Comment la coopération franco-allemande peut-elle éclairer les réflexions européennes en termes de développement des infrastructures ?

Benoît Esnault*

Les comités français et allemand du Conseil Mondial de l'Énergie ont organisé une rencontre entre industriels de l'énergie d'Allemagne et de France afin d'échanger sur les grands chantiers en cours et d'améliorer la qualité du dialogue des deux côtés du Rhin. La Commission de régulation de l'énergie (CRE) et la Bundesnetzagentur avaient été invitées à ouvrir les discussions sur le thème de la construction des infrastructures énergétiques, à l'heure où le sujet de la planification des réseaux est au centre des préoccupations européennes puisque la Commission européenne prépare un paquet de mesures consacré au développement des infrastructures. Comment la France et l'Allemagne peuvent-elles contribuer aux débats, comment leurs approches peuvent-elles éclairer les arbitrages à partir des méthodes suivies pour arriver à la réalisation des investissements ?

En novembre 2023, la Commission européenne a publié un plan d'action pour les réseaux. Pointant les infrastructures comme le lien manquant de la stratégie européenne de neutralité carbone, elle a proposé des pistes destinées à stimuler l'investissement. Ces pistes portent notamment sur une meilleure planification à long terme et un meilleur partage des coûts entre États membres. Traduire concrètement ces ambitions est toutefois une tâche complexe car, des principes à la réalisation, un ensemble de défis doit être surmonté qui nécessite d'analyser finement la manière dont sont décidés les grands projets d'infrastructures, de l'identification d'un besoin à la réalisation d'un projet. La France et l'Allemagne, porteuses chacune d'un modèle de planification particulier, ont beaucoup à apporter à ces réflexions puisqu'elles peuvent, à partir de leur expérience, éclairer un certain nombre de questions clés.

France et Allemagne, pays « systémiques »

Les expériences française et allemande concernent en premier lieu deux pays « systémiques » dans le marché européen. Par leur taille et leur localisation, les choix opérés par la France et l'Allemagne entraînent des répercussions sur les pays voisins, ce qui leur donne une responsabilité particulière vis-à-vis de leurs partenaires. Or les débats européens tendent à gommer les différences entre États membres, ce qui fait qu'un certain nombre de réflexions en cours, qui peuvent faire sens pour des petits pays, ne sont pas nécessairement pertinentes pour la France et pour l'Allemagne. C'est le cas par exemple de la planification régionale des réseaux ou de la systématisation du partage des coûts d'investissement avec des pays bénéficiaires tiers.

La France est à l'interface entre le Nord et le Sud, elle doit à la fois organiser la planification de ses infrastructures à partir de ses dynamiques

* Commission de régulation de l'énergie.

internes (production électronucléaire, développement des énergies renouvelables) inscrites dans ses orientations de politique énergétique et ses engagements climatiques, tout en tenant compte des besoins de ses voisins espagnols, italiens, belges, suisses ou britanniques. Ce que l'on constate est que la France est, de plus en plus, un pays de transit, c'est-à-dire une sorte de plaque tournante de l'énergie en Europe, phénomène qui s'accroît avec le développement des énergies renouvelables dans les pays du voisinage. Ainsi il existe une forte pression de la part de l'Espagne pour que le système français absorbe les surplus de production, soit pour ses besoins propres soit, et c'est ce qui se passe, pour les réexporter plus au nord. Ce sujet de l'interaction entre des attentes formulées par des tiers et la souveraineté des États à faire évoluer leurs systèmes énergétiques est un des grands débats du moment et pose de manière générale la question des responsabilités en matière de choix d'investissement.

Les rapports entre la France et l'Allemagne échappent assez largement à cette logique dans la mesure où les relations d'interdépendance sont plus fortes qu'avec d'autres pays frontaliers. Cela donne d'autant plus de poids à la coopération franco-allemande : les marchés électriques allemand et français sont les plus gros d'Europe, ils sont les principaux animateurs du marché intérieur européen avec des modèles différents mais complémentaires. La France et l'Allemagne ont donc un rôle à jouer dans les réflexions sur l'évolution de l'organisation du marché en faisant part de leurs expériences et savoir-faire.

Ces expériences sont diverses parce qu'elles s'appuient sur des organisations industrielles très différentes. L'histoire des dernières décennies a montré, en France, une dynamique de centralisation autour du service public et de la sécurité d'approvisionnement qui s'est traduite par la prééminence de quasi-monopoles avant l'introduction de la concurrence. On en trouve aujourd'hui le témoignage dans le monopole de RTE et le quasi-monopole d'Enedis pour la distribution d'électricité, le duopole NaTran-Teréga pour le transport de gaz et un quasi-monopole de la

distribution du gaz pour GRDF. Au contraire, l'Allemagne dispose d'un écosystème qui regroupe un grand nombre d'opérateurs, aussi bien au niveau du transport que de la distribution, qui lui apporte une plus grande proximité avec les autorités locales mais façonne de manière différente les travaux à l'échelle du pays qui doivent composer avec la pluralité des acteurs. Chaque modèle a ses avantages et ses inconvénients. Le dialogue franco-allemand est une belle occasion d'échanger sur la manière de répondre au mieux aux enjeux de la planification des infrastructures dans le cadre de la transition énergétique dans la diversité des modèles d'organisation.

Les premiers enseignements à tirer des différents modèles portent sur la manière d'aborder deux dimensions structurantes de la planification des infrastructures : la complexité et l'incertitude. À ce titre, la pratique française présente un certain pragmatisme en intégrant les défis concrets de la mise en œuvre tout au long du processus qui doit mener à la décision d'investissement, et ce dès la conception des méthodes d'identification des besoins. La gestion de l'incertitude est un élément clé de cette pratique, alors qu'elle constitue une zone d'ombre des débats européens actuels.

Le poids de l'incertitude

En quoi l'incertitude est-elle une dimension structurante? Les déclarations et attentes formulées depuis la publication du plan d'action pour les réseaux pointent la nécessité d'une planification centralisée et multisectorielle des infrastructures énergétiques à l'échelle régionale voire européenne. Les « besoins » sont présentés comme considérables, aussi s'agit-il d'optimiser la réforme du système énergétique européen. Or la question de l'incertitude entre directement en contradiction avec cette idée d'une planification centralisée et multisectorielle dès lors qu'elle suppose une approche « déterministe » reposant sur des analyses coûts-bénéfices élaborées à partir de scénarios à long terme et de modèles simulant le fonctionnement futur du système énergétique européen.

Comment la coopération franco-allemande peut-elle éclairer les réflexions européennes en termes de développement des infrastructures ?

En fait, l'incertitude doit être insérée au cœur même des méthodes que l'on souhaite développer, afin de ne pas courir après des outils hypothétiques qui n'ont aucune chance de pouvoir un jour donner des solutions à nos problèmes. Les incertitudes sont multiples, en voici quelques-unes :

- Les scénarios de production et de consommation d'énergie à long terme : ils sont par nature incertains, il faut les prendre comme des visions et non pas comme des prévisions.
- Les modèles utilisés pour les calculs de coûts et bénéfiques sont des représentations simplifiées de la réalité, nous sommes confrontés à un problème de complexité qui ne permet pas d'atteindre un niveau de détail « optimal » au niveau européen.
- Les attentes par rapport au progrès technique sont fortes, il faut avoir l'objectivité d'en reconnaître le côté très aléatoire.
- La capacité même de développer les nouveaux actifs à l'échelle attendue est un problème : *supply chains* en tension, manque de main-d'œuvre, etc.
- Lorsqu'on traite des infrastructures, les besoins vont-ils effectivement se matérialiser ?

Sur ce dernier point, la Commission européenne vient de publier une « *guidance* » sur les investissements anticipés avec cette idée que les temps de développement des réseaux sont plus longs que ceux des moyens de production ou des nouveaux sites de consommation et donc qu'il serait judicieux de lancer les travaux avant que ne soient prises les décisions de construire de nouveaux moyens de production (ou de consommation d'ailleurs). La CRE avait répondu à la consultation publique de la Commission, elle avait présenté les méthodes appliquées en France qui visent à trouver un chemin dans ce contexte d'incertitude afin d'anticiper tout en minimisant les risques de coûts échoués notamment. Le maître mot est ici priorisation, mais également mutualisation.

La planification des infrastructures en France

L'approche française pourrait être résumée comme une combinaison entre vision et incertitude. Il s'agit de construire des dynamiques de long terme, qui passent par exemple par les trajectoires de développement d'énergies renouvelables ou la relance du programme nucléaire, tout en conservant une capacité d'adaptation visant à ajuster les développements en fonction du réalisé. C'est ce principe qui est à l'œuvre pour l'électricité, mais également pour le gaz et pour l'hydrogène, dans des contextes qui sont évidemment très différents : alors qu'on s'attend à une électrification des usages, la demande de gaz a vocation à baisser et la demande d'hydrogène vert est, à ce stade, une inconnue.

Cela fait des années que l'on imagine développer une approche commune pour les différents vecteurs énergétiques, notamment entre l'électricité et l'hydrogène, mais on peut dire qu'une planification multiénergie n'existe pas en tant que telle en France même si c'est l'ambition de la Programmation pluriannuelle de l'énergie. Il existe des plans, à caractère plus ou moins indicatif, qui encadrent les décisions d'investissement avec la préoccupation non pas nécessairement d'atteindre un optimum mais en tout cas d'en assurer l'efficacité. Les difficultés à représenter le système énergétique à une maille nationale doivent à n'en pas douter inviter à l'humilité et à la prudence en ce qui concerne les attentes au niveau européen.

Le cas de l'électricité

Dans le cas de l'électricité, les besoins d'investissement de RTE sont évalués à environ 100 milliards d'euros d'ici 2040, ce qui concerne les nouveaux développements mais également la rénovation du réseau existant. Le plan de RTE illustre très bien la problématique française, avec des développements considérables de nouvelles sources de production (solaire dans le Sud, éolien en mer et à terre) et la nécessité de renforcer le réseau dans les zones de fragilité, notamment au centre de la France. Ces renforcements sont

nécessaires à l'intégration même de nouvelles interconnexions, en particulier au Sud. Ce point est souvent mal compris de nos partenaires espagnols, qui voudraient voir en la France une porte d'entrée vers un marché européen capable de donner un sens à leur propre trajectoire d'investissement en production. En somme, il s'agit de mener les différents travaux dans le bon ordre en commençant par les ouvrages ayant la plus grande valeur du point de vue du système.

Les schémas régionaux de raccordement des énergies renouvelables donnent un exemple intéressant de la gestion des risques mise en place en France pour un bon accompagnement du développement des capacités de production solaires et éoliennes. Ils reposent sur une cartographie des projets de production tels que communiqués par les développeurs, sur la base de laquelle sont conçus l'identification et le dimensionnement des ouvrages à réaliser avec un processus de mutualisation des coûts qui permet certains surdimensionnements. Cela permet de lancer les travaux tout en ayant une information suffisamment fiable quant au besoin.

Les cas du gaz et de l'hydrogène

En ce qui concerne les vecteurs énergétiques gazeux, la situation est très différente. Pour le gaz, la question est celle de l'utilisation par l'industrie et le résidentiel tertiaire pour leurs besoins de chaleur. La dynamique est à la baisse, ce qui fait qu'il n'y a pratiquement plus d'investissements en infrastructures, si ce n'est pour l'intégration du biométhane. Pour autant, leur maintien en fonctionnement est un enjeu crucial, notamment pour assurer la sécurité d'approvisionnement.

L'hydrogène, quant à lui, est très particulier. On retrouve des caractéristiques qui étaient celles du gaz il y a 70 ans, mais avec une dimension de vecteur énergétique qui doit être produit, ce qui le rapproche de l'électricité. La complexité est de plusieurs natures :

- Incertitude sur la demande à venir : il n'y a pas de débouché «naturel» pour l'hydrogène en dehors des secteurs qui l'utilisent déjà. Quels

sont les futurs consommateurs qui pourront assumer la couverture des coûts du système hydrogène?

- Identification des besoins en infrastructures : selon les volumes d'hydrogène en jeu, il peut être pertinent soit d'acheminer l'énergie sous forme électrique et produire l'hydrogène sur les sites de consommation, soit de construire des électrolyseurs à proximité des moyens de production d'électricité et acheminer l'hydrogène sous forme gazeuse.
- L'arbitrage économique est très compliqué car il dépend de l'atteinte d'une masse critique.

Il y a des pistes pour aborder ces questions, mais pas de stratégie gagnante à coup sûr. Ce que l'on peut dire en tous cas, c'est qu'il faut intégrer d'emblée dans la réflexion l'impératif de compétitivité coût, qui nécessite de dimensionner les infrastructures au plus près des besoins. France et Allemagne ont des approches différentes, entre une approche à partir des zones de consommation et une ambition de constituer rapidement un système intégré. Un sujet important nous rapproche cependant, celui du corridor depuis la Méditerranée, puisqu'alimenter l'Allemagne serait aujourd'hui l'une des principales justifications à la création de ce corridor depuis l'Espagne pour lequel les défis techniques sont considérables.

Quelques pistes pour alimenter les débats européens

Que nous dit l'expérience française en ce qui concerne un développement réussi des infrastructures? Quel message porter conjointement avec nos homologues allemands vis-à-vis des instances européennes, quelles orientations pragmatiques pouvons-nous partager?

Le premier sujet porte sur les ambitions : est-il réaliste d'imaginer concevoir des infrastructures optimisées associant les différents vecteurs énergétiques afin de minimiser les coûts de développement? L'incertitude radicale évoquée précédemment nous invite à une grande humilité. L'Allemagne, par l'organisation même de son

Comment la coopération franco-allemande peut-elle éclairer les réflexions européennes en termes de développement des infrastructures ?

système, est contrainte à un certain pragmatisme consistant à résoudre en premier lieu les problèmes de congestions internes qui émanent de la modification en profondeur de son mix énergétique. Sa vision de l'hydrogène se veut relativement cohérente mais intègre des inconnues comme la manière dont pourront effectivement être matérialisées les importations nécessaires à l'atteinte des objectifs. En fait d'optimisation, il s'agit surtout du pari selon lequel la création des infrastructures rendra possible l'émergence d'un marché de l'hydrogène. La France, via les plans de développement décennaux des réseaux, élabore divers scénarios à partir des objectifs de politique énergétique et s'attache à prioriser les développements afin de les ajuster en fonction des évolutions. Les objectifs sont un guide et on sait implicitement qu'ils ne seront pas nécessairement atteints. Les scénarios sont reconnus en tant que projections qui permettent de penser l'avenir, et donc l'action.

La France et l'Allemagne sont confrontées à des problématiques qui peuvent s'apparenter à des questions régionales posées dans d'autres parties de l'UE. Leur expérience montre que, lorsqu'on prend en considération les difficultés posées par l'incertitude et la complexité, les simulations sur les futurs possibles du système énergétique doivent être utilisées en tant qu'outils d'aide à la décision. Les analyses coûts-bénéfices issues de ces modèles ne peuvent pas à elles seules permettre de décider des ouvrages à réaliser et d'en facturer une partie des coûts à des bénéficiaires supposés. De même, il est improbable qu'une planification qui établirait l'ensemble des besoins et la meilleure manière de les satisfaire soit atteignable. La pratique tend à montrer que des processus incrémentaux permettant d'agréger de nouveaux éléments à l'existant selon une recherche d'efficacité sont un bon moyen de faire face à l'incertitude, en donnant la priorité à des projets dont l'utilité est avérée.

Ainsi, lorsque des projets internationaux sont en jeu, la négociation entre les parties concernées est incontournable. Elle est nécessaire à la découverte de leur valeur et à la détermination d'une juste répartition des coûts. Les autorités

de régulation sont toutes désignées pour mener à bien ces discussions : elles parlent un langage commun et disposent d'une expérience clé en matière de validation des investissements et d'accompagnement des opérateurs. Elles sont en mesure de bien apprécier la physique des systèmes en complément des analyses coûts-bénéfices, et donc d'aborder les infrastructures en tant que lien entre producteur et consommateur, et pas simplement comme une composante d'un système intégré supposé devoir absorber toute production décarbonée.

BIOGRAPHIE

BENOÎT ESNAULT dirige le département interconnexions et réseaux européens de la Commission de régulation de l'énergie. Il travaille notamment avec l'Agence de coopération des régulateurs européens de l'énergie (ACER) et participe régulièrement aux réflexions européennes sur les règles de fonctionnement du marché intérieur et les infrastructures énergétiques. Il est vice-président du groupe de travail sur le gaz de l'ACER et président du groupe de travail sur l'électricité de MedReg, association des régulateurs méditerranéens de l'énergie. Avant de rejoindre la CRE, il a été chercheur au CGEMP (Université Paris-Dauphine) et économiste senior à l'Observatoire méditerranéen de l'énergie. Il est membre du comité directeur de l'Association des économistes de l'énergie et enseigne l'économie de l'énergie dans plusieurs masters universitaires.