



Fondation Paris-Dauphine



Le cadre de régulation des réseaux électriques : Quelles évolutions pour des investissements efficaces et pour stimuler l'innovation pour la transition énergétique ?

Synthèse de conférence

Université Paris-Dauphine, 21 janvier 2019

Conférence organisée par l'Association des Economistes de l'Energie (AEE) en coopération avec la la Chaire Gouvernance et Régulation et la Chaire European Electricity Markets (CEEM)



Conférence organisée par l'Association des Économistes de l'énergie (AEE) en coopération avec la Chaire Gouvernance et Régulation et la Chaire European Electricity Markets (CEEM)



CHAIRE EUROPEAN
ELECTRICITY MARKETS
Fondation Paris-Dauphine

Table des matières

Optimiser les investissements dans les réseaux électriques en univers incertain :	
Les enjeux de la transition énergétique	3
La vision du régulateur	6
La vision du transporteur	8
La vision du distributeur	10
La vision de l'UFE.....	13
Échanges avec la salle	15
Table ronde	18
Échanges avec la salle	21

Le cadre de régulation des réseaux électriques : Quelles évolutions pour des investissements efficaces et pour stimuler l'innovation pour la transition énergétique ?

Conférence de la Chaire Gouvernance & Régulation
21 janvier 2019

La transition énergétique crée de nombreux défis pour les réseaux électriques, tant de transport que de distribution. Les incertitudes sur l'évolution de la demande d'électricité, sur le développement de l'autoconsommation, ainsi que sur les évolutions technologiques telles que le stockage et la digitalisation, créent un contexte nouveau pour les évolutions de la régulation des réseaux électriques. Quels sont les besoins en matière d'investissement dans les réseaux, dans le cadre d'une transition énergétique caractérisée par une part croissante d'énergies variables et spatialement dispersées ? Quel cadre de régulation instaurer pour assurer des investissements efficaces et éviter un risque de coûts échus compte tenu des incertitudes ? Comment passer d'une logique « cost plus » à une approche qui responsabilise les opérateurs sur leurs choix d'investissement ? Quelles évolutions du cadre de régulation permettraient d'expérimenter de nouveaux modèles de financement ?

Christophe Bonnery
Président, AEE

La question de la facture énergétique acquittée par les consommateurs s'invite régulièrement dans le débat public. Pour rappel, cette facture recouvre pour un tiers le coût de la production, pour un autre tiers le coût de l'acheminement, et pour un dernier tiers des taxes. L'acheminement pèse donc significativement dans la facture. Aussi importe-t-il de bien dimensionner et répartir les investissements, mais aussi d'en expliquer la nature – ce qui est une des missions des économistes.

Optimiser les investissements dans les réseaux électriques en univers incertain : les enjeux de la transition énergétique

Fabien Roques
Conseiller scientifique, CEEM & AEE

Les évolutions induites par la transition énergétique impactent les réseaux électriques et créent une forte incertitude sur les besoins d'investissements à venir, en matière de transport comme de distribution.

- **Évolutions technologiques**

Les technologies innovantes, qu'elles concernent la production, le réseau ou les usages, engendrent de nouveaux flux sur les réseaux, dont elles renforcent la dimension locale. Les flux se trouvent confrontés à des questions de bidirectionnalité et de gestion de l'intermittence. La numérisation requiert par ailleurs des investissements significatifs, mais offrira aussi des possibilités inédites.

- **Évolution des attentes et des comportements des consommateurs**

De nouveaux usages et services, toujours plus personnalisés, transforment la consommation d'électricité. En découlent indirectement des évolutions de la tarification, mais aussi une problématique d'effacement.

- **Évolution du rôle des opérateurs**

Les opérateurs de réseau sont des facilitateurs de la transition énergétique. Nous assistons à une évolution du rôle du réseau – de grand transport comme de distribution – vers une fonction assurantielle. Les autoconsommateurs auront davantage besoin d'une assurance que d'une fourniture constante. Par ailleurs, le réseau doit lui-même s'adapter et permettre l'émergence de nouveaux services et usages.

Quel cadre de régulation pour des investissements de réseau efficaces ?

Ce contexte dessine des scénarios d'évolution des réseaux très variés. Aussi les besoins d'investissement dans les réseaux sont-ils frappés d'une grande incertitude. Une approche

plus fine de l'évaluation des investissements est par conséquent nécessaire. Dans la doctrine d'investissement, il importe également de chercher les chemins de moindre regret parmi les différents scénarios, pour éviter d'éventuels coûts échus si le système électrique prend une direction différente de celle qui était anticipée.

La répartition des risques d'investissement doit être alignée avec la capacité à porter efficacement ces mêmes risques. Leur degré de contrôle est très variable : certains sont totalement contrôlables par les opérateurs, d'autres ne le sont aucunement, d'autres encore se situent dans une zone intermédiaire. C'est pourquoi des mécanismes de régulation variés sont mis en œuvre, les uns assurant plus ou moins une couverture des coûts, les autres visant à guider les opérateurs vers une plus grande efficacité.

Exemples de mécanismes de régulation innovants

Une première famille de mécanismes innovants touche à la doctrine d'investissement : comment évaluer les projets, et comment s'assurer que les investissements sont nécessaires et efficaces ? À cet égard, le principe des études coûts-bénéfices mérite d'être étendu. Les gestionnaires de réseaux y travaillent. Des lignes directrices ont ainsi été publiées par l'association des gestionnaires européens de réseaux de transport d'électricité (ENTSO-E). L'on y trouve des améliorations intéressantes dans l'appréhension économique des coûts et des bénéfices. Il me semble même possible d'aller plus loin. Il est beaucoup question, actuellement, d'une transition énergétique nécessitant une vision d'ensemble, impliquant un couplage sectoriel – soit horizontal entre énergies, soit vertical avec la prise en compte des usages finaux. Il me semblerait utile d'évaluer et de sélectionner les projets en tenant compte de ces différents types de couplage, en déclinant la réflexion aux niveaux national, local voire européen.

Par ailleurs, comment innover dans la définition même de l'investissement nécessaire ? Dans la chaîne de décision, que faut-il ouvrir à la consultation, voire aux pratiques concurrentielles, pour favoriser l'émergence de solutions innovantes ? Faut-il y procéder à une consultation et/ou mise en concurrence dès les étapes d'identification du besoin et des options, ou plutôt en bout de chaîne ? Le risque, dans ce dernier cas, est de se priver de l'émergence de solutions inédites.

Une deuxième famille de mécanismes innovants vise à instituer un cadre réglementaire incitatif. À cet égard, il est envisageable de différencier la rémunération, en accordant des primes à des projets présentant un intérêt pour le système, ou en dissociant la base d'actifs régulés (BAR) historique des nouveaux investissements.

Attardons-nous sur un concept que la France a indirectement adopté sur certains aspects, et qu'appliquent le Royaume-Uni et l'Italie : le Totex, qui recouvre l'ensemble des Opex (charges d'exploitation) et des Capex (investissements). Il vise à éviter de créer le biais en faveur des Capex qui caractérise la régulation actuelle en France. Toutes choses égales par ailleurs, il peut exister des arbitrages inefficaces entre les Opex (une maintenance visant à prolonger la durée de vie d'un actif) et les Capex (la reconstruction à neuf d'un actif, créant une rémunération via la BAR). L'exemple du Royaume-Uni révèle cependant qu'il est difficile de mettre en place une approche Totex efficace, et qu'une analyse fine du périmètre et des modalités de mise en œuvre du mécanisme est nécessaire.

Le Royaume-Uni mène par ailleurs une réflexion intéressante sur le partage des risques et les incitations dans le cadre de processus semi-concurrentiels. Nous adoptons parfois une vision opposant schématiquement la régulation et les mécanismes concurrentiels. Or, il existe tout un spectre de possibilités entre ces deux pôles. Le cadre de régulation développé pour les câbles marchands au Royaume-Uni est intéressant à cet égard. Il comporte par exemple un principe de « cap and floor », de plancher et de plafond : le développeur du câble prend des risques marchands, mais ces risques sont plafonnés à la hausse comme à la baisse. L'on considère que certains risques peuvent être anticipés et portés par l'opérateur, mais que d'autres (politiques, réglementaires...) le sont moins et méritent d'être socialisés. Cette logique peut être couplée avec des mécanismes incitatifs. L'on observe alors un partage des coûts et des surcoûts avec les consommateurs, par exemple sur les projets d'interconnexion au Royaume-Uni.

La vision du régulateur

Charles Verhaeghe

Chef de département, Département transport d'électricité, Direction des réseaux, CRE

Le cadre de régulation incitative actuel

Le cadre de régulation historique français différencie assez fortement les charges d'exploitation et les investissements. Il fait peser une incitation forte sur les premières, qui sont maîtrisables par les opérateurs de réseaux, et veille à ne pas décourager les seconds. Aussi les charges d'investissement des opérateurs sont couvertes en totalité grâce au compte de régularisation des charges et produits (CRCP). Éventuellement, si l'on considère *ex post* que certains investissements sont inefficaces, il peut être décidé de ne pas les couvrir.

Ce cadre a évolué ces dernières années afin de renforcer l'efficacité des investissements. Des incitations à la maîtrise des coûts ont ainsi été mises en place pour les grands projets en transport, doublées d'incitations fondées sur les coûts unitaires d'investissement pour la distribution. Ceci permet de couvrir partiellement les investissements des opérateurs de réseau. Un dispositif inspiré de la logique Totex a en outre été instauré : l'incitation est alors similaire pour les Opex et les investissements « hors réseau » tels que la logistique, l'immobilier ou les systèmes d'information.

Concernant l'incitation à la maîtrise des coûts sur les grands projets de transport, la CRE fixe, pour chacun des projets de taille significative (30 M€ pour l'électricité et 20 M€ pour le gaz), un budget cible autour duquel s'applique une zone dépourvue d'incitation (sans pénalité ni bonus) de +/- 10 %. Sur les écarts plus substantiels, 20 % des économies réalisées par l'opérateur lui sont données en bonus, ou, à l'inverse, l'opérateur est pénalisé à hauteur de 20 % des surcoûts.

Enjeux renouvelés des investissements

Historiquement, la croissance de la demande – globale, et surtout de pointe – a motivé les investissements, et les incertitudes quant au rythme de cette croissance ne remettaient pas fondamentalement en question l'intérêt de ces investissements dans la mesure où il ne s'agissait que de décalages dans le temps. Aujourd'hui, les investissements ne sont plus tant motivés par la demande que par le développement des énergies renouvelables. En conséquence, les besoins d'investissement deviennent plus incertains. Ils dépendent de la localisation des énergies renouvelables.

Pour autant, l'assiette de facturation des charges de réseau, largement fondée sur la consommation d'électricité, est plutôt stable, voire en diminution. L'assiette est également impactée par le développement de l'autoconsommation et par le développement d'une production sur le réseau de distribution qui vient réduire les soutirages sur le réseau de transport. Un enjeu de soutenabilité se pose donc également, dans un contexte où les investissements et les charges afférentes à couvrir croissent, tandis que l'assiette est stable voire diminue.

Ces éléments nous poussent à nous interroger sur le partage des coûts entre les différents utilisateurs des réseaux et sur les incitations des opérateurs concernant leurs

investissements.

Conditions de financement des opérateurs

Le taux de rémunération des investissements des opérateurs de réseau, fondé sur le coût moyen pondéré du capital (CMPC), est fixé à l'aune des investissements passés et de leurs conditions de financement historiques. Or, la forte volatilité des taux de marché, et donc des conditions d'emprunt et de rémunération du capital, crée des écarts parfois importants entre les conditions de financement historiques et celles des nouveaux investissements, et donc des incitations à l'investissement envoyées par le CMPC. En effet, le taux de rémunération des investissements basé sur l'historique peut s'avérer supérieur aux taux de marché, ce qui peut engendrer une sur-incitation à investir. Lorsque les taux remonteront en revanche, le phénomène inverse pourra se produire.

Ces constats nous ont conduits à proposer différentes pistes d'évolution de ce cadre de régulation.

Pistes d'évolution du cadre de régulation

Comment faire évoluer la doctrine d'investissement, afin qu'elle s'adapte aux évolutions du réseau ? Comme l'a souligné Fabien Roques, ceci peut passer par des analyses coûts-bénéfices plus systématiques – conduisant, le cas échéant, à maintenir une ligne vieillissante plutôt qu'à la remplacer, le temps de s'assurer qu'elle reste utile. Il importe également de comparer les différentes solutions : le recours à l'effacement de production ou de consommation ou au stockage peut, dans certaines zones et dans certaines configurations, éviter des investissements très coûteux. Un troisième paramètre est clé : la prise en compte de l'incertitude dans les critères d'évaluation des projets et les choix d'investissement. Peut-être est-il plus pertinent d'attendre avant d'investir dans certains projets.

Une deuxième piste de réflexion consiste à différencier la rémunération des investissements entre l'historique (où il est légitime que les taux reflètent les conditions de financement passées en moyenne) et le taux de rémunération court terme, appliqué aux nouveaux investissements, plus proche des conditions de financement. Peut-être faudrait-il aussi indexer les taux (au moins de court terme) afin qu'ils se rapprochent des conditions de marché.

En troisième lieu, il serait pertinent de renforcer l'incitation à la maîtrise des coûts d'investissement pour les projets qui sont décidés. À titre indicatif, cette forme d'incitation représente aujourd'hui 37 % des dépenses d'investissements réseau pour RTE. Elle pourrait être étendue à davantage de projets, notamment au raccordement éolien *offshore*, à tous les projets de réseau au-delà de 30 M€ y compris de raccordement et de renforcement, voire à des projets à plus faible budget ou sélectionnés de façon aléatoire.

Enfin, la CRE souhaite étudier la pertinence d'une régulation incitative fondée sur les coûts unitaires pour les ouvrages de transport.

La CRE lancera une consultation publique début février 2019 sur ces sujets. Nous visons une évolution du cadre de régulation pour les infrastructures gazières (hors terminaux) d'ici à fin 2019. Pour l'électricité et les terminaux méthaniers, l'échéance est fixée à fin 2020.

La vision du transporteur

Nicolas Sambourg

Chef du Pôle valorisation, investissements et filiales, RTE

Des investissements au service de la collectivité

RTE réalise des investissements sur la base de critères socio-économiques, pour la collectivité et dans le but de maximiser la valeur pour cette dernière. L'intérêt d'investir est ainsi évalué en comparaison avec la réduction de l'énergie non distribuée et non évacuée, avec les impacts sur les coûts de congestion ou encore sur les pertes de joules. Ces investissements sont approuvés pas le régulateur.

Historiquement, les investissements étaient tirés par le développement de la production centralisée et la croissance de la consommation. Or, si cette dernière a crû de 2,4 % par an entre 1950 et les années 2000, elle est en stabilisation voire en baisse depuis 2010. Cela modifie la nature de l'incertitude.

La transition énergétique enclenchée en Europe a induit des changements de mix, ayant des impacts sur les échanges aux interconnexions. Des développements ont donc été nécessaires au niveau des interconnexions. En France, ces mêmes évolutions s'observent entre régions.

Par ailleurs, la stagnation de la consommation se double d'une modification des usages – le recours au véhicule électrique par exemple – pouvant susciter de nouvelles pointes de consommation. La réponse peut passer par des développements supplémentaires, ou par un pilotage de ces nouvelles charges. Nous sommes donc confrontés à des incertitudes importantes quant à l'utilité à long terme des investissements. A titre d'illustration, l'intermittence pourrait-elle être estompée par des possibilités de stockage massif à l'horizon de 2030 ? En outre, un investissement trop précoce par rapport à la vitesse d'évolution du mix énergétique peut engendrer des coûts échoués importants ou des surinvestissements.

Un réseau toujours utile

D'aucuns imaginent que dans le futur, la transition énergétique pourrait rendre inutile le réseau, ou presque. Or, s'il était auparavant concentré sur l'alimentation, le réseau évolue vers une situation conjuguant l'injection et le soutirage. L'intermittence est ainsi associée à des besoins de réseau. De fait, le réseau jouera un rôle de secours indispensable entre les zones fortement productrices et les zones consommatrices.

Dans le contexte actuel, RTE a au moins une certitude : le besoin de renouvellement du réseau sera important dans les années à venir. En matière d'investissement, un renouvellement à l'identique serait problématique, d'autant que les soutirages diminuent. D'autres voies semblent préférables, comme d'intervenir sur la durée de vie du réseau ou d'envisager de nouvelles manières de le restructurer. Trois lignes peuvent être remplacées par deux autres ouvrages, par exemple, à condition de s'assurer de l'acceptabilité de ces derniers.

L'on peut également réfléchir au développement d'investissements relativement minimes, susceptibles d'optimiser le réseau existant : automates d'écrêtement de production, estimation affinée de la capacité des ouvrages en fonction des conditions météorologiques, outils de *monitoring* permettant d'améliorer la maintenance et la durée de vie des ouvrages... Ainsi peut-on gagner du temps, jusqu'à obtenir une meilleure visibilité sur les équilibres futurs.

Une régulation qui doit accompagner l'évolution des besoins

Le budget de R&D sanctuarisé par le régulateur permet de mettre au point des outils contribuant à une meilleure exploitation du réseau (*flow based, smart grids*) ou à une limitation des impacts sur l'environnement (postes sans SF6).

Par ailleurs, la régulation n'est pas punitive mais encourage à affiner les études, en couvrant certains de leurs coûts échoués. Toutes les études n'ont pas lieu de déboucher sur un investissement, si celui-ci n'est pas pertinent.

Enfin, de nouvelles régulations incitatives sont introduites, d'une part sur la maîtrise des coûts de projets, d'autre part sur l'optimisation des arbitrages Opex hors CRCP-Capex sur les investissements hors réseaux.

Comment améliorer encore la régulation ? La transition énergétique confronte à la difficulté suivante : en comparaison avec le développement d'un projet, le développement du réseau est très long, notamment dans les phases d'études et d'autorisations. Sur les 6 à 10 années que demande la construction d'un réseau, l'obtention des autorisations occupe 80 % du temps, pour 10 à 20 % des coûts. Il serait utile de pouvoir engager des dépenses pour réaliser des études et déposer des demandes d'autorisation avant même d'être assuré que les énergies renouvelables arriveront. Cela entraînerait certes un risque de coûts échoués, mais limiterait le retard du gestionnaire de réseau sur la transition énergétique.

En matière de régulation des investissements, peut-être faudrait-il se diriger vers une régulation sur les bénéfices plutôt que sur les coûts.

Quels objectifs avec quels moyens ?

Les réseaux électriques sont les supports de la transition énergétique, et sont indispensables à sa réussite. Les besoins de renouvellement sont en outre importants et durables, et les investissements que nous devons réaliser sont de plus en plus diversifiés. Les investissements induits par la régulation incitative pourront permettre d'optimiser le réseau. Toutefois, quels moyens seront accordés si l'accompagnement de la transition énergétique demande davantage de réseaux ?

La vision du distributeur

Jonas Meyer

Chargé de mission économie et prospective, Enedis

Enjeux de l'investissement pour la gestion des réseaux de distribution d'électricité

De par sa position au sein de la chaîne de valeur, Enedis est au cœur des enjeux de la transition énergétique et des innovations afférentes : mobilité électrique, énergies renouvelables décentralisées, stockage, pilotage de la demande, comptage intelligent, recours aux données pour améliorer le système et rendre des services à la collectivité.

À l'échelle mondiale, la distribution constitue un poste d'investissement très important. Cette tendance devrait se poursuivre dans les années et décennies à venir.

Les investissements réalisés par Enedis, représentant près de 4 milliards d'euros annuels, suivent trois axes prioritaires :

- le renforcement du réseau, essentiellement pour répondre aux demandes de nouveaux raccordements, pour des usages classiques ou innovants (mobilité électrique, énergies renouvelables décentralisées) ;
- l'amélioration de la qualité du réseau et du service rendu à la collectivité, poste qui explique l'essentiel de la croissance de l'investissement depuis une décennie ;
- le comptage intelligent, avec le projet Linky (programme spécifique de 5 milliards d'euros sur 6 ans).

Pour appréhender d'incertitude liée à la transition énergétique, Enedis replace l'investissement dans une démarche plus globale de gestion d'actif – l'actif étant, en l'occurrence, le réseau public de distribution. La réflexion s'insère alors dans une démarche globale, qui implique de faire précéder la décision d'investissement par un travail d'étude visant à comprendre le réseau et son environnement. Cette analyse mobilise des paramètres énergétiques et non énergétiques. En aval de la décision, il convient de s'attacher à la bonne exécution des investissements sur le terrain. Il est enfin indispensable de collecter le retour d'expérience, afin d'avoir une amélioration continue des décisions d'investissement.

Quels nouveaux outils pour optimiser les décisions d'investissement ?

Depuis plusieurs années émergent de nouveaux acteurs et outils proposant d'aider les entreprises en charge de la gestion et des décisions d'investissement. Enedis a réalisé une étude comparative des modes de planification des investissements des électriciens, sur le périmètre de l'Europe et de l'Amérique du Nord. Trois clivages en ressortent en matière de gestion des actifs et de décisions d'investissement.

- Les uns réalisent ces opérations en interne, tandis d'autres les sous-traitent entièrement ou les conduisent de façon partagée ou collaborative.

- Certains optent pour des outils intégrés, permettant d'embrasser l'ensemble de la démarche de gestion d'actifs, quand d'autres préfèrent des outils dédiés (étude de l'actif, étude de l'environnement, outils de suivi des actions, etc.).
- Les uns réalisent une planification globale, à l'échelle d'un pays ou d'un réseau entier, quand d'autres adoptent une vision locale, au plus près des territoires, des populations et des entreprises qui bénéficient du réseau.

Ce panorama a conforté Enedis dans sa conviction d'avoir une démarche de planification énergétique territoriale, pour tenir compte des spécificités locales. Conviction qui s'illustre notamment dans la réalisation de scénarios prospectifs locaux.

Le délicat exercice de prospective

Depuis quelques années, Enedis travaille sur une scénarisation des futurs possibles liés à transition énergétique à l'horizon de 2035. L'objectif est d'anticiper les quantités d'électricité qui seront en jeu sur le périmètre du réseau opéré par Enedis. En cela, nous nous efforçons d'aller aux mailles géographiques les plus locales et les plus pertinentes, selon les secteurs de consommation d'électricité étudiés : communes, zones d'emploi, départements et régions.

Ce travail concerne la demande et la production décentralisée d'électricité. Afin de couvrir un large champ des possibles, 4 scénarios possibles sont élaborés :

- Le scénario « bleu » prévoit une croissance économique plutôt en berne (correspondant à la moyenne des dix plus mauvaises années des deux dernières décennies) et une démographie atone. Ce manque de ressources économiques impacte les mesures d'efficacité énergétique, le taux d'équipement, les mobilités électriques et le renouvelable.
- Le scénario « gris » prolonge le contexte économique et démographique constaté depuis vingt ans. Les indicateurs précités y sont relevés par rapport au scénario « bleu ».
- Le scénario « vert » se distingue du précédent par un accent mis sur la transition énergétique.
- Le scénario « violet » se projette dans un contexte économique et démographique très dynamique, sans effort de transition spécifique.

De l'intérêt d'une approche locale

Les travaux cartographiques que nous avons menés démontrent l'intérêt d'une vision locale, tenant compte des spécificités des territoires, pour réaliser les investissements les plus efficaces et les plus justes possibles.

Comparons par exemple deux cartes des Pays de la Loire, l'une représentant les capacités éoliennes terrestres raccordées au réseau opéré par Enedis, l'autre représentant le solaire photovoltaïque. Il apparaît que l'éolien terrestre s'éloigne des zones les plus densément peuplées. Ce phénomène est essentiellement lié à l'acceptabilité de cette énergie par les populations. Cela prouve l'intérêt de disposer d'un réseau d'acheminement pour relier ces potentiels de production à la demande, en particulier dans les zones denses. À l'inverse, les capacités photovoltaïques semblent rechercher les zones plus densément peuplées. Une telle analyse constitue une base de discussion très utile avec les acteurs locaux – autorités publiques, opérateurs des autres réseaux d'énergie, entreprises, ONG et habitants – pour comprendre l'historique récent et mieux anticiper l'évolution possible, dans l'espace, des énergies renouvelables décentralisées.

Cette approche locale aide en outre à détecter des dynamiques différentes en fonction des territoires, à des échelles géographiques pertinentes pour les phénomènes étudiés. Prenons la croissance de la demande d'électricité du secteur tertiaire dans la région Sud, à l'échelle de ses différentes zones d'emploi. Dans le scénario « vert », des différences marquées apparaissent entre certaines zones d'emploi où la demande d'électricité des bâtiments tertiaires est en repli, et d'autres où cette demande croît. Dans le scénario « violet » en revanche, la demande augmente dans toutes les zones d'emploi sauf une.

Cet exercice a également enrichi notre compréhension de la géographie possible de la mobilité électrique individuelle. Dans le scénario « gris », cette mobilité privilégie le centre des agglomérations, et dépend fortement du niveau de vie des ménages. Dans le scénario « vert », cette forme de mobilité se généralise et se démocratise et s'étend à un plus grand nombre de territoires. Sous l'angle, cette fois, de la croissance de la demande d'électricité due au véhicule électrique, les cartes se redessinent : cette croissance est maximum à la périphérie des agglomérations dans le scénario « gris », mais est plus homogène dans le scénario « vert ». Ce phénomène traduit des niveaux d'utilisation quotidiens de la voiture différents selon les territoires, et pas nécessairement lié aux taux d'équipements en véhicules. De tels résultats éclairent notre politique d'investissement, outre qu'ils sont un outil d'échange très précieux avec les parties prenantes locales.

La vision de l'UFE

Antoine Guillou

Conseiller réseaux et marchés, UFE

Questions émergentes

Quels problèmes de coordination peuvent se poser entre les investissements dans les réseaux et les investissements dans les autres dimensions du système électrique (production, consommation, efficacité énergétique) ? Quelles interfaces peuvent exister entre le monde régulé et le monde non régulé, tous deux confrontés à une incertitude dans leurs investissements ?

La transition énergétique est un défi pour la coordination entre les acteurs du système électrique, dans la mesure où elle implique un effort d'investissement massif dans ce système et une reconfiguration du rôle des réseaux. Elle nous confronte à l'optimisation collective d'un système en transformation. Le cadre de régulation doit s'adapter à une situation plus évolutive et incertaine que par le passé. La question de l'optimisation territoriale s'avère particulièrement prégnante, sachant qu'une grande partie des investissements, dans la production comme dans les réseaux, se feront de manière spatialement plus répartie que précédemment.

Une autre question, sans être neuve, se pose avec une acuité nouvelle, celle de la coordination entre les différents niveaux de gouvernance (local, national - « zonal » - et européen).

Un réseau au cœur du système

Le coût de la transition énergétique sera significatif pour les réseaux, mais plus lourd encore pour les autres segments, tant en amont, dans la production, qu'en aval, pour les utilisateurs du réseau. Des investissements très variés seront nécessaires, que ce soit dans l'efficacité énergétique ou le pilotage de la demande. Comment seront-ils coordonnés par les outils de marchés et par la régulation ?

Plaçons-nous dans la peau d'un utilisateur du réseau, qui reçoit de nombreux signaux et essaie d'optimiser son investissement. Chaque segment de marché ou du cadre de régulation dans lequel il évolue entretient un lien plus ou moins direct avec le réseau. C'est vrai du marché de l'énergie, par exemple en fonction du développement ou non des interconnexions. La gestion de la congestion s'opère elle notamment par le biais des mécanismes d'équilibrage, avec un filtrage des offres. Autre exemple, la sécurité d'approvisionnement (et donc le mécanisme de capacité) est influencée par la décision d'investir ou non dans le réseau. Ce lien existe également naturellement pour les tarifs de réseau, le raccordement, mais aussi les mécanismes de soutien aux énergies renouvelables. Sur ce dernier point, citons notamment l'éventualité d'instaurer des appels d'offres différenciés par région pour soutenir les ENR : l'interaction, potentiellement contradictoire, avec le réseau serait évidente, bien que ce mécanisme ne vise pas ce dernier, mais plutôt le soutien à la production. N'oublions pas les taxes qui, en venant influencer les autres signaux économiques du système, peuvent affecter les décisions d'investissement.

Comment améliorer le cadre d'ensemble ?

L'amélioration du cadre d'ensemble du design de marché, dans le but d'optimiser la coordination des investissements entre gestionnaires de réseau et utilisateurs non régulés, doit respecter quelques principes fondamentaux : la non-discrimination, le recours, autant que possible, aux mécanismes concurrentiels pour réduire le coût de la transition, la cohérence des outils, la prévisibilité des signaux envoyés aux utilisateurs, la faisabilité et la lisibilité de ces signaux.

Du point de vue des gestionnaires de réseaux, la décision d'investir ou non prend en compte une dimension à la fois spatiale (localisation des installations de production) et temporelle (horizon de réaction des utilisateurs en cas de congestion). La notion de fiabilité importe également : les utilisateurs réagiront-ils de la manière dont on le souhaite ? En tout état de cause, la question la plus difficile est celle de la comparaison des coûts et des bénéfices des nouvelles options.

Trois thèses peuvent être débattues :

- transmettre des signaux économiques aux utilisateurs est utile si ceux-ci peuvent les anticiper avant d'investir ou s'y adapter si l'investissement est déjà engagé ;
- lorsque l'incertitude est trop forte, mieux vaut mutualiser le risque ;
- les gestionnaires du réseau ont plus de chance de prévoir l'évolution du système que chacun des utilisateurs pris individuellement.

Pour dépasser au mieux l'asymétrie de l'information, les processus de consultation permettent aux acteurs non-régulés d'exprimer leurs perspectives, donc de participer aux choix d'investissement. C'est déjà le cas avec les plans européens de développement à 10 ans, les plans nationaux de développement du réseau ou encore les projets d'interconnexion.

Pour donner un signal de localisation à l'intérieur d'un modèle zonal, utiliser le levier du raccordement peut s'avérer plus intéressant que celui des tarifs de réseau. Il convient également de prêter attention aux interactions entre les différents mécanismes de soutien à l'investissement.

Enfin, un arbitrage peut être effectué entre la flexibilité offerte par les utilisateurs du réseau et les décisions d'investissement dans le réseau, via la contractualisation. Penser la double dimension disponibilité/activation est alors nécessaire.

Pouvez-vous préciser la notion de transition énergétique ?

Nicolas Sambourg

Cette notion recouvre à la fois la production et la consommation, donc l'évolution des usages. Il s'agit de réduire la part du nucléaire en développant celle des ENR, sans horizon de temps précis et selon des scénarii différenciés.

Charles Verhaeghe

Il me semble que la transition énergétique sera in fine la résultante de trois éléments structurants que sont : l'évolution des politiques publiques, des paramètres macroéconomiques et le choix des acteurs individuels. Dans cet environnement incertain, notre rôle consiste à faire les investissements les plus robustes aux futurs possibles.

Quelle est l'utilité de scénarii de futur « possible » mais pas « souhaitable », par exemple des scénarii pas compatibles avec un réchauffement de 1,5 degré ?

Jonas Meyer

Enedis ne fixe pas la politique énergétique, mais doit anticiper les évolutions possibles de l'environnement général : démographie, économie, comportements, politiques publiques, etc. Le travail de prospective est pertinent dans la mesure où il s'efforce d'être neutre et impartial.

Quid du critère de défaillance comme entrant au dimensionnement des investissements ? Peut-il être dégradé selon les zones et les utilisateurs, ou le dérèglement climatique impose-t-il des équipements plus robustes ?

Jonas Meyer

À ce stade, nous ne tenons pas compte du changement climatique. Mais ce sujet est à l'étude.

Les moyens dont disposent les acteurs historiques n'introduisent-ils pas un biais dans les consultations ?

Christophe Bonnery

Après en avoir étudié plusieurs, nous avons retenu celui qui cherche, aussi tôt que possible dans la définition de la solution, à faire entrer la variété des acteurs tant en

termes organisationnels qu'en termes de lourdeur des processus à instruire pour le régulateur. Jusqu'ici, cette solution était repoussée jusqu'au dernier moment. Désormais, l'innovation doit être le point de départ – sous réserve de la mettre en relation des coûts de transaction et de gestion, pour parvenir à un compromis raisonnable.

Charles Verhaeghe

Nous faisons en sorte que les consultations soient aussi autoportantes que possible. Nous invitons les *start-ups* à répondre de façon même partielle aux consultations publiques. Réunir tous les éléments est important.

La transition énergétique conduira-t-elle à dépenser davantage en R&D ?

Charles Verhaeghe

La CRE considère qu'il n'est pas question de faire des économies de bouts de chandelle dans ce domaine. Aussi convient-il de donner aux opérateurs les moyens de faire de l'innovation et d'investir dans la R&D autant que nécessaire, voire d'aller au-delà en permettant de mettre en place des projets pilotes de démonstration. Mais de façon tout aussi importante, pour les prochaines périodes tarifaires, nous réfléchissons à la façon d'inciter les opérateurs régulés à donner au marché les moyens d'innover, par ex. au travers de l'accès aux données ou à l'évolution des règles de marché.

Benjamin Guédou

La feuille de route pluriannuelle des activités de R&D de RTE est publique et disponible.

Quelles interactions existe-t-il avec l'innovation des acteurs non-traditionnels de transport et de distribution ?

Fabien Roques

Il est difficile d'avoir une vision transverse, dans les processus consultatifs et d'évaluation des investissements. Opérer certains décloisonnements sera l'un des enjeux des régulateurs pour la prochaine décennie.

Nicolas Sambourg

Depuis trois ans, afin de sortir de la vision historique et ne pas rater le coche, RTE est intégré à des incubateurs de start-ups. Cette démarche est partagée par l'ensemble des gestionnaires de réseaux.

Ne faut-il pas caractériser davantage les fonctions de production et de coût du futur système dans sa globalité ?

Antoine Guillou

Il est en effet plus pertinent de partir des fondamentaux économiques pour concevoir (et si besoin revoir) le *market design*, que de faire l'inverse, même si cela semble plus compliqué à court terme. C'est un défi collectif à relever.

L'élargissement du périmètre des intervenants introduit des synergies mais aussi des contradictions potentielles. Sur quels fondamentaux le régulateur devrait-il inciter à investir pour permettre des synergies indépendamment de toutes les variations liées à la granularité granulométrie spatiale, temporelle ou technologique ? Des travaux de prospective sont indispensables.

Charles Verhaeghe

Nous cherchons à fournir des outils, dans le cadre de la régulation, qui permettent une vision prospective, y compris concernant les investissements. Nous cherchons aussi à proposer la meilleure fonction de coût possible avec les outils et les moyens financiers dont nous disposons. Se projeter dans différents futurs, différents types de comportements et différentes structures de coûts est très compliqué et requiert d'importants moyens.

Jonas Meyer

Il importe de partager au maximum les grandes hypothèses et les choix de prospective avec tous les acteurs concernés.

Table ronde

Patrice Geoffron

Directeur, CGEMP – Université Paris-Dauphine – PSL

Il importe d'améliorer la connaissance de l'aval et, en particulier, de « l'ubiquité » des agents économiques, à la fois consommateurs et producteurs, selon les circonstances. Ainsi, RTE considère qu'il pourrait y avoir 4 millions de ménages autoconsommateurs à horizon 2035, contre moins de 0,1 % actuellement. De même, il importe de comprendre les comportements dans le cadre de nouveaux usages de l'électricité : selon que la recharge des véhicules électriques sera « intelligente » ou non (c'est-à-dire pilotée en fonction des contraintes du système), le delta d'appel de puissance pourrait être de 20 gigawatts (à nouveau selon RTE en 2035) renforçant le phénomène d'hyperpointe ou, au contraire, l'estompant si le *vehicle-to-grid* optimisé.

Une interrogation porte également sur la capacité à transmettre des signaux et à traduire l'ensemble des coûts afférents dans un tarif ou dans un prix final de l'électricité.

Philippe Boulanger

Expert Marchés Énergie, CELEST

On a le sentiment, en effet, que l'on découvre l'aval. Or la frontière entre le monde du transport/distribution et celui de la production est de plus en plus floue. La génération électrique est de moins en moins pilotée par la notion de coût marginal. Aussi convient-il de repenser l'organisation du marché et le partage de marge.

Auparavant, la transition énergétique était pensée en silo : 3x20 pour 2020 (20 % de réduction de CO₂, 20 % d'ENR et 20 % d'efficacité énergétique). Aujourd'hui, la définition de cette notion est presque exclusivement un objectif climatique. L'électricité doit s'occuper de la décarbonisation du transport, voire du secteur gazier. Cette transversalité pose les questions du *market design* et du mécanisme de capacités.

Enfin, concernant le modèle de rémunération des infrastructures, il est difficile de prévoir une régulation incitative sur 85 ans qui ne soit pas extrêmement attractive.

Jacques Merley

Chef du Pôle Appui stratégie aval à la Direction de la Stratégie Groupe, EDF

J'avais compris l'intitulé de cette conférence comme :

- l'évolution du cadre de régulation davantage que celle de l'activité des gestionnaires de réseaux ;
- les investissements efficaces de l'ensemble des acteurs, y compris les consommateurs, pas seulement ceux des gestionnaires de réseaux ;

- l'innovation processuelle tout autant que l'innovation technique.

J'ai une vision assez simple des fonctions du réseau. La première consiste à satisfaire une demande à moindre coût. Pour sa part, le régulateur doit s'assurer que les tarifs reflètent les coûts.

Les gestionnaires de réseaux continuent d'abord à assurer la desserte, même si l'arrivée des producteurs, en particulier de moyenne et faible puissance, a modifié le paysage. Cette évolution mérite d'être relativisée dans la mesure où chaque année, le distributeur raccorde autant de consommateurs qu'il y a de producteurs dans le système en stock. Il ne fait donc pas de doute que les gestionnaires de réseaux de distribution resteront des raccordeurs de consommateurs durant encore un bon moment. Il en va un peu différemment du côté des transporteurs. Compte tenu de ces évolutions nous nous orientons vers un système dans lequel la desserte sera d'abord un accès à la référence de tension, à la référence de fréquence et au marché – indépendamment de la puissance et de l'énergie.

L'autre fonction est celle de la garantie de service, qui s'exprime en puissance soit à l'injection soit au soutirage. Deux nouvelles catégories d'acteurs commencent à apparaître : ceux que l'on continue à présupposer comme très sensibles à l'interruption et la perturbation de fourniture (les consommateurs), avec des valeurs de l'énergie non-distribuée qui restent très supérieures au prix payé ; des acteurs injecteurs qui ont pour horizon un prix de marché (la perte de valeur étant la non-valorisation de la production). Dans ce contexte, les règles de planification voire de tarification peuvent être requestionnée : quelle est la promesse de garantie de service pour quel prix ?

La puissance est également un élément important pour déterminer les investissements des consommateurs : pour consommer de l'électricité, il faut investir. C'est une décision structurante. Renvoyer un signal de puissance pour amener les acteurs à choisir des usages sobres en puissance, donc sobres en énergie, est l'un des enjeux importants pour le régulateur dans sa fonction de tarificateur.

Ces règles seront également questionnées en fonction du degré de compensation entre l'efficacité énergétique, qui réduit la demande, et le basculement des usages non électriques vers les usages électriques, qui augmentent la demande – le solde des deux est encore incertain. Pour le dire autrement, il convient de construire le réseau d'aujourd'hui en fonction des usages de demain.

Pour sa part, EDF n'envisage pas de décroissance de la demande électrique, mais plutôt une stabilité dans les périodes difficiles ou une légère croissance. Cette vision est confrontée dans d'autres pays par celle d'Agora Energiewende ou du Committee on Climate Change. Tarifier dans un environnement en croissance ne présente pas les mêmes enjeux que dans un environnement en décroissance.

La dernière fonction est celle de l'acheminement, très liée à la distribution du productible en Europe pour RTE. Les capacités de foisonnement entre les différentes sources de productibles méritent d'être exploitées au maximum, dans un contexte d'acceptabilité des ouvrages concernés de plus en plus faible.

Il importe de commencer à penser la structure tarifaire de demain en fonction de ces éléments, sans oublier la judiciarisation du dispositif, qui rend difficiles les changements structurels lourds pour le régulateur.

Enfin, reste la question de l'innovation processuelle, pour développer le réseau il semble intéressant de remettre les acteurs autour de la table avec un outil de coordination qui servent le planificateur, en obligeant les visions et donc le dispositif à converger – comme ce qui a été fait dans le cadre des schémas régionaux de raccordement au réseau des énergies renouvelable. Ce n'est pas très technologique, et c'est parfois dur à vivre. Pour autant, c'est indispensable pour les années à venir !

La question des usages va gagner en importance. Aujourd'hui, la régulation intègre surtout les enjeux du marché de la fourniture. Ce n'est pas tout à fait la même chose que réguler un dispositif ou prédomine les questions liées aux basculements d'usages.

Philippe Vassilopoulos
Director of Product Design, EPEX Spot

Dans le futur, le marché – notamment sa capacité à résoudre le problème de la congestion – jouera un rôle central dans la régulation.

Outre-Rhin, l'on revient à marche forcée à la notion de localisation avec le développement très fort de l'intermittence. Il existe déjà 105 gigawatts d'éolien et de solaire, et les cogestions coûtent plus de 1 milliard d'euros par an en **redispatching**. Alors que les besoins de flexibilité iront croissant, l'objectif vise à démontrer aux parties prenantes qu'avec une information sur la localisation exacte des centrales, le marché est capable d'envoyer les bons signaux pour utiliser les flexibilités au bon moment et construire les flexibilités permettant d'intégrer les ENR dans les années à venir.

Un premier cas d'usage existe déjà dans le Nord-Ouest de l'Allemagne, où se trouvent des nœuds de réseau sur lesquels sont connectées la quasi-totalité des éoliennes dont l'énergie débouche sur le réseau. Il s'agit de montrer que le marché peut créer un **merit order** pour couper les éoliennes sur la base d'une préséance économique, voire intercaler entre elles d'autres actifs permettant de gérer les congestions.

Un autre cas d'usage concerne l'effacement – de l'effacement à la hausse pour absorber davantage de production éolienne qui peine à transiter du Nord au Sud.

D'autres initiatives existent en Europe, mais ne sont pas encore publiques. L'essentiel consiste à savoir comment seront traitées les options (à égalité avec l'investissement dans le cuivre ?), et comment inciter les acteurs, notamment les gestionnaires de réseaux, à utiliser de plus en plus ces mécaniques de marché non pas en substitut mais en complément à de l'expansion – étant entendu qu'il sera de toute façon nécessaire de poser du cuivre dans le sol.

Échanges avec la salle

Il est question d'investissements responsables et efficaces. Sous quelle forme EDF ou Enedis investissent-ils sur le marché de l'énergie ?

Antoine Guillou

Les investissements prennent de multiples formes. Comme nous l'avons vu, les dispositifs de marché et de rémunération des investisseurs sont très nombreux. Alors que les interventions publiques sont de plus en plus importantes, se pose la question de leur cohérence avec l'ensemble des autres mécanismes et marchés.

Patrice Geoffron

Le dernier World Energy Outlook montre que 70 % des investissements sont « médiatisés » par la puissance publique. Cette part est supérieure à 90 % concernant la seule électricité.

Le cadre réglementaire permet-il d'influencer le comportement des utilisateurs ?

Jonas Meyer

Enedis travaille sur les thèmes de l'autoconsommation, le véhicule électrique ou la *Blockchain*, en partenariat avec des acteurs extérieurs. La question du cadre réglementaire sera abordée avec le régulateur le jour si cela est jugé nécessaire.

Philippe Boulanger

Les organisations de marché actuelles ne sont pas les premiers outils pour engager des investissements dans le secteur électrique.

Charles Verhaeghe

Il me semble que le cadre de régulation doit s'adapter sans nécessairement attendre que toutes les technologies soient parfaitement robustes. Des cycles d'innovation ont montré, par le passé, qu'il était possible d'avancer en parallèle. À défaut, le risque existe de bloquer l'innovation.

Par ailleurs, il s'agit de savoir dans quelle mesure les incitations pour les utilisateurs de réseaux doivent être améliorées. Tout basculer à la part fixe ou à la part puissance n'est sans doute pas la meilleure façon de procéder. D'autres éléments doivent être pris en compte, comme l'acceptabilité ou l'impact sur la robustesse des décisions du régulateur.

Fabien Roques

L'on ne peut pas concevoir la complexité du système énergétique de demain sans un mécanisme de coordination décentralisé par les prix.

Christophe Bonnery

Il serait temps de parler de labellisation en puissance et non plus seulement en énergie.

Jacques Merley

Depuis plusieurs décennies, les 12 millions de consommateurs qui ont un ballon d'eau chaude répondent au signal heure pleines/heures creuses, même s'ils ne le font pas en temps réel, mais c'est déjà un grand acquis dans la gestion active des charges.

Éric Brousseau

Les algorithmes feront nécessairement évoluer les comportements. Ils peuvent aussi gérer des mécanismes hypercomplexes de marché – encore faut-il les designer.

Philippe Vassilopoulos

On peut parler d'échec de la libéralisation jusqu'à aujourd'hui, puisqu'elle n'a pas réussi à faire réagir de plus nombreux acteurs aux prix. Certes, le mécanisme heure pleines/heures creuses fonctionne, mais l'on n'est pas allé plus loin. Il me semble que l'on a plus de chance de faire réagir le consommateur en l'exposant à des prix qu'en lui envoyant un signal large.

La situation allemande s'explique par l'absence de coordination entre les acteurs. Finalement, le Nord consomme et le Sud produit. Sans doute faut-il se préserver de développer des outils qui n'existent que parce que l'on n'a pas réfléchi à la nécessité d'une coordination.

Philippe Vassilopoulos

Qui plus est, les ordres de grandeur du *redispatching* ne sont pas les mêmes en France et en Allemagne.

Philippe Boulagner

Je tiens à préciser qu'avec le vent, il n'existe pas de problème de congestion en Allemagne. Seuls 5 gigawatts sont online. En revanche, 33 gigawatts de charbon lignite tournent.

Synthèse et conclusion des échanges

Jan Horst Keppler
Directeur scientifique, CEEM

Je m'attendais à un débat plus économiciste sur l'évolution de l'économie de la régulation ! Avec les interventions des opérateurs de réseaux, le débat s'est singulièrement élargi. Et pour cause, le cadre est beaucoup plus complexe que par le passé. Qui plus est, les défis que nous avons à relever dépassent largement le cadre réglementaire. La question n'est plus seulement celle du retour sur investissement ou de la rentabilité. Nous sommes au cœur d'un changement sociétal d'une complexité inouïe.

Au centre du système, les réseaux jouent le rôle de plateformes en interagissant avec les *start-ups*, en étant complémentaires avec les marchés et en s'articulant avec les fournisseurs de services. Ce faisant, ils deviennent des agrégateurs et des organisateurs des préférences sociales. Dans ce contexte, RTE se fonde sur les scénarii bien connus qui organisent le débat politique en France, en se positionnant comme l'accompagnateur d'une transformation technique et énergétique, mais aussi sociale et politique. Enedis, de son côté, n'a pas employé une seule fois le mot « coût », mais a parlé de sociologie et de géographie.

Le futur est à « prospectiver », mais aussi à inventer

Éric Brousseau
Directeur scientifique de la Chaire Gouvernance & Régulation

La régulation a véritablement changé en 20 ans. Elle repose désormais largement sur l'organisation d'un débat qui doit permettre de construire une cartographie des problèmes – qui sont devenus plus multidimensionnels et complexes – et des solutions. Pour autant, elle n'est pas le lieu où se prennent les décisions. En effet, ses parties prenantes n'ont pas nécessairement la légitimité requise pour prendre ces décisions. Finalement, nous sommes plus dans de l'ajustement progressif que dans de l'optimisation.

