

## Les enjeux de la distribution de l'électricité et du gaz en France et en Europe

**Compte rendu des travaux du Groupe Energie & Climat**  
**Réunion du 12 Décembre 2014**

**AVEC :** SYLVAIN CHAPON, *GRDF - délégué aux Affaires publiques*  
SYLVIE COURTIER-ARNOUX, *ERDF – directrice des Etudes Politiques*  
GREGORY JARRY, *CRE – chargé de mission Smart Grids*  
THOMAS LEAUTIER, *professeur – Toulouse School of Economy*

**JAN PANEK, chef d'unité Marché Intérieur - Direction générale de l'Energie – Commission européenne**

### **Participants :**

Sylvie ANIEL (CEA Saclay), Jean-Christophe AUGÉY (SNCF), Dominique AUVERLOT (France Stratégie), Etienne BEEKER (France Stratégie), Teresa BEREZOWSKI (Ambassade de Pologne), Georges CHABERT (GDF SUEZ / AFG), Sylvain CHAPON (GRDF), Sabine CORCOS (DGEC), Sylvie COURTIER-ARNOUX (ERDF), Michel CRUCIANI (CGEMP - Université Paris-Dauphine), Lise DEGUEN (RTE), Xavier DELAPORTE (Effigreen Consulting), Jacques DE MEREUIL (Strategic Marketing), Claude FISCHER (ASCPE), Clémentine FORISSIER (Creatis), Marc GIFFON (ERDF), Marina GLAMOTCHAK, Anton HANNA (Mairie de Montreuil), Bernard HOUSSET, Grégory JARRY (CRE), Victor KENIERES (Consultant), Philippe LAZZAROTTO (CFE-CGE Energies), Thomas LEAUTIER (Toulouse School of Economy), Barbara LOYER (Université Paris 8), Philippe LUCAS (SGAE), Anne MACEY (Confrontations-Europe), Joseph MBEKA (Sireas), Marie-Hélène MEYLING (EDF), Jan PANEK (Commission Européenne, DG Energie), François PIQUARD (SECAFI), Bernard RAVAZE, Noémie REBIERE (ASCPE), Sylvie REGNAULT (Université Paris-1), Cédric RINGENBACH (Shift), Philippe RODRIGUES (Enerpresse), Louis SANCHEZ (DGEC), Franziska SCHAEFER (GDF SUEZ), Nora SENI (Université Paris 8), Joël SPAES (Enerpresse), Cédric THOMAS (ERDF), Pierre VAN DE VYVER (EDF)

### **INTRODUCTION**

**Claude Fischer**, directrice d'ASCPE-Les Entretiens Européens, et présidente d'honneur de Confrontations Europe, souhaite la bienvenue à tous les participants et remercie France Stratégie d'accueillir la présente réunion dans ses locaux.

Elle rappelle que la conférence de ce jour constitue la dixième réunion du Groupe Energie/Environnement pour l'année 2014, dont quatre ont spécifiquement été consacrées à la préparation des Entretiens

Européens qui ont eu lieu le 30 Octobre 2014 à Bruxelles sur le financement de l'électricité décarbonée avec la participation de Dominique Ristori, directeur général de la DG Energie à la Commission européenne.

En électricité comme en gaz, le secteur de la distribution est confronté à de nombreux défis, tels que l'arrivée des énergies renouvelables, la mise en place d'équipements communicants (*smart grids, smart meters, etc...*) ou l'irruption de nouveaux acteurs. Toutes ces évolutions comportent des conséquences significatives pour les opérateurs comme pour les consommateurs : comment financer les besoins accrus en investissements ? Qui sont les nouveaux acteurs et comment sont-ils impliqués dans la nouvelle gestion du système ? Comment associer les consommateurs qui doivent pouvoir maîtriser leur consommation et leur facture ? Autant de questions qui seront examinées lors de cette réunion...

#### INTERVENTION DE JAN PANEK

Les réseaux de distribution font effectivement face à une situation nouvelle, comme l'illustre le cas de l'Allemagne. Dans ce pays, les installations photovoltaïques produisent désormais l'électricité à un coût inférieur aux prix de vente du kWh proposé par les fournisseurs au détail. Ces installations, caractérisées par une forte intermittence, injectent le courant à l'extrémité aval des réseaux, qui fonctionnent donc désormais avec un flux à double sens. La consommation évolue aussi, avec le développement d'usages tels que la pompe à chaleur ou les véhicules électriques. La gestion des réseaux appelle donc de nouvelles solutions, jouant sur la flexibilité de la demande afin d'ajuster les profils de consommation aux productions intermittentes. La Commission européenne souhaite que ces nouvelles solutions se développent dans un cadre de marché, garantissant aux consommateurs une offre variée et le choix de leur opérateur. La Commission favorise ainsi les évolutions permettant une participation active des consommateurs, l'apparition de nouveaux modèles d'affaires, un marché transparent et accessible à tous, et enfin le déploiement de réseaux intelligents.

Le dernier rapport de la Commission européenne<sup>1</sup> à leur sujet recense 459 projets avec des objectifs de recherche, ayant mobilisé un investissement de 3,15 milliards d'euros, susceptible d'atteindre 6 milliards d'euros jusqu'à l'aboutissement des programmes prévus. Cette démarche présente un point faible : elle demeure concentrée sur un petit nombre de pays (la France et le Royaume Uni mobilisant à eux seuls un tiers des fonds engagés). Elle offre en revanche un bon inventaire des acteurs impliqués dans les projets. L'Union européenne soutient financièrement ces initiatives ; les apports proviennent des fonds de cohésion, de la ligne budgétaire "Connecting Europe Facility", du programme Horizon 2020 et enfin du Plan en faveur des Technologies Energétiques Stratégiques (SET Plan EEGI – European Electricity Grid Initiative). Les projets concernant la distribution y sont éligibles dès lors qu'ils sont menés en lien avec des interconnexions.

Quatre pays ont pris de l'avance dans le déploiement des compteurs électriques communicants (*smart meters*), Finlande, Italie, Malte et Suède. Trois pays prévoient l'achèvement de la pose avant 2020 et sept autres (dont la France) à partir de 2020. A cette échéance, 200 millions de "compteurs intelligents" seront en service, pour un investissement de 35 milliards d'euros. Certains pays, notamment l'Allemagne, la Lettonie et la Slovaquie, procèdent à un déploiement sélectif, ne ciblant qu'une partie des consommateurs. En gaz, la situation est beaucoup plus variée.

---

<sup>1</sup> JRC Science and Policy Reports: Smart Grid Projects Outlook 2014

Dans tous les pays, à l'exception du Royaume Uni, la gestion des compteurs intelligents est confiée au Gestionnaire du Réseau de Distribution (GRD). Ce choix soulève la question de la rémunération du GRD pour cette tâche, une question posée aux régulateurs. Plus généralement, on s'interroge sur l'évolution du rôle du GRD : peut-il intégrer des activités commerciales ? La réflexion en cours à ce sujet vise à éviter des coûts supplémentaires et ouvrir de nouvelles possibilités. Avec un modèle de marché (*market design*) dans lequel les obligations des GRD seraient standardisées, de nouveaux acteurs pourraient trouver une place.

#### INTERVENTION DE SYLVAIN CHAPON

GRDF dessert 11 millions de clients en exploitant près de 200 000 km de canalisations, qui appartiennent aux collectivités locales. Au total, 9 515 communes sont desservies ; elles regroupent 80 % de la population française. Contrairement à l'électricité, le gaz n'est pas tenu d'arriver chez tous les clients. La mission de GRDF garantit indépendance et neutralité vis-à-vis de tous les fournisseurs, sous le contrôle de la CRE, continuité de l'alimentation, selon les termes d'un contrat de service public passé avec l'Etat, accès transparent au réseau, et équilibre économique de l'activité.

Les communes non encore desservies en gaz procèdent par appel d'offres pour trouver un concessionnaire, auquel elles attribueront une délégation de service public. GRDF répond en général à ces appels d'offres, mais pas toujours ; ses concurrents incluent le plus souvent des entreprises comme Total, Butagaz, ENI...

La construction, la maintenance et l'exploitation du réseau font l'objet d'un contrat de concession local (d'une durée de 30 ans en général), par lequel la collectivité accorde au concessionnaire un droit exclusif de périmètre. Ce droit permet des investissements lourds, des économies d'échelle et une péréquation tarifaire, via les tarifs réglementés de vente. La relation entre le concédant et le concessionnaire crée un lien de proximité. Le rôle de l'autorité concédante comporte plusieurs aspects :

- En sa qualité de propriétaire des réseaux, elle perçoit une redevance versée par l'exploitant, sur lequel elle exerce un contrôle.
- Consommatrice de gaz pour les bâtiments publics, la collectivité négocie un contrat qui inclut un volet "acheminement".
- Gestionnaire de la voirie, l'autorité locale devient prescriptrice d'aménagements urbains (conception d'éco-quartiers, par exemple).
- Progressivement, les collectivités territoriales s'intéressent à l'énergie dans toutes ses composantes, une réflexion stimulée par la préparation des Plans Climat-Energie Territoriaux (PCET).

GRDF s'implique dans la transition énergétique, notamment via la filière biométhane, par laquelle le gaz issu du traitement des déchets est injecté dans le réseau. GRDF recherche les synergies avec les partenaires de ces opérations (agriculteurs, communes, collecteurs de déchets, etc.) et les accompagne dans leurs projets locaux. Trois installations fonctionnent déjà : Lille Séquedin, Forbach et Bioénergie de la Brie. Les objectifs définis avec l'ADEME sont ambitieux : 14 % de la consommation nationale de gaz devrait être issue de biométhane en 2030, part qui devrait atteindre 56 % en 2050. On recense à ce jour 350 projets en cours d'étude en France.

En gaz aussi le compteur va devenir communicant : GRDF a entrepris le lancement du compteur Gaspar, permettant le suivi des consommations. Son déploiement sera programmé avec les collectivités locales.

Au plan européen, la distribution du gaz présente de fortes spécificités nationales :

- En Allemagne, il existe près de 700 GRD, encadrés par trois acteurs : le ministère fédéral de l'économie (BMWi), l'Agence Fédérale des Réseaux (BNA) et les Länder, qui sont par ailleurs souvent actionnaires des GRD. Ces derniers sont fréquemment inclus dans une société communale (*Stadtwerke*) qui assure aussi les transports urbains, la fibre optique, le nettoyage des rues, etc. Ce modèle inspire les entreprises locales de distribution en France, par exemple celles de Grenoble ou Metz.
- En Belgique, le pays est découpé en 17 zones tarifaires, attribuées à 14 opérateurs différents ; comme en Allemagne, on ne trouve pas de grand opérateur. Le contrôle est assuré par une commission nationale, la CREG, comparable à la CRE, par la commission fédérale des marchés publics et par les trois autorités régionales (Flandres, Wallonie, Région de Bruxelles).
- En Espagne, 7 grands GRD contrôlent les 21 entreprises assurant la distribution du gaz ; la plus importante d'entre elles (Gas Natural) domine 70 % du marché, et la seconde (Natur Gas Distribution) en occupe 15 %. On assiste depuis quelques années à un mouvement de fusion des entreprises locales. Le contrôle est effectué par la Commission Nationale de l'Energie tandis que les communautés autonomes délivrent les autorisations de distribution, actes administratifs ne se comparant pas à des contrats.
- En Italie aussi on observe un mouvement de concentration, ayant ramené à 227 le nombre des entreprises locales de distribution actives en 2012, contre 287 en 2006. Ces entreprises sont contrôlées par 8 grands opérateurs, qui couvrent environ 26 % du marché. Le pays est partagé en 6 zones tarifaires ; les distributeurs sont supervisés par une autorité nationale de régulation.
- Enfin au Royaume Uni on ne compte que 4 grands GRD, opérant sur des zones tarifaires spécifiques, et placés sous le contrôle de l'Ofgem.

#### INTERVENTION DE SYLVIE COURTIER-ARNOUX

Il existe 150 distributeurs d'électricité en France, qui sont confrontés, comme tous les distributeurs européens, à trois défis majeurs :

1. Comment financer la montagne d'investissements qui nous attend ?
2. Quel rôle attribuer au distributeur dans le nouveau marché électrique qui émerge, transformant le client en "consom'acteur" ?
3. Quelle évolution attendre des prix ?

Pour mémoire, la Commission Européenne évalue les besoins d'investissements du secteur électrique sur la période 2010-2020 à 500 G€ (milliards d'euros) pour la production, 200 G€ pour le transport et 400 G€ pour la distribution, dont 200 G€ pour les compteurs communicants (*smart meters*). Le premier besoin en investissement est lié au remplacement d'équipements vieillissants, le second à l'arrivée des énergies renouvelables, le troisième à la généralisation des technologies de l'information et de la communication. Rappelons que ce troisième objectif implique la pose en Europe de 200 millions de "compteurs intelligents" coûtant entre 150 et 700 € pièce...

Le distributeur se situe dans le "triangle magique" de la régulation, visant à minimiser le prix pour le consommateur sans dégrader ni la qualité du service ni la viabilité de l'opérateur. Cette dernière exigence dépend beaucoup du taux de retour sur investissement consenti par le régulateur. En principe, un distributeur devrait bénéficier d'un taux de retour supérieur à 10 % (idéalement compris entre 12 et 14 %) pour attirer les capitaux dont il a besoin ; or la moyenne européenne n'atteint que 7 % avant impôt. Un tel niveau paraît insuffisant pour couvrir les risques encourus, notamment les risques spécifiques aux

équipements "intelligents", dont le vieillissement reste mal apprécié (en Italie, pays précurseur, la durée de vie des compteurs préoccupe déjà les distributeurs).

En France, la CRE accorde une majoration pour ce taux de retour lorsque certains critères sont satisfaits (respect des coûts prévisionnels, du programme de déploiement, de la collecte des données prévues...). On se heurte ici à un risque propre aux secteurs régulés : une possible instabilité de la régulation, puisque le régulateur pèse sur le taux de rémunération du distributeur. Or dans la notation des marchés, la qualité de la régulation entre pour 40 % dans l'évaluation d'une agence telle que Moody's ; la stabilité de la régulation compte pour 15 % de la note finale attribuée à l'emprunteur.

Les distributeurs français sont particulièrement handicapés dans la course aux capitaux, puisqu'ils ne sont pas propriétaires de leurs actifs. Même le compteur communicant Linky appartient à l'autorité concédante, et sa généralisation à toute la France représente un investissement de 5 G€ (son homologue en gaz, le compteur Gaspar, demeurera la propriété du distributeur). Le cas d'ERDF apparaît encore plus complexe, en raison d'une comptabilité consolidée dans la maison-mère (EDF), qui l'empêche d'emprunter directement sur les marchés. Les emprunts passent tous par le canal d'EDF.

L'association Eurelectric a étudié l'évolution du rôle des Gestionnaires de Réseaux de Distribution (GRD). Les fonctions de base ne vont pas changer : exploiter et développer le réseau de façon fiable et efficace, donner un accès sans discrimination à tous les utilisateurs, pour l'injection ou le soutirage du courant. En France, comme dans la plupart des pays européens, les GRD continueront aussi à intervenir sur le comptage lorsqu'un client changera de fournisseur. La nouveauté se traduira par la masse des données disponibles grâce aux compteurs intelligents, puisqu'ils permettront d'effectuer un relevé par jour. Afin de protéger la vie privée, la CNIL a décidé que seul le consommateur pourra accorder la transmission de sa courbe de charge quotidienne à son fournisseur. Le GRD sera garant de cette confidentialité.

Les changements les plus conséquents proviennent du développement rapide des énergies renouvelables décentralisées (99 % des installations photovoltaïques européennes sont raccordées aux réseaux de distribution) et des nouveaux usages de l'électricité, notamment pour la mobilité. Ainsi, en France le gouvernement souhaite la pose de 7 millions de prises adaptées à la recharge des véhicules électriques d'ici 2030 ; même si la plupart d'entre elles seront mises chez les consommateurs privés, le distributeur supportera le coût du renforcement des réseaux, évalué à 5 G€, non pris en compte dans les estimations antérieures des besoins.

Le développement spectaculaire des énergies intermittentes pose un autre problème (le parc éolien européen atteignait déjà 106 GW et le parc photovoltaïque 70 GW à fin 2012). Il s'agit d'un phénomène de pointe très marquée mais de courte durée (lors de production maximale simultanée à partir du vent et du soleil). Doter les réseaux de la capacité nécessaire pour absorber toute la production aux heures de pointe coûterait extrêmement cher pour une utilisation correspondant à un très petit nombre d'heures ; les besoins en renforcement des réseaux pourraient être sensiblement réduits si la puissance injectée par les sources intermittentes était légèrement écrêtée certains jours. Les simulations montrent que la perte pour le producteur serait minime.

A l'autre bout de la ligne, une flexibilité accrue de la part du consommateur permettrait également des économies substantielles sur les réseaux. Concrètement, il faudrait inciter le client à effacer (*peak shaving*) ou reporter (*load shifting*) une fraction de sa consommation lors des périodes de pointe. L'incitation passe par une révision des tarifs de la distribution.

En France, la structure tarifaire établie par le TURPE<sup>2</sup> amène une facture reposant à 70 % sur l'énergie consommée et 30 % de part fixe (abonnement, dépendant de la puissance souscrite), soit exactement l'inverse de la structure des coûts du distributeur ! En Europe, seule l'Espagne a remanié les tarifs d'acheminement pour arriver à 70 % de part fixe et 30 % d'énergie consommée. Dans certains pays, il n'existe pas de part fixe... Des innovations seront nécessaires pour que le consommateur soit sensibilisé à l'impact sur sa facture de la puissance qu'il appelle avec chaque appareil. Ainsi, dans l'expérience "Watt et moi" menée à Lyon, on convertit cette puissance en "équivalent d'heures de télévision" : par exemple, utiliser un sèche-cheveux 10 minutes équivaut à allumer son téléviseur pendant 7 heures.

Signalons enfin qu'une récente étude d'Eurelectric souligne la montée très rapide des taxes et charges dans la facture du consommateur. L'étude a décomposé plus finement ces composantes que ne le fait l'organisme statistique officiel Eurostat. Malgré la grande hétérogénéité des situations selon les Etats, les taxes et charges ont partout augmenté de façon dramatique en 5 ans : en moyenne + 31 % pour le consommateur domestique et + 109 % dans le secteur professionnel, entre 2008 et 2012.

En conclusion, le marché intérieur de l'électricité mériterait trois grandes améliorations :

- Faire le ménage dans les factures afin que le consommateur comprenne exactement combien il paie pour quelle destination.
- Poursuivre l'intégration du marché, notamment en renforçant les interconnexions et en intégrant les mécanismes d'ajustement.
- Modifier la formation des prix pour tenir compte du changement dans la structure des coûts, dans lesquels la capacité (exprimée en MW) devient plus importante que l'énergie (en MWh).

#### **INTERVENTION DE GREGORY JARRY**

La CRE est souvent présentée comme "le gendarme de l'électricité". Cette vision réductrice masque le travail accompli au sein de la CRE pour permettre au secteur de faire face aux nouveaux enjeux qui nous attendent, travail dans lequel la CRE se situe en partenaire. Tirant les enseignements des expériences françaises, qui ont déjà mobilisé environ 500 millions d'euros en France, la CRE stimule la mise en place des premières adaptations par trois actions :

- Une animation de la communauté des acteurs concernés par les réseaux intelligents et un effort de communication pour partager les retours d'expérience, notamment auprès des nouveaux intervenants, tels que les professionnels des technologies de l'information ou du bâtiment.
- Une démarche "Energie et Territoires" pour identifier les attentes des collectivités territoriales ainsi que les possibles évolutions du cadre institutionnel et de la gouvernance.
- La préparation de la régulation de demain, en définissant les conditions financières du déploiement des réseaux intelligents, en assurant le suivi des démonstrateurs, en participant aux travaux européens et internationaux (tels que ceux de la Smart Grid Task Force en Europe), en proposant des évolutions des bases technique, économique et juridique lorsque nécessaire.

---

<sup>2</sup> TURPE : Tarif d'Utilisation des Réseau Publics d'Electricité, élaboré par la Commission de Régulation de l'Energie (CRE)

La CRE incite les gestionnaires de réseau à investir pour développer les réseaux intelligents, en autorisant qu'une grande partie des investissements correspondants dans les démonstrateurs soit couverte par le TURPE. La dernière version, TURPE 4, introduit un dispositif qui invite les opérateurs à réaliser les dépenses de R&D en début de période tarifaire, grâce en particulier à une prise en compte complète de ces dépenses, qui sont jugées non-maîtrisables (elles ne sont pas soumises à une incitation de réduction). En contrepartie, la CRE attend d'ERDF et de RTE une visibilité sur les programmes de R&D, via la diffusion de rapports annuels sur ces activités. La CRE utilise des indicateurs de pilotage définis par la Commission Européenne pour évaluer la performance des programmes de R&D.

Au terme d'une consultation publique qui a suscité un nombre sans précédent de réponses, la CRE a publié 41 recommandations pour faciliter le déploiement des *smart grids* en France. Elles visent trois objectifs :

- Favoriser le développement de nouveaux services
- Accroître la performance des réseaux publics de distribution d'électricité en basse tension
- Contribuer à la performance globale du système électrique

Parmi ces recommandations, 9 nécessitent une modification législative ou réglementaire, 6 impliquent la normalisation, 7 concernent toutes les parties prenantes sur des thématiques générales, telles que le stockage, et 21 s'adressent aux gestionnaires des réseaux. La CRE a demandé à ces derniers, lorsqu'ils desservent plus de 100 000 clients, de préparer des feuilles de route, qui feront l'objet d'un suivi.

Deux exemples de ces recommandations permettent de saisir l'esprit qui anime la CRE :

1. Il est demandé aux gestionnaires de réseau de mettre à la disposition de tous les acteurs les données non confidentielles dont ils disposent : les consommations agrégées sur chaque portion de réseau, les caractéristiques des ouvrages, la qualité du courant, la capacité disponible (notamment pour alimenter des bornes de recharge).
2. Les gestionnaires de réseau sont invités à proposer des "solutions de raccordement intelligentes", consistant à faire bénéficier le demandeur d'un prix avantageux en échange de flexibilité de sa part. Dans le cas d'un projet d'énergie renouvelable, le raccordement sera moins cher si le porteur du projet accepte une limite temporaire d'injection, pendant un volume d'heures défini annuellement.

En conclusion, on remarque que les travaux de la CRE restent principalement centrés sur l'électricité, qui a accumulé un retour d'expérience plus conséquent que le gaz, mais celui-ci sera traité ensuite, de même que les réseaux de chaleur : la mutualisation des acquis entre réseaux profite à la collectivité.

#### INTERVENTION DE THOMAS LEAUTIER

L'exploitation d'énergies modernes a permis à l'homme occidental de voir son revenu moyen par jour et par habitant passer de 1 \$ au début du 19<sup>ème</sup> siècle (un niveau resté sensiblement stable depuis le paléolithique) à 100 \$ au 20<sup>ème</sup> siècle, et les réseaux ont joué un rôle fondamental dans la mise à disposition de l'énergie. Au 21<sup>ème</sup> siècle, il s'agit de consommer moins pour sauver le climat ; une transformation des réseaux est nécessaire si l'on veut modifier radicalement le système énergétique et faire du consommateur un véritable acteur. Elle ne pourra pas s'accomplir sans une bonne gouvernance.

Les réseaux de distribution vont changer profondément dans les prochaines décennies ; tandis que l'énergie circulera dans les deux sens, les flux d'information transmis occuperont la place centrale. Il

conviendra en particulier qu'ils véhiculent le bon signal prix, afin d'influer sur le comportement du consommateur. Les expériences menées dans certains pays (notamment aux Etats Unis) montrent qu'avec un bon signal, les résultats sont avantageux pour tous les acteurs ; à l'inverse, un signal prix erroné engendre des surcoûts pour la collectivité. Marcel Boiteux l'avait déjà montré en son temps.

Les fonds ne manquent pas pour financer la transition. Une bonne gouvernance, reposant sur une commission de régulation forte et indépendante, garantissant des tarifs solides et stables, suffira pour drainer les capitaux nécessaires. L'argent est là ! Mais si les détenteurs de fonds découvrent que les tarifs sont fixés au gré du ministre, il exigera une rentabilité très élevée... Garantir la pérennité des règles fait baisser le coût des investissements. Ainsi, au Royaume Uni, les réseaux de distribution ont trouvé preneurs facilement, le régulateur (OFGEM) étant en mesure de s'engager sur le long terme, contrairement aux élus qui ne peuvent, au mieux, que s'engager sur la durée d'un mandat. Avec une agence indépendante garantissant les tarifs, la transition énergétique coûterait moins cher.

Il n'existe pas de taille idéale pour définir ce tarif : le niveau local répond aux besoins décentralisés, le niveau centralisé favorise les économies d'échelle. S'agissant d'un niveau centralisé, l'école d'économie de Toulouse est hostile au principe de la péréquation et considère que le prix doit refléter le coût, sinon on risque des gaspillages. Pour assurer la solidarité entre régions, il vaut mieux utiliser d'autres outils, et notamment passer par l'impôt. Dans le même esprit, la subvention accordée aux énergies renouvelables, qui est intégrée au prix du courant<sup>3</sup>, constitue une mauvaise politique publique : le prix devrait refléter le coût marginal.

Deux exemples illustrent les pesanteurs, issues de la Troisième République, qui pervertissent la gouvernance des réseaux de distribution électrique en France :

- Les communes sont propriétaires des réseaux depuis la loi de 1906, mais ERDF demeure leur concessionnaire obligé, tandis que le contrôle est confié à la CRE. Ce dispositif engendre de nombreux surcoûts, notamment en milieu rural où il existe un "Service d'Electrification Rurale" doublonnant ERDF, de sorte que les investissements donnent lieu à deux appels d'offres et exigent des instances de coordination coûteuses... Laquelle de ces instances va déterminer les investissements destinés aux *smart grids* ? ERDF supporte par ailleurs des coûts qui sont ventilés au moyen d'une clé de répartition dans ses comptes rendus de concession : il en résulte des litiges avec les concédants, qui coûtent cher !
- L'existence de la CRE s'inscrit dans une vision historique qui remonte à Philippe le Bel (créateur de la Cour des Comptes en 1320)... mais qui suscite des velléités régulières de contrôle par les ministères, tentés de garder la main sur les tarifs. Une gouvernance moderne nécessite que la CRE soit dotée d'un budget stable (et non pas discuté chaque année), qu'elle puisse fixer les tarifs et qu'elle reçoive les moyens lui permettant d'approuver les investissements réalisés sur les réseaux de distribution, ce qu'elle ne peut pas faire aujourd'hui.
- 

## DEBAT

**Etienne Beeker** remarque qu'au temps de Marcel Boiteux, la complexité était moindre que de nos jours... Il souligne que l'Allemagne a renoncé à généraliser les compteurs intelligents, et craint qu'en s'équipant avec ces appareils, la France ait retenu une technologie inadaptée pour gérer les équipements domestiques en

---

<sup>3</sup> NDLR : Les charges de péréquation territoriale et de subvention aux énergies renouvelables sont répercutées dans la facture via la CSPE (Contribution au Service Public de l'Electricité).



fonction du signal prix. Il s'interroge sur la structure du tarif d'utilisation des réseaux et sur la comparaison des coûts avec d'autres distributeurs européens. Il se déclare favorable à une augmentation de la part fixe dans le tarif d'acheminement et estime qu'une hausse de la part fixe serait également nécessaire pour la composante "fourniture" de la facture. Etienne Beeker souhaite recueillir l'avis de la CRE sur cette perspective. Il remarque que l'Allemagne relance l'usage du cumulus électrique, alors que la Commission européenne envisageait d'interdire la vente de ces appareils en Europe !

**Marc Giffon** constate qu'ERDF est soumis aux choix de plusieurs décideurs (les Autorités Organisatrices de la Distribution d'Electricité, les ministères, EDF, la CRE). Une plus grande indépendance ne faciliterait-elle pas le financement des investissements sur ses réseaux ?

**Lise Deguen** félicite les intervenants pour leurs présentations et formule trois remarques :

1. Il convient que la régulation reflète la priorité aux investissements si l'on veut que les prêteurs apportent les fonds dans de bonnes conditions, sinon les ratios financiers des gestionnaires de réseau vont se dégrader.
2. Le règlement communautaire 347 qui définit les infrastructures prioritaires a été établi avant la décision de porter de 10 à 15 % le taux d'interconnexion, ce qui peut engendrer des dépenses inappropriées.
3. On a besoin de redéfinir les principes destinés à optimiser l'ensemble du système électrique pour tenir compte de deux évolutions majeures : le développement des interconnexions et l'injection de puissance, dans le réseau de transport, de la part du réseau de distribution. Une équipe de projet a été lancée dans ce but au sein d'ENTSO-E.

**Marie-Hélène Meyling** demande quel est le retour d'expérience sur les économies d'énergie réalisées grâce aux compteurs intelligents.

**Joseph Mbeka** regrette que la réunion de ce jour ne s'inscrive pas plus clairement dans la perspective de la COP 21 et d'une orientation des investissements à l'échelle mondiale.

**Claude Fischer** lui répond qu'une réunion de notre groupe dédiée à la COP 21 est prévue en Janvier 2015. La rencontre d'aujourd'hui vise à préparer un débat avec les institutions communautaires à Bruxelles : les questions pourront porter à la fois sur le transport et la distribution, le gaz et l'électricité. Au sujet des besoins en investissement, les "Assises du long terme", organisées à Bruxelles par Confrontations Europe les 3 et 4 Décembre 2014, ont montré que la politique de la concurrence pouvait dissuader les investisseurs. Ces Assises ont débouché sur une série de propositions et une "adresse au Conseil" en vue de sa réunion du 18 Décembre 2014<sup>4</sup>.

## REPONSES DES INTERVENANTS

**Grégory Jarry :**

- Le bilan du compteur communicant apparaît très positif pour la collectivité et neutre pour le distributeur. Il semble avantageux au regard des économies d'énergie permises, toutefois la seule étude complète sur ce sujet, celle de l'OFGEM, repose sur des hypothèses non généralisables. En France, le retour sur investissement pour ces compteurs est favorable. Au Royaume Uni, le

---

<sup>4</sup> On lira les 40 propositions de Philippe Herzog : « [Contribution pour une stratégie européenne d'investissement](#) ».

déploiement concerne à la fois les compteurs gaz et électricité, ce qui soulève de nombreuses critiques. En Allemagne, les petits distributeurs ne bénéficient pas des économies d'échelle existant en France. Ils envisagent de passer directement à une "box" électronique, dont le coût serait toutefois quatre fois supérieur à celui du compteur Linky français.

- En Europe, six pays seulement font figurer une part fixe dans le tarif d'utilisation des réseaux de distribution. Pour la CRE, un tel tarif ne peut se borner à refléter la structure des coûts ; il doit donner des signaux de long terme. A titre d'exemple, il existe en France un tarif "longues utilisations" et un tarif "courtes utilisations". Actuellement, la part fixe en "courtes utilisations" représente environ 5 % du temps de consommation de l'énergie. Si elle était majorée, cela pousserait au gaspillage, le consommateur ne voyant plus de raison d'éteindre les lumières puisqu'il paiera toujours autant... Souvenons-nous par ailleurs que les tarifs réglementés de vente sont calculés uniquement sur la composante variable ! En conclusion, on peut envisager de modifier la structure des tarifs, mais il faut agir progressivement, en commençant par les cas les plus urgents, tels que les tarifs destinés aux auto-consommateurs.

#### **Jan Panek :**

- L'Allemagne a effectivement choisi une solution plus onéreuse que le compteur communicant, en vue d'une plus large gamme de tarifs et d'une meilleure protection des données des consommateurs. Les dispositifs communicants ne sont prévus que pour les consommations supérieures à 3 MWh/an. Ce choix est justifié par le fait que l'électricité n'est quasiment jamais utilisée pour le chauffage en Allemagne. La flexibilité des consommations ne peut pas provenir de l'éclairage ; en revanche les appareils de production d'eau chaude sanitaire peuvent jouer un rôle pour écrêter les pics de demande. Il convient que le consommateur soit rémunéré pour l'effort qu'il consent en déplaçant sa consommation.
- Le financement des investissements doit-il se faire en recourant au marché international des capitaux ou faut-il privilégier des sources internes à l'Union Européenne ? Dans ce dernier cas, quel prix sommes-nous prêts à payer ? Ces questions méritent un arbitrage.

#### **Thomas Léautier :**

- Le rapport coûts/bénéfices des investissements demandés au distributeur paraît discutable. Il serait souhaitable que la CRE publie les résultats sur lesquels elle a fondé ses décisions.

#### **Sylvie Courtier-Arnoux :**

- L'intelligence réside chez le consommateur : il lui appartient de répondre aux signaux, dès l'instant que ceux-ci sont bons. En raison du caractère individualisé de cette réponse, il devient difficile de prévoir les résultats. A titre d'exemple, les consommateurs britanniques qui ont bénéficié d'une isolation thermique de leurs logements ont augmenté la température intérieure : en moyenne, ils l'ont relevée de 17 à 21 °C !
- En règle générale, les outils mis à la disposition des consommateurs pour économiser l'énergie sont d'autant mieux utilisés que les bénéficiaires sont éduqués aux gestes à accomplir pour maîtriser leur demande.

#### **Sylvain Chapon :**

- La réunion de ce jour a dégagé les enjeux communs à tous les distributeurs, et notamment les interrogations qui surgissent autour de son identité. La gouvernance fait indiscutablement partie des enjeux de la période. On peut se montrer optimiste sur ce point en constatant que la compétence des collectivités locales s'élève régulièrement ; on le voit notamment autour des

comptes rendus d'activité présentés par les distributeurs. Le cadre contractuel demeure un outil majeur dans la relation.

- Le lien de proximité existant entre les gestionnaires de réseaux et les autorités territoriales constitue un atout dans la mise en œuvre de la transition énergétique et le traitement des autres préoccupations actuelles, telles que la précarité énergétique ou la sécurité des installations. GRDF investit 1 million d'euros par jour pour la sécurité de ses ouvrages.
- Le compteur intelligent permet de réduire les consommations d'énergie... et le distributeur a tout à y gagner ! La pédagogie s'est développée ces dernières années pour inciter le consommateur final à réduire ses consommations

#### CONCLUSION

**Claude Fischer** conclut le débat en soulignant que l'énergie demeure un facteur essentiel dans l'économie de l'Union européenne : il faut préserver notre compétitivité. Simultanément, il faut aider les pays émergents à accéder directement à une énergie propre et à l'utiliser efficacement.

Elle indique que le groupe est animé par ASCPE en partenariat avec Confrontations Europe et des acteurs du secteur en France et en Europe. Les problématiques abordées au cours de l'année 2015 seront définies dans les prochaines semaines. Les thèmes suivants sont envisagés :

- Le dernier rapport du GIEC et la préparation de la COP 21 (conférence internationale de Paris sur le climat)
- Les enjeux économiques de l'Union de l'énergie, (dont le coût des énergies renouvelables et les perspectives d'évolution)
- Le lien entre la politique énergétique européenne et la sécurité extérieure,
- La place du nucléaire dans l'Union de l'énergie : sa contribution aux objectifs de sécurité, de durabilité et de compétitivité.
- L'efficacité énergétique, un défi industriel.

**Claude Fischer** souhaite à tous les participants de ce jour de bonnes fêtes de fin d'année 2014.

-----