

L'ÉLECTRICITÉ EST-ELLE UN BIEN PUBLIC? *

Evans Salies

OFCE-DRIC, Sophia Antipolis

Lynne Kiesling **

Université de Northwestern

Michael Giberson

Consultant chez Potomac Economics

La fourniture d'électricité s'organise de plus en plus autour de marchés décentralisés encadrés par les règles de la concurrence. Or les pannes survenues sur les réseaux électriques dans certaines régions du monde ces dernières années suggèrent que ces règles ne sont pas compatibles avec la position selon laquelle la sécurité d'approvisionnement en électricité est un bien public. L'objectif de cet article est de montrer que cette sécurité, et plus généralement la fourniture d'électricité, est un bien composite, à la fois public impur et privé. Il souligne le fait, apparemment occulté dans les débats publics actuels mais pourtant bien connu des gestionnaires de réseaux de transport, que la fiabilité varie géographiquement. Cela a des implications concernant la demande de sécurité d'approvisionnement. Alors que le caractère de bien public explique pourquoi certaines entreprises préfèrent que d'autres investissent pour maintenir un niveau de sécurité, le caractère de bien privé renvoie à l'existence de préférences différenciées pour cette sécurité.

Le caractère composite de la fourniture d'électricité a des implications pour la politique de régulation de la sécurité d'approvisionnement dans le secteur de l'énergie électrique, ce que nous démontrons en nous appuyant sur le concept d'externalité politiquement pertinente. Les décideurs publics ne devraient pas, par exemple, chercher à faire payer à tous les usagers, et de manière uniforme, un investissement visant à améliorer la sécurité d'approvisionnement sur la seule base qu'ils en retirent un effet externe positif. Il est pertinent qu'ils paient pour cette amélioration seulement dans le cas où ce paiement viendrait affecter leurs propres décisions de consommation. Ce résultat suggère l'intérêt d'un marché de sécurité à la carte, complémentaire des marchés de gros, à condition que les coûts de transaction ne soient pas élevés.

* Une version antérieure de cet article a été présentée à la session *Electricity Transmission in Deregulated Markets* de la conférence organisée par l'Université de Carnegie-Mellon sous le titre « Electric network reliability as a public good », écrit sans le premier auteur. Nous remercions ses participants ainsi que ceux de la conférence annuelle de l'association américaine d'économie de l'énergie et du séminaire Groupe Réseaux Jean Monnet, pour leurs commentaires et suggestions. Nous souhaitons également remercier Jean-Luc Gaffard et Frédéric Marty pour leurs remarques qui ont contribué à réaliser cette version. Toute erreur résiduelle est de notre responsabilité.

** L'auteur remercie plus particulièrement le soutien financier du *Searle Fund for Policy Research* de l'Université de Northwestern.

evens.salies@ofce.sciences-po.fr
lkiesling@northwestern.edu
potomaceconomics.com

Avril 2007

Revue de l'OFCE 101

Le défi sans doute le plus important pour les politiques de libéralisation des marchés de l'énergie est d'arriver à garantir la sécurité d'approvisionnement en électricité dans un environnement de marchés décentralisés à un coût socialement acceptable. Plus précisément, le réseau électrique doit être organisé de sorte que les nombreux groupes de clients (par exemple, tous les clients sur une zone proche d'un point de production) puissent consommer de l'électricité et que celle-ci soit de qualité. Cette condition (ou garantie de service universel) pour les clients résidentiels, est inscrite dans l'article 3, §3 de la directive 2003/54/CE du Parlement européen et du conseil (voir aussi Commission européenne, 2004). C'est ce que l'État français appelle « le droit de tous à l'électricité » (loi n° 2000-108 du 10 février 2000, titre 1, article 1). Ce droit ne s'obtient pas sans coût pour l'utilisateur. En plus du coût de construction du réseau et de la gestion de flux d'électricité, il y a ceux qui assurent que le réseau puisse fonctionner avec fiabilité pour tous les agents qui l'utilisent. C'est de ce réseau dont dépend la qualité de la fourniture au client (Varoquaux, 1996 : 105). Cette assurance nécessite des investissements en infrastructures supplémentaires, au rythme de la croissance de la demande, en particulier pour les heures en période de pointe. Un autre type d'investissement vient des producteurs eux-mêmes. Il s'agit de l'adéquation des capacités de production à la consommation. Notons qu'une des causes les plus importantes de baisse de fiabilité sur un réseau, qu'il s'agisse du réseau électrique, de celui de téléphonie mobile, Internet, autoroutier, aéroportuaire, etc., est le phénomène de congestion.

Un aspect de ces investissements est que lorsqu'un agent les réalise, tous les autres agents connectés en retirent un bénéfice et ne peuvent être exclus par celui-ci même qui a réalisé les investissements. Ceci est une des conséquences de la structure même d'un réseau électrique. Il n'est donc pas étonnant que dans les débats sur la sécurité d'approvisionnement, on entende très souvent que celle-ci est un bien public. Si nous nous basons sur la théorie néoclassique des biens publics, cela signifie que parce que l'accès au réseau est sans rivalité (tant qu'il n'y a pas congestion), les agents qui se connectent ne sont pas suffisamment incités à faire les investissements qui permettraient d'atteindre un niveau de fiabilité optimal. Une note assez récente de la Commission européenne fait justement remarquer que le processus de libéralisation conduit à une réduction des capacités de génération excédentaires (Commission européenne, 2004). L'UCTE (*Union for the coordination of transmission of electricity*)¹ met également en garde les gestionnaires

1. Il s'agit de l'Union pour la coordination du transport de l'électricité, une association internationale de coordination et de développement des réseaux électriques de 23 pays européens.

des réseaux de transport (GRT) d'électricité sur l'insuffisance des investissements en capacités de génération supplémentaires prévus par les GRT par rapport à ceux existants aujourd'hui. Ce constat tient compte du vieillissement de certaines centrales en Europe. Le déficit serait de 50 GW à compter de 2013². Si la totalité de ce déficit n'était pas couverte à temps, alors dès 2011, le réseau européen deviendrait plus risqué du point de vue de la sécurité. Rappelons que c'est justement dans cette configuration qu'ont eu lieu les grandes pannes de l'année 2003, celle d'août en Amérique du Nord puis celle en Suisse/Italie le 28 septembre.

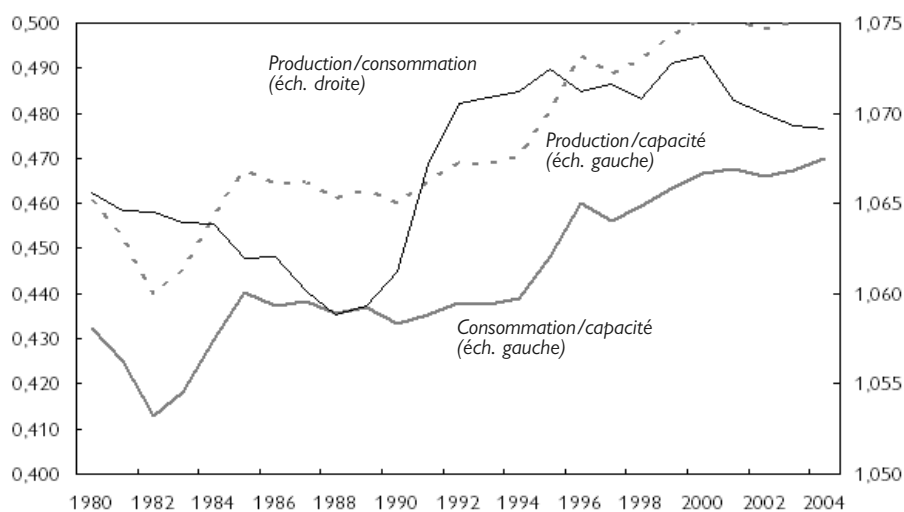
Le graphique suivant montre plus simplement un indicateur de contrainte de capacité en Europe (36 pays sélectionnés) sur la période 1980-2004. Il s'agit du rapport entre la consommation annuelle et la capacité installée (courbe épaisse). Ce ratio est bien inférieur à 1 et tend à augmenter, prouvant ainsi que les capacités installées couvrent la consommation, mais de moins en moins. Étant donné que consommation et production sont théoriquement égales (l'électricité n'est pas stockée), on s'attend à ce que simultanément, le coefficient d'exploitation (le ratio production/capacité installée) augmente. C'est effectivement ce que montre la courbe en pointillés. Nous avons également tracé le ratio entre production et consommation. Il a d'abord tendance à diminuer (1980-1988), puis augmenter et se stabiliser autour de 1,07 à partir de 1992, avant de redescendre légèrement. Son évolution soutient l'idée que depuis 1992, consommation et production pèsent plus sur les capacités, avec un équilibre production-consommation qui tend à devenir plus tendu. On peut donc parler d'une situation plus risquée du point de vue de la sécurité³.

Ce sous-investissement en capacité traduit certainement la présence de comportements de passagers clandestins chez des producteurs mis en concurrence. En effet, celui qui investit à la marge sait qu'il ne captera pas tout le bénéfice additionnel de son investissement. Le travail des autorités de régulation est alors d'inciter à la réalisation de ces investissements jusqu'à atteindre un niveau de sécurité optimal pour tous les bénéficiaires du réseau. D'après le graphique, il semble que ces incitations sont insuffisantes.

2. 50 GW fonctionnant à mi-capacité peuvent permettre de couvrir la consommation annuelle de quelques dizaines de millions de ménages.

3. L'évolution du ratio Production/Consommation pourrait également signifier que les pertes (d'environ 6 % sur le réseau européen) se stabilisent et tendent à diminuer sur les dernières années. Mais cette interprétation n'élimine pas le fait que la consommation pèse de plus en plus sur les capacités installées. Notons également que les années 1990 marquent le début du processus de libéralisation en Europe et la naissance de la première directive établissant des règles communes pour le secteur de l'énergie.

Contrainte de capacité en Europe



Sources : Agence Internationale de l'énergie, 36 pays du continent européen, calculs de l'auteur.

Les autorités de régulation et les institutions compétentes n'expliquent pourtant pas les raisons qui fondent le caractère de bien public de la sécurité d'approvisionnement en électricité. On comprend par exemple que parce que la plupart, sinon tous les consommateurs sont situés à une certaine distance du dernier point de production qui leur fournit l'électricité, il est impossible à chacun de payer une prime à un générateur afin que ce dernier lui garantisse une sécurité d'approvisionnement (Abbott, 2001 : 32). Chacun bénéficie donc d'une certaine sécurité d'approvisionnement très homogène sur des zones géographiques assez réduites. La littérature économique est néanmoins confuse sur le caractère de bien public de la sécurité d'approvisionnement. Certains auteurs considèrent comme bien public, non seulement la sécurité, mais aussi le réseau, l'électricité produite sur les marchés de gros et d'autres éléments de la fourniture d'électricité.

En France, le gouvernement a clairement intégré la dimension de bien public de la sécurité. L'indemnisation des clients en cas de panne prolongée est fondée sur le principe d'une non-exclusion puisqu'elle s'adresse à tous les usagers⁴, bien qu'elle ne s'applique qu'aux interruptions de fourniture d'une durée supérieure à six heures. Les usagers paient un prix fondé sur le principe de l'efficacité économique : une tarification au coût marginal économique de long terme avec péréquation (Varoquaux, 1996; Boiteux, 1964). En même temps, dans certains États américains, des efforts récents en matière d'élaboration

4. Voir le *Journal Officiel* n° 100 du 28 avril 2001.

des règles d'organisation des marchés de l'électricité visent à attribuer à la sécurité d'approvisionnement un caractère de bien privé. Les coûts et les niveaux de fiabilité créés et reçus tendent à être individualisés au niveau de chaque utilisateur du réseau. C'est semble-t-il le souhait de nombreux économistes (Chao, Joskow, Tirole, Wilson...). Des mesures en cours dans l'État du Massachusetts incorporent des éléments de localisation géographique des capacités dans la mise en place des marchés de réserve⁵. Ces efforts, qui traduisent la volonté d'améliorer la fiabilité des réseaux de transport, semblent faire l'impasse sur le caractère de bien public de nombreux éléments qui constituent la fourniture d'électricité. Les responsables de ces mesures, qui prônent un niveau de sécurité à la carte, ont le mérite de souligner les implications pratiques et éventuellement théoriques du caractère de bien privé de la sécurité d'approvisionnement. C'est le cas lorsqu'il y a congestion, car, à ce moment-là, les accès au réseau peuvent entrer en rivalité. Ces mesures ont enfin le mérite de rappeler que différents groupes de consommateurs peuvent avoir différents types de préférences pour la sécurité. Les usagers peuvent s'équiper d'appareils de contrôle de leur voltage et de moyens de protection.

La littérature économique sur le sujet tend à exclure l'un des deux caractères et mettre l'autre en avant. Joskow et Tirole (2006) ne semblent considérer que les réserves de capacités comme un bien public. Lorsque le modèle traite de la situation de producteurs mis en concurrence, en résulte un sous-investissement en réserves de capacité et donc un niveau de fiabilité insuffisant. Une solution proposée par les auteurs est que les commercialisateurs se dotent de réserves. Chao et Wilson (1987) proposent un modèle d'un marché de sécurité à la carte où les acheteurs dont la disposition à payer est plus forte peuvent s'assurer d'être servis en priorité en cas de rationnement imprévu de la demande agrégée. Dans aucun de ces deux modèles n'apparaît le fait qu'il existerait un bien public que tous les consommateurs puissent recevoir en quantité identique. La contrainte d'équilibrage des capacités consommées et produites sur le réseau concerne, par définition, l'électricité finalement consommée et met donc en rivalité les commercialisateurs (et à travers eux leurs clients). La fourniture d'électricité n'a à aucun moment le caractère d'un bien public. L'objectif d'un régulateur est de rechercher le niveau d'investissement en capacités qui évite de rationner les consommateurs tout en maximisant le bien-être. D'autres travaux (Houldin, 2004; Abbott, 2001) soulignent pourtant le caractère de bien public de la sécurité d'approvisionnement et d'autres éléments de la fourniture d'électricité. Il s'agit, par exemple, de l'électricité « produite sur les marchés de gros » dans

5. Les propositions en faveur de marchés de réserves de capacités localisées et les arguments avancés pour que les participants financent eux-mêmes les travaux de maintenance du réseau constituent des exemples de telles initiatives. Si ces ressources étaient des biens publics purs, alors la localisation des ressources de fiabilité ne compterait pas. Or, selon la localisation d'une ressource de fiabilité, certains clients du réseau en profiteront alors que d'autres non.

les réserves de capacité. Il faut donc admettre que la fourniture d'électricité aurait à la fois le caractère d'un bien public et privé, ou d'un bien privé sous la contrainte que la demande agrégée soit satisfaite. Dans ce dernier cas, il s'agirait d'un bien privé dont l'approvisionnement est garanti par la contrainte de service public.

Cet article fait un pas dans la direction de reconnaître le caractère à la fois de bien public mais aussi de bien privé de la fourniture d'électricité et l'intérêt que cela peut avoir pour l'élaboration des politiques de régulation du secteur de l'énergie électrique. Afin de cadrer notre analyse, nous donnerons une définition de la sécurité d'approvisionnement largement acceptée par les régulateurs (section 1). Puis nous montrerons les éléments de bien public et bien privé concernant la fourniture de l'électricité (section 2) en soulignant les confusions ou les divergences qui peuvent exister dans la littérature. Cette démonstration sera suivie d'une discussion inspirée de la théorie néoclassique des biens publics de Buchanan et Stubblebine (1962). Cette approche permet de considérer simultanément un bien public (la sécurité d'approvisionnement), un bien privé (l'électricité effectivement consommée) et des préférences hétérogènes pour la sécurité. Elle permet de mettre en évidence qu'à partir d'un certain niveau de sécurité reçu par un agent, une augmentation marginale de cette sécurité peut accroître sa satisfaction sans qu'il y ait de modification de la satisfaction des autres. Dans ce cas, seul le premier a intérêt à réaliser un investissement supplémentaire en sécurité, sans être récompensé par les seconds. On parle alors d'externalité politiquement non pertinente. Elle permet d'alimenter le débat et montre la nécessité de construire des modèles plus réalistes pour conduire une politique de l'énergie plus efficace, c'est-à-dire une politique qui tienne explicitement compte de son caractère de bien public. La discussion portera ensuite sur l'intérêt d'un marché de niveaux de sécurités à la carte (section 3), avant de conclure (section 4). Un tel marché aurait notamment l'avantage d'accroître l'information des décideurs sur l'étendue des préférences pour la sécurité d'approvisionnement et les dispositions à payer pour cette sécurité.

I. Définition économique de la fiabilité de la fourniture d'électricité

Les pannes à grande échelle que l'on a coutume aujourd'hui d'appeler *blackout* (ou *brownout* lorsqu'il s'agit d'une panne importante mais confinée géographiquement) ne représentent qu'une infime proportion du nombre annuel total d'incidents qui s'élève, en France, à plusieurs milliers. Ces derniers sont dispersés géographiquement, contrairement à un *blackout* dont l'effet est de « geler » la fourniture

sur une vaste portion de territoire. La France en 1978 et l'Italie en 1996 ont déjà connu une panne généralisée (Réseau de Transport de l'Électricité, 2004). Sans entrer dans les détails ⁶, notons que les défauts qui affectent les différents composants du réseau sont la principale cause d'interruption de fourniture aux consommateurs. En Grande-Bretagne, le régulateur notait que 98 % du nombre total d'interruptions proviennent du réseau de distribution. Les aléas météorologiques indépendants du réseau en sont la cause principale. Les variations de température qui modifient la demande sont également un facteur de panne, ainsi que les enclenchements ou déconnexions de charge en début ou fin de périodes tarifaires (effacement des jours de pointe, EJP, par exemple). Enfin, il y a les aléas sur la production mais aussi le rôle croissant des perturbations sur les échanges transfrontaliers. Notons par exemple la panne du 4 novembre 2006, qui fut initiée en Allemagne, pour atteindre une partie de la France.

Pour les économistes (voir par exemple Joskow et Tirole, 2006 : 26), une distinction importante est à faire entre les *blackout* maîtrisés (les délestages de certains points de consommation sont contrôlés) et ceux qui ne le sont pas, conduisant alors à un effondrement en cascade du réseau de transport. Un événement initiateur peut être l'arrêt de fonctionnement d'une ligne de transport. Les flux d'électricité doivent alors être aiguillés pour qu'ils puissent se rétablir sur le reste du réseau sans entraîner un effondrement en cascade par surcharges successives des lignes restantes (le *blackout*). Les congestions sur le réseau, un autre type de panne, se produisent lorsque l'acheminement de l'énergie est entravé par des goulots d'étranglement. À l'origine, on a la défaillance d'une ligne électrique et une capacité insuffisante des lignes voisines pour acheminer l'électricité. Il peut également s'agir de l'arrêt inopiné d'une unité de production face auquel il manque une unité pour prendre le relais. Dans ces cas, on dit que la règle de sécurité dite du « $N - 1$ » n'a pas été mise en œuvre.

C'est bien sûr la nature même de l'électricité qui affecte singulièrement la définition de la sécurité d'approvisionnement ou plus généralement de la fiabilité. On pourrait choisir comme définition la probabilité d'une interruption de fourniture dont la durée peut varier de quelques secondes à plusieurs jours. L'UCTE donne la définition suivante de la fiabilité d'un réseau de transport (UCTE, 2007). La fiabilité « est une notion assez large renfermant les mesures, généralement données sous forme d'indices numériques, sur la capacité du système à acheminer l'électricité en tout point d'utilisation avec une qualité acceptable et dans le montant souhaité. La fiabilité du réseau de transport d'électricité (comprenant les moyens de production et transmission) peut être décrite par deux attributs de base : sécurité et

6. Pour de plus amples informations, se référer à RTE (2004).

adéquation. La sécurité est « la capacité du système à supporter des perturbations imprévues. » lors des opérations de court terme. Elle est généralement obtenue par la fourniture de services auxiliaires qui sont essentiellement le contrôle du voltage, un plan anti-congestion, la régulation et le *dispatching* des capacités disponibles, les réserves tertiaires rapides et complémentaires ainsi que les réserves différées (RTE, 2004 : 212). De même, des écarts dans la fréquence des générateurs peut causer des réponses automatiques telles que des arrêts d'un nombre important de générateurs (Toomey *et alii*, 2005 : 2). Quant à l'adéquation, il s'agit de « la capacité du système à fournir toute l'électricité nécessaire sur le réseau afin de satisfaire les besoins des consommateurs à tout moment ». Cet aspect concerne la construction de lignes de transport supplémentaires, de sorte que la capacité du réseau de transport ne soit pas contraignante. Un autre moyen consiste à construire des centrales de génération près des points de consommation afin d'utiliser moins d'infrastructures de réseau. Nous pouvons également mentionner les réserves provenant de capacités de production non encore construites. Les réserves sont l'instrument privilégié en pratique pour couvrir les différents types d'aléas. C'est d'ailleurs l'instrument sur lequel se penchent les économistes tel que Joskow et Tirole (2006 : 30), qui lui attribuent le caractère de bien public. Ce découpage entre sécurité et adéquation est également adopté par le *North American Electric Reliability Council* et d'autres économistes influents comme Oren (2001). D'autres moyens du côté de la demande ont été trouvés, comme les contrats de fourniture proposés aux clients résidentiels (par exemple en France les tarifs : effacement des jours de pointe, heures creuses/heures pleines). Les dimensions « bien public » « bien privé » de la fiabilité sont explicites chez Oren (2001 : 7), qui fait remarquer que « sécurité et adéquation sont clairement reliées puisqu'il est plus facile de garder le système fiable quand il y a une capacité de génération largement excédentaire ». Mais dans un article plus récent (Oren, 2003 : 5)⁷, ce même auteur nous dit :

« D'un point de vue économique, la sécurité et l'adéquation sont assez distinctes au sens où la première est un *bien public* alors que la seconde peut potentiellement être considérée comme un *bien privé*. La sûreté est un phénomène qui touche l'ensemble du système avec des problèmes inhérents d'externalité et de passager clandestin. Par exemple, il n'est pas possible d'empêcher des clients de profiter d'un système sécurisé alors même qu'ils refusent de payer pour les réserves tertiaires rapides. Ainsi, comme dans le cas d'autres biens publics tels que... la défense militaire, la sécurité doit être organisée de manière centralisée et financée, par exemple, au moyen de l'impôt... La fourniture d'adéquation en revanche... n'est rien de plus qu'une assurance contre les pannes contrôlées qui, lorsque l'environnement est

7. Voir également Joskow (1997) et Cowart *et alii* (2001).

concurrentiel, se traduisent par des envolées de prix. Une telle assurance peut... être traitée comme un bien privé en permettant aux clients de choisir le niveau de protection qu'ils souhaitent ».

Les affirmations selon lesquelles la sécurité d'approvisionnement doit pouvoir être consommée par tous les utilisateurs du réseau et que les actions de certains agents peuvent créer des « externalités » sont courantes. Cependant, la définition d'un bien public, au sens où l'on comprend ce terme en économie, nécessite plus que la seule présence d'externalités, et la présence d'externalités est insuffisante en soi pour justifier l'intervention du régulateur. Certes, la sécurité d'approvisionnement est un bien qui doit pouvoir être offert en quantité égale à l'ensemble des consommateurs. Mais qui n'a pas déjà fait l'expérience d'une restriction ou suspension temporaire de fourniture ? Les ruptures localisées sont pourtant nécessaires pour éviter des pannes qui couvriraient un territoire plus large. La sécurité d'approvisionnement peut varier sur le réseau et les préférences pour cette sécurité sont hétérogènes. Ce sont essentiellement les raisons pour lesquelles elle peut être considérée comme un bien composite. Un cadre conceptuel cohérent pour comprendre la fiabilité des réseaux est donc nécessaire. Examinons d'abord de plus près le type d'externalités et de biens publics présents.

2. Externalités et biens publics

Il existe quelques limites de la théorie économique standard des biens publics pour pouvoir être appliquée à la fourniture d'électricité. D'après cette théorie, un bien public pur (Samuelson, 1954) est caractérisé par une non-exclusion (« bien *non-exclusif* » par la suite) et une absence de rivalité (« bien *non-rival* »)⁸. Un bien est non-exclusif si autrui ne peut être exclu des effets du bien lui-même, ou si cela ne peut se produire qu'à un coût important. Un bien est non-rival en la consommation si l'utilisation ou la satisfaction retirée du bien par une personne ne réduit pas la capacité d'autrui à utiliser le bien. La sécurité d'approvisionnement ne peut être considérée comme un bien public pur pour différentes raisons. L'existence de pannes localisées fait que cette sécurité est un bien public local (Stiglitz, 2006). L'électricité est un bien dont la consommation peut créer une congestion (« bien *congestif* » par la suite). Un tel bien n'est qu'imparfaitement non-rival. Des rivalités apparaissent dès que le niveau de consommation approche un certain plafond. N'importe quel bien circulant sur un réseau de transport limité est susceptible d'être congestif. Par exemple, l'électricité

8. Cette section s'appuie largement sur Stiglitz (2006), Cornes et Sandler (1996). Pour plus de détails, le lecteur peut se référer à Cowen (1992) qui reproduit l'article séminal de Samuelson (1954) sur les biens publics. Concernant les biens publics purs, Musgrave (1969) est une référence incontournable.

produite en pointe par des centrales thermiques et transitant sur un réseau de transport sous-dimensionné parce que plusieurs lignes ont cessé de fonctionner. Puisqu'un bien public pur, une fois produit par quelqu'un est disponible pour tous, il a inévitablement des effets externes sur autrui. Ces effets sont positifs s'il s'agit de la sécurité d'approvisionnement.

Si nous suivons Pigou, une externalité apparaît quand l'action d'un agent affecte la fonction de valeur d'un autre agent, de manière positive ou négative⁹. Les concepts d'externalité et de biens publics sont étroitement liés, mais plus rigoureusement, un bien public est un sous-ensemble de l'ensemble plus vaste qui est une externalité économique. Un bien public pur est un type particulier d'externalité car c'est une externalité pour laquelle on ne peut pas exclure ceux qui ne payent pas pour le bien, et des tierces parties sont affectées par l'externalité. Lorsque le GRT construit plusieurs lignes de plus, c'est la sécurité d'approvisionnement de tous les usagers qui est maintenue. On peut donc penser qu'une infrastructure de réseau supplémentaire est un bien public. Mais l'existence de biens publics crée des problèmes d'allocation par les marchés, notamment car un producteur ou un consommateur du bien peut avoir intérêt à se comporter comme un passager clandestin¹⁰. La situation d'un commercialisateur¹¹ qui ne réaliserait aucun investissement pour le maintien de la fiabilité du réseau, mais s'appuierait sur les contributions des autres, est un exemple de ce type de comportement dans le cas d'un réseau électrique.

Le cadre théorique que nous venons d'évoquer brièvement peut être utilisé pour rechercher plus finement le caractère de bien public de la fourniture d'électricité. Mais cette volonté ne doit pas masquer son caractère de bien privé tel que l'électricité effectivement consommée (celle qui alimente les appareils ménagers...). Les politiques de régulation des marchés de l'électricité qui surestimeraient l'un des deux caractères seraient susceptibles de conduire à une allocation inefficace de l'électricité entre consommateurs. La fiabilité est à la fois un bien public et

9. Pigou (1921, pp. 166–168). Pigou avançait qu'une solution à l'inefficacité de l'allocation qui résulte de cette interdépendance, nécessite l'utilisation de « récompenses et de taxes » afin que les agents responsables internalisent le problème « de services bénéfiques non récompensés (dans le cas d'une externalité positive), (ou) de services nuisibles pour lesquels ils doivent dédommager autrui (dans le cas d'une externalité négative) ».

10. Ici, un passager clandestin est un agent qui ne contribue pas à la production d'un bien public, mais essaye néanmoins de tirer profit des efforts fournis par les autres agents pour obtenir le bénéfice de cette production (voir aussi Laffont, 1988).

11 « Commercialisateur » est à considérer au sens large. Le terme de l'anglais américain auquel nous faisons référence ici est *load-serving entity*, qui signifie toute entité – de la production à la distribution – qui fournit la demande d'électricité et satisfait les obligations de ses clients. Il peut s'agir d'une coopérative de producteurs autorisée légalement à vendre de l'électricité au détail (FERC, 19 décembre 2002, « Amendment to comment on « Load-Serving Entity » definition on behalf of transmission access policy study group », Pocket RM01-12-000). Il peut aussi s'agir d'un *trader* affilié à un producteur, l'intérêt des deux à se rapprocher étant clair (Salies, 2007).

privé, c'est-à-dire un bien composite avec des dimensions impliquant à la fois la sécurité du système et la livraison d'une commodité.

2.1. La fourniture d'électricité : un bien composite

Certains travaux (Toomey *et alii*, 2005; Houldin, 2004; Abbott, 2001) laissent penser que les modèles économiques qui ont été employés aux États-Unis et qui tendent à s'implanter en Europe pour encourager la restructuration du secteur national de l'énergie électrique ont, à tort, omis de considérer pleinement le caractère de « bien public » de la fourniture d'électricité. Ces modèles renvoient cette tâche aux GRT. Au même moment, les techniques d'ingénierie qui visent à optimiser la fiabilité du réseau de transport, sous la contrainte que la consommation soit couverte, ne prennent que partiellement en compte la dimension microéconomique du problème (Toomey *et alii*, 2005 : 1). Les modèles récents comblent ces lacunes tout en tenant compte du fait que les décisions de production d'électricité et d'investissements en fiabilité sont prises dans des marchés décentralisés. Les solutions du modèle de Toomey *et alii* (2005) font apparaître des conditions du premier ordre à la Lindhal (voir par exemple Laffont, 1988 pour une explication théorique)¹². Par exemple, ces auteurs montrent que « le voltage optimal est un bien public car la condition d'optimum du modèle stipule que la somme des bénéfices marginaux d'un maintien du voltage pour les consommateurs ... plus la somme des bénéfices marginaux du voltage nécessaire pour garantir des transits d'électricité adaptés égalent le coût marginal de maintien du voltage par l'achat de puissances réactives à chaque nœud [du réseau] ». Une condition similaire apparaît pour la fréquence optimale.

Le tableau résume les éléments de la fourniture d'électricité qui sont considérés par certains comme des biens publics. Il ne fait aucun doute que l'électricité consommée pour faire fonctionner un ordinateur personnel, une télévision, etc., et celle fournie en cas d'urgence à un hôpital sont des biens privés. En effet, ces consommations varient d'un client à l'autre : un client ne peut consommer l'électricité d'un autre au moment où ce dernier consomme, et chacun peut être exclu sans que l'autre le soit. En revanche, l'électricité produite sur les marchés de gros est un bien public. Il est pratiquement impossible de déterminer *ex ante* et *ex post* la fourniture, dans quel ordre et quels clients sont servis par une centrale que l'on vient de démarrer pour répondre à une hausse de consommation.¹³ Il est donc difficile d'exclure un client en particulier du bénéfice produit par l'électricité produite sur les

12. Ce qui est considéré comme public ou privé dans la fourniture d'électricité est révélé par la forme des conditions de premier ordre du modèle.

13. Il peut évidemment y avoir une connexion directe entre un générateur et un client. C'est le cas lorsqu'une installation industrielle possède un générateur (Abbott, 2001 : 32).

marchés de gros. Et dès lors que l'offre cesse, tout le monde cesse d'être servi.

De plus, l'électricité produite sur les marchés de gros n'a pas fonction de sécuriser l'approvisionnement d'un client en particulier (Houldin, 2004 : 62). Des marchés de gros sûrs produisent donc une externalité positive de consommation dont se préoccupent les commercialisateurs engagés contractuellement avec les clients finals. L'électricité produite sur les marchés de gros est donc un bien non-exclusif¹⁴. Est-il non-rival ? Là encore, il faut se rendre du côté de l'offre et, plus particulièrement, du parc de génération. Tout accroissement de la capacité installée pour couvrir la demande, non seulement réduit le risque de *blackout* pour ceux servis pas la nouvelle centrale, mais également réduit le risque de tous les autres consommateurs à un coût très faible pour ces derniers. Les consommations ne rentrent pas en rivalité pour pouvoir en profiter. Leur quantité résulte tout de même d'un arbitrage entre le coût marginal de congestion et celui de la capacité de réserve supplémentaire qui éviterait cette congestion (Houldin, 2004 : 66). Par conséquent, ce que l'on appelle les réserves de capacité de génération disponibles si nécessaire sur les marchés de gros, sont un bien public impur.

Éléments de bien public et de bien privé dans la fourniture d'électricité

	Joskow, Tirole	Toomey et alii	Houldin	Abbott
Source d'énergie (gaz, uranium...)			Public	
Places de marché		Public		
Electricité produite sur les marchés de gros	Privé		Public	Public
Sécurité d'approvisionnement en électricité sur les marchés de gros			Public	Public
Réserves de capacité	Public		Public	
Voltage		Public		
Fréquence		Public		
Fiabilité des lignes (sûreté du réseau)		Public	Public	
Electricité consommée	Privé	Privé	Privé	

14. De même qu'une panne peut affecter tout le monde. Un client, aussi riche soit-il, ne peut acheter plus de sécurité sur les marchés de gros qu'un autre client. Il peut cependant avoir recours à des moyens privés, par exemple, l'installation de panneaux solaires. Mais l'électricité produite sur les marchés de gros est aussi un bien congestif car un déséquilibre à la production peut congestionner le réseau, c'est-à-dire engendrer des externalités négatives de production qui peuvent ensuite affecter tout le réseau.

En supposant que tous les types de clients sont soumis à la même probabilité de *blackout*, le réseau peut lui-même être considéré comme un bien public, sa seule fonction étant d'acheminer l'électricité. L'addition d'une ligne profite à tous à un coût incrémental suffisamment bas pour qu'aucun client ne puisse être exclu. Mais il s'agit d'un bien public impur si l'on considère le réseau national sur lequel la fiabilité varie géographiquement. Le voltage et la fréquence, dans la mesure où ceux-ci sont égaux pour tous, ne sont pas affectés par une variation infinitésimale de consommation par un client. Par exemple, quand la consommation d'électricité diffère de la production, la fréquence se met à dévier de sa valeur cible pour tous les usagers. S'il y a des dommages, ceux-ci résultent de l'action simultanée d'un grand nombre de clients. Cela peut, par exemple, être le cas en début ou fin de période tarifaire. Enfin, le marché de gros en tant que place (Toomey et alii, 2005) et l'énergie qui sert à produire l'électricité (Houldin, 2004) peuvent être considérés comme un bien public vis-à-vis du consommateur final.

À la différence de Houldin (2004 : 67, note 16), nous ne considérons pas l'électricité produite sur les marchés de gros comme un bien public pur. Selon l'auteur, cette « pureté » est reflétée dans la différence de valeur énorme qui existe entre les différents usages de l'électricité. Cette différence de valeur traduirait une inélasticité de la demande agrégée. Nous pouvons avancer un argument en faveur de l'impureté, qui est que les études économétriques les plus standard (par exemple, Reiss et White, 2005) trouvent une élasticité significativement différente de zéro, négative et qui s'amplifie avec l'horizon de temps retenu.

Une des conséquences de la présence de biens publics dans la fourniture d'électricité est l'incitation à sous-investir. Le GRT doit non seulement calculer les prix de l'électricité vendue sur les marchés des réserves actives, mais aussi subventionner l'investissement en capacités de réserves. Pour les consommateurs, il serait aussi efficace de leur proposer un service de fiabilité différenciée où chacun pourrait choisir de payer différents prix fixes pour différents niveaux de fiabilité spécifiés à l'avance. Ainsi, le GRT peut couper l'accès au réseau dans les États où apparaît un problème de fiabilité (Toomey et alii, 2005 : 7).

Une lacune dans les débats sur la sécurité d'approvisionnement est d'ignorer la comparaison qu'un commercialisateur fait entre le bénéfice marginal privé retiré d'une unité supplémentaire d'un des biens publics mentionnés dans le tableau et son coût marginal privé. Que d'autres commercialisateurs se comportent en passagers clandestins ou pas, si le bénéfice marginal que le premier retire est au moins aussi important que le coût marginal, alors il fournira cette unité supplémentaire; à moins qu'il ne décide de se comporter de manière stratégique et négocie avec les autres afin qu'ils payent également, ce qui lui permettra de réduire son propre coût.

Le problème de défaillance de marché ne devrait pas être trop important en pratique car un niveau de fiabilité minimum est assuré par le GRT pour le bon fonctionnement du réseau. Il ne fait pas de doute qu'un producteur en concurrence, engagé contractuellement avec des clients, est disposé à payer le coût du maintien de la fiabilité afin d'en recevoir les bénéfices (rester en activité). D'autres producteurs peuvent avoir des préférences pour la fiabilité qui sont telles qu'ils sont prêts à en payer le coût quelles que soient les actions des autres.

2.2. Externalité politiquement pertinente

Il y a donc une faille dans le raisonnement économique classique, qui ne tient pas compte du fait que si le bénéfice marginal pour l'agent qui entreprend l'investissement excède son coût marginal, il réalisera cet investissement quand même, qu'il puisse ou pas en capturer tous les bénéfices marginaux. Il n'y aura pas sous-provision dans ce cas à l'équilibre économique. Il reste une question importante qui est de savoir si les bénéfices marginaux que retire un producteur, un commercialisateur, etc., mais qu'il ne paie pas, seraient susceptibles de modifier ses propres décisions s'il devait payer pour ces bénéfices.

Cette question nous renvoie au concept d'externalité pertinente et non pertinente introduite par Buchanan et Stubblebine (1962). L'argument standard sur les biens publics ne semble pas considérer ce type d'externalité. L'exemple d'une aménité environnementale illustre ce point (encadré). La distinction cruciale entre externalités pertinentes et non pertinentes, du point de vue de la politique économique, vient d'une différence entre bénéfice marginal et total. Pour qu'une externalité soit pertinente, c'est-à-dire qu'elle influence le montant optimal du bien public, le bénéfice marginal de l'entité qui subit l'externalité (celle qui n'est pas prise en compte par la décision) doit être positif. En effet, il est pertinent qu'un gros client industriel paie pour un supplément de fiabilité procuré par un producteur localisé ailleurs sur le réseau, seulement dans le cas où ce paiement viendrait affecter sa propre activité.

Externalité pertinente : un exemple d'aménité environnementale

Prenons l'exemple d'une forêt située sur une île qui est observable du pont de bateaux touristiques. La vue de la forêt est un bien public. Une conclusion classique est que le propriétaire de l'île va sous-investir dans la taille/qualité de la forêt relativement à d'autres usages qu'il pourrait faire de l'île (planter de la vigne qui peut être considérée comme une commodité). Afin d'être sûr que le propriétaire de l'île réalise l'investissement optimal qui permette à la forêt d'avoir la taille appropriée pour les touristes, une régulation est nécessaire. Par exemple, le gouvernement contraint l'usage fait de la forêt par son propriétaire. Ici, il s'agit d'inciter le propriétaire à accroître la taille de la forêt au-delà du niveau qui ne satisfait que son seul bien-être. Supposons que le propriétaire ait des préférences fonctions des bénéfices pécuniaires et non pécuniaires de l'utilisation de la terre. Il se pourrait que lui-même attache une valeur importante (marginale et totale) au paysage qu'offre la forêt. Dans quel cas les préférences des touristes devraient-elles primer sur celles du propriétaire ? Seulement si le bénéfice marginal d'un hectare supplémentaire de forêt est plus important pour les passagers que pour le propriétaire, et que les coûts de transaction sont suffisamment élevés pour empêcher les premiers de négocier avec le second. C'est le seul cas pour lequel le comportement de passager clandestin est un argument économiquement pertinent. En plus de la régulation précédente, les bateaux devraient s'acquitter d'une taxe qui permette la plantation de nouveaux hectares de forêt.

Prenons le cas de deux producteurs, chacun affilié à un commercialisateur. Appelons-les *A* et *B*. Autrement dit, même si *A* bénéficiait de l'investissement en fiabilité réalisé par *B*, cette externalité positive n'est pas une raison suffisante pour que *A* paye *B* afin de l'inciter à effectuer cet investissement. Les préférences de *A* peuvent exercer une influence seulement si le bénéfice marginal de *A* est positif au niveau de fiabilité que *B* fournit. Donc la question à poser concerne la valeur du bénéfice marginal de *A* : à ce niveau de fiabilité (où l'on peut supposer que le bénéfice marginal de *B* est positif ou nul), le bénéfice marginal de *A* est-il positif ? Si ce n'est pas le cas, mais qu'il est nul, alors la fourniture en fiabilité par *B* est suffisante pour *A* (il ne sert à rien que *B* investisse plus). Dans ce cas, si *A* devait payer quelque chose à *B*, il s'agirait simplement d'un transfert de surplus – pourvu, bien sûr, que les coûts de transaction soient faibles. L'externalité pertinente du point de vue de l'intervention publique est donc celle qui apparaît dans le cas où le bénéfice marginal de *A* est positif au niveau de fiabilité correspondant à l'investissement réalisé par *B*.

Supposons maintenant que le bénéfice marginal de *A* soit petit (mais non nul), plus petit que le coût additionnel de fourniture d'un niveau supplémentaire de fiabilité. Le moyen le moins coûteux pour que *A* obtienne un niveau de fiabilité total souhaité est alors de le laisser entreprendre les actions nécessaires pour obtenir ce niveau de fiabilité

supplémentaire qui satisfera ses préférences. Ce peut être l'installation d'une technologie (une source de production autonome) qui permette de maintenir constant le voltage. En comparaison, la solution d'un accroissement de la fiabilité par le biais d'un mécanisme institutionnel centralisé, comme des contrats de long terme d'enchères de capacité, peut entraîner des coûts de transaction trop élevés pour A. Toujours en nous inspirant de Buchanan et Stubblebine (1962), supposons maintenant que le bénéfice marginal de A après que B ait investi soit positif mais important. Alors A bénéficierait à investir lui-même en fiabilité jusqu'au point où le bénéfice marginal est égal à son coût marginal.

L'investissement incrémental en fiabilité par A n'est donc pas nécessairement sous-dimensionné, même si A sait que les autres sont susceptibles d'investir simultanément. Une implication de cet argument est que dans un équilibre efficace, il y aura néanmoins des externalités non internalisées, conséquence de l'interdépendance des agents connectés au réseau. Mais ces externalités devraient être sans incidence significative sur l'investissement qui devrait s'approcher de l'investissement optimal. Les seules externalités qui doivent compter sont celles susceptibles de modifier les résultats par rapport à un équilibre efficace. Les agents auraient alors intérêt à réaliser des échanges supplémentaires afin d'internaliser ces effets. Certains agents devraient donc payer d'autres agents pour investir un peu plus. S'ils ne sont pas prêts à cela, alors il ne faudrait rien faire. Autrement dit, les externalités ne sont pas politiquement pertinentes si les coûts de transaction sont si bas qu'il est possible de négocier un peu plus afin de les internaliser. Dans ce cas, la passation de contrats devrait permettre d'atteindre un résultat supérieur à celui d'une régulation telle que l'imposition d'un niveau de fiabilité identique pour tous les agents et subventionnée. Les régulateurs doivent donc privilégier les règles qui réduisent les coûts de transaction et encourager le développement des marchés sur lesquels les agents peuvent internaliser la valeur créée par leur interdépendance. Par exemple, un distributeur et des clients d'une commune peuvent s'échanger des droits relatifs aux coupures de courant.

L'analyse qui précède s'appuie sur deux suppositions qui diffèrent de celles qui encadrent l'analyse traditionnelle des biens publics : les agents ont des préférences homogènes et ils consomment des quantités égales du bien public. Au contraire, nous avons supposé qu'il existe différentes préférences pour le bien public et que les niveaux de fiabilité peuvent différer sur le réseau.

La demande de fiabilité du réseau de transport de l'électricité par un commercialisateur, comme sa demande d'électricité, reflètent celle de ses clients. Certains d'entre eux tolèrent des variations de qualité, des interruptions, alors que d'autres les tolèrent moins ou pas du tout. Pour les clients résidentiels, cette différence de comportement peut être illustrée simplement : le premier est chauffé au gaz plutôt qu'à l'élec-

tricité et possède un réveil mécanique, alors que l'autre satisfait ces deux usages à partir de l'énergie électrique. Une panne d'électricité affecterait plus sérieusement la situation du premier. Dans le cas de clients professionnels, les enjeux financiers peuvent être très élevés. Une différence entre les expositions au risque des consommateurs finals en cas de perturbations du réseau va nécessairement conduire à des différences dans les préférences pour le bien public chez les fournisseurs. Les commercialisateurs n'ont pas le même portefeuille de clients, certains préférant offrir leur service aux clients industriels.

La seconde hypothèse (la fiabilité peut varier sur le réseau) revient à dire que la fiabilité du réseau n'est pas un bien public pur. *A priori* il pourrait sembler que tous les utilisateurs sont dans le même bateau car, après tout, le réseau fonctionne ou pas. Cette approche est trop simpliste. Considérons, par exemple, la panne du 14 août 2003 (un *blackout*) dans le Centre-Ouest et le Nord-Est des États-Unis et une partie du Canada. Dans la région du Nord-Est, elle fut le résultat, notamment, d'un manque de puissances réactives des turbines à charbon près des points du réseau où ont eu lieu les perturbations. Cette panne reflète un manque d'attention des autorités de régulation concernant le caractère de bien public de la fourniture d'électricité (Toomey et alii, 2005 : 1). Ces pannes ont été assez bien contenues parce que la fiabilité varie sur le réseau. Alors que le service fut interrompu pour des millions d'Américains, plusieurs millions ont continué à être servis. Enfin, les consommateurs en zones urbaines souffrent moins d'interruptions que ceux qui vivent en zone rurale.

3. L'assurance de service prioritaire

Nous venons de souligner que la fiabilité du réseau varie géographiquement et que différents clients connectés au réseau peuvent avoir des préférences différentes pour la fiabilité. Reste à savoir s'il existe un mécanisme qui permettrait à ces clients d'exprimer ces préférences afin qu'elles soient mieux prises en compte par le GRT et les distributeurs. Aux États-Unis, les régulateurs recherchent des mécanismes de marchés pour réaliser une allocation de la fiabilité efficace. Chao et Wilson (1987) ont proposé un tel mécanisme, que Wilson applique plus directement aux marchés de gros de l'électricité (voir la discussion dans Chao et Peck, 1998). Selon ce mécanisme, les consommateurs peuvent acheter une assurance contre le risque d'interruption au GRT afin de couvrir leurs pertes dues à des interruptions indépendantes de leurs actions. Le GRT propose un menu de contrats, chacun renfermant un couple prix-ordre de priorité d'interruption en cas de panne, les deux étant négativement corrélés. Techniquement, le distributeur déconnecte en dernier le client qui aura payé le prix le plus élevé.

Traditionnellement, les consommateurs font face à des tarifs de détail relativement rigides, avec peu de possibilités d'influencer le niveau de fiabilité autrement qu'en appelant le distributeur après une rupture d'approvisionnement. Plus précisément, un consommateur a peu de chance de pouvoir inciter le distributeur à améliorer le niveau de fiabilité au niveau du coût de distribution courant (celui-ci est incorporé dans le prix de détail), ou à réduire la fiabilité s'il juge le prix de distribution trop élevé. Or le coût d'un *blackout* est essentiellement « payé » par les consommateurs finals, alors qu'ils ont peu d'influence directe sur les décisions concernant la fiabilité. Appliqué au segment de la distribution, l'essence du système d'assurance prioritaire est que l'entreprise de distribution paye les consommateurs lorsque le courant est coupé. Les consommateurs sont ainsi en mesure d'arbitrer entre prix et fiabilité. À ce titre, la création d'un marché de sécurité à la carte pourrait avoir certains avantages par rapport au mécanisme d'indemnisation déjà en vigueur en France. Il existe en France des consignes de délestage sur les réseaux électriques. Dans certaines circonstances, il ne faut pas chercher à servir tout le monde car cela coûterait trop cher à la nation. Il est préférable de maintenir un service prioritaire pour la fourniture de certains usagers (hôpitaux, installations de signalisation de la voie publique, installations industrielles)¹⁵.

Il y aurait au moins deux intérêts à appliquer ce mécanisme. Le principe d'un mécanisme d'assurance donnerait au GRT les incitations suffisantes pour que celui-ci affecte les générateurs et les charges de manière à maintenir un réseau de transport fiable d'une part, et à rechercher l'efficacité d'autre part (Joskow et Tirole, 2006). En sélectionnant un de ces contrats, le client révèle une partie de ses préférences pour la fiabilité de fourniture du service. Parce que les choix des consommateurs apportent de l'information sur la valeur qu'ils donnent à l'énergie et au service de fiabilité, l'entreprise peut cibler ses investissements là où ils sont le plus valorisés. À cause des différents paiements reçus et versés par les consommateurs, l'entreprise sera également incitée à investir sur le réseau là où une plus grande valeur est attachée.

Le réseau de transport de l'électricité est une interaction complexe entre décisions d'acteurs et interconnexions physiques, avec des caractéristiques et contraintes en temps réel. C'est précisément cette interaction entre l'humain et le physique qui rend l'intégration des marchés dans le réseau si cruciale. Les marchés sont des institutions clés pour permettre à ces réseaux de s'adapter. Les règles entourant l'utilisation des réseaux peuvent s'appuyer sur toutes ces ressources décentralisées et sur les incitations données aux acteurs pour améliorer la stabilité et la fiabilité du réseau. Cependant, des critères de fiabilité

15. Une liste exhaustive est donnée au *Journal Officiel* n° 175 du 31 juillet 1990.

obligatoire et uniformément répartie, et les besoins de réserves et de marges d'exploitation ne prennent pas suffisamment en compte l'existence d'agents aux préférences hétérogènes pour la fiabilité. Certes, le maintien du voltage et surtout de la fréquence à des niveaux prédéfinis pour tous est nécessaire pour la fiabilité du réseau de transport (Toomey et alii, 2005), mais les pannes sont bel et bien localisées, à de très rares exceptions. S'ils sont rationnels, les GRT et les distributeurs, en France, devraient, lors des périodes de fonctionnement normal des réseaux, prélever une « prime » qui permettra d'indemniser l'utilisateur en cas de panne prolongée. Or il n'est pas certain que chacun ait la même disposition à payer cette « prime ». Le mécanisme de sécurité à la carte de Chao et Wilson (1987), repris par Joskow et Tirole (2006), a le mérite de souligner l'intérêt d'accroître l'information sur ces dispositions.

4. Conclusion

Le caractère de bien public de la fiabilité du réseau, de la sécurité d'approvisionnement en particulier, n'est pas suffisant pour justifier un partage égalitaire des coûts ou une autre approche centralisée du financement de cette fiabilité. Notre analyse a montré que la fourniture d'électricité est un bien composite : public congestif et privé. Elle suggère qu'étant donnée l'hétérogénéité des préférences des agents pour la fiabilité, une approche plus contractuelle doit être adoptée, qui favorise l'accroissement de la transparence dans l'attribution des droits de propriété concernant la fiabilité. Une application particulière de l'approche contractuelle, l'assurance de service prioritaire, est très prometteuse pour identifier les préférences et incitations des agents dans le but de rendre les réseaux plus stables et fiables. Elle est en théorie compatible avec une tarification fondée sur l'évolution des prix de gros en temps réel. Ce type de tarification peut être avantageux pour certains clients industriels.

L'importance de marchés de réserves localisées et l'utilisation croissante des avancées technologiques pour gérer le voltage de manière décentralisée exploitent l'hétérogénéité des préférences du côté de la demande, mais aussi le caractère de bien privé de la fiabilité. Il sera bientôt possible (par des puces) d'interrompre temporairement le fonctionnement d'appareils électroménagers lorsque la fréquence viendra à chuter, par exemple. Des clients équipés de ce type d'appareils devraient, en retour, payer un prix plus bas de l'électricité. Les autres clients resteraient au système en vigueur. Ces avancées permettront de fournir une électricité dont le niveau de fiabilité peut varier entre agents, mais en les laissant libres de maîtriser une partie de la sécurité de leurs approvisionnements. Ni le gouvernement, ni le GRT, ni les commercialisateurs ne semblent connaître la valeur que différents

consommateurs attribuent à la fiabilité. Des décisions publiques sont prises concernant la fiabilité, sans savoir si les mesures proposées sont moins coûteuses qu'un système qui partirait du principe selon lequel les agents sont prêts à entrer dans un système de sécurité d'approvisionnement à la carte en cas de panne.

Une étape future de cette recherche serait d'aller au-delà du point de vue simplifié de la fiabilité comme bien public, qui semble sous-tendre de nombreuses thèses et discussions de politique économique. Il semble indispensable de considérer la fourniture d'électricité comme un bien composite, à la fois public et privé. Il faut également éviter de rechercher des solutions de marchés décentralisés concurrentiels, qui ne tiennent pas compte du caractère de bien public de la sécurité d'approvisionnement directement dans les préférences des agents. En effet, dans ce cas, la concurrence comme mode d'organisation des échanges d'électricité est susceptible de conduire à des sous-investissements, tant du côté des producteurs que des consommateurs.

Références bibliographiques

ABBOTT M., 2001 : « Is the security of electricity supply a public good », *The Electricity Journal*, 14(7): pp. 31-33.

BOITEUX M., 1964 : « The green tariff of Electricité de France », *Land Economics*, 40(2), pp. 185-197. Traduction de l'article publié dans *La Revue Française de l'Energie*, 82, 1957.

BUCHANAN, J., et Wm. STUBBLEBINE, 1962 : « Externality », *Economica*, 29(116): pp. 371-384.

CHAO H-Po, et S. PECK, 1998 : « Reliability management in competitive electricity markets », *Journal of Regulatory Economics*, 14: pp. 189-200.

CHAO H-Po, et R. WILSON, 1987 : « Priority service: pricing, investment, and market organization », *The American Economic Review*, 77(5): pp. 899-916.

COASE, R., 1960 : « The problem of social costs », *Journal of Law and Economics*, 3: pp. 1-44.

CORNES, R., et T. SANDLER, 1996 : *The Theory of Externalities, Public Goods, and Club Good*, deuxième édition, Cambridge University Press.

COWART, R. et alii 2001 : « Efficient reliability: the critical role of demand-side resources in power systems and markets », *Regulatory Assistance Project*, juin.

- COWEN, T., (ed.) 1992 : *Public Goods & Market Failures: A Critical Examination*, Transaction Publisher.
- Commission européenne, 2004 : « Note interprétative de la DG Energie et Transports sur les directives 2003/54/CE et 2003/55/CE relatives au marché intérieur de l'électricité et du gaz naturel », http://ec.europa.eu/energy/electricity/legislation/doc/notes_for_implementation_2004/security_of_gas_supply_fr.pdf
- HOULDIN R., 2004 : « Find the public good: shedding light on a bulk grid electricity card trick », *The Electricity Journal*, 17(9): pp. 61-67.
- JOSKOW P. 1997 : « Restructuring, competition and regulatory reform in the US electricity sector », *Journal of Economic Perspectives*, 11(3): pp. 119 -138.
- JOSKOW P. et J. TIROLE, 2006 : « Reliability and competitive electricity markets », document de travail, MIT, à paraître dans le *Rand Journal of Economics*.
- LAFFONT J.-J., 1988 : *Fondements de l'Économie Publique*, Vol. 1, Economica.
- MUSGRAVE R., 1969 : « Cost-Benefit Analysis and the Theory of Public Finance », *Journal of Economic Literature*, 7(3): pp. 797-806.
- OREN S., 2003 : « Ensuring generation adequacy in competitive electricity markets », University of California Energy Institute. *Document de travail EPE-007*, juin.
- OREN S., 2001 : « Market based risk mitigation: risk management vs. risk avoidance », *Proceedings of a White House OSTP/NSF, Workshop on Critical Infrastructure Interdependencies*, Washington DC, pp. 14-15, juin 2001.
- PIGOU A., 1920 : *The Economics of Welfare*. London, Macmillan.
- REISS P. et M. WHITE, 2005 : « Household Electricity Demand, Revisited », *Review of Economic Studies* 72: pp. 853-883.
- Réseau de Transport de l'Électricité, 2004 : « Mémento de la sûreté du système électrique », http://www.rte-france.com/htm/fr/mediatheque/telecharge/memento_surete_2004/memento_surete_2004_complet.pdf
- SALIES E., 2007 : « Ré-intégration dans le secteur de l'énergie électrique – Leçons de l'expérience britannique », *Lettre de l'OFCE*, 280.
- SAMUELSON P., 1954 : « The pure theory of public expenditure », *Review of Economics and Statistics*, 36(4): pp. 387-398.

STIGLITZ J., 2006 : « Global public goods and global finance: does global governance ensure that the global public interest is served ? », in *Advancing public goods*, Jean-Philippe Touffut, ed., Edward Elgar Publishing.

TOOMEY D., SCHULZE W., SCHULER R., THOMAS R. et J. THORP, 2005 : « Reliability, electric power, and public versus private goods: a new look at the role of markets », *Proceedings of the 38th Hawaii International Conference on System Sciences*, Track 2, Vol. 2, pp. 3-6, janvier 2005.

UCTE, 2007 : « System adequacy forecasts 2007-2020 », Rapport, <http://www.ucte.org>

VAROQUAUX W., 1996 : *Calcul économique électricité. Que sais-je ?*, PUF, 16 janvier.