

GovReg Notes

Quels défis pour les
opérateurs de réseaux de
distribution électrique
dans une Union
Européenne en mutation?

Note issue d'une collaboration avec
la Florence School of Regulation

Quels défis
pour les opérateurs de réseaux de
distribution électrique
dans une Union Européenne
en mutation ?

Synthèse des échanges du
Séminaire des 19-21 septembre 2019
à Florence



en collaboration
avec



Résumé de la note

L'Europe de l'énergie n'est pas donnée, elle est construite et évolue en permanence. Organiser des échanges réguliers entre praticiens, experts et académiques permet de mieux en comprendre les enjeux afin d'en préparer l'avenir à l'occasion du tournant crucial de la transition énergétique.

L'exigence climatique induit des investissements massifs pour décentraliser et flexibiliser le secteur électrique afin d'intégrer de manière significative dans le mix énergétique la production d'énergie fondée sur les renouvelables, mais aussi pour faire de l'électricité le pivot d'un système énergétique décarbonné. Ces évolutions induisent une réorganisation en profondeur du système électrique et posent la question de l'évolution du rôle des gestionnaires de réseaux.

Avec la transition de la Commission Juncker à la présidence von der Leyen, l'Union européenne passe d'une Union de l'énergie à une Union pour le climat. Il s'agit de consacrer la neutralité climatique d'ici 2050 en adoptant des objectifs ambitieux de réductions d'émissions (en mettant l'accent à la fois sur l'efficacité énergétique et sur les énergies renouvelables), en introduisant une taxe carbone aux frontières dans certains secteurs et également en mettant en place une gouvernance collective afin que les États Membres travaillent ensemble pour établir leurs plans nationaux en matière d'énergie et de climat et veiller à ce que ces plans atteignent collectivement les nouveaux objectifs de l'UE. Une nouvelle stratégie industrielle et d'importants investissements dans les infrastructures associés à de fortes contributions des États membres s'imposent, en même temps que la garantie d'une transition énergétique socialement juste.

La nouvelle organisation de la Commission, avec une hiérarchisation renforcée du collège des commissaires et le décloisonnement des administrations des différentes Directions Générales sont une condition nécessaire pour la mise en œuvre de ce programme volontariste. Le Parlement européen, plus fragmenté qu'auparavant permettra de constituer des majorités sur des programmes.

Le Green Deal est caractérisé par deux enjeux majeurs. Tout d'abord, il s'agit de prendre en considération et de traiter les effets redistributifs des politiques climatiques. Ces dernières affectent de manière inégalitaires les hauts et les bas revenus et ont bien entendu aussi des impacts différenciés entre les acteurs économiques, les régions et les États Membres. Des objectifs plus ambitieux en matière de réduction d'émission renforcent inévitablement les inégalités et vont se traduire par un renforcement de la fiscalité. Il importe de prendre en considération ces effets dès la conception des politiques publiques afin de mettre en œuvre, autant que possible, des mesures ne renforçant pas les inégalités, et d'aménager des mécanismes de compensations pour les perdants de la transition énergétique.

Le second enjeu du Green Deal est de favoriser une décentralisation et une gouvernance multi-niveaux du système électrique. La transition énergétique implique une production et un stockage décentralisé et le réseau de distribution électrique apparaît de manière croissante comme un instrument de coordination entre l'ensemble des acteurs impliqués dans l'utilisation, mais aussi la production d'énergie. Associer les gestionnaires de réseaux de distribution, les collectivités territoriales et les acteurs industriels dans la gouvernance des systèmes électriques locaux est essentiel puisqu'ils doivent coordonner investissements et utilisation du réseau. Il convient cependant d'assurer la mise au point de normes et de modèles européens pour la cohérence et la fiabilité du système électrique, ce qui implique également une coordination d'ensemble via les réseaux de transport.

S'agissant d'une transformation en profondeur du rôle du réseau de distribution, il convient à la fois de définir des codes de réseaux pour coordonner l'ensemble des parties prenantes, de redéfinir les rôles respectifs des gestionnaires de transport et de distribution, de réviser la régulation des gestionnaires d'infrastructures de distribution, notamment concernant leur modèle économique et le régime d'accès aux données nécessaires à l'optimisation du réseau. Plusieurs alternatives étant possibles en la matière, le local apparaît aussi comme un niveau de gouvernance permettant des expérimentations et des innovations.

Ancrés localement, les gestionnaires de réseaux de distribution (GRD) sont à la fois nombreux et très hétérogènes, renvoyant à des capacités techniques et financières très différenciées. Les pouvoirs publics et les régulateurs ne les conçoivent pas nécessairement comme la plateforme d'intégration qu'ils pourraient devenir et la vision dominante semble être de favoriser l'émergence de fournisseurs de services spécialisés s'appuyant sur les données des GRD, des producteurs et des utilisateurs pour fournir des services innovants, les GRD étant cantonnés à la gestion d'infrastructures. Pourtant les GRD ont le potentiel pour apporter une contribution utile à la transition énergétique. Il est cependant nécessaire de définir plus clairement les modalités d'interaction entre gestionnaires de réseaux de transport (GRT) et GRD ainsi que de définir des politiques en matière de stockage. La gestion de la flexibilité sera cruciale à l'avenir et dépend de la coordination entre un grand nombre d'acteurs, tant au sein du secteur électrique (production, transport, distribution) que du côté des autres parties prenantes du système énergétique (gaz) et bien entendu des utilisateurs. Le régime réglementaire encadrant la capacité des GRD à investir dans les infrastructures régulées ainsi qu'à déployer des services auxiliaires sera clé pour déterminer le rôle dévolu aux gestionnaires des infrastructures de distribution.

Des incertitudes demeurent sur les modèles viables et efficaces, et la régulation comme l'organisation de marchés de flexibilité ou de services efficaces exigent de disposer de modèles précis bénéfiques/coûts des alternatives possibles. A cet égard, la création d'une entité européenne des GRD est essentielle pour coordonner le développement de codes de réseaux et de standards pour les données. Les GRD doivent également explorer les modalités possibles d'interaction avec les GRT comme avec les utilisateurs, même si, dans un cas comme dans l'autre, les relations coopératives sont fortement contraintes par la régulation. Les acteurs européens font aussi face au défi du développement de systèmes technologiques maîtrisés et articulés avec les options réglementaires choisies.

Le futur du gaz est marqué par de nombreuses incertitudes. Les objectifs de neutralité carbone conduisent à progressivement abandonner le gaz naturel, mais la décroissance attendue semble pour l'instant se faire à un rythme inférieur aux prévisions et des investissements significatifs ont continué à être réalisés par les acteurs du secteur. L'avenir du gaz passe par le développement des gaz renouvelables et le « couplage des secteurs » (*sector coupling*) qui permet d'utiliser les réseaux gaziers comme outils de stockage énergétique.

Cependant, tant la technologie que les modèles économiques doivent encore être mis au point et des investissements très significatifs doivent être envisagés...ce qui pose à nouveau la question des régimes réglementaires à mettre en place. A l'instar de ce qui se passe pour les distributeurs électriques, la question est de savoir si les distributeurs de gaz doivent être de simples gestionnaires d'infrastructures ou des fournisseurs de service d'équilibrage offre-demande. Sur ce point, leur fort ancrage territorial et leur connaissance fine du terrain peuvent leur permettre de fournir de tels services à un niveau de maillage très fin. Dans le même temps, se pose la question de leurs capacités techniques et financières du fait de leur hétérogénéité et de la gestion de la coopération avec les distributeurs électriques. L'Europe doit se doter d'une vision en la matière et, dans un premier temps, peut-être permettre à des expérimentations de se développer car les capacités des acteurs de la filière gaz, comme les caractéristiques des réseaux de distribution de gaz (et d'électricité) sont extrêmement dépendants du mix énergétique préexistant.

La numérisation, l'électrification et la décentralisation du secteur de l'énergie sont à l'origine des besoins d'investissement des GRD, dans le but de transformer la distribution d'électricité en un système plus dynamique et d'augmenter la flexibilité du réseau. Lorsqu'il s'agit de tirer parti des atouts de l'industrie, le modèle « Base d'Actifs Régulés » limite le risque commercial et facilite l'accès aux marchés des capitaux et aux prêts bancaires. Cependant, certains GRD rencontrent une pression sur leur notation en raison de leurs limites en matière de capacité d'endettement et se prêtent à des opérations hors bilan qui peuvent s'avérer risquées à terme. La question de l'investissement privé est pourtant fondamentale dans un contexte de financements publics sous tension. De manière à drainer l'épargne sur les projets d'infrastructures régulés, il faudrait simplifier la régulation pour la rendre lisible et simple pour les investisseurs. Le rôle de la Banque Européenne d'Investissement est aussi essentiel car, en dehors des capitaux qu'elle peut apporter, elle peut contribuer à labelliser les projets d'investissements et les rendre ainsi plus attractifs pour les investisseurs privés.

L'analyse des stratégies d'opérateurs de la distribution électrique dans divers pays d'Europe souligne l'hétérogénéité en la matière qui s'explique largement par des situations nationales contrastées et la recherche de nouveaux modèles d'affaires. Une constante cependant : les acteurs de la distribution tendent à internationaliser leurs activités et à monter en gamme vers les services à valeur ajoutée. Tous cherchent à passer d'un modèle de gestionnaire d'infrastructures à un rôle d'interface entre les différentes parties prenantes d'un système électrique pivot de la transition énergétique. Leurs marges de manœuvre dépendront néanmoins très fortement du rôle qui leur sera reconnu par la régulation.

SOMMAIRE

Résumé de la note.....	5
SOMMAIRE.....	8
Introduction.....	10
Le futur de l'Europe à l'aube de la Commission von der Leyen.....	11
L'ambition climatique de la Commission.....	11
L'union de l'énergie : quel bilan ?.....	12
La nouvelle organisation politique de la Commission.....	13
Un Parlement plus pluriel.....	14
Un Conseil dont la politique reste à clarifier.....	15
Les enjeux politiques du Green Deal.....	16
L'Enjeu distributif.....	16
La Gouvernance multiniveaux.....	18
Quels modèles possibles pour les entreprises de distribution d'électricité ?.....	20
L'économie des GRD.....	20
L'offre de flexibilité par les GRD.....	21
L'enjeu réglementaire.....	22

Le futur du gaz.....	24
L'Europe du gaz.....	24
Le rôle du gaz dans le mix énergétique de l'UE.....	25
Le besoin de volontarisme politique.....	28
La valeur des infrastructures et le financement des investissements.....	29
La diversité des GRD et de leurs modèles.....	29
Quels instruments de financement ?.....	31
Risque réglementaire et financement privé.....	32
Le rôle de la Banque Européenne d'Investissement dans la mise en œuvre du Green Deal.....	33
Nouveaux défis et nouveaux équilibres : Expériences d'opérateurs de réseaux.....	35
L'exemple des réseaux allemands.....	35
Le cas néerlandais.....	37
L'expérience d'Enel dans les infrastructures.....	38
Conclusion.....	39

Introduction

Éric Brousseau | *Directeur scientifique de la chaire « Gouvernance et régulation », Université Paris-Dauphine | PSL*

Jean-Michel Glachant | *Directeur de la Florence School of Regulation, Robert Schuman Center for Advanced Studies, European University Institute*

La Florence School a été créée il y a quinze ans par les régulateurs européens de l'énergie désireux d'européaniser leurs pratiques et leurs réflexions en l'absence d'un marché de référence. Elle poursuit trois missions : la formation et l'enseignement ; l'organisation d'événements ; la recherche appliquée.

La chaire Gouvernance et Régulation de Dauphine s'intéresse, quant à elle, à la manière dont les arrangements institutionnels et les organisations industrielles et de marché qui en résultent déterminent les performances économiques. Les deux grands axes de la chaire sont l'économie politique de la régulation, d'une part, l'articulation entre régulation et innovation, d'autre part.

L'Europe de l'énergie n'est pas donnée, elle est construite. Qui plus est, elle évolue en permanence. D'où l'importance d'organiser des échanges réguliers entre praticiens, experts et académiques.

La régulation résulte de l'articulation des objectifs de politique publique et de l'exigence d'efficacité économique. Elle est éminemment flexible et évolutive. Souvent d'ailleurs, en Europe, elle s'est construite sans véritable doctrine. Il s'agissait au départ de libéraliser des marchés largement dominés par des opérateurs publics. Maintenant que cette libéralisation est effective, les régulateurs s'avèrent utiles pour favoriser un fonctionnement efficace des industries concernées et aussi pour leur permettre d'évoluer.

Aujourd'hui, la régulation doit évoluer pour faire face à l'émergence de contraintes nouvelles, au premier rang desquelles la transition énergétique, mais aussi à la transformation numérique – laquelle engendre de nouveaux modèles d'affaires et transforme aussi l'action publique.

Cette synthèse rend compte d'échanges qui se sont tenus dans le cadre d'un séminaire organisé à la fin de l'été 2019 et réunissant des cadres dirigeants de l'industrie électrique, mais aussi de secteurs connexes (gaz, finance, etc.), d'une part, des académiques et des experts, de l'autre, avec pour objectif de penser la manière dont la régulation, européenne notamment, de la distribution électrique pourrait évoluer dans les années à venir compte tenu de l'exigence climatique qui induit à la fois des investissements massifs dans ce secteur et pose la question de l'évolution du rôle des gestionnaires de réseaux.

Les échanges ici synthétisés ont été menés en appliquant la "Chatham House Rule"¹ qui permet de faciliter des échanges ouverts et du partage d'information. Les identités et les affiliations des participants à ce séminaire de réflexion demeurent donc confidentielles.

¹ « Quand une réunion, ou l'une de ses parties, se déroule sous la règle de Chatham House, les participants sont libres d'utiliser les informations collectées à cette occasion, mais ils ne doivent révéler ni l'identité, ni l'affiliation des personnes à l'origine de ces informations, de même qu'ils ne doivent pas révéler l'identité des autres participants. »

Le futur de l'Europe à l'aube de la Commission von der Leyen

On connaît les intentions de la Présidente von der Leyen (déclarations au Parlement, lettres de cadrage aux futurs commissaires). On sait aussi que le Parlement a changé et n'a plus de majorité stable bipartisane. À quoi doit-on s'attendre ? Quelle(s) majorité(s) ? Quelle(s) minorité(s) de blocage ? Quelle gouvernance pour l'Union et au Parlement ?

Avec la nouvelle Commission, **nous passons d'une Union de l'énergie, avec la Commission Juncker, à une Union pour le climat** ainsi que l'a annoncé la nouvelle présidente von der Leyen. Qui plus est, le Green Deal touchera l'ensemble de l'économie et de la société et non plus certains secteurs uniquement. Cette évolution constitue une nouvelle étape presque révolutionnaire, dont le succès n'est pas encore garanti.

L'ambition climatique de la Commission

La directive de l'UE sur l'énergie propre pour tous (le «**Winter Package**») a accru l'ambition de la législation sur l'efficacité énergétique et les énergies renouvelables (portant respectivement les objectifs de l'UE pour 2030 à au moins 32 % de renouvelables dans le mix énergétique et à l'accroissement de l'efficacité énergétique de 32,5 %), **amélioré et modernisé la législation sur le marché de l'électricité et a introduit une toute nouvelle réglementation concernant la préparation aux risques et la gouvernance**. Contrairement au paquet « climat et énergie 2020 » qui fixe des objectifs spécifiques pour chaque État membre de l'UE, le « paquet hiver » établit des objectifs au niveau de l'UE, ce qui rend la gouvernance de l'Union de l'énergie essentielle. Les États Membres doivent travailler ensemble et avec les parties prenantes pour établir leurs plans nationaux en matière d'énergie et de climat et veiller à ce que ces plans atteignent collectivement les nouveaux objectifs de l'UE et les cinq dimensions de l'union de l'énergie.

Les propositions originales de la Commission européenne étaient fondées sur des évaluations d'impact financier, économique et politique et sur l'acceptabilité et la faisabilité perçues des objectifs, en particulier pour les énergies renouvelables et l'efficacité énergétique. La législation adoptée affiche une **ambition plus grande dans ses objectifs** du fait de la pression du Parlement européen, des réductions importantes des coûts de production des énergies renouvelables, de l'implication du commissaire Canete et de la volonté des États membres d'augmenter leurs contributions. Toutes les parties ont reconnu l'importance d'inclure la préparation aux risques et la gouvernance dans le paquet législatif.

En novembre 2018, dans sa communication « Une planète propre pour tous », la Commission a identifié divers scénarios qui, combinés, pourraient ne générer aucune émission nette d'ici 2050. Ces scénarios constituent la base de référence pour le développement à long terme de l'UE et pour sa stratégie de réduction des émissions de gaz à effet de serre d'ici 2050. L'engagement de la nouvelle Commission d'établir un Green Deal est clair et les consultations avec l'industrie et avec les autres parties prenantes aideront à clarifier et à confirmer les objectifs et la stratégie à long terme de l'UE qui sera adoptée en 2020. La nouvelle présidente de la Commission a indiqué dans sa présentation au Parlement européen sa **volonté de préparer une loi européenne sur le climat pour consacrer la neutralité climatique d'ici 2050**, des réductions d'émissions plus ambitieuses et l'introduction d'une taxe carbone aux frontières dans certains secteurs.

Il est probable que la Commission européenne travaillera également sur un cadre législatif renouvelé pour le secteur du gaz afin de promouvoir la décarbonation et de garantir des infrastructures adaptées.

Un réexamen de la directive sur la taxation de l'énergie est également à prévoir. En outre, la Commission souhaite parvenir à une réduction de 50 % des gaz à effet de serre d'ici 2030 (et même 55 % si possible). Ces objectifs ambitieux nécessiteront une nouvelle stratégie industrielle et d'importants investissements dans les infrastructures ainsi que d'importantes contributions des États membres.

La Commission souhaite garantir que la transition énergétique soit socialement juste et que les fonds européens jouent un rôle plus actif dans la promotion des énergies propres et la lutte contre le changement climatique.

Le Parlement européen jouera un rôle important dans la réalisation de ce programme. Les représentants des partis verts ont accru leur présence au Parlement européen et la pression du public en faveur des politiques climatique est forte. Néanmoins, certains États membres de l'UE hésitent à opérer des changements substantiels.

Les régulateurs ont un rôle important à jouer en fournissant des conseils à la Commission et aux États membres pour les aider à progresser sur ce sujet vital et devraient veiller à ce que leur voix soit entendue lors des consultations et des discussions.

L'union de l'énergie : quel bilan ?

Pendant cinquante ans, rien ne s'était passé en matière d'énergie au niveau européen. Le véritable facteur déclenchant d'une politique européenne de l'énergie fut l'accord de mars 2007. Pour la première fois en effet, les chefs d'État et de gouvernement se sont mis d'accord sur des objectifs communs ambitieux à horizon 2020 : réduire de 20 % les émissions de CO₂ par rapport à 1990, porter à 20 % la part des énergies renouvelables ainsi qu'accroître l'efficacité énergétique en vue d'économiser 20 % de la consommation énergétique par rapport à un scénario au fil de l'eau. Ces conclusions du Conseil européen – les plus complètes jamais vues jusqu'à aujourd'hui – ont constitué le programme mis en œuvre par la Commission jusqu'en 2013-2014, moment auquel le nouveau Président de la Commission, J.-C. Juncker a présenté ses priorités parmi lesquelles l'Union de l'énergie, matérialisée par la Communication de février 2015 et suivi d'un programme législatif majeur notamment le "Clean energy package for all Europeans". Celui-ci a été intégralement adopté et entre en vigueur. Durant les dix dernières années, de nombreuses directives et règlements européens ont finalement couvert tout le secteur énergétique au travers des thématiques suivantes : l'efficacité énergétique y compris la performance énergétique des bâtiments ; les énergies renouvelables ; la mobilité propre ; l'innovation ; l'intégration des marchés électrique et gazier ; les infrastructures, leur financement et leur planification par les organisations européennes de gestion des infrastructures ; l'Agence européenne de coopération des régulateurs nationaux ; la sécurité d'approvisionnement², la justice sociale³ (notamment un prix « juste » du carbone) et la gouvernance des plans nationaux énergie et climat⁴. Sans ce signal en faveur de l'eupéanisation donné en 2007 par les chefs d'État et de gouvernement aux acteurs de l'énergie, l'Europe aurait sans doute continué à buter sur les difficultés techniques, à commencer par l'argument de la sécurité.

Aujourd'hui, l'efficacité énergétique, qui était restée le parent pauvre de la politique énergétique jusqu'à il y a encore cinq ans, est devenue une priorité. La présidente von der Leyen l'a d'ailleurs réaffirmé avec force.

Par ailleurs, **les plans énergie-climat devraient permettre à la Commission d'identifier les points de convergence et de divergence entre les États membres avant de fixer de nouveaux objectifs chiffrés.** Aussi, s'il est bien compris et suivi, cet outil améliorera significativement la connaissance à la fois sur la situation de chaque pays et sur son niveau d'ambition. La première évaluation effectuée par la Commission en juin 2019 montre que les avancées restent timides. Les premières recommandations européennes ont déjà été transmises aux États membres et des améliorations sont donc à attendre. L'évaluation sera un processus permanent, qui comprendra un contrôle *a posteriori*, pays par pays.

Il faut aussi noter les nouvelles initiatives promues par la Commission avec les acteurs publics et privés

² Ce sujet a d'abord été traité pour le gaz du fait de la crise de 2009 entre la Russie et l'Ukraine.

³ Depuis plusieurs années, l'institut Jacques Delors plaide pour un pacte de justice sociale énergétique et c'est aussi l'une des orientations de la nouvelle Commission. C'est aussi dans cette optique que l'ETS a été préféré à une taxe, laquelle aurait en outre requis l'unanimité des États membres. Ce mécanisme de marché a été mis en place au début des années 2000 avec la majorité qualifiée du Conseil. Revu en 2018, il a fait passer le prix de la tonne de carbone de 5 à 26 euros – ce qui commence à être un prix utile. Aujourd'hui, toutefois, il ne couvre que 40 % des secteurs émetteurs. Ainsi, la volonté de Madame von der Leyen de l'étendre aux secteurs du transport maritime et aérien semble plutôt pertinente. Cela étant, cette extension mettrait un terme aux politiques sectorielles. Le débat est ouvert !

⁴ Le règlement Gouvernance impose aux États membres d'élaborer démocratiquement des plans énergie-climat pour exprimer la vision de leur politique énergétique à l'horizon de 2030 et annoncer les actions qu'ils mettront en œuvre.

tels qu'InnoEnergy, l'alliance européenne pour les batteries, le groupe des 41 régions charbonnières en transition énergétique, l'observatoire sur la pauvreté énergétique ou le pacte des maires, et le rôle grandissant des instruments financiers de l'Union, qui viennent en soutien de la mise en œuvre du cadre réglementaire.

Ces synergies entre législation, projets concrets et financement constituent une avancée majeure des cinq dernières années. Cette évolution sera à coup sûr amplifiée avec la nouvelle Commission et le cadre financier pluriannuel 2021-2027, et les différents instruments financiers dédiés à l'investissement. Elle est le signe que de nombreux silos sont en train d'être cassés, ce qui est sans doute aussi l'ambition de la future Commission pour un **objectif aussi transversal que le climat**.

Enfin, concernant le Clean Energy Package, le degré d'ambition traduit dans les réglementations récemment adoptées est supérieur à ce qui avait été décidé en 2014 : si réduire de 40 % les émissions de CO2 reste inférieur à ce qui est attendu de l'ETS révisé, porter à 32 % la part des énergies renouvelables et accroître l'efficacité énergétique en vue d'économiser 32,5 % de la consommation énergétique marque une ambition plus grande que celle initialement voulue par les États et elle est le fruit de la pression exercée par le Parlement européen, dont le poids est croissant vis-à-vis du Conseil. C'est peut-être aussi dû au fait que le Royaume-Uni, traditionnellement opposé à ces ambitions européennes, a perdu son influence dans les institutions européennes.

La nouvelle organisation politique de la Commission

La structure de la nouvelle Commission qui agit en collège a été légèrement modifiée. Pour rappel, les délibérations de ce collège sont prises à la majorité. Initialement, chaque commissaire pesait le même poids et reposait en principe sur « sa » direction générale, ce qui favorisait les silos. Jean-Claude Juncker a commencé à y remédier, par exemple en nommant Maros Sefcovic vice-président pour l'Union de l'énergie. Mais les changements sont encore plus marqués désormais, avec la mise en place de trois « super vice-présidents » (Frans Timmermans pour le Green Deal européen, Margrethe Vestager pour une Europe et son industrie préparées à l'ère numérique et Valdis Dombrovskis pour l'Économie au service des personnes) qui ont la tâche de coordonner les autres commissaires compétents sur chaque thème.

Le fonctionnement restera collégial, mais le travail en amont des propositions devrait être basé sur une coopération approfondie. Par ailleurs, ces trois vice-présidents exécutifs disposeront chacun d'une direction générale forte, respectivement les DG Climat, Concurrence et Services financiers. Enfin, la présidente devrait rester en retrait, pour pouvoir effectuer les arbitrages qui s'avéreront indispensables. Ces évolutions sont sensibles et devront montrer leur efficacité⁵.

Par ailleurs la CJUE casse de plus en plus de décisions de la Commission. À cet égard, il faut noter le très récent arrêt du Tribunal de première instance européen dans l'affaire Opal, qui casse la décision de la Commission et de l'Allemagne, prise en 2016, de permettre à Gazprom d'utiliser ce gazoduc pour envoyer de plus grandes quantités de gaz naturel à travers l'Allemagne – décision attaquée par la Pologne, la Lituanie et l'Estonie qui ont ainsi obtenu gain de cause. En l'occurrence, le Tribunal a considéré que la décision avait été adoptée en méconnaissance du principe de solidarité énergétique de l'article 194 du Traité. Reste à voir si l'Allemagne ira en appel. En tout état de cause, ce jugement est le signe que **l'esprit de solidarité est en train de trouver une expression juridique**.

C'est une véritable révolution, de même qu'une opportunité pour la Commission, en matière de politique extérieure de l'énergie.

Le principe de solidarité entre États-membres est affirmé dans au moins cinq autres articles du Traité.

⁵ Concernant le poids du Secrétaire général au sein de la Commission, Martin Selmayr a dû quitter ses fonctions en juillet dans la mesure où il est de même nationalité que la nouvelle présidente de la Commission, et il n'a pas encore été remplacé. En dépit des critiques qui s'étaient élevées à l'époque sur le modus operandi de sa nomination par Jean-Claude Juncker, son rôle s'est avéré primordial pour casser les silos au sein de la Commission. C'est aussi lui qui a permis à J.C. Juncker de mettre le projet d'Union de l'énergie sur la table en 2015. De ce point de vue, son départ pourrait être considéré comme une perte pour la Commission. Il faudra évidemment voir qui le remplacera.

C'est le fondement même de l'Union. « Concurrence », « coopération » et « solidarité » étaient d'ailleurs les trois mots-clés promus par Jacques Delors. Dans la perspective d'un Green Deal européen, Ursula von der Leyen envisage notamment la création d'un fonds de transition juste, la définition d'une stratégie en faveur de la finance verte, et la mise en place d'un plan d'investissement pour une Europe durable. Elle entend aussi transformer une partie de la Banque européenne d'investissement (BEI) en banque européenne pour le climat et mobiliser 1 000 milliards d'euros pour les dix prochaines années. Enfin, elle affiche l'ambition de porter à 55 % l'objectif de réduction des émissions de CO2 à horizon 2030.

Sont également à noter la « From Farm to Fork Strategy » qui vise le zéro pollution et la protection de la santé des citoyens, un nouveau plan pour l'économie circulaire, l'élaboration des plus hautes normes dans les accords commerciaux concernant le climat, l'environnement et la protection du travail, la stratégie globale (Comprehensive Strategy) pour l'Afrique et le voisinage, la conférence sur le futur de l'Europe, le plan pour l'action démocratique européenne, la réactivation du « Semestre européen »⁶, ou encore la mise en œuvre du pilier européen des droits sociaux.

Enfin, la stratégie industrielle de l'Union européenne est appelée à monter en puissance, parce que l'organisation des intérêts européens est devenue indispensable face à la Chine, et peut-être aux États-Unis. L'alliance sur les batteries, par exemple, constitue une tentative de fédérer tous les intérêts européens – ceux des entreprises comme ceux des administrations au travers d'une filière. Cette démarche relève pleinement de la politique industrielle. Un consensus entre l'Allemagne et la France pour construire une politique industrielle européenne semble en effet émerger depuis la décision Siemens-Alstom⁷. La France a toujours été en faveur d'une telle politique, tandis que l'Allemagne s'est longtemps opposée au contrôle des investissements étrangers. Sa position a toutefois évolué depuis que ses entreprises de robotique ont été rachetées par des Chinois et à la suite de la tentative de State Grid of China d'acheter 50HZ, le GRT du Nord-Est allemand.

Dans ce contexte, même s'il reste très modeste, l'outil agréé par le Conseil pour contrôler les investissements étrangers a toute son importance. C'est, là encore une question de solidarité : laisser les Chinois entrer dans l'industrie d'un État-membre revient à leur donner l'accès à tout le marché de l'Union. Ce type de décision ne saurait donc être purement national.

Un Parlement plus pluriel

Le taux de participation aux dernières élections du Parlement européen a été supérieur à 50 %, ce qui n'était plus arrivé depuis 20 ans. Le nouveau président du Parlement est italien. Les quatre groupes les plus importants sont désormais le PPE, suivi du parti socialiste, du parti libéral (Renew) et des Verts. Mais un tiers du Parlement est également composé de « francs-tireurs ».

Pour les acteurs de l'énergie, les deux principales commissions parlementaires sont ITRE (commission de l'industrie, de la recherche et de l'énergie) et ENVI (commission de l'environnement, de la santé publique et de la sécurité alimentaire). Cela étant, la veille sur l'activité parlementaire doit porter sur un ensemble plus large qu'auparavant, dans la mesure où les silos sont en train d'être cassés, tant à la Commission qu'au Parlement européen.

La commission ITRE de la nouvelle législature est plus nombreuse qu'auparavant. Elle est composée à 25 % de PPE, à 14 % de Renew, de 21 % de Socialistes et de 11 % de Verts. Plusieurs de ses membres ont été reconduits. La présidence est assurée par l'ancienne présidente de la commission Environnement, Adina-loana Valean. De ce fait, les relations entre ITRE et ENVI devraient être importantes, même s'il est encore un peu tôt pour connaître les agendas de chacun. Pour sa part, avec 76 membres, ENVI est la plus grande commission parlementaire. Sa composition politique est similaire à celle d'ITRE et plusieurs de ses membres ont également été reconduits. Son président est le Français Pascal Canfin.

⁶ Cycle de coordination des politiques économiques et budgétaires au sein de l'Union européenne.

⁷ En février 2019, la Commission européenne a mis son veto au projet de fusion Siemens-Alstom au motif que sur certains segments, la concurrence aurait été significativement mise à mal.

Un Conseil dont la politique reste à clarifier

En juin dernier, le Conseil européen a adopté un rapport dont les conclusions constituent autant de lignes directrices pour la Commission. Force est de constater que ces conclusions restent assez timides. Toute la difficulté consistera **à trouver des positions communes en matière de Green Deal** et il sera intéressant de voir quelles coalitions se mettront en place en son sein.

Enfin, il est intéressant de noter que le Conseil Énergie a placé les infrastructures énergétiques en tête de ses conclusions.

Les enjeux politiques du Green Deal

Deux grandes questions incontournables se posent à la politique européenne de l'énergie et du climat, qu'animeront Madame Simon et Monsieur Timmermans. Quelle faisabilité sociale, quelles contraintes d'équité dans toute accélération de la transition énergétique européenne ? Quelles sont les dimensions purement locales de ces politiques ? Et alors vers quelle gouvernance devrait-on tendre dans l'Union, dans les États-membres et pour les autorités locales ?

L'Enjeu distributif

L'Institut Bruegel a récemment remis ses recommandations sur l'énergie et le climat à la Commission européenne. Elles se concentrent fortement sur les effets distributifs des politiques climatiques fortes et ambitieuses qui seront nécessaires pour parvenir à une décarbonation complète d'ici 2050, ainsi que sur les efforts qui seront nécessaires pour atténuer ces effets au niveau macroéconomique et pour les consommateurs individuels.

Les politiques peuvent avoir des effets de distribution complexes et de grande envergure. Une politique relativement simple comme une taxe sur l'essence peut, par exemple, avoir un impact disproportionné sur certains groupes, comme les ménages pauvres résidants en zones rurales, tout en n'ayant qu'un faible impact sur d'autres, comme les citoyens qui ont accès aux transports en commun ou les plus riches qui peuvent investir. Cela pourrait avoir des répercussions sur les emplois, par exemple en provoquant des licenciements dans les raffineries, ainsi qu'en affectant la valeur des actions et des obligations. L'incapacité à gérer les effets redistributifs peut générer des problèmes sociaux et économiques en imposant un fardeau injuste à certains secteurs de la société ou de l'industrie.

Les effets redistributifs augmenteront à mesure que des objectifs climatiques plus ambitieux seront mis en œuvre dans un éventail plus large de secteurs, notamment les transports et l'agriculture. Les effets redistributifs des politiques et législations climatiques existantes sont déjà mal acceptés, en particulier au niveau individuel. **Ils ne sont pas non plus inévitables** : une atténuation spectaculaire de ces effets est possible, par exemple en priorisant certains secteurs, en choisissant des instruments de politique à faible impact, et en indemnisant les parties concernées en redistribuant les revenus des taxes sur le carbone.

Pour atteindre l'objectif à deux degrés de l'accord de Paris, l'Europe devra éliminer progressivement le pétrole, le gaz et le charbon d'ici 2050. Pour atteindre cet objectif ambitieux, il faudra des politiques très strictes, notamment des taxes sur le carbone, des subventions, des normes d'émissions, etc., qui ont un impact plus important sur les pauvres que sur les riches. En plus d'être moralement et politiquement peu acceptable, cela limiterait les perspectives de croissance à long terme de la région. **La lutte contre les inégalités doit être menée parallèlement pour garantir une action climatique efficace.**

Les politiques climatiques ont tendance à avoir un impact plus important sur les ménages les plus pauvres car ils ont des budgets plus serrés, font face à des contraintes d'accès au crédit et ont tendance à consacrer une proportion élevée de leurs revenus au logement, à l'énergie et à l'alimentation. Certains outils politiques alternatifs peuvent avoir un impact climatique similaire mais des impacts distributifs très différents. Par exemple, alors qu'une taxe sur le carbone et une norme d'efficacité énergétique pourraient toutes deux réduire les émissions des véhicules, la norme pourrait empêcher un ménage pauvre d'utiliser un équipement qu'il possède déjà. Les décideurs ont souvent du mal à intégrer de tels phénomènes. Les outils de politiques publiques, le secteur concerné et les conditions locales se combinent pour déterminer l'effet distributif d'une mesure spécifique.

La décarbonation intervient dans différents secteurs à des rythmes différents. Le secteur de l'électricité a fait beaucoup de progrès, mais le transport aérien est resté relativement peu concerné. Le prix de l'énergie est une variable importante pour les ménages les plus pauvres, qui peuvent dépenser jusqu'à 10 % de leur revenu en énergie, alors qu'une augmentation des tarifs aériens ne les concerne pas. Jusqu'à présent, les politiques ont eu tendance à se concentrer sur la taxation de l'utilisation des produits, tels que le carburant et l'électricité, tout en accordant des subventions aux propriétaires du capital pour encourager l'investissement.

La forte composante distributive de ces décisions peut être aggravée par les conditions locales. Par exemple, le prix de l'électricité en Allemagne est fixé au niveau national. Mais les ménages des régions à forte capacité en renouvelables ont tendance à payer des tarifs de distribution plus élevés. L'effet net est de rendre les entreprises plus riches et les ménages plus pauvres. À l'avenir, les frais de raccordement devraient augmenter encore, avec des effets distributifs en défaveur des ménages qui ont des besoins fixes en énergie (par opposition aux grands utilisateurs). Les États peuplés du sud de l'Allemagne bénéficient de ce système et ont tendance à le défendre.

Sans action politique, la volatilité croissante des prix aura tendance à profiter aux ménages plus riches qui peuvent investir dans des solutions, telles que les batteries. La décentralisation du système électrique alourdira également le fardeau des ménages les plus pauvres, qui continueront à supporter les coûts d'un système commun aux ménages et aux industriels, alors que les consommateurs les plus riches pourront installer des systèmes autonomes. **Les effets distributifs ne peuvent pas être ignorés dans la conception des marchés de l'électricité.**

Dans le même esprit, lorsque les énergies renouvelables sont développées avec des subventions nationales, comment partager les économies réalisées au plan national ? Le défi est que les coûts résultant de contraintes complexes de réseaux, y compris certains coûts liés à des considérations politiques, sont répartis entre tous les consommateurs du pays. Par ailleurs, le coût national de l'énergie ne découle pas que des renouvelables. Il faut intégrer, par exemple, le coût des interconnexions avec d'autres pays. Il est politiquement astucieux d'avoir un prix unique. Mais c'est un choix politique délibéré d'accepter différents tarifs de distribution. Les coûts politiques, tels que les subventions, représentent une part importante du coût de l'électricité pour les consommateurs. De nombreux pays ont un système tarifaire basé à la fois sur le coût du kWh, et sur la capacité, qui renvoie à des coûts fixes. Il est difficile de répartir ces coûts fixes entre différents types de consommateurs. Au total, l'optimisation de la taxation de l'énergie nécessite une solution multicritère qui cible différents objectifs et vise aussi à créer des incitations comportementales. Les effets distributifs de ces tarifs devraient être pris en compte mais sont souvent négligés. On manque cruellement de modèles précis en la matière.

Deux solutions permettraient de mieux tenir compte des effets de distribution. Premièrement, les décideurs pourraient étendre le système d'échange de quotas d'émission (ETS) à tous les secteurs. Alternativement, ils pourraient supprimer entièrement les ETS et généraliser une taxe carbone. Mais cela ne se produira pas pour des raisons politiques et les modifications progressives du système actuel pourraient alors être fondées sur une directive européenne instaurant une taxe sur l'énergie pour les secteurs hors-ETS, tels que le transport et le chauffage.

De telles évolutions sont cependant incertaines du fait des divergences politiques au sein de l'Union. Il y a, certes, quelques évolutions positives, mais des divergences importantes demeurent. Certains gouvernements semblent prêts à abandonner les quotas d'émission. L'Union pourrait envisager un système de taxes minimales au niveau européen pour chaque secteur ETS. En ce qui concerne la compétitivité, plutôt que d'appliquer des quotas qui sanctionneraient les importations avec une empreinte carbone élevée, l'UE pourrait redistribuer les revenus pour promouvoir les investissements dans les technologies bas carbone. Plutôt que de subventionner les pollueurs, elle devrait récompenser ceux qui concourent à réduire les émissions.

Certains participants à la discussion soulignent que la question des inégalités est un problème en soi qui ne saurait être réduit à une dimension des politiques de décarbonation. Les niveaux actuels d'inégalités sont particulièrement sensibles. L'UE doit trouver le courage politique de s'attaquer à ce problème indépendamment des mesures de réduction du carbone.

Par ailleurs, un devoir de vérité s'impose sur les conséquences des politiques adoptées par l'UE, telles que la législation visant à accroître l'efficacité énergétique des bâtiments ou la politique de mobilité : des investissements significatifs vont devoir être réalisés et ils vont peser sur les coûts de l'électricité. Aujourd'hui, les régulateurs sont sous la pression des décideurs politiques. Personne ne semble avoir le courage d'expliquer au public que **les factures d'énergie augmenteront pour couvrir le coût de la transition énergétique.**

La Gouvernance multiniveaux

Trois remarques préalables sur la gouvernance. D'abord pour souligner que l'idée même de gouvernance est la clé de la compréhension du processus de construction européenne. En l'occurrence, l'architecture institutionnelle européenne est assez légère et l'Europe, tant politique que sectorielle, s'est bâtie autour d'une gouvernance floue qui n'est plus tenable. Il est indispensable que les acteurs qui entendent jouer un rôle important sur la scène européenne le comprennent, quel que soit leur domaine d'intervention : la politique pure, comme la politique énergétique. Ensuite, la digitalisation suscite la création d'une nouvelle gouvernance. Les GAFAM comptent d'ailleurs des milliers de juristes dans leurs effectifs pour traiter cette question au quotidien. Nos sociétés n'ont pas encore trouvé la bonne formule pour être à la hauteur de ce nouveau défi. En tout état de cause, cette réalité ne doit pas être ignorée. Enfin, cette digitalisation a commencé de révolutionner le monde de l'énergie. Et cette révolution est loin d'être achevée.

Concernant plus spécifiquement la gouvernance de l'énergie, l'industrie européenne a commis deux erreurs stratégiques fondamentales. La première a été de ne pas comprendre le mécanisme de gouvernance politique, en tardant à ouvrir le débat sur les relations entre les gestionnaires des réseaux de transport (GRT) et les régulateurs. La seconde a été de ne pas mettre les consommateurs au cœur du processus de digitalisation de la distribution d'électricité ; au mieux en les ignorant, ainsi qu'en témoigne l'exemple des compteurs intelligents dans certains pays qui ont exclusivement recherché l'excellence technique, au pire en allant à leur rencontre comme en Italie, premier pays à déployer un compteur électronique. Avant la réforme italienne, 97 % des consommateurs domestiques bénéficiaient du « tarif social » : ils payaient un prix unique quelle que soit l'heure (à une puissance de 3 kWh) sans suivi fin de la consommation. Avec les compteurs intelligents, ce temps est révolu. Bien entendu, les associations de consommateurs ont été consultées. Mais les modes de consultation publique méritent d'être mis en cause. Aujourd'hui, même lorsqu'ils sont consultés, les consommateurs ne se sentent pas représentés, notamment par les corps intermédiaires comme l'a démontré le phénomène des « gilets jaunes » en France. Une véritable pédagogie est indispensable, d'autant que l'électricité reste un produit relativement abstrait dans l'esprit des consommateurs. Il faut donc trouver des moyens pour que les experts puissent entendre, comprendre, et traduire les demandes des citoyens, usagers et consommateurs.

Trois dimensions doivent être considérées pour avancer sur la gouvernance européenne de l'énergie. La première consiste à bien comprendre le nouveau rôle de la distribution d'électricité. Celle-ci n'est pas un produit énergétique comme les autres. Le réseau de distribution permet de faire des arbitrages et d'assurer une coordination entre tous les secteurs impliqués dans la transition énergétique : le bâtiment, la gestion des déchets, la mobilité, la distribution de chaleur et de froid, etc. Tous ces secteurs ne peuvent être coordonnés que par le biais d'un réseau de distribution électrique. Ainsi, pour développer des politiques de décarbonation efficaces au niveau local, il faut que le réseau d'électricité ne soit pas considéré comme un simple véhicule pour desservir en électricité les points de consommation (d'autant que les bâtiments vont devenir à énergie nette quasi-nulle), mais comme une plateforme d'optimisation des ressources énergétiques. Cette nouvelle approche est difficile à expliquer aux experts traditionnels, et déplaît par ailleurs à certains secteurs (notamment l'automobile, le froid et le chaud, le gaz). Il faut donc faire œuvre de pédagogie et développer un langage commun. **Il ne s'agit pas d'imposer l'électricité, mais de faciliter des développements importants pour permettre la décarbonation et la décentralisation du secteur énergétique.**

Le développement d'une plateforme d'optimisation des ressources énergétiques n'est pas possible sans un dialogue préalable avec les autres secteurs, ne serait-ce que pour comprendre leurs potentiels et leurs contraintes. Il faut aussi que les responsables politiques locaux et les secteurs soient d'accord et opèrent une harmonisation des tarifs, des conditions d'accès et de la fiscalité. À défaut, il y aura des distorsions. D'où l'importance d'un langage commun, d'une analyse commune et d'une volonté politique commune. Les GRD (Gestionnaires de Réseaux de Distribution) sont bien placés pour le faire : ils connaissent les capacités d'opération et d'expansion des réseaux, et ils disposent des données sur leur utilisation. Cela implique, cependant, de travailler avec les parties prenantes et les autorités publiques locales d'une manière différente que par le passé.

L'un des obstacles vient des contraintes de la politique européenne. Le Clean Energy Package, par exemple, n'autorise le stockage par les GRD qu'à certaines conditions. Par ailleurs, **force est de constater que la**

transition énergétique repose sur la gestion des données, alors que dans plusieurs pays les GRD s'en voient retirer la maîtrise, ce qui les conduit à être réduit à un simple rôle de gestionnaire d'infrastructures matérielles.

Les régulateurs considèrent, de leur côté, que le bon modèle serait celui qui permettrait une mise en concurrence grâce à la mise en commun des données, mais ils ne sont pas encore fixés sur les modalités de mise en œuvre de ce modèle. Personne d'ailleurs ne sait encore ce qu'il faut faire, dans le secteur énergétique comme dans les autres secteurs. C'est pourquoi les opérateurs doivent dialoguer entre eux pour proposer des solutions.

La numérisation soulève d'autres problèmes qui dépassent les réglementations sectorielles. Internet est un espace ouvert, mais largement dominé par les géants américains. La digitalisation des process induit des batailles juridiques en raison de l'existence de trois domaines de droits dans lesquels les États-Unis et l'Europe s'opposent frontalement : liberté d'expression vs. *freedom of speech*, protection des données personnelles vs. *privacy* ; droit d'auteur vs. *copyright*. Or ce qui est implémenté dans les technologies américaines est conforme aux règles de droit américaines. Autre difficulté, technologique cette fois, l'Europe n'a pas d'industrie du microprocesseur digne de ce nom. Les industriels sont donc obligés de créer des architectures informatiques pour se protéger d'une prise de contrôle de leurs infrastructures par des puissances étrangères, ce qui en double le prix. En résumé, la digitalisation est confrontée à des obstacles économiques, juridiques et de politique industrielle considérables.

Dans le même temps, l'Europe n'est pas sans ressources face à la digitalisation. Le modèle instauré par la directive sur la protection des données personnelles a été copié par tout le monde, y compris aux États-Unis. **Certes, les Européens marquent un certain retard, mais ils ont aussi les moyens de se défendre et même d'établir des standards** – comme ce fut le cas avec le GSM. Cela requiert une vision stratégique et une coopération.

La troisième dimension est de travailler pour faciliter la construction de nouvelles gouvernances locales. Dans ce contexte, les acteurs, et en particulier les industriels, doivent proposer des modèles renouvelés aux régulateurs et à la Commission européenne.

L'importance de l'appui politique est réelle, mais il faut tenir compte du contexte de transition qui nécessite des approches de plus en plus trans-sectorielles en matière réglementaire. C'est une évolution positive, mais des imperfections ou des contradictions fortes demeurent. À certains égards, la législation en vigueur n'est pas adaptée aux objectifs fixés pour 2050. De nombreuses évolutions sont à l'œuvre dans les différents pays. Il est indispensable de travailler avec les villes et les maires. En profitant de cette période d'incertitude au niveau européen, les bonnes volontés locales peuvent être utilisées pour impulser un mouvement concret et réel de décentralisation. Car l'Europe se fait aussi du bas vers le haut. Les politiques européennes en sortiront à coup sûr plus équilibrées. À cet égard **il est crucial que les GRD s'organisent au niveau européen pour faire valoir auprès de la Commission les contraintes auxquelles ils sont confrontés et les suggestions qu'ils peuvent avoir**.

Enfin, la logique de plateforme est largement partagée, aujourd'hui. Comment l'Europe va-t-elle accompagner la montée en puissance de ce type d'outils ? Comment avoir une politique européenne du local ? Ces termes semblent assez contradictoires ! La DG Connect réfléchit à la transformation numérique suivant deux axes : d'une part, des pilotes locaux et du *bottom-up* pour l'implémentation ; d'autre part, l'association des industriels très en amont de la mise en place de nouveaux systèmes, comme ce fut le cas pour le GSM. **Dans cette optique, le local est un bon niveau de gouvernance, qui permet les expérimentations et les innovations**.

Quels modèles possibles pour les entreprises de distribution d'électricité ?

Les réseaux de distribution sont placés au cœur des nouvelles dynamiques de la transition énergétique dans un contexte de production décentralisée, d'objectifs d'activation de la demande et du développement de nouveaux cadres d'intégration comme les communautés énergétiques ou l'économie de partage. Comment la recherche universitaire approche-t-elle le futur des réseaux de distribution, les nouveaux modèles d'affaires et les nouvelles régulations ? Avec quels rôles respectifs pour l'Union européenne et pour les GAFAM ?

L'économie des GRD

Il existe au moins 7 600 GRD dans le monde avec des caractéristiques très diverses. Environ un tiers sont juridiquement dissociés des autres parties du secteur de la fourniture d'électricité, comme en Europe, mais la plupart des opérateurs sont intégrés à d'autres parties de l'industrie de l'approvisionnement et sont soit très grands, soit très petits. Le Royaume-Uni et la France sont particulièrement inhabituels : le Royaume-Uni possède des sociétés de distribution privées de taille moyenne, dégroupées, tandis que la France possède un gestionnaire de réseau de distribution unique juridiquement séparé des autres opérateurs du système électrique. **La frontière entre distribution et transmission est également très variable. Cette diversité est potentiellement un enjeu clé pour l'UE alors qu'elle tente de définir le périmètre des GRD et les frontières entre GRD et GRT.**

Les commentateurs prédisent souvent que les GRD se transformeront en plateformes et deviendront des entités de gestion des données, mais il n'y a aucune raison de penser que les GRD abandonneront leur métier de fournisseurs de services fondés sur des actifs et l'ingénierie pour devenir des gestionnaires de données et de systèmes d'information. Il est possible que la gestion de l'information soit optimisée par des réallocations d'actifs entre les entités de transport et de distribution, mais cela coûterait cher. La réorganisation des systèmes avec des GRD séparés verticalement peut offrir des avantages en termes d'échelle et d'innovation, mais fait face à des contraintes d'accès aux compétences requises, de coordination et de capacités d'investissement (cf. section sur le financement des infrastructures).

La Commission européenne et les régulateurs s'intéressent au rôle du GRD dans la transition énergétique et la fourniture de services auxiliaires (*ancillary services*). Les questions clés identifiées incluent la palette de compétences de l'entité de transmission en matière de gestion des données et d'exploitation de systèmes, les contraintes de qualité de la production énergétique distribuée quand il s'agit de fourniture d'énergie à grande échelle, la complexité de la répartition (*dispatching*) optimale de systèmes distribués de génération à petite échelle, et de la nécessité de gérer la concurrence entre les GRD et GRT compte tenu de leurs différences en matière de compétences, capacités informatiques et effets d'échelle ou complémentarité (*economies of scope*).

Des travaux sont également en cours pour inciter à la réduction du coût des services auxiliaires pour les GRT, contrôler les coûts au niveau des GRD, fournir des orientations sur les modes de facturation à faible impact pour les services de distribution, gérer les frontières entre GRD et GRT et gérer le rôle des GRD dans la collecte et le partage de données, en particulier dans les situations de monopole. Encourager l'entrée de nouveaux acteurs et standardiser les rôles dans un marché intégré pourraient encourager la fourniture de services fondés sur des capacités de production énergétique distribuées au niveau local. Il importe aussi de prendre en compte le stockage et les véhicules électriques et d'analyser dans quelle mesure les services associés doivent être pris en charge par les GRD, y compris en termes d'intégration verticale.

Les GRD ont des caractéristiques diverses et variées et sont susceptibles d'évoluer de différentes manières, mais ils ont **le potentiel d'apporter une contribution utile à la transition énergétique, en particulier s'ils sont en mesure de clarifier les frontières de leur périmètre d'activité et leur rôle dans le domaine techniquement et économiquement exigeant des services auxiliaires.**

Une plus grande clarté est également requise au sujet de la division entre le GRD et le GRT dans chaque juridiction. Les visions de l'architecture électrique varient. Certains privilégient une architecture de contrôle unifié qui exploite l'ensemble du système à partir d'un algorithme centralisé mais qui demeure difficile à opérationnaliser du point de vue de la capacité de calcul et de contrôle. L'articulation de plusieurs couches d'optimisation entre distribution et transmission est susceptible d'être plus efficace d'un point de vue informatique. Les différents systèmes présentent des jeux de contraintes différents. Une hiérarchie intégrée peut être efficace dans un petit système comme l'Irlande mais peut avoir moins de sens dans un système électrique de plus grande taille et plus varié, comme celui de la France. Se pose aussi la question des capacités d'innovation d'entités de taille moyenne, comme celles qui sont présentes au Royaume-Uni.

À l'avenir, le stockage aura un impact significatif sur les rôles du GRT et du GRD. La majeure partie du stockage sera du côté des GRT, mais les GRD seront aussi responsables de l'équilibrage. Dans le même temps, toutes les parties tentent d'économiser sur le stockage, il est donc probable qu'il y aura à l'avenir moins de stockage que prévu aujourd'hui. In fine, les consommateurs pourraient se trouver dans la situation d'assurer la plus grande partie du stockage.

L'offre de flexibilité par les GRD

Trois éléments sont importants dans le contexte des GRD et du système énergétique : la décarbonation, la numérisation et la décentralisation. La croissance des énergies renouvelables entraîne des changements importants sur le marché de gros, ce qui générera une volatilité des prix et de nouveaux défis en matière de capacité. Les transformations dans le secteur de l'énergie, notamment l'agrégation, l'augmentation de la participation des sources d'énergie distribuées, le déploiement de réseaux intelligents et la croissance des renouvelables intermittents, présentent également des défis et des opportunités pour les GRD. En conséquence, les GRD et les GRT doivent développer des capacités de coordination et de flexibilité et agir en tant qu'opérateurs de systèmes et facilitateurs de marché. Il faut aussi trouver de nouvelles façons de répercuter les coûts de l'électricité sur les consommateurs finaux, en particulier à mesure que le contexte évolue, et l'approche réglementaire des GRD devrait être réorientée vers les résultats plutôt que centrées sur les investissements (Capex) et les coûts opérationnels (Opex).

Pour soutenir la décarbonation du chauffage et des transports, les systèmes électriques devront devenir plus efficaces et flexibles, tant au niveau du commerce de gros que de la distribution. La gestion de la flexibilité n'est pas aisée : en règle générale, les GRD procurent indépendamment de nombreux services auxiliaires, mais les nouvelles réglementations et directives nécessiteront une plus grande efficacité et une justification plus solide des extensions du réseau. Un cadre pour définir et normaliser les produits et services est nécessaire, et des marchés devront être créés par les GRD pour leur permettre de fournir une flexibilité de manière compétitive. Des prototypes et des projets pilotes existent déjà, mais des travaux supplémentaires sont nécessaires.

Des expérimentations encore en cours

Le projet NG-UKPN Power Potential est un projet d'innovation financé par les utilisateurs pour permettre la fourniture aux GRD de puissance réactive dans la région de Londres. Le GRD achète des services de support de tension pour le compte du GRT en créant des marchés locaux autour de points de fourniture du réseau. Bien qu'intéressant, ce projet à petite échelle n'est pas sans soulever des problèmes. Il questionne la liquidité des marchés d'énergie réactive, l'échelle optimale des marchés, les modèles tarifaires, la relation entre l'utilisation à court terme des actifs et les contraintes de mise à niveau du réseau à long terme, et les défis pratiques liés à l'exploitation de ces installations et de ces marchés.

Le projet de réforme de la vision énergétique (REV) de New York a été lancé en 2014, en partie dans l'espoir que les ressources énergétiques locales distribuées puissent être utilisées dans les réseaux de distribution vieillissants de New York afin de réduire le coût en capital des mises à niveau. Beaucoup de travail a déjà été fait sur les méthodes d'évaluation, mais l'ensemble du projet reste à finaliser.

La flexibilité repose aussi sur la coordination entre les GRD et les GRT. La flexibilité des ressources distribuées peut être utilisée pour équilibrer le système et gérer la congestion au niveau local. Les produits standardisés contribueront à accroître la coordination et la gestion des marchés successifs. Un certain nombre d'approches sont en cours d'élaboration pour renforcer la coopération à travers l'Europe.

Les tarifs du réseau sont utilisés pour collecter les revenus annuels réglementés et pour encourager l'efficacité au sein du système. Les consommateurs réagissent aux tarifs ; leur réponse favorise l'efficacité en suscitant de nouveaux investissements ou en permettant de les éviter. Il est important de convenir de principes communs pour la conception des nouveaux tarifs, car l'efficacité influence le coût marginal à long terme du système. La conception de ces tarifs devrait viser à ce que les consommateurs n'aient pas à supporter une part disproportionnée des coûts fixes du réseau ou du coût des politiques environnementales. La mise en œuvre de solutions sera complexe, d'autant plus que les solutions déployées ne doivent pas fausser le marché.

La réglementation des GRD est importante, en particulier pour les investissements dans les infrastructures et la transition énergétique. La réglementation devrait encourager les comportements bénéfiques, tels que la création de services locaux flexibles plutôt que de simplement investir dans l'infrastructure traditionnelle du réseau. Les réglementations avancées devraient se centrer sur le Totex plutôt que sur le Capex, et être tournées vers l'avenir en promouvant l'innovation et la qualité du service, la satisfaction des clients, la montée en puissance des énergies renouvelables et la flexibilité.

Les analyses d'impact de la Commission indiquent que la flexibilité du réseau est importante mais complexe, d'autant que beaucoup des marchés nécessaires n'existent pas encore actuellement. Les réseaux de distribution ont tendance à faire face à des problèmes très localisés. Les régulateurs devraient commencer par éliminer les obstacles au déploiement des solutions innovantes.

Le couplage entre secteurs énergétiques pourrait être un canal pour créer de la valeur car il existe un potentiel de synergies entre énergies primaires et entre réseaux. **Si l'on veut que les marchés jouent un rôle, on doit cependant fixer correctement les prix pour garantir une concurrence effective et efficace, et promouvoir l'innovation en allouant des fonds à la recherche et au développement.** Il serait risqué d'investir massivement dans des évolutions comportementales ou technologiques avant que le cadre concurrentiel et les structures tarifaires adaptées ne soient mis en place.

L'enjeu réglementaire

Le *Clean Energy Package* impliquera une augmentation significative de la flexibilité des GRD. Cela créera de nouvelles contraintes, non seulement d'un point de vue technique, mais aussi en termes d'investissement. Les débats publics sur la transition se concentrent souvent sur la distribution, qui représente une grande partie des coûts totaux de réseau ainsi que du *Clean Energy Package*. **Les plans et scénarios d'investissement des GRT sont adaptés aux méthodologies et exigences de la planification européenne.** Les GRD peuvent s'attendre à des exigences de contrôle et de consultation publique similaires dans les années à venir. Contrairement aux GRT, les GRD européens ne sont actuellement pas obligés de prendre en compte les interactions entre flexibilité opérationnelle et création d'actifs supplémentaires. Au cours des prochaines années, ils devront élaborer des plans pluriannuels, entreprendre des consultations publiques et coordonner leurs activités avec les GRT. Des études indiquent qu'une plus grande flexibilité présente un potentiel d'économies important en matière d'extension des réseaux de distribution. Elles ne tiennent cependant pas compte des coûts liés à l'introduction de ce degré de flexibilité. **Le Clean Energy Package exige des progrès dans ce domaine, mais des recherches supplémentaires sont nécessaires pour disposer des bons modèles bénéfiques/coûts.**

Les régulateurs, les GRD et les GRT envisagent d'utiliser des outils similaires pour obtenir de la flexibilité mais ont des opinions divergentes sur leur mise en œuvre et leur importance : certains favorisent des mécanismes de marchés ; d'autres privilégient les tarifs. **Différentes solutions sont susceptibles de s'adapter à différents contextes et marchés.** L'ACER prépare un rapport sur les meilleures pratiques en matière de tarifs de distribution, y compris des recommandations sur les tarifs de différenciation temporelle et géographique. Ce sera un sujet sensible dans certains États membres. Une étude allemande sur les effacements a conclu que les GRD devraient être autorisés à effacer jusqu'à 3 % des injections décentralisées, pour autant qu'ils compensent pleinement les producteurs d'énergies renouvelables au

coût d'opportunité. Cette conclusion se retrouve dans le *Clean Energy Package* avec un seuil de 5 % d'effacement, pour entamer des discussions sur la compensation et une option selon laquelle un niveau plus élevé pourrait convenir quand le mix énergétique dépasse 50 % d'énergies renouvelables.

Cet objectif d'effacement pourrait être fondé sur un régime par défaut ou un régime volontaire qui permettraient aux consommateurs de décider de l'effacement qu'ils souhaitent accepter et des contreparties qu'ils exigent. Une expérience pilote teste deux régimes de restriction volontaire, permettant aux clients de choisir un régime fixe ou une flexibilité sur la capacité ou l'énergie. Au Royaume-Uni, des accords de connexion intelligente sont également testés : les clients peuvent bénéficier d'une connexion plus rapide ou moins chère s'ils acceptent un programme non ferme. Les contrats de connexion et les rabais pourraient offrir une flexibilité importante. Une fois implémenté à l'échelle, il y aura probablement des discussions importantes autour des méthodes de calcul, des rabais et des menus d'options contractuelles proposés.

Les tarifs de réseau et les contrats de connexion ne permettent pas à eux seuls de résoudre tous ces défis. **En supposant que l'approvisionnement soit fondé sur des marchés de flexibilité, la question reste de savoir comment ces leviers devront être appliqués et comment les GRD et GRT devront coordonner leurs actions en matière d'approvisionnement.** Certains projets pilotes fonctionnent déjà à une échelle raisonnable et utilisent un certain nombre de modèles qui n'ont pas été pris en compte lors des travaux conceptuels sur ce sujet. Les GRD, GRT et opérateurs de marché développent également des joint-ventures dans ce domaine. Bien que ces arrangements soient controversés d'un point de vue réglementaire, car ils peuvent donner lieu à des manœuvres stratégiques et à des abus de pouvoir de marché, il sera intéressant d'observer les résultats obtenus en fonction des différentes pistes explorées. **La création d'une entité européenne pour les GRD, la gestion des codes de réseau et des données des consommateurs, et la nécessité d'interpréter et mettre en œuvre la version finale du *Clean Energy Package* occuperont également les régulateurs.**

Se pose néanmoins la question de la responsabilité des utilisateurs. Ne devraient-ils pas être impliqués dans la gestion de la flexibilité afin que l'équilibre et la flexibilité soient gérés par toutes les parties prenantes du réseau ? Aujourd'hui tout le monde semble considérer que les GRD sont responsables, alors même qu'ils n'ont pas la propriété ou le contrôle de toutes les composantes nécessaires au sein du réseau. À l'avenir, la responsabilité devrait être partagée, car la réalité est que les GRD n'ont pas la capacité d'équilibrer et de gérer l'ensemble du système.

Le futur du gaz

Le cadre européen pour l'industrie et les marchés gaziers sera revisité par la Commission von der Leyen (nouveau Paquet), comme promis par la Commission Juncker. Quelles seront les évolutions en matière de distribution du gaz, concernant le gaz lui-même (gaz verts, etc.) et pour le couplage des deux industries, électricité et gaz ?

L'Europe du gaz

Le Clean Energy Package ne concerne que peu le gaz. Pour autant, il mérite de l'attention sur le plan de la gouvernance et des institutions. Il y a par exemple fort à parier que les compétences confiées à ENGRT-G seront de même nature que celles d'ENGRT-E dans le prochain Package.

Les objectifs européens sont bien connus, de même que ceux à horizon 2050. Dans ce contexte, qu'advient-il de la demande en gaz ? Le *Climate Deal* du gouvernement des Pays Bas prévoit de ne plus recourir au gaz naturel à cet horizon. Ce pays est pourtant producteur de gaz. Dans les autres pays, plusieurs mesures sont également prises contre le gaz. C'est ainsi le cas en Belgique, qui a décidé d'interdire la vente de chaudières au gaz à l'horizon de 2030. C'est une mesure qui va à l'encontre du gaz, d'autant qu'il n'existe aucune solution alternative pour une métropole comme Bruxelles dans laquelle 90 % des habitants se chauffent au gaz (9 % au mazout et 1 % à l'électricité). Compte tenu de ces mesures et des objectifs ambitieux en matière de CO₂, d'aucuns prédisent une forte diminution de la consommation européenne. D'autres considèrent qu'en 2040, la demande de gaz devrait rester stable. **Sur le terrain, la décroissance attendue en gaz à l'horizon 2025-2030 semble pour l'instant moindre que les prévisions initiales.** Par ailleurs, dans le mix énergétique final européen, le poids du gaz à la fois comme énergie primaire et comme énergie secondaire pour la production d'électricité n'est pas neutre. Il est même équivalent à celui de l'électricité. Ainsi, **se passer du gaz naturel à horizon 2050 représenterait une révolution.**

Le gaz naturel présente plusieurs avantages. Tout d'abord, il bénéficie d'une base installée significative. En Belgique, par exemple, l'électricité peut couvrir un pic de l'ordre de 14 GW, tandis que les capacités existantes en gaz naturel permettent d'aller jusqu'à 57 GW. C'est un élément de différenciation non négligeable. Il en va de même pour le back-up des intermittences. Qui plus est, le stockage du gaz naturel constitue une solution intéressante pour assurer la sécurité de l'approvisionnement. Il est également intéressant de noter que la Belgique, avec la permission de l'Europe, a prévu la construction de quatre centrales au gaz visant à contrebalancer la sortie du nucléaire. Il faut à cet égard aborder le sujet du risque de coûts échoués dans le domaine du gaz. Depuis 2007, la politique officielle de l'Union européenne consiste à réduire la consommation d'énergie primaire, donc de gaz naturel. Mais les **entreprises gazières ont continué à investir dans leurs infrastructures.**

L'UE est donc dans une situation paradoxale avec d'une part le redressement du recours au gaz naturel dans l'Union européenne et, d'autre part, la volonté de réduire sa consommation. Qui plus est, certains membres de l'UE veulent supprimer le charbon et d'autres – les Allemands ou les Belges – veulent supprimer le nucléaire et envisagent de **remplacer ces sources primaires par du gaz.** La demande de gaz demeurera significative au moins dans les dix prochaines années. Dans ce contexte, la fermeture du gisement de Groningue qui pourrait intervenir dès 2022 est préoccupante, car elle se traduira par une perte de 55 milliards de mètres cubes annuels. En outre, avec le Brexit, le gaz anglais ne sera plus européen. Les fournisseurs externes à l'UE entendent profiter de cette situation. Le contrat de long terme que Gazprom a conclu avec des États membres de l'Union porte sur 150 milliards de mètres cubes annuels jusqu'en 2030 et même 2035 pour ce qui concerne l'Autriche.

Dans le même temps, du fait des objectifs de décarbonation, les gestionnaires d'infrastructures, et notamment ENGRT-G, sont extrêmement actifs en matière de promotion des gaz renouvelables. Depuis deux éditions, le Forum de Madrid se penche sur les questions posées par leur développement. La stratégie industrielle en cours de préparation par la DG Entreprises prend également pleinement en compte l'hydrogène et les gaz renouvelables. Cela étant, l'étude la plus optimiste montre qu'à l'horizon 2050, il pourrait y avoir 200 milliards de mètres cubes de gaz renouvelables ; à comparer à la consommation

actuelle de 500 milliards de mètres cubes.

Quoi qu'il en soit, le dynamisme est tel, en termes d'innovation et de recherche, qu'on peut imaginer que certaines solutions technologiques verront le jour. **La question est cependant de savoir qui doit investir pour développer ces nouveaux gaz.** Ceux qui ont le plus de moyens en la matière sont en amont : les producteurs de pétrole et de gaz. Or ils n'investissent que très peu dans ce domaine. Et pour cause, la situation aujourd'hui est tellement favorable aux producteurs de gaz naturel qu'ils n'ont pas de raison de se précipiter sur des alternatives. Cela étant, tous les gaziers semblent embrasser la même perspective. GRDF, par exemple, a annoncé des objectifs d'injection de 30 % de biogaz à l'horizon 2030 et de 100 % à l'horizon 2050.

Le rôle du gaz dans le mix énergétique de l'UE

Il n'y a pas de consensus sur le développement de la demande de gaz jusqu'en 2040-2050 : les projections publiées par les parties prenantes faisant autorité (COM, IEA, WEO, Equinor, Shell, BP Energy, Trinomics, TYNDP et Eurogas) sont très contradictoires. Selon les données de l'AIE, l'utilisation du gaz est répartie entre :

- l'électricité (passant de 127 à 151 milliards de m³ entre 2000 et 2017, et en hausse à moyen terme, notamment suite au renouvellement des engagements de l'Allemagne) ;
- les bâtiments (stabilité, à 183 et 185 milliards de m³, respectivement) ;
- l'industrie (baisse de 145 à 116 milliards de m³, avec une perspective dépendante de la politique de mobilité) ;
- le transport (passant de 1 à 4 milliards de m³).

Dans toute l'Europe, que ce soit pour la chaleur ou l'électricité, une poussée majeure peut être observée pour éliminer l'utilisation du charbon. Bien qu'utilisé dans une large mesure dans l'industrie, la sidérurgie et la pétrochimie, le charbon répond encore en premier lieu aux besoins en électricité, représentant 2 390 Mtep par rapport à 1 256 Mtep de gaz. Si le gaz naturel est l'alternative la plus évidente au charbon, du fait de sa meilleure compatibilité avec l'objectif de neutralité carbone, des pays comme la Pologne et la Hongrie considèrent également le développement du nucléaire.

Bien que promu au niveau européen, et productibles localement, les biogaz ne couvrent que 4 % seulement de la consommation et ne semblent pas connaître de montée en flèche, des plans d'action manquent en ce qui concerne le biométhane, issu de la digestion anaérobie et de la gazéification thermique, Son développement peut être néanmoins ralenti par les besoins de nettoyages nécessaires pour utiliser ce gaz.

Quant à l'hydrogène, il a toujours besoin qu'une équation économique soit mise au point (l'hydrogène « gris » (de source fossile) est toujours 5 fois moins cher que le « vert » (d'origine renouvelable)), et de l'acceptation du public. Bien qu'il apparaisse comme la meilleure option pour l'UE, le mandat confié par Ursula von der Leyen à la nouvelle Commissaire à l'Énergie porte sur le gaz renouvelable – en particulier le CCS⁸ – mais ne dit rien de l'hydrogène ; ce que l'Allemagne entend faire changer lors de son semestre de Présidence européenne, dans la seconde moitié de 2020.

Le concept de "Power to Gas" ne sera probablement pas mis en œuvre en 2020, mais à plus long terme, en raison des besoins élevés en investissements et de la faible valeur marchande du gaz produit. Quant aux projections sur le gaz renouvelable et l'hydrogène, elles dépendront des décisions en matière d'approvisionnement (Algérie, Maroc vers l'Union européenne) et de statut (activité commerciale versus réglementée).

⁸ Méthane reformé du captage et séquestration de carbone.

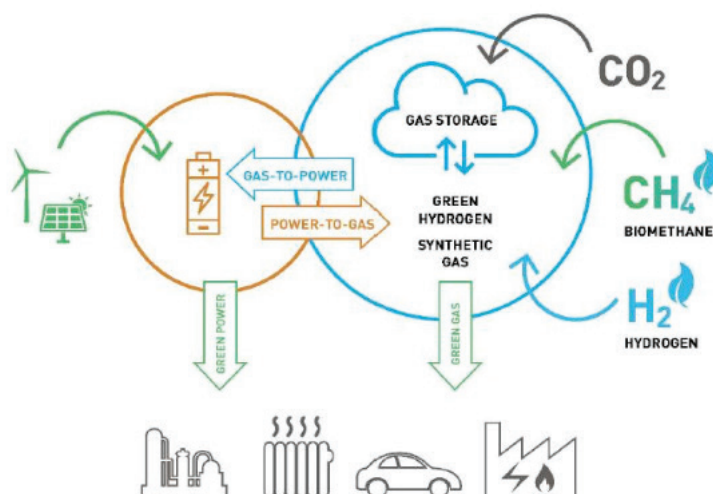
L'industrie gazière fait donc face à un avenir marqué par de nombreuses incertitudes⁹. Alors que son principal concurrent est l'hydrogène, qui pourrait atteindre 225 milliards de m³ d'ici 2050, le succès à long terme du gaz reposera sur le développement du biométhane dans l'UE, grâce auquel le gaz pourrait effectivement devenir une énergie renouvelable.

Il y a une place pour l'hydrogène. Même dans les scénarios les plus optimistes, le mix énergétique actuel ne pourra pas couvrir plus de 60 % des besoins. L'hydrogène offre ainsi une alternative indispensable en matière d'approvisionnement. Cependant, jusqu'à ce que les perceptions changent, la demande d'hydrogène ne devrait pas croître rapidement, étant donné qu'il exige que les utilisateurs augmentent leurs dépenses et mettent au rebut des équipements déjà installés. Certains acteurs ont quand même développé les technologies nécessaires à la production d'hydrogène et pourront en récolter les bénéfices **si les conditions favorables au développement de ce marché se concrétisent et le soutien des investisseurs se maintient sur la longue durée.**

Un rôle renouvelé pour les distributeurs de gaz ?

Pour compenser le fait que la demande de gaz ne baisse pas autant que prévu alors qu'il convient de réaliser la décarbonation, un « **couplage des secteurs** » (**sector coupling**) devra être mis en place. Ce couplage permettrait de limiter le risque lié à l'intermittence de la production renouvelable, d'optimiser les infrastructures gazières existantes et de participer de façon significative à la réduction des émissions de gaz à effet de serre.

Gaz et électricité sont complémentaires et non concurrents. Le mix énergétique à l'horizon 2040 pourrait comprendre 32 % d'éolien, 10 % de solaire et 25 % d'autres énergies renouvelables. Le système électrique évolue donc vers l'intermittence. Les réseaux gaziers seront un des outils nécessaires pour sécuriser l'approvisionnement, mais à partir d'autres options que le gaz naturel actuel



⁹ Cet avenir incertain du gaz est bien illustré par les atermoiements du gouvernement allemand qui a récemment décidé de remettre sa transition énergétique sur les rails, compte tenu de sa responsabilité particulière au plan européen. Alors que de nouvelles formes d'énergie, en particulier l'hydrogène, sont à l'horizon, leur arrivée n'est pas considérée comme essentielle à ce stade et l'idée est d'observer les évolutions de la technologie et des marchés. Parallèlement à cela, les investissements dans les infrastructures gazières se poursuivent. Le paquet climat annoncé par l'Allemagne semble cependant ne constituer qu'une version « homéopathique » de la politique climatique européenne. On peut, par exemple, être déçus par les propositions faites sur le prix initial du CO₂ fixé à 10 €, avec une évolution à 35 € à l'horizon 2025. Pour ce qui concerne le gaz, les perspectives sont totalement incertaines et l'on peut prévoir une contraction de 40% du volume du marché sur les dix prochaines années avec un manque de visibilité sur les voies à emprunter pour assurer l'avenir d'un appareil industriel important.

En somme, le développement de l'électrification verte de la société tel qu'on le conçoit actuellement ne peut passer que par une coopération – certes inhabituelle et complexe – entre le gaz et l'électricité. La nouvelle coopération ENGRT-E/ENGRT-G s'annonce très intéressante. Les Pays Bas, notamment sont confrontés à une véritable révolution. Il s'agit pour eux de passer d'un système fondé sur le gaz naturel à un autre. Des coopérations devraient également avoir lieu entre les GRD gaz et les GRD électricité. De très nombreuses réflexions sont en cours.

Pour les distributeurs et les transporteurs de gaz, les perspectives de diversification de leurs activités posent la question de la plus-value de cette démarche pour un gestionnaire de réseau, par rapport aux producteurs et aux fournisseurs. Elle semble résider dans le fait que ces fournisseurs ne sont pas nécessairement intéressés par des microprojets et qu'au contraire les GRD sont bien placés pour les implémenter au niveau local.

Les expérimentations de Sibelga à Bruxelles

Parce que le réseau gazier est extrêmement bien développé et couvre l'ensemble du territoire bruxellois, la principale ambition de Sibelga est de verdir le gaz. Le choix d'explorer et de développer différentes technologies en se focalisant sur le local, a été fait.

Ainsi, un site de production d'hydrogène, à partir de photovoltaïque est en cours de test. Par ailleurs, une analyse de l'ensemble des avantages offerts par l'hydrogène est en cours. Celui-ci peut notamment être injecté dans le réseau, ou encore utilisé comme unité de stockage. Cette démarche intéresse aussi le transporteur, dont l'opérateur des transports publics bruxellois (STIB). Le distributeur de gaz est en discussion avec son régulateur pour savoir si une telle activité non régulée de production d'hydrogène serait compatible avec ses activités régulées. Une autre technologie est également expérimentée : la bio-méthanisation. Il existe un projet – validé par le Gouvernement – de création à Bruxelles d'une unité de bio-méthanisation à partir des déchets ménagers humides. Une autre solution serait de substituer du biogaz au gaz naturel, ce qui éviterait d'avoir à faire disparaître le gaz du mix énergétique.

Dans le contexte d'exploitation des renouvelables, le « fonctionnement en quartiers » d'une grande agglomération semble fournir une maille efficace, dans la mesure où la typologie socio-économique correspond à ce découpage. Dans le cas de Bruxelles, par exemple, une importante production électrique locale provient des toits des dépôts de bus de la STIB, qui souhaite la valoriser, dans la mesure où sa production dépasse ses besoins propres de consommation. Une des solutions, passant par le stockage, est à l'essai à partir de l'hydrogène. Ce type de solution hyperlocale semble à une échelle d'intervention trop petite pour de nombreux opérateurs de marchés ; et la logique du Clean Energy Package prévoit que le GRD peut intervenir en cas de défaillance du marché pour des raisons de coûts, de délais, ou de taille.

Ainsi, à l'horizon 2050, le déploiement dans la métropole bruxelloise devrait se faire par quartier, avec un objectif d'indépendance énergétique de chacun d'eux. Cela impose de redimensionner le réseau avec une approche locale, pour ne pas dire super-locale. Dans ce contexte, les gaz, dont l'hydrogène, combinés au véhicule électrique, seront utilisés comme solution de stockage en liaison avec le déploiement de microgrids et de photovoltaïque. Dans un tel schéma, le gestionnaire de réseau de distribution sert de vecteur et de lien, même s'il n'est pas en charge de la production énergétique.

Au total, l'idée que le réseau gazier serait uniquement dédié à la distribution ou au transport est révolue.

Le réseau est intégré avec l'ensemble des unités de transformation pour servir de stockage, gérer les intermittences des renouvelables, et injecter le méthane. Ce faisant, **il devient fournisseur de services et l'un des acteurs des équilibres locaux**, mission qu'il peut tenir parce qu'il est en contact avec les usagers et parce qu'il est neutre.

Cela étant, dans le contexte du développement de communautés énergétiques, se pose à nouveau la question du rôle des GRD. Lorsque leur actionnariat est composé d'acteurs publics, en particulier de collectivités territoriales, cette spécificité leur permet-elle de s'ériger en intermédiaires neutres ? Et quid des autres GRD ?

Par ailleurs, un soutien public fort, sous forme d'aménagements réglementaires et de subventions, sera nécessaire pour déployer des services dont le coût pourrait être légèrement supérieur au marché afin que la transition énergétique soit accessible à tous.

De leur côté, les GRD ont un devoir de pédagogie pour **explicitier la valeur des services apportés aux consommateurs**, afin de permettre à ces derniers de comprendre la **logique de la tarification des services**. Les effets de capacité et le rôle des GRD dans la transition énergétique permettront de donner plus de sens à leurs activités.

Le besoin de volontarisme politique

Il semble donc qu'il existe un avenir pour le gaz, lequel ne sera pas nécessairement du gaz naturel. Mais cet avenir requiert un profond remodelage du cadre réglementaire, ce qui prendra nécessairement quelques années. Quoi qu'il en soit, il est indispensable que la Commission européenne se saisisse de ce sujet, notamment dans le Package de l'année 2020. **Il est en effet essentiel que l'Europe se dote d'une véritable vision sur le gaz à horizon de 2050 et au-delà, qui permettrait aux opérateurs d'effectuer une planification conjointe électricité/gaz.** Dans les métiers d'infrastructure, une telle planification n'est pas possible sans vision au-delà de dix ans.

Par ailleurs, il faudrait que la législation se préoccupe de soutenir le « Power to x » (gas, liquid, etc.). En Belgique, par exemple, il est possible de développer du *Power to Gas* mais il est interdit d'injecter de l'hydrogène dans le réseau de gaz. Il reste donc du chemin à parcourir pour lever un certain nombre de barrières.

Sur le biogaz, la France mène une politique agro-industrielle volontariste en matière de biocarburant. D'autres pays n'ont ni les ressources agricoles, ni la taille critique pour en faire autant. Il faudra donc organiser le commerce transfrontière de gaz renouvelable, si l'on veut le faire émerger globalement. Il faudra, là aussi, des normes et des standards.

Un autre sujet important est celui de la recherche et développement : pour que ces technologies voient le jour, un accompagnement sera indispensable car la R&D et les tests de POC sont coûteux. Les régulateurs devront être en mesure de soutenir cette évolution vers un nouveau monde du gaz.

Enfin, la question pour la Commission européenne est de savoir s'il faut réguler à ce stade ou encourager les « bacs à sable » réglementaires. Le mix énergétique est très différent d'un pays à l'autre. Cette donnée sera très structurante pour la suite des opérations et pour le rythme des transformations. Il existe un véritable intérêt à coopérer au plan européen pour tester différents modèles dans différents contextes. À cet égard, bien que ce soit possible dans les États Membres, on ne peut pas organiser de bacs à sable réglementaires au niveau européen puisqu'il n'existe pas d'autorité, ou de régulateur, au plan communautaire qui pourrait autoriser des dérogations à l'application du droit européen, afin de pratiquer des expérimentations et d'adapter la régulation aux conditions de l'innovation.

La valeur des infrastructures et le financement des investissements

Des investissements importants sont annoncés en Europe dans le cadre d'une transition énergétique qui doit s'accélérer. Quelle part pour les différents segments de l'industrie, production, réseaux ? Financés comment, pourquoi et par qui, et pour quels modèles d'affaires ?

La diversité des GRD et de leurs modèles

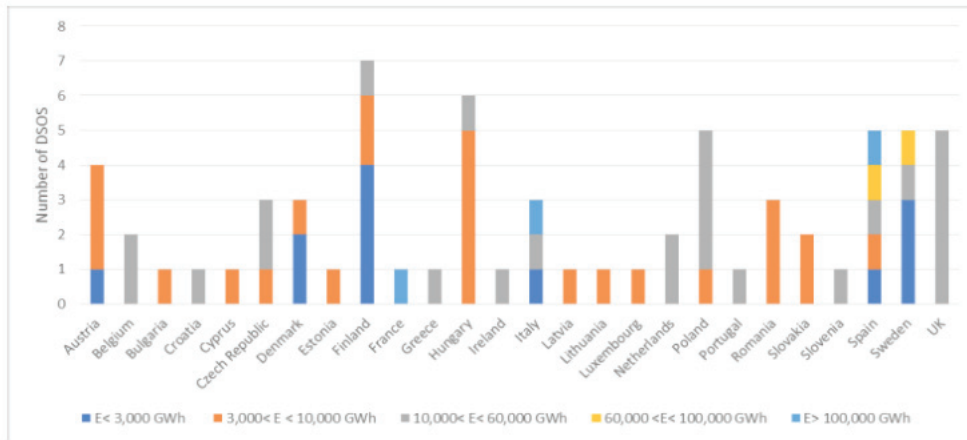
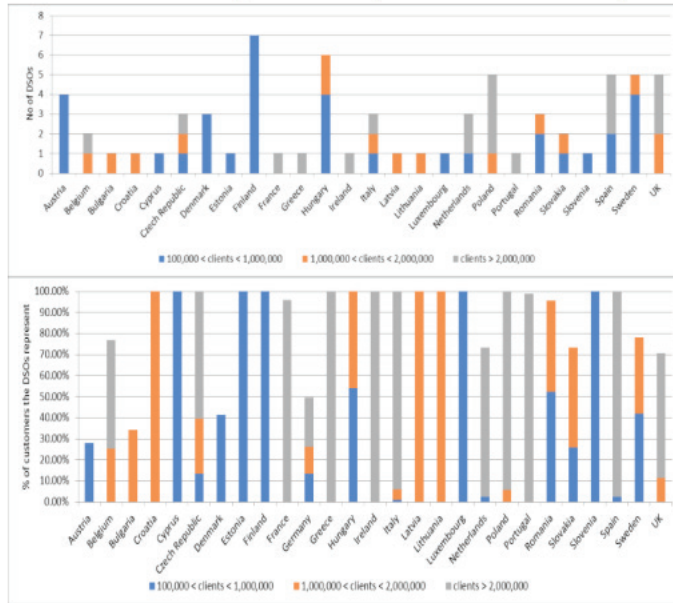
Selon l'Observatoire des opérateurs de la distribution en Europe hébergé par le JRC¹⁰ les différents modèles nationaux de distribution, caractérisés par des degrés très variables de concentration, se traduisent par des capacités d'investissement et des politiques de développement très hétérogènes à travers l'Europe.

Modèle	Pays
Un seul DSO	Cyprus, Estonia, Luxembourg, Slovenia (small DSOs) Croatia, Latvia, Lithuania (medium DSOs) Greece, Ireland (big DSOs)
1 DSO principale avec plus des 90% des clients	Italy, France, Portugal
2-3 DSOs qui ensemble ont plus de 70% des clients	Belgium, Netherlands, Romania
3-4 grand DSOs qui servent plus 70% des clients	Poland, Spain, UK
4 petit DSOs qui ont plus de 50% des clients	Sweden, Hungary
Plusieurs petits DSOs	Austria, Finland, Denmark
DSOs avec une taille variable	Czech Republic

¹⁰ Le Centre commun de recherche de la Commission européenne (JRC, pour Joint Research Center) compte 3 000 chercheurs. Il accueille notamment l'Observatoire des opérateurs de la distribution en Europe qui produit une série de 37 indicateurs sur ces réseaux, répartis en trois catégories : structure du réseau et fiabilité ; architecture ; génération distribuée. Cependant le JRC n'a pas à ce jour un accès systématique aux données financières sur les coûts des investissements, leur utilité et leur efficacité. Par ailleurs, dans la mesure où la régulation des investissements est très différente d'un pays à l'autre, il est difficile d'analyser les données financières. Les façons de rémunérer l'investissement sont différentes elles aussi. Or, la standardisation est la condition nécessaire de travaux statistiques.

Outre des rapports d'activité sur les réseaux de distribution, par exemple sur l'évaluation des projets de smart grids ou les plans de déploiement des compteurs intelligents, le JRC met à disposition un outil gratuit d'aide à la création d'un réseau de distribution de référence : DiNeMo [<https://ses.jrc.ec.europa.eu/dinemo>]. Cet outil est accessible gratuitement via Internet. Après s'être enregistré, n'importe quel utilisateur peut effectuer ses propres simulations. Davantage qu'un réseau « optimal », il s'agit de bâtir un réseau « de référence ». Dans cette optique, le JRC réalise des moyennes techniques par pays européen, qui ne sont pas visibles mais qui sont intégrées dans l'outil. Le service s'adresse à deux types d'utilisateurs : les GRD mais aussi les chercheurs académiques. DiNeMo permet de réaliser des simulations ciblées (véhicules électriques, stockage, etc.). Sa flexibilité permet de l'utiliser pour des projets très spécifiques. L'Agence internationale pour les énergies renouvelables a demandé au JRC de le développer en dehors des pays européens.

Customer base of DSOs per Country
Customer base per Country in the Observatory



Demain, les investissements en faveur d'une plus grande flexibilité seront primordiaux pour la gestion des réseaux de distribution. Pourtant, la majorité des GRD n'a pas encore de programme de gestion de la flexibilité ; et seuls 15 % des opérateurs qui mettent déjà en œuvre de tels programmes les utilisent pour la gestion des congestions locales. Il convient non seulement d'investir de manière substantielle dans les capacités de production d'énergies renouvelables mais aussi dans les moyens de gestion de l'effacement.

L'amélioration de la gestion des réseaux dépendra du développement des échanges de données entre GRT et GRD. Ces derniers sont le point de contact entre les différents acteurs du système électrique. Des outils existent déjà pour améliorer la gestion des deux types de réseaux sans échanger la totalité de toutes leurs données.

Le JRC étudie particulièrement les investissements dans les infrastructures pour la mobilité électrique. Les opérateurs de ce secteur doivent-ils se fournir sur des marchés ouverts ou développer leurs propres réseaux de distribution ? En Italie, par exemple, il y aura certainement de fortes différences entre une ville comme Milan et le reste du pays. Les opérateurs de la mobilité investiront sans doute dans les grandes

viles, et l'opérateur du réseau de distribution sera le fournisseur de service dans le reste des zones. La géographie est un facteur primordial, de même que le mix énergétique. Il y aura en la matière de fortes spécificités nationales.

En France, le développement du véhicule électrique suit pour l'instant une tendance très progressive. Le déploiement se traduira cependant par des pics pour le réseau de distribution. De ce fait, l'enjeu pour ce dernier est bien d'être un point de contact entre tous ses utilisateurs pour répartir la charge. Par ailleurs, la gestion de la flexibilité et de l'équilibre local doit être faite en élargissant le sujet au-delà des seuls véhicules électriques.

Le point de départ n'est pas le même d'un pays à l'autre. De ce fait, la valeur de la flexibilité varie elle aussi. Aux Pays Bas, le réseau de distribution est de dimension modeste car il n'a été conçu que pour l'éclairage et les besoins directs d'électricité. Il n'y a pas de chauffage électrique dans ce pays. Il existe donc d'emblée une convergence d'intérêts entre les acteurs du marché qui développent des moyens de flexibilité et le réseau : chacun a envie d'aider l'autre. En France, le réseau électrique est beaucoup plus robuste. Il est dimensionné pour éviter les congestions. La solution consiste donc à investir en tenant compte des situations les plus extrêmes.

Quels instruments de financement ?

Il y a eu beaucoup de débats sur la question de savoir si le changement de modèle commercial « des tuyaux vers la plate-forme » est un défi ou plutôt une opportunité. **La numérisation, l'électrification et la décentralisation du secteur de l'énergie sont à l'origine des besoins d'investissement des GRD, dans le but de transformer la distribution d'électricité en un système plus dynamique et d'augmenter la flexibilité du réseau.** Pour permettre la transition énergétique, les réseaux électriques auront besoin de plans d'investissement importants : environ 66 % dans les réseaux de distribution d'ici 2020, 75 % d'ici 2035 et 80 % d'ici 2050. Avec l'intégration de la production distribuée et les efforts pour maintenir la qualité de l'approvisionnement et renforcer les réseaux intelligents, des investissements seront nécessaires tant dans les réseaux que dans le numérique et le pilotage de la demande des clients.

Entre les consommateurs et les parties prenantes de la fourniture d'énergie, le rôle du GRD doit être fondamentalement repensé, dans un paysage où interviennent également les institutions financières, les compagnies d'assurances, les fonds de pension, les marchés obligataires et financiers, ainsi que les financeurs de « prêts verts ». Le profilage que ces derniers réalisent peut aboutir à des conclusions différentes sur la perception des risques, selon qu'ils sont plus sensibles au risque commercial ou au risque financier.

Lorsqu'il s'agit de tirer parti des atouts de l'industrie, le modèle « Base d'Actifs Régulés » limite le risque commercial et facilite l'accès aux marchés des capitaux et aux prêts bancaires. Le caractère externe des notations accroît l'attractivité pour de nombreux investisseurs. Dans ce contexte, les émissions obligataires et les prêts bancaires restent probablement le moyen le plus rentable de financer le cœur de métier. Il est également utile de diversifier les sources de financement pour éviter les pressions en cas de resserrement du crédit. **Cependant, certains GRD rencontrent une pression sur leur notation en raison de leurs limites en matière de capacité d'endettement.**

Les obligations hybrides constituent une excellente formule dans un marché exigeant. Elles permettent de maintenir un effet de levier, de protéger les ratios sans diluer les fonds propres (détention et rendements) et de disposer d'un aménagement du cadencement des appels de fonds dans la phase précédant l'accès aux recettes d'exploitation.

Quant à l'amélioration de la rémunération des fonds propres, elle peut s'appuyer sur les opportunités qui se présentent du fait de chocs technologiques ou réglementaires, mais exigent une forte réactivité.

En exploitant de telles opportunités commerciales, apparaissant à la marge des modèles d'affaires traditionnels, et en déployant les montages nécessaires pour exploiter ces opportunités, les investisseurs peuvent prendre un risque (technologique, commercial, lié à l'innovation) supplémentaire, à condition qu'il demeure bien circonscrit. Le déploiement du compteur intelligent au Royaume-Uni constitue un modèle en la matière. Lorsque l'obligation s'est imposée aux fournisseurs d'énergie, l'initiative est venue de l'un des principaux opérateurs de *public utilities*. La structure de financement du projet était telle que les

principaux risques ont été portés par les SPV (*Special Purpose Vehicle*) ou transmis aux sous-traitants. L'investissement a pesé sur le bilan des fournisseurs, avec plusieurs milliards d'investissements requis, tandis que la contribution en fonds propres du promoteur de l'opération était limitée. Le contrat de gestion des compteurs n'était pas considéré comme une activité centrale pour les fournisseurs d'énergie. Le SPV a ainsi été finalement financé par la création d'une nouvelle classe d'actifs, un segment d'investissement particulier, sur lequel la décision avait été prise d'accepter un certain risque.

Les financements hors bilan peuvent être considérés comme des alternatives intéressantes lorsqu'ils :
 - offrent une meilleure répartition des risques ;
 - créent une nouvelle classe d'actifs et des moyens de financement du risque, améliorant ainsi les rendements des capitaux propres ;
 - permettent un emploi efficace des capitaux (en assouplissant les contraintes de bilan, permettant de se concentrer sur le cœur de métier, et facilitant le déploiement de nouvelles technologies et de pilotes).

Risque réglementaire et financement privé

La question de l'investissement privé est fondamentale. Le sujet est en partie politique. Les opérateurs de réseaux sont des acteurs stratégiques. Qui a les fonds propres nécessaires pour soutenir les efforts d'investissement qui s'imposent ? Faut-il laisser la porte ouverte à des fonds d'investissement étrangers ? **De nombreux pays de l'Union font face à des contraintes fortes en matière d'investissement publics.** Il faut donc analyser comment mobiliser le secteur privé.

Il n'y a cependant pas suffisamment de projets d'infrastructures en demande de financement en Europe et une partie de ceux qui existent ne sont pas structurés de la bonne manière. Les besoins sont pourtant réels. Trop peu de projets sont à un stade d'avancement suffisant pour employer l'épargne européenne. Il y aurait 6 000 milliards d'euros d'investissements privés non utilisés en Europe sans parler des fonds souverains.

Les projets d'infrastructures sont à distinguer des projets industriels, tel l'usine de batteries prévue dans le cadre d'un projet de coopération franco-allemand. Ils peuvent se ressembler par certains égards mais diffèrent dans la mesure où **les projets industriels sont en réalité des entreprises commerciales.** Les investisseurs dans les infrastructures ne sont eux-mêmes que marginalement attirés par le type de risque inhérent à ces aventures industrielles¹¹. Cependant, comme de tels projets sont essentiels à l'avenir industriel de l'UE, le fort soutien apporté par l'UE et les États membres est parfaitement compréhensible.

Concernant les grandes infrastructures, il faut avant tout renforcer la capacité administrative des régulateurs et des autorités publiques quand elles lancent des appels d'offres. Le problème n'est pas français mais européen. **Pour drainer l'épargne sur les projets d'infrastructures régulés, il faudrait simplifier la réglementation pour la rendre lisible et simple pour les investisseurs.** La qualité des infrastructures en France et dans d'autres pays européens est le résultat de dizaines d'années de politiques relativement cohérentes et de capacités administratives adaptées. Faire les bons choix implique de savoir quelle sera la bonne technologie demain, ce qui requiert des équipes formées et expérimentées s'inscrivant dans la durée, ce qui a été le cas pendant longtemps mais ne l'est plus nécessairement aujourd'hui. Les technostructures publiques ont été relativement malmenées du fait de coupes budgétaires. Par ailleurs, les compétences ont été partagées entre différents acteurs, ce qui a été une bonne chose en termes de gouvernance, mais qui rend aussi plus difficile de disposer de suffisamment de cadres formés et expérimentés dans les pays de taille moyenne. C'est là que l'Europe peut avoir un rôle à jouer.

Enfin, il faut être lucide et comprendre les risques de l'approche hors-bilan. Aujourd'hui, les régulateurs tendent à refuser ce qui peut faire augmenter les tarifs et semblent privilégier des objectifs de contention, voire de baisse des tarifs, par rapport à ceux d'efficacité. En incitant les régulateurs à adopter de telles logiques, **les autorités politiques s'avèrent responsables d'un gonflement excessif des opérations hors-bilan, ce qui à terme pourrait devenir dangereux sur le plan de la stabilité financière.** La plus grande prudence est donc de mise.

¹¹ La concurrence asiatique sera un véritable défi à long terme car la taille des usines sera un facteur de coût majeur. Seule une forte demande des clients industriels pour de telles batteries « locales » (à commencer par les constructeurs automobiles) pourrait permettre de compenser le désavantage concurrentiel de départ pour les Européens.

NeuConnect : Un exemple de projet financé par le privé et soumis à l'incertitude réglementaire

En tant qu'investisseur à long terme, Meridiam vise, par le biais de Meridiam Transition Fund, à saisir les opportunités de transition énergétique liées aux infrastructures pour contribuer à la mise en œuvre de l'Accord de Paris (COP 21) à travers l'Europe. Il a été lancé en 2015, grâce à une initiative conjointe de Meridiam et de l'assureur français CNP Assurances. Le Meridiam Transition Fund a bénéficié du soutien de plusieurs grands investisseurs européens tels que CNP, Aviva, AXA, Allianz, Cardif et Caisse des Dépôts. Meridiam constate la disponibilité de forts volumes de capitaux à investir et travaille à mobiliser davantage d'investisseurs institutionnels pour financer une économie à faible émission de carbone. Les trois piliers de son activité sont la résilience des systèmes électriques (80 M € déployés à ce jour), l'économie circulaire et le biogaz (160 M €), les smart grids et les smart cities (180 M €).

Meridiam parraine le financement de l'interconnexion NeuConnect entre le Royaume-Uni et l'Allemagne, la première liaison directe entre les réseaux allemand et britannique, et entre deux des plus grands marchés de l'énergie en Europe. NeuConnect est une autoroute invisible de 710 km pouvant accueillir jusqu'à 1,4 GW d'électricité, suffisamment pour alimenter 35 millions de foyers pendant la durée de vie du projet. La liaison sera un câble sous-marin bidirectionnel HVDC (2 x 525 kV), qui représente 1,4 milliard de livres d'investissement. Il sera soumis à deux régimes réglementaires distincts.

Le marché britannique de l'énergie, en tant qu'importateur net d'électricité, dépend des interconnexions pour fournir 5 à 10 % de l'électricité britannique et peut bénéficier des prix de l'électricité durablement faibles observés en Allemagne. Cette dernière, avec de vastes infrastructures renouvelables mais des goulets d'étranglement dans le système de transport du Nord vers le Sud, ne peut pas utiliser le plus efficacement possible son potentiel d'énergie renouvelable.

Malgré la complexité inhérente à de tels projets, les investisseurs sont intéressés, à condition que le cadre réglementaire soit sécurisé et permette des ajustements dans le pilotage de l'actif au cas où les déséquilibres énergétiques propres à chacun des deux systèmes électriques se réduiraient. Les Britanniques ont fait savoir qu'ils ajusteraient leur cadre de régulation pour tenir compte de la façon dont les actifs seront pilotés sur la durée. Initialement, l'hypothèse de base était que l'intérêt collectif serait que les Britanniques restent intégrés au marché de l'énergie. Dans un tel schéma, l'impact du Brexit serait assez modéré. Aujourd'hui, la vision est qu'il faudrait savoir rapidement ce qu'il en sera pour réaliser le projet dans les délais et l'ajuster au nouveau cadre. C'est finalement l'incertitude du processus qui s'avère problématique.

Le Brexit a cependant pu nuire à l'attrait du projet pour des investisseurs non européens : un partenaire asiatique potentiel du projet s'est ainsi désisté, persuadé que l'ajustement serait trop compliqué pour les Allemands. Certains pensent qu'il y a là une erreur d'analyse. En effet, le développement de l'Offshore Wind en mer du Nord a été soutenu par Angela Merkel ; et NeuConnect présente l'avantage d'éviter que de tels projets ne puissent pas produire toute leur électricité ; d'où une promesse crédible de soutien politique fort aux ajustements institutionnels et politiques nécessaires.

Le rôle de la Banque Européenne d'Investissement dans la mise en œuvre du Green Deal

La BEI est très active dans le financement de réseaux électriques. Elle a contribué en la matière à hauteur de 32 milliards dans le monde depuis 2012, dont 9,6 milliards en Europe occidentale. Avec le Green Deal et la nouvelle présidence, l'on peut s'attendre à voir cette action se poursuivre.

La transformation de la BEI est un changement très important pour l'Europe. Il y a trois ans encore, la BEI refusait par excès de prudence de participer à la transition énergétique. Aujourd'hui elle en est devenue un acteur très important et elle le sera plus encore à l'avenir. Par ailleurs, les grandes entreprises énergétiques ne connaissent pas de véritable difficulté de financement. Le rôle de la BEI ne consiste donc pas tant à jouer sur les taux d'intérêt qu'à introduire une **discipline méthodologique dans l'analyse des nouveaux types d'investissements nécessaires**. Ce faisant, elle sera à même de faire le lien entre le monde financier et le monde énergétique en transition.

La BEI a modifié significativement sa façon de travailler depuis quelques années. Son activité a historiquement porté en grande majorité sur les investissements sur des « risques solides ». Avec le plan

Junker, la BEI a évolué, avec des produits différents (par exemple *quasi equity, venture debt, hybrid bonds*) et une plus grande propension à accepter le risque. Mais il convient de gérer une mutation culturelle et parfois les processus demeurent trop lourds au regard des résultats attendus par les industriels. Aujourd'hui, cependant, la BEI offre une diversité de produits ainsi qu'une **possibilité d'obtenir une labélisation environnementale (*green labelling*) des investissements financés** grâce à ses process de *due diligence* environnementale.

Par ailleurs, la BEI a investi sur des vecteurs d'innovation. Ainsi est-elle l'un des principaux porteurs de la dette sur le projet de *Mega Battery Factory* qui se développe actuellement en Suède. C'est de l'innovation, et il s'agit de structures plus risquées.

La BEI suit de près les travaux de la Commission européenne. **Elle devrait se voir imposer l'obligation d'investir la moitié de ses ressources annuelles sur des projets verts, contre 20 à 25 % aujourd'hui.** Ce serait un réel changement, y compris culturel. La BEI étudie aussi comment assurer la consolidation des investissements verts, pour faciliter le développement de projets de petite taille.

Force est de constater, cependant, que les projets prêts à être déployés se situent plus à l'Ouest et au Nord qu'à l'Est et au Sud. Pour passer de 25 à 50 % de financements verts, il faut donc envisager un changement de politique, notamment dans ces dernières zones. La BEI sera potentiellement un acteur majeur pour imposer des conditions de verdissement au-delà de ce que les États-membres sont disposés à faire de prime abord. Cela passe nécessairement par le pragmatisme en matière de négociation et des compromis.

Nouveaux défis et nouveaux équilibres : Expériences d'opérateurs de réseaux

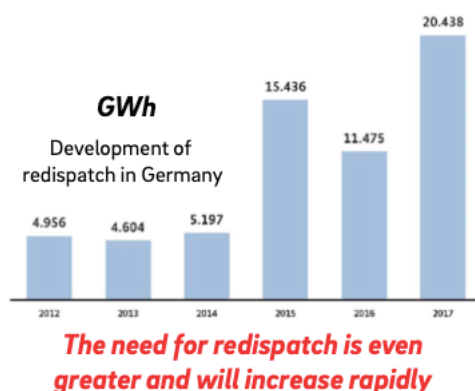
Les entreprises européennes de la distribution ont déjà engagé des changements, ponctuels ou stratégiques, pour répondre aux nouveaux défis des politiques, des clients, du business, de la finance. Regardons cela de plus près avec des entreprises d'Allemagne, des Pays Bas et d'Italie. Comment évoluent leurs modèles d'affaires ? Quelle part revient aux conditions locales (comme la fin de la production du gaz aux Pays Bas ou la fin annoncée du charbon allemand) ? Et quelle part pour les facteurs plus généraux ?

L'exemple des réseaux allemands

Le Clean Energy Package pose trois grands défis.

- La clause de prohibition d'activités : Elle est plutôt mal perçue en Allemagne, d'autant qu'une procédure d'infraction européenne considèrerait déjà que le régulateur allemand n'est pas suffisamment indépendant. Désormais, c'est le ministère de l'Économie qui décidera des activités du GRD. Des discussions sont en cours à ce sujet.
- La création d'une DSO-*entity* associant tous les distributeurs à la gouvernance européenne : cela signifie que la Commission appréhende les GRD comme les opérateurs du futur.
- Les tarifs.

En Allemagne, les principaux défis viennent de la diminution des revenus sur les marchés clés, de la situation du régulateur indépendant et de la décentralisation de l'équilibrage du système (*redispatch*).



Dans ce contexte, il semble indispensable d'inclure des actifs virtuels dans les revenus. Tel est le sens du projet « SmartEx » présenté par E.ON à la Commission européenne. À l'heure actuelle, les GRD sont incités à investir dans des actifs physiques. S'ils choisissent des investissements numériques leur permettant de réaliser les mêmes objectifs en termes de gains en efficacité, ils sont pénalisés.

L'innovation a également un important rôle à jouer pour résoudre les difficultés de production et de consommation d'électricité renouvelable – notamment les projets de plateformes à l'instar d'Enko en Allemagne ou CoordiNet en Suède.



Enfin, le véritable défi est celui de la digitalisation, qui touche la vie quotidienne. C'est un défi politique et culturel : les Allemands ont une culture manufacturière et la révolution des données change la donne pour un grand nombre d'acteurs. Une pédagogie est donc nécessaire, de même qu'une évolution des métiers.

En travaillant ensemble, les industriels trouveront à coup sûr un modèle pour le futur. Selon eux, ce n'est pas au régulateur de le définir. Se pose notamment la question de la fourniture de services à valeur ajoutée aux clients par rapport aux pures activités de distribution. En Allemagne, les GRD peuvent avoir une holding mère avec des filiales indépendantes chargées de vendre des produits et des solutions d'électricité et de chaleur. En outre, il y a trop d'électricité et pas assez de réseaux. C'est la raison pour laquelle le Gouvernement tente de donner plus de flexibilité aux GRD¹².

Le Repositionnement d'E.ON

Après avoir été largement occupé en 2016 par la mise en œuvre du spin-off avec Uniper, E.ON a annoncé en mars 2018 la cession de toutes ses activités de renouvelable à RWE et l'acquisition de sa filiale de production d'électricité Innogy. Au total, E.ON comptera 50 millions de consommateurs de détail, dont 26 millions connectés au réseau, lequel s'étendra sur 1,5 million de kilomètres et sera actif dans quatorze pays, dont sept à l'Est où le principal défi sera celui des renationalisations.

Le paquet climatique adopté à la fin de l'été par le gouvernement allemand prévoit 7 à 10 millions de points de charge des véhicules en Allemagne. E.ON propose des options, et installe des chargeurs là où il existe un marché des véhicules électriques. En cas de défaillance du marché, des opérateurs régulés, typiquement des GRD, devraient intervenir.

L'autre sujet est celui de la flexibilité compétitive. Dans la mesure où E.ON opère déjà un Active System Management, cet opérateur gère déjà des marchés régionaux avec des prix différents. Il opère également une blockchain avec Enel pour acheter directement l'électricité des éoliennes. C'est un gage d'indépendance régionale.

¹² Par exemple, E.ON n'a pas commencé à déployer les compteurs intelligents. Le marché des Citizen Energy Solutions est celui qui progresse le plus vite. Comme les coûts du système sont pris en charge par le consommateur final, — aujourd'hui, un consommateur paye 30 centimes/kWh — ils sont encouragés à quitter le réseau.

Le cas néerlandais

Pour réussir à atteindre ses objectifs de transition énergétique, un gestionnaire de réseau doit être capable de se projeter dans l'avenir avant de revenir à la situation actuelle pour analyser la trajectoire à suivre. Cette façon de penser la transition est à l'inverse de la manière dont la majorité des réflexions actuelles sur le rôle du GRD sont menées.

La nouvelle politique néerlandaise sur le climat a été présentée par le gouvernement le 28 juin 2019, après un an de retard. De 2020 à 2030, les centrales au charbon utilisées pour la production d'électricité seront fermées. Parallèlement, les mesures de relance se poursuivront pour l'énergie éolienne et solaire, cette dernière devant atteindre 25 TW au cours de la prochaine décennie. De nouveaux parcs éoliens vont être construits en mer du Nord, jusqu'en 2027-2028, tandis que la production d'électricité terrestre sera portée à au moins 35 TWh en 2030. Les nouvelles interconnexions prévues pour raccorder la production n'ont pas encore de contrepartie du côté demande. Un programme de développement de l'hydrogène a été défini, dans le but d'installer 3 à 4 GW de capacité d'électrolyse d'ici 2030 et de développer une infrastructure appropriée.

En ce qui concerne le bâtiment, la transition du gaz naturel à la chaleur durable se poursuivra : au 31 décembre 2021, chaque commune devra disposer d'une politique en lien avec la transition thermique. Quelque 1,5 million de logements et de bâtiments non résidentiels devront être privés de gaz naturel d'ici 2030. Le gaz naturel est déjà interdit dans la construction de logements neufs. Le fonds de transition thermique pour les prêts immobiliers individuels a été plafonné à 25 000 € par an au maximum pour l'isolation des habitations et les installations thermiques.

Dans quelques années, on peut s'attendre à ce que l'énergie éolienne et solaire soit moins chère que le gaz naturel. Beaucoup de travail est nécessaire pour remédier à la congestion actuelle du réseau électrique. L'on assiste à une augmentation de la production d'énergie solaire, avec 1,5-2 GW supplémentaires en 2019 et 4-5 GW supplémentaires en construction. La croissance vient principalement du solaire à grande échelle sur les terres agricoles du Nord.

L'évolution du cadre réglementaire des GRD a été positive. Les coûts ont atteint des niveaux minimaux, une évolution soutenue par les faibles taux d'intérêt.

Le dialogue avec le régulateur néerlandais sur une réglementation tarifaire favorable à la transition énergétique à partir de 2022 se poursuit, portant principalement sur : la législation actuelle, non adaptée à la transition énergétique ; la nouvelle réglementation du gaz découlant de la fin programmée de l'exploitation du gaz naturel ; les besoins d'investissements dans l'extension du réseau électrique.

La réglementation actuelle est fondée sur la perspective selon laquelle les GRD sont inefficaces et monopolistiques et ont besoin de stimuli pour devenir efficaces. Elle est en contradiction avec l'objectif d'accroître d'un facteur deux à trois la capacité du réseau électrique au cours des vingt prochaines années. Parce qu'il n'y a pas d'incitation à l'expansion, les GRD hésitent pour l'instant à investir des montants substantiels tant que le développement de la demande ne se confirme pas.

Le développement de capacités supplémentaires est principalement financé par la dette qui continue de croître et, par conséquent, des fonds propres supplémentaires sont nécessaires pour poursuivre la croissance et maintenir l'équilibre des bilans. Or, il est peu probable que les actionnaires actuels injectent de nouveaux capitaux dans les GRD, si bien que de nouvelles solutions, telles des privatisations partielles, devront être envisagées.

Aux Pays Bas, le capital des GRD est détenu par des municipalités (et des régions), mais celles-ci servent également de partenaires au développement des infrastructures des villes. Leur position est à la fois un avantage et une pierre d'achoppement. À l'avenir, le modèle des villes intelligentes, et l'ouverture des infrastructures qu'il implique, nécessiteront une coopération beaucoup plus étroite entre les GRD et les municipalités. Les grandes villes en ont la capacité, alors que dans les petites municipalités manquent des ressources nécessaires.

En outre, plus de marges de manœuvre sont nécessaires pour que les GRD améliorent l'utilisation des capacités et les technologies de stockage pour optimiser et renforcer le réseau. La réglementation actuelle est allée trop loin en contraignant les GRD au nom du développement de la flexibilité et du stockage.

Entre GRT et GRD, la coopération s'améliore. Aux Pays Bas, il existe un courtier commun pour les données,

auquel tous les gestionnaires de réseau fournissent leurs données avant leur mise sur le marché.

L'expérience d'Enel dans les infrastructures

Il existe de nombreuses synergies pour les grands acteurs, ainsi que des avantages intangibles qui s'établissent au fil du temps. Dans un contexte de transition pour l'Europe, le marché est secoué par des disruptions en termes de modèles d'affaire, des innovations technologiques, et l'évolution des préférences des utilisateurs et du public. La vision qu'Enel développe de l'avenir est fondée sur son expérience non seulement en Italie, en Espagne, et en Roumanie, mais aussi en Amérique latine.

Les GRD sont la cheville ouvrière de la transition énergétique. Auparavant chargés d'assurer la sécurité et la fiabilité du réseau, il leur est désormais demandé d'activer la transition énergétique elle-même, selon des règles qui n'ont pas encore été précisées.

Deux projets illustrent la stratégie d'Enel, fortement ancrée dans le numérique :

- *Le Network Digital Twin*, décrit comme le catalyseur de la coordination centrale, de l'organisation agile et maîtrisant les flux d'information, a été choisi comme futur modèle organisationnel.
- Le projet CoordiNET implique 23 partenaires. Ses objectifs sont : - de développer la fourniture de services grâce à une coordination GRT-GRD (réponse à la demande, stockage et production distribuée à petite échelle) ; - de concevoir et tester des standards de services fournis aux opérateurs de réseau ; - et de développer une plateforme de collaboration grand public-GRT-GRD pour ouvrir la voie au développement interopérable d'un marché paneuropéen.

Enel s'appuie sur la diversité de ses savoir-faire et l'expérience accumulée pour s'assurer que le numérique soit de plus en plus intégré dans sa stratégie. Dans ce contexte, la base technologique comprend l'intelligence artificielle, la couche de base, l'interface humaine, et les données dynamiques fournies par un vaste dispositif de capteurs. Enel teste différentes formes de coopération avec les acteurs du numérique et avec des pôles d'innovation, le plus souvent au niveau local, en appliquant toujours la meilleure technologie disponible. Les espaces d'innovation de Milan, Sao Paolo et Israël regorgent d'activité, d'idées, d'imagination et d'intelligence.

L'engagement envers les clients est très important. Il est essentiel que l'opérateur explique sa proposition de valeur par tous les moyens possibles – de la communauté aux médias sociaux, au Web, au courrier électronique, à la voix, au chatbot ou à l'application – car l'offre est non seulement nouvelle mais aussi complexe. La gestion du déploiement des compteurs intelligents illustre cette stratégie. Selon le pays dans lequel il a été déployé, la communication a dû répondre à différents types de préoccupations : confidentialité (utilisation abusive des données), sécurité (cyberattaques, vulnérabilité du réseau), santé (effets nocifs potentiels des rayonnements électromagnétiques), fiabilité (méfiance et peur de factures plus élevées), et prix (coûts cachés, tarifs non compétitifs).

Les bacs à sable réglementaires sont une nécessité. Ils peuvent être définis succinctement comme des exemptions réglementaires pour une période limitée et dans une zone prédéfinie, afin de permettre des expériences avec de nouvelles technologies, procédures et modèles commerciaux. Les leçons apprises sont documentées et servent de contribution à l'élaboration de futures politiques et cadres réglementaires adaptés.

L'évolution de l'industrie en Europe est principalement tirée par les progrès technologiques, et dans une moindre mesure par des changements dans la politique réglementaire, le comportement des clients, et les offres des concurrents. La même hiérarchie peut être observée en Amérique du Sud et en Amérique du Nord. Pour favoriser efficacement la transition énergétique, les réglementations doivent être : flexibles, pour encourager et récompenser les investissements ; prospectives, pour faciliter des rendements prévisibles et stables ; et proactives, pour redéfinir et consacrer le rôle du GRD.

Conclusion

De nombreux GRD doivent totalement se réinventer : ils ne sont plus seulement des gestionnaires d'infrastructures et sont devenus une interface, avec l'électrification de la société dans le contexte de la transition énergétique. Outre le travail entrepreneurial que cette évolution impose, les GRD qui tablaient sur une stabilité de leur mission devront engager impérativement un travail de création de nouvelles compétences. Ce rôle nouveau doit être envisagé dans le contexte d'investissements pouvant être importants dans certains pays.

Les temps sont également complexes pour les régulateurs, car le challenge de la transition énergétique pèse largement sur leurs épaules. Finance, investissement, fonds propres... : de nouveaux modèles doivent être mis sur pied, qui seront autant d'espaces d'innovation. Les GRD multi-fluides (électricité / gaz / hydrogène / chaleur) peuvent se développer et constituer aussi un nouvel espace à investir.



Chaire Gouvernance et Régulation
Fondation Paris-Dauphine
Place du Maréchal de Lattre de Tassigny - 75016 Paris (France)
<http://chaigovreg.fondation-dauphine.fr>