



HAL
open science

Transition énergétique dans les espaces urbanisés. Composer avec -ou recomposer- les régimes de l'énergie

Gilles Debizet, Stéphane La Branche, Antoine Tabourdeau

► To cite this version:

Gilles Debizet, Stéphane La Branche, Antoine Tabourdeau. Transition énergétique dans les espaces urbanisés. Composer avec -ou recomposer- les régimes de l'énergie. Gilles Debizet. Scénarios de transition énergétique en ville : Acteurs, régulations, technologies, La Documentation Française, pp.73-107, 2016, 978-2-11-010025-2. hal-01276141

HAL Id: hal-01276141

<https://hal.univ-grenoble-alpes.fr/hal-01276141v1>

Submitted on 8 Sep 2022

HAL is a multi-disciplinary open access archive for the deposit and dissemination of scientific research documents, whether they are published or not. The documents may come from teaching and research institutions in France or abroad, or from public or private research centers.

L'archive ouverte pluridisciplinaire **HAL**, est destinée au dépôt et à la diffusion de documents scientifiques de niveau recherche, publiés ou non, émanant des établissements d'enseignement et de recherche français ou étrangers, des laboratoires publics ou privés.



Chapitre 2

Transition énergétique dans les espaces urbanisés

Composer avec – ou recomposer – les régimes de l'énergie

Gilles Debizet, Stéphane La Branche, Antoine Tabourdeau

Résumé

Les énergies renouvelables peuvent être activées au plus près de la consommation contrairement aux ressources fossiles (nucléaire, fuel, gaz, etc.) dont les réseaux de distribution ont façonné la ville tout au long du XX^e siècle. Des acteurs de la ville conçoivent d'ores et déjà de nouveaux agencements articulant ces grands réseaux, des circuits courts émergents et les possibilités d'autoconsommation et stockage. Basés sur des technologies maîtrisées mais jusqu'alors peu déployées à l'échelle urbaine, ces agencements novateurs esquissent une transition énergétique encore difficile à cerner.

L'approche multi-niveaux (Berkhout *et al.*, 2004) considère que de multiples innovations locales peuvent progressivement changer le régime prééminent, un régime étant défini comme un ensemble cohérent de systèmes sociotechniques, d'organisations et de règles stables sur une longue période. Pour le moment, les territorialités de l'énergie renouvelable – et les flexibilités entre production et consommation qu'elles induisent – composent avec les régimes sociotechniques de l'énergie (électricité, gaz, chaleur...). En 2040, la transition énergétique aura vraisemblablement recomposé ces régimes.

Redistribuant les échelles de solidarité et de décision, les réagencements en cours et les recompositions futures questionnent les choix de société. Ainsi, l'avenir de l'énergie en ville – et au-delà – est loin d'être tracé tant il dépendra de choix politiques. Après le panorama des régimes sociotechniques en place et des options émergentes les bousculant, ce chapitre décrit les dynamiques d'acteurs en milieu urbain observées dans quatre écoquartiers énergétiquement novateurs. Il met ensuite en regard les régimes énergétiques et des enjeux politiques et territoriaux.



L'écoquartier introduit dans l'espace urbain des connaissances, des règles et des pratiques visant à réduire ses impacts environnementaux. Parmi eux, ceux concernant l'énergie occupent une place importante. Les énergies émergentes comme le solaire, la biomasse, les pompes à chaleur, l'éolien, etc. se différencient dans leur technicité des énergies ayant façonné la ville tout au long du XX^e siècle *via* des grands réseaux (gaz, électricité et, parfois, chaleur). Au lieu d'être simplement consommateur d'une énergie distribuée de façon descendante, l'espace urbain devient peu à peu également producteur. De ce fait, le déploiement de ces énergies émergentes par les acteurs de la ville est possible : il induit de nouveaux agencements entre les grands réseaux techniques traditionnels et les circuits courts émergents mobilisant les énergies renouvelables (Coutard et Rutherford, 2009 ; Debizet *et al.*, 2015).

Différents courants de recherche en sciences humaines et sociales (SHS) ont déjà tenté de saisir des processus de transition, entre autres, dans le domaine de l'énergie. Parmi eux, l'approche multi-niveaux (« Multi-Level Perspective ») distingue plusieurs échelles temporelles : les niches, où s'expérimentent les innovations, le régime, où se cristallise l'architecture des modalités de travail (de planification, de conception, d'exploitation) et le paysage, où s'enracinent des macro-orientations (macro-politique, schémas culturels profonds, etc.) qui prennent place sur le très long terme (plusieurs décennies) et façonnent les sociétés, au-delà de ce que les États sont en mesure de changer (Berkhout *et al.*, 2004 ; Geels 2004). Ces macro-orientations nécessitent le concours d'historiens, philosophes, archéologues, etc. pour être appréhendées (Geels et Schot, 2007). En règle générale, l'approche multi-niveaux considère que la transition se produit lors du passage d'un régime à un autre, autrement dit lorsque l'architecture générale du régime se modifie, l'architecture étant définie par un ensemble cohérent de systèmes sociotechniques, d'organisations et de règles (Geels, 2004). Ce passage est provoqué par la généralisation d'innovations de niche qui forment finalement le nouveau standard.

Cette approche a été utilisée pour analyser des transitions énergétiques telles que le remplacement de la traction hippique par la traction automobile à la fin du XIX^e siècle (Geels, 2005) et le développement de la cogénération aux Pays-Bas (Raven et Verbong, 2007). Elle apporte ainsi une vision systémique et historique. Les notions de systèmes sociotechniques, d'organisations et de règles sont en effet plus précises et plus consistantes que celles de frein, de barrière, de verrou et d'acceptabilité sociale fréquemment utilisées par ceux qui développent des technologies.



L'enjeu de ce chapitre est de montrer qu'il existe non pas un mais une pluralité de régimes énergétiques en œuvre dans les villes et que la transition énergétique passera par une recomposition conjointe de ces régimes et, ce faisant, une redistribution spatiale des « autonomies énergétiques ».

Ces notions ayant été définies, le chapitre s'articule d'abord autour d'un panorama des énergies utilisées en milieu urbain, tant des régimes sociotechniques déjà bien en place que des sources d'énergies – et de leur coordination – émergentes, susceptibles de bouleverser les premiers. La deuxième partie est consacrée à l'analyse des logiques et dynamiques d'acteurs. Enfin, alors qu'il est tenu pour acquis dans nombre de publications que la mobilisation d'énergies renouvelables entraîne nécessairement une décentralisation, les dernières parties de ce chapitre cernent les limites posées par les régimes énergétiques actuels et exposent quelques questions clés d'une éventuelle recomposition qui nuancent la perspective simpliste d'une décentralisation.

Panorama des énergies en ville

Les villes concentrent une grande part de la consommation d'énergie. Elles sont depuis longtemps desservies par des grands réseaux d'énergie qui eux-mêmes sont essentiellement alimentés par des énergies d'origine fossile. Le déploiement de ces réseaux au cours du XX^e siècle a ainsi accompagné l'essor des hydrocarbures et, plus récemment, des combustibles nucléaires (pour l'électricité).

Pour une grande part, ces énergies sont importées de l'étranger et transformées en quelques points du territoire national et européen. Inversement, les ressources d'énergie renouvelable ont comme caractéristiques d'être dispersées sur le territoire, la plupart peuvent donc être captées dans les espaces urbanisés et en particulier dans les villes, les métropoles et leur hinterland. Les mêmes réseaux qui distribuent l'énergie d'origine fossile jusqu'aux bâtiments et à l'intérieur des logements peuvent recueillir et distribuer les énergies renouvelables captées dans ces espaces.

Dans un premier temps, nous montrons que les réseaux techniques et leurs équipements, les organisations qui les développent (et les exploitent) et les règles qui les régissent diffèrent selon le vecteur énergétique (électricité, gaz, chaleur) ; trois régimes sociotechniques différents doivent donc être considérés. Ensuite, nous nous interrogeons sur la rencontre entre les ressources énergétiques renouvelables émergentes et ces régimes sociotechniques.



■ Trois régimes énergétiques établis

L'énergie en milieu urbain est essentiellement distribuée sous forme d'électricité, de gaz et, dans une moindre mesure, de chaleur par des réseaux. À chacun de ces vecteurs correspond un régime sociotechnique qui s'est stabilisé au cours du XX^e siècle autour des grands systèmes techniques nécessaires pour les faire fonctionner. Ces systèmes techniques d'envergure requièrent de lourds investissements en capital ainsi que le soutien si ce n'est le portage des autorités publiques (Coutard, 2002). L'utilisation de ces vecteurs énergétiques dans les bâtiments repose sur des normes techniques d'installation et de raccordement ainsi que des savoir-faire professionnels et d'utilisateurs. L'attention que les autorités publiques ont portée à ces vecteurs concerne autant les infrastructures publiques que privées, notamment au sein des bâtiments. Cependant, ils se distinguent fortement en termes de régulation publique et de gouvernance, et notamment du rôle joué par l'État et les collectivités locales.

Électricité

Le régime sociotechnique de l'électricité est solidement installé en France. L'État y joue un rôle majeur. Il définit les objectifs, supervise la régulation notamment les tarifs, contrôle – comme actionnaire majoritaire – l'entreprise quasi monopolistique, détermine la réglementation technique – en complémentarité avec les normes techniques européennes –, notamment les modalités d'interface avec les clients.

Le développement et le fonctionnement du réseau (transport et distribution) sont financés par des taxes au raccordement et à la consommation ; s'imposant à tous les consommateurs, ces taxes reposent sur une relative transparence des coûts permettant au régulateur national d'ajuster le niveau des taxes. Le développement et le fonctionnement du réseau sont presque entièrement assurés par des filiales de l'opérateur historique national. La filiale en charge de la distribution assure ainsi 95 % de la consommation française et gère de fait la quasi-totalité du réseau de distribution dont les communes sont officiellement propriétaires ; elle est en mesure de fixer les standards et d'optimiser le système électrique à l'échelle nationale, en synergie avec sa maison-mère qui est de très loin le principal producteur et fournisseur d'électricité.

La fourniture (vente) d'électricité au consommateur est ouverte à la concurrence depuis 2007 mais réservée à des opérateurs agréés par l'État qui produisent eux-mêmes de l'électricité ou l'achètent sur le marché libre alimenté par des producteurs de plusieurs pays européens : tous les consommateurs peuvent choisir leur

fournisseur sans avoir à modifier leur équipement. Les fournisseurs historiques (opérateur national et entreprises locales de distribution) sont tenus de proposer un tarif réglementé aux petits consommateurs (ménages et petites entreprises) ; choisi par 90 % des consommateurs, il représentait 71 % de la consommation en 2014.

Des réglementations nationales techniques, en partie issues de normes européennes, définissent la nature et les spécifications des équipements électriques de raccordement et internes aux bâtiments. Les installations fixes doivent être réalisées par un professionnel qualifié ou, à défaut, contrôlées par un consultant agréé. L'électricité ne pouvant être vendue que par un fournisseur agréé par l'État, le comptage et la facturation de l'électricité s'effectuent à l'échelle d'un logement ou d'un établissement (entreprises indépendantes, locaux d'entreprise ou d'administration localisés sur un même lieu, etc.). Les interfaces entre le réseau public de distribution et le réseau privé interne au bâtiment sont standardisées et uniformes sur le territoire national. La quasi-totalité des bâtiments et des logements dans le cas d'habitat collectif sont ainsi reliés au réseau électrique : l'électricité est en général le seul vecteur énergétique lorsque le chauffage est électrique, elle est réservée aux usages spécifiques dans le cas courant de chauffage au gaz – individuel ou collectif (*figure 1*). En dehors des grands projets de bâtiments tertiaires destinés à un utilisateur unique et de quelques expérimentations *smart grid* (cf. *infra*), la programmation, la conception et la réalisation d'installation électrique font l'objet de routines ; les interfaces entre prestataires et, par conséquent, entre les acteurs décisionnels sont réglées et rarement discutées.

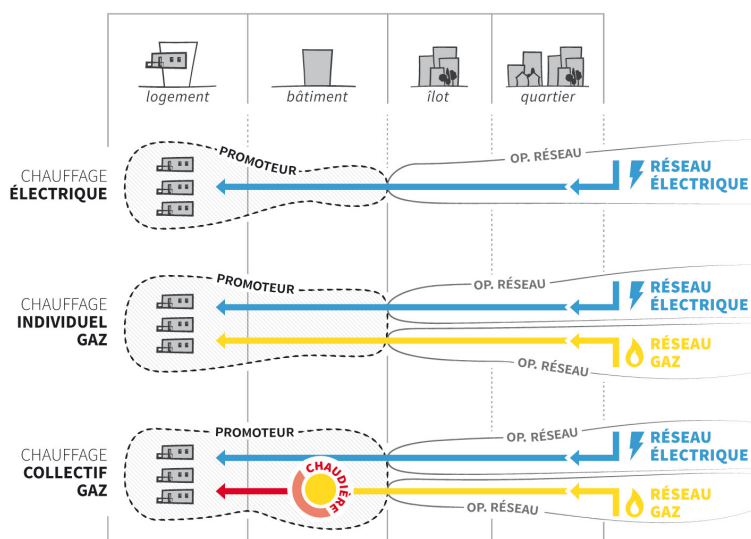


Figure 1 - NSE usuels bâtiments et réseaux



Notons cependant que les *smart grid* et, en l'occurrence, l'installation massive du compteur intelligent ouvrent des perspectives de changement largement investies par les grandes entreprises de l'électricité, du numérique et de la construction et peu par les PME du bâtiment et les autres secteurs de l'énergie (chaleur, gaz). La filiale distribution de l'opérateur national dispose d'une connaissance fine de la consommation et de la production décentralisée d'électricité. Elle occupe une position incontournable dans le développement des *smart grid*.

Cette position de force s'exerce aussi vis-à-vis des collectivités locales¹ : alors qu'elles sont officiellement propriétaires du réseau de distribution, elles ne disposent ni de la connaissance détaillée des flux électriques, ni de la compétence technique pour intégrer le vecteur électrique dans une politique et une stratégie énergétique locale (Poupeau, 2013). Le binôme formé par l'État et l'entreprise nationale d'électricité dispose d'une position hégémonique dans le régime sociotechnique de l'électricité.

Gaz

À bien des égards, le réseau de transport et de distribution de gaz est soumis aux mêmes modalités et évolutions que le réseau électrique : réglementation technique et régulation par l'État ; financement du réseau de transport et de distribution par des taxes prélevées à l'échelle nationale ; dissociation entre transport et distribution (les équipements de cette dernière étant propriété des collectivités locales) assurées chacune par une filiale de l'opérateur historique national ; concurrence sur l'approvisionnement par un marché de gros du gaz animé par des acteurs européens (et au-delà) ; concurrence sur la fourniture aux consommateurs finaux mais existence d'un tarif de vente réglementé pour les petits consommateurs ; routines dans la conception et la réalisation des équipements internes au bâtiment... Parmi les dynamiques de changement, notons la création récente d'un tarif d'achat pour les installations de méthanisation (*cf. infra*).

Au-delà de ces points communs, des différences importantes font que le régime sociotechnique du gaz n'a pas la même emprise que le régime de l'électricité sur les consommateurs. Les fonctions remplies par le vecteur gaz (cuisson, chauffage de l'eau sanitaire, chauffage des bâtiments, production de chaleur pour les process industriels) peuvent être assurées par d'autres vecteurs énergétiques (électricité *cf. figure 1*, pétrole, biomasse, etc.) ou acheminées selon d'autres

1 Quelques rares collectivités françaises ont gardé la possibilité de distribuer elle-même l'électricité ou de confier cette fonction à une entreprise locale qu'elle contrôle.



voies que le réseau (livraison par camion-citerne ou bouteille). Conséquence et cause de cette concurrence, à peine la moitié des logements français sont raccordables au réseau de distribution de gaz, ce réseau n'étant déployé que dans les parties denses des aires urbaines. Le réseau gaz est aussi plus résilient et moins complexe à gérer : les tuyaux assurant le transport et la distribution sont capables de stocker le gaz par variation de pression ; le réseau est ainsi en mesure d'absorber les fluctuations ponctuelles de consommation et de production (alors que le « stockage de l'électricité » nécessite des équipements spécifiques de conversion et cause des pertes de rendement importantes²).

Pour ces raisons, l'opérateur national historique de gaz est sensiblement moins dominant que son homologue électrique. Non seulement le réseau ne dessert qu'une partie des territoires mais, les acteurs décisionnels de la construction sont en mesure de renoncer ou pas au raccordement au réseau de gaz et de choisir l'échelle (bâtiment ou logement, cf. figure 1). Par la suite, lorsque le bâtiment est en fonctionnement, la dépendance au réseau de gaz se limite au cas d'un bâtiment collectif dont les logements sont équipés d'une chaudière gaz individuelle³.

En résumé, si, comme l'électricité, le gaz distribué par le réseau fait l'objet d'une forte régulation nationale et de pratiques de conception relativement standardisées, il est cependant contournable. Même si ses règles ne sont pas plus flexibles (pour des raisons de sécurité), son régime sociotechnique est plus ouvert : davantage concurrencé par d'autres vecteurs énergétiques, animé par une plus grande variété d'opérateurs et plus résilient.

Chaleur

Il n'existe pas de réseau national de chaleur. Les réseaux de chaleur existant en France sont locaux : la majorité ne couvre qu'un quartier ou un îlot, une minorité dessert plusieurs communes. Contrairement au réseau d'électricité et de gaz soumis à des règles de concurrence, les fonctions de production et de fourniture

2 Principaux équipements de stockage intégrés ou associés au réseau électrique, la station de transfert électrique par pompage (réservoir hydroélectrique) et la batterie (électrochimique) requièrent une double conversion, respectivement électrique-hydraulique-électrique et électrique-chimique-électrique.

3 La substitution de la chaudière individuelle gaz par une chaudière individuelle bois ou un chauffage collectif nécessite en général de coûteux travaux de canalisation et de gaine ainsi que l'accord à la majorité qualifiée de la copropriété. En revanche, une chaudière gaz collective à l'échelle du bâtiment, d'un îlot ou d'un quartier peut être remplacée aisément par un autre mode de production de chaleur (pompe à chaleur géothermique, chaudière fuel ou biomasse, etc.).

ne sont pas dissociées de la distribution. Elles sont en général assurées par la même organisation. L'État a peu d'ambition en termes de régulation des réseaux chaleur, il intervient néanmoins à trois titres : la sécurité des installations de combustion, l'encadrement des marchés publics des collectivités locales et, plus récemment, le développement de la biomasse *via* le Fonds Chaleur.

Concernant le premier point, l'État définit les règles techniques des appareils de combustion et des locaux qui les accueillent. Cela concerne aussi bien les chaufferies isolées que celles installées à l'intérieur des bâtiments. Ces règles sont bien connues des entreprises spécialisées dans le chauffage mais relativement peu par les autres prestataires de la construction (maîtres d'ouvrage immobiliers, architectes, bureaux d'études, etc.) ou de l'énergie.

L'encadrement par l'État de l'attribution des marchés publics opérés par les collectivités locales nous amène à distinguer deux cas de réseaux de chauffage : le réseau à l'initiative d'une collectivité locale et le réseau d'initiative et de portage privé.

- **Réseaux de chaleur publics** : La collectivité locale (ou un regroupement de collectivités) ou son délégataire (un opérateur privé à qui la collectivité délègue le service public) fournit la chaleur à un abonné par l'intermédiaire d'une sous-station en pied d'immeuble, la distribution vers les logements étant assurée par le gestionnaire du bâtiment (comme dans le cas d'un chauffage collectif au gaz – *figure 1*). L'abonné paie les coûts d'exploitation proportionnellement à sa consommation et l'amortissement de l'investissement proportionnellement à sa puissance souscrite. Le désistement d'abonnés doit être compensé par une augmentation ultérieure du tarif d'abonnement, et inversement pour la souscription de nouveaux abonnés. Compte tenu de son coût d'investissement élevé (comparativement au gaz et à l'électricité), le réseau de chaleur n'est compétitif que dans les zones les plus denses ou dans le cas de récupération de chaleur fatale (incinération d'ordures ménagères, rebut industriel...).
- **Réseau de chaleur sur un espace privé** : dans le cas le plus général, le maître d'ouvrage d'un bâtiment finance et fait réaliser une installation de production et de distribution de chaleur par une entreprise et livre l'ensemble du bâtiment au(x) propriétaire(s) qui choisit librement un exploitant. Parfois, comme nous l'avons observé sur le quartier De Bonne, un opérateur de chaleur réalise à ses frais l'installation dans le cadre d'un contrat signé par le maître d'ouvrage immobilier engageant, pour une période fixée le (ou les) futur(s) propriétaire(s). Ce contrat spécifie la puissance souscrite, le tarif



d'approvisionnement énergétique ainsi que la propriété des installations à la fin de la période d'engagement. Il peut arriver aussi que le contrat garantisse un niveau de confort.

Les réseaux d'agglomération ne couvrent que les zones les plus denses de quelques villes françaises ; ils s'étendent lentement en fonction d'opportunités, notamment la création d'un grand équipement public ou d'un nouveau quartier porté par la municipalité. En revanche, les réseaux de quartier connaissent un développement rapide avec la vogue des écoquartiers et les incitations de l'État pour les chaufferies bois (Menanteau et Blanchard, 2014).

À l'inverse du réseau électrique, les collectivités locales jouent un rôle prépondérant dans le développement et la programmation des réseaux de chaleur urbains. Non seulement elles supervisent les éventuels réseaux publics, mais elles sont incontournables pour l'extension des réseaux privés dès lors qu'ils traversent le domaine public. Elles jouent aussi un rôle important en matière de localisation des unités de productions de chaleur *via* la réglementation de l'urbanisme. Depuis peu, elles ont la possibilité juridique d'obliger les nouveaux bâtiments à se raccorder au réseau de chaleur utilisant les énergies renouvelables, cette option reste encore peu mise en œuvre.

■ Des ressources renouvelables émergentes

L'impératif du changement climatique entraîne progressivement l'essor de ressources localisées directement dans l'espace urbain ou bien connectées aux grands réseaux techniques. Leur déploiement dans les systèmes énergétiques urbains bouscule les pratiques induites par ces trois régimes et les planifications urbaine et énergétique. Cette sous-partie décrit les régulations transitoirement mises en place pour ces nouvelles ressources et leur rencontre avec les régimes sociotechniques installés, à partir des cas du solaire (thermique et électrique) et du bois-énergie.

D'autres ressources auraient toute leur place dans cette section : la géo- et l'aquathermie qui utilisent en général la technologie de la pompe à chaleur pour capter des calories (ou des frigories) dans un milieu tel que le sous-sol, un lac, une rivière ou un réseau d'assainissement et les restituent à une température plus élevée (respectivement plus froide) à un bâtiment ou un réseau de chaleur ; les chaleurs fatales issues de process industriel ou de l'incinération des ordures ménagères qui sont injectées dans un réseau de chaleur ; la méthanisation des végétaux et déchets organiques. Nous ne mentionnons pas l'éolien qui pour des



raisons économiques, environnementales et paysagères n'est pas déployé dans les zones urbanisées.

Solaire électrique et thermique

Par ses équipements et son enveloppe, un bâtiment est en mesure de capter le rayonnement solaire et le transformer en chaleur ou en électricité. Limiter la consommation d'énergie marchande et, par conséquent, la facture énergétique, la combustion d'énergies fossiles ou la production de déchets nucléaires ont longtemps été les motivations de la capture de l'énergie solaire. À plusieurs reprises depuis le premier choc pétrolier de 1973, l'État et des collectivités territoriales ont incité les ménages, les promoteurs et les propriétaires de bâtiments à installer des équipements solaires : les subventions ou déductions fiscales abaissaient le temps de retour de l'investissement, plutôt élevé eu égard aux gains économiques (non-achat d'énergie). Les fluctuations du prix de l'énergie rendaient les gains annuels et la rentabilité de l'investissement incertains.

Plus facile à intégrer et à l'époque moins coûteux en investissement, le solaire thermique s'est développé, essentiellement pour l'eau chaude sanitaire, sur les maisons individuelles et dans l'habitat social (le bailleur tirant un bénéfice de ses propres investissements). Acteur économique par essence, la promotion immobilière ne s'est pas hasardée à surinvestir faute de pouvoir prouver un gain économique fiable à ses clients acquéreurs.

Réticente à la dépense comme à la restriction de leurs recettes fiscales liée au non-achat futur d'énergie marchande, les autorités publiques réduisaient le niveau des incitations lorsque baissait le prix du pétrole. Si la filière solaire thermique a pu quelque peu atténuer les variations d'activités grâce à sa polyvalence (installation de chauffage tous modes de production de chaleur), les à-coups furent fatals à la filière photovoltaïque bien marginale par rapport au nucléaire alors en plein essor.

Dans l'objectif de mettre en œuvre ses engagements climatiques, le gouvernement français a instauré au milieu des années 2000 la garantie du prix d'achat de l'électricité photovoltaïque à l'instar de l'Allemagne. Contrairement à la situation antérieure, il ne s'agit plus pour l'investisseur de réduire la quantité d'énergie – à acheter à un prix incertain – mais de bénéficier d'un revenu garanti. Concrètement, le fournisseur d'électricité de l'abonné au réseau est tenu d'acheter pendant vingt ans l'électricité au prix fixé par le gouvernement quel que soit le moment où elle est produite. Il se fait ensuite rembourser la différence entre le



prix d'achat et le prix moyen de l'électricité sur le marché *via* un fonds alimenté par une taxe à la consommation payée par tous les consommateurs.

Somme toute, alors que le photovoltaïque était autrefois développé hors, voire contre, le réseau public, il se fait maintenant avec, et même exclusivement avec, puisqu'un producteur n'a pas intérêt à auto-consommer tant que le prix auquel il vend l'électricité est plus élevé que celui auquel il l'achète, ce que nous appelons « parité réseau du photovoltaïque ». Neutre pour le fournisseur (dont les recettes sont maintenues) et le gestionnaire de réseau et l'État (pas de perte de taxes liées à l'autoconsommation), le dispositif ne coûte qu'aux clients, à l'ensemble des clients en fonction de leur consommation. Des acteurs intermédiaires tels que des investisseurs, des développeurs et des démarcheurs de toiture ont émergé : ils ont accéléré la marchandisation de l'énergie solaire.

La suite est bien connue, le succès en France et dans plusieurs pays européens fut tellement rapide que les producteurs chinois envahirent le marché européen des panneaux photovoltaïques ; ce qui a conduit le gouvernement à baisser les prix d'achats. En outre, l'économie de la production d'électricité est profondément fragilisée par les baisses épisodiques du prix de l'électricité sur le marché de gros européen.

Les collectivités locales n'ont pas de rôle dans le dispositif de prix d'achat garanti, ni sur les déductions fiscales. Le principe du prix garanti ne s'applique pas au vecteur thermique dont elles sont l'acteur principal. Nul besoin d'autorisation municipale pour exploiter le gisement solaire puisque la possibilité de contraindre les panneaux solaires sur un bâtiment leur a été retirée par la récente loi Grenelle. Au-delà des actions de sensibilisation et d'information et, plus rarement, l'octroi de subventions d'équilibre, c'est par le biais du projet urbain, notamment dans une démarche d'écoquartier, qu'elles contribuent parfois au déploiement du solaire – thermique ou photovoltaïque – en l'imposant aux promoteurs et/ou en l'intégrant dans le réseau de chaleur (*cf. infra*).

Bois-énergie

Moyen de réduire les émissions de CO₂ et d'utiliser une ressource locale ou régionale, sous réserve d'entretien durable de la forêt et de compatibilité avec d'autres usages (production de bois d'œuvre, préservation des écosystèmes, protection contre les risques naturels, etc.), le bois-énergie est encouragé par des facilités fiscales et des subventions nationales (Fonds chaleur) et régionales.



Il se partage entre bûches et granulés, tous deux plus adaptés aux faibles puissances, et plaquettes (bois déchiqueté par une broyeuse).

Le bois-énergie est utilisé de façon croissante dans l'habitat pour le chauffage. Historiquement confiné aux zones rurales, il progresse fortement sous forme de poêles individuels en milieu urbain, à tel point que se posent des problèmes de pollution aux particules fines dans certaines aires urbaines⁴. Associées au label Flamme Verte, des incitations fiscales nationales et des subventions locales sont instaurées pour un remplacement progressif des poêles vétustes par des appareils aux normes et, dans les zones les plus exposées aux particules fines, les foyers ouverts sont interdits pour les nouvelles résidences. Le bois progresse aussi pour le chauffage collectif (à l'échelle d'une résidence collective) et les réseaux de chaleur urbains. Il permet de remplacer des chaufferies émettrices de CO₂ tout en conservant l'infrastructure du réseau de chaleur, comme l'a fait la Compagnie de chauffage de l'agglomération de Grenoble, deuxième plus grand réseau de chaleur de France. Le bois est ainsi une option parfois choisie par les collectivités locales dans les projets d'écoquartier.

En milieu urbain, les municipalités délèguent l'exploitation de chaufferies collectives urbaines à des opérateurs énergétiques *via* des Délégation de service public (DSP). Cependant, après une période d'exploration des modèles d'affaires pendant la seconde moitié des années 2000 où ces opérateurs ont répondu à la plupart des appels d'offres, ces derniers ne considèrent plus rentables les chaufferies inférieures à 10 MW depuis 2010-2011 (Tabourdeau, 2014). En conséquence, les municipalités souhaitant installer des chaufferies et réseaux moins puissants sont obligées de les exploiter en régie et d'acquérir les compétences adéquates (cas de Fontaine).

L'utilisation massive du bois-énergie pour la production d'électricité par cogénération s'avère plus difficile : d'une part, son rendement est relativement faible (et son coût élevé) comparé au gaz, d'autre part, l'exploitation de grosses unités crée des tensions sur l'approvisionnement. Le lancement d'appels d'offres nationaux pour de la cogénération industrielle entre 2004 et 2010 a soulevé de fortes contestations de la part d'acteurs forestiers et territoriaux craignant une surexploitation des forêts et a essuyé de nombreux échecs (Tabourdeau, 2014). En effet, l'essor du bois-énergie pose des problèmes de régularisation des approvisionnements puisque les gisements faciles d'accès ont déjà largement

4 Voir Stéphane La Branche, *BIOMQA : Lutter contre la pollution de l'air issue du chauffage au bois et du brûlage des déchets verts sur le territoire de la Métro Grenobloise*. Pour l'ADEME, Projet AACT-AIR. 2014.



été exploités. Désormais, la ressource à mobiliser est majoritairement située en forêt privée, très morcelée et peu entretenue, d'où une augmentation continue des coûts de la ressource et une très forte hétérogénéité de la qualité du bois par rapport aux premières expérimentations menées au début des années 2000. Cette hétérogénéité freine la standardisation des processus industriels. Elle oppose le régime sociotechnique de la chaleur, essentiellement urbain (*cf. supra*), à la filière forestière elle-même hétéroclite et soucieuse de la diversité des usages de la ressource forêt.

Lorsque les systèmes énergétiques urbains composent avec les régimes sociotechniques

Pour Frans Berkhout, Adrian Smith et Andy Stirling (2004), des innovations de niches précèdent un changement du régime sociotechnique. Nous avons vu qu'il n'existe pas de régime sociotechnique unique de l'énergie mais plusieurs ; trois, au moins, coexistent en milieu urbain. Les ressources émergentes se confrontent à ces régimes de façon variable, elles peuvent être déployées en marge du régime (cas du solaire photovoltaïque dans les années 1980-1990), en son sein (solaire photovoltaïque actuel) ou bien encore articulées avec lui (cas du bois-énergie dont les interfaces ne sont pas encore réglées).

Ces deux constats portant sur les régimes et des filières émergentes nous conduisant à interroger la façon dont les systèmes énergétiques urbains mobilisent des ressources renouvelables et composent avec les régimes de l'énergie dans des configurations courantes où les acteurs décisionnels sont globalement ceux que l'on retrouve dans tout projet urbain⁵.

Le projet de recherche Nexus nous a justement permis d'analyser l'implantation au sein d'un quartier des systèmes énergétiques les plus prometteurs parmi ceux mobilisant des énergies renouvelables (Debizet *et al.*, 2014). Après une exploration bibliographique d'une soixantaine d'écoquartiers européens (*cf. annexe méthodologique* et Blanchard et Debizet, 2015), quatre terrains de déploiement achevés des technologies ont été choisis pour couvrir la diversité des vecteurs (chaleur et électricité, en l'absence de cas de gaz produit à l'échelle infra-urbaine) et des échelles (bâtiment, îlot, quartier). Une enquête auprès de trente-huit acteurs des projets a été menée et partagée par plusieurs chercheurs (*cf. annexe méthodologique*).

5 Nous ne nous intéressons pas aux projets démonstrateurs dont le pilotage et le financement sont assurés par un ou des acteurs de la R&D technologique.

Nous présentons ici trois nœuds socio-énergétiques types : réseau de chaleur de quartier, cogénération d'îlot et *smart grid* reliant plusieurs bâtiments en mettant l'accent sur ce qui relève de la coordination et notamment sur les aspects organisationnels et cognitifs. Un nœud socio-énergétique étant un groupe d'éléments de collecte, conversion, distribution d'énergie porté par un maître d'ouvrage en interaction avec d'autres actants (*cf.* annexe méthodologique).

■ Cas du réseau de chaleur de quartier (Fontaine et Nanterre)

L'analyse des réseaux de chaleur de quartier développés à Fontaine et Nanterre (*figure 2*) a montré le rôle d'impulsion et de portage politique de la municipalité et la nécessité d'agencer conjointement les planifications énergétique et urbaine, que ce soit pour le bois ou la récupération de chaleur des eaux usées. Tout d'abord, dans les deux cas, c'est l'échelle du projet urbain (quartier) qui a permis d'envisager une chaufferie de quartier et son réseau de chaleur. Plus généralement, l'essor de réseaux de chaleur alimentés par de nouvelles ressources énergétiques brouille les limites sectorielles entre construction et énergie et contribue à combiner des faisceaux de compétences auparavant séparés.

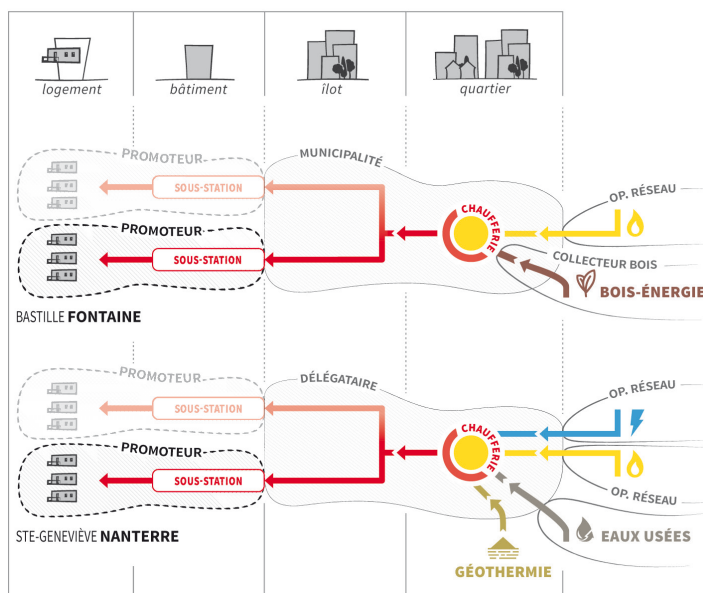


Figure 2 - Chaufferie et réseau de quartier à Fontaine et Nanterre



Bastille est un projet de rénovation urbaine situé à Fontaine, en banlieue grenobloise. Il se compose de plusieurs nouveaux bâtiments de logements sociaux, la rénovation énergétique d'une copropriété, une nouvelle rue et un réseau de chaleur de quartier alimenté par une chaufferie équipée d'une chaudière bois avec un appoint au gaz (*figure 2*).

Sainte-Genève est un développement résidentiel et commercial localisé sur un ancien site industriel de Nanterre, dans la banlieue parisienne. Il se compose de 600 unités résidentielles, réparties entre foyer-logement, habitat social et copropriétés, et une école élémentaire desservies par un nouveau réseau de chaleur alimenté par des sondes géothermiques, la récupération de la chaleur dans le réseau des eaux usées et des chaudières gaz (*figure 2*).

L'approvisionnement en bois ne se fait pas par réseau continu comme pour le gaz ou l'électricité mais subit une discontinuité entre l'amont (la forêt et les acteurs du bois) et l'aval (la chaufferie de quartier). De tels réseaux de chaleur se différencient donc des grandes infrastructures énergétiques urbaines traditionnelles où la chaleur est distribuée par un vecteur énergétique continu (gaz, électricité) et où l'appareillage de production de chaleur est relégué dans les bâtiments.

Faute d'intérêt des opérateurs de chaleur, la commune de Fontaine finance et instruit elle-même le projet avec ses incertitudes et ses variantes en même temps que le projet urbain. Elle a dû agencer son activité de planification urbaine avec des expertises énergétiques de l'agence locale de l'énergie et d'un bureau d'études de l'agglomération.

L'agencement de compétences et la mobilisation de règles concernent aussi les phases de conception détaillée et de réalisation. Le dimensionnement des différents équipements de production de chaleur a été optimisé afin de faire fonctionner les appareils à leur rendement maximal, de bénéficier de la TVA à taux réduit (50 % d'apport d'ENR sur l'ensemble de l'année) et de minimiser le coût d'investissement, les chaudières gaz étant plus rentables que les systèmes renouvelables. Cela nécessite des simulations intégrant les fluctuations de consommations et des connaissances spécifiques à chacun des modes de production ainsi que des arbitrages politiques sur le niveau de risque, le prix et la qualité de service.

Alors qu'à Nanterre, de nombreux problèmes ont été constatés lors du raccordement des logements au réseau de chaleur, à Grenoble cela n'a pas été le cas : dans une agglomération où 40 % de la population est déjà connectée à un réseau de chaleur, les interfaces entre les entreprises d'installation et d'exploitation, du réseau municipal et des bâtiments sont réglées.



Le passage en régie à Fontaine au lieu de l'instauration d'une délégation de service public (comme à Nanterre) montre bien que le régime sociotechnique de la chaleur laisse des possibilités d'ajustement sur le statut de l'opérateur. Dans les deux cas analysés, les projets combinent le recours au gaz de ville, fortement régulé par l'État avec une construction territorialisée *ad hoc* : l'approvisionnement en bois est contractualisé auprès d'un opérateur énergétique à Fontaine et une entente avec un groupement intercommunal d'assainissement à Nanterre. Ainsi, les porteurs de projet (les communes et, le cas échéant, l'aménageur) ont composé avec des nœuds socio-énergétiques intégrés à des régimes sociotechniques (chaleur et gaz) et avec des configurations géographiques spécifiques telles que la filière bois ou le système d'assainissement des eaux. Ce dernier est encadré par un régime éponyme stabilisé, *a contrario* du bois-énergie, objet émergent qui bouscule un régime forestier multi-usage.

■ Cas de la cogénération d'îlot (Grenoble)

Alors que le plan d'ensemble du futur quartier De Bonne était conçu et validé par le conseil municipal, un élu écologiste – nouvellement élu maire-adjoint à l'urbanisme et président de la société locale d'aménagement – a souhaité que le projet soit exemplaire en matière environnementale et énergétique. Profitant de la candidature au programme européen Concerto, il a invité des organisations satellites de la ville, notamment des bailleurs sociaux et les distributeurs locaux d'énergie⁶, à proposer des solutions innovantes en matière de sobriété et de diversification énergétiques.

L'écoquartier De Bonne est situé sur un ancien site militaire dans le centre-ville de Grenoble. Le projet urbain comprend 800 unités résidentielles, un centre commercial, une école et plusieurs résidences spécialisées pour les aînés, les étudiants et les touristes. Il a été lauréat du programme européen CONCERTO en 2005 et du premier grand prix Ecoquartier en 2009 pour la haute performance énergétique des bâtiments (avec dix ans d'avance sur la réglementation) et la variété des ressources énergétiques : solaire thermique et photovoltaïque, cogénération à l'échelle d'îlots (*figure 3*), chauffage urbain, rafraîchissement géothermique...

Formulée par l'entreprise locale de distribution de gaz et d'électricité, la proposition de cogénération permettait d'augmenter très sensiblement le rendement énergétique et, ce faisant, de réduire les émissions de CO₂ comparativement à

6 Grenoble est l'une des rares villes françaises dont la distribution d'électricité et de gaz est assurée par une entreprise locale contrôlée par la municipalité (~~cf. régimes sociotechniques de l'électricité et du gaz~~).

une centrale électrique et à une chaufferie. À cette échelle, elle constituait une première en France. Concrètement, les unités de cogénération alimentées par du gaz produisent simultanément de l'électricité réinjectée dans le réseau de distribution et de la chaleur vendue à la copropriété. Cette chaleur complète des apports solaires captés en toiture du bâtiment, elle est complétée par une chaudière au gaz à l'échelle de l'îlot. Toutes ces unités se situent à l'intérieur même des bâtiments d'habitation dans des locaux construits par les promoteurs immobiliers qui appartiennent aux copropriétés par la suite (figure 3).

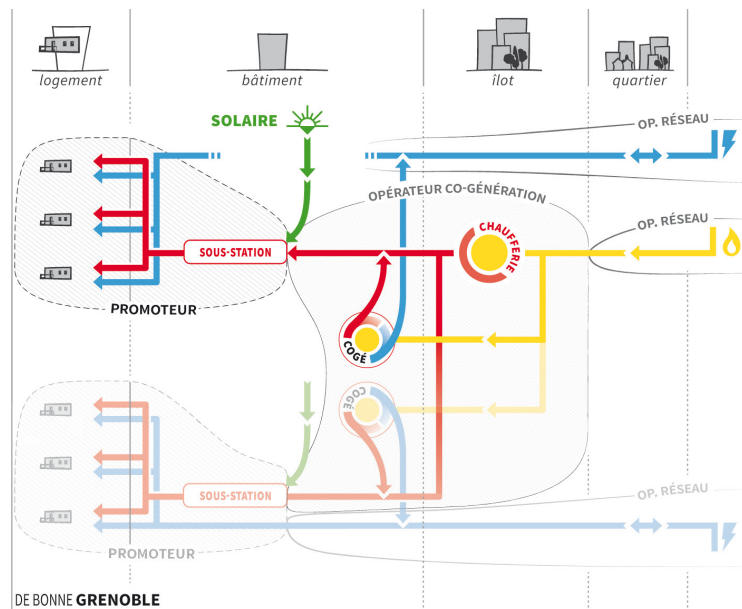


Figure 3 - NSE cogénération et ses connexions à Grenoble

La conception de la cogénération a été relativement chaotique, non par déficit de leadership politique, mais du fait qu'elle se situe à l'interface de deux maîtrises d'ouvrage (l'équipement technique porté par l'entreprise locale de distribution et les locaux et réseaux secondaires portés par les maîtres d'ouvrage immobiliers) et de trois régimes sociotechniques (gaz, électricité, chaleur) ; voire de quatre si l'on considère le secteur de la construction comme un régime sociotechnique.

Les différents concepteurs et leurs maîtres d'ouvrage ont confronté, si ce n'est partagé, les contraintes spécifiques à chacun de leur champ de compétences et leurs méthodes spécifiques d'optimisation. Les maîtres d'ouvrage, parfois sous la houlette de l'aménageur mais rarement sous celle de l'élu, ont dû assumer les risques juridiques, techniques et, par conséquent, économiques nécessaires à l'aboutissement du projet. Le bilan final est satisfaisant sur le plan



environnemental (objectif de la municipalité) mais il est mitigé pour les habitants (dysfonctionnements techniques en aval, dépendance à un fournisseur de chaleur en dehors d'un cadre conventionnel) et pour l'exploitant qui n'envisage plus de déployer le modèle d'affaire à l'échelle d'un bâtiment ni même d'un petit îlot (besoin de personnel spécialisé, coût de maintenance élevé, complexité juridique).

Mener à bien le projet a nécessité un management complexe et des coûts de transaction élevés car il a fallu redéfinir les interfaces entre les objets techniques, comme entre les périmètres de responsabilité et les métiers de la conception et ceux de la réalisation. Si c'était à refaire, les parties prenantes répartiraient la propriété des locaux et des équipements selon les responsabilités en termes de fonctions assurées. Intermédiaire entre les grands réseaux d'énergie et les bâtiments, le projet de cogénération a composé avec les différents régimes sociotechniques de l'énergie et avec celui de la construction, quitte à transgresser quelques règles de ces régimes.

■ Cas du *smart grid* entre bâtiments (Issy-les-Moulineaux)

IssyGrid est une expérimentation fondée sur les nouvelles technologies financée et portée par des acteurs privés. Elle consiste à élaborer des solutions de gestion intégrant production et consommation d'électricité entre des bâtiments situés dans un même quartier et en liaison avec des services urbains. Des dispositifs de production renouvelable (micro-parc éolien, panneaux photovoltaïques) et de stockage (batteries électrochimiques fixes et embarquées dans des véhicules électriques) étant disposés dans des immeubles sous la responsabilité de l'entreprise qui l'occupe, il s'agit d'optimiser les équipements et les échanges de flux entre les immeubles qui, évidemment, sont aussi des lieux de consommation. Dans la même optique, sont aussi testés d'une part le lissage de consommation entre les bâtiments tertiaires, inoccupés en soirée et week-end, et des foyers résidentiels occupés dans ces périodes et, d'autre part, des synergies avec le réseau public d'éclairage.

IssyGrid est une expérimentation *smart grid* lancée en avril 2012 par plusieurs grandes entreprises occupant des immeubles situés dans un même quartier à Issy-les-Moulineaux en banlieue parisienne. Les entreprises collaborent pour élaborer des solutions « *smart* » (*smart water*, *smart electricity*, etc) : à défaut de pouvoir acheter et vendre directement de l'électricité, elles simulent des flux d'énergie entre leurs immeubles de bureaux et partagent ces informations. L'expérimentation comprend des panneaux photovoltaïques, un stockage *via* les batteries de voiture et des technologies d'effacement de la demande dans les bâtiments tertiaires et résidentiels (*figure 4*).

L'objectif stratégique est de mettre au point des modèles d'affaires associant des techniques de comptage/reporting et des modèles de monétisation prenant en compte la gestion énergétique du bâtiment. La nouveauté tient à la modélisation d'échange d'énergie électrique à double sens (le sens changeant selon les moments de la journée ou de la semaine) directement entre des consommateurs/producteurs (figure 4). Il est important de préciser que la monétisation reste virtuelle puisque les entreprises n'ont pas le droit de vendre de l'électricité les unes aux autres (cf. la section régime sociotechnique de l'électricité).

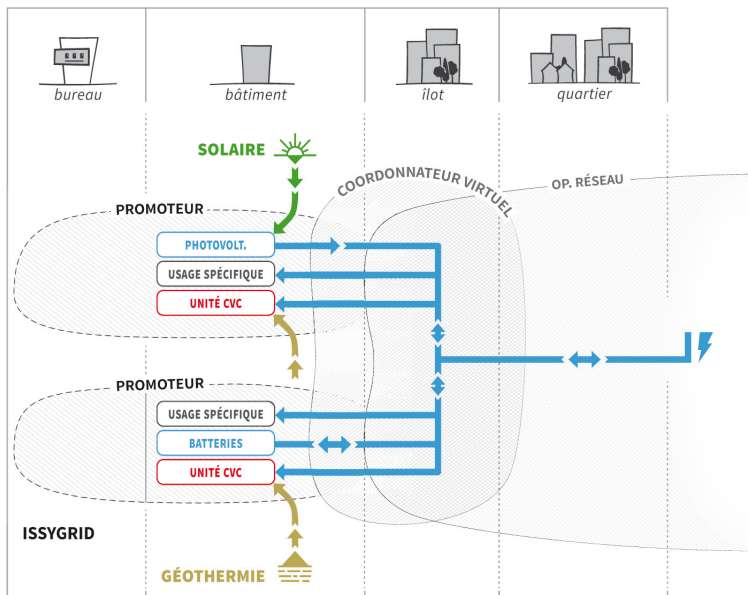


Figure 4. NSE virtuels et réels de l'expérimentation Issygrid

Les partenaires de cette expérimentation sont des entreprises occupant des immeubles dans un quartier tertiaire et la ville d'Issy-les Moulineaux. Les entreprises partenaires exercent dans les secteurs de la construction, du numérique, des services urbains, des équipements et de la distribution électriques; la plupart d'entre elles mènent sur place des activités de développement. Le pilotage de l'expérimentation est assuré par Bouygues, un groupe dont les filiales exercent dans l'immobilier, la construction, les services énergétiques et la téléphonie.

L'organisation repose sur des comités de travail. Ces comités ne sont pas définis autour d'objets techniques mais par type d'assemblage. Ils travaillent en mode conception coopérative: les personnes mobilisées dans ces comités coopèrent pour concevoir mais elles ne perdent pas de vue le fait que leurs entreprises sont en



compétition entre elles sur des activités actuelles et futures et peuvent avoir des intérêts divergents en matière de normalisation et de réglementation. L'accord de consortium définit de façon explicite les règles de partage de l'information, des résultats et des ressources. Contrairement à ce que laisse penser les supports de communication du projet IssyGrid, la ville s'avère peu présente dans la gouvernance de l'expérimentation à l'exception du comité de travail reliant éclairage public et voiture électrique.

Les données détaillées de la consommation et de la production constituent la pierre d'achoppement de l'expérimentation. Elles sont indispensables à l'optimisation des modèles de monétisation par le consortium et, par la suite, à la mise au point d'offres de services pour lesquelles les partenaires du consortium ont de fortes chances de se retrouver en concurrence. Les partenaires ayant mis en place un monitoring disposent des données pour leur propre bâtiment. En mettant en commun leurs données (ce qui suppose un protocole de communication commun), ils peuvent élaborer et tester les modèles de monétisation. Une question classique que se pose chaque partenaire d'un projet coopératif est celle de la limite technique et temporelle du partage des données et des résultats.

À l'inverse, le distributeur d'électricité – qui est aussi partenaire du consortium – dispose durablement de données détaillées des bâtiments de la zone. L'asymétrie des connaissances lui permet d'occuper une position clé dans le consortium, tout comme dans les expérimentations GreenLys déployées à Grenoble et à Lyon. Présent dans les deux projets, le fabricant d'équipement occupe une position secondaire : nonobstant le fait qu'il conçoit et fabrique le boîtier installé dans les logements, Schneider n'est pas considéré comme un partenaire décisionnel dans le projet GreenLys. C'est une observation qui mérite d'être approfondie mais il apparaît que malgré l'importance des nouvelles technologies de l'information dans ces projets *smart grid*, les fabricants de produits technologiques ne jouent pas un rôle majeur sur les orientations et le pilotage des expérimentations collaboratives *smart grid*.

La concurrence entre entreprises n'est pas le seul enjeu des données, la protection des données personnelles des ménages est régulièrement invoquée comme obstacle au partage et à la réutilisation des données. Même si les représentants de collectivités ont été peu présents dans la gouvernance des expérimentations *smart grid*, les collectivités locales commencent à s'intéresser de près aux données énergétiques afin de mieux définir et piloter leur politique énergétique. La réglementation des données énergétiques est encore très floue. La question est loin d'être résolue. Elle associe des enjeux éthiques, politiques et économiques.



■ Des systèmes énergétiques au prisme des acteurs

Des systèmes énergétiques intermédiaires

Comme bien souvent, les innovations étudiées s'effectuent dans les interfaces. Il existe un potentiel d'actions nouvelles qui ne relèvent pas d'un seul régime énergétique et ne se situe ni dans le réseau, ni chez le consommateur.

Primo, les innovations analysées peuvent être considérées comme des systèmes intermédiaires entre les grands réseaux publics et les unités de consommation/production. Les systèmes énergétiques observés utilisent tous de l'énergie acheminée par les grands réseaux en complément des ressources renouvelables et délivrent de la chaleur aux bâtiments. Cette position d'intermédiaire concerne aussi les transactions financières à l'exception d'IssyGrid où elles ne sont que simulées.

L'activation de ce potentiel requiert la bienveillance (Issy) ou la volonté (Grenoble et Nanterre) de la commune – quand elle n'est pas directement porteuse (Fontaine) – ainsi qu'un investisseur/opérateur ancré dans le territoire et maîtrisant au moins un des régimes énergétiques. Son statut public ou privé⁷ importe peu pourvu qu'il entretienne une relation de dépendance avec la municipalité.

Secundo, elles articulent les vecteurs énergétiques dans un objectif de flexibilité. Ces systèmes échangent de la chaleur ou de l'électricité avec les consommateurs/producteurs ainsi que du gaz ou de l'électricité (et bien souvent les deux) avec le grand réseau. Face aux fluctuations de la consommation et celles de la production ENR ainsi que face à l'incertitude des prix futurs de l'énergie fossile, la flexibilité réduit les risques économique et technique. Le stockage n'est pas un objectif explicitement mis en avant mais il est toujours présent sous forme de batterie électrique ou de ballon tampon dans les bâtiments ou l'équipement de quartier.

La mobilisation des énergies renouvelables au-delà du bâtiment en milieu urbain passerait par des systèmes sociotechniques et des entités gestionnaires plus ou moins autonomes par rapport aux réseaux car disposant d'une flexibilité propre. D'ores et déjà, les municipalités disposent pour le vecteur chaleur d'une certaine latitude en termes de fixation des prix, de définition des puissances garanties

7 L'opérateur du système énergétique était la municipalité (Fontaine), un délégataire de service public (Nanterre) ou une entreprise locale de distribution de gaz (Grenoble). Nous ne mentionnons pas le consortium d'entreprises (Issy) car il ne peut pas monétiser les transactions.



et de fiabilité du service. C'est une situation peu éloignée de celle du chauffage collectif en copropriété où les décisions sont prises en assemblée générale. *A contrario*, cette relative autonomie d'un échelon intermédiaire entre le grand réseau et les ménages est légalement impossible pour le gaz et électricité.

À long terme, si le prix des énergies fossiles et, par conséquent, celui du gaz et de l'électricité augmentent sensiblement, il n'est pas exclu que les relations entre ces grands réseaux et des systèmes énergétiques urbains alimentant des bâtiments soient redéfinies. Des déconnexions ne sont pas à exclure dans certaines configurations.

Des acteurs de projets urbains tiraillés entre routines et innovation

Les entreprises exercent dans leurs cœurs de métiers : des modèles d'affaire dont elles maîtrisent l'environnement et optimisent l'organisation grâce à une expérience cumulée qui leur permet de mettre en place des routines de travail réduisant au minimum les coûts de transaction. Dans le contexte de transition énergétique où les incertitudes sont élevées, les entreprises qui ont une prise partielle sur les systèmes énergétiques innovants cherchent à prendre une position incontournable sur ces systèmes, ne serait-ce que pour éviter de se retrouver fragilisées par celles qui le feront.

La mobilisation croissante des énergies renouvelables offre à une grande variété d'entreprises de l'énergie (distributeur, fournisseur, équipementier, assembleur, exploitant...) l'opportunité de jouer un rôle clé dans la conception, l'exploitation et/ou la relation au client. Dans le cas des *smart grid*, pour les entreprises dont l'activité est connexe à l'énergie (numérique, équipement, gestion immobilière) l'enjeu est de développer de nouveaux modèles d'affaires pour se positionner sur des marchés d'avenir encore ouverts où s'applique la règle du « *first mover advantage* ». La perspective de gains futurs justifie les investissements et le déficit économique d'expérimentations. Cependant, s'engager dans des innovations présente des risques techniques et financiers qui ne sont pas à la portée de tous les acteurs privés de l'énergie. Les grandes entreprises et quelques *start-up* du numérique sont surreprésentées dans les expérimentations partenariales notamment autour des *smart grid*.

Dans la construction, les acteurs de l'immobilier financent, construisent puis louent ou vendent des surfaces de plancher. Ils arbitrent le contenu du projet dans une double perspective de minimisation du coût de construction et de maximisation du prix de cession ou de la valeur locative. Le curseur entre ces



deux objectifs – généralement contradictoires – varie selon la clientèle ciblée (niveau de standing notamment). Les performances énergétiques et environnementales constituent aussi des atouts pour accéder à des ressources : attirer et motiver des prestataires compétents, accroître la notoriété auprès des leaders d'opinion et des clients potentiels, répondre aux attentes de certaines collectivités. Les acteurs novateurs considèrent que les coûts de transaction de l'innovation peuvent être compensés par ces atouts et le soutien des autorités publiques. Ils privilégient alors les projets urbains notamment d'écoquartiers dont les exigences de la collectivité préfigurent de futures règles générales : il s'agit d'acquérir des connaissances et de développer des savoir-faire qui les placeront par la suite en position favorable. Cependant, la perception de risques commerciaux et juridiques ou de dysfonctionnements techniques limite l'audace et l'envie d'innover et donc, le choix de solutions inhabituelles et complexes (par exemple celles dont les responsabilités sont enchevêtrées). De fait, seules de grandes entreprises de l'immobilier et de la construction (*cf. supra*) et de rares promoteurs ou bailleurs sociaux locaux motivés par les défis techniques et l'exemplarité ont une attitude proactive face à l'innovation.

Les collectivités locales ne font pas face aux mêmes responsabilités. Par le règlement d'urbanisme, elles ont la possibilité d'imposer un niveau performance supérieur à la réglementation nationale mais pas un système énergétique ni le raccordement à un réseau. Cependant, si elles possèdent le foncier, elles peuvent fixer des conditions de cession : performances environnementales des bâtiments, diversification énergétique voire réseau de chaleur sont fréquemment imposées notamment dans les projets urbains de type « écoquartiers ».

Il convient de distinguer les collectivités innovantes de celles qui attendent la réglementation nationale pour avancer. Les premières développent des actions nouvelles visant à concilier des objectifs climat-énergie avec des préoccupations locales (cadre de vie, emploi, développement économique, etc.). La combinaison de différentes sources d'énergie et acteurs nécessite volontarisme et une coordination serrée. Dans cette mutation graduelle des « politiques urbaines » en « politiques énergéto-urbaines », les élus et leurs techniciens se placent dans un registre discursif de changements globaux, de marchés de l'énergie et d'urbanisme ; les échelles supra-locales sont évoquées sous forme d'enjeux et non pas d'acteurs : l'État central s'avère peu présent. Cependant le discours ne suffit pas. Dans le cas de l'écoquartier De Bonne, l'élu en charge de l'urbanisme a sollicité un duo d'experts, l'un, extérieur au territoire, spécialisé sur les techniques énergétiques, l'autre bien reconnu par les acteurs locaux du bâtiment. Même dans la région grenobloise dont l'économie est liée à l'innovation, faire



émerger de nouveaux principes et accepter de nouvelles prescriptions ambicieuses requièrent compétence et crédibilité.

Les autres collectivités attendent la réglementation de la construction et de l'énergie fixée par l'État. Elles sont néanmoins stimulées, voire politiquement contraintes, par des procédures telles que le Plan local d'urbanisme (PLU), le Plan climat énergie territorial (PCET) et le Schéma régional climat air énergie (SRCAE) qui les obligent à annoncer publiquement des objectifs et un programme d'actions. Il convient d'apparaître dans la mouvance ; beaucoup de collectivités fixent des objectifs sensiblement supérieurs aux obligations réglementaires, une partie d'entre eux se concrétisera. L'engouement des collectivités locales pour le label Éco-Quartier en est une illustration (Grudet, 2015).

Somme toute, l'État dispose de quelques leviers pour inciter les collectivités locales – pas seulement les pionnières, toutes les collectivités – à mobiliser les énergies renouvelables *via* l'urbanisme. Nous avons cité des procédures de planification (PLU) et de programmation environnementale (PCET) ainsi que des labels et des réductions fiscales (*cf. supra*, cas de Nanterre). Pour autant, l'État laisse peu de marge de manoeuvre aux collectivités locales : il ne partage pas ses prérogatives en matière de prescription énergétique des bâtiments, ni celles de l'entreprise nationale d'électricité en matière de pilotage du réseau électrique (Poupeau, 2013).

Recomposer les régimes énergétiques ?

Le déploiement massif des énergies renouvelables intermittentes est assez probable dans un avenir proche compte tenu de la reconnaissance politique de l'enjeu climatique et des orientations prises par l'Union européenne et les États, ainsi que de l'abaissement continu des coûts de fabrication de ces équipements consécutif aux progrès technologiques et aux économies d'échelle. Cependant, les formes et l'ampleur du déploiement pourraient différer selon les vecteurs énergétiques, non pour des raisons strictement technologiques mais du fait des différences entre les régimes énergétiques. Des recompositions sont à envisager mais elles ne sont pas sans conséquence sur des dimensions sociales et politiques.

■ Une recomposition nécessairement articulée des différents régimes énergétiques

En mobilisant des travaux antérieurs relatifs à des transitions achevées, Frank W. Geels et Johan Schot (2007) identifient quatre types de transition :



1. *l'auto-transformation*: les acteurs du régime le modifient par eux-mêmes du fait de progrès technologiques internes ;
2. *la substitution de technologies*: un choc au niveau du paysage advient au moment où une innovation ad hoc est déjà mûre ;
3. *la reconfiguration*: des pressions douces émanant du paysage et des innovations élaborées au sein du régime le font progressivement évoluer ;
4. *le désalignement puis le réalignement*: érosion du régime due à des macro-évolutions au niveau du paysage et période de flottement avec diversification des niches d'innovation avant qu'une ne s'impose.

La transition énergétique en cours en France et en Europe est loin d'être achevée. Elle est motivée par des changements importants au niveau du paysage : la perception du changement climatique, l'objectif d'atténuation et plus récemment le choc de Fukushima. En France, les appels à projets gouvernementaux de parcs éoliens *off-shore* et photovoltaïques perpétuent une concentration de la production d'électricité à l'instar des grandes centrales thermiques. La transition énergétique française semble commencer comme une simple substitution de technologies.

Cependant, le caractère intermittent de ces technologies perturbe les fondamentaux économiques et techniques du régime électrique (prix de gros ajusté par le marché, tarif de vente réglementé, géographie du réseau de transport...) et requiert d'énormes capacités de stockage que les acteurs du régime électrique peuvent difficilement mettre en œuvre seuls, c'est-à-dire sans articulation avec les acteurs des régimes du gaz (grâce aux technologies *power-to-gas*) ou de la chaleur (stockage thermique) et les acteurs du territoire pour implanter les équipements. De ce fait, il ne s'agit pas d'une simple substitution technologique comme le secteur de l'électricité en a connu (charbon/fuel/gaz/nucléaire) mais d'une reconfiguration et/ou un désalignement/réalignement dont les frontières et les articulations avec les territoires et d'autres régimes énergétiques devront être redéfinies.

Ceci élargit considérablement le champ des possibles et rend bien incertaine la recomposition des régimes énergétiques et les formes de la transition énergétique. Nous n'allons pas ici explorer les recompositions possibles mais exposons les questions à prendre en compte pour penser la transition énergétique.



■ Une coordination, voire une gestion combinant production et consommation dans les espaces urbanisés

Au-delà de la dimension technologique des innovations, notre recherche fait apparaître l'enchevêtrement des régimes et la difficulté à coordonner des innovations qui se déploient à travers plusieurs échelles de planification et plusieurs régimes sociotechniques. La concentration de la consommation d'énergie et le déploiement des énergies renouvelables démultiplient les occasions de gestion conjointe de la production et de la consommation à différentes échelles de la ville.

Rappelons d'abord que, comme ailleurs, le bâtiment constitue une échelle évidente : l'activation de ressources énergétiques *in situ* accroît substantiellement l'autonomie par rapport aux grands réseaux. Une fois la parité atteinte pour l'électricité, la déconnexion est une hypothèse qu'il convient d'envisager.

Le bâtiment n'est pas la seule échelle, ni la plus pertinente (*cf. chapitre 3*) en particulier dans les zones urbaines denses. Les cas traités dans ce chapitre montrent que la mobilisation des énergies renouvelables au-delà du bâtiment passe aussi par des systèmes sociotechniques flexibles en termes d'approvisionnement et des entités – porteuses ou gestionnaires – assez autonomes par rapport aux réseaux conventionnels. Pour le vecteur chaleur, ceci est d'ores et déjà en œuvre : bâtiment multi-ménages (*via* le statut de copropriété et la gestion sociale), îlot urbain (*via* une copropriété ou une association foncière), quartier ou agglomération (*via* une régie ou une DSP municipale). Quant à l'électricité, du fait que l'achat et la vente sont réservés à quelques opérateurs agréés, les modèles de coopération et de transaction (*cf. supra* IssyGrid) entre bâtiments restent virtuels et la future obligation de bâtiment à énergie positive ne se traduira pas par à une gestion combinée de la production et de la consommation à cette échelle. Une gestion des intermittences électriques et du stockage aux échelles intermédiaires passe nécessairement par des changements de la régulation de l'électricité⁸.

Cela ne va pas sans poser de questions sociales et politiques car une coordination ou une gestion plus autonome redistribue les échelles géographiques d'interdépendance et de solidarité.

8 Nous ne mentionnons pas le gaz car la méthanisation des ordures organiques se fera vraisemblablement à l'échelle métropolitaine pour injection/stockage dans le grand réseau de gaz ou alimentation du réseau de chaleur urbain en combustible. En l'état actuel des connaissances technologiques, la méthanisation et le stockage de gaz à des échelles infra-urbaines paraissent peu probables pour des raisons de technicité et de sécurité.





■ La question des échelles de l'autonomie énergétique

Précisons de suite que nous ne définissons pas l'autonomie énergétique comme un état absolu mais comme une capacité relative. L'autonomie énergétique qualifie la faculté d'un groupe à maîtriser plus ou moins son avenir énergétique. Une des questions essentielles pour notre analyse est celle de l'envergure géographique de ce groupe sachant que la maîtrise ne peut être effective à tous les niveaux géographiques, autrement dit, la maîtrise à un niveau s'opère au détriment des autres niveaux.

Grâce à l'atelier prospectif rassemblant les grands témoins, nous pouvons émettre des hypothèses sur les perceptions et les positions des différents acteurs de l'énergie et de la ville. La segmentation des quinze témoins en cinq catégories (Habitants, État, Entreprises, Collectivités locales, Architectes-urbanistes) conduit à des échantillons statistiquement non-significatifs, nous n'exploitons donc ici que les écarts patents (les témoins d'une même catégorie votant chacun d'une façon proche, et ensemble de façon éloignée des autres catégories).

En préambule, précisons que l'expression autonomie énergétique prend souvent une connotation positive dans les discours politiques et la communication des acteurs (la littérature grise des écoquartiers et des projets enquêtés). L'argument le plus partagé est la réduction de la dépendance aux ressources énergétiques extérieures : la fluctuation des prix de l'énergie au niveau global étant perçue comme une vulnérabilité. L'autonomie ne passe pas seulement par la mobilisation des énergies renouvelables puisque la sobriété et l'efficacité des bâtiments (consommation) et de la distribution d'énergie lui sont aussi associées. Le stockage est désormais associé à cette notion d'autonomie⁹.

L'opérationnalisation de l'autonomie énergétique s'avère sensiblement moins consensuelle comme en témoignent les positions des grands témoins exprimées lors de l'atelier prospectif. Les trois enjeux de l'autonomie énergétique, respectivement la participation à une décision collective, la solidarité et la fiabilité technico-économique sont perçus de façon variable selon la catégorie des grands témoins.

9 Alors qu'il était traité de façon implicite et seulement par les bureaux d'études jusqu'au début de la décennie 2010 dans la littérature sur les écoquartiers comme dans les cas étudiés, les grands témoins réunis lors de l'atelier prospectif étaient préoccupés par le problème d'intermittence et à la nécessité de développer le stockage. Ils reliaient désormais mobilisation des énergies renouvelables, fluctuations de la consommation, auto-consommation et stockage.



Un ensemble de valeurs que nous considérons comme une grappe caractéristique de l'autonomie – « lien social, convivialité, solidarité et responsabilité » – a été très largement plébiscité (907 points au total)¹⁰ sauf par ceux ayant un point de vue depuis l'État. Les habitants plébiscitent la maîtrise du confort intérieur et de la facture énergétique, la première étant aussi unanimement comme importante par les entreprises et la seconde par les architectes-urbanistes (« *améliorer la maîtrise de son choix chez soi* » – 627 pts) tout comme la « *maîtrise de la facture via l'économie de la fonctionnalité* » (589 pts). Tandis que les porteurs de l'intérêt de l'État attachent plus d'importance au fait que les groupes d'habitants « *participent* » à la gestion de l'énergie » (666 relativement bien partagés par les autres catégories) ou s'impliquent dans des campagnes de « *benchmark pour situer sa consommation* » (610 *idem*) ; ceux des collectivités privilégient la « *revalorisation des quartiers et des logements via une image techno* » (683 *idem*). Il n'est pas surprenant de constater le clivage entre, d'un côté les habitants et les entreprises qui ciblent les intérêts privés (individuel ou collectif) et, de l'autre, les acteurs publics (État ou collectivités) qui privilégient des actions et des enjeux publics. C'est dire si les notions de lien social, de responsabilité, de solidarité inhérente à l'autonomie énergétique peuvent être appréhendées de façon très différente selon la position des acteurs.

Arrêtons-nous à la solidarité. « *Développer l'entraide (dons d'énergie) et l'éthique énergétique collective* » est mis positivement en exergue (561 pts) surtout par les habitants et les entreprises. Cependant, il ne faudrait pas qu'elle soit obligatoire : « *l'entrée dans un régime d'obligation* » étant crainte (580 pts), en particulier par les habitants et les collectivités, mais pas autant que « *la ségrégation entraînée par l'autonomie énergétique* » au sein des villes (814 pts) ou que les « *quartiers autonomes entrent en compétition pour capturer les ressources énergétiques* » locales (746 pts). L'affaiblissement de la cohésion sociale au sein de la ville et de la métropole du fait de l'autonomie énergétique à des échelles infra-urbaines (bâtiment au quartier) s'avère une préoccupation forte et consensuelle. Par comparaison, la compétition et le creusement d'inégalités entre villes préoccupent peu : « *compétition territoriale qui creuse les inégalités* » (406 pts), « *autonomisation énergétique de territoires qui échappent au système de solidarité nationale* » (276 pts), « *perte de contrôle de l'État sur l'égalité inter-territoriale en matière de politique énergétique* » (224 pts). Nous émettons l'hypothèse que les participants doutent moins de la capacité de l'État à organiser la solidarité entre villes – ce

10 Rappelons que les grands témoins ont voté en affectant des points selon leur importance à une centaine d'affirmations émanant de leurs discussions, ces affirmations étant classées comme attrait ou comme peur ; les notes globales s'échelonnent entre 194 et 907 selon l'importance accordée (cf. annexe méthodologique).



qu'il fait déjà –, qu'ils ne doutent de la capacité (ou de la volonté) des villes (et de l'État) à réduire les iniquités entre bâtiments ou entre quartiers que causerait une gestion plus autonome de l'énergie à ces échelles.

L'autonomie énergétique infra-urbaine suscite aussi des craintes en termes de fiabilité technico-économique, craintes formulées surtout par les entreprises et les collectivités. Elles s'inquiètent de la capacité technique et commerciale des collectifs à qui des entreprises pourraient « *vendre des solutions non éprouvées* » (564 pts) ou de l'énergie à des prix mouvants (397 pts). Ils craignent aussi des failles de la gouvernance interne des collectifs : non-équité entre voisins intrinsèque à la différence de maîtrise des solutions (554 pts), dysfonctionnement général lié au « *non respect des règles par un voisin* » (387pts). En arrière-plan, c'est la question de la protection des consommateurs qui se pose. Par comparaison avec des solutions coopératives, un service public, local ou national, au tarif régulé et mettant en concurrence ses fournisseurs réduirait le risque d'asymétrie de connaissance et d'abus de position dominante par une entreprise ou un habitant. Inutile de préciser que ces craintes n'étaient pas partagées par les témoins représentant les habitants. L'on voit que l'autonomie énergétique est aussi une affaire de confiance dans la gouvernance et l'entité qui en est porteuse. De ce point de vue, la dépréciation croissante des grandes institutions risque fort de redistribuer les échelles souhaitées de la mutualisation et de la solidarité.

Finalement, l'autonomie énergétique s'avère une question hautement politique. Divisant les différents acteurs, elle embarque des enjeux de prise des citoyens sur les décisions, de confiance dans des entités collectives ou publiques, de non-fiabilité et de solidarité. Or, il faut bien comprendre que la croissance de l'autoconsommation est synonyme d'autonomie énergétique telle que nous l'avons définie. En zone rurale ou périurbaine, la maison individuelle en sera vraisemblablement le creuset. En milieu urbain, qu'elle soit « pilotée » à l'échelle d'un bâtiment que le principe de « bâtiment à énergie positive » favorise, d'un quartier ou d'une ville, elle remettra en cause les modalités de solidarité et de fiabilité technique qui, aujourd'hui, sont principalement¹¹ organisées à l'échelle nationale *via* les réseaux de gaz et d'électricité.

11 Financés par une surtaxe payée par tous les abonnés des réseaux de gaz et d'électricité, les tarifs sociaux incarnent la solidarité nationale. Les services des Communes et des Départements jouent aussi un rôle important contre la précarité énergétique *via* des aides au paiement des factures et aux travaux d'amélioration.



■ Questions pour une recombinaison des régimes énergétiques

L'autonomie énergétique est une question centrale de la transition énergétique. Elle se déploiera dans les tissus urbains peu denses en tout ou partie à l'échelle d'une maison. En milieu urbain son échelle de déploiement est encore très ouverte, elle dépend de la nature des ressources renouvelables mobilisées et des régulations de l'urbanisme et de l'énergie. L'autonomie énergétique viendra tôt ou tard percuter les régimes énergétiques. Au vu de notre analyse quatre questions apparemment techniques mais hautement politiques se posent pour imaginer ce que pourrait être la recombinaison des régimes de l'énergie.

Stocker pour atténuer les écarts entre production et consommation

Le stockage thermique est pratiqué à différentes échelles par des acteurs variés (ménage à celle du logement, copropriété ou bailleur social à celle du bâtiment, exploitants de chaufferie et de réseau urbain à l'échelle urbaine) ; les technologies de stockage thermique sont peu onéreuses et la réglementation peu contraignante. Le gaz est assez massivement stockable dans le réseau et dans les réservoirs stratégiques mettant le pays à l'abri de crises géopolitiques et limitant la position dominante des fournisseurs étrangers ; peu coûteux ce stockage ne peut être exploité que par des opérateurs agréés, capables de maîtriser techniquement et financièrement les risques d'explosion.

En revanche, l'inévitable double conversion énergétique pour le « stockage de l'électricité » nécessite des équipements, des compétences et des ressources extra-électriques. L'impératif d'équilibre instantané du réseau électrique a conduit les fournisseurs et producteurs d'électricité à internaliser des moyens de stockage (cas de l'hydroélectricité et de la batterie électrochimique), à encourager le stockage thermique par anticipation de la consommation d'eau chaude au domicile des abonnés et, plus récemment à recourir au marché de gros européen : cette marchandisation d'un produit qui ne peut être stocké sans conversion entraîne de fortes fluctuations des prix de gros. Faute de maîtriser le marché et la distribution du gaz et de la chaleur, les électriciens fondent leurs espoirs sur l'hydrogène et suivent de près le gaz de synthèse (méthanation).

Les dispositifs actuellement en vigueur pour développer les énergies renouvelables n'incitent pas les producteurs à produire prioritairement lors des pointes de la demande, ni à stocker. Côté consommateur, la modulation de tarif, voire des primes à l'effacement, s'avèrent incitatives pour les gros consommateurs mais leurs effets sont encore incertains sur les petits consommateurs tels que



les ménages. Si l'amplitude des prix de gros de l'électricité s'amplifie, il n'est pas exclu que des fournisseurs fassent des offres commerciales en matière d'effacement très incitatives et, à moyen terme c'est-à-dire lorsque le tarif d'achat réglementé ne sera pas plus attractif, proposent un prix variable d'achat d'électricité renouvelable. Une alternative au report des fluctuations des prix de gros sur les consommateurs finaux pourrait être le développement d'entités intermédiaires entre le fournisseur/collecteur national et les producteurs/consommateurs finaux. D'origine coopérative, municipale ou privée, ces entités de proximité développeraient le potentiel de stockage mutualisé, définiraient des règles d'effacement auprès des consommateurs finaux et négocieraient via le marché à court terme ou bien par une contractualisation à long terme avec des fournisseurs d'énergie.

Le stockage le plus problématique est celui associé à l'électricité. Son développement est indispensable au déploiement massif des énergies renouvelables. La construction de réservoirs hydroélectriques en cascade étant limitée du fait de contestations environnementales, d'autres voies seront à explorer lorsque l'effacement des gros consommateurs aura montré ces limites. Hormis l'hydrogène, technologie qui peut être développée au sein du régime électrique parce qu'elle est nouvelle, les types de conversion alternatifs supposent une modification des frontières du régime électrique. Sera-ce la méthanation (*gas-to-power*) qui implique une imbrication avec les infrastructures et le régime du gaz ; le stockage thermique de masse qui implique une articulation avec les réseaux de chaleur des villes ou de grands parcs de bâtiments ou bien l'avènement généralisé d'intermédiaires organisant le stockage sous diverses formes et l'effacement en proximité avec les petits consommateurs/producteurs ? Le partage de la gouvernance qu'implique chacune de ces trois voies a des implications territoriales spécifiques majeures. Selon que la priorité est donnée à l'effacement des pointes de consommation journalière, aux intermittences courtes de production éoliennes et solaires (volonté de l'Union européenne de passer par un marché unique continental) ou à des réserves pour la consommation hivernale de chaleur (stockage stratégique de gaz), les dimensions géopolitiques et territoriales diffèrent.

Taxer l'autoconsommation

L'autoconsommation de chaleur est largement pratiquée mais elle échappe aux statistiques publiques : le rayonnement solaire est capté par les fenêtres et des panneaux solaires thermiques. Dans une moindre mesure, la chaleur de l'air



prélevée par une pompe à chaleur n'est taxée que pour un quart celui correspondant à l'électricité nécessaire au fonctionnement de la pompe.

À terme, lorsque la parité photovoltaïque sera atteinte, le consommateur-producteur d'électricité sera tenté de consommer directement sa production électrique et de ne recourir au réseau qu'aux moments où elle ne suffira plus à couvrir sa consommation – notamment pendant les périodes de pointes. Si cette pratique se généralise, les pointes de flux transitant dans le réseau public resteraient proches de celles actuelles alors que le volume annuel d'électricité baisserait substantiellement ; par conséquent, les recettes des acteurs du réseau électrique (fournisseurs, distributeur, transporteur, État) baisseraient d'autant sans que ne baissent les coûts de fonctionnement et de maintenance du réseau. Augmenter la part des prélèvements liée à l'abonnement (la puissance souscrite) n'est pas une solution pérenne car elle pourrait inciter les abonnés – rétifs à la solidarité nationale – et les plus modestes – incapables de payer – à se déconnecter du réseau.

Nul doute que les acteurs du régime de l'électricité chercheront à éviter cette situation. Quelles dispositions pourraient-ils instaurer : des technologies de comptage (de plus en plus efficaces et généralisées), la modulation des prix de détail (de moins en moins réglementés), la fiscalité locale assise sur la possession de panneaux photovoltaïques ?

Autoriser et taxer les échanges d'énergie

Les échanges de chaleur en dehors du réseau public sont couramment pratiqués : une copropriété vend ou cède de la chaleur aux occupants des logements selon son comptage et/ou les millièmes ; la chaleur peut être vendue à des entités voisines sans autorisation publique si elles n'empruntent pas le réseau public de distribution ; des mutualisations d'équipements ne sont pas rares et disposent d'une variété de statuts juridiques. Jusqu'à maintenant, l'autorité publique régulait peu, elle se contentait de percevoir des recettes fiscales sur les combustibles. Quant au bois-énergie, il s'échange essentiellement sous formes de bûches de façon très diffuse et échappe en partie à la comptabilité publique. Si la production de chaleur *in situ* (notamment par panneaux solaires thermiques) se développe massivement, l'État et des collectivités locales disposant d'un réseau de chaleur seront tentés de taxer l'autoproduction pour les raisons évoquées dans la section précédente.



La vente du gaz à des tiers est réservée à des sociétés agréées selon deux filières bien distinctes : le gaz de ville (acheminé par des tuyaux) et le gaz livré. Dans chaque cas, l'autorité publique est en mesure de comptabiliser les volumes et d'asseoir une fiscalité finançant le réseau de gaz ou rentrant dans les recettes générales de l'État. Il en est ainsi pour l'électricité qui ne peut transiter d'une entité à une autre que par le réseau public de distribution (*cf. supra*, cas du *smart grid* entre bâtiments).

Physiquement, toute production d'électricité est consommée au plus près sans interaction directe entre le producteur et le consommateur ; ce « circuit court » physique réduit d'autant les flux dans les tronçons du réseau sans interaction directe entre le producteur et le consommateur. Cependant, la contribution au coût d'exploitation et de développement du réseau et les taxes d'État sont prélevées de la même façon que si l'électricité traversait la France. En fait, le système de taxation actuel n'encourage pas la production d'énergie renouvelable au plus près de la consommation : il rend compétitif la production dans les lieux où le prix du foncier est bas et où peuvent être installés des équipements de grande taille permettant des économies d'échelle, c'est-à-dire dans les zones rurales, loin des lieux de consommation. Le système de taxation actuel favorise les flux longue distance et rend nécessaire un renforcement du réseau de transport national et européen, comme nous l'avons déjà évoqué.

Quelle taxation permettrait de développer les énergies renouvelables sans charger les réseaux de distribution et de transport d'électricité ? Faut-il taxer l'autoconsommation et comment ? Créer des solidarités de proximités (mutualisation d'équipements, vente à des tiers ou entre membres d'un groupement, intermédiation...) est-elle un moyen de rendre visible et comptable la production renouvelable des consommateurs/producteurs ?

Inversement, alors qu'elle n'est pas contrôlée depuis des décennies, est-il envisageable d'instaurer un comptage et une taxe à l'échange de chaleur renouvelable, voire à l'autoconsommation dans l'objectif de viabilité économique et de pérennisation des réseaux de chaleur ?

Inter-opérer des vecteurs énergétiques

Les trois vecteurs énergétiques mobilisent en partie des ressources identiques (pétrole, gaz, solaire) et couvrent, à l'exception des usages spécifiques de l'électricité, des besoins eux aussi identiques (chauffage, eau chaude) : de ce fait, ces flux sont substituables d'un vecteur à l'autre. L'interopérabilité existe déjà :



en « amont », elle est le fait du fournisseur d'énergie du réseau et, à l'aval, du consommateur qui peut, par exemple, choisir entre allumer un radiateur électrique, un poêle à bois ou bien bénéficier du chauffage collectif au gaz. Il existe aussi des passerelles entre ces vecteurs comme la cogénération, la pompe à chaleur ou encore les chaufferies gaz.

Dans l'hypothèse d'un essor massif des énergies renouvelables et de fortes fluctuations du prix de l'électricité, l'on peut imaginer des échanges massifs entre les réseaux d'énergie : conversion des « excédents » de production éolienne et photovoltaïque en chaleur ou en gaz et restitution pendant les pointes de consommation sous forme de chaleur ou d'électricité. Une question importante est de savoir qui bénéficiera de cette captation des excédents d'électricité. Comment elle pourrait être organisée ? Sachant que pour le moment l'électricité est régulée au niveau national et la chaleur au niveau local, à quelles échelles la captation et la conversion seraient-elles régulées ? Qui supervisera et opérera les liens : les collectivités locales, des entreprises gérant de façon intégrée les réseaux énergétiques, des regroupements de consommateurs ?

Conclusion

Traversant différents périmètres de responsabilité, la conception et la réalisation de systèmes énergétiques en ville relèvent aussi bien du jeu d'acteurs des projets urbains que des régimes sociotechniques de l'énergie c'est-à-dire des systèmes (socio)techniques, des organisations et des règles qui forment un ensemble cohérent. Les principaux régimes correspondent aux réseaux publics d'énergie (électricité, gaz et chaleur) : les deux premiers sont fortement régulés par l'État qui joue ici un rôle hégémonique et couvrent respectivement la totalité et la majorité des espaces bâtis, tandis que le troisième est essentiellement piloté par les autorités locales là où existent ces réseaux, soit dans quelques centaines de communes françaises aujourd'hui. Dans ce dernier cas, la collectivité locale joue un rôle pivot mais non hégémonique du fait que quelques règles structurantes sont fixées par l'État et/ou l'Europe.

Pour le moment, le recours croissant aux ressources énergétiques renouvelables situées dans ou à proximité des espaces urbanisés compose avec ces régimes, cela se traduit par des développements très différenciés selon le vecteur énergétique.

- Le réseau de chaleur – dont le régime laisse une latitude importante aux collectivités locales – mobilise des ressources très ancrées au territoire telles



que la géothermie, le bois-énergie et la chaleur fatale des déchets et, dans une faible proportion, le solaire thermique.

- Inversement, le réseau électrique agglomère des ressources renouvelables peu dépendantes des collectivités locales puisque l'énergie du vent et du soleil peut être captée sans leur autorisation. Il en est de même du réseau de gaz : il intègre – de façon croissante mais encore marginale par rapport aux ressources fossiles – la méthanisation de produits agricoles ou de déchets sur lesquelles les collectivités locales ont peu de prises (si ce n'est celle des déchets ménagers qu'elles supervisent).

Ces différences territoriales des régimes ne sont pas seulement liées à la nature des ressources énergétiques situées, elles tiennent aussi, et surtout, aux différences de régulation. En particulier, la faible emprise des collectivités locales sur les réseaux électriques et gaz tient à la dimension nationale des règles de régulation et au poids des opérateurs nationaux historiques. Il faut en effet noter que la législation de l'urbanisme interdit aux collectivités locales de fixer des prescriptions relatives aux systèmes énergétiques des bâtiments. Quand bien même elles disposeraient de compétences techniques et de moyens financiers (comme le visent les nouvelles Métropoles), les collectivités locales ne sont pour le moment pas en mesure de jouer un rôle pivot pour l'électricité et le gaz, quelles que soient leurs ambitions énergétiques.

Pour l'instant, le développement des énergies renouvelables compose avec les différents régimes énergétiques : les collectivités locales jouant essentiellement sur les réseaux de chaleur et l'État sur les réseaux d'électricité et de gaz tandis que les ménages et les petites entreprises produisent à l'échelle de leur bâtiment. Les problèmes posés par l'intermittence des énergies solaires et éoliennes rendent nécessaire un ample déploiement de solutions de stockage de l'énergie et de gestion des flux. Les vecteurs chaleur et gaz offrent des possibilités de stockage nettement plus économes que celles du vecteur électricité ; les technologies de conversion entre ces vecteurs connaissent un déploiement massif (cogénération et pompe à chaleur par exemple) ou un développement technologique récent (*gas-to-power* et hydrogène par exemple) ; les technologies numériques (*smart grid*) autorisent une grande diversité de modalités de gestion des flux et d'interopérabilité des réseaux. Il est vraisemblable que la transition énergétique passera par une recomposition des régimes sociotechniques de l'énergie. Les modalités de cette recomposition restent encore très incertaines tant elles relèvent de régulations nationales et européennes et donc de choix politiques.



Parmi les questions d'une recombinaison des régimes, l'autonomie énergétique – entendue comme la capacité d'un groupe à maîtriser son avenir énergétique – n'est pas la moindre des questions politiques. Les réactions des grands témoins à la présentation des scénarios ont révélé l'importance des enjeux de participation à la décision, de solidarité et de fiabilité sociotechnique cependant les positions divergent sur l'échelle spatiale la plus adaptée à la prise en charge concomitante de ces enjeux. De ce fait, des questions apparemment techniques ont des dimensions territoriales et politiques : les vecteurs et échelles du stockage de l'énergie, l'autorisation de transaction d'énergie, la taxation de l'autoconsommation et des transactions, le financement des réseaux et l'interopérabilité des vecteurs énergétiques.

La substitution massive des énergies fossiles importées par des énergies renouvelables situées conduira tôt ou tard à une recombinaison des régimes sociotechniques de l'énergie, elle mérite un débat sur la redistribution des responsabilités entre l'État, les collectivités locales et les citoyens, débat auquel les entreprises ne manqueront pas de participer. L'imbrication entre technologie, territoires et régulation publique est complexe : gageons que les scénarios prospectifs permettront d'éclairer et de démocratiser ce débat.



Bibliographie générale

- ADEME, 2010, « Feuille de route sur les bâtiments à énergie positive et à bilan carbone minimum », Rapport, <<http://www.ademe.fr/resource-archive/13597>> [Consulté le 13 novembre 2015].
- ADEME, 2013, « Défis et perspectives pour des villes durables performantes : climat, énergie, environnement. Feuille de route stratégique », Rapport, < <http://www.ademe.fr/resource-archive/14472> > [Consulté le 13 novembre 2015].
- AKRICH, M., CALLON, M. ET LATOUR, B., 2006, *Sociologie de la traduction : textes fondateurs.*, Presses desMines.
- AMIT R. & ZOTT C., 2001, « Value creation in e-business », *Strategic Management Journal*, vol. 22, n° 6-7, p. 493-520.
- BADEN-FULLER, C., & MANGEMATIN, V., 2013, « Business models: A challenging agenda », *Strategic Organization*, vol. 11, n° 4, p. 418-427.
- BAFOIL F., FODOR F. ET LE ROUX D. (dir.), 2014, *Accès à l'énergie en Europe. Les précaires invisibles*, Paris, Les Presses de Sciences Po.
- BERKHOUT F., SMITH A. & STIRLING A., 2004, « Socio-technological regimes and transition contexts », in Boelie Elzen, Frank W. Geels & Kenneth Green (eds.), *System Innovation and the Transition to Sustainability: Theory, Evidence and Policy*, Cheltenham, Edward Elgar, p. 48-75.
- BLANCHARD O. ET DEBIZET G., 2015, « Écoquartier, systèmes énergétiques et gouvernance : une base de données bibliographique », *Innovatio*, n° 2, <<http://innovacs-innovatio.upmf-grenoble.fr/index.php?id=127>> [Consulté le 17 janvier 2015].
- BOCKEN N.M.P., SHORT S.W., RANA P. & EVANS S., 2014, « A literature and practice review to develop sustainable business model archetypes », *Journal of Cleaner Production*, n° 65, p. 42-56.
- BOONS F. & LÜDEKE-FREUND F., 2013, « Business Models For Sustainable Innovation: State-Of-The-Art And Steps Towards A Research Agenda », *Journal of Cleaner Production*, n° 45, p. 9-19.
- BRAND M., SVENDSEN S., 2013, « Renewable-based low-temperature district heating for existing buildings in various stages of refurbishment », *Energy*, n° 62, décembre p. 311-319.
- BRULLOT S., 2009, *Elaboration d'une méthodologie sur la démarche à suivre pour lancer un projet d'Ecologie industrielle*, thèse de doctorat, Université de technologie de Troyes, 4 février 2009.

- BUCLET N. & BOURG D., 2005, « L'économie de fonctionnalité : changer la consommation dans le sens du développement durable », *Futuribles*, n° 313, novembre, p. 27-37.
- BUCLET, N., DEBIZET G., FOREST F., GAUTHIER C., LA BRANCHE S., MENANTEAU P, SCHNEUWLY P., TABOURDEAU A. ., 2015, *Four scenarios for urban energy coordination: large companies, local authorities, state intervention and cooperative actors*, In Proceedings of the 10th Conference on Sustainable Development of Energy, Water and Environment Systems, SDEWES2015.0319, 1-15, Dubrovnik.
- CETE DE L'OUEST, 2012, « Réseaux de chaleur et nouveaux quartiers », rapport, <http://www.ouest.cerema.fr/img/pdf/120514_rap_rdc-nouveaux-quartiers_v1-4.pdf> [consulté le 13.11.2015].
- COLLECTIF D'EXPERTS, 2013, « Passer d'un modèle centralisé à un modèle décentralisé de gestion de l'énergie », Paris, *Note Fondation Jean Jaurès*, n° 195, octobre.
- COUTARD O., 2002, *The Governance of Large Technical Systems*, London/New York, Routledge.
- COUTARD O. & RUTHERFORD J., 2009, « Les réseaux transformés par leurs marges : développement et ambivalence des techniques « décentralisées » », *Flux*, vol. 76-77, n° 2, pp. 613.
- DALLA ROSA A. & CHRISTENSEN J. E., 2011, « Low-energy district heating in energy-efficient building areas », *Energy*, n° 36, n° 12, décembre, p. 6890-6899.
- DEBIZET G. & BLANCHARD O., 2015, « Énergie en (éco)quartier », *Innovatio*, n° 2, <<http://innovacs-innovatio.upmf-grenoble.fr/index.php?id=207>> [consulté le 10 novembre 2015].
- DEBIZET. G, BLANCHARD. O, BLANCO. S, BUCLET. N, DORE. N, FOREST. F, GAUTHIER. C, GILOMEN. B, LABRANCHE. S, LABUSSIERE. O, LONG. X, MENANTEAU. P, SCHNEUWLY. P, TABOURDEAU. A, & AMBROISE-RENAULT. V., 2014, *Energy coordination in eco-districts: The multi-disciplinary Nexus project*, In Proceedings of the 9th Conference on Sustainable Development of Energy, Water and Environment Systems, Venice-Istanbul, SDEWES2014.0295, p. 1-16.
- DEBIZET G. & SYMES M., 2009, « Expertise and Methodology in Building Design for Sustainable Development », In Cooper I. & Symes M., *Changing Professional Practice Sustainable Urban Development*, Londres, Routledge, p. 197-228.
- DEBIZET, G., TABOURDEAU A., MENANTEAU P. GAUTHIER C., 2015, *Reconciling energy planning with urban decision-making Socio-geographic configurations and the SEN notion*, In Proceedings of the 10th Conference on Sustainable Development of Energy, Water and Environment Systems. SDEWES20150599. Dubrovnik.
- DOBIGNY L., 2009, « L'autonomie énergétique: acteurs, processus et usages. De l'individuel au local en Allemagne, Autriche et France », in M. Dobré et



- S. Juan. (dir), *Consommer autrement, la réforme écologique des modes de vie*, Paris, L'Harmattan.
- DUPUY G., 2011, « Fracture et dépendance : l'enfer des réseaux ? » *Flux*, n° 83, p. 6-23 <www.cairn.info/revue-flux-2011-1-page-6.htm> [Consulté le 13.11.2015].
- DUPUY J.-P., 2004, *Pour un catastrophisme éclairé : quand l'impossible est certain*, Paris, Editions du Seuil.
- E & E CONSULTANT, HESPUL & SOLAGRO, 2014, *Etude portant sur l'hydrogène et la méthanation comme procédé de valorisation de l'électricité excédentaire, ADEME, GRTgaz & GrDF*. <<http://www.grtgaz.com/fileadmin/engagements/documents/fr/Power-to-Gas-etude-ADEME-GRTgaz-GrDF-complete.pdf>> [Consulté le 3 avril 2014].
- FARIAS, I. & BENDER, T., 2010, *Urban Assemblages: How Actor-network Theory Changes Urban Studies*, New York, Routledge.
- GABILLET P., 2015, « Energy supply and urban planning projects: Analysing tensions around district heating provision in a French eco-district », *Energy Policy*, n° 78, mars, p. 189-197.
- GAUTHIER C. & GILOMEN B., 2016, « Business models for sustainability: Energy efficiency in urban districts », *Organization & Environment* (à paraître).
- GEELS, F.W., 2004, « From sectoral systems of innovation to socio-technical systems: Insights about dynamics and change from sociology and institutional theory », *Research Policy*, vol. 33, n° 6-7, p. 897-920, <<http://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S0048733304000496>> [Consulté le 16 juillet 2015].
- GEELS F.W., 2005, *Technological Transitions and System Innovations: A Co-evolutionary and Socio-Technical Analysis*. Cheltenham, UK, Edward Elgar, <<https://www.escholar.manchester.ac.uk/uk-ac-man-scw:169355>> [Consulté le 17 septembre 2015].
- GEELS F.W. & SCHOT J., 2007, « Typology of sociotechnical transition pathways », *Research Policy*, vol. 36, n° 3, p. 399-417.
- GENUS A. & COLES A., 2008, « Rethinking the multi-level perspective of technological transitions », *Research Policy*, vol. 37, n° 9, 2008, p. 1436-1445.
- GIEC, 2014, *Changements climatiques 2014: Incidences, adaptation et vulnérabilité – Résumé à l'intention des décideurs*, Contribution du Groupe de travail II au cinquième Rapport d'évaluation du Groupe d'experts intergouvernemental sur l'évolution du climat [sous la direction de Field, C.B., V. R. Barros, D. J. Dokken, K. J. Mach, M. D. Mastrandrea, T. E. Bilir, M. Chatterjee, K. L. Ebi, Y. O. Estrada, R. C. Genova, B. Girma, E.S. Kissel, A. N. Levy, S. MacCracken, P. R. Mastrandrea et L.L. White]. Organisation météorologique mondiale, Genève (Suisse), 34 pages (publié en anglais, en arabe, en chinois, en espagnol, en français et en russe).



- GIDDENS A., 1990 [traduction française 1994], *Les conséquences de la modernité*, Paris, L'Harmattan.
- GRUDET I., 2015, « Le moment écoquartier en France. Expérimentations et labellisation ». *Architecture et urbanisme durables Modèles et savoirs, Cahier RAMAU* n° 7. p. 22-37 <<http://www.ramau.archi.fr/spip.php?rubrique12>> [Consulté le 13 novembre 2015].
- GULLI F., 2006, « Small distributed generation versus centralised supply: a social cost-benefit analysis in the residential and service sector », *Energy Policy*, n° 34, mai, p. 804-832.
- HARB H., MATTHES P., MOLITOR C., STOYANOVA I., WOLISZ H., MONTI A. & MÜLLER D., 2013, « Dual Demand Side Management », *E.ON Energy Research Center Series*, vol. 7, n° 1.
- JEDLICZKA M., 2014, « Un modèle d'approche systémique de la transition énergétique : la méthanation », *Les cahiers de Global Chance*, n° 36, <<http://www.global-chance.org/IMG/pdf/gc36p10-17.pdf>> [Consulté le 13 novembre 2015].
- KHALILPOUR R. & VASSALLO A., 2015, « Leaving the grid: An ambition or a real choice ? », *Energy Policy*, n° 82, juin, p. 207-222.
- KOLM S.-C., 1984, *La bonne économie: la réciprocité générale*, Paris, PUF, coll. « Politique d'aujourd'hui ».
- LA BRANCHE S., 2014, « Brève introduction à la sociologie de l'énergie », *Encyclopédie de l'énergie*, <<http://encyclopedie-energie.org/notices/brève-introduction-à-la-sociologie-de-l'énergie-0>> [consulté le 10 novembre 2015].
- LATOUR, B., 2007, *Changer de société, refaire de la sociologie*, Paris, La Découverte.
- LUND H., WERNER S., WILTSHIRE R., SVENDSEN S., THORSEN J.E., HVELPLUND F. & MATHIESEN B.V., 2014, « 4th Generation District Heating (4GDH) Integrating smart thermal grids into future sustainable energy systems », *Energy*, n° 68, avril, p. 1-11.
- LUND H., MÖLLER, B., MATHIESEN, B.V. & DYRELUND, A., 2010, « The role of district heating in future renewable energy systems », *Energy*, n° 35, mars, p. 1381-1390.
- MATHIESEN B.V., LUND H., CONNOLLY D., WENZEL H., OSTERGAARD P.A., MOLLER B., NIELSEN S., RIDJAN I., KARNOE P., SPERLING K. & HVELPLUND F.K., 2015, « Smart Energy Systems for coherent 100% renewable energy and transport solutions », *Applied Energy*, n° 145, mai, p. 139-154.
- MAUROUX S., PORTIER N., BERNARD C. & DENIZOT D., 2011, *Les communautés au cœur des politiques locales d'énergie. Plans climat-énergie territoriaux et actions d'efficacité énergétique*, Paris, Association des Communes de France (ADCF) et Veolia Environnement, septembre.



- MENANTEAU P. & BLANCHARD O., 2014. « Quels systèmes énergétiques pour les éco-quartiers ? Une première comparaison France-Europe », *Revue de l'Énergie*, n° 622, p. 463-471.
- MENANTEAU P, BLANCHARD O. ET PROST-BOUCLE S., 2015, « L'énergie dans les écoquartiers en Europe : premiers éléments de comparaison avec la France », *Innovatio*, n° 2, <<http://innovacs-innovatio.upmf-grenoble.fr/index.php?id=144>> [Consulté le 17 janvier 2015].
- MITCHELL R.K., AGLE B.R. & WOOD D.J., 1997, « Toward a Theory of Stakeholder Identification and Salience: Defining the Principle of Who and What Really Counts », *The Academic of Management Review*, vol. 22, n° 4, p. 853-886.
- OLSON M., 1965, *The Logic of collective Action: Public Goods and Theory of Groups*, Cambridge MA, Harvard University Press.
- ØSTERGAARD P.A., MATHIESEN B.V., MÖLLER B. & LUND, H., 2010, « A renewable energy scenario for Aalborg Municipality based on low-temperature geothermal heat, wind power and biomass », *Energy*, n° 35, décembre, p. 4892-4901.
- POLANYI K., 2008, *Essais, textes réunis et présentés par M. Cangiani et J. Moncourant*, Paris, Seuil.
- POUPEAU, F.-M., 2013, « Simples territoires ou actrices de la transition énergétique ? Les villes françaises dans la gouvernance multi-niveaux de l'énergie », *URBIA*, n° 15, p. 73-86.
- RAVEN R. & VERBONG G., 2007, « Multi-Regime Interactions in the Dutch Energy Sector: The Case of Combined Heat and Power Technologies in the Netherlands 1970-2000 », *Technology Analysis & Strategic Management*, vol. 19, n° 4, P. 491-507, <<http://dx.doi.org/10.1080/09537320701403441>> [Consulté le 4 septembre 2015].
- RIFKIN J., 2014, *La nouvelle société du coût marginal zéro*, Paris, Les Liens qui Lièrent.
- RISO, 2011, « Energy for smart cities in an urbanized world », *Riso Energy Report*, n° 10, <<https://stateofgreen.com/files/download/425> > [Consulté le 13 novembre 2015].
- RMI (ROCKY MOUNTAIN INSTITUTE), 2014, « The economics of grid defection: when and where distributed solar generation plus storage competes with traditional utility service », *Report, Rocky Mountain Institute*, 2014.
- RUTHERFORD J., 2008, « Unbundling Stockholm: The networks, planning and social welfare nexus beyond the unitary city », *Geoforum*, n° 39, novembre, p. 1871-1883.

- SCHNEUWLY P. & DEBIZET G., 2015, « Technologies de mobilisation des énergies renouvelables et de coordination énergétique dans les écoquartiers », *Innovation*, n° 2, <<http://innovacs-innovatio.upmf-grenoble.fr/index.php?id=207>> [consulté le 10 novembre 2015].
- SEN A., 1999, [traduction française 2003], *Un nouveau modèle économique: développement, justice, liberté*, Paris, Editions Odile Jacob.
- SOSHINSKAYA, M. & AL., 2014, « Microgrids: Experiences, barriers and success factors », *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, vol. 40, 659-672, <<http://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S1364032114006583>> [Consulté le 20 novembre 2014].
- SORRELL S., 2007, *The Rebound Effect: an assessment of the evidence for economy-wide energy savings from improved energy efficiency*, A report produced by the Sussex Energy Group for the Technology and Policy Assessment function of the UK Energy Research Centre.
- SPEHLING K., MÖLLER B., 2012, « End-use energy savings and district heating expansion in a local renewable energy system – A short-term perspective », *Applied Energy*, n° 92, avril, p. 831-842.
- TABOURDEAU A., 2014, *Entre forêt et énergie: composer la transition: le cas du bois-énergie en Auvergne et Rhône-Alpes*, Grenoble, <<http://www.theses.fr/2014GRENH005>> [Consulté le 27 avril 2015].
- TEECE D., 2010, « Business Models, Business Strategy, and Innovation », *Long Range Planning*, vol. 43, n° 2-3, p. 172-194.
- UNEP, 2015, « District energy in cities, Unlocking the potential of energy efficiency and renewable energy », *Technical paper*, <http://www.unep.org/energy/portals/50177/DES_District_Energy_Report_full_02.d.pdf> [Consulté le 13 novembre 2015].
- VANDEVYVERE H. & STREMKE S., 2012, « Urban Planning for a Renewable Energy Future: Methodological Challenges and Opportunities from a Design Perspective », *Sustainability*, n° 4, p. 1309-1328.
- ZELEM M.-C., 2010, *Politique de maîtrise de la demande d'énergie et résistance au changement, une approche socio-anthropologique*, Paris, L'Harmattan.