, we need to encourage an acceleration in the use of biomethane, which meets our needs for decarbonisation and is also an alternative to Russian gas. As we continue to increase electrification, gas is useful in that it provides the flexibility that the system needs. However, some uses will disappear in favour of others. The question of increased capacity is particularly relevant to France, and will require some time to adapt.

Finally, in terms of supply, we need to consider flexibility and changing requirements. Our electricity production capacity is decreasing

throughout Europe, and we therefore have to determine how we will manage demand.

**Jean-Marie Dauger (Chairman, World Energy Council)**

This issue is being felt throughout Europe, as shown in our surveys. The energy crisis cannot be summed up by the gas crisis only. There will be no substantial alternative to Russian gas in the medium-term. In the longer-term, we are in the middle of a very complex crisis, characterised by many different dimensions: electricity, geopolitics, economics, the war. As a result, we feel that we have a complete lack of control and a lack of understanding. That leads to fear, which impedes the taking of action.

We must make investments, and attract investments. At the same time, we are seeing a loss of trust and cooperation. We therefore have to find a way forward on the basis of cooperation throughout Europe rather than by having each member state act individually. We cannot solve the issues we face alone, and we need to develop a system that will allow us to act rapidly. Finally, we face many different issues today, some of which are contradictory. It is therefore necessary to prioritise our actions.

**Jean Eudes Moncomble**

Today, we are very focused on the shorter-term problems, namely, how to get through the coming winter. However, what are the real issues for energy security in the longer-term?

**François Dassa**

To achieve strategic autonomy, we first need to have a powerful economy. In that context, the destruction of demand is a major problem. Europe is sending alarming signals in this area, and German industry, for example, is considering a massive delocalisation. Such a move would clearly make it almost impossible to achieve strategic autonomy. We therefore have to reassure companies about the future, in particular showing them that electricity will not always cost more in the years to come in Europe.

We need to ask ourselves the question: what combination can provide us with the cheapest,

decarbonised electricity and heating in Europe? The debate on green hydrogen should be stopped as it will inevitably lead to an increased price for heating in Europe. That is not the way to reassure European companies.

**Cécile Maisonneuve**

The priority today is European industry. Companies such as ArcelorMittal or BASF are considering leaving Europe today, and the problems that face companies in Germany also affect the whole of Europe. The reform of the electricity market will benefit companies. In terms of protecting consumers, we have seen billions of euros in price caps and other assistance. We should instead be following the Spanish example.

**Charlotte Roule**

We need to support companies, with a focus on French companies. Companies move to where the demand is. There is a wide range of solutions available but they all have different costs and timelines.

**Jean-Marie Dauger**

The evolution in geopolitics and the current energy security crisis suggest that the European energy market is perhaps finished for good. Even if it could be said to be working well, electricity is still much more expensive than it was in the past.

**Charlotte Roule**

Companies are reviewing their production methods to try and work when electricity is cheaper, or even when it is free.

**François Dassa**

Can we really envisage free hydrogen or free energy? Companies that imagine they will have access to free energy will face other problems further down the line. We need to be very cautious with respect to such scenarios, and instead undertake a complete and comprehensive analysis of the entire system. In terms of the cost of electricity, on the basis of such a comprehensive analysis, the RTE Report showed that a combination of 50% nuclear and 50% renewables in France would not lead to

an increase in the cost of electricity. However, that would require the availability of long-term contracts for nuclear.

### **Cécile Maisonneuve**

Will Europe be able to produce hydrogen or will this be done in countries where it is cheaper to produce?

### **Jean Eudes Moncomble**

This issue is at the heart of the study by the World Energy Council. We need to consider both the cost of hydrogen production, and the cost of its transport and distribution.

### **Charlotte Roule**

We hear a lot about energy independence but we still live in a globalised world. We need to continue these exchanges given that Europe does not have its own resources. We also need to avoid overloading electricity networks in a context where the level of electrification is accelerating.

## **2. How can the objective of energy security be articulated with other important issues of the transition – for example, moderate energy prices or the fight against climate change?**

### **Charlotte Roule**

This is a highly political subject. ENGIE has committed to carbon neutrality. However, companies cannot do this alone: this also needs to be driven by our governments and policy-makers.

### **François Dassa**

Will the crisis accelerate the energy transition or will it slow it down? The energy transition will require a total transformation of the geopolitics of energy. In the next 10-15 years, we will need to address the challenge of the security of supply of oil with the challenge of technological sovereignty. Another aspect of the energy transition involves reducing our dependency on China. Today, PV panels cost 30% more to produce in Europe than in China, and the question is: what can we do to lower

those costs? This comes down to a question of how we manage complex industrial projects in Europe. It also includes questions of training and productivity.

### **Cécile Maisonneuve**

In the context of the trilemma, the US has both energy security and affordable energy, and it can now tackle climate change. Europe did the reverse. We had affordable energy (thanks to Russian gas and French nuclear power) and we were tackling climate change through the introduction of renewables. However, we delegated energy security to outside parties. Without energy security, Europe now faces high costs and is unable to proceed with the transition.

### **Jean-Marie Dauger**

A recourse to isolationist views represents a major step backwards, and the World Energy Council is trying to promote cooperative types of actions. When it comes to the 3 pillars of the trilemma, most energy solutions in Europe are based on addressing climate change; the other 2 pillars have been neglected. We therefore need to rebalance our actions on the 3 pillars, and rethink our objectives.

Our perception of risk has changed, and we need to reassess the situation. We face both an energy and electricity crisis at the same time. In addition, hydroelectricity levels are at their lowest level. This does not mean that we were wrong in the past. Rather, the situation has changed so profoundly that it is necessary to review the system. Populations are not ready to change their behaviour at the speed at which it is needed. Personally, I am very concerned by the increasing gap between political discourse and the reality of the situation.

### **François Dassa**

We face a serious risk with respect to materials. The market alone cannot deliver on materials or on technologies, and we are doomed to go from one crisis to another. This is the first ever global energy crisis we are experiencing. If we want to succeed, we have to improve our planning, review our market design in electricity and gas, and carry out long-term planning

with respect to materials, metals, training, and so on. That is, we require planning plus action.

**Jean-Marie Dauger**

We also need a broader vision that goes beyond the energy sector alone.

**Daniel Vitry**

Agriculture is also part of the problem, as are a number of other sectors.

**Charlotte Roule**

We face real issues with respect to access to water and drinking water. We need to reflect on all this at the right level, and we need to do that now. These issues transcend day-to-day politics, and we need a lot of time to design and take the necessary action.

**Cécile Maisonneuve**

Energy is clearly not the only problem at hand. This is not only an issue of materials but also of IT infrastructures.

**Marc Rumeau**

You have all been talking about Europe but what Europe are we talking about? To date, the Franco-German relationship has been more to the advantage of Germany than of France. When it comes to training, we face huge issues of labour supply. As a representative of the certification body for engineers in France, I can say that we are in an extremely difficult situation. Without our engineers and scientists, we will not make progress in any of these areas.

**Cécile Maisonneuve**

I am very committed to Europe, which was in fact built on energy. What Europe are we talking about? Any European energy policy must include the Southern Mediterranean and the UK. The Franco-German relationship has indeed been negative for electricity and energy. We need to save German industry, as Germany is France's primary ally. However, France and Germany do not sum up Europe. Nor does the European Commission sum up Europe: we also have to take into account the many industrial partnerships that exist around Europe.

**Charlotte Roule**

The question of skills has to be taken much more seriously. We need to think about the skills we will need in the future, and how we will get them. That means rethinking the way we train people. One of our subsidiaries, for example, has set up a traineeship scheme for welding.

**François Dassa**

In terms of governance, we need to review market design, on the one hand, and how we manage diplomacy and geopolitics on the other. European diplomacy as such does not exist, and it cannot be expected to emerge overnight. We therefore cannot ask Europe to do too much: we tend to turn to Europe to solve all the problems that we do not know how to solve. The question of skills is clearly crucial, and it has to be considered over the long-term. Over 30% of students in Germany pursue scientific studies at the graduate level, compared to 17% in France. If we cannot attract young people to enter scientific fields, we will have to rely on immigration.

**Charlotte Roule**

We are in a crisis situation but I believe that we have the means and capacity to find solutions.

**Paul Zagamé**

Will all of the issues that have been raised today contribute to confirming the European objective of zero emissions by 2050 or will they hinder it?

**Jean-Marie Dauger**

I believe these issues will accelerate decision-making processes and boost the energy transition.

**Jean Eudes Moncomble**

Pulse surveys were carried out by the Energy Council in April and July on this very question. In April, the majority of respondents believed that this would lead to an acceleration in the energy transition. In July, most respondents thought the contrary.

**Jean-Marie Dauger**

Initially, people thought the crisis would force governments to take decisions. We now face even more crises which perhaps explains why there is a greater sense of pessimism today.

**Charlotte Roule**

It is said that one should not “waste” a crisis but use it to better understand a situation and make progress. The current upheaval has allowed us to better understand our energy systems. We are now starting to understand what a decrease in demand will mean, and we are asking ourselves how we will manage to achieve this energy sobriety. Our capacity to take a more in-depth view and better understand the challenges we face will make for a more complex discussion but one that is of much greater interest.

**Cécile Maisonneuve**

There are political consequences to what Europe is doing: by buying up gas reserves, it is creating a global energy crisis that is having a negative impact on poorer countries. Russian gas will one day return to the market and it may in fact go to those countries that need it more than Europe does. As such, this crisis could help rationalise the gas market at the worldwide level.

**François Dassa**

The 1970s saw a boom in energy, and we found solutions and alternatives including nuclear power. Today, the alternatives are more complicated and potentially more expensive. There are no obvious solutions here to all the problems we face, and without adequate long-term planning we will not succeed.

**3. What is the most appropriate governance to make these transitions a success, particularly in terms of the acceptability of energy and climate policies by citizens?**

**Maëlle Gomez**

Another way of formulating this question is by asking how we can humanise the energy transition at the global level.

**Charlotte Roule**

We are working in conjunction with Bureau Veritas to develop a label and certification process for renewable energies. That could be a way of generalising the debate and better involving citizens in the transition. For example, if a renewable asset is to be located near a residential area, how will citizens react? How will they benefit from the asset? Participative systems for this type of project already exist in the US and they are working quite well.

**Cécile Maisonneuve**

Acceptability requires a narrative on the transition. I do not buy the narrative on sobriety: it does not inspire people or give them a positive vision for the future. We need to clarify to people what is at stake. In my experience, when we clearly explain a situation to people, without trying to embellish it, then a dialogue will emerge quite naturally. Our current narrative lacks a real project for the future. It is based on abstract words such as sobriety, carbon neutrality and so on. However, words have meaning and power. We therefore have to find the right words to get the right conversation going.

**François Dassa**

What is crucial here is giving people access to low-cost energy. That is what we should focus on. When it comes to acceptability, we often neglect the structural aspects and regional divisions. If industrial or renewable facilities, for example wind turbines, are to be built in areas where the inhabitants will not benefit from them, they will obviously meet with opposition. We therefore need to provide more

local services in these areas that compensate for the damage caused by the facilities.

**Jean-Marie Dauger**

The World Energy Council launched the concept of Humanising Energy, and it has proved to be a great success. There are 2 crucial aspects at stake here: acceptability and equality. We have to adapt our systems in a way that is acceptable and that does not create other inequalities further down the line. Without that, the necessary changes will not occur.

The World Energy Council is also developing a number of actions with respect to the skills of the future, and on the question of energy literacy. Another question raised is whether this

transition needs to be top-down or bottom-up. We are clearly in a top-down approach today, and populations have not been fully embarked on this journey.

The World Energy Congress organised by the World Energy Council was to be held later this year in St Petersburg. It will now be held in Rotterdam on 22-25 April 2024 on the topic of Redesigning Energy for People and Planet.

**Jean Eudes Moncomble**

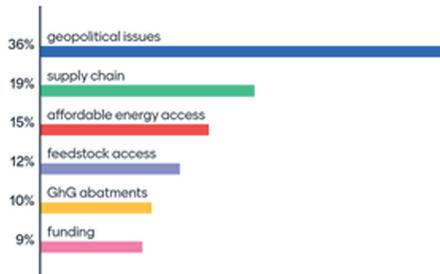
Please note that the PowerPoint presentations will be available online in due course. I would like to thank all participants – speakers and guests – for these highly constructive and informative discussions.

## Survey

**Maëlle Gomez (Manager, PwC) and Gabrielle Ménard (R&D Team leader, ENGIE)**

In order to have a more interactive Forum, a survey was conducted several times during the day by Maëlle and Gabrielle, young energy professionals from the YEP-France (Young Energy Leaders).

**Question 1. According to you, what are the major uncertainties regarding energy security?**



For the forum participants, the top 3 main uncertainties regarding energy security are geopolitical issues (36%), supply chain (19%) and affordable energy access (15%). The current Ukrainian crisis has highlighted new uncertainties such as energy access and instability.

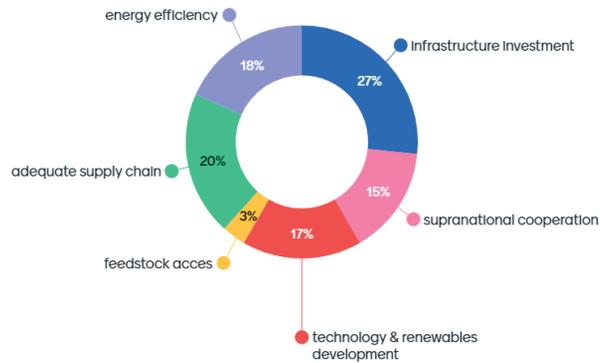
**Question 2. What words/objectives come to mind with respect to energy security?**



In times of uncertainties and geopolitical instability, reliability of the network, electricity and gas are the key words regarding energy security, underlying the access to critical feedstock.

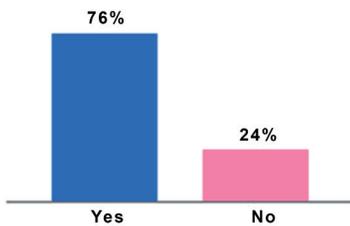
## Survey

### Question 3. How do we overcome energy dependency?



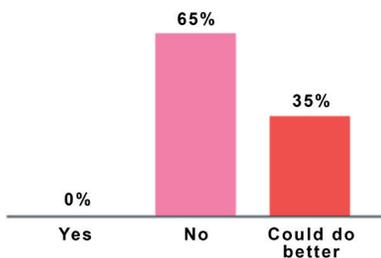
The infrastructure investment is ranked first by the participant of the Forum. It's aligned with all the current discussion around market design that have also been discussed during the forum. The adequate supply chain comes in second and the coming session about new forms of energy dependence will probably give more insights on this choice.

### Question 4. Are you pro or contra further supranational cooperation to mitigate energy vulnerability?



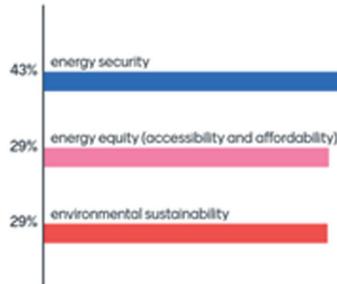
Most of the participants believe that supranational cooperation is required to mitigate energy vulnerability. We can believe that both European Union as well as countries bilateral agreements might be key.

### Question 5. Does the market work efficiently?



It looks like the market is failing on that aspect for several reasons: its design, its price, its regulations, etc. As mentioned by the CFE president Jean-Bernard Lévy, the European energy market must be redesigned to foster long term investment in infrastructures and secure both European and France position among the energy ecosystems.

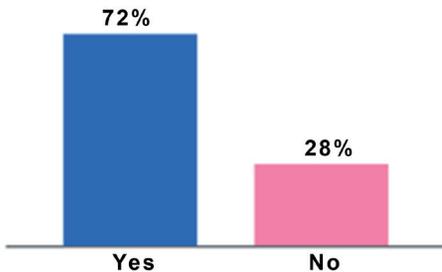
**Question 6. How important is each dimension of the World Energy Council trilemma for Europe?**



The World Energy Trilemma Index is a tool developed by the World Energy Council that ranks energy performance of 127 countries on the three dimensions based on global and national data and includes recommended areas for improvements on policy coherence and integrated policy innovation, helping to develop well calibrated energy systems. It is based on 3 pillars: energy security, energy equity, environmental sustainability.

The results of the forum participants are aligned with the average answer of European countries regarding energy security (43%) that came first in the last WEC survey (World Energy Pulse) followed by energy equity that remain the first dimension for African countries. In comparison with 2021, energy security is ranked first whereas in the past it was the second one behind environmental sustainability.

**Question 7. Is energy sobriety a necessary condition for a successful energy transition?**

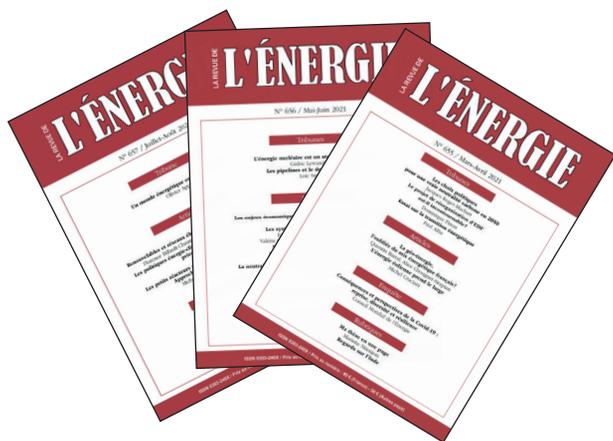


As the energy sobriety was surprisingly not in the agenda, the YEP (Young Energy Professionals) wanted to ask about it. Indeed, energy sobriety is an important aspect to tackle when it comes to energy transition. It emphasizes energy efficiency and lower energy consumption as much as the need for more green energy production to ensure successful energy transition.

Dès sa création en 1949, La Revue de l'Énergie est au cœur des transitions énergétiques : elle offre un cadre de débat d'idées et de critiques constructives, tout en refusant les polémiques stériles. Tout au long de son histoire, elle ouvre ses pages aux points de vue d'auteurs venus d'horizons divers — milieux académiques, politiques et industriels —, représentant toutes les énergies, toutes les technologies et tous les acteurs. Son objectif est de présenter les faits et les analyses, en toute probité et en toute indépendance.

Aujourd'hui encore, ces objectifs demeurent d'une grande modernité même si le contexte a changé. Du côté de l'offre comme du côté de la demande, les filières ont évolué et la carte de l'énergie a été transformée. La perception des enjeux a été sensiblement modifiée, notamment avec l'irruption de nouvelles technologies qui pourraient bouleverser les business models de l'énergie, mais aussi en raison du contexte sanitaire mondial lié à la pandémie de Covid-19. Des risques nouveaux sont apparus, d'autres semblent moins importants et encore aujourd'hui la perception des risques évolue.

### Au sommaire



- ▶ Des entretiens avec des personnalités telles que Jean-Bernard Lévy, Makhtar Diop, Patrick Pouyanné ou Catherine MacGregor
- ▶ Des tribunes signées par des dirigeants, des universitaires ou des experts de haut niveau
- ▶ Des articles de fond écrits par des industriels ou des académiques sur des enjeux énergétiques : les pétroles non conventionnels, l'intégration des énergies renouvelables, les *blockchains*, le nucléaire, les politiques énergétiques locales, le GNL, les SMR, la rénovation énergétique, la décarbonation de l'économie, la précarité énergétique, l'hydrogène ou encore la sobriété énergétique
- ▶ Des rubriques régulières : « Dans la bibliothèque de la revue », « Il y a dix ans dans la revue », « Regards » et « Ma thèse en une page »
- ▶ Des numéros spéciaux : un numéro « Europe et énergie », un hors-série sur le coût des transitions énergétiques en Europe ou encore un hors-série sur l'hydrogène

## **Trois essais sur les politiques d'atténuation du changement climatique et de la pollution de l'air**

Marion Leroutier

Cette thèse s'intéresse aux mesures permettant de lutter contre deux menaces environnementales : d'une part, le changement climatique causé par les émissions de gaz à effet de serre ; d'autre part, la pollution atmosphérique affectant la santé des individus. Bien que les deux phénomènes soient causés par des polluants distincts, ils ont pour origine commune l'utilisation de combustibles fossiles, utilisés par exemple dans la production d'électricité ou les transports.

Dans le premier chapitre de la thèse, j'évalue l'efficacité d'une mesure considérée par la théorie économique comme la plus appropriée pour réduire les émissions de gaz à effet de serre : la taxe carbone. Je m'intéresse au secteur de la production d'électricité au Royaume-Uni, où une taxe carbone a été mise en place en 2013. En imposant un coût de production plus élevé aux centrales électriques fonctionnant au charbon, particulièrement polluantes, cette taxe doit encourager la transition vers des technologies moins émettrices. J'estime que la taxe carbone britannique a joué un rôle essentiel dans la décarbonation rapide du secteur électrique observée depuis lors, réduisant ses émissions de CO<sub>2</sub> de 21 % à 26 % par an en moyenne entre 2013 et 2017. Trois facteurs ont contribué à l'efficacité de la taxe : premièrement, le Royaume-Uni présentait un potentiel de substitution du charbon vers le gaz relativement élevé ; deuxièmement, les fuites carbone via l'importation d'électricité moins taxée mais plus polluante ont été limitées ; troisièmement, les normes préexistantes sur la qualité de l'air ont joué en défaveur de nouveaux investissements dans les centrales polluantes. Plusieurs pays européens répondent à ces critères et

pourraient être de bons candidats pour reproduire l'expérience britannique.

Dans une deuxième partie de la thèse, je quantifie la contribution de différents secteurs et individus à la pollution, exercice nécessaire pour appliquer le principe pollueur-payeur et identifier les freins à la transition vers des activités moins polluantes. Dans le deuxième chapitre de la thèse, coécrit avec Léo Zabrocki et Marie-Abèle Bind, nous développons une méthode pour estimer la contribution du secteur maritime à la pollution atmosphérique, en prenant l'exemple du trafic de bateaux de croisière à Marseille. Nous trouvons que l'entrée d'un bateau de croisière dans le port augmente significativement les niveaux de pollution mesurés en centre-ville de Marseille à court terme, au niveau horaire ; en revanche, nous ne trouvons pas d'effet significatif sur les niveaux de pollution quotidiens, et le trafic routier contribue sans doute davantage à la pollution atmosphérique à cette échelle de temps. Nos résultats appellent donc à la prudence dans l'évaluation des secteurs prioritaires à réguler.

Dans un troisième chapitre de la thèse, coécrit avec Philippe Quirion, nous nous intéressons à la contribution individuelle aux émissions polluantes dans le contexte de la mobilité quotidienne en Île-de-France. Notre étude, basée sur une vaste enquête de déplacements géolocalisés, révèle que la mobilité des résidents franciliens génère près d'un milliard d'euros de coûts environnementaux et sanitaires chaque année, dont 90 % liés à l'usage de la voiture. Les contributions sont très inégales : 20 % des individus contribuent à 80 % des émissions. Nous estimons que 40 % des automobilistes pourraient

réalistement se reporter vers le vélo électrique — pour l'essentiel — ou les transports en commun — pour une minorité —, contre une augmentation de leur temps de trajet quotidien quasi nulle, en moyenne. Un tel report baisserait les émissions de CO<sub>2</sub> et polluants locaux de 15 %. Une fraction des individus sans option de

report modal pourrait télétravailler deux jours par semaine, ce qui permettrait de réduire les émissions de 5 % supplémentaires. À organisation urbaine et infrastructures de transport donnés, réduire davantage les émissions passe par une transition vers les véhicules électriques.

**Laboratoire d'accueil :** Cette thèse a été réalisée à l'école doctorale Économie Panthéon-Sorbonne, en co-encadrement dans deux laboratoires : d'une part, l'unité de recherche PjSE – UMR 8545 constitutive de l'École d'Économie de Paris (PSE) est un laboratoire de renommée mondiale rassemblant 100 enseignants-chercheurs et 155 doctorants de tous les champs de l'économie. Le laboratoire est une unité mixte de recherche du CNRS, de l'EHESS, l'ENS-PSL, l'École des Ponts ParisTech, l'INRAE et l'Université Paris 1 Panthéon-Sorbonne. D'autre part, le Centre international de recherche sur l'environnement et le développement (CIRED), unité mixte de recherche du CNRS, de l'École des Ponts ParisTech, du CIRAD, de l'EHESS et d'AgroParisTech (UMR 8568). Le CIRED étudie depuis 50 ans les conditions d'articulation entre enjeux d'environnement et enjeux de développement. Ses travaux concernent à la fois les grands systèmes (systèmes énergétiques, systèmes urbains, usage des sols), l'articulation environnement/développement à l'échelle d'économies tout entières, ainsi que les conditions de la transition écologique.

Plus d'informations : <https://www.parisschoolofeconomics.eu/fr/> et <https://www.centre-cired.fr/>.



PARIS SCHOOL OF ECONOMICS  
ÉCOLE D'ÉCONOMIE DE PARIS



**Soutenance de la thèse :** La thèse a été soutenue le 5 juin 2021 devant un jury composé de six membres : Olivier Chanel, directeur de recherche CNRS à l'Université d'Aix-Marseille (rapporteur); Ulrich Wagner, professeur à l'Université de Mannheim (rapporteur); Laure de Preux, professeure assistante à Imperial College London (examinatrice); Mouez Fodha, professeur à l'Université Paris 1 Panthéon-Sorbonne (examinateur et président du jury); Philippe Quirion, directeur de recherche CNRS au CIRED (codirecteur de thèse); Katheline Schubert, professeure à l'Université Paris 1 Panthéon-Sorbonne (codirectrice de thèse).

La thèse est disponible ici : <https://www.theses.fr/2021PA01E040>. Deux articles de recherche publiés dans des revues à comité de lecture en sont issus : "Carbon Pricing and Power Sector Decarbonization : Evidence from the UK", publié dans le *Journal of Environmental Economics and Management* et "Air pollution and CO<sub>2</sub> from daily mobility: Who emits and Why? Evidence from Paris", publié dans *Energy Economic*.

**Et après la thèse?** Marion Leroutier est actuellement post-doctorante à la Stockholm School of Economics (SSE), affiliée à un centre de recherche interdisciplinaire sur le développement durable, Misum, et au département d'Économie. Elle y poursuit deux axes de recherche : un premier axe s'attache à quantifier le coût économique et sanitaire de la pollution de l'air et les bénéfices sanitaires de la transition écologique, et un deuxième axe s'intéresse aux freins et leviers liés aux préférences individuelles et aux normes sociales dans la mise en œuvre de politiques climatiques. Site personnel : <https://marionleroutier.github.io/>.

## ***Tripoter les tarifs de l'électricité***

Philippe Torrion

***Tel était le titre d'un article de Marcel Boiteux rédigé il y a tout juste 10 ans, et publié dans cette même revue («Tripoter les tarifs de l'électricité», Marcel Boiteux, La Revue de l'Énergie, n° 609, septembre-octobre 2012).***

Marcel Boiteux, alors âgé de 90 ans, mais toujours aussi engagé au service de la «fée électricité» à laquelle il aura consacré toute sa vie professionnelle — et avec quels impacts et quels succès...! — et toujours aussi pertinent, souhaitait intervenir dans un nouveau débat sur l'intérêt de mettre en place un tarif de l'électricité progressif.

Les promoteurs de ce tarif progressif, incontestablement soucieux du bien public, souhaitaient ainsi, via l'instauration d'une première tranche de consommation à bas prix, permettre aux moins fortunés de satisfaire à leurs besoins vitaux, tant l'électricité est devenue un bien de première nécessité, indispensable pour s'éclairer, se chauffer raisonnablement (même si le chauffage est alimenté par une autre énergie), communiquer avec son mobile rechargé.

Et en même temps, introduire une tranche supérieure à prix élevé, incitant les plus fortunés à ne pas gaspiller cette énergie essentielle pour la collectivité, même si leurs revenus leur permettraient de «chauffer les petits oiseaux» en ouvrant la fenêtre, sans éteindre leur convecteur électrique, sans aucun dégât pour leur train de vie!

Qui ne souscrirait pas à cet objectif de justice sociale, permettant de préserver la cohésion nationale en mettant en œuvre l'indispensable solidarité au profit des plus démunis, et d'efficacité environnementale — encore

plus évidente aujourd'hui face à l'urgence climatique — en incitant à la sobriété ceux qui pourraient se permettre de gaspiller, sans impact douloureux sur leur portefeuille?

Il faut un certain courage pour dénoncer, non pas l'objectif que Marcel Boiteux ne récuse absolument pas, mais le moyen proposé pour l'atteindre avec la mise en place d'un tarif progressif, et risquer ainsi de se faire accuser d'être du côté des nantis, sans aucun égard pour les pauvres, ce que certains ne se sont pas privés de faire.

Du courage certes, mais accompagné d'une grande pédagogie, un art dans lequel Marcel Boiteux a toujours excellé, en mettant à la portée de tous la compréhension des mécanismes les plus complexes, dont le fonctionnement du système électrique fait partie.

Pédagogie de l'économie tout d'abord, pour remettre l'église — ou plutôt la mairie — au centre du village, avec quelques formules-choc comme «Les horloges sont faites pour dire l'heure, comme les prix pour dire les coûts». En effet, Marcel Boiteux est d'abord un économiste talentueux<sup>1</sup>, même s'il a été aussi — et peut-être surtout — un capitaine d'industrie d'exception à la tête d'EDF. Ainsi écrit-il : «Chacun est appelé à payer ce qu'il coûte pour chaque bien ou service dont il use et la solution la plus économique pour lui sera aussi la plus économique pour la collectivité; inversement, si les prix ne reflètent pas les coûts, la

solution la plus économique pour lui peut très bien ne pas l'être pour la collectivité»!

Pédagogie ensuite, pour expliquer la structure des coûts du système électrique. Le «coût d'une fourniture d'électricité comporte deux parties : la première est indépendante de la consommation» (le compteur, le branchement, une partie du réseau amont pour pouvoir délivrer la puissance demandée par le client...); «ces dépenses sont enclenchées le jour où le client s'abonne et elles courent de la même manière que le dit-client consomme ou pas». Et d'enfoncer le clou par la force de l'exemple : «demandez-vous au propriétaire de votre appartement de décompter de votre loyer vos semaines d'absence?». La seconde partie consiste à couvrir le coût de production — et d'acheminement via le réseau de grand transport — du kilowattheure que le client va consommer.

Sur la mise en place d'un éventuel rabais sur cette seconde partie, la question posée par Marcel Boiteux est : «Il s'agit de savoir si dispenser les pauvres d'une partie du coût de la prestation dont ils bénéficient engendrera plus de bénéfice social que de nuisance économique».

Pédagogie enfin, pour répondre à la question précédente, sur l'efficacité d'une politique publique au profit des plus démunis, en montrant par de multiples exemples, toutes les difficultés, tous les risques de contournement, voire de fraudes, liés à la mise en place d'une tranche de consommation théoriquement dédiée aux plus démunis ou, alternativement les coûts exorbitants d'une armée de contrôleurs pour éviter ces dérives. Et de suggérer que la meilleure option pour soutenir les plus défavorisés, ou la moins nuisible à la maximisation du surplus collectif, serait l'instauration d'un impôt négatif à leur profit, en complément et en symétrie de l'impôt progressif existant : en effet, la précarité énergétique relève de la précarité tout court, pour se loger, pour s'alimenter, pour s'habiller...!

Mais surtout pour éviter qu'un Big Brother (un «grand frère» dans le texte de

Marcel Boiteux, qui n'apprécie guère les anglicismes...) se charge de contrôler, et sanctionner le cas échéant, le comportement supposé déviant de chacun d'entre nous. Il conclut en prenant l'exemple d'un cas extrême de «grand frère», celui de Pol Pot, avec son rêve funeste de créer un homme nouveau, qui a conduit à l'une des pires tragédies humaines, tout en reconnaissant qu'«on n'en [était] pas là»! Sans doute que si Marcel Boiteux réécrivait cet article aujourd'hui, il conclurait en prenant l'exemple, en lieu et place du Cambodge des années 1970, de la Chine bien actuelle de Xi Jinping et sans ajouter... «on n'en est pas là»!

Et si Marcel Boiteux reprenait la plume aujourd'hui pour s'exprimer sur l'envolée des prix de l'électricité en Europe et en France (provisoirement?) abritée, pour les particuliers, par la mise en place du bouclier tarifaire?

Est-ce que cet éminent économiste, qui a mis en place la tarification au coût marginal de l'électricité en France (heures pleines, heures creuses, tarif EJP puis Tempo...) — alors que tous les autres pays facturaient l'électricité sur la base des coûts comptables —, et dont le principe de base est de faire payer au consommateur le coût du dernier kilowattheure produit — le plus cher dans le «*merit order*», «l'ordre de mérite» dirait Marcel Boiteux —, écrirait-il «circulez, il n'y a rien à voir, le marché de l'électricité fonctionne de façon optimale en Europe, puisque le prix de l'électricité est fixé par le coût de fonctionnement de la centrale la plus chère, nécessaire à la satisfaction de la demande d'électricité totale (aux congestions près des interconnexions entre les différents pays), bref précisément le coût marginal du dernier kilowattheure produit en Europe»?

J'en doute fortement! Non pas qu'il contesterait l'évidence d'un fonctionnement optimal du marché de l'électricité en Europe — bien plus efficace que les «échanges à bien plaisir» entre les pays avant l'ouverture du marché —, mais tout simplement en constatant que le prix payé par les consommateurs français — en dehors du bouclier tarifaire — n'a plus aucun

rapport avec le coût complet de la production d'électricité en France!

En effet, ce qui était avéré à l'époque du monopole — à savoir que la tarification au coût marginal d'un parc de production développé de façon optimale, en fonction des coûts d'investissement et des coûts de combustible, permettait de recouvrer tout juste (aux erreurs de prévisions près...) le coût complet de ce parc — n'a plus aucune réalité aujourd'hui, dès lors que chacun des États membres dispose — et continue de décider de la structure de son développement — d'un parc de production d'électricité dessiné selon ses critères de choix, lesquels s'avèrent fortement différents d'un pays à l'autre.

L'exemple le plus frappant en est bien sûr la différence entre le choix de l'Allemagne, qui a décidé de fermer toutes ses centrales nucléaires, et celui de la France qui choisit au contraire de prolonger leur durée de vie, et envisage désormais le renouvellement de ce parc nucléaire, au moins en partie.

Or, comme le dit si bien Marcel Boiteux, «les horloges sont faites pour dire l'heure, et les prix pour dire les coûts», mais malheureusement, on en est très loin aujourd'hui en France, où les coûts de production sont sans rapport avec le prix du gaz, lequel détermine largement le prix de l'électricité au jour le jour<sup>2</sup>!

Il existe des solutions pour sortir de ce dilemme, compatibles avec le maintien d'un marché de gros optimisé comme aujourd'hui, et avec la sacro-sainte concurrence promue par la Commission européenne, laquelle devrait s'exercer là où sont les coûts et pour promouvoir l'innovation<sup>3</sup>.

Un de nos anciens, aujourd'hui disparu, plus jeune directeur de centrale à la sortie de la dernière guerre mondiale, disait : «l'énergie, c'est de l'investissement, et l'électricité encore plus...!».

Parole d'or, qui aurait dû conduire à mettre la concurrence là où résident les coûts, alors que celle-ci a été introduite sur — et finalement limitée à — la commercialisation, segment de la chaîne de valeur de l'électricité dont le coût est de très loin le plus faible, en comparaison de celui de tous les autres. Il aurait fallu la mettre en œuvre prioritairement sur les investissements de production, par le biais d'appels d'offres compétitifs organisés dans le cadre d'une planification énergétique choisie par chaque pays, — le marché de gros de l'électricité, myope au-delà de 3 ans, étant incapable d'orienter ces choix — lesquels seraient rémunérés par des contrats pour différences, reflétant leurs coûts complets qui seraient facturés aux fournisseurs des clients finaux, en toute neutralité.

À charge pour ces fournisseurs de faire preuve d'efficacité commerciale et d'innovation, notamment sur des options tarifaires reflétant les périodes de pointe et de creux, et incitant les clients à consommer au meilleur moment pour eux, comme pour la collectivité.

Et, sauf erreur de ma part, depuis l'ouverture du marché de détail à la concurrence, je n'ai pas constaté dans les offres des fournisseurs beaucoup d'innovations, mais à l'inverse, beaucoup d'énergie et d'imagination pour profiter... du niveau et des failles de l'ARENH, sans même évoquer cette «start-up innovante» qui, tel un bandit de grand chemin, prétendait être rémunérée pour l'effacement, chez ses clients, de kilowattheures qu'elle ne produisait ni n'achetait sur le marché. Et là, on aurait été très éloigné de prix qui doivent refléter les coûts!

### NOTES

1. En effet, Marcel Boiteux et Gérard Debreu étaient deux étudiants talentueux chaperonnés par Maurice Allais. L'un d'entre eux pouvait partir aux États-Unis pour parfaire sa formation. L'heureux gagnant fût tiré au sort et Gérard Debreu traversa l'Atlantique pour recevoir des années plus tard le prix Nobel d'Économie. Nul doute que, dans le cas inverse, Marcel Boiteux aurait pu concourir pour le même prix, mais le sort a bien fait les choses, pour le plus grand bénéfice d'EDF et de la France!

2. Même si, transitoirement en raison des indisponibilités actuelles du parc nucléaire, c'est un peu moins vrai aujourd'hui.

3. Dominique Finon en a proposé dans cette même revue en janvier-février dernier («Protéger d'abord les consommateurs du risque de prix électriques élevés», *La Revue de l'Énergie*, n° 660).

### BIOGRAPHIE

**PHILIPPE TORRION**, ancien élève de l'École polytechnique (1974) et de l'École Nationale Supérieure des Mines de Paris, a fait toute sa carrière à EDF : ingénieur économiste puis chef de département au Service des EEG, directeur du Centre EDF-GDF Services Gard Cévennes en 1992, puis 5 ans plus tard chef du Service Économie du Système à la Direction Production Transport. En 1999, il est nommé directeur de la Stratégie, puis délégué régional PACA en 2001, et directeur général d'EDF Trading en 2005. En 2008, il est nommé directeur optimisation Amont-Aval & Trading (DOAAT), puis en 2015, directeur exécutif Groupe en charge de l'Innovation, de la Stratégie et de la Programmation, tout en assurant la présidence du Conseil d'Administration d'EDF Trading, avant de prendre sa retraite en 2017.

# REGARDS SUR L'ESPAGNE

*Cette rubrique est composée de deux parties : une note rédigée par Enerdata ([www.enerdata.net](http://www.enerdata.net)) et le Trilemme de l'énergie de l'Espagne, issu des travaux du Conseil Mondial de l'Énergie ([www.worldenergy.org](http://www.worldenergy.org)).*

## 1. Politiques

En 2019, l'Espagne a adopté le Cadre stratégique pour l'énergie et le climat, comprenant le Plan national intégré pour l'énergie et le climat 2021-2030 (Pnec), qui définit les objectifs du pays pour 2030 en matière d'efficacité énergétique, d'énergies renouvelables et d'émissions de gaz à effet de serre (GES).

Dans ce cadre, l'Espagne ambitionne de réduire ses émissions de GES de 23 % en 2030 par rapport au niveau de 1990. Environ 37 % de cet effort doit venir du secteur de l'énergie et 10 % des bâtiments. Par ailleurs, le pays vise une amélioration de l'efficacité énergétique de 39,5 % en 2030 en comparaison avec un scénario de référence, ainsi qu'une réduction de son intensité énergétique primaire de 36 %. L'Espagne envisage également d'interdire la vente de voitures diesel, essence et hybrides en 2040. Le pays vise également la neutralité carbone à horizon 2050, via sa loi sur le changement climatique adoptée en 2021 par le parlement espagnol.

Dans le domaine des renouvelables, l'Espagne prévoit d'atteindre 42 % d'énergies renouvelables dans sa consommation finale d'énergie d'ici 2030, ainsi que 74 % dans son bouquet électrique. Le pays vise également 100 % de renouvelables dans sa production d'électricité d'ici 2050. L'Espagne envisage de sortir du charbon d'ici 2030, ainsi que de fermer toutes ses centrales nucléaires entre 2025 et 2035.

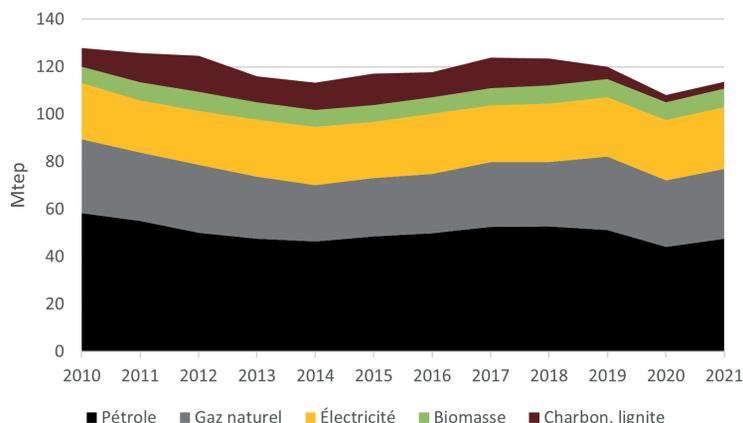
L'Espagne se concentre également sur le développement de l'hydrogène. En effet, en 2020, le gouvernement a adopté une feuille de route, qui comprend l'objectif de développer 4 GW d'électrolyseurs d'ici 2030. Un plan de soutien aux énergies renouvelables, à l'hydrogène vert et au stockage de l'énergie doté de 6,9 milliards d'euros (Md€) et ciblant plus de 9,5 Md€ d'investissements privés a également été adopté.

## 2. Situation énergétique

En 2021, la consommation d'énergie par habitant en Espagne a atteint 2,4 tep. Elle est inférieure d'environ 19 % à la moyenne de l'Union européenne. La consommation d'électricité par habitant s'est établie à 4900 kWh en 2021, soit -11% par rapport à la moyenne européenne.

En 2021, la consommation totale d'énergie a rebondi de 5 % pour atteindre 114 Mtep après une contraction de 10 % en 2020. Précédemment, de 2017 à 2019, la consommation totale d'énergie a reculé d'environ 1,6 %/an en moyenne. Le pétrole représentait 41 % de la consommation totale d'énergie en 2021, suivi par le gaz (26 %), le nucléaire (13 %), la biomasse (7 %), l'éolien (5 %), le charbon (3 %), l'hydroélectricité et le solaire (2 % chacun), et enfin par les importations nettes d'électricité (1 %). Le secteur des transports représente 35 % de la consommation d'énergie finale, suivi des bâtiments (33 %) et de l'industrie (32 % dont 8 % d'usages non énergétiques). La production

## Regards sur l'Espagne



**Figure 1. Consommation d'énergie primaire**

Source : Enerdata Global Energy & CO<sub>2</sub> Data

d'électricité en Espagne a augmenté de 3,3 % en 2021 pour atteindre 272 TWh, après avoir reculé de 3,7 % en 2020.

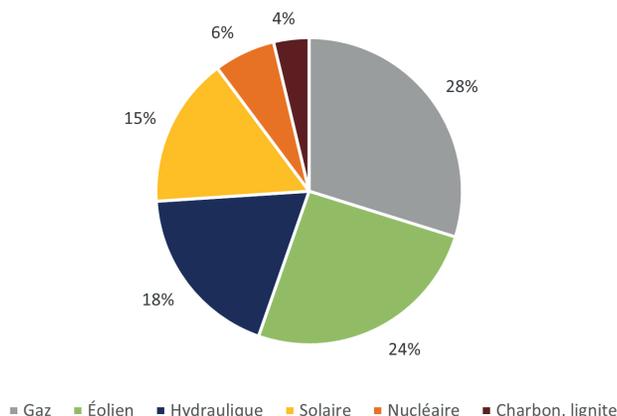
La part des renouvelables dans le bouquet électrique espagnol a progressé de 14 points depuis 2010 pour atteindre 48 % en 2021, dont 23 % d'éolien, 12 % d'hydraulique, 10 % de solaire et 3 % de biomasse. En tenant compte du nucléaire (21 % de la production électrique), la part de la production d'électricité à faible émission de CO<sub>2</sub> a atteint 69 % du bouquet électrique espagnol en 2021. Les énergies fossiles représentaient encore 31 % de la production électrique, dont 25 % de gaz, 4 % de pétrole et 2 % de charbon.

L'Espagne avait une capacité installée totale de 115 GW à la fin de l'année 2021, dont 33 GW de gaz (28 %), 28 GW d'éolien (24 %), 20 GW d'hydroélectricité (18 %), 17 GW de solaire (15 %), 7 GW de nucléaire (6 %) et 4 GW de charbon (4 %). Entre 2000 et 2010, l'Espagne a développé massivement des capacités au gaz, avec la construction de 26 GW de centrales, avant de se tourner vers les énergies renouvelables, avec la mise en service de 8,3 GW d'éolien et 13 GW de solaire entre 2010 et 2021. En parallèle, environ 7,6 GW de centrales au charbon ont été fermés entre 2010 et 2021.

### 3. Perspectives

D'après le Pnec, la capacité installée du pays devrait atteindre 123 GW d'ici 2030, dont 38 GW d'éolien et 21 GW de solaire, avec une production d'électricité de 305 TWh. Actuellement, 2,1 GW d'éolien et 2,7 GW de solaire sont en phase de construction. Par ailleurs, 6,8 GW d'éolien, 9,5 GW d'hydraulique et 10 GW de solaire sont en cours de développement.

L'Espagne envisage aussi de devenir un pôle européen pour l'hydrogène, avec la mise en place de plusieurs projets. Le groupe espagnol Iberdrola a annoncé son intention d'investir 3 Md€ pour développer 800 MW d'hydrogène vert dans le sud de l'Espagne d'ici 2027. L'entreprise projette également la construction d'un électrolyseur de 500 MW dans le centre de l'Espagne pour 2023, qui pourrait ensuite être étendu à 1 GW. Endesa a soumis en 2021 au gouvernement un plan de 2,9 Md€ visant à développer 23 projets d'hydrogène vert, totalisant 340 MW d'électrolyseurs alimentés par 2 GW de



**Figure 2. Capacité installée (2021, pourcentage)**

Source : Enerdata Global Energy & CO<sub>2</sub> Data

capacités renouvelables. Les compagnies Enagas, Naturgy et CIP se sont également associées pour développer le projet Catalina, qui consiste en l'installation de 2 GW d'électrolyseurs. Il doit entrer en construction en 2023. Enfin, Repsol et Petronor ont lancé en 2021 le projet du Corridor Hydrogène Basque, qui comprend 34 projets liés au développement de l'hydrogène.

Du fait de son virage en faveur de l'hydrogène et des renouvelables, l'Espagne a suspendu la plupart de ses projets gaziers, qu'il s'agisse de terminaux d'importation de gaz naturel liquéfié ou de centrales électriques. Le développement du projet de terminal de Gran Canaria, doté d'une capacité de regazéification de 1,3 Gm<sup>3</sup>/an, est gelé. Par ailleurs, plus de 19 GW de projets pour des centrales à gaz sont suspendus.



**Enerdata est une société de recherche française indépendante créée en 1991, basée à Grenoble (siège) et à Singapour (filiale). Elle est spécialisée dans l'analyse et la prévision des questions énergétiques et climatiques, mondiales et par pays.**

**En exploitant ses bases de données, ses moyens de veille et ses modèles mondialement reconnus, Enerdata aide les entreprises, les investisseurs et les organismes gouvernementaux du monde entier à concevoir leurs politiques, leurs stratégies et leurs plans de développement.**

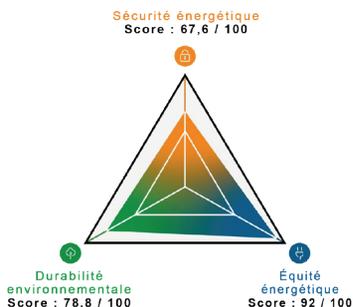
**Plus d'information sur : <https://www.enerdata.net/>.**

## 4. Trilemme de l'énergie

Rang  
**11**

Score  
**77,9**

Catégorie  
**ABA**



### Principaux indicateurs

Les indicateurs sont déterminés par rapport à d'autres pays, une barre complète représentant un score de 100.



Le «Trilemme de l'Énergie» classe les pays en fonction de leur capacité à fournir une énergie durable selon trois dimensions : la sécurité énergétique, l'équité énergétique et la durabilité environnementale. Le classement (rang et score) mesure la performance globale des politiques énergétiques et climatiques et la catégorie (quartile noté de A à D) mesure la performance relative et l'équilibre entre les trois dimensions.



**Population**  
47,4 millions



**Superficie**  
499 km<sup>2</sup>



**PIB par habitant**  
27 063 (ppp en \$US)



**Croissance du PIB**  
3 (% annuel)



**Secteur de l'industrie**  
20,4 (en % du PIB)

L'année 2021 a commencé en Espagne avec de l'optimisme pour la reprise économique qui a été renforcée par les fonds européens et le plan de relance espagnol approuvé en juin. La croissance annuelle du PIB a été de +5,9 % par rapport à 2020. Mais le contexte de prix élevés de l'énergie et des matières premières, qui a débuté au second semestre de 2021 et s'est aggravé depuis le début du conflit entre la Russie et l'Ukraine, a eu un impact profond sur la compétitivité des industries et l'accessibilité financière des consommateurs nationaux. Les prix de l'énergie sont à des niveaux historiques et l'inflation est de 10,2 % (juin 2022). L'Espagne a adopté un plan national dont l'objectif principal est de réduire les prix de l'énergie et de protéger les consommateurs. Certaines de ces mesures sont exceptionnelles et temporaires et interfèrent avec le marché de l'énergie. Comme cette situation pourrait ne pas être résolue à court terme, le pays devra gérer ses conséquences de manière intelligente, en garantissant que les mesures à court terme ne compromettent pas les objectifs à long terme. Les mesures visant à protéger les plus vulnérables, dont certaines entreprises, sont essentielles.

**WORLD  
ENERGY  
COUNCIL**

**Le Conseil Mondial de l'Énergie (World Energy Council) est une organisation non gouvernementale à but non lucratif. Il est constitué de comités nationaux — dont le Conseil Français de l'Énergie en France — représentant plus de 90 pays dans le monde dont les deux tiers de pays en développement ; toutes les énergies, toutes les technologies, du côté de l'offre comme du côté de la demande, et tous les acteurs sont représentés. Son objectif est de «promouvoir la fourniture et l'utilisation durables de l'énergie pour le plus grand bien de tous».**

## AUTHORS

**OLIVIER APPERT** From 2003 to 2015, Mr. Appert has been Chairman and CEO of IFP Energies nouvelles and of the Conseil Français de l'Énergie, French committee of the World Energy Council from 2010 to 2018. He is chairman of France Brevets, Member of the French Academy of Engineering and advisor of IFRI.

Prior to that, in October 1999 he was appointed Director of the International Energy Agency's Long-Term Cooperation and Policy Analysis Directorate. From 1998 to 1999, he was the Senior Executive Vice-President of ISIS, a technology holding company publicly listed subsidiary of the Institut Français du Pétrole (IFP). From 1994 to 1998 he worked as Executive Vice-President of the IFP in charge of research and development activities. From 1989 to 1994, he headed the oil and gas department of the French Industry Ministry.

Mr. Appert also served in the private sector from 1986 to 1989 as Vice-President of the Phillips group for mobile radio activity and strategy. He was Executive Director of the French Industry Minister's cabinet from 1984 to 1986 and was a member of Prime Minister's cabinet from 1981 to 1984.

Mr. Appert is a graduate of the École Polytechnique and École des Mines.

**HASMIK BARSEGHYAN** Ms. Hasmik Barseghyan is an environmental management professional, specialized in the energy and water sectors. Hasmik is the president of the European Youth Parliament for Water (EYPW). Founded by the International Secretariat for Water, the Parliament plays a key role in strengthening the position of young people as full-fledged actors in the water sector.

Hasmik is a member of the World Energy Council in London and contributing expert to the energy trilemma index. As a fellow of the Council's Future Energy Leaders (FEL-100) program, she is featured among the 100 most promising young energy professionals in the world.

Hasmik has co-founded the National Future Energy Leaders (NFEL) initiative in Armenia, with the aim to shape a proactive professional community of young energy specialists and to contribute to the transparency, security, self-sufficiency, affordability and sustainability of the country's energy sector.

Hasmik is the former Executive Director of the Sustainable Energy Development Fund, where she pursued the ambition to develop vulnerable communities through solar energy and energy efficiency technologies. She planned and coordinated projects, participated in legislative review and research.

Hasmik brings the voice of youth to high-level European and international platforms, in support of sustainable and democratic management of resources and protection of the environment. She was an official delegate to the 16<sup>th</sup> UN Climate Change Conference of Youth (COY16) in Glasgow, UK, the Pre-COP26 and Youth4Climate events in Milan, Zero Carbon Forum in Paris. She acted as a Party delegate on behalf of the Republic of Armenia at COP26 in Glasgow, UK and supported the Government on the thematic areas of water and energy.

Hasmik serves a board member of the International Secretariat for Water, a board member of Green Cross France and Territories, a member of the International Chamber of Commerce. She is one of the initiators of the Global Youth Movement for Water, towards the UN 2023 Water Conference in New York.

Hasmik holds a Master's in Business Administration from the Université de Nantes, France. She was a fellow of the US State Department exchange program at the Oregon State Capitol and contributed to the work of environmental and renewable energy committees. She was a post-graduate fellow in Environmental management at the TU-Dresden, Germany, where she conducted comparative research on solar energy policy making.

# AUTHORS

**WILLIAM D'HAESELEER** As of October 01, 2022, William D'haeseleer is emeritus professor at KU Leuven.

His education and industrial experience reflect multidisciplinary interest in energy and the drive to understand the underlying physical phenomena and complex systems. He obtained an MSc in Electro-Mechanics (option Power Engineering), after which he pursued out of curiosity an MSc in Nuclear Engineering (both at KU Leuven). At the University of Wisconsin-Madison, he subsequently studied plasma transport phenomena, obtaining another MSc in (formally) EE and his PhD.

Before joining KU Leuven, he spent several years at the Max-Planck Institute in Munich and at Tractebel Engineering, the engineering company advising the Belgian utilities.

His research concentrates on energy systems, energy management and energy policy, with emphasis on multidisciplinary facets, particularly energy-system integration, encompassing energy-scientific/technical possibilities and boundary conditions, ecological aspects and economics. He has taught courses on Heat Transfer, Fluid Mechanics, Thermodynamics, Energy Challenges, Energy Technology & Economics, Renewable Energy, and Nuclear Engineering.

William D'haeseleer insists to be technology agnostic/neutral. After a full-scope system evaluation, hopefully the best technology mix may survive and win.

He is/has been an active member several organizations EU energy advisory committees; he is an elected member of the Belgian Royal Academy for the Arts and the Sciences, is a Board member of the Energy Systems Integration Group (ESIG) and is the Chair of the Scientific Committee for Ionizing Radiation at the Belgian Nuclear Regulator FANC/AFCN. He is also the Chair of the Belgian Member Committee of the World Energy Council.

**JEAN-MARIE DAUGER** Jean-Marie Dauger is the Chairman of the World Energy Council (WEC).

The World Energy Council is “an impartial, neutral, open to all non-profit organization gathering 3000 members-organization in nearly 100 countries from across the entire energy industry connecting public, private, civil and academic sphere to promote the sustainable supply and use of energy for the benefit of all.”

Jean-Marie Dauger spent most of his career within the ENGIE group and formerly Gaz de France for which he was a Member of the Executive Boards and managing Director in charge in particular of Global Gas activities.

Jean-Marie Dauger is born in 1952; he is a French citizen.

**FRANÇOIS DASSA** François Dassa is in charge of Long-Term Strategy and External Relations within the Strategy Division of EDF.

He held various positions within EDF, first as an energy economist in charge of electric system modeling and planning and regulatory affairs then Strategy and Procurement Executive Vice-President of EDF Italia, the commercial branch of EDF he co-founded in Italy. He then led prospective and economic teams within the Corporate Strategy Division of EDF.

François Dassa is a member of various energy experts' committees including the Study Committee of the World Energy Council, the IAEA and the European Commission. He is also member of the board of directors of IFPEN. Graduated from the Ecole des Mines de Paris, he was also appointed visiting Professor of industrial economics and game theory at the Dauphine University (Paris IX) and regularly writes articles on energy economics.

**DOMINIQUE FINON** Dominique Finon, CNRS Senior Research Fellow, was Director of the Institute of Energy Economics and Policy (CNRS and Grenoble II) from 1991 to 2002. He was President of the Association of Energy Economists. He was a consultant to the World Bank on combining climate and energy policies in developing countries (2016-2018). He has published numerous academic articles and co-edited books on energy policy instruments and on the regulation of liberalised energy industries. He is currently a research associate at the European Electricity Markets Chair (Paris Dauphine University) for which he was the scientific coordinator between 2012 and 2018.

## AUTHORS

**PAOLO FRANKL** Paolo Frankl is Head of the Renewable Energy Division at the International Energy Agency (IEA), which he joined in 2007. Dr. Frankl leads the IEA's work on renewables, providing analysis and advice on policies, markets and technologies to 30 Member and eight Association countries.

A physicist by training, Dr. Frankl holds a Ph.D in energy and environmental technologies from the University of Rome and has been post-doc Marie Curie research fellow at INSEAD business school in Fontainebleau, France. Dr. Frankl has 30 years of experience working on renewable energy systems and markets, life cycle assessment and eco-labeling.

**RICHARD LAVERGNE** Since January 2017, Richard Lavergne is Permanent Member and “Energy & Climate Referent” at the High Council for the Economy, Industry, Energy and Technology (CGE) within the French Ministry for the Economy. He has been involved recently in several missions that are linked to the French energy and climate policy such as security of supply for electricity and gas, economic assessment of the French energy transition, use of stationary storage in an electric system, grid regulation, etc. He is also head of project of a EU Twinning between the EU and Morocco on energy policy.

From 2008 to 2016, Richard Lavergne was Senior Advisor to the General Director for Energy and Climate (DGEC) and Senior Advisor for Energy and Climate to the General Commissioner for Sustainable Development (CGDD), within the French Ministry in charge of Environment and Energy. During this period, he was also General Secretary of the Committee for the Green Economy, Rapporteur of the Committee of Experts for the Energy Transition and French Sherpa for the European Strategic Energy Technology Plan (SET-Plan).

In the framework of the International Energy Agency (IEA), he has served as Vice-chair of the Standing Committee for Long-Term Co-operation from 2006 to 2017 and he has been member or team leader of several IEA In-Depth Reviews for energy policy. From 1995 to 2008, he was Director of the Energy and Raw Materials Observatory within the French Ministry in charge of Energy.

During most of his career, he has worked in the French public service, with only two exceptions: 1986-1987 as Chargé de mission in the DG Industry within the European Commission in Brussels, and 1990-1994, as Director of the French National Accreditation Body for Testing Laboratories.

Richard Lavergne is Ingénieur Général of the “Corps des Mines” since 1980, graduated from Ecole Polytechnique (1975-1978), from National Metrology High School and from Télécom ParisTech (1978-1980).

Richard Lavergne has been awarded Chevalier de la Légion d'Honneur, Chevalier of the French National Order of Merit and Officer of the Moroccan Ouissam Alaouite.

**JEAN-BERNARD LÉVY** Jean-Bernard Lévy was appointed Chairman and Chief Executive Officer of EDF Group on November 26<sup>th</sup>, 2014. He was elected President of Eurelectric in May 2021.

From December 2012 to November 2014, he was the Chairman and Chief Executive Officer of Thales, a leading electronics and systems industrial group.

From 2002 to 2012, he was at Vivendi, a global communications and digital media company, based in Paris. He was Chief Operating Officer of Vivendi from 2002 to 2005, and CEO from 2005 to 2012.

From 1998 to 2002 he was Managing Partner, Corporate Finance at Oddo & Cie.

From 1995 to 1998 he was Chairman and CEO of Matra Communication.

Jean-Bernard Lévy was General Manager, Communications satellites of Matra Espace and then Matra Marconi Space from 1988 until 1993, when he became Chief of Staff to Gérard Longuet, the French Minister for Industry, Postal Services & Telecommunications and Foreign Trade.

From 1986 to 1988, he was Advisor to Gérard Longuet, the French Minister for Postal and Telecommunications Services.

Jean-Bernard Lévy began his career in 1979 with France Telecom as an engineer in Angers. In 1982, he became responsible for the management of senior staff and budgets, and was later promoted to deputy head of Human Resources.

Jean-Bernard Lévy, 67, is married with four children. He is a graduate of the École Polytechnique (1973) and Télécom ParisTech. He is an officer of the Légion d'Honneur and of the Ordre National du Mérite.

# AUTHORS

**CÉCILE MAISONNEUVE** Cécile Maisonneuve is a Senior Fellow at the Institut Montaigne, focusing on cities, energy and environmental issues. She is also an advisor to the Climate & Energy Centre of the French Institute for International Relations (IFRI). She teaches at Sciences Po Paris and is a columnist for French weekly *L'Express* on the ecological transition. As the founder and president of DECYSIVE, she advises for multinational companies and international organisations on prospective and transitions. She is a member of the Board of Directors of Rubis SA.

From 2015 to 2021, she chaired La Fabrique de la Cité, a think tank for innovation and urban foresight supported by the VINCI group. From 2017 to 2021, she also worked with the French Energy Market regulator (CRE) as a member of its prospective Committee. A senior civil servant at the French National Assembly (1997-2007), she was head of foresight and then deputy director in charge of international public affairs at AREVA (2007-2012), before heading IFRI's Energy Centre (2013-2014).

Cécile Maisonneuve graduated from École Normale Supérieure, University of Paris IV-Sorbonne, and Institut d'Études Politiques de Paris. She writes on energy, mobility, geopolitical and urban issues, and is the author of a biography of Benjamin Franklin. She is Chevalier de la Légion d'honneur et chevalier des Arts et des Lettres.

Twitter: @CcilMaisonneuve - LinkedIn: [linkedin.com/in/cécile-maisonneuve-58b10719](https://www.linkedin.com/in/cécile-maisonneuve-58b10719).

**NICOLAS MAZZUCCHI** Nicolas Mazzucchi is Research Director at the Strategic Studies Centre of the French Navy (CESM). He has a doctorate in economic geography and has had both an academic and operational career for more than ten years in the fields of energy, raw materials and cyber-strategy. Before joining CESM, he was successively a strategy consultant, assigned to the Ministry of the Armed Forces in research and analysis functions, and then a research fellow at the Foundation for Strategic Research (FRS).

He is a professor of geopolitics at the EMSST and regularly lectures at the CHEM and the École de Guerre, where he was an auditor for the 25<sup>th</sup> class. He is a scientific advisor to Futuribles International and a senior officer in the operational reserve. He represents France on the management team of the Consultation Forum Sustainable Energy for Defence and Security Sector of the European Defence Agency.

Author of numerous scientific articles in French and international journals, he has written and co-authored several books on cyber and energy issues, the latest of which, with T. Alexopoulos and T. Marketos, *Geostrategic Alliances in the Eastern Mediterranean and MENA* was published by Springer in spring 2022.

**JEAN EUDES MONCOMBLE** Jean Eudes Moncomble is the secretary-general of the Conseil Français de l'Énergie, the French member committee of the World Energy Council since March 2002.

Engineer (École Centrale de Paris) and economist, he began his career in 1981 at the École Centrale de Paris where he was appointed professor of Economics and Management in 1985.

He joined the corporate strategy division of Electricité de France - EDF (General Economic Studies) in 1992. Head of department in 1995, he was in charge of various issues, in addition to economic and energy issues: electricity markets, energy companies' strategy, generation, environment, regulation.

At the European level, he chairs the Sustainability Board of SGI Europe. He is a member of several associations in the energy field or in the economics field; he is a member of the Board of the French Economic Association and ensures several lectures in universities or "grandes écoles". He chairs the WFEO (World Federation of Engineering Organisations) Energy STC since 2019. He is the chief editor of the bimonthly publication *La Revue de l'Énergie*.

## AUTHORS

**JACQUES PERCEBOIS** Jacques Percebois is Professor (Emeritus) at the University of Montpellier, where he founded and directed the CREDEN (Research Center for Energy Economics and Law) and a Master's degree in Energy Economics. He is "Agrégé des Facultés de Droit et des Sciences Économiques", holds a PhD in economics and is a graduate of the Institut d'Études Politiques. He also teaches at the École des Mines de Paris and at IFPEN. He has been a member of several scientific councils and national commissions on energy (notably the Champsaur Commission). He is the author of numerous scientific articles and several books, including *Energy: Economics and Policies* written with Jean-Pierre Hansen and published by Éditions de Boeck (3<sup>rd</sup> edition, 2019). He has also published *L'énergie racontée à travers quelques destins tragiques* (Éditions Campus Ouvert, 2021). He has just coordinated, with Nicolas Thiollière, a two-volume work entitled *Économie de l'énergie nucléaire* published by Édition Isté (with about twenty contributors). He received in June 2007 in Florence the "2006 Award from the IAEE" (distinction awarded by the International Association of Energy Economists).

**CHRISTOPHE POINSSOT** Christophe Poinssot is since Nov. 2020 the Deputy Director General and Scientific Director of the French Geological Survey BRGM. He is in particular in charge of defining and implementing the overall scientific strategy of BRGM in the field of water and global warming, critical raw materials and circular economy, natural and technological risks and territories resilience, and the development of geological knowledge and associated numerical data and services.

Before joining BRGM, he previously worked during 25 y. in the French Atomic and Alternative Energy Commission (CEA) where he occupied several positions both as scientific expert and R&D teams manager. He hence directed from 2008 to 2018 the CEA research department in charge of developing the recycling technologies and was from 2018 to 2020, the Nuclear Counsellor at the French Embassy in China (Beijing) and CEA representative in this country. As scientific expert, he is an international expert in nuclear chemistry, in particular in the field of nuclear fuel cycle, including geological disposal of nuclear waste, behavior of radioactive elements in the environment and the recycling of nuclear materials. He authored more than 60 papers in international journals (H>26) and 120 oral presentations in international conferences. His recent work on the environmental footprint and sustainability of nuclear energy, has been awarded in 2017 by the Roger Van Geen Prize from the Foundation for Scientific Research (Belgium). He was also professor at the National Institute of Nuclear Science and Technology and taught nuclear chemistry in many universities and engineering schools. He is a member of several scientific committees, including the Scientific Committee from the Institute of Research on Development (IRD).

Christophe Poinssot is a former Student from the Ecole Normale Supérieure de Paris where he graduated in Earth Sciences and Materials Science. He got his PhD in Materials Science in 1997 from the Paris University and a HDR (Habilitation to Manage Research) in 2007 in Chemistry from Evry University. He was decorated Officer from the Palmes Académiques in 2017.

**CHARLOTTE ROULE** Charlotte Roule is Chief Strategy Officer of the ENGIE Group.

With more than 20 years of experience in the energy sector, she had the opportunity to work both on industrial projects and activities and in support functions.

Starting this path in France, she joined the UK in 2013. There, jointly with her team, she developed and managed technical and commercial operations of the largest onshore underground gas storage of the country.

She then worked in China until 2021, where she became CEO of ENGIE China. Projects developed in the country focused on clean energy (mainly solar) and clean solutions for cities and industries, such as district cooling and electrical mobility. She also served there as Vice-President of the European Chamber of Commerce in China, and represents now the Chamber in Paris.

As CSO of ENGIE Group, she is in charge of long-term prospective, strategic dialogue and competitive intelligence, as well as major investment oversight. This supports the delivery of ENGIE's ambition, which involves a massive development in renewable power, new gases (notably biomethane and hydrogen) and low-carbon distributed energy infrastructures, together with the commitment to reach carbon neutrality by 2045.

She is member of the Board of the French Gas Association ("AFG") and of the Electricity Industry Strategy Officers of the World Economic Forum. She serves as sherpa of ENGIE's Chairman as part of his role of co-chair in the Energy, Sustainability and Climate task force of B20 – Business at G20.

# WORLD ENERGY COUNCIL



26<sup>th</sup> CONGRESS  
ROTTERDAM  
22 - 25 April 2024

**Redesigning Energy**  
for People and Planet

26<sup>TH</sup> WORLD ENERGY CONGRESS

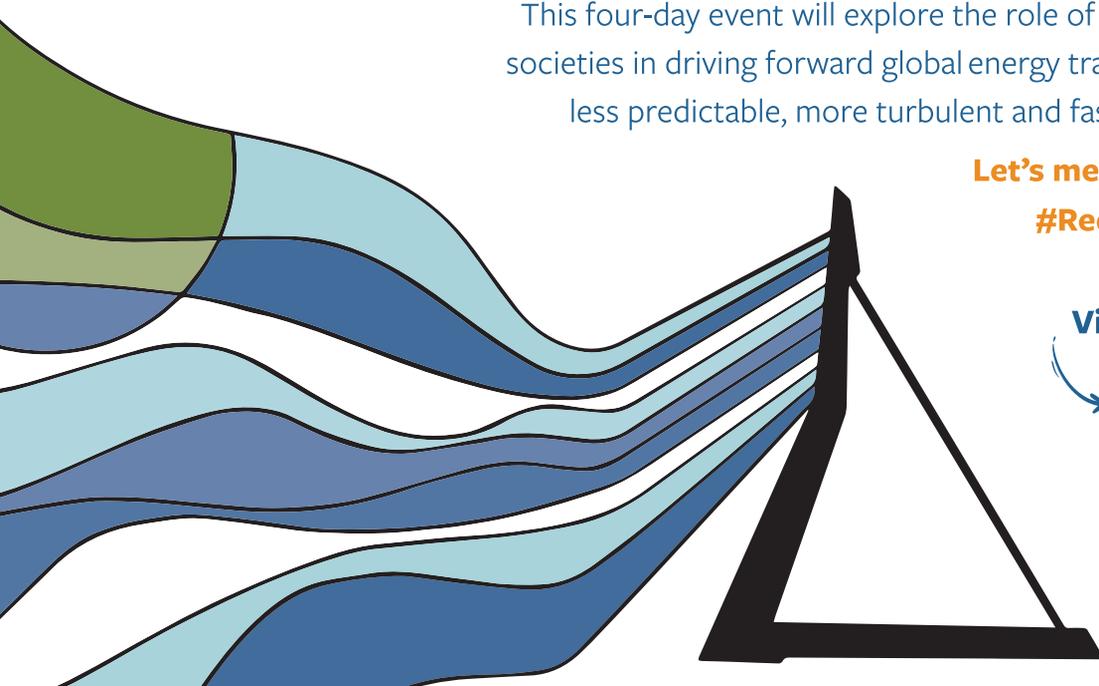
**WELCOMING ENERGY  
LEADERS & VISIONARIES  
FROM ALL CORNERS  
OF THE WORLD**

## SHAPING THE FUTURE OF ENERGY

This four-day event will explore the role of connected energy societies in driving forward global energy transitions in today's less predictable, more turbulent and faster shifting world.

**Let's meet in Rotterdam!**  
**#RedesigningEnergy**

Visit our website



# AVEC 1 DEGRÉ DE MOINS TOUT LE MONDE DORT AUSSI BIEN.

Un degré de moins chez soi, c'est 7%\* d'économies sur son chauffage.



Je baisse



J'éteins



Je décale

Découvrez les gestes utiles pour vous et pour tous.