



HAL
open science

Scénarios de transition énergétique en ville

Gilles Debizet

► **To cite this version:**

Gilles Debizet (Dir.). Scénarios de transition énergétique en ville : Acteurs Régulations Technologies. La Documentation française, pp.200, 2016, 978-2-11-010025-2. hal-01276139

HAL Id: hal-01276139

<https://hal.univ-grenoble-alpes.fr/hal-01276139>

Submitted on 27 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.



SCÉNARIOS DE TRANSITION ÉNERGÉTIQUE EN VILLE

Acteurs, régulations, technologies

Sous la direction de **Gilles Debizet**
Préface de **Gabriel Dupuy**







Sommaire

PRÉFACE DE GABRIEL DUPUY	5
INTRODUCTION	9
CHAPITRE 1	
Quatre scénarios de coordination de l'énergie en milieu urbain à l'horizon 2040 <i>Nicolas Buclet, Gilles Debizet, Caroline Gauthier, Fabrice Forest, Stéphane La Branche, Philippe Menanteau, Patrice Schneuwly, Antoine Tabourdeau</i>	13
CHAPITRE 2	
Transition énergétique dans les espaces urbanisés <i>Composer avec - ou recomposer - les régimes de l'énergie</i> <i>Gilles Debizet, Stéphane La Branche, Antoine Tabourdeau</i>	73
CHAPITRE 3	
Vers des villes ou des quartiers plus autonomes sur le plan énergétique <i>Le rôle des nouvelles technologies de l'énergie</i> <i>Philippe Menanteau, Patrice Schneuwly</i>	109
CHAPITRE 4	
Modèles d'affaires et innovations énergétiques urbaines <i>Caroline Gauthier, Sylvie Blanco, Gilles Debizet</i>	127
CONCLUSION GÉNÉRALE	139
BIBLIOGRAPHIE GÉNÉRALE	161
ANNEXE MÉTHODOLOGIQUE	167
SIGLES	183
LES AUTEURS	185
PUBLICATIONS ISSUES DE LA RECHERCHE	
ÉCOQUARTIER NEXUS ÉNERGIE	189
REMERCIEMENTS	193
TABLE DES MATIÈRES	194



Introduction

Crédit d'impôt, prix d'achat garantis, appel d'offres pour les parcs éoliens en mer, réglementation thermique, certificats d'économie d'énergie, labels Territoires à énergie positive et Éco-quartier... autant d'initiatives qui témoignent de l'engagement de l'État dans la lutte contre le changement climatique et la volonté d'amorcer la nécessaire transition énergétique. Une large panoplie de leviers est utilisée : la régulation des marchés, la réglementation technique, les incitations économiques, les procédures administratives, la sensibilisation, etc. Les dispositions ciblent des acteurs aussi différents que les grands opérateurs d'énergie et les communes, les investisseurs financiers et les ménages, des promoteurs immobiliers et les forestiers. Dans ce maquis de dispositions plus ou moins pérennes, l'on peine à cerner les voies de la transition énergétique, cette succession cohérente de changements qui dessine un nouveau rapport de la société à l'énergie, en l'occurrence celle où les émissions de gaz à effet de serre seraient réduites d'un « Facteur 4 » en 2050 par rapport à aujourd'hui.

Des visions par filière technologique renouvelable (solaire, éolien, bois-énergie...) et, dans une moindre mesure, par vecteur énergétique (électricité, gaz, chaleur) sont élaborées, attribuant des rôles spécifiques aux producteurs, aux consommateurs et à des intermédiaires. Les territoires ruraux et les espaces maritimes sont implicitement mobilisés comme lieux d'accueil de productions solaire, éolien, biomasse et hydroélectrique portées par des entreprises d'envergure nationale ou internationale et, de façon marginale, par des collectifs ancrés dans ces territoires. En revanche, dans les territoires urbains, il est bien difficile d'identifier clairement une coordination des actions, ni même une répartition des rôles. En effet, l'espace urbanisé ouvre un champ des possibles sans doute plus large qu'ailleurs car il concentre déjà la consommation d'énergie, la puissance financière et les savoir-faire de haut niveau ainsi que les réseaux et les expérimentations les plus variés. En outre, les *smart grids* ouvrent des perspectives de mutualisation, d'échanges d'énergie et de transactions financières complexes ; par conséquent, ils multiplient les modalités possibles de gestion énergétique, du logement à la métropole en passant par toutes les échelles intermédiaires sur les plans technique ou organisationnel.



La baisse visée de l'utilisation de combustibles fossiles (assez facilement stockables) et le recours croissant aux énergies renouvelables intermittentes accentueront les décalages temporels entre la consommation et la production d'énergie. Le stockage de l'énergie deviendra alors stratégique. Les logements (avec les chauffe-eau et l'inertie thermique par exemple) et les grands réservoirs hydroélectriques reliés par le réseau électrique remplissent déjà pour partie ce rôle, mais pour partie seulement. Plusieurs voies sont étudiées avec la plus grande attention. Elles concernent les grandes infrastructures, en particulier l'interconnexion des réseaux nationaux à l'échelle continentale, et les consommateurs finaux, appelés à réduire temporairement leur consommation. Entre les deux, un futur marché de capacités – combinant production, stockage et effacement – viserait à assurer les pointes de consommation simultanées à une faible production solaire et éolienne. Largement étudiées par les acteurs de l'électricité et poussées par la commande publique de recherche, ces voies ignorent les collectivités locales, les collectifs d'habitants et les intermédiaires économiques locaux qui jouent pourtant un rôle croissant en matière de déploiement des énergies renouvelables et de sobriété/efficacité énergétique. Plus complexes que les transactions marchandes, leurs interrelations sont sujettes à des divergences d'analyse selon les disciplines.

Cet ouvrage prospecte cet impensé de la transition énergétique : les échelles intermédiaires entre les grands réseaux d'énergie et les consommateurs finaux. Il décrypte le déploiement émergent des systèmes énergétiques urbains et esquisse des scénarios de coordination de l'énergie en ville à l'horizon 2040.

Cet ouvrage résulte de la recherche *Écoquartier Nexus Énergie*¹ financée par l'Agence de l'environnement et de la maîtrise de l'énergie (ADEME) (dans le cadre du programme « *Mettre l'innovation au service du Facteur 4* ») et menée par le laboratoire PACTE (Centre national de la recherche scientifique et Université Grenoble Alpes [UGA]), Économie du développement durable et de l'énergie (EDDEN)², la structure fédérative de recherche INNOVACS (Université Grenoble

1 Cet ouvrage a été rédigé par les chercheurs impliqués dans la dernière phase de la recherche (cf. biographie des auteurs). Odile Blanchard (EDDEN, UGA), Olivier Labussière et Xavier Long (PACTE, UGA), Antoine Doré (PACTE, CNRS), Céline Jullien et Bettina Gilomen (Grenoble École de Management) ont contribué à des phases précédentes.

2 L'équipe de recherche EDDEN était rattachée au laboratoire LEPII (Laboratoire d'économie de la production et de l'intégration internationale) jusqu'en 2012 puis à l'UMR PACTE de 2013 à 2015 avant de rejoindre l'UMR GAEL (Grenoble Applied Economic Laboratory) (Institut national recherche agronomique [INRA], CNRS, UGA) à partir de 2016.

Alpes), Grenoble École de Management et le LITEN-INES³. Le principe directeur de cette recherche a été de croiser les regards de chercheurs en géographie et urbanisme, en gestion, en technologie, en sciences politiques et économiques autour d'objets communs : les systèmes énergétiques urbains. Ces systèmes sont considérés comme le résultat d'assemblages de nœuds socio-énergétiques (NSE) : un NSE est un groupe d'éléments portés par un acteur décisionnel (promoteurs, aménageurs, opérateurs d'énergie, collectivités...) en interaction avec des parties prenantes et des règles nationales et locales. Les objets étudiés ont ainsi pu être repérés en commun, que le chercheur s'intéresse au système technique, au modèle d'affaire, à une fonction urbaine ou à un périmètre de responsabilité. La méthodologie (cf. *Annexe méthodologique et Remerciements*) combine une revue bibliographique portant sur soixante écoquartiers européens, une enquête menée auprès de quarante professionnels dans quatre écoquartiers français et un atelier prospectif réunissant quinze grands témoins de l'énergie, de l'immobilier et de l'urbanisme.

Quatre scenarii de coordination de l'énergie en milieu urbain à l'horizon 2040 sont proposés au lecteur. Ils exposent des modalités de coordination de l'énergie dans les espaces bâtis et leurs effets sur les plans économique, territorial et technologique. Pour chaque scénario, les relations entre les systèmes énergétiques, les processus de fabrication/transformation de la ville et les régulations publiques sont hiérarchisées selon l'acteur jouant le rôle pivot :

- *Grandes entreprises* pourvoyeuses de systèmes énergétiques urbains ;
- *Collectivités locales* pilotes de la fabrique du territoire ;
- *État prescripteur* pouvoir central ordonnateur des réglementations et régulations ;
- *Acteurs Coopératifs* collectifs de consommateurs reprenant en main l'énergie.

Ensuite, trois chapitres thématiques analysent le déploiement en cours des systèmes énergétiques urbains et exposent des notions-clés permettant de penser leur futur : régime sociotechnique, approche technico-économique et modèle d'affaires. Ces chapitres fédèrent des résultats intermédiaires de la recherche partiellement publiés dans des revues⁴.

Le chapitre *Transition énergétique dans les espaces urbanisés : composer avec –ou recomposer – les régimes de l'énergie* explique comment les territorialités des

3 Laboratoire d'innovation pour les technologies des énergies nouvelles et les nanomatériaux-Institut national de l'énergie solaire, Commissariat à l'énergie atomique et aux énergies alternatives (CEA).

4 La liste des publications des membres de l'équipe Nexus est située à la fin de ce livre ; elle sera régulièrement mise à jour sur le site <www.nexus-energy.fr>.



énergies renouvelables – et les flexibilités entre production et consommation qu’elles induisent – composent avec les trois principaux régimes sociotechniques de l’énergie (électricité, gaz, chaleur...) ; un régime étant défini comme un ensemble cohérent de systèmes sociotechniques, d’organisations et de règles stables sur une longue période. Ce chapitre esquisse aussi des voies de recomposition de ces régimes dans le cadre d’une transition énergétique qui est loin d’être tracée : elle dépendra des choix politiques, et notamment des régulations nationales et locales des secteurs de l’énergie et de la construction.

Le chapitre *Vers des villes ou des quartiers plus autonomes sur le plan énergétique : le rôle des nouvelles technologies de l’énergie* analyse les opportunités économiques liées à l’émergence de systèmes énergétiques intermédiaires entre le bâtiment et le citoyen, d’un côté, et le système urbain (la ville ou la métropole) de l’autre. Considérant les progrès enregistrés ces dernières années en matière de technologies de production décentralisée et la baisse subséquente des coûts de production d’énergie renouvelable, il étudie les modalités d’accès aux ressources énergétiques renouvelables, le degré et l’échelle d’autonomie énergétique souhaitable et leurs conséquences, les possibilités d’interopérabilité entre les vecteurs électricité et chaleur et s’interroge *in fine* sur l’évolution du rôle des infrastructures de transport et de distribution.

Le chapitre *Modèles d’affaires et innovations énergétiques urbaines* mobilise la notion de modèle d’affaires pour qualifier les modalités de coordination de l’énergie dans les projets urbains novateurs. Il s’agit de mieux comprendre les conditions d’éclosion et de diffusion de systèmes innovants à l’échelle du quartier ou reliant des bâtiments gérés par des entités différentes. Ainsi, après avoir rappelé les fondamentaux des modèles d’affaires, ce chapitre présente leur application au cas des quartiers de Bonne à Grenoble et d’IssyGrid⁵. Il propose une typologie de modèles d’affaires pour la transition énergétique en ville et met en évidence les multiples dimensions de la valeur créée par et pour les acteurs de l’immobilier, de l’énergie et de l’urbanisme – bien au-delà de la valeur économique.

In fine, la conclusion synthétise les scénarios prospectifs et compare leurs impacts sur les grands réseaux et l’autonomie énergétique. Elle soulève des points essentiels pour penser et débattre de la transition énergétique en ville.

5 Nous utilisons le terme Issygrid pour désigner l’expérimentation et Issygrid® lorsqu’il s’agit de la marque déposée.



Chapitre 1

Quatre scénarios de coordination de l'énergie en milieu urbain à l'horizon 2040

Nicolas Buclet, Gilles Debizet, Caroline Gauthier, Fabrice Forest,
Stéphane La Branche, Philippe Menanteau, Patrice Schneuwly, Antoine Tabourdeau

Résumé

Dans ce chapitre nous avons pris comme parti le fait que le futur énergétique des villes dépend des acteurs qui prennent en main ce futur. Les quatre scénarios présentés représentent une évolution plausible de la façon de considérer l'énergie, les technologies nécessaires, les modes de coordination et l'échelle privilégiés, dès lors que l'un des acteurs suivants joue un rôle moteur : de grandes entreprises pourvoyeuses de solutions énergétiques ; les collectivités locales ; les pouvoirs publics centraux ; des coopératives. Dans chaque scénario, l'acteur pivot imprime à la ville une configuration en phase avec ses intérêts et sa vision politique du monde. Nous mettons en évidence combien l'articulation entre les divers acteurs, les relations de pouvoir qui s'instaurent, ont une influence déterminante sur le type de dispositif technique qui va se diffuser au sein d'une société, et singulièrement à l'échelle d'un ensemble urbain. Chaque catégorie d'acteurs se cale plus naturellement à une certaine échelle géographique de la question énergétique et cette échelle géographique a une influence certaine sur le type d'investissement nécessaire, la taille des équipements qu'il est possible de mettre en œuvre, et partant sur les technologies qui s'y adaptent. Aussi, ces scénarios mettent en évidence ce vers quoi pousserait une vision particulière dominante, avec ses caractéristiques mais aussi les excès auxquels elle pourrait mener.



Le projet de recherche Nexus a pour finalité d'alimenter la réflexion sur la façon dont pourrait s'organiser la ville à l'horizon 2040 sur le plan de la fonction énergétique (électricité et chaleur). Ce travail prospectif appelle de façon classique l'élaboration de scénarios qui puissent être proposés soit pour leur plausibilité, soit en tant que porteurs de tendances contrastées, notamment d'un point de vue sociotechnique. À partir du travail accompli au cours des premières phases du projet Nexus, de l'expertise engendrée par l'équipe de recherche, le choix des scénarios s'est effectué sur une base différente. Nous avons en effet pris comme parti le fait que le futur énergétique des villes dépend des acteurs qui prennent en main ce futur. Certes, le progrès technologique a une influence certaine sur l'univers des possibles, mais à condition que les technologies soient portées par des acteurs qui y voient une opportunité. De même, pensons-nous, le type de technologies développées dépend des configurations motrices d'acteurs, qu'il s'agisse du type de vecteur énergétique privilégié ou de l'échelle des équipements. En ce sens, nous avons émis l'hypothèse que le futur énergétique peut dépendre des catégories d'acteurs en position de force au sein d'une ville. Nous allons présenter quatre scénarios : le scénario modelé par les pouvoirs publics centraux (Scénario C), celui insistant sur la prévalence des collectivités locales (Scénario B), celui des grandes entreprises pourvoyeuses de systèmes énergétiques urbains (dont nous verrons qu'elles sont issues de secteurs aussi divers que le secteur du bâtiment, ou encore du secteur du numérique) (Scénario A) et enfin celui inspiré par l'émergence de mouvements collectifs de reprise en main de l'habitat par ses occupants (Scénario D).

Quatre scénarios ont été rédigés, mettant en scène une organisation énergétique de la ville sous l'influence d'un acteur pivot ou, tout du moins, d'un acteur ayant un poids déterminant dans le système d'acteurs en jeu.

L'acteur pivot est ici défini à l'instar de Sabrina Brullot (2009), qui s'est elle-même inspirée des travaux de Ronald K. Mitchell *et al.* (1997). Est pivot l'acteur capable de mobiliser d'autres acteurs en fonction de son intérêt pour les enjeux, de sa légitimité et de son pouvoir de coercition. La notion de pouvoir mérite d'être précisée en ce qu'elle renvoie à de nombreux débats et de nombreuses conceptions. Pour les besoins de notre discussion, nous distinguons deux volets du pouvoir : la légitimité et la coercition. Cette dernière renvoie à la capacité d'un acteur à forcer, contraindre, voire punir, d'autres acteurs à obéir à la règle : une collectivité locale en fonction de ses prérogatives, l'État bien entendu, mais également une entreprise dès lors qu'elle se trouve dans une situation de pouvoir fort (par exemple sa capacité de financer ou non un projet). Cette définition de pouvoir coercitif n'inclut pas la capacité d'influence d'un acteur (par exemple



de lobbying), qui correspond davantage à un pouvoir issu à la fois de l'intérêt d'un acteur et de sa légitimité. La légitimité renvoie plutôt à la capacité d'un acteur à convaincre d'autres acteurs que ses actions, ses idées, ses objectifs sont valables, vrais ou méritant en soi d'être respectés.

Nous voyons dans le schéma ci-dessous que des acteurs ne disposant pas des trois attributs peuvent néanmoins jouer un rôle déterminant, qu'il s'agisse de l'acteur moteur (intérêt et pouvoir coercitif), de l'acteur dominant (pouvoir coercitif et légitimité), ou de l'acteur dépendant (intérêt et légitimité). On peut d'ailleurs supposer des scénarios au sein desquels aucun acteur ne parvient à disposer d'un rôle pivot à lui seul et que des alliances entre acteurs sont nécessaires afin qu'émerge une ligne directrice cohérente avec les intérêts des uns et des autres, bénéficiant à la fois de suffisamment de légitimité et de pouvoir de coercition pour prendre forme. En d'autres termes, le rôle pivot peut être joué par une coalition d'acteurs portés par une même volonté d'action

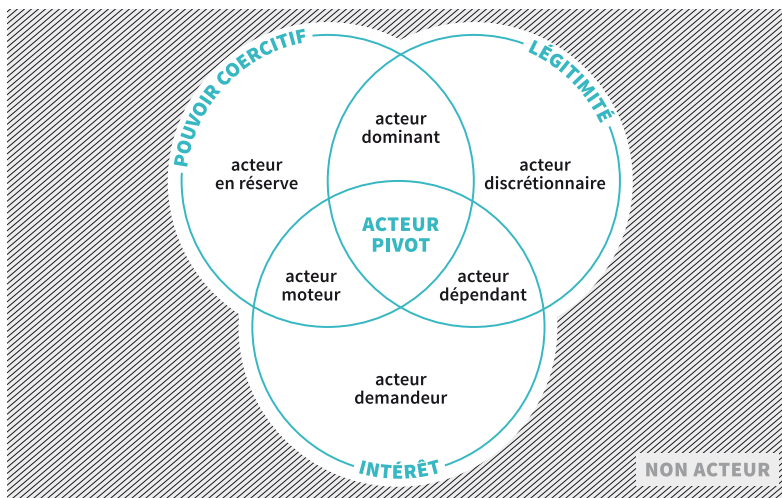


Schéma 1 - La notion d'acteur pivot

Des variables ont également été identifiées en tant qu'éléments discriminants entre les différents scénarios. Ces scénarios et ces variables ont ensuite été présentés à un panel d'experts (représentant les quatre catégories d'acteurs nous intéressant) réuni les 2 et 3 juin 2014 à Valence. Pour ce travail collectif, nous avons eu recours à la méthode PAT-Miroir, méthode explicitée en annexe, qui permet de faire ressortir des préconisations pour répondre à une question précise dans le cadre d'un projet. Il en ressort un corpus d'avis d'experts qualitativement important bien que statistiquement non significatif. Les experts se



sont réunis et leur avis a été recueilli quant à la question précise : « *Comment coordonner production, distribution et consommation d'énergie, aux différentes échelles de la ville (logement... métropole), en particulier la question de l'intermittence ?* », question qui a été reformulée par le groupe d'experts sollicités en : « *Comment coordonner production, distribution et consommation d'énergie, aux différentes échelles de la ville (du bâtiment [logement, bureau] à la métropole), en prenant en compte les différentes techniques, pour gérer la question de l'intermittence (saisonnnière comme infra-horaire), dans un contexte d'évolution des usages et de sobriété ?* ».

Enfin, en mai 2015 le travail de scénarisation a été présenté au cours d'une demi-journée à Grenoble aux acteurs experts présents à Valence et disponibles pour cette nouvelle rencontre, ainsi qu'à d'autres experts mobilisés pour l'occasion. Cette dernière étape nous a permis d'obtenir des réactions précises de la part des uns et des autres sur le texte rédigé, sur son degré de crédibilité, de solidité, ou d'excessive abstraction.

Ces prolégomènes sont nécessaires afin d'établir le point suivant : les scénarios présentés ici correspondent avant tout à un travail d'expertise effectué à deux niveaux : un premier niveau représenté par les chercheurs du projet Nexus, chercheurs provenant d'horizons disciplinaires variés (très majoritairement en sciences sociales néanmoins) et, pour la plupart d'entre eux, reconnus pour leur connaissance des questions énergétiques (Debizet *et al.*, 2014). L'expertise est également issue du travail de terrain visant à identifier des tendances techniques, politiques et organisationnelles observables en Europe et plus précisément sur certains projets achevés ou en cours d'éco-quartiers français ; un deuxième niveau représenté par les invités à l'exercice PAT-Miroir organisé en juin 2014. La quinzaine d'experts a été choisie afin de « parler » au nom des entreprises, des collectivités locales, de l'administration centrale ou des habitants. L'avis de ces experts est subjectif et partiel pour deux raisons : l'exercice prospectif basé sur les peurs, attraites et tentations pour un horizon lointain (2040) mobilise bien davantage les représentations que des savoir-faire d'objectivation ; le fait que les personnes présentes ne pouvaient représenter la grande variété des acteurs concernés, dans les faits, par la question de l'énergie en ville. Cette subjectivité n'exclut pas une intersubjectivité puisque l'écoute mutuelle pendant les ateliers de ces deux journées développe une intercompréhension des mécanismes et des interactions entre les différentes dimensions de la question. La méthode ne permet cependant pas de différencier l'une et l'autre dans les affirmations recueillies.



Ces précautions prises, il nous paraît également important de rappeler ici les hypothèses d'évolutions exogènes, c'est-à-dire communes aux quatre scénarios :

- Le prix des énergies fossiles augmente plus que le coût des énergies renouvelables. Le tarif de rachat d'électricité renouvelable n'a cessé de baisser à partir de 2010. À tel point que la parité est atteinte en 2025 pour le tarif réglementé. Par conséquent, des contrats privés plus ou moins encadrés par des régulations publiques, régissent une part importante des transferts d'électricité entre le distributeur (ou fournisseur) électrique agréé et une entité quelconque (ménages, entreprises, administrations...) produisant et/ou consommant de l'électricité ;
- tout en établissant des objectifs ambitieux en matière d'énergies renouvelables et de lutte contre le changement climatique, l'Union européenne ne cesse de presser les États de libéraliser le marché de l'énergie ;
- la part des énergies renouvelables intermittentes dans le mix électrique augmente sensiblement (et ce indépendamment de leur localisation, variable endogène aux scénarios). On observe dans tous les cas une ample variation temporelle du prix de marché à court terme de l'électricité, tandis qu'une partie importante de la valeur produite se reverse vers les capacités de stockage ;
- la demande de chauffage des bâtiments baisse sous le double effet de la rénovation thermique et du changement climatique¹. Cette baisse hivernale est compensée par une augmentation estivale du besoin de rafraîchissement du fait du réchauffement climatique (surtout dans le tertiaire et le parc résidentiel non rénové) ;
- le potentiel d'autoproduction et d'autoconsommation (plus de bouclage des flux à l'échelle d'un bâtiment, d'un îlot ou d'un morceau de ville) augmente très substantiellement, *a fortiori* pour les bâtiments construits après 2020 ;
- la production d'électricité reposant sur un échange marchand est économiquement fragilisée du fait de longues périodes de très faible prix de l'énergie électrique (« excédent » de production d'énergie d'origine solaire et éolienne au coût marginal très faible).

L'ensemble de ces variables exogènes étant établies, il nous est possible de présenter le travail accompli en termes de scénarisation. Nous allons présenter puis analyser chaque scénario à la suite. Rappelons que ces scénarios sont structurés chacun en partant d'un acteur pivot ou, tout du moins, d'un acteur ayant un rôle moteur, dominant ou dépendant.

1 Dans nos scénarios, le coup d'arrêt annoncé du Gulf Stream ne s'est pas encore produit.



Scénario A – Grandes entreprises

Les progrès technologiques portés par de grands groupes de taille mondiale supposent de très lourds investissements que ne peuvent assurer les acteurs publics. Afin d'aboutir à des performances énergétiques en phase avec les enjeux globaux, les collectivités locales ont recours aux Partenariats Publics Privés et autres formes de délégation. Face à des entreprises source de solutions globales pour la ville, les collectivités locales délèguent la production de fonctions territoriales (à l'instar de l'énergie) aux grandes entreprises qui sont en mesure de coordonner et réaliser les investissements nécessaires, évitant ainsi la multiplicité des parties prenantes considérée comme un frein à l'innovation (Soshinskaya *et al.*, 2014). Parfois c'est la ville entière qui est gérée par les grandes entreprises, plus souvent il s'agit de contrats portant sur des quartiers, des morceaux de ville, ceci afin de continuer à faire jouer la concurrence et de donner à la ville l'assurance (le sentiment) de rester maîtresse chez elle.

Ces entreprises, et plus souvent ces consortiums d'entreprises, ne vendent pas des produits mais des solutions, des performances (Buclet et Bourg, 2005), dessinées en fonction de la demande exprimée. Certaines entreprises sont spécialisées dans la conception générale du système énergétique à l'échelle d'un quartier, de morceaux de villes, rarement d'une ville dans son ensemble (mais nous ne pouvons l'exclure) ; d'autres produisent les équipements matériels nécessaires, tandis que d'autres encore ont pour métier de traiter les données recueillies pour gérer le système. Le travail entre entreprises est important dès la conception du service, afin de mettre au point une compréhension systémique de la solution mise en œuvre et ainsi d'optimiser la récolte des données nécessaires au pilotage énergétique du ou des quartiers. Elles s'engagent à produire un certain résultat (par exemple un certain niveau de confort thermique) et décident, sans intervention des pouvoirs publics, des moyens à mettre en œuvre pour y parvenir. Elles mettent en place des modèles d'affaires qui leur assurent un certain niveau de rentabilité et cherchent de ce fait à développer des solutions reproductibles dans le cadre de contrats d'approvisionnement de long terme. Les consortiums d'entreprises mettent donc au point collectivement les briques technologiques qui leur permettent de produire les résultats vendus. C'est la généralisation de l'économie de fonctionnalité appliquée à l'échelle de la ville, même si les opérations ne sont qu'exceptionnellement gérées à l'échelle de l'ensemble d'une aire urbaine (ou alors de petites aires urbaines). De lourds investissements sont menés afin d'optimiser l'isolation de l'enveloppe des bâtiments, ce qui permet de réduire substantiellement la consommation d'énergie thermique. Différentes formes de



propriété coexistent (propriétaires particuliers, logements sociaux, parc locatif appartenant éventuellement aux grands groupes eux-mêmes) mais dans tous les cas, le besoin d'intervention sur le bâtiment est décidé (ou du moins piloté) par l'entreprise pourvoyeuse de services urbains, notamment énergétiques. Ainsi, si une copropriété négocie un contrat de fourniture de confort thermique, le contrat indique le type d'intervention nécessaire sur le bâti, intervention que mènera l'entreprise qui assure le service. De nombreux équipements sont mis en place, mais également un dispositif de capteurs poursuivant les finalités suivantes :

- garantir la performance du dispositif : des capteurs identifient les défaillances (fuite thermique par exemple) au sein du système afin d'intervenir et d'éviter un surplus de consommation énergétique ;
- moduler le service énergétique fourni en fonction de l'occupation des bâtiments, à l'aide de capteurs de présence humaine (réduction de la température dans les bâtiments inoccupés selon une logique d'optimisation de la consommation de l'ensemble du bâtiment) ;
- analyser et comprendre les éventuels comportements des occupants en décalage avec la norme établie, décalage aboutissant à un surcroît de consommation énergétique. Afin de réduire, voire d'éviter les retombées négatives de ces déviations par rapport à la norme, divers types de conditions contractuelles sont envisageables : soit des pénalités financières prévues dans le contrat, soit des opérations de sensibilisation, soit cas plus extrême et envisageable seulement dans un contexte politico-institutionnel particulier, la possibilité pour l'entreprise d'investir afin de cadrer les usages des occupants (par exemple sceller certaines fenêtres ouvertes négligemment et mettre en place un système de ventilation double flux, ou encore investir dans un système de détection des comportements considérés comme non performants). Une alternative à une démarche coercitive peut consister plus simplement à facturer *en sus* du contrat de performance garantie, la surconsommation induite par un comportement s'éloignant des normes établies, notamment l'effet rebond (Sorrel, 2007) et le non-respect des consignes d'utilisation attendue des offres technologiques et tarifaires par les grands groupes en matière de *smart grids* (La Branche, 2014²). Les contrats sont idéalement proposés au niveau des copropriétés mais sont, le cas échéant, proposés par logement.

Les solutions technologiques apportées par les grands groupes ne sont pas homogènes, alors même que les entreprises visent à imposer leurs standards sur le marché. Les briques technologiques de base mises au point sont combinées afin

2 S. La Branche, « Éléments de sciences sociales de l'énergie », *Encyclopédie de l'énergie*, <<http://encyclopedie-energie.org>>.



de proposer un service en accord avec le cahier des charges établi par l'aménageur (émanant de la collectivité locale ou d'une société privée pilotée par la grande entreprise ayant remporté le marché) ou un consortium de maîtres d'ouvrage ou propriétaires immobiliers, mais aussi en fonction du prix du service. Il est important de préciser ici que le cahier des charges ne concerne que la performance souhaitée, et aucunement les moyens pour y parvenir. Elles dépendent également du type de bâtiments concernés. L'ergonomie des solutions proposées aux occupants dépend du prix, les solutions invasives étant réduites pour les clients les plus fortunés (pour la gamme la plus élevée il sera plus compliqué d'exiger de poser des fenêtres scellées, si tant est que ce type de solution soit rendue possible par la législation en vigueur). Dans les logements sociaux pour lesquels les investissements publics seront moins élevés (cela dépend soit d'une orientation politique, soit d'une incapacité financière des pouvoirs publics) ou chez les particuliers moins fortunés, le confort thermique sera moins finement régulé, et pourrait se limiter pour le chauffage à des plages horaires théoriques plutôt qu'à la détection d'une présence dans le bâtiment. L'efficacité énergétique des bâtiments des quartiers anciens patrimonialisés sera certes améliorée, mais le coût du service restera plus élevé, à égalité de performance (et non à égalité de confort ou de température de service), faute de pouvoir effectuer des travaux systématiques sur l'enveloppe du bâti (*figure 1*)

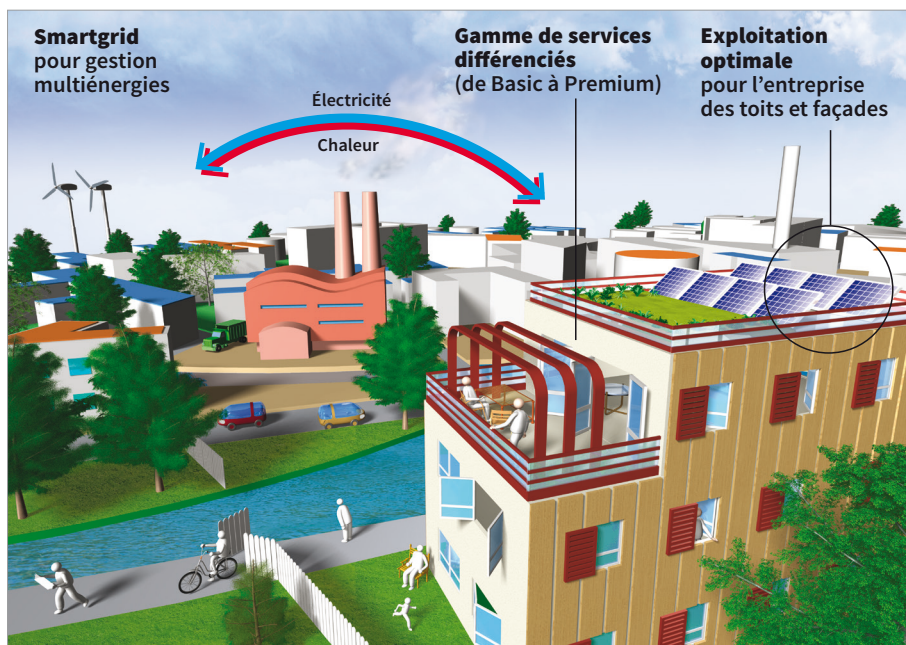


Figure 1 - Scénario Grandes entreprises - Échelle Bâtiment <nexus-energy.fr>



Dans les quartiers où cela est envisageable (quartiers moins concernés par la protection du patrimoine notamment), les grandes entreprises investissent également dans des infrastructures de production et de stockage d'énergie, sous forme de chaleur et d'électricité. Dans les négociations avec les collectivités locales, la taille des concessions (du ou des quartiers concernés) est souvent discutée en fonction des contraintes d'optimisation des installations de production et de stockage nécessaires, en particulier dans le domaine thermique. En ce qui concerne la fourniture du service en électricité, si l'intérêt des entreprises consiste à réduire les consommations induites par les usages, notamment par un recours pointu aux *smart grids avec l'objectif d'optimiser l'autoconsommation*, elles ne visent pas pour autant à maximiser l'autonomie locale. Le degré d'autonomie est davantage déterminé en fonction d'un savant arbitrage entre le prix actuel et prévisible de l'électricité sur le marché européen (voire avec les régions limitrophes de l'Europe), comprenant l'entretien de réseaux à grande distance, et le coût de production locale de l'électricité. Au-delà d'un objectif de réduction des consommations d'électricité, il y a donc également un objectif d'optimisation de la consommation en fonction des prix de l'énergie et de la disponibilité d'électricité renouvelable plutôt que fossile, un objectif de « consommer mieux » au-delà du « consommer moins ». Les investissements en faveur de l'autonomie électrique dépendent à la fois des prévisions sur les prix du marché électrique (tenant éventuellement compte des taxes environnementales et/ou du prix du carbone) et de la pente de la courbe correspondant aux coûts marginaux de nouveaux investissements visant à accroître la production locale en électricité (car les premiers investissements accomplis seront bien entendu les investissements les moins onéreux). Compte tenu de l'asymétrie des compétences technico-économiques, seules les grandes métropoles sont en mesure d'imposer, dans le cahier des charges de concessions, des modalités garantissant une part d'autonomie énergétique du territoire. Dans ce cas, le degré d'autonomie dépend également du prix que les acteurs locaux sont prêts à assumer afin d'accroître l'autonomie énergétique de leur territoire.

Ce sont les entreprises qui installent, gèrent et contrôlent les *smart grids* avec des offres variées de packages tarifaires et techniques. Les offres à bas coûts n'offrent pas la possibilité de déroger aux effacements tandis que ceux à coûts élevés le permettent. Les offres ont un impact sur les formes et les degrés de contrôle par l'utilisateur des technologies et des effacements : plus le service est de haut de gamme et plus il est précis, avantageux et permet de refuser un effacement ou encore de choisir le type de source énergétique achetée. Par exemple, une offre de base ne permet qu'un nombre limité de dérogations aux effacements tandis qu'il n'y a pas de limites pour une offre plus chère. Si les

smart grids se diffusent leur utilisation et rentabilité diffèrent selon la qualité des bâtiments, mais aussi de l'hétérogénéité entre ceux-ci. En effet dans le cas d'un ensemble urbain fait de bâtiments neufs de même usage et conçus selon des critères identiques et dotés des mêmes équipements de production d'énergie, les *smart grids* ne serviraient pas à grand-chose (chaque bâtiment produirait de l'énergie au même moment et il y aurait peu de possibilités d'équilibrages entre eux). Les *smart grids* servent davantage à équilibrer le réseau et à agir comme accompagnateur de la sobriété. Ces dispositifs canalisent alors l'énergie produite dans les bâtiments et quartiers à énergie positive vers les anciens bâtiments ou îlots, plus consommateurs et contribuent à la gestion des intermittences de consommation et de production. Parce qu'elles ont la maîtrise des moyens de stockage internes aux bâtiments et/ou au niveau des îlots, les entreprises tirent un bénéfice financier du fait qu'elles parviennent à minimiser le coût de mise en œuvre des solutions énergétiques offertes à leurs clients.

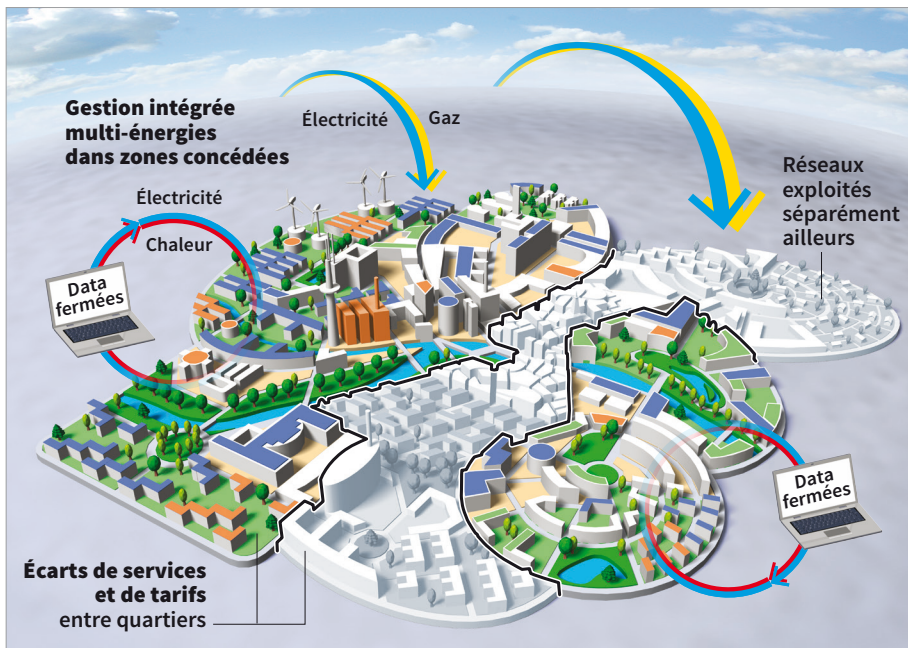


Figure 2 - Scénario Grandes entreprises Échelle Ville <nexus-energy.fr>

Les grandes entreprises installées sur le territoire et les clients les plus fortunés font pression sur les pouvoirs publics locaux afin d'obtenir la concession multi-énergie de quartiers entièrement gérés par un même opérateur de service, ce qui aboutit à accroître l'emprise des *gated communities*. Cette tendance est d'autant plus forte lorsque la collectivité locale dispose de peu de moyens (soit que



politiquement elle ne parvienne pas à prélever une masse d'impôt conséquente dans un contexte libéral, soit que son territoire dispose de revenus faibles) lui permettant d'investir dans les infrastructures urbaines. Faute d'alternative, la ville est parcellisée avec des quartiers hautement performants et échappant *de facto* en grande partie à la juridiction communale (ou métropolitaine) et des quartiers demeurant sous souveraineté publique mais bénéficiant d'un moindre confort énergétique (du fait de la moindre solvabilité financière de la population de ces quartiers moins fortunés). La ville est socialement sectorisée et cela se ressent sur la qualité du service rendu, tant dans le domaine énergétique que dans d'autres domaines (mobilité interne, espaces verts...) (*figure 2*).

Il y a donc une tension politique liée à cette inégalité de fait, tension proportionnelle au degré d'inégalité propre à chaque ville ou métropole, mais également proportionnelle au degré d'interventionnisme municipal. Les grandes entreprises et les clients fortunés arguent de la nécessité d'accroître l'attractivité internationale de la ville, notamment en termes d'investissements, afin de contrer la pression en faveur d'une redistribution fiscale. Conscients néanmoins de l'impact négatif de la pauvreté visible sur l'attractivité internationale, des opérations sont menées conjointement par la municipalité et les grandes entreprises afin que les inégalités ne ressortissent de façon trop visible et ne se traduisent pas par une insécurité dommageable pour les zones urbaines conçues pour être attractives. La redistribution fiscale est donc assez faible dans ce scénario, ce qui induit des inégalités en termes de confort énergétique (comme de nombreuses autres fonctions urbaines).

Jeux d'acteurs

■ Une concurrence forte entre grands groupes

Le scénario ici présenté semble poursuivre la tendance actuelle qui fait reposer nombre de grands investissements urbains sur la capacité financière de grandes entreprises, mais aussi sur la capacité de ces acteurs, en tant que grandes entreprises de services, à maîtriser des combinaisons complexes favorisant innovation technologique et organisationnelle. Il s'agit d'acteurs qui, aujourd'hui dans le monde du bâtiment, ne sont pas tous en position de force. L'on voit cependant pointer une tendance de multiples grands groupes à s'intéresser sérieusement à une évolution de leur métier en lien avec le développement de la fonction énergétique dans le bâtiment. Si des entreprises comme Schneider, Siemens ou ABB sont déjà assez classiquement positionnées, des groupes dans le secteur de l'énergie comme EDF ou GDF-Suez, ou encore dans le secteur du bâtiment



comme Bouygues, Vinci ou Eiffage investissent actuellement le champ de l'expertise en systèmes énergétiques.

Enfin, il ne faut pas oublier l'émergence d'un groupe comme Google qui souhaite profiter de sa position dominante en matière de captation, stockage et gestion de données confidentielles pour investir de nouveaux secteurs d'activité. Les grands groupes industriels prêts à soutenir ce scénario sont nombreux et les années à venir devraient se caractériser par un accroissement de l'offre de services énergétiques projetés à l'échelle d'un quartier, voire d'une ville, fondée sur l'agencement de modules technologiques et organisationnels combinés en fonction des demandes exprimées soit par les villes, soit par des particuliers (ou groupements de particuliers). En d'autres termes, les grandes entreprises qui proposent des systèmes énergétiques visent à s'emparer du marché de la conception et réalisation du volet énergétique de l'urbain et, pour cela, doivent maîtriser les principaux nœuds socio-énergétiques (Debizet et Blanchard, 2015) du système, qui correspondent aux nœuds stratégiques de la maîtrise du système. En d'autres termes encore, ce scénario voit émerger un système expert (Giddens, 1990) constitué de nœuds socio-énergétiques maîtrisés par de grandes entreprises spécialisées en vente de solutions énergétiques systémiques. Contrairement à ce que nous verrons dans les autres scénarios, les entreprises font des données sur les consommations énergétiques un actif spécifique qu'elles conservent en interne et ne communiquent surtout pas. Leurs modèles d'affaires se constituent autour de la valeur marchande potentielle de ces données.

Bien que les scénarios proposés aient pour objet principal la question énergétique, nous ne devons pas exclure le fait que l'énergie pourrait ne représenter pour ces grandes entreprises qu'une partie d'un bouquet plus global de ce que l'on considère aujourd'hui comme la « ville intelligente ». En d'autres termes, ce jeu d'acteur que nous décrivons pourrait tout à fait se situer à une échelle encore plus large, englobant une multitude de « services intelligents » proposés aux agglomérations, qu'il s'agisse de transport, de sécurité (avec notamment la gestion d'un réseau de télésurveillance) et de toute offre de gestion optimisée de réseaux urbains. L'énergie pourrait n'être qu'une des facettes d'une proposition de performance plus globale de la part de grandes entreprises ou, plus vraisemblablement, de consortiums d'entreprises, chacune maîtrisant une partie de ce qui constituerait la « ville intelligente ».

Si l'on revient plus précisément à la partie énergétique de ce que serait le bouquet « ville intelligente », en termes d'innovations technologiques, le besoin de maîtrise du système expert se traduit en une nécessité forte : élaborer des technologies permettant d'établir d'importantes barrières à l'entrée, qu'il s'agisse de lourds



investissements financiers ou de connaissance non partagée portant soit sur certaines briques technologiques clef (permettant de maîtriser des nœuds socio-énergétiques stratégiques), soit sur l'agencement entre les différentes briques. Le développement des technologies doit par conséquent soit s'orienter vers des technologies hautement capitalistiques, soit hautement complexes, tandis que les grandes entreprises tendent à racheter les technologies clefs développées par des petites et moyennes entreprises innovantes.

Il ne faut cependant pas considérer toutes ces grandes entreprises sur un même pied d'égalité. Si elles se caractérisent toutes par une capacité de financement importante, leur métier de base les incite à maîtriser certains nœuds socio-énergétiques plutôt que d'autres ; à l'échelle du bâtiment pour les groupes issus du secteur de la construction, du réseau électrique ou de gaz pour d'autres groupes, du matériel télématique encore pour d'autres, de la maîtrise de l'information enfin. L'enjeu pour ces entreprises consiste notamment à rendre indispensable, aux yeux des décideurs publics locaux, des systèmes énergétiques centrés et, plus globalement, des systèmes urbains durables autour des nœuds socio-énergétiques qu'elles maîtrisent. Parmi autres caractéristiques, la maîtrise de ces nœuds socio-énergétiques doit permettre aux entreprises de s'assurer des contrats de moyen à long terme.

De ce point de vue, une solution de type *Power-to-Gas* est particulièrement intéressante : la forte intégration complète des chaînes énergétiques électrique et gaz (E&E consultant *et al.*, 2014) apporte non seulement un avantage économique pour capturer la valeur liée à la fluctuation du prix de l'électricité, mais requiert aussi une haute technicité, du fait du risque industriel, réservant son exploitation à quelques groupes multi-énergie français, voire européens. La cogénération à partir de gaz ou de biomasse a été un temps prisée par ces groupes car elle articule trois vecteurs énergétiques. Cependant l'existence d'équipements performants et simples d'utilisation à l'échelle de bâtiment et de logement a favorisé les PME d'installation et de service et, de ce fait, réduit le potentiel de verrouillage par les grands groupes.

C'est à partir de la solidité de la maîtrise de nœuds socio-énergétiques déterminants que les entreprises peuvent espérer coopérer avec d'autres entreprises porteuses de savoir-faire technologiques et organisationnels complémentaires. Ces coopérations peuvent être relativement d'égal à égal si chacune des entreprises concernées maîtrise un nœud socio-énergétique clef, ou aboutir à des relations de dominante à dominée, et dès lors de donneur d'ordre à sous-traitant, lorsque seules les premières disposent de cet avantage stratégique.



■ La place des autres acteurs

Parmi les craintes exprimées par certains participants à l'exercice PAT-Miroir, il faut retenir celle qui verrait, au contraire, le renforcement des leviers locaux (par opposition au niveau national) en faveur des entreprises locales au détriment des grandes entreprises nationales. Cette crainte semble néanmoins moins prégnante dans ce scénario que dans le scénario B (qui considère les collectivités locales en tant qu'acteur pivot). La question demeure néanmoins pertinente : qu'en est-il, dans ce premier scénario, de la place des entreprises locales et, plus globalement, des autres acteurs concernés ? Il est probable que les entreprises locales se cantonnent à un rôle de sous-traitant, y compris dans un sens élargi. En effet, la tendance des grands groupes, poussés par leur actionnariat, est de se séparer des métiers hautement capitalistiques et de moindre rentabilité, pour se concentrer soit sur des services amont (programmation, conseils...), soit sur des services aval (ingénierie, maîtrise d'œuvre, exploitation, concession). Dès lors, une place devrait subsister pour des entreprises locales de plus petite taille capables de produire une partie des supports physiques (bâtiment, équipement...) nécessaires à la réalisation matérielle des projets conceptualisés par les grands groupes. Ces entreprises pourront difficilement supplanter ces grands groupes sur les marchés locaux, en raison de la difficulté, pour des petites structures, à maîtriser des nœuds socio-énergétiques requérant des technologies hautement complexes. On peut néanmoins considérer que ces entreprises de moindre taille maintiendront des parts de marché sur les territoires n'intéressant pas les grands groupes (zones rurales, villes de faible taille) et devant se « contenter » de services moins sophistiqués et moins coûteux ou encore qui occupent des niches technologiques spécifiques. Dans cet autre contexte, hors métropoles et principaux centres urbains, d'autres scénarios que le scénario A paraissent davantage plausibles.

Face à ces grandes entreprises, il est également important de resituer le rôle des pouvoirs publics à l'échelle nationale, voire européenne. Rappelons que l'ensemble du projet Nexus part du présupposé d'objectifs exigeants en termes de réduction des dépenses d'énergie avec des normes et des dispositifs correspondants. Néanmoins, leur adoption n'est pas neutre. Elle est même généralement l'objet de conflits entre acteurs ne portant pas la même vision sur le dossier et ne défendant pas les mêmes intérêts. Dans ce scénario A, la réglementation nationale et européenne doit donc logiquement s'asseoir sur les positions proches des intérêts des acteurs pivots (ou plutôt des acteurs moteurs si l'on suit le schéma de S. Brullot [2009]), à savoir les grandes entreprises conceptrices et capables de maîtriser des systèmes urbains complexes. Les objectifs sont ambitieux en termes de réduction des consommations d'énergie, tandis que les moyens d'y



arriver font appel à des technologies sophistiquées qui, pour certaines d'entre elles, s'imposent en tant que normes techniques et verrouillent le jeu concurrentiel auprès des porteurs des technologies adéquates. Les normes négociées concernent également un aspect extrêmement sensible, à savoir les obligations d'échanges de données concernant les comportements des clients.

Enfin, à un niveau local, les collectivités locales assurent un certain rôle de coordination au travers de leur fonction d'autorité concédante. Si la coordination est nécessaire entre des systèmes énergétiques locaux situés sur des quartiers proches, par exemple, elle sera mise en œuvre naturellement par l'entreprise : en interne si les deux quartiers sont gérés par la même entreprise, par l'intermédiaire de relations contractuelles si deux entreprises ou plus sont concernées. Toute intervention de la collectivité au nom d'un intérêt supérieur est *a priori* considérée comme non nécessaire, voire contraignante ou contre-productive par ces entreprises. Le rôle de la collectivité locale est donc limité à un rôle de décision quant au périmètre à concéder (un quartier, une commune, voire plus) et au choix des entreprises (ou consortium d'entreprises). Il paraît peu probable qu'une agglomération de grande taille puisse être confiée à un unique concessionnaire, ceci afin que soient respectées les règles visant à éviter les positions excessivement dominantes dans un secteur censé être concurrentiel.

■ Questions de coordination entre acteurs et tarification

En revanche, la question de la prise en charge des coûts d'entretien des réseaux, et notamment du réseau électrique, va se poser. *A priori* les entreprises ne souhaitent pas contribuer à l'entretien et au fonctionnement du réseau électrique régional et national. Leur préférence va évidemment dans le sens d'une prise en charge collective des coûts d'utilisation des réseaux qu'elles utilisent pour échanger/consommer de l'énergie à l'échelle locale. Cette question se traduit ainsi : alors des modalités de maintien des fonctions de secours et d'échange assurées par le réseau : qui prend en charge financièrement cet entretien ? Sur quelles bases ? Des ajustements de ce type dépendent à notre sens des contextes locaux particuliers et des rapports de force entre entreprises et collectivités locales. Il n'est pas exclu d'imaginer une contribution de l'auto-consommation au sein du secteur concédé à l'entretien du réseau plus global en contrepartie d'obligation de secours en cas de défaillance locale.

Un conflit peut aisément émerger entre entreprises. Dans le cas où une ou des grandes entreprises se retrouvent en situation de devoir gérer les réseaux d'approvisionnement électrique à une large échelle, leurs intérêts seront opposés



à celui des grands groupes concepteurs de systèmes locaux énergétiques. Ces derniers pourront, en fonction du contexte local, souhaiter favoriser l'autoconsommation tout du moins à l'échelle d'un quartier, et dès lors moins contribuer à l'entretien du réseau plus global. En revanche, dans les cas où ces deux activités seraient menées par une même entreprise, celle-ci aura tendance à moins privilégier l'autoconsommation locale afin d'amortir les coûts d'entretien d'un réseau global (figure 3).

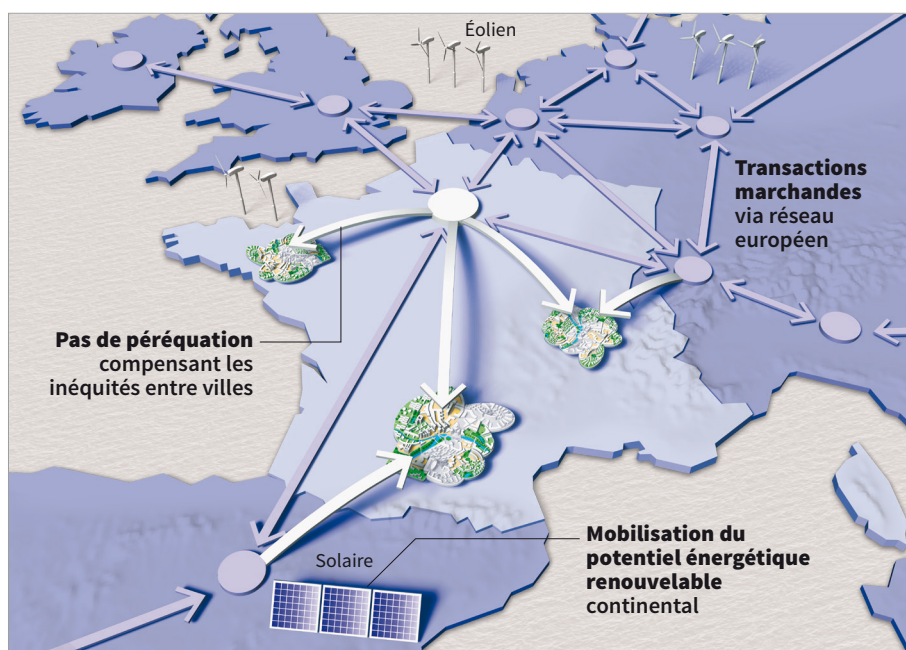


Figure 3 – Scénario Grandes entreprises - Échelle Pays <nexus-energy.fr>

Dans les conditions économiques de 2015, les options de production décentralisée d'énergie sont, sauf exceptions, non rentables. L'évolution des performances et des coûts permet toutefois d'envisager la parité réseau³ dans un délai assez proche (c'est déjà le cas en Allemagne pour la production d'électricité photovoltaïque en raison d'un prix de l'électricité au consommateur domestique bien plus élevé qu'en France), à la condition de pouvoir s'appuyer sur le réseau en cas de surplus ou de déficit de production. À terme, et en supposant un renchérissement de l'électricité en France, les cas de rentabilité de la production décentralisée d'énergie devraient s'étendre. Une éventuelle remise en cause de la péréquation

3. Parité réseau = équilibre entre coût de production et prix de vente de l'électricité au consommateur final.



tarifaire (qui masque une forte disparité des coûts d'approvisionnement) pourrait révéler des zones de développement économiquement favorables aux options décentralisées mais cette hypothèse n'est pas soulevée par les entreprises qui restent dans un dispositif national fortement encadré. La tendance posée par ce scénario devrait cependant favoriser sa remise en cause, sauf si les acteurs en venant à dominer le marché de la vente de systèmes énergétiques intégrés sont également les principaux producteurs centralisés d'électricité.

Les régulations

Le scénario « grandes entreprises » s'appuie sur des changements importants en termes de régulation de l'énergie et de la construction par rapport à la situation actuelle :

- **pour l'électricité : pas de (ou faible) taxe de financement du réseau** pour les flux internes aux périmètres concédés en multi-énergie et, pour faciliter l'extension des zones concédées, exemption de la part *transport haute tension* pour les flux internes au réseau local de distribution ;
- **instauration d'un statut de concession multi-énergie fondé sur la performance** : par exemple en élargissant à l'électricité et au gaz les dispositions actuelles de Délégation de service public et selon un modèle économique de type performance énergétique (vente d'une solution garantissant un résultat), le prix du service pour les bâtiments existants étant affectés d'un coefficient de pondération basé sur leur étiquette énergétique ;
- **pour les constructions neuves, obligation de céder l'usufruit de la toiture au concessionnaire multi-énergie** afin qu'il puisse y poser des panneaux solaires, le concessionnaire étant libre d'utiliser ou pas cette toiture ;
- **les infrastructures de production, de réseau et de stockage dans les zones concédées peuvent être considérées d'intérêt public** et être imposées, à la demande du concessionnaire par les documents d'urbanisme.

Ces nouvelles modalités sont conditionnées par l'État ou l'Europe à une proportion d'énergie renouvelable, qu'elle soit issue du périmètre de la concession ou achetée sur le marché de l'électricité. Pour encourager les collectivités à développer la concession multi-énergie, l'État les autorise à prélever une taxe de « redistribution locale » assise sur le chiffre d'affaires de la concession. Cette taxe est dédiée à la rénovation énergétique des bâtiments et aux projets de production et stockage d'énergie portés par des sociétés privées ou par la collectivité en dehors du périmètre de la concession multi-énergie. Les collectivités fixent le taux de cette taxe selon leurs orientations en termes de redistribution fiscale mais aussi l'éventuel dumping fiscal exercé par les collectivités voisines.



Scénario B – Collectivités locales

Dans ce second scénario, la collectivité locale pilote la planification de la production, du stockage et/ou de la distribution de l'énergie nécessaire à la ville. On entend ici par collectivité une commune ou une intercommunalité qui disposerait au minimum des compétences énergie et urbanisme (dévolues aux communes avant 2014 et transférées en 2015 aux Métropoles pour les quinze plus grandes agglomérations françaises). Les collectivités sont motivées par la maîtrise énergétique : elles privilégient la création de revenus et d'emplois sur leur territoire et la cohésion (équité sociale et intra-territoriale) (Mauroux *et al.*, 2011), ces deux objectifs pouvant entrer en contradiction. Compte tenu du poids de l'énergie dans les dépenses (et le revenu) des ménages et des entreprises, les collectivités mobilisent les différents leviers pour piloter une politique énergétique locale : supervision des réseaux de distribution d'énergie, fiscalité de l'énergie et de la construction, financement de l'habitat, règles d'urbanisme, protection/gestion des nappes phréatiques, production, gestion et efficacité... (Vandevyvere et Stremke, 2012). Il va de soi que ces collectivités ont également de nombreuses autres compétences hors du champ énergétique (gestion de l'eau, agriculture, mobilité...), mais il ne nous semblait pas pertinent, notamment pour la clarté de l'exposé, de tenir compte de l'ensemble des politiques urbaines menées.

Ce scénario reposant sur le leadership des collectivités locales, il suppose une certaine latitude de leur part en termes de tarification de l'énergie aux consommateurs finaux et par conséquent une différenciation du tarif réglementé selon les territoires, mais en revanche une tarification potentiellement identique pour l'ensemble des bénéficiaires du service énergétique proposé. Seules ou s'associant à d'autres, de nombreuses collectivités opèrent, *via* une société publique, sur le marché à court terme du gaz et de l'électricité. En ce sens les collectivités territoriales s'associent en fédérations (une ou plusieurs) afin de peser dans leurs relations avec les producteurs d'énergie, voire avec les pouvoirs publics centraux. Ces fédérations jouent également le rôle de diffusion des bonnes pratiques, des résultats d'expériences menées sur un territoire ou un autre (*figure 4*).

En termes de distribution, les vecteurs énergétiques privilégiés sont l'électricité, pour sa connectivité élevée et ses facilités de gestion (*smart grid*) et la chaleur dans un objectif de contrôle des intrants énergétiques sur le territoire. Le réseau de gaz intéresse relativement moins les collectivités car le gaz est majoritairement produit en dehors du territoire (importation de gaz fossiles des

pays étrangers ou méthanisation située davantage en zones rurales) exception faite de la méthanisation des déchets ménagers qui, lorsqu'elle existe, alimente généralement le réseau de chauffage urbain. Ce moindre intérêt pourrait cependant être compensé par un regain d'intérêt pour un fluide susceptible de servir pour le stockage d'énergie (notamment avec le *power-to-gas*) et plus aisément mobilisable de ce fait en complément de la production d'énergies renouvelables fréquemment intermittentes. Le gaz pourrait donc avoir une utilité, non pas en tant que source d'énergie qu'en tant que vecteur de stockage. En ce qui concerne l'électricité, la production est planifiée à l'échelle d'accords avec les territoires de proximité pouvant accueillir des installations de production d'énergies renouvelables (hydroélectricité, champs d'éoliennes, champs de panneaux photovoltaïques...) au-delà de ce qui est produit en zone urbaine (photovoltaïque, solaire et éolien partout où c'est possible – parcs, friches, toits de grande surface). Le type de production d'électricité, en ville ou dans les territoires adjacents, est fortement dépendant du contexte local. Si ce territoire urbain élargi vise à l'autonomie, il est néanmoins relié à un réseau à une échelle plus large, avec des échanges d'énergie permettant d'équilibrer l'offre et la demande entre régions. Le développement des *smart grids* pour gérer le réseau électrique entre pôles urbains est indispensable à ces échanges.

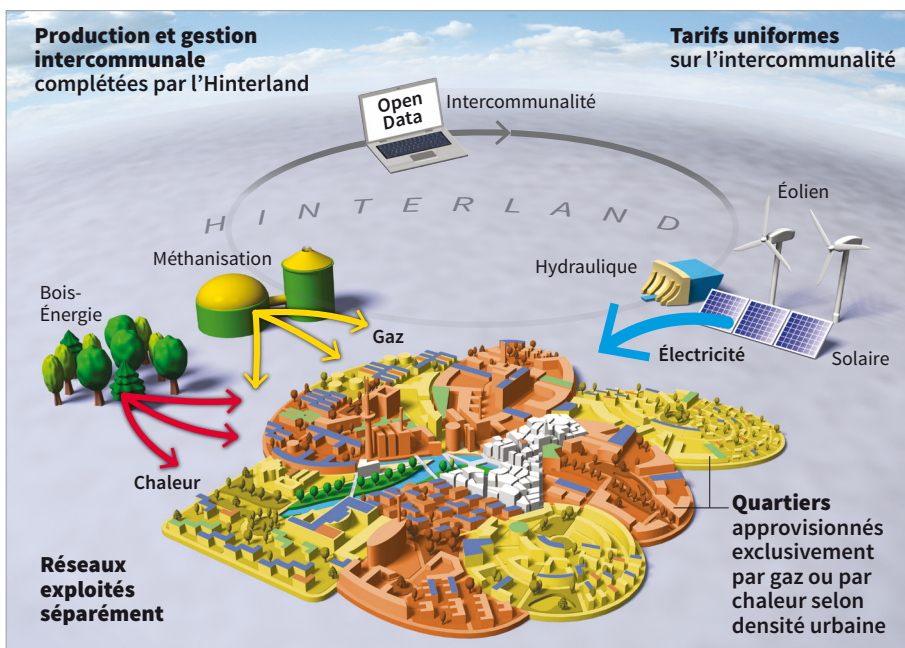


Figure 4 - Scénario Collectivités locales - Échelle Ville <nexus-energy.fr>



La collectivité planifie la production de chaleur : les infrastructures sont conçues à l'échelle de la ville (réseau de chaleur alimenté par des chaufferies au bois, valorisation énergétique des déchets, eaux usées, panneaux solaires thermiques...) et/ou à l'échelle d'un quartier (stockage d'eau chaude produite par des panneaux solaires thermiques par exemple). La fluctuation des besoins est prise en compte à l'échelle du réseau par du stockage thermique (réservoir d'eau et matériau à changement de phase) intégré ou connecté au réseau ainsi que par du stockage de combustible (biomasse et gaz) placé à proximité des chaufferies ou à distance dans le cadre de partenariats avec les filières forestières et agricoles de l'arrière-pays. Dans les secteurs peu denses (tissu pavillonnaire par exemple), des solutions individuelles de conversion de chaleur persistent du fait de la non-rentabilité d'un réseau de chauffage.

Les besoins en chauffage sont cependant réduits par les investissements effectués dans les bâtiments gérés par la collectivité locale, notamment *via* les offices de logements sociaux, en plus des investissements concernant tout bâtiment construit après 2012. Le parc de bâtiments géré directement ou sous la responsabilité indirecte de la collectivité est important, ce qui permet à la sphère publique de programmer les investissements nécessaires afin de réduire les besoins en énergie. Ces investissements suivent le rythme des possibilités financières de la collectivité locale, dépendant à la fois de la richesse du territoire et de la fiscalité adoptée. Des mécanismes de compensation financière sont mis en place pour les locataires ne bénéficiant pas encore des bâtiments remis à neuf par rapport aux locataires installés dans ces bâtiments peu énergivores, ceci dans un souci d'équité face au coût de l'énergie (*figure 5*).

Les propriétaires privés de bâtiments ou de logements sont également tenus de procéder à des investissements lourds visant à réduire les besoins en dépenses énergétiques. Des aides leur sont attribuées en fonction de leurs revenus (et selon la capacité de la collectivité à exercer une pression fiscale lui permettant de dégager ces besoins). Lorsque nécessaire (bâtiments moins bien conçus ou plus difficiles à isoler de façon satisfaisante, notamment dans le bâti ayant une valeur patrimoniale), le mode de chauffage leur est imposé par la collectivité locale, selon une logique où l'ensemble des bâtiments doit être relié à un système localement centralisé de chauffage, ceci afin d'en optimiser l'usage.

En ce qui concerne l'électricité, la production et le stockage est aussi planifié à l'échelle de la collectivité. Ils s'appuient sur des technologies éprouvées et rentables. Le solaire photovoltaïque est notamment très présent sur les espaces délaissés (bordures des routes, friches, bâtiments industriels et commerciaux...).

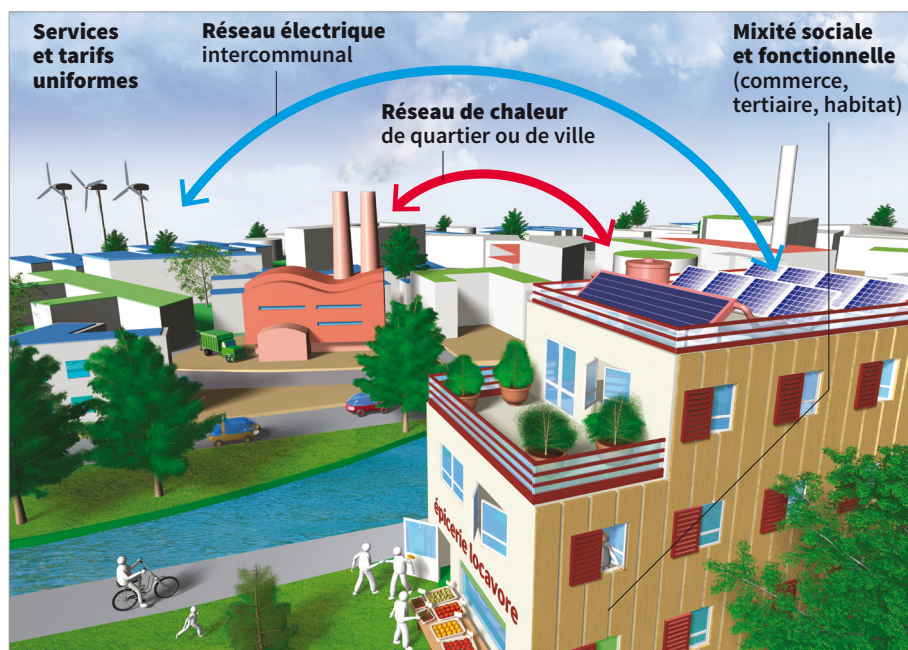


Figure 5 - Collectivités locales - Échelle Bâtiment <nexus-energy.fr>

Sur les toitures et façades de bâtiments construits après 2020 et les bâtiments plus anciens, il est concurrencé par le solaire thermique ; les parts respectives de ces deux vecteurs varient selon les configurations urbaines et notamment la présence de réseaux de chaleur. Cet aspect est cependant potentiellement contrôlé par l'important besoin de climatisation des bâtiments. Privilégier la production d'énergie sur les toitures ou la végétalisation de ces mêmes toitures est l'enjeu d'arbitrages qu'il n'est pas aisé de démêler ici.

Les territoires de proximité – l'hinterland – accueillent des champs de panneaux photovoltaïques et, dans le sud de la France, des centrales solaires à concentration car elles ont l'avantage de produire de l'électricité la nuit (Schneuwly et Debizet, 2015). Ensuite, viennent d'autres sources de production d'électricité. Les éoliennes sont installées sur les immeubles les plus hauts en milieu urbain et sur des crêtes, promontoires et couloirs ventés en périphérie de la ville. La cogénération à partir de biomasse ou de gaz est aussi pratiquée à l'échelle du quartier lorsqu'il y a un réseau urbain et à celle du bâtiment, voire du logement, ailleurs ; elle est encouragée pour accroître l'autonomie même en période hivernale. Préoccupation essentielle car il s'agit de conserver de la valeur économique sur le territoire, voire de capter celle découlant des fluctuations du prix de l'électricité, le stockage connecté au réseau électrique est développé et



encouragé. D'une part, les pointes horaires de consommation pour le chauffage électrique (essentiellement les pompes à chaleur) et l'eau chaude sanitaire sont lissées grâce à l'obligation de stockage thermique dans les bâtiments neufs et les bâtiments rénovés financés par des fonds publics. D'autre part, la variation temporelle du prix d'achat photovoltaïque a conduit les producteurs à développer des moyens de stockage. En périphérie de la ville et lorsque la topographie s'y prête, des réservoirs d'eau avec transfert d'énergie par pompage sont réalisés pour stocker l'excédent de la production d'électricité renouvelable et, éventuellement, pour capter la différence de prix de marché à court terme de l'électricité. Toujours en périphérie et lorsque la géologie s'y prête des cavités souterraines sont utilisées pour le stockage d'énergie sous forme d'air comprimé. Le type de production d'électricité, en ville ou dans les territoires adjacents, est fortement dépendant du contexte local. Si ce territoire urbain élargi vise à l'autonomie, il est néanmoins relié à un réseau à une échelle plus large, avec des échanges de puissance permettant d'équilibrer l'offre et la demande. Le développement des *smart grids* est général pour gérer le réseau électrique tant de façon interne à la collectivité qu'avec son hinterland et les pôles urbains partenaires.

Jeux d'acteurs

Dans ce scénario, les collectivités locales disposent d'un pouvoir bien supérieur à ce que l'on peut observer aujourd'hui, notamment dans le cas français (Dobiny, 2009). Dans d'autres pays, notamment au Danemark ou en Suisse, les collectivités locales sont depuis longtemps en capacité d'imposer aux autres acteurs implantés localement des décisions politiques se traduisant par des obligations opérationnelles. Ainsi, les municipalités danoises sont en mesure d'indiquer à des entreprises où (à quelles infrastructures) adresser leurs déchets. Autre exemple, lorsque dans les années 1970 la municipalité de Kalundborg a mis en place un réseau de chaleur alimenté par de la chaleur fatale issue d'une activité industrielle, elle a imposé le raccordement des bâtiments à ce réseau afin de le rendre financièrement viable.

■ Collectivités et entreprises

En France, le renforcement du mouvement métropolitain et, plus globalement, le mouvement de regroupement entre communes et le transfert vers les agglomérations de la responsabilité énergie depuis 2015, confère davantage de pouvoir aux ensembles politiques locaux ainsi constitués. Il n'y a là rien d'inéluctable, mais le scénario B s'appuie sur un renforcement de cette logique. Ainsi, outre la légitimité et l'intérêt, les collectivités deviennent acteur pivot en



disposant également d'une portion importante de pouvoir coercitif. À partir de cette position dominante, plusieurs attitudes sont envisageables de la part des édiles, en fonction des orientations politiques. Une orientation politique peut consister à préférer des solutions offertes par le marché et par les entreprises. Dans ce cas, on se retrouve dans une variante du scénario A, avec une présence forte des entreprises mais avec une délégation des moyens et des objectifs définis de la part des Collectivités territoriales (CT).

L'orientation politique en phase avec le scénario B est donc une orientation de type volontariste, de prise en main des questions énergétiques soit pour accroître l'autonomie territoriale (et les revenus locaux), soit pour favoriser l'équité sociale, soit pour les deux raisons à la fois. Dans ce scénario, le présupposé a été fait de collectivités sensibilisées par ces deux questions. De fait, les solutions énergétiques adoptées sont finement adaptées aux particularités des territoires. Leur cahier des charges comporte des clauses strictes en termes d'équité énergétique (éviter la précarité énergétique), de sécurité et de solutions technologiques. Elles favorisent les solutions locales d'accès à l'énergie et peuvent favoriser les *smart grids*, pour peu que cela ne les lie pas de façon trop étroite à de grandes entreprises. Certaines d'entre elles se fixent comme objectif un territoire à énergie positive. Ne souhaitant pas (sinon nous aurions un basculement vers le scénario A) se retrouver liées à des grands groupes qui proposent des systèmes énergétiques complexes, elles tendent à vouloir favoriser des solutions qu'elles sont en mesure de maîtriser. La question des nœuds socio-énergétiques est pour les collectivités territoriales également essentielle, puisqu'il s'agit de la capacité des collectivités locales à maîtriser ces nœuds afin de ne pas être capturées par des entreprises. Par maîtrise nous entendons tout d'abord la capacité à comprendre d'un point de vue cognitif l'articulation des différents éléments composant un nœud, mais aussi la maîtrise des opérations de coordination entre les différents acteurs impliqués par un nœud. Cela peut supposer une préférence pour des technologies de maîtrise relativement aisée (moins hautement technologiques), sauf à ce que ces technologies de pointe soient adaptables à un assemblage plus large (de nœuds socio-énergétiques) globalement maîtrisé par la collectivité territoriale. Cela suppose de toutes les façons que les technologies employées soient assez souples pour être adaptées à un système énergétique pensé en fonction d'un contexte local.

Les entreprises ont donc un rôle économique et technologique non négligeable dans ce scénario, mais pas un rôle pivot, du fait de l'attention accrue des collectivités locales qui veillent à ne pas être « capturées » soit pour des raisons financières, soit pour des raisons technologiques, par des entreprises. En particulier, il est



peu probable que les collectivités locales gèrent directement les *smart grids* nécessaires en tant qu'outils de gestion de la diversification énergétique de lutte contre la précarité énergétique, et d'équilibrage énergétique au niveau urbain, notamment entre les îlots à énergie positive et les îlots anciens. Dans ce sens, la délégation de la gestion du *smart grid* à une entreprise privée peut être considérée comme un échange ou une compensation faite à l'entreprise en échange de gains énergétiques moins intéressants pour l'entreprise mais davantage pour la collectivité territoriale – par exemple, la lutte contre la précarité (Bafoil et Fodor, 2014). Dans ce cadre, et pour imposer leurs objectifs politiques, sociaux et énergétiques, les Collectivités territoriales encadreront les acteurs privés au niveau réglementaire, ajouteront des conditionnalités de service et d'équité énergétique...

■ Le rôle politique moteur des collectivités territoriales

Certaines collectivités territoriales s'impliquent fortement dans la lutte contre la précarité : conseil énergétique, rénovation, mixité sociale et énergétique, réseaux énergétiques entre quartiers à énergie positive et quartiers anciens, notamment considérés à valeur patrimoniale. Les collectivités territoriales ont des compétences internes sur les énergies renouvelables en milieu urbain, la gestion des réseaux et la précarité énergétique. Elles augmentent leur autonomie territoriale. Certaines collectivités territoriales montent des campagnes de sensibilisation sur l'énerg'éthique : l'accès des autres à l'énergie, pour développer l'entraide par le biais de dons d'énergie dans un cadre d'éthique énergétique collective.

Les corps centralisés et décentralisés de l'État et les associations locales telles que l'Agence locale énergie et climat (ALEC) et les Espaces Info Énergie (EIE) s'associent étroitement et deviennent plus influents en tant que conseillers des décideurs locaux, tout en intégrant des compétences en matière de précarité énergétique.

La commune (l'intercommunalité) a le souci d'assurer une certaine cohérence dans le développement des réseaux énergétiques pour éviter la concurrence entre sources d'énergie ou assurer la synergie (entre la chaleur et l'électricité par exemple) et contribuer à la stabilité des réseaux. Ce scénario est particulièrement favorable aux stratégies de développement de ressources énergétiques locales qui nécessitent une certaine coordination entre acteurs ; typiquement, seront favorisés l'exploitation de ressources forestières réparties sur un grand nombre de propriétaires, ou encore le développement d'une boucle de chaleur récupérant des énergies fatales distribuées entre plusieurs acteurs industriels.



Soulignons à partir de l'exercice prospectif PAT-Miroir que si les collectivités locales sont plébiscitées pour leur proximité avec le « terrain » tant en termes de connaissances que de capacité d'initiative (expérimentation) et d'animation (notamment pour la rénovation énergétique), des craintes ont été exprimées par les représentants de l'État comme des grandes entreprises quant à un transfert du pouvoir prescriptif et des financements environnementaux et de l'innovation vers les collectivités. La crainte est liée tant au risque de clientélisme qu'à celui de la temporalité courte des mandats municipaux qui font craindre une instabilité des orientations et le dévoiement de la mise en concurrence.

■ Coordination entre territoires

Toute la difficulté, dans ce scénario, réside dans les interactions entre territoires et, plus précisément, entre collectivités territoriales. En effet, la volonté de développer une autonomie accrue en termes d'approvisionnement énergétique va de pair avec le fait de privilégier des sources d'énergie relativement proches. Il paraît cependant peu réaliste d'imaginer que toute collectivité territoriale soit en mesure de produire l'énergie consommée exclusivement sur son propre territoire. Ce discours vaut bien entendu surtout pour les agglomérations densément peuplées, ne disposant pas toujours de ressources locales en quantités suffisantes. Dans la description du scénario, nous avons indiqué que les principales agglomérations urbaines devront compter sur leur « hinterland » et sur leurs ressources (hydroélectricité, champs de panneaux photovoltaïques, éoliennes, biomasse, géothermie...). Dès lors deux types de conflits peuvent émerger. Le premier entre l'agglomération urbaine et son hinterland, quant à la destination des sols, dans une logique de concurrence entre usages (production d'énergie vs production alimentaire vs cadre de vie...) et avec le sentiment des populations périphériques d'être au service du bien-être des populations urbaines, et ce à leur détriment. Le second entre territoires urbains entrant en compétition afin d'accéder aux ressources des zones rurales (*figure 6*).

L'enjeu de la coordination entre territoires urbains et entre ceux-ci et les zones rurales disposant d'un potentiel énergétique mobilisable est donc un enjeu crucial dans ce scénario. Les fédérations entre villes jouent un rôle clef, les jeux d'alliances entre territoires peuvent être complexes. Une intervention des pouvoirs publics nationaux, voire européens, peut s'avérer indispensable afin d'éviter que ne se multiplient des situations conflictuelles. Il faut également souligner le besoin de trouver des accords concernant les fonctions de secours ou de répartition des flux assurées par les réseaux et de la répartition de l'effort entre les territoires. Parmi d'autres questions : qui paie pour l'installation de capacités

de production destinées aux périodes de pointe ? Qui accepte que son territoire soit traversé par les lignes de grand transport ? L'intérêt général qu'entendait incarner l'État facilitait ce type de prise de décision, du moins avant la crise de la démocratie représentative. Son opérationnalisation devient potentiellement plus complexe et conflictuelle dans un contexte de territoires plus autonomes sur le plan énergétique. Néanmoins le scénario peut évoluer vers une mutualisation des ressources entre collectivités locales aux problématiques similaires. Pourraient alors se développer des formes de solidarité entre territoires et la mise en commun de moyens pour rentabiliser les stockages d'énergie, qu'ils soient électrique ou thermique. On peut même considérer qu'il est de l'intérêt des territoires de trouver des arrangements, faute de quoi l'État regagnerait en légitimité et pourrait reprendre la main sur des collectivités territoriales, manifestement incapables d'assurer l'accès à l'énergie pour tous.

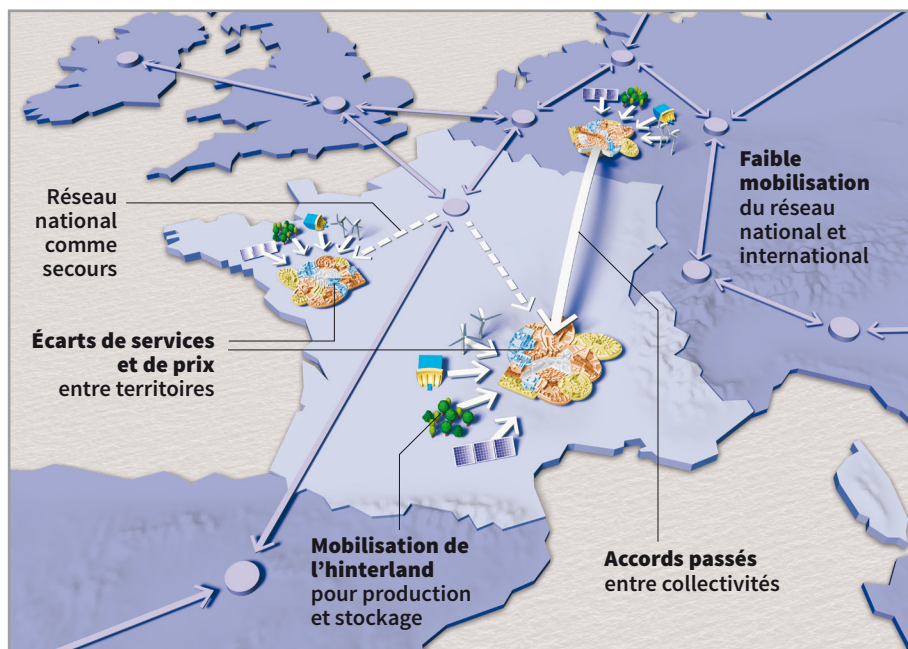


Figure 6 - Scénario Collectivités locales - Échelle Pays <nexus-energy.fr>

De ce point de vue, l'exercice prospectif PAT-Miroir nous indique que les collectivités locales voient d'un bon œil l'émergence des grands opérateurs de réseaux internet qui bousculent les schémas classiques et qui pourraient devenir des facilitateurs sur les échanges entre pôles urbains. Bien entendu, ce regard bienveillant pourrait se transformer en crainte si ces opérateurs parvenaient à une situation monopolistique.



Les régulations

La *compétence d'autorité concédante de la distribution d'électricité* est systématiquement transférée des communes à leur intercommunalité. Ainsi, les compétences expertes nécessaires au pilotage par le « local » des réseaux de distribution sont accrues parce que mutualisées. Les intercommunalités sont aussi tenues d'élaborer une planification énergétique articulée avec la planification spatiale en concertation avec les intercommunalités voisines dans le cadre de Schéma de cohérence territoriale (SCoT) ou d'inter-SCoT afin de pouvoir exploiter et coordonner davantage les énergies territoriales. La diversité et la stabilité des couleurs politiques du conseil communautaire réduisent le risque de changement brutal de cap et les effets du clientélisme. Comme dans les Métropoles instaurées au milieu des années 2010, l'intercommunalité assure systématiquement la compétence *Urbanisme* et notamment l'élaboration du Plan local d'urbanisation (PLU) que l'on ne dénomme plus « Intercommunal » (car ce n'est plus un élément de distinction) et la délivrance des autorisations de construire.

Le législateur national a autorisé les intercommunalités à :

- **prescrire la performance énergétique en complément de la réglementation thermique nationale** : dans le cadre du PLU et de l'autorisation de construire de bâtiments neufs ou d'extension, elles peuvent d'une part moduler les niveaux de consommation conventionnelle des bâtiments et, d'autre part, fixer des objectifs de mobilisation des ressources énergétiques locales pour la production d'énergie renouvelable située et pour le stockage (thermique, géothermique, hydroélectrique...).
- **imposer le raccordement des bâtiments** à un réseau : la mise en œuvre d'une planification spatiale locale dans des conditions économiques pour les réseaux (*a fortiori* dans une période de réduction des consommations) suppose de ne pas multiplier des infrastructures parallèles et de mieux utiliser les infrastructures existantes (y compris celles liées à des activités industrielles). Cela peut prendre des formes différentes : interdiction de développement d'un réseau parallèle (par exemple gaz ou chaleur, mais pas les deux), obligation de raccordement lors de la construction ou de grosse rénovation avec un prix uniforme d'abonnement sur le territoire ou, au contraire, prix négociable pour que le réseau soit plus compétitif s'il n'y a pas d'obligation de raccordement... formes que ne manquent pas de contester les habitants, les opérateurs d'énergie et les opérateurs de construction. L'obligation de raccordement à un réseau est conditionnée à une transparence des coûts de la distribution pour les citoyens.



- **accéder aux données énergétiques de consommation et de production sur leur territoire** : préalable quasi-incontournable à la planification énergétique intercommunale, les concessionnaires de la distribution d'énergie ont l'obligation de remettre en temps réel les données de production et de consommation à l'intercommunalité. Sa qualité dépendra de la complétude des vecteurs et du niveau d'agrégation spatiale et temporelle des données (par exemple bâtiment par bâtiment ou par îlot dans le cas de maisons individuelles), notamment dans une finalité de gestion des intermittences. La question de l'accès des données à des tiers se pose aussi : les citoyens dans une perspective de débat politique et de participation, les entreprises (numériques, énergétiques...) pour offrir de nouveaux services ou assurer plus efficacement leur prestation auprès des décideurs (maîtres d'ouvrage, collectivités, gestionnaires...).
- **différencier les modalités de la concession et le concessionnaire selon les zones du territoire** : en complément des mesures ci-dessus, l'intercommunalité peut confier la concession de la distribution (électricité, gaz et/ou chaleur) à des concessionnaires différents selon les zones de son territoire. Le cahier des charges de concession peut ainsi différer : uniques ou multiples vecteurs énergétiques, durée de la concession selon les projets d'infrastructures et d'équipement énergétiques sur la zone, modalités de rémunération... Ainsi, les intercommunalités peuvent déroger au principe de dissociation des fonctions de distribution et de fourniture, un principe fondateur du marché européen de l'électricité et du gaz depuis la fin du xx^e siècle.

L'ensemble de ces dispositions se traduit par une importante différenciation territoriale, pas seulement selon le potentiel de ressources énergétiques localisées ou à la typologie des formes urbaines (densité notamment), mais aussi selon les orientations et la volonté politique notamment la capacité de l'Intercommunalité à imposer des choix urbains et énergétiques aux communes et aux concessionnaires d'énergie. Pour réduire les inégalités territoriales (dont la définition a sensiblement évolué au cours du processus continu de décentralisation politique de l'énergie), des mécanismes nationaux de péréquation interterritoriale ont été renforcés (taxe à la consommation finançant le réseau national de transport d'électricité et de gaz et compensant les disparités de distribution dues à la densité ou au pouvoir d'achat des habitants...) ou mis en place (encadrement des prix d'abonnement au réseau et de consommation unitaire, minimum de puissance garantie – sauf *black out* complet – selon la taille du logement...). En revanche, les disparités d'accès aux ressources énergétiques ne font pas l'objet de péréquations interterritoriales puisqu'il s'agit d'encourager chaque territoire à mobiliser l'activation de ses ressources spécifiques.

Scénario C – État prescripteur

Face aux phénomènes climatiques toujours plus visibles et à l'urgence de mener une politique énergétique rigoureuse, les États reprennent la main sur la prise de décision locale et imposent leur niveau de conception des réseaux et infrastructures nécessaires (grands parcs éoliens *off-shore*, grandes centrales solaires ou hydrauliques, nucléaire...), ainsi que les objectifs d'efficacité à atteindre à différentes échelles. Faisant de la transition énergétique une priorité autant écologique qu'industrielle, l'État mise sur la production énergétique à partir de plateformes éoliennes ou solaires installées sur le territoire et irriguant le réseau national. Plus loin, le territoire national est lui-même alimenté par la production d'énergie électrique à partir de champs éoliens et solaires éloignés (par exemple à partir de vastes étendues de panneaux photovoltaïques ou de grandes centrales solaires à concentration au Sahara) (figure 7).

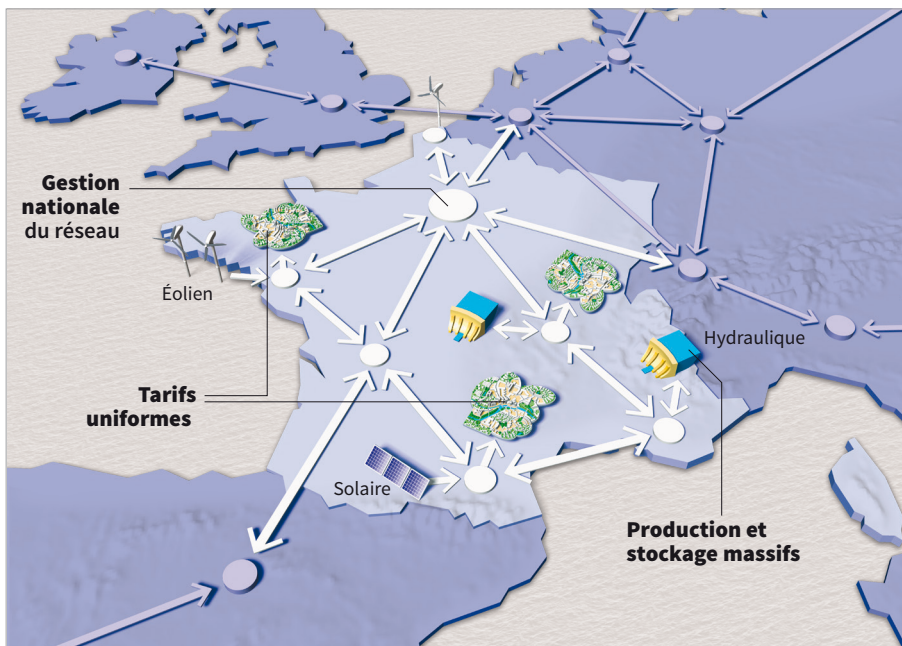


Figure 7 - Scénario État prescripteur - Échelle Pays <nexus-energy.fr>

En ce qui concerne l'énergie thermique, des normes ambitieuses sont établies au niveau national et européen mais doivent être mises en œuvre par les acteurs publics ou privés à l'échelle locale. Pour parvenir aux objectifs établis, les services de l'État font reposer la mise en œuvre des politiques publiques sur des



prescriptions techniques cadrées donnant lieu à des aides financières conditionnées. Ces prescriptions s'appliquent tant à la réhabilitation des bâtiments qu'à leur édification, mais aussi aux systèmes de production de confort thermique, selon des standards techniques établis. L'État édicte également des dispositifs réglementaires incitatifs (type bonus-malus énergétique : au-delà d'une certaine quantité consommée de kwh/personne/an dans un foyer, le tarif augmente rapidement). Cette démarche prescriptive tient relativement peu compte des diversités territoriales (normes plutôt homogènes qu'il s'agisse de tissu urbain dense ou d'espace rural, même si quelques différences peuvent être établies) et constitue en cela une orientation politique en rupture avec les évolutions actuelles.

L'État a également participé à la diffusion de la voiture électrique et aux bornes de recharge. Ces véhicules participent à la stabilité des réseaux, agissent comme stockage d'énergie et imposent la présence de piles à hydrogène sur les toits des nouveaux bâtiments.

Dans certains cas, surtout pour la rénovation et les bâtiments « précaires », l'État se substitue aux collectivités territoriales pour la maîtrise d'ouvrage. Il s'agit d'un investissement particulier de la part des pouvoirs publics centraux pour des projets considérés comme phares et de grande envergure (Hôpitaux, bâtiments administratifs, universités...). Dans ces cas-là, l'État établit d'importants contrats de Partenariats Public-Privé afin de faire gérer ces infrastructures, tout en conservant le contrôle des territoires urbains considérés comme stratégiques ou emblématiques. La logique poursuivie est celle de l'attractivité vis-à-vis des investissements privés et/ou de touristes potentiels. Ces ensembles de bâtiments sont suffisamment larges pour justifier l'emploi de technologies à forte intensité capitaliste, mais l'État veille à ce qu'ils ne se développent pas de façon séparée au reste de la ville, ceci afin de profiter du foisonnement et des mutualisations de consommations asynchrones. Il impose donc des procédures de prise en compte des réseaux et bâtiments existants à ces nouveaux projets.

Le rôle moteur de l'État

Ce scénario apparaît presque comme un retour à des pratiques courantes en France avant le démarrage du grand chantier de la décentralisation. En ce sens, il apparaît comme peu probable dans de nombreux autres pays en Europe (Italie, Allemagne, Danemark...). Néanmoins, faute de moyens, l'État ne joue plus le rôle de financeur. Son action repose sur sa capacité à imposer des contraintes et des objectifs aux acteurs privés à même de mobiliser eux-mêmes le capital afin de produire des infrastructures et des équipements énergétiques. Cela



concerne d'une part les grandes entreprises, et d'autre part, les ménages et petites entreprises consommateur/producteur d'énergie.

Concernant les grandes entreprises, on retrouve ici certains des acteurs dominants du scénario A (énergéticiens, producteurs de *smart cities*, gestionnaires de *big data*, entreprises du bâtiment...) mais dans un rôle assez différent [acteurs demandeurs selon le schéma de S. Brulot (2009)]. En effet la décision quant au type d'investissement à mettre en œuvre ou à la définition d'objectifs *a minima* ambitieux, ne dépendrait pas de ces entreprises, mais resterait du ressort des services de l'État. L'action publique centralisée passe beaucoup par de la réglementation et des normes. Cela dit, on peut aisément comprendre que s'instaurerait un dialogue entre ces services et les grandes entreprises concernées, quant au type de dispositifs techniques et organisationnels à privilégier, voire des jeux d'influence différents de ce que l'on pourrait observer dans d'autres scénarios. Dans ce scénario, en effet, l'État étant moteur et décisionnaire (c'est un véritable acteur pivot), le jeu des négociations sur les solutions technico-organisationnelles à adopter se déplace du niveau local vers l'arène nationale, en amont de l'action législative qui régule ces aspects. C'est là une différence de taille avec les autres scénarios. Cela favorise indéniablement l'adoption de solutions énergétiques reproductibles, indépendamment de considérations contextuelles si ce n'est à la marge. En d'autres termes, l'État entend maîtriser le type de nœuds socio-énergétiques qu'il convient de développer afin d'assurer une cohésion énergétique nationale efficace.

Bien que puissant, l'État ne peut tout faire tout seul. L'insuffisance de moyens financiers l'entraîne à développer des Partenariats-Publics-Privés. Ainsi, l'effort d'investissement est pris en charge par des acteurs puissants financièrement, qui se rémunèrent sur les projets ambitieux que l'État entend choisir et encourager. Dans ce scénario cependant, relativement en décalage avec ce qui est observable aujourd'hui, l'État entend maintenir le contrôle du choix des solutions techniques mises en œuvre. Il le fait par la réglementation (bien que, comme cela a été indiqué précédemment, les grandes entreprises fassent nécessairement acte de *lobby* à ce stade) et/ou en s'immisçant au processus de décision technique par l'intermédiaire de ses services (cette option étant moins crédible dans un contexte financier peu favorable à l'État).

Concernant les ménages et les petites entreprises consommant (et parfois produisant) de l'énergie, l'État utilise des dispositions réglementaires liées à l'acte de construire et au raccordement au réseau et recourt à des dispositions fiscales : impôt sur le revenu, sur les sociétés, taux minoré de TVA... Sa très forte



capacité à prescrire est alors associée au bâtiment et au logement (ou ménage), ainsi qu'à l'établissement (au sens d'une entreprise ou d'une administration) ou d'un sous-ensemble localisé en un même lieu et abonné à un réseau.

Un postulat fort de ce scénario est celui d'un État soucieux également des enjeux sociaux liés à la question énergétique. En ce sens il paraît crédible que la péréquation des tarifs soit maintenue. Nous avons un État élaborant des cahiers des charges avec des clauses visant la neutralité énergétique et carbone, un niveau minimal d'accès à l'énergie pour les usagers (lutte contre la précarité énergétique et pour l'équité énergétique), mais également des normes de sécurité strictes. Une variante pourrait consister à envisager un État interventionniste sur les seuls aspects environnementaux et énergétiques. Nous basculerions alors nous semble-t-il vers ce qui est parfois identifié comme un « écofascisme » (Dupuy, 2004), avec un État fort essentiellement soucieux des équilibres planétaires globaux au détriment de considérations sociales. Mais cette évolution nous paraît peu crédible, en ce qu'un régime autoritaire fondé sur un leitmotiv écologique pur serait peu stable s'il ne repose pas également sur un minimum d'équité sociale. En d'autres termes, même un régime autoritaire fort légitimant son action sur des impératifs écologiques indépensables a besoin d'un soutien populaire et l'alimenter par des mesures plus sociales.

De fait, l'État a un rôle important dans la protection sociale et la lutte contre la précarité énergétique, ce qui accroît l'acceptabilité des innovations en matière d'énergie (notamment différentes formes de stockage et les *smart grids*). En ce sens, il impose également des normes de sobriété énergétique⁴.

L'État devrait également continuer de maîtriser de nombreux aspects qu'il maîtrise aujourd'hui et qui constituent des leviers fondamentaux face aux changements nécessaires. Outre la réglementation, que nous supposons forte dans chaque scénario, du moins en ce qui concerne les objectifs à atteindre, dans ce scénario l'État est également moteur quant aux orientations de la Recherche et Développement, pour mettre en place des actions de sensibilisation sur les questions de bonnes pratiques énergétiques, mais aussi pour faire évoluer les cadres d'action légaux des acteurs de la construction (*figure 8*).

Dans ce scénario, l'État est en particulier attendu en matière de renforcement des exigences de stockage et de *smart building* (permettant les effacements)

4 Voir sur cette question : Marie-Christine Zélem (2013), *Débats national sur la transition énergétique : Enjeux et réalités de la sobriété. Une simple question de sémantique ?*



dans la réglementation de construction afin d'assurer la stabilité du système énergétique national dans son ensemble. Par ailleurs, l'État homogénéise les dispositifs et en assure la cohérence au niveau national. Les *smart grids* sont encadrés par la loi, notamment en ce qui concerne la sécurité, l'anonymat des données privées, les prix, la durée des effacements et leurs cadencements et impacts sur la qualité de vie. L'État restreint la collecte d'information au strict secteur de l'énergie. Dans un contexte de péréquation tarifaire orchestrée par l'État, les distributeurs d'énergie proposent néanmoins des offres variables, afin notamment d'inciter à des efforts en termes de moindre consommation énergétique, voire de moindre consommation lors des périodes de pointe. Cette variabilité des offres tarifaires est néanmoins plus faible que dans le scénario A. Ainsi pour les offres associées aux *smart grids*, pour lesquelles la variabilité est réduite et encadrée par des minimums obligatoires. Toutes les offres, même basiques, offrent des dérogations aux effacements, moyennant des surcoûts que l'État prend en charge en ce qui concerne les habitats peu efficaces occupés par des ménages modestes, tandis que des températures de confort en été et en hiver sont assurées. Une partie des revenus issus des effacements est reversée pour l'amélioration thermique des bâtiments existants.

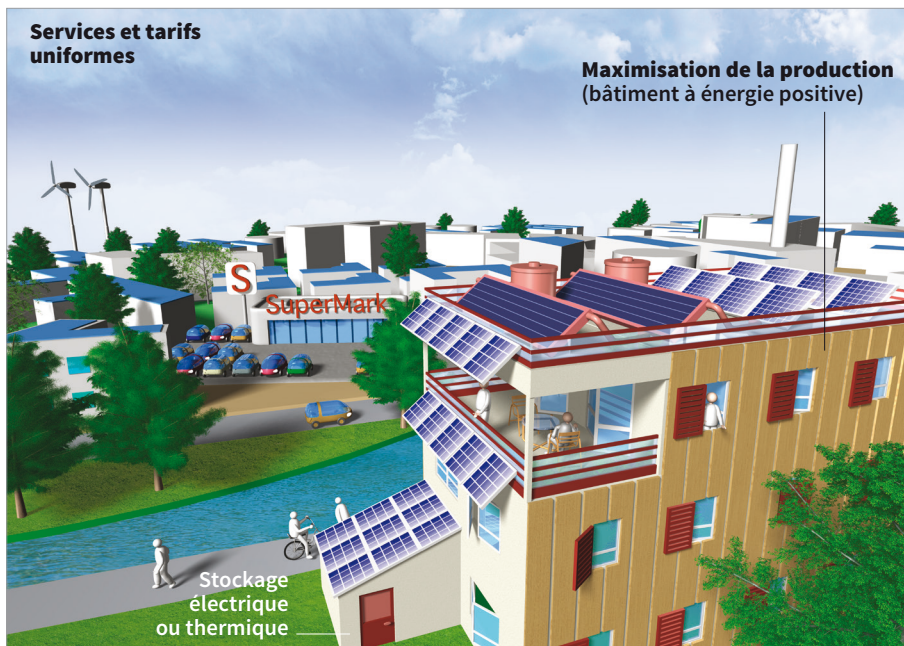


Figure 8 - Scénario État prescripteur - Échelle Bâtiment <nexus-energy.fr>



Quels enjeux au niveau local ?

L'État est donc en position motrice dans ce scénario, y compris au niveau local. Les collectivités territoriales n'ont que peu d'autonomie et apparaissent au mieux comme des relais du pouvoir central. L'État agit par le biais d'un réseau d'acteurs qu'il a mis en place et qu'il contrôle, qu'il s'agisse traditionnellement de services déconcentrés de l'État ou de services délocalisés d'agences publiques. Les agences de l'énergie, qu'il s'agisse de l'Agence de l'environnement et de la maîtrise de l'énergie (ADEME) ou d'une Agence locale de l'énergie (ALE), ont un rôle clé en ce qui concerne la gestion de l'énergie au niveau des territoires. Les mécanismes de sensibilisation et formation des usagers à la gestion énergétique sont renforcés sur une base peu contextualisée. Ces relais opérationnels de l'État assurent la fonction de planification et de coordination du développement des réseaux énergétiques à l'échelle locale. Il s'agit notamment de maintenir une certaine cohérence entre les évolutions qui s'opèrent à l'échelle des territoires, afin d'assurer une cohésion nationale et un équilibre global entre offre et demande, notamment dans le secteur électrique. En ce sens, la production décentralisée de l'énergie est stimulée non pas pour favoriser l'autoconsommation, mais pour exploiter au mieux le potentiel productif au service du pays, tout en veillant à maintenir la fiabilité de l'alimentation. Les objectifs de Territoires à énergie positive (TEPOS) sont toujours en vigueur, et s'appliquent à des territoires déterminés par l'administration centrale, mais l'équilibre recherché entre offre et demande n'est pas un équilibre de tout instant. Ce que l'on vise, dans le secteur électrique, est plutôt un équilibre de chaque territoire moyenné sur l'année, afin d'assurer l'équilibre global au sein d'un réseau centralisé. L'État doit cependant assurer également la production d'électricité lors des périodes de pics de consommation journaliers et saisonniers. Certains territoires, essentiellement ruraux, sont identifiés par l'État en tant que réservoirs de production pour ces pics et sont équipés en capacité de production électrique afin de pallier cette nécessité. Pour les besoins en chaleur, les exigences réglementaires définies au niveau national se traduisent par une autonomie forte même à l'échelle territoriale, mais moins stricte que dans le scénario B ou D, du fait de la capacité de l'État à mobiliser des ressources importées pour compenser des situations rendant objectivement difficile l'indépendance énergétique (on pense par exemple au Grand Paris) (*figure 9*).

L'État contribue à identifier les besoins énergétiques et les ressources disponibles localement, mais s'assure que la concurrence entre les territoires pour l'accès aux ressources reste limitée et que les réseaux énergétiques continuent à assurer des fonctions de répartition des flux (en cas d'excédent) et de secours (en cas



de déficit). Bien que l'on puisse supposer une volonté affirmée d'exploiter les ressources énergétiques locales, celles-ci ne sont pas systématiquement privilégiées. L'important est de permettre un équilibrage sur le territoire national. L'État n'exclut par ailleurs pas que la production locale d'électricité puisse être vendue à des consommateurs locaux pour minimiser les flux d'énergie ascendants sur les réseaux, mais la revente d'électricité en local doit également permettre de rémunérer les fonctions d'échange et de secours assurées par le réseau national, donc le maintien de capacité de production et de transport/distribution. Les kWh produits et consommés localement doivent aussi y contribuer.

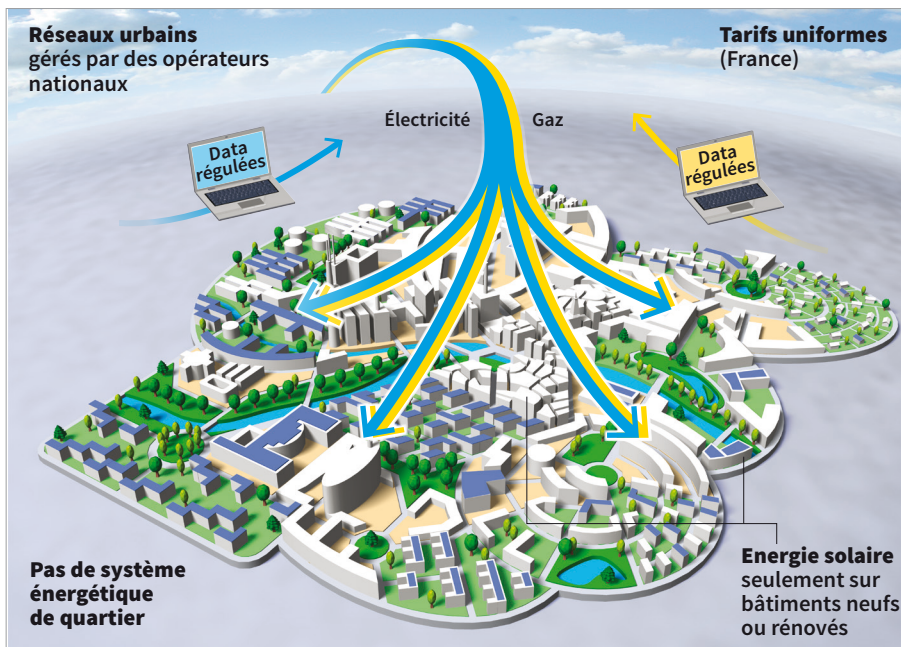


Figure 9 - Scénario État prescripteur - Échelle Ville <nexus-energy.fr>

À partir de l'exercice prospectif PAT-Miroir, l'on voit que ce rôle fort de l'État, y compris au niveau local, n'est pas sans poser question. Les entreprises sont réticentes à l'idée que l'État s'immisce dans leurs affaires et réclame que lui soient communiquées les données collectées auprès des consommateurs d'énergie. Les représentants des habitants ont quant à eux exprimé la crainte que l'accroissement de la contrainte réglementaire ne pèse sur le coût de la construction. Mais surtout, plusieurs des acteurs impliqués (habitants, collectivités locales) dans l'exercice craignent que l'État ne tienne pas compte de la diversité des configurations locales et micro-locales, mais également que la péréquation territoriale appliquée soit incohérente au regard de la réalité d'un territoire.



Face à ces craintes on peut néanmoins indiquer qu'avec ce rôle moteur, l'État veille à ce que les offres ne soient pas trop discriminantes entre les groupes de populations et entre les territoires riches et pauvres. De plus, il capitalise sur les données énergétiques fournies pour mieux gérer les réseaux, améliorer leur stabilité et réduire davantage les émissions de gaz à effet de serre produits durant les pointes de consommation. Les *smart grids* offrent des données pour développer une stratégie nationale énergétique plus fine. Compte tenu de la faiblesse des capacités de stockage non centralisées (celles situées en zone urbaine auprès des consommateurs et partout auprès des producteurs), le réseau de transport national et européen est fréquemment et fortement sollicité. Le surplus, lorsqu'il y en a, est injecté dans le réseau électrique européen. Inversement, le déficit nécessite de recourir fréquemment et substantiellement à des moyens de production extranationaux.

Ce faisant, l'équilibre financier de l'opérateur national dominant se retrouve menacé par les fluctuations du prix de marché européen de l'électricité, ces fluctuations étant amplifiées par le basculement massif de plusieurs pays européens vers les énergies renouvelables. Alors que les prix sont très bas lorsque les éoliennes et le photovoltaïque produisent massivement, l'opérateur national dominant peine à rentabiliser les grands équipements de production d'électricité (centrale thermique nucléaire) : il perd des parts de marché au profit des fournisseurs d'électricité concurrents qui proposent des contrats avec variation temporelle des prix. La capacité de l'opérateur national historique à nouer des alliances à long terme avec de grands opérateurs étrangers s'amenuise avec la multiplication des producteurs et agrégateurs d'énergie dans les pays voisins. La viabilité de ce scénario suppose donc une forme de reprise en main du marché de l'électricité par les États et une limitation de la concurrence intra et internationale.

En alternative et pour atténuer cette dépendance au marché européen, l'État peut être tenté de construire des réservoirs massifs d'eau servant au stockage de l'électricité, afin de compléter la capacité de réservoirs hydroélectriques équipés de stations de pompage. Ce déploiement paraît néanmoins peu probable, car il suscite des conflits d'usage tant avec les fonctions locales et touristiques des espaces naturels qu'avec les usages agricoles et urbains de l'eau. Ces tensions sont d'autant plus probables que la dégradation du régime hydrique induite par le changement climatique risque d'accroître et d'intensifier les périodes d'étiages du fait du recul de l'enneigement et de l'allongement des périodes sèches. En été, l'augmentation de la température moyenne de l'eau, couplée à la diminution du débit, a un effet négatif sur la production de l'électricité nucléaire, avec une demande élevée pour la climatisation lors de périodes de chaleur (le dernier



rapport du Groupe d'experts intergouvernemental sur l'évolution du climat [GIEC] [2014] prévoit à cet égard que la consommation d'énergie en été devrait dépasser celle de l'hiver vers 2035).

En conséquence, l'État cherche à utiliser d'autres leviers en imposant le stockage, non à l'opérateur national gestionnaire du réseau d'électricité, mais aux producteurs d'électricité renouvelable et aux consommateurs comme nous le verrons plus bas.

Tarification, taxation et données

La question de la fiscalité mérite dans ce scénario que l'on s'y attarde. Deux aspects doivent en effet être traités de façon plus détaillée. Une première question est en lien avec la péréquation tarifaire. Rappelons que les petits consommateurs (ménages et petites entreprises) peuvent encore bénéficier d'un tarif réglementé pour l'électricité et le gaz, uniforme sur le territoire national. À côté de cette possibilité offerte aux petits consommateurs, les opérateurs peuvent proposer dans ce cadre des tarifs variables dans le temps sur des plages définies à l'avance (et uniformes sur tout le territoire). Dans ce scénario, avons-nous indiqué, l'État se veut garant d'équité sociale et entre les territoires. Nous sommes cependant confrontés, et la question est loin d'être nouvelle, au problème des incitations à des comportements davantage en phase avec la réalité sur le terrain des coûts de production et de distribution de l'énergie (Zelem, 2010). La répercussion vers les consommateurs des variations temporelles du prix instantané de l'électricité pourrait concourir à l'équilibre financier des grands producteurs nationaux et inciter économiquement les consommateurs à la maîtrise de la demande et au stockage de l'énergie. Si ces derniers nécessitent un investissement, les ménages les plus modestes et *a fortiori* les locataires pourraient avoir des difficultés à le financer. Ainsi, l'utilisation uniforme sur le territoire national de signaux prix a une efficacité limitée sur la part du parc de logements la plus modeste et engendre des inégalités sociale et territoriale. Il est donc probable que la variation temporelle des tarifs réglementés soit de faible ampleur et, par conséquent, pas en mesure de développer massivement le stockage décentralisé au plus près du consommateur. La dépendance nationale au marché européen de l'électricité – évoquée précédemment – pourrait être forte.

Très importante aussi est la question de la taxation de l'autoconsommation. L'autoconsommation existe déjà pour l'énergie solaire thermique, elle progresse pour l'électricité avec la baisse du tarif de rachat et *a fortiori* sa modulation. Question classique dans tout secteur dépendant d'un réseau technique coûteux, l'entretien



du réseau est d'autant moins lourd pour ses utilisateurs que ceux-ci sont nombreux et qu'ils y ont recours intensément. Les pertes de recettes afférentes peuvent inquiéter non seulement les distributeurs/fournisseurs d'énergie mais aussi l'État. On peut imaginer plusieurs modalités/conditions de verrouillage permettant de faire face à ce risque : obligation de passage de l'autoproduction par un compteur scellé, réservation de l'usage photovoltaïque d'une toiture de bâtiment à la copropriété et non à un copropriétaire, interdiction de revente d'énergie à des tiers autres que le fournisseur... plus ou moins difficiles à contourner.

Comme dans chacun des scénarios, la maîtrise des données sur la consommation des usagers, tant quantitatives que qualitatives (plages horaires par exemple), constitue une question de poids. De cette maîtrise dépend le pouvoir d'un acteur d'imposer ses conditions. Garant de la vie privée, l'État définit les protocoles de collecte et archivage des données. Il est également en mesure de définir les modalités de transmission des données aux abonnés et aux collectivités concédantes. Il est tenté de le faire en préservant la position dominante de l'opérateur électrique national (*cf.* controverses sur le compteur Linky) vis-à-vis des concurrents. Les données sont fournies au consommateur sous un format difficilement exploitable par un fournisseur concurrent. La large agrégation des données transmises à la collectivité (autorité concédante du réseau de distribution) ne permet pas à cette dernière d'optimiser et de programmer les investissements et, par conséquent, de définir efficacement et de mettre en œuvre une politique énergétique locale.

Production décentralisée et stockage de l'énergie

Nous l'avons indiqué plus haut, dans ce scénario l'État exerce son pouvoir afin que se développent suffisamment d'infrastructures de stockage et que l'accroissement de la production d'énergie décentralisée (notamment pour l'électricité) ne se traduise pas par une forte instabilité du réseau et une incapacité de ou des opérateurs à faire face à la demande. Si la question du stockage est moins tendue pour la chaleur (capacité de stocker de la biomasse par exemple), il en est tout autrement pour l'électricité dont il nous faut rappeler qu'elle devrait représenter un pourcentage plus important de la consommation globale d'énergie. Plusieurs facteurs contribuent à cette évolution qui permet de plus en plus de penser énergie et électricité comme des quasi-synonymes : extension de l'usage de l'électricité dans le quotidien ; besoins accrus de fraîcheur dans les décennies à venir en raison du réchauffement climatique ; efforts importants d'isolation des bâtiments (ce qui réduit les besoins en énergie thermique) ; développement du transport électrique. Dans ce scénario, cela se traduit par le développement de



stockage thermique, que ce soit également pour le résidu d'applications thermiques en vigueur ou pour des applications couplées au réseau électrique. Ainsi, l'État rend obligatoire, pour toute installation de production d'énergie, des installations permettant un potentiel de stockage important, afin notamment d'éviter des pointes d'injection ou de soutirage d'énergie. Le critère initial est d'assurer un certain nombre de jours d'autonomie dans le domaine thermique. Dans le domaine électrique, il s'agit surtout de s'assurer de l'absence de rupture dans la distribution, phénomène craint du fait de l'inévitable intermittence des énergies renouvelables. Un système de production à partir d'énergies renouvelables doit donc se doter d'un système de stockage entre deux épisodes productifs.

Cela n'est pas sans conséquence sur les options technologiques effectivement déployées. Ainsi, cette disposition rend compétitives les centrales solaires à concentration, une technologie offrant la possibilité de stocker les apports de la journée pour produire de l'électricité la nuit ou les jours suivants. Le solaire photovoltaïque et l'éolien se développent surtout là où il est possible de stocker leur production d'électricité sous la forme gravitaire (les zones au relief accentué ou à proximité d'anciens châteaux d'eau) ou pneumatique (utilisation d'anciennes mines ou de réservoirs naturels). On remarquera que, du fait du très faible rendement de conversion dans le sens chaleur vers électricité, le stockage sous forme thermique ne présente une rentabilité économique que s'il est effectué en anticipation d'une consommation de chaleur ou de froid, c'est-à-dire à proximité d'un lieu de consommation, d'une ville ou d'une industrie. Des dispositifs de type *smart grid* permettent au gestionnaire de réseau de contrôler le niveau du stockage associé aux centres de production d'énergie intermittente ; un dispositif de prise de contrôle du réservoir et d'injection dans le réseau est prévu dans des situations critiques, c'est-à-dire de risque étendu de *black out* du réseau électrique. Le volume minimal exigé d'énergie stockée disponible n'est pas constant. Il est variable dans le temps et résulte d'un modèle de calcul à l'échelle nationale tenant compte des besoins estimés et des prévisions météorologiques.

Ceci dit, pour éviter cette dépendance du développement des énergies renouvelables à des espaces géographiques spécifiques, les services de l'État autorisent des projets de production d'électricité intermittente couplés à des dispositifs de stockage localisés ailleurs, sous réserve que les deux actifs soient maintenus dans la même société. L'État a envisagé que l'obligation de disposer de capacité de stockage équivalent à plusieurs jours de production d'Énergies renouvelables (EnR) soit définie à l'échelle de la société productrice d'électricité intermittente et puisse intégrer des dispositifs de stockage anciens, mais il y a renoncé car cette disposition avantagerait par trop les opérateurs disposant de réservoirs hydroélectriques.



L'obligation de stockage associée à la production ayant entraîné assez rapidement une réduction de la puissance solaire et éolienne installée annuellement, l'État a été conduit à réduire ses exigences en termes de stockage à un volume correspondant à quelques heures de production (ce qui permet déjà de traiter la pointe de la charge journalière). Il s'appuie ainsi sur un autre dispositif : imposer le stockage thermique au consommateur ; celui-ci est tenu d'équiper son logement d'un ballon susceptible de stocker de la chaleur en hiver et du froid en été, de façon à couvrir une durée minimale de chauffage et de rafraîchissement. Adossé à une tarification de type Effacement jour de pointe (EJP) de faible amplitude (pour des raisons d'équité sociale), ce dispositif de sur-stockage peine à être rentabilisé, des subventions publiques sont nécessaires pour les ménages modestes. L'obligation de stockage à la consommation n'est étendue que très progressivement : d'abord liée à l'autorisation de construire, puis associée à des aides à la rénovation énergétique, et enfin, liée au simple raccordement au réseau électrique.

Les régulations

Le scénario « État prescripteur » s'appuie essentiellement sur des dispositions réglementaires et des procédures fixées par l'État à l'égard des acteurs privés. Dans ce scénario, l'État ne s'appuie pas sur les collectivités locales, acteur beaucoup plus marginal donc que dans les autres scénarios. Les démarches de type Plan Climat Énergie Territorial peuvent encore exister, mais ont peu d'effet sur les acteurs de l'énergie et de la construction. L'État conserve seul ou presque son pouvoir de prescription en matière d'immobilier et dans les secteurs de l'énergie (électricité, gaz mais aussi chaleur).

L'État choisit ainsi de :

- ***imposer de produire plus que ce qui est consommé, ainsi qu'une durée de stockage dans les bâtiments neufs*** : au-delà de ce qui était prévu par la loi Grenelle 2 (limitée au principe de solde annuel positif – Bâtiment à énergie positive [BEPOS]), le ratio exigé production/consommation varie selon le nombre d'étages de l'immeuble et la durée d'ensoleillement (elle-même variable selon la localisation sur le territoire national). À partir de 2025, cette exigence est accompagnée par l'obligation d'installer une capacité de stockage thermique correspondant à quelques jours de consommation ;
- ***conditionner l'aide à la rénovation énergétique des bâtiments à la mise en place d'un stockage*** : le financement massif de la rénovation énergétique des bâtiments ayant fragilisé l'exploitation des réseaux de distribution, l'État a décidé de conditionner son financement public (prêt à taux réduit, subvention,



déduction fiscale...) à l'installation de dispositifs de stockage d'énergie en anticipation de la consommation à l'échelle du logement ou du bâtiment (cas de chauffage collectif et d'isolation par l'extérieur) ;

- **définir une tarification de l'électricité uniforme sur le territoire national et modérément variable dans le temps**, de façon à encourager l'effacement aux heures de pointe et permettre une rentabilité moyenne des dispositifs de stockage par anticipation de la consommation ;
- **instaurer un comptage intelligent obligatoire de l'électricité produite** (et de la chaleur produite dans le cas de raccordement à un réseau de chaleur public) **et une taxe à l'autoconsommation** : les dispositions précédentes pouvant conduire à augmenter sensiblement l'autoconsommation (les moyens de stockage étant utilisés pour accroître la part de l'autoproduction dans la consommation), l'État permet aux distributeurs d'énergie de surveiller étroitement les consommateurs/producteurs et de veiller à ce qu'ils contribuent au financement de l'exploitation des réseaux électriques (actuelle fonction du Tarif d'utilisation des réseaux publics d'électricité [TURPE]) et aux efforts de solidarité et de déploiement national des énergies renouvelables (actuelles fonctions de la Contribution au service public de l'électricité [CSPE]) en échange de la garantie d'alimentation électrique ;
- **imposer la constitution d'un stockage d'énergie aux producteurs d'électricité** : en amont de la conversion (exemple de la biomasse et du gaz) ou en aval (dans le cas de ressources intermittentes), tout producteur d'électricité doit prouver qu'il a les moyens d'injecter pendant quelques heures à quelques jours (cela dépend de la proportion de sources intermittentes mobilisées par le système) une part substantielle de la puissance nominale raccordée au réseau électrique en cas de suspension de la ressource (vent, soleil...), de son approvisionnement (coupure d'alimentation de gaz ou de combustible), ou de dysfonctionnement d'une de ces installations ;
- **restreindre les mécanismes européens de marché d'électricité pour protéger la production en France** : le coût quasiment constant de l'électricité nucléaire conduit les fournisseurs à s'approvisionner auprès de producteurs étrangers au cours des périodes, de plus en plus nombreuses, d'abondance électrique en Europe (solaire et éolien fonctionnant à plein). Gardant la haute main sur la politique énergétique française, l'État se trouve sous pression : pris en ciseau entre les intérêts de l'entreprise nationale d'électricité et ceux des consommateurs-citoyens.



En résumé, on voit donc émerger, avec ce scénario, une évolution marquée envers une intervention prédominante de l'État dans le domaine des choix techniques. Cela se traduit de plusieurs façons :

- une orientation de la recherche et du développement privilégiant l'émergence ou la consolidation de nœuds socio-énergétiques relativement standardisés et aisément reproductibles indépendamment du contexte géographique ;
- une imposition de dispositifs techniques permettant d'éviter à chaque instant des ruptures de service ;
- une taxation sur l'autoproduction permettant de financer un réseau national bien maillé ;
- une tarification favorable à l'accès de chacun à un service énergétique de qualité.

Scénario D – Acteurs coopératifs

Les initiatives citoyennes et privées se sont multipliées. Dans la partie la plus dense de la ville, nombre d'immeubles ou de groupes de bâtiments sont gérés en coopérative. On en trouve également dans les parties moins denses, mais la forme dominante de ces zones semi-urbaines ou proches du rural demeure la propriété privée, avec la multiplication de projets d'auto-construction, selon un modèle de développement favorisant une large autonomie énergétique, alimentaire et en eau.

À l'échelle des zones les plus denses, les habitants ne sont pas propriétaires d'un logement mais de parts sociales dans une coopérative. Si la forme traditionnelle de copropriété existe encore, elle ne constitue plus une forme de gouvernance adaptée à la complexité des enjeux de gestion des fonctionnalités nécessaires à des logements, et singulièrement la fonction énergétique. Les coopératives s'imposent donc progressivement comme la forme dominante de gestion de l'habitat, mais nous n'excluons pas que ce qui est décrit ici puisse encore concerner des formes plus traditionnelles de copropriétés, capables de prendre en charge, avec l'aide de syndicats professionnels, l'ensemble des questions de coordination et de mise en œuvre opérationnelle qui se posent.

Revenons au modèle coopératif. Toutes les fonctions produites sont gérées collectivement, avec pour certaines le souci de développer un vivre ensemble compatible avec les enjeux sociaux et écologiques partagés par ceux qui adhèrent. Dans ce cas, les logements sont privatifs, conçus afin de préserver l'intimité de chacun, mais les espaces communs ont une fonction de rencontre, de vivre



ensemble, permettant aux enfants de s'y retrouver et de jouer ensemble, mais également aux adultes de socialiser. Une cuisine collective est parfois disponible. Les lave-linge sont collectifs, afin d'en optimiser l'usage et de rendre plus efficace la récupération de chaleur sur les eaux grises. Le niveau de confort dépend de deux facteurs : le degré de motivation des initiateurs de chaque coopérative et le prix de chaque part dans la coopérative. Les coopératives les plus collectivistes sont soit celles qui regroupent les citoyens les plus en rupture avec le modèle individualiste, soit les citoyens les moins fortunés, soit une combinaison des deux. Lorsque les bâtiments ont été entièrement conçus par la coopérative, les espaces communs sont mieux développés et les bâtiments visent davantage l'autonomie en matière de fluides. Si dans de nombreux cas les bâtiments visent leur autonomie totale, certaines coopératives regroupant plusieurs bâtiments mutualisent les équipements et procèdent à des échanges de flux à cette échelle. Selon le niveau de motivation écologique et le niveau de pouvoir d'achat, la mobilité favorise plus ou moins les transports collectifs. Mais même ceux qui ne souhaitent pas renoncer à l'automobile y ont souvent recours à travers l'auto-partage.

Les relations avec les pouvoirs politiques locaux ont trait à plusieurs aspects. Dans certains cas, les projets de coopérative ont bénéficié au départ d'une aide financière, afin d'aider les particuliers à disposer de fonds à investir. Dans certains quartiers étant parvenus à un haut degré d'autonomie, la présence des infrastructures gérées par la ville devient en partie superflue. Les tuyaux et autres gaines convoyant les fluides ne sont plus entretenues, voire démantelées faute d'usage, ce qui favorise une baisse des dépenses publiques. Là où la mobilité est assurée par les modes doux, le transport collectif, ou le recours à l'auto-partage, les infrastructures routières sont également redimensionnées, laissant davantage de place aux espaces végétalisés en dehors des principales artères de communication. Dans certains cas les plus avancés ou extrêmes, tout ceci aboutit à ce que certains îlots ne soient plus traversés par les réseaux urbains. Le lien avec le reste de la ville se fait en bordure d'îlot. Les groupes de bâtiments hébergeant les populations les plus fortunées développent également cette indépendance vis-à-vis des pouvoirs publics locaux, mais ne renoncent pas pour autant au confort de véhicules privés. L'espace interne à ces îlots demeure quadrillé par des chaussées, mais accessibles aux seuls occupants, selon le principe des *gated communities*. Les espaces communs (et *a fortiori* publics) y sont également moins développés. Certaines entreprises, les plus florissantes, adoptent ce même principe. Une grande entreprise développera son propre îlot (voire dans certains cas associera bureaux et logements pour ses employés), tandis que les petites et moyennes entreprises s'associeront afin de créer des ensembles urbains sur le même modèle (*figure 10*).

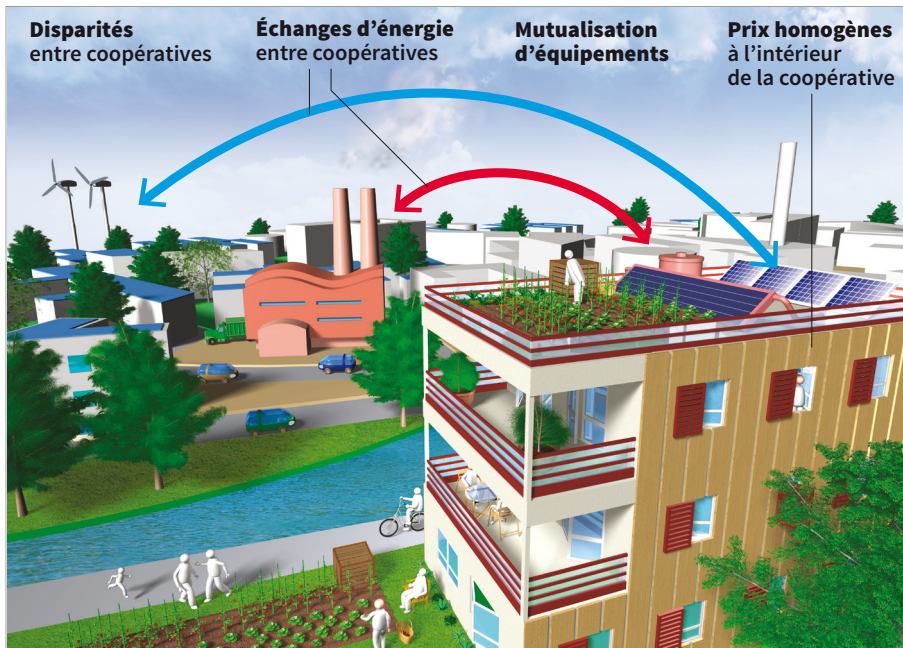


Figure 10 – Scénario acteurs coopératifs - Échelle Bâtiment <nexus-energy.fr>

Si la production d'énergie au niveau des bâtiments ou des groupes de bâtiments coopératifs conçus après 2020 permet d'assurer l'indépendance nominale vis-à-vis des infrastructures collectives, le problème du lissage de la courbe de consommation est aigu et nécessite des investissements conséquents dans le *smart grid*, le *smart building* et le stockage de la chaleur, mais surtout de l'électricité. Cela nécessite la fabrication de lieux de stockage pour l'eau (également pour d'autres besoins qu'énergétiques) et notamment des lieux de stockage partiellement enterrés et isolés afin de stocker l'eau chaude produite à l'aide de panneaux solaires thermiques. Cela implique également de stocker l'électricité en batterie ou par pile à combustible, ce qui n'est pas sans poser globalement des problèmes de disponibilité en ressources (platine, palladium et autres métaux précieux notamment), même si la piste des catalyseurs enzymatiques est de plus en plus sérieusement envisagée.

Une partie importante du bâti urbain n'est cependant pas apte à assurer une réelle autonomie locale. C'est le cas des zones les plus denses et a *fortiori* des secteurs de la ville patrimonialisés pour la valeur historique de leur bâti et de leur urbanisme. Dans ces zones urbaines les liens avec la collectivité locale demeurent plus importants. L'échelle de production et de stockage de l'énergie ne peut être pensée à l'échelle d'une coopérative, du moins à la même échelle

que dans les zones récemment construites. Les coopératives investissent alors, parfois avec l'aide financière des pouvoirs publics locaux, voire nationaux, dans des infrastructures de production énergétique situées là où il est possible de produire (parts dans des champs d'éoliennes, dans des champs de panneaux photovoltaïques, dans des usines hydroélectriques, des chaudières à biomasse et cogénération...). Les investissements sont importants, surtout en matière de stockage et d'acheminement de cette énergie. Les aides publiques demeurent importantes afin d'acheminer l'énergie jusqu'au bâti, mais l'échelle d'approvisionnement est essentiellement régionale (*figure 11*).

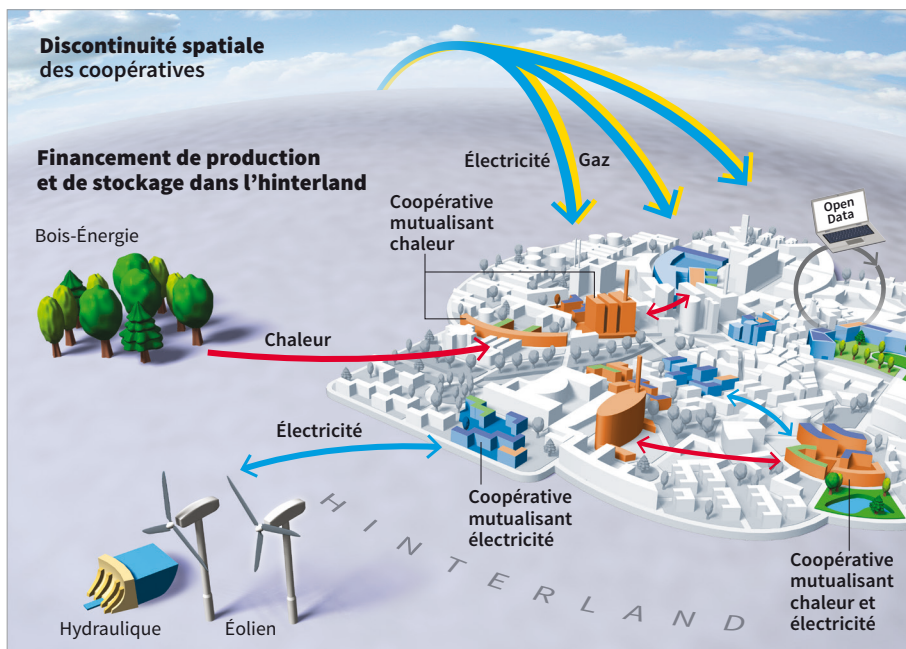


Figure 11 - Scénario Acteurs coopératifs - Échelle Ville <nexus-energy.fr>

Tout ceci aboutit à une situation où le degré de confort énergétique des populations dépend de plusieurs facteurs :

- le pouvoir d'achat des populations ;
- le fait qu'il s'agisse d'un bâtiment (d'un groupe de bâtiments) conçu après 2020 ou plus ancien ;
- la capacité d'investissement des coopératives, celle-ci dépendant à la fois du pouvoir d'achat de ses membres, de la lourdeur des infrastructures nécessaires (comme dans le cas du bâti en centre historique), de la capacité à obtenir des aides publiques ;



- du niveau de connaissance technique et énergétique des coopératives (ou du niveau de la capacité à mobiliser des partenaires disposant de cette connaissance) et de la capacité à s'organiser.

La principale tension politique est issue de cette inégalité face au confort thermique. Si certaines populations acceptent un degré moindre de confort (peut-être par motivation écologique ou du fait d'une dégradation continue du niveau de vie dans notre pays), d'autres le tolèrent moins, tandis que les populations les plus vulnérables font pression sur les pouvoirs publics afin d'obtenir des aides. Le degré d'inégalité énergétique va dépendre de ces aides. Les populations qui, pour une raison ou une autre, ont acquis leur autonomie énergétique, vont quant à elles être rétives face à l'augmentation des aides publiques et, partant, des impôts grevant leur pouvoir d'achat ou fragilisant leur capacité à maintenir ou investir dans leur propre autonomie.

Quelles coopératives ?

Le scénario ci-dessus insiste donc sur la montée en puissance du phénomène coopératif. Le développement de structures coopératives n'est pas nouveau, que ce soit dans le domaine de la santé, de l'entraide ou de la production agricole. Ce n'est pas non plus un phénomène récent dans le domaine de l'énergie, comme le rappelle Jérémy Rifkin (2014, p. 311 et s.) à propos de l'électrification des régions rurales aux États-Unis, sous l'impulsion du *New Deal*. Cet auteur nous rappelle qu'avec la promulgation du *Tennessee Valley Authority*, le président étatsunien Roosevelt a non seulement lancé de grands travaux (construction de barrages hydroélectriques) dans une partie économiquement arriérée du pays, mais également créé la Rural Electric Administration (REA). À l'aide de prêts accordés à des conditions favorables, la REA a favorisé l'émergence de coopératives électriques qui ont permis d'achever l'électrification du pays dès 1950, à un rythme que ni l'État, ni les compagnies électriques, n'auraient pu ou su suivre. Dans la vallée du Tennessee, bénéficiant d'un fort potentiel hydroélectrique, l'électricité est vendue à un prix très faible. En effet, le coût marginal de la production d'un kWh d'électricité renouvelable est extrêmement faible, une fois l'investissement pris en charge par ailleurs (et non répercuté sur le prix). Ces coopératives existent encore aujourd'hui. Prises dans leur ensemble, elles gèrent 42 % des lignes électriques du pays.

Autre exemple, rappelons que le Danemark est devenu une grande puissance de l'éolien grâce à un mécanisme assez simple mais pourtant peu mis en œuvre. Dans les années 1975, le Danemark, qui prend très au sérieux le premier choc



pétrolier et la nécessité de développer son autonomie énergétique, mise sur son potentiel éolien. Une mesure fiscale va servir de déclencheur : tout particulier qui produit de l'énergie éolienne a droit à une réduction d'impôts. Comme il paraît peu praticable que chacun s'équipe d'une éolienne, des coopératives de production d'électricité éolienne ont été créées et les parts vendues aux particuliers. Riches de cette source de financement, des entreprises ont pu innover et développer des technologies qu'elles ont vendues aux coopératives. Autre mécanisme, une agence étatique a facilité l'échange de savoirs et la diffusion des innovations les plus convaincantes d'une entreprise à l'autre, l'idée étant de créer une filière nationale performante, y compris dans une optique industrialisante et une visée exportatrice. On peut voir par ce deuxième exemple qu'il existe des phénomènes relativement simples et susceptibles de favoriser l'émergence d'un potentiel de production électrique ne reposant ni sur l'investissement capitaliste des grandes entreprises, ni sur l'investissement public (bien que nous puissions en partie considérer que les exemptions fiscales dont ont bénéficié les particuliers représentent une dépense publique).

Par cet exemple, comme par l'exemple précédent, l'on peut surtout noter que ces mouvements coopératifs voient plus difficilement le jour sans soutien institutionnel ou, tout du moins, ne verraient que difficilement le jour dans un contexte institutionnel souhaitant privilégier la voie de l'investissement public massif et la maîtrise de l'outil ainsi réalisé, ou misant sur l'investissement d'acteurs privés disposant de fonds importants. En d'autres termes, dans ce scénario, les particuliers n'occupent absolument pas une position d'acteurs pivot, mais celle d'acteur demandeur (disposant d'un intérêt fort) et tâchant d'acquérir une légitimité suffisante (aidé en cela par la bienveillance des pouvoirs publics nationaux et/ou locaux en position d'acteurs moteurs) afin d'acquérir le statut d'acteurs dépendants (intérêt et légitimité selon le schéma inspiré de S. Brulot [2009]) mais néanmoins fondamentaux dans le dispositif énergétique national et/ou local.

À côté de cela, le phénomène des coopératives d'habitat n'est pas non plus un phénomène récent mais surtout pas un phénomène marginal, comme l'indique ici aussi J. Rifkin (2014, p. 320) bien qu'en exagérant nous semble-t-il la portée, car intégrant dans un même chiffre des réalités bien différentes, dont certaines n'ont finalement plus grand-chose à voir avec un quelconque mouvement coopératif. Qu'y aurait-il donc de nouveau dans le scénario D ? À notre sens, il s'agit d'accompagner l'émergence d'un mouvement plus récent, celui de coopératives mues par des considérations idéologiques fortes, en rupture avec l'économie de marché qui viendrait régenter l'ensemble des relations interpersonnelles, et/



ou avec l'interventionnisme étatique et plus globalement public. Ce scénario renforce cette tendance, en fait un mouvement plus général, produit à la fois de cette tendance à souhaiter davantage d'autonomie et de la crise budgétaire des acteurs publics. Il s'agit de moins en moins de coopératives à objet social sectorisé, mais de coopératives visant à permettre à ses membres de prendre en main l'essentiel de leur existence jusqu'à, dans certains cas extrêmes, ambitionner l'autarcie et non pas simplement l'autonomie. Ce que demandent les promoteurs de ce mouvement, c'est que les acteurs de la sphère publique tout comme ceux de la sphère marchande n'entravent pas leur projet consistant à privilégier l'accroissement de la capacité (Sen, 1999) de leurs membres. Cette autonomie revendiquée constitue en ce sens un véritable projet politique, ce qui implique que ces coopératives investissent potentiellement un champ plus large d'activités que celui des coopératives observables traditionnellement. Ainsi, les coopératives dont il est question dans ce scénario sont davantage que des coopératives d'habitat, du moins la partie d'entre elles qui revendiquent ce que nous venons de décrire. C'est ce que Jérémy Rifkin (2014) appelle le développement des « communaux », qu'il appelle à se développer à une échelle mondiale, soit la capacité des individus à se regrouper afin de gérer collectivement les enjeux cruciaux de la société que sont la communication, l'énergie et la mobilité et, à travers cela, l'essentiel de leur quotidien.

Il nous a ici paru nécessaire de développer certaines considérations sur le phénomène coopératif car, c'est un fait, la réalité que cela recouvre ou peut recouvrir est souvent mal connue, voire victime de mépris ou de condescendance selon la position assumée par acteurs et citoyens peu ou mal informés sur le sujet. En outre, les réactions des experts à ce scénario nous invitent à en préciser les contours. Plusieurs des personnes présentes à notre *workshop* de mai 2015 pensent que le phénomène coopératif ne peut que s'inscrire qu'en tant que partie d'un autre scénario. Cela tient à la polysémie du phénomène coopératif. Parler de coopératif dans l'habitat évoque pour beaucoup essentiellement et seulement une partie de ce que ce scénario embrasse, à savoir le mouvement coopératif relativement collectiviste et militant. Or, nous l'avons précisé mais tenons à insister sur ce point, si ce mouvement tient une place dans la montée en puissance de ce scénario, il côtoie des coopératives qui ne se revendiquent pas d'une mouvance idéologique, mais qui trouvent dans la forme juridique de la coopérative un outil mieux adapté aux enjeux futurs de l'habitat. La montée de l'économie du partage est une réalité. Le fait de ne plus être propriétaire de son logement, mais d'une part dans une coopérative peut paraître pour beaucoup une remise en cause d'un principe fondamental de la société française. La France est néanmoins au sein d'un ensemble européen plus vaste, au sein



duquel la réticence face à ce modèle est souvent moindre. L'économie du partage se développe fortement, et notamment chez les plus jeunes qui seront aux commandes de la société en 2040. En outre, dans le cadre institutionnel actuel, qui pousse pour stimuler une économie circulaire, l'économie de fonctionnalité est souvent évoquée comme piste importante permettant de concilier enjeux économiques et écologiques. Ne plus être propriétaire des biens est la principale conséquence juridique et financière de l'économie de fonctionnalité.

La position des différents acteurs

Notre scénario met cette forme de coopérative en avant, de façon sans doute extrême, comme le font les autres scénarios qui exacerbent chacun une tendance. Comme les autres il n'en est pas moins plausible, tout en demeurant peu probable, en ce sens que le contexte socio-institutionnel et technique que nous observerons dans les décennies à venir se traduira plus vraisemblablement comme le résultat d'une ou de plusieurs combinaisons entre les tendances brossées dans ces quatre scénarios. Dans ce scénario, l'État se cantonne à un rôle prescripteur en matière de résultats à atteindre dans le domaine de la consommation d'énergie et d'émissions de gaz à effet de serre. C'est sans doute là un effet du désengagement progressif de l'État, épuisé financièrement, à moins que ce ne soit un parti pris idéologique. Il se cantonne également, comme cela a été dit plus haut, à ne pas favoriser institutionnellement d'autres acteurs au détriment des initiatives coopératives.

Les collectivités locales sont un peu plus présentes, là où elles le peuvent. Elles aussi, exsangues financièrement, n'interviennent plus qu'à la marge dans des villes où la majorité est acquise au libéralisme. Elles ont davantage les moyens d'intervenir dans les villes où l'orientation politique permet de prélever davantage de ressources financières afin de favoriser la lutte contre la précarité sociale et, bien sûr, énergétique. La frontière avec le scénario B dépend alors du fait que ces prélèvements plus importants se traduisent ou non par un investissement direct et la maîtrise des outils de production et de distribution de l'énergie. Dans ce scénario, cela se traduit plutôt soit par un soutien financier aux coopératives d'habitants moins fortunées, soit par le maintien d'un soutien fort au logement social en parallèle du développement de l'habitat coopératif (cette alternative représentant une version moins extrême d'un scénario coopératif).

Nous avons pu observer durant l'exercice PAT-Miroir que les coopératives ne souhaitent pas que leur soit imposé un cahier des charges précis concernant la façon de procéder, que celui-ci provienne des pouvoirs publics nationaux ou



locaux. Les coopératives estiment avoir besoin de souplesse dans leur fonctionnement et considèrent qu'un cadre trop précis pourrait nuire à leurs objectifs.

Quant aux entreprises, elles ne se positionnent pas toutes de la même façon. L'émergence d'un modèle coopératif suppose que le pouvoir politique privilégie un libéralisme très différent de celui que nous connaissons aujourd'hui. C'est un libéralisme favorable aux individus qui se prennent en main, soit individuellement, soit collectivement. Ce n'est en revanche pas un libéralisme qui subit l'influence des grandes entreprises, dont nous savons par expérience qu'il aboutit, sous prétexte de favoriser l'accroissement du bien-être collectif, au renforcement d'une société gérée par le marché et étendant à l'ensemble de la société la primauté de la propriété privée, de l'appropriation intellectuelle et, in fine, de la privatisation de l'ensemble des moyens nécessaires à l'existence humaine. Dans ce scénario D, le libéralisme favorise davantage l'émergence d'initiatives collectives que les pouvoirs publics accompagnent, par volonté politique et souvent aussi faute de moyens financiers leur permettant de reprendre la main.

Les grandes entreprises ne sont cependant pas pour autant exclues du jeu. La population n'adhère en effet pas forcément, ni même massivement au modèle coopératif engagé. La fraction des couches sociales aisées qui n'y adhère pas, nous l'avons décrit, s'organise dans certains quartiers à l'image des *gated communities* en plein essor aujourd'hui dans le monde. Ces populations ont les moyens de vivre dans des bouts de ville équipés par des technologies de pointe développées et commercialisées par les grandes entreprises (mais aussi, peut-être, par des entreprises de taille plus modeste). Elles s'extraient de l'espace public dans un contexte d'inégalités fortes et tâchent de résister aux collectivités locales qui souhaiteraient accroître les prélèvements fiscaux afin de disposer des moyens d'une politique publique plus égalitariste. Il n'est dès lors ici pas question de coopératives, mais de multipropriétés contractualisant avec de grandes entreprises, afin que ces dernières leur offrent des solutions énergétiques (mais aussi dans d'autres domaines) à la hauteur de leurs attentes.

Il existe sans doute d'autres personnes appartenant à d'autres milieux et sans enthousiasme particulier pour le modèle coopératif. Ces personnes intéressent *a priori* moins les grandes entreprises, soit du fait d'une solvabilité financière moindre, soit qu'il s'agisse de logements individuels (zone périurbaine, voire rural intégré aux aires métropolitaines) ne permettant pas à ces entreprises de proposer des solutions intégratrices reposant sur de la haute technologie.



Au-delà de ces fractions sociales réfractaires au mouvement communautariste, ou simplement peu enthousiastes, les grandes entreprises ne peuvent espérer une maîtrise du devenir urbain mais transformer leur activité, si elles le peuvent, afin de coller au mieux aux exigences des porteurs de projets coopératifs. L'agilité tant déclamée est ici de rigueur. Des modules technologiques peuvent être proposés mais chaque coopérative souhaite en maîtriser l'assemblage, afin de coller au plus près avec son objectif de non-dépendance vis-à-vis d'autres acteurs. En ce sens, les économies d'échelle typiques du modèle économique du XX^e siècle ne constituent plus un avantage aussi net. On peut plutôt évoquer une économie d'envergure, c'est-à-dire une capitalisation liée à la connaissance de très nombreuses expériences de projets de par le monde. Reste à savoir si et jusqu'à quel point les mouvements coopératifs souhaitent faire dépendre leur projet d'une connaissance maîtrisée par de grandes entreprises.

En revanche, il est possible que les grandes entreprises demeurent stratégiques pour la mise en place d'équipements technologiques de production d'électricité renouvelable possédés par certaines coopératives en zone rurale, sur un modèle analogue au développement de l'éolien au Danemark.

On voit mieux une relation suivie entre coopératives et entreprises de moindre taille et/ou bien intégrées au tissu socio-urbain. En effet, il ne faut pas perdre de vue que le modèle coopératif repose sur une idéologie différente du modèle privilégiant les acteurs marchands et/ou les acteurs publics. La réciprocité (Kolm, 1984; Polanyi, 2008) y tient une place de taille, du moins dans les intentions, ce qui favorise une économie du partage rendue possible par les technologies de l'information et de la communication accessible à moindre coût. Les relations interpersonnelles gagnent en importance et une entreprise considérée comme locale ou régionale dispose *a priori* d'un potentiel accru, ne serait-ce que par la présence d'emplois sur place. Le dialogue entre acteurs de taille comparable est donc plus aisé et devrait faciliter une coopération autour des projets d'habitat montés par des groupes d'habitants. Quoi qu'il en soit, les entreprises qui accepteront de co-construire les systèmes énergétiques locaux, voire de partager leur savoir avec les coopératives, auront la préférence.

Il existe en fait un curseur permettant de privilégier l'hypothèse de liens commerciaux avec de grands groupes ou avec des entreprises de taille plus modeste : la taille même des coopératives. Si, comme nous pouvons déjà l'observer aujourd'hui, les coopératives d'habitat se limitent à vingt ou trente logements, la méfiance envers de gros acteurs, la peur de perdre en autonomie, sera importante. Si les coopératives d'habitants changent d'échelle (hypothèse tout à fait plausible)



pour se situer à l'échelle d'îlots entiers (capables également d'investir dans des infrastructures de production d'électricité en zone rurale comme cela a déjà été indiqué), trois phénomènes viennent tempérer ce que nous avons dit sur l'hostilité naturelle des mouvements coopératifs envers les grands groupes. Premièrement, le rapport de force peut paraître moins déséquilibré et, de fait, la peur de perdre en autonomie moins aiguë. Deuxièmement, nous savons bien que plus un collectif comprend d'adhérents et moins celui-ci demeure fixé sur un bloc idéologique monolithique (Olson, 1965). Troisièmement la taille de la coopérative peut rendre plus intéressantes les options technico-organisationnelles proposées par de grands groupes. En ce sens, une variante du scénario D aboutissant à voir émerger une majorité de coopératives de grande taille se rapproche quelque part du scénario A, à ceci près que le pouvoir de décision demeure aux mains des adhérents aux coopératives et non aux grands groupes. Néanmoins, les solutions techniques envisageables pourraient s'en rapprocher, du moins pour les coopératives disposant de moyens financiers suffisamment importants pour intéresser les grands groupes. Autre point commun entre le scénario A et le scénario D : la possibilité de voir émerger de fortes disparités sociales entre parties d'une même aire urbaine, pour peu que dans l'un ou l'autre scénario cette tendance ne soit pas compensée par une collectivité locale ayant la volonté et les moyens d'adoucir une tendance à l'inégalité sociale spatialisée.

La question de l'approvisionnement énergétique

Nous avons jusqu'à présent abordé ce scénario sous l'angle des rapports de force entre acteurs et de la place que chacun pourrait occuper. Nous ne devons pas oublier ici l'importance que revêt la nécessité plus ou moins éprouvée de connecter la ville en termes de services énergétiques.

Comme dans les autres scénarios, l'énergie thermique (chauffage des bâtiments et approvisionnement en eau chaude essentiellement) peut très bien se satisfaire d'installations au plus près de la consommation, pour peu que les coopératives disposent d'une taille suffisante techniquement (cela va assez vite) et de moyens financiers suffisants pour investir dans des installations de production d'énergie thermique à partir de biomasse et/ou de solaire thermique. L'échelle des coopératives est, ici aussi, une variable déterminante. À partir d'une certaine taille, la construction de cuves enterrées pour stocker de l'eau chaude (ou tout autre liquide vecteur de chaleur, y compris transformé à l'état solide pour en faciliter le stockage) produite à partir de panneaux solaires thermiques constitue certainement une solution envisageable et praticable. De même, si dans des zones urbaines neuves ou relativement neuves le besoin en chauffage peut devenir



une variable marginale, éventuellement compensée par la méthanisation des excréments et autres déchets organiques produits par les habitants, il n'est pas dit que pour les zones urbaines plus anciennes, par exemple les zones patrimonialisées, la question du chauffage soit aussi marginale. Il est donc possible que ces parties de la ville tissent des liens avec des producteurs de biomasse pour alimenter des chaufferies urbaines à l'échelle d'un quartier (alliance entre plusieurs coopératives afin de monter des projets conséquents).

Mais la question la plus épineuse demeure, comme toujours, celle de l'approvisionnement en électricité. Comme dans tout autre scénario, l'autonomie à l'échelle du bâtiment paraît peu praticable, sauf à disposer de moyens financiers assez importants pour suréquiper chaque bâtiment, hypothèse que nous éloignons car peu compatible avec le présupposé d'un renchérissement global des ressources physiques, eu égard aux moyens financiers disponibles. Certes, il peut se trouver des exceptions, certains bâtiments conçus et réalisés avec d'importants moyens. Nous en excluons cependant la généralisation.

Deux points méritent d'être observés de plus près : la production d'électricité ; la connexion entre les bâtiments, voire entre les îlots urbains.

■ La production d'électricité

La production d'électricité s'oriente dans deux directions, potentiellement complémentaires : la production sur et dans les bâtiments ; la production en zone rurale de proximité.

En ce qui concerne la production sur et dans les bâtiments, celle-ci dépend bien entendu à la fois des objectifs réglementaires et des moyens financiers à y consacrer. Les objectifs réglementaires poussent les bâtiments à consommer toujours moins de kWh au m² et à produire davantage qu'à consommer comme dans tout scénario. Cependant si les pouvoirs publics locaux et/ou nationaux n'accompagnent pas la mise en œuvre de ces objectifs afin que les acteurs concernés en aient les moyens, il y a peu de chances que la ville dans son ensemble corresponde à ce qu'elle devrait être sur le papier. En ce sens, les exemples cités du *New Deal* aux États-Unis ou de l'éolien au Danemark prennent tout leur sens. L'accompagnement fiscal (subventions ou possibilités d'exemptions fiscales) est fondamental. L'avantage avec les coopératives est d'ailleurs que le coût de l'opération peut s'avérer plus faible, tout n'étant pas monétarisé dans un modèle coopératif. Ainsi J. Rifkin rappelle que le coût du kilomètre d'une ligne électrique mise en place par la REA aux États-Unis en zone rurale, a coûté



40 % de moins que les devis établis préalablement par les entreprises privées du secteur. Ce résultat a été obtenu notamment par la possibilité offerte aux agriculteurs de rembourser leurs dettes envers la coopérative en temps passé à poser des lignes électriques (Rifkin, 2014, p. 316). On peut aisément reprendre cet argument dans le cas des coopératives, avec du travail fourni par ses membres, soit juste par conviction (notamment pour la conception du projet), soit afin de permettre aux moins fortunés d'y participer (selon la logique assez fréquente dans l'univers de l'économie sociale et solidaire). La mise en place de dispositifs techniques de production d'électricité au niveau des bâtiments et/ou des îlots urbains, pourrait donc s'avérer moins coûteuse.

En ce qui concerne les investissements de certaines coopératives pour produire de l'électricité en zone rurale, cela suppose des accords avec les acteurs de ces territoires complémentaires. Une fois encore, rappelons l'importance soit de coopératives suffisamment grandes pour disposer des moyens de financer des champs d'éoliennes et/ou de panneaux photovoltaïques et autres dispositifs producteurs d'électricité renouvelable, soit d'alliances entre plusieurs petites coopératives, voire avec certaines entreprises locales, afin d'atteindre le seuil critique rendant possible l'investissement. Ces coopératives ou alliances de coopératives (voire alliances plus larges) négocient avec des territoires qui voient une partie de leur ressource foncière mobilisée pour produire de l'électricité plutôt qu'à d'autres fins (production agro-alimentaire, zones récréatives...). On peut imaginer diverses formes d'échanges entre ces populations, comme par exemple le fait d'accepter que les habitants des zones rurales bénéficient à des conditions économiques intéressantes de l'électricité ainsi produite.

Au niveau des dispositifs techniques, il est important de tenir compte du rôle de la mixité fonctionnelle des bâtiments dans un même îlot et de la complémentarité énergétique qui peut en ressortir. La mixité dans le quartier entre bâtiments résidentiels et tertiaires permet la mutualisation de production de chaleur et de froid à partir de solaire thermique local, et la mutualisation de production et stockage d'électricité à partir du solaire photovoltaïque local et de véhicules électriques utilisés pour se rendre au travail. Cet aspect dépend en fait de la capacité de dialogue et de possibles alliances de circonstance entre coopératives à finalité essentiellement résidentielle avec d'autres acteurs de la ville, et notamment le secteur tertiaire.

■ La connexion

La connexion entre les nombreux points décentralisés de production d'électricité est fondamentale, sauf à émettre l'hypothèse que le stockage local à l'aide de piles



ne soit plus un obstacle technique ni financier (par exemple avec la mise au point, plausible, de catalyseurs enzymatiques en lieu et place des catalyseurs produits avec des métaux rares, catalyseurs non seulement moins coûteux mais également moins toxiques pour l'environnement et plus facilement recyclables). Hors de cette hypothèse, se pose la question de l'échelle à laquelle une connexion entre lieux de production et lieux de consommation d'électricité est indispensable.

Qui dit connexion entre lieux multiples de production et de consommation, dit *smart grids* et *smart building* mais aussi connaissance approfondie des comportements des producteurs et consommateurs connectés au réseau. Dans ce scénario, il est peu probable que les membres de coopératives habitantes acceptent de ne pas être au fait des données produites en la matière, de même qu'il est peu probable qu'ils acceptent aisément que ces données puissent être communiquées à des acteurs extérieurs, publics ou privés qu'ils soient.

Sur le premier aspect, l'exercice PAT-Miroir nous a montré l'importance pour les représentants des habitants de bien connaître ce que chacun produit et consomme. Cette connaissance participe de la volonté des membres des coopératives (ou tout du moins d'une partie de ceux-ci) de maîtriser au moins conceptuellement les conséquences induites par les dispositifs techniques mis en œuvre. Elle s'inscrit également dans une philosophie propre aux acteurs promoteurs d'un système fondé sur la réciprocité, à savoir la participation de chacun aux processus décisionnels.

Sur le second aspect, celui de tiers qui auraient accès à des données considérées d'ordre privé (ou d'ordre communautaire), l'acceptabilité par les membres de coopératives dépend de la nature de ces tiers. De fait, si l'on émet l'hypothèse que les *smart grids* seront surtout l'apanage des grands groupes, cette acceptabilité sera assez faible. Les résidents craignent la dépendance à un fournisseur et refusent de jouer au cobaye avec des innovations techniques qui leur échappent. Mais ce jeu peu coopératif entre grands groupes et coopératives n'est pas inéluctable. Les *smart grids* peuvent être gérés par des entreprises locales, voire par les coopératives elles-mêmes avec l'aide technique d'entreprises spécialisées. Une fois de plus, la question de la maîtrise du nœud socio-énergétique est au cœur du projet d'un certain nombre de coopératives. Des fédérations de collectifs locaux proposent un protocole de communication en *open source* et des informations *common source*. On voit quelques *smart grids* utilisés entre quartiers ou îlots neufs, pleinement équipés et peu énergivores, et quartiers anciens, ou entre territoires rapprochés. Dans ces cas, les *smart grids* sont bien investis par les résidents qui les gèrent, mais ils n'offrent que très peu de bénéfices financiers

sur les effacements, qui ne sont avantageux qu'à grande échelle. Puisqu'ils ne sont que très peu rentables sur le neuf – qui ne consomment presque rien, voire produisent plus qu'ils ne consomment – les *smart grids* servent surtout à équilibrer le réseau et à agir comme accompagnateur à la sobriété.

Ces communautés choisissent de ne pas transférer leur énergie sur le réseau national et préfèrent la consommer à un niveau local, vers d'autres quartiers connectés de la même ville. Cependant, ils peuvent contribuer à la gestion des énergies renouvelables. Ainsi, un jour de vent nuageux, un territoire ou un îlot à éoliennes fournit en énergie le territoire plutôt spécialisé sur le photovoltaïque, et *vice versa*. Un îlot excédentaire fournit un îlot en manque lors des périodes de pointes. Ceci nécessite à la fois des innovations techniques, gérées par la communauté, un encadrement légal et des gestionnaires-conseillers énergie de quartier, donc une capacité d'organisation et de coordination importante (figure 12).

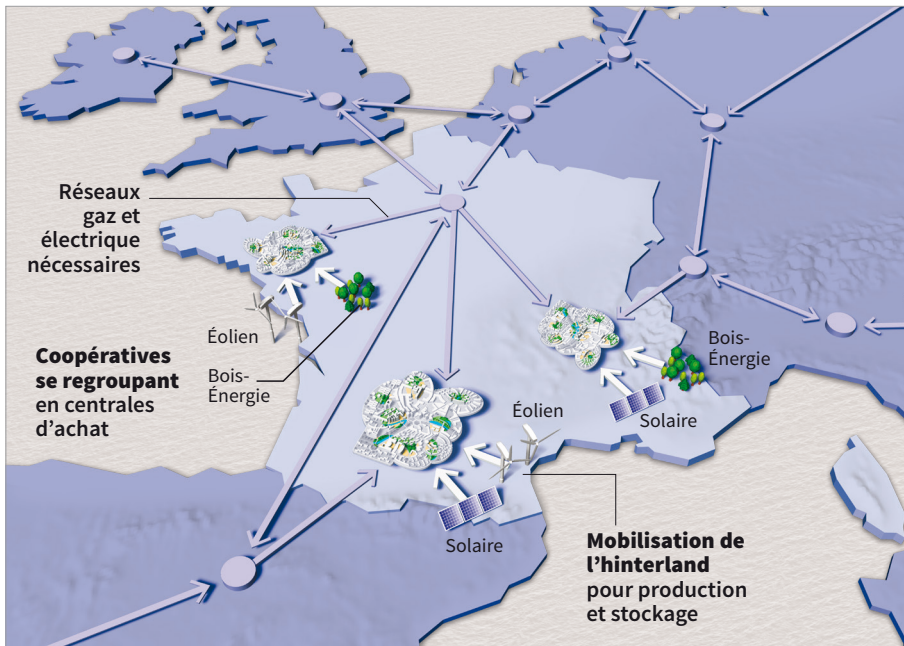


Figure 12 – Scénario Acteurs coopératifs - Échelle pays <nexus-energy.fr>

Comme dans le scénario A, on peut observer une tension entre la nécessité d'un réseau de distribution d'électricité à une certaine échelle et une tendance à l'autonomie voire, dans certains cas extrêmes, à l'autarcie. Les coopératives sont généralement hostiles au développement d'habitations visant l'autarcie, en



ce que cette tendance peut signifier de perte de lien social, mais également en ce que cela rend beaucoup plus coûteuse la mise en œuvre de solutions techniques. Si l'on exclut donc la situation autarcique, il y a nécessité de réseaux. Au-delà de la question de qui gère les *smart grids*, se pose également la question du financement du réseau, question éminemment en lien avec la question de l'échelle du réseau.

Quelle participation au-delà des intérêts coopératifs ?

Les coopératives et associations locales de consommateurs/producteurs ne sont pas favorables à la taxation de la consommation d'énergie produite au sein du collectif, qui pourrait être un frein à la mutualisation d'équipements de production ou de stockage (la non-taxation étant l'un de ses moteurs). Cependant, hostiles à la perspective d'échanges directs d'énergie entre deux ménages ou petites entreprises, elles acceptent de jouer le jeu du comptage systématique de l'énergie et préfèrent donc adhérer à un système de réseau intelligent à une échelle les dépassant, plutôt qu'une situation de repli de chacun sur sa propre production. Elles négocient avec les pouvoirs publics locaux et/ou nationaux des statuts fiscaux particuliers prenant en compte leur contribution à la gestion des intermittences (reconnaissant les garanties de limitation de la puissance appelée et la capacité de stockage de réserve) et leur activité à but non lucratif.

Il faut tout de même noter que les habitants de territoires capables d'assurer leur autoconsommation ne voient pas de prime abord l'intérêt du financement des réseaux. Plus encore que les entreprises, ils souhaitent pouvoir aller vers une autonomie plus marquée et éviter qu'un système de taxes ne les dissuade. De ce point de vue, le rôle des collectivités territoriales demeure important. Que ce soit par conviction idéologique ou par manque de moyens financiers, elles accompagnent le mouvement coopératif plus qu'elles ne le guident. Elles ont néanmoins les moyens politiques d'imposer une taxation aux coopératives afin que celles-ci contribuent à l'entretien d'un réseau à l'échelle de l'aire urbaine étendue.

Quant aux réseaux nationaux de transport de gaz et d'électricité, les investissements de capacité ont cessé. La maintenance des lignes accompagne la baisse des flux en fonction de l'évolution de l'autonomisation énergétique des territoires. Ces réseaux de transport servent essentiellement de secours (accompagnant les disparités temporaires d'ensoleillement ou de vent non compensable par les stockages locaux). Ce secours est assuré à puissance restreinte : des fédérations de coopératives et des collectivités territoriales ou fournisseurs – desservant les consommateurs non coopérateurs – bénéficient de puissances garanties en



fonction de leur contribution financière régulière au fonctionnement du réseau de transport. Pour éviter de faire peser une charge financière insoutenable aux activités les plus dépendantes du réseau de transport national (par exemple établissements médicalisés, industries de *process* continu et énergétiquement intensives, activités de services continu...), l'État anime à intervalle régulier des conférences nationales de régulation ; rassemblant les parties prenantes, ces conférences ajustent la gamme de modalités de la fonction secours tout en veillant à une relative stabilité des modalités correspondant aux équipements les plus gourmands en capitaux.

Les régulations

Par essence, le scénario « coopératives » s'appuie peu sur un changement substantiel de régulation puisqu'il est caractérisé par des initiatives prises par les coopératives. Il s'agit donc essentiellement de lever les verrous mis en place pour empêcher les coopérations directes.

- ***L'obligation faite aux détenteurs de données énergétiques de les mettre en libre accès***, selon des modalités préservant l'anonymat des personnes. Il s'agit d'un moyen de réduire le risque de domination des entreprises de la distribution d'énergie et des réseaux sociaux numériques.
- ***L'instauration de déductions fiscales et de subventions afin d'inciter la mutualisation d'équipement*** et de rendre plus attractifs des démarches coopératives. Il importe cependant que ces aides ne soient pas trop élevées, car elles pourraient alors constituer des effets d'aubaines et créer un marché pour des intermédiaires marchands sans mise en relation directe des coopérateurs.
- ***L'assouplissement du montage financier et juridique de l'habitat coopératif*** de façon à ce que cette brique élémentaire du mouvement coopératif soit davantage pratiquée (par opposition à l'habitat individuel ou à la copropriété).
- ***L'encouragement par les collectivités locales de coopératives***, par le financement d'animateurs de quartier, de bourses locales d'idées et d'intentions coopératives dont le rôle consiste à aider des habitants et des petites entreprises à se mettre en relation et construire des projets énergétiques coopératifs.



Conclusion

Le travail de scénarisation apporte des éléments de réflexion aux acteurs, institutionnels ou du terrain, quant aux orientations envisageables pour une ville engagée dans un processus de transition énergétique. Le parti pris de focaliser ces scénarios autour d'une catégorie dominante d'acteurs nous permet de mettre en évidence plusieurs éléments :

- le développement et l'essor des technologies ne sont pas seulement liés à une volonté générale d'améliorer la situation écologique de notre environnement. Certes, des laboratoires et des centres de recherche produisent des savoirs susceptibles de contribuer à une amélioration substantielle de l'efficacité énergétique, mais il est bien connu que le passage de la découverte à l'innovation ne s'effectue pas tant (ou pas seulement) en fonction de l'intérêt intrinsèque que revêt une invention, et beaucoup en fonction des intérêts construits par les acteurs ;
- il s'en suit que l'articulation entre les divers acteurs, les relations de pouvoir qui s'instaurent, ont une influence déterminante sur le type de dispositif technique qui va se diffuser au sein d'une société, mais également, avon-nous insisté, sur l'échelle privilégiée à laquelle les briques technologiques doivent s'articuler. Chaque catégorie d'acteurs se cale plus naturellement à une certaine échelle géographique de la question énergétique et cette échelle a une influence certaine sur le type d'investissement nécessaire, la taille des équipements qu'il est possible de mettre en œuvre, et partant sur les technologies qui s'y adaptent ;
- chaque scénario se développe selon une cohérence interne, mais également en fonction de la domination (consentante de la part des pouvoirs publics) d'une catégorie d'acteurs porteurs d'une vision particulière de l'organisation des fonctions urbaines. Ces scénarios mettent ainsi en évidence ce vers quoi pousserait une vision particulière dominante, avec ses caractéristiques mais aussi les excès auxquels elle pourrait mener. Comme nous l'a indiqué un participant à la réunion de travail de mai 2015, ces scénarios permettent également de mettre en garde contre d'éventuels excès, voire des dérives issues de la poursuite trop franche d'un scénario ;
- il est enfin peu probable que la question énergétique ressemble en 2040 à l'un des scénarios décrits. Pourtant les scénarios A, B et D traduisent tous trois



des tendances observables, le scénario C de l'État prescripteur étant plutôt vécu par certains de nos experts comme un « retour en arrière » (nous aurions plutôt tendance à dire qu'il s'agit d'un aveu d'échec des jeux d'acteurs locaux à produire une cohérence satisfaisante, eu égard aux enjeux de durabilité). Poussées comme modèle dominant, ces trois tendances observables posent question (en raison des excès auxquels cela peut porter). Néanmoins cela ne signifie pas pour autant que la « bonne » solution serait forcément un hybride entre ces scénarios. Si des compromis seront inévitables entre les tendances portées par des acteurs parfois antagonistes, parfois complémentaires, il n'est pas dit que ces compromis seront forcément meilleurs qu'une situation plus tranchée, si cela aboutit notamment à l'absence de choix organisationnels, techniques, politiques.

Pour conclure ce chapitre, nous invitons ses lecteurs, au-delà des détails que nous espérons enrichissants, à retenir un point pour nous central : la ville qui se fait et se fera est le produit de choix politiques assumés et non pas le produit d'un déterminisme technologique qui nous tracerait la route de la durabilité. C'est à une réflexion sur des choix de société que finalement nous espérons contribuer ici, de par notre réflexion et les diverses expertises mobilisées.



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.

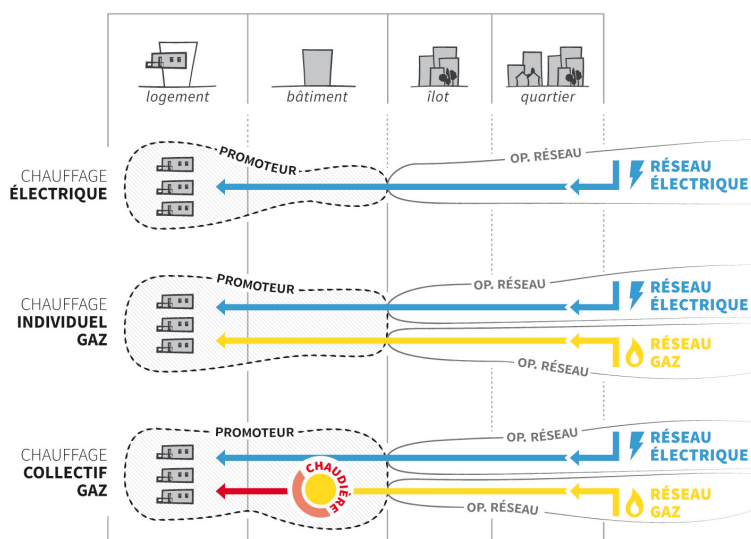


Figure 1 - NSE usuels bâtiments et réseaux



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.

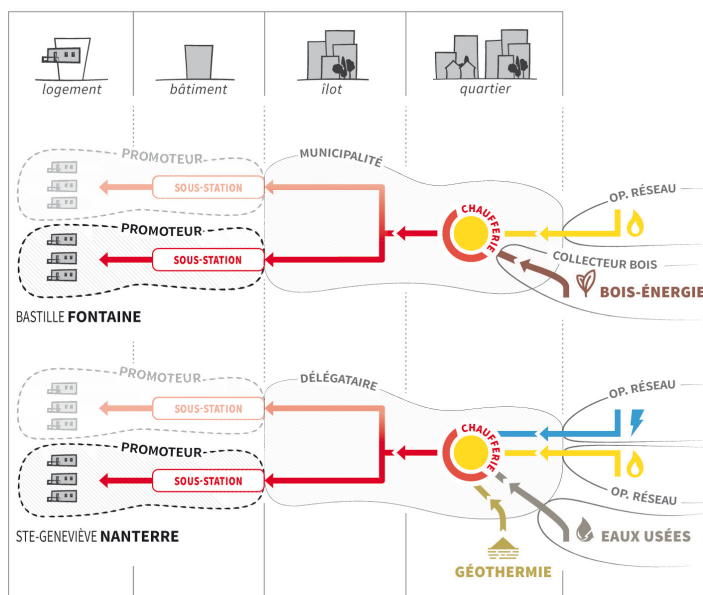


Figure 2 - Chaufferie et réseau de quartier à Fontaine et Nanterre



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).

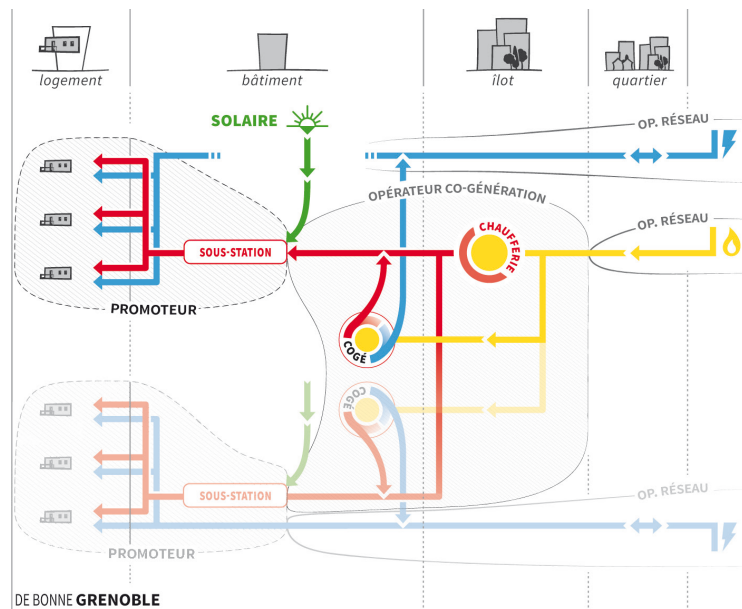


Figure 3 - NSE cogénération et ses connexions à Grenoble

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).

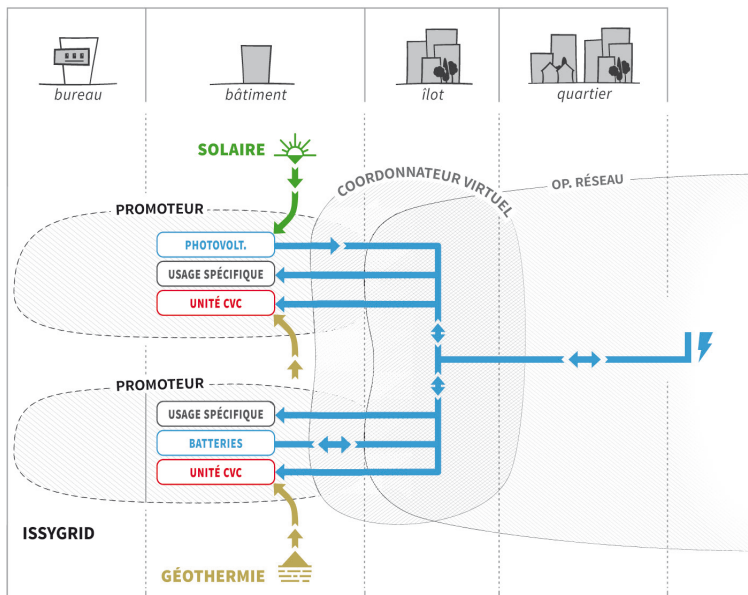


Figure 4. NSE virtuels et réels de l'expérimentation Issygrid

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 recomposition 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 recomposition 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.



Chapitre 3

Vers des villes ou des quartiers plus autonomes sur le plan énergétique

Le rôle des nouvelles technologies de l'énergie

Philippe Menanteau, Patrice Schneuwly

Résumé

Sous l'impulsion d'incitations de l'État (lois Grenelle) ou dans un souci d'exemplarité, les collectivités territoriales jouent un rôle croissant dans la mise en œuvre de la politique énergie - climat. Entre les deux niveaux d'intervention habituels pour les collectivités que sont le bâtiment et le citoyen, d'un côté, et le système urbain (la ville ou la métropole), de l'autre, apparaît un niveau intermédiaire, le quartier, qui offre de nouvelles opportunités dans ce domaine. Dans cette partie nous examinons les avantages que présente l'échelle du quartier par rapport à une approche centrée sur le bâtiment, aussi bien du point de vue de l'offre (nouvelles ressources, effets d'échelle, mise en réseaux, etc...) que de la demande (effets de foisonnement, complémentarité des usages, etc). Nous étudions ensuite les progrès enregistrés ces dernières années sur les technologies de production décentralisée d'énergie et les nouvelles opportunités qu'elles offrent pour des dispositifs d'approvisionnement énergétique plus autonomes et décarbonés. Enfin, nous évoquons certains des débats associés au possible développement de ces quartiers plus autonomes sur le plan énergétique, en particulier, la nécessité d'une approche plus intégrée entre les vecteurs électricité et chaleur, la question de l'accès aux ressources énergétiques en milieu urbain contraint et l'évolution du rôle des infrastructures de transport et de distribution face à la rapide baisse de coûts des moyens de production d'énergie décentralisés



Les collectivités locales ont dans des contextes institutionnels différents (les *Stadtwerke* en Allemagne, les *services industriels* en Suisse par exemple), ou ont eu dans le passé (en France avec les régies municipales) des prérogatives plus importantes en matière d’approvisionnement énergétique. Pour des raisons de responsabilité, d’exemplarité, de compétences et donc d’efficacité, un nombre croissant d’entre elles souhaite s’engager sur la voie d’une transition énergétique vers des villes plus durables. De fait, les compétences des villes en matière d’urbanisme, de politique de transport, de construction ou de réhabilitation, de communication, etc., ainsi que la connaissance des ressources locales, la proximité avec les citoyens/consommateurs, la volonté d’expérimenter, d’innover, de se différencier... peuvent justifier qu’elles investissent à nouveau le champ de la politique énergétique (Coll d’experts, 2013). L’objet de cette partie n’est toutefois pas d’étudier les raisons qui peuvent justifier que les collectivités locales, villes, communautés urbaines, communautés de communes..., participent plus activement à l’élaboration d’un système énergétique plus décentralisé, mais d’examiner les modalités de cette décentralisation sur un plan technico-économique.

L’objectif, ou la contrainte, de la transition énergétique conduit notamment à envisager des systèmes énergétiques plus décentralisés et faisant largement appel aux énergies renouvelables (Ostergaard *et al.*, 2010 ; RISO, 2011). Ce mouvement vers des territoires à énergie positive, qui était encore totalement irréaliste il y a une dizaine d’années devient un objectif presque atteignable dans certains territoires ruraux en particulier en raison des progrès importants observés au cours des années récentes sur les technologies utilisant les énergies renouvelables. Il ne l’est pas encore pour les pôles urbains, de façon générale, mais la question commence à être posée dans des contextes particuliers : quartiers de construction neuve à hautes performances énergétiques dotés de ressources renouvelables.

La question de l’échelle du territoire sur lequel il serait le plus pertinent d’envisager un approvisionnement énergétique plus décentralisé devient dès lors une question clé (ADEME, 2010). Dans le cadre des politiques énergétiques locales, les aspects liés à la demande d’énergie ont été classiquement abordés à l’échelle des ménages (pour les comportements individuels) ou des bâtiments (pour la performance de l’enveloppe) alors que les questions liées à l’offre (mobilisation des ressources) ou aux infrastructures (interconnexions, réseau de distribution électricité/chaaleur) étaient plutôt abordées globalement à l’échelle de la ville. La question de l’énergie ne se posait pas à l’échelle intermédiaire, celle du quartier. Le quartier apparaît avec les politiques de réhabilitation ou de développement urbain qui traitent une portion de la ville plus grande que le simple îlot de bâtiments. Il offre la possibilité d’aborder à la fois, la performance



des bâtiments considérés isolément ainsi que les interactions entre les bâtiments proches, et les questions de la disponibilité des ressources énergétiques et de leur approvisionnement.

Une problématique nouvelle émerge alors avec la question de l'approvisionnement énergétique de ces « écoquartiers » : il ne s'agit plus uniquement de minimiser l'impact environnemental de la consommation d'énergie en recourant à des sources produites en dehors du territoire (gaz naturel, électricité de réseau, biomasse), mais de viser un approvisionnement énergétique à partir de ressources locales sur une échelle infra-urbaine. Dans ce texte, nous tenterons dans un premier temps, d'examiner si des facteurs de nature technico-économique justifient de considérer le quartier comme une échelle pertinente pour un système énergétique local et décarboné. Nous reviendrons ensuite sur la dynamique technologique observée depuis quelques années dans les domaines de la production décentralisée et du stockage d'énergie qui ouvre de nouvelles possibilités en matière d'approvisionnement énergétique décentralisé. Enfin, nous explorerons quelques-unes des questions posées à l'occasion de l'atelier organisé dans le cadre du projet Nexus, avec différents acteurs de l'énergie, sur les possibles conséquences d'une évolution de notre système énergétique vers des schémas d'approvisionnement locaux à l'échelle des quartiers.

Entre la ville et le bâtiment, le quartier est-il la bonne échelle pour des systèmes d'approvisionnement énergétique locaux ?

Dans le cadre des politiques énergétiques locales, le bâtiment est classiquement un secteur à enjeu important, qu'il s'agisse de construction neuve ou de réhabilitation thermique, mais il est généralement considéré isolément (enveloppe) ou de façon plus globale (approvisionnement énergétique) mais sans interactions notables avec l'environnement proche, les autres bâtiments en particulier. Une approche étendue à l'échelle d'un quartier qui considère l'ensemble des bâtiments incite à tenir compte des interactions entre les bâtiments, et permet d'envisager la mobilisation de nouvelles ressources diffuses ainsi que des options techniques non pertinentes à l'échelle d'un bâtiment isolé.



■ La prise en compte des interactions entre les bâtiments

Une approche étendue à l'ensemble du quartier permet de prendre en compte les interactions bioclimatiques entre les bâtiments tels que les effets de masque (ombres portées), l'accumulation de chaleur (îlots de chaleur), etc, dont l'approche à l'échelle du bâtiment ne tient pas compte, et ainsi d'optimiser la localisation des bâtiments sur l'espace disponible (orientation par rapport au soleil ou aux vents dominants, végétalisation des espaces, etc.). Elle permet également de tirer parti de profils de charge différenciés entre logements résidentiels, du fait de modes d'occupation et de préférence différents, ou entre bâtiments résidentiels et tertiaires dont les profils de consommation sont nettement décalés.

Pour la demande de chaleur, la conséquence immédiate est une amélioration du taux d'utilisation des équipements et une limitation des puissances installées. Plus le périmètre considéré est large, plus l'effet du foisonnement est important ; il est relativement faible ou nul à l'échelle d'un bâtiment, et plus important pour un quartier qui présente une plus grande mixité d'usages. Il est bien entendu plus important encore à l'échelle d'une ville qui associe des quartiers différents et présente une plus grande mixité fonctionnelle. Dans le cas de l'électricité, le foisonnement permet également de limiter les puissances installées (production, infrastructure de transport/distribution) mais aussi de maximiser l'utilisation des moyens de production locaux et donc leur intérêt économique. C'est le cas par exemple avec le projet IssyGrid qui mutualise la production et la consommation à l'échelle d'un quartier : le surplus de production des bâtiments tertiaires à énergie positive pendant les jours de week-end vers les foyers résidentiels plus demandeurs d'énergie pendant cette période.

■ Mobiliser de nouvelles ressources sur un périmètre élargi au-delà du bâtiment

L'échelle du quartier permet également de mobiliser des ressources diffuses qui ne sont pas disponibles ou dans des quantités moindres à l'échelle du bâtiment. La méthanisation des déchets, par exemple, ou la récupération de chaleur sur les eaux usées sont inadaptées ou difficiles à mettre en œuvre à l'échelle d'un bâtiment isolé mais elles peuvent être envisagées à l'échelle d'un quartier. De même, l'utilisation de la chaleur fatale (*data center* ou centrale de climatisation sur hypermarché, par exemple) peut s'envisager à l'échelle d'un bâtiment mais ces investissements seront plus rapidement amortis à l'échelle du quartier où le foisonnement et la mutualisation peuvent contribuer à améliorer leur taux d'utilisation. Enfin, si l'exploitation de la ressource solaire peut être envisagée à



l'échelle du seul bâtiment, une approche plus globale permet de tenir compte des effets d'ombre portée dans la conception des bâtiments ou d'optimiser l'espace disponible pour mieux exploiter la ressource. Des bâtiments peu consommateurs mais disposant de grandes surfaces ensoleillées peuvent ainsi produire de l'électricité ou de la chaleur en excédent pour des bâtiments voisins peu dotés en ressources. Comme pour le foisonnement des consommations, un périmètre étendu permet d'intégrer des ressources considérées comme mineures aux échelles inférieures.

L'élargissement de l'échelle au-delà du seul bâtiment autorise la mise en œuvre d'options techniques spécifiques grâce à l'effet de taille. La possibilité de regrouper les demandes d'énergie émanant d'un grand nombre de bâtiments permet d'envisager des dispositifs de distribution de chaleur (ou de froid) en réseau (UNEP, 2015). Certes le réseau peut se limiter à un immeuble (simple dispositif de chauffage en pied d'immeuble) mais dans le cas d'un groupe de bâtiment, d'un îlot, voire de plusieurs quartiers (chauffage urbain), la centralisation de la production de chaleur autorise des effets d'échelle en production. Il en résulte une baisse des coûts unitaires de la puissance installée, des coûts d'approvisionnement en ressources, de maintenance, etc., et donc généralement une baisse des coûts de l'énergie distribuée. La gestion de l'approvisionnement et du stockage est également simplifiée, notamment pour des dispositifs qui nécessitent des stockages importants (chaudière ou centrale biomasse). La pollution enfin est plus facile à gérer sur des installations de grande taille que sur un grand nombre d'installations diffuses de petite taille (*cf.* biomasse à nouveau).

Le schéma décrit ici qui associe des ressources dispersées, des moyens de production de taille intermédiaire et des réseaux de distribution, n'est pas à proprement parler un modèle décentralisé si on le compare au modèle actuel basé sur des chaudières individuelles ou en pied d'immeuble. Il offre toutefois, par une approche plus intégrée, la possibilité d'un approvisionnement énergétique à l'échelle du quartier qui s'appuie pour l'essentiel sur des ressources renouvelables.

■ Le quartier à l'échelle des projets de rénovation urbaine

Les arguments évoqués ci-dessus (liste non exhaustive) illustrent l'intérêt qu'il peut y avoir à appréhender l'approvisionnement énergétique d'un quartier en tant que système avec des interactions entre ses éléments et non pas comme une addition de bâtiments pris isolément. Dans une perspective d'évolution vers des territoires plus autonomes sur le plan énergétique, les arguments évoqués ci-dessus conduisent à élargir le plus possible le périmètre considéré (ie au-delà



du seul quartier). En effet, si la réalisation d'un réseau de chaleur au-delà d'une certaine limite peut éventuellement induire des économies d'échelle (pertes de chaleur en réseau par ex.), les effets d'agglomération évoqués ci-dessus (foisonnement), la mobilisation de sources d'énergie diffuses, etc. augmentent avec la superficie du territoire considéré. Dans cette logique, la recherche d'une plus grande efficacité conduit à considérer l'agglomération urbaine ou la métropole comme l'échelle pertinente pour concevoir un système d'approvisionnement énergétique à l'échelle locale.

Les avantages de l'échelle intermédiaire (infra urbaine) sont à rechercher ailleurs. Ils se situent d'abord, comme il a été dit plus haut, dans le fait que les programmes de construction ou de réhabilitation urbaine ne peuvent englober l'ensemble du territoire urbain. En revanche le quartier constitue un ensemble cohérent pour un projet d'aménagement ambitieux qui associe différents types de bâtiments, un ou des systèmes d'approvisionnement énergétique, et éventuellement des problématiques de gestion des déchets, mobilité, ressources en eau, etc.

L'échelle du quartier permet d'envisager la réalisation d'un projet de construction neuve ce qui n'est pas compatible avec l'échelle de la ville, au moins dans les pays occidentaux. La création d'un quartier neuf offre alors des marges de manœuvre importantes dans une perspective d'expérimentation ou de performance environnementale : sur le plan de l'urbanisme (architecture bioclimatique, végétalisation vis-à-vis des îlots de chaleur, etc.), sur le plan de la performance énergétique (BBC, BEPOS)¹, sur le plan de l'offre énergétique (distribution de chaleur, intégration d'EnR et de stockage, etc.). La réhabilitation d'un quartier existant permet également des évolutions significatives (renouvellement des formes de bâti, mise à niveau des normes de construction, amélioration du bilan thermique des bâtiments..) mais les contraintes sont nécessairement plus grandes, en particulier pour l'installation de nouvelles infrastructures de production/distribution d'énergie.

Enfin l'échelle du quartier est bien appropriée dans le cadre d'un dispositif d'approvisionnement énergétique qui cherche à maximiser l'utilisation des ressources locales pour une plus grande autonomie énergétique. L'appartenance à un territoire et les rapports de solidarité qui peuvent s'y établir facilitent la mise en place d'une gestion de l'énergie reposant sur des reports de charge, des effacements, des échanges, et la recherche d'un équilibre offre – demande

1 Bâtiment Basse Consommation (BBC) et Bâtiment à Énergie Positive (BEPOS) sont deux labels de performance énergétique respectivement instaurés et projetés par l'État français.



favorable à une meilleure utilisation des ressources locales. Si la ville ou l'agglomération urbaine permettent de mobiliser des ressources plus importantes et de bénéficier d'effets de foisonnement plus massifs, c'est à l'échelle du quartier ou de l'îlot que des modes de régulation non marchands peuvent aussi contribuer à l'exploitation optimale des ressources locales.

À plusieurs reprises nous avons utilisé ici le terme d'autonomie énergétique. Dans notre esprit, il ne s'agit pas d'aller vers des territoires fonctionnant en autarcie sur la base de leurs seules ressources énergétiques, ce qui serait, en l'état actuel des technologies, un non-sens économique et une source potentielle de conflits entre territoires voisins. L'objectif poursuivi n'est donc pas l'autarcie mais un meilleur équilibre entre ressources renouvelables locales et consommation d'énergie. On peut ainsi imaginer un monde dans lequel certains quartiers ou villes rechercheront une plus large autonomie en exploitant toutes les ressources disponibles (y compris parfois à coûts élevés) en association avec le développement de moyens de stockage importants à l'échelle locale. D'autres quartiers ou villes feront un choix différent en recourant aux énergies renouvelables locales facilement accessibles et en complétant cette offre par l'utilisation systématique des interconnexions pour bénéficier d'autres ressources d'énergie, décarbonées autant que souhaitable, situées à l'extérieur du territoire (grande hydraulique, grand éolien, nucléaire éventuellement, grand stockage, etc.).

Les coûts d'accès aux ressources renouvelables locales, et donc la dotation en ressources, ainsi qu'aux moyens de stockage sont donc des paramètres économiques essentiels dans la définition des objectifs (quelle autonomie?) et le choix des moyens (à quelle échelle?) pour l'approvisionnement énergétique des villes ou des quartiers. Notons qu'ils sont toutefois susceptibles d'évoluer avec le progrès technique qui contribue à améliorer les rendements et donc le potentiel mobilisable, ou faciliter l'accès à de nouvelles ressources.

En quoi les évolutions technologiques récentes rendent-elles plus concrète cette perspective d'un modèle d'approvisionnement énergétique à l'échelle du quartier ?

L'objectif de cette partie est de montrer que le champ des possibles s'élargit considérablement avec les progrès techniques récents. Ce qui n'était pas envisageable il y a encore 10-15 ans devient réalisable ; l'exemple des systèmes



photovoltaïques ayant atteint la parité réseau² en est une illustration mais d'autres évolutions dans le domaine du stockage d'énergie ou des réseaux de chaleur ouvrent des possibilités d'évolution des systèmes énergétiques vers une plus grande autonomie en s'appuyant largement sur la mobilisation des sources locales d'énergie renouvelable.

■ Pour l'électricité/l'existant

Aujourd'hui, les villes sont desservies par des réseaux électriques maillés alimentés par des moyens de productions centralisés pour bénéficier d'économies d'échelle (centrales nucléaires pour l'essentiel, avec une part d'énergie renouvelable provenant de l'hydraulique, et une part plus faible d'éolien et de solaire). Ces réseaux sont peu adaptés à l'arrivée des énergies renouvelables variables qui introduisent des fluctuations sur le réseau et requièrent des communications en temps réel entre les différents systèmes énergétiques³.

Les développements technologiques actuels concernant l'électricité à l'échelle de la ville, du quartier, de l'îlot et du bâtiment, visent à une meilleure adéquation entre la production et la consommation, et à une meilleure intégration des EnR variables dans le réseau électrique existant.

Le développement du stockage électrique est un moyen technique important pour faciliter l'intégration des EnR variables. Le système électrique national a recours, depuis longtemps, au stockage stationnaire de l'énergie sur des durées de plusieurs mois avec les centrales de lac ou sur des durées plus courtes (quelques heures/jours) avec le stockage de l'eau chaude sanitaire pendant les heures creuses ou la remontée d'eau dans les réservoirs pour un turbinage différé avec les stations de transfert d'énergie par pompage (STEP). Mais il y a encore peu de stockage par batteries, par air comprimé ou par volant d'inertie, sauf pour des cas précis d'installations isolées ou pour répondre à des aléas systémiques (secours, systèmes de haute disponibilité). Dans tous les cas, la temporalité de ces stockages est horaire ou journalière et dépasse rarement plusieurs jours.

2 On parle de « parité réseau » lorsque le coût du kWh produit par une technologie de production distribuée égale le prix d'achat de ce même kWh sur le réseau électrique ; les deux options techniques sont alors théoriquement indifférentes pour le consommateur. Notons que la parité réseau est généralement estimée sans tenir compte des coûts de l'intermittence.

3 En Allemagne, de nouveaux transformateurs permettant de gérer de façon automatique les fluctuations du réseau (tension) ont été installés pour faciliter l'intégration massive des EnR variables. En France, ces nouveaux transformateurs ne sont pour l'instant pas installés car ni le gestionnaire de réseau ni les collectivités locales ne souhaitent assumer la charge financière de ces nouveaux équipements.



L'installation de moyens de stockage a jusqu'à présent essentiellement ciblé les besoins du système électrique à l'échelle nationale. Avec la forte baisse des coûts du PV, la perspective de la parité réseau et le développement de l'auto-production, des moyens de stockage à l'échelle individuelle, de l'îlot ou du quartier pourraient voir le jour.

■ Pour l'électricité/le futur

À l'avenir, une proportion croissante des moyens de production renouvelable visera une utilisation « directe » de l'électricité produite, évitant les pertes dues au transport et au stockage, grâce à la conjugaison du *smart building* et du *smart grid*. Ces deux approches associent les différentes échelles de la ville, du quartier, de l'îlot jusqu'à descendre au logement en intégrant l'utilisateur. Ce maillage est essentiel pour bien prendre en compte la mutualisation des systèmes de stockage et de production locale d'énergie qu'impose la densification croissante des espaces urbains.

Le foisonnement des productions issues des systèmes solaires, éoliens ou de cogénération devrait à terme faciliter la satisfaction des besoins identifiés dans le cadre d'un mix électrique à l'échelle nationale reposant en grande partie sur des énergies renouvelables. La généralisation de ces technologies combinées à différents moyens de stockage répartis (batteries électro-chimiques, air comprimé, hydrogène éventuellement) permettra d'assurer des fonctions complémentaires telles que l'intégration des EnR variables (lissage de la production intermittente), le soutien à la qualité (adaptation tension/fréquence) et la réduction des pertes en réseau (boucles locales).

Par contre, à l'échelle de la ville ces moyens de stockage resteront des stockages journaliers ou au plus hebdomadaires. L'intégration massive des EnR variables (éolien, photovoltaïque principalement) dans les systèmes électriques se traduira par des périodes de plus en plus importantes durant lesquelles la production dépassera la demande. Les quantités mises en jeu dépasseront alors les capacités classiques de flexibilité et de stockage du système électrique, en particulier à l'échelle locale et la conversion vers un autre vecteur énergétique pourrait être une solution (Mathiesen, 2015). L'utilisation de technologies assurant la conversion de l'électricité en gaz permettrait de valoriser l'électricité excédentaire (*Power-to-Gas*) et faciliterait le stockage de longue durée. Le gaz fabriqué, avec une étape de méthanation pourrait aussi être injecté directement dans les réseaux de distribution ou de transport de gaz naturel, créant de fait un couplage entre les différents réseaux et vecteurs énergétiques. Les possibilités de valorisation



des excédents seraient ainsi démultipliés tant en termes d'usages finaux qu'en termes temporels et spatiaux ⁴ (Jedliczka, 2014). Ces moyens de transformation de l'électricité en gaz resteront toutefois plus adaptés à l'échelle de la région, compte tenu de leur taille. L'échelle de la ville qui nous intéresse ici, permettrait néanmoins un stockage de grande ampleur et de longue durée de l'électricité provenant des EnR variables et une utilisation à travers le vecteur chaleur.

■ Pour la chaleur/l'existant

Dans le résidentiel et le tertiaire neuf, le renforcement de la réglementation thermique contribue à une diminution des puissances installées pour le chauffage et l'eau chaude sanitaire (ECS), et rend quasi nécessaire le recours aux ressources renouvelables. Pour le parc existant qui représente plus de 90 % de la consommation totale, les technologies de chauffage et d'ECS mobilisent encore des puissances significatives mais elles devraient également diminuer progressivement du fait des politiques de rénovation thermique.

Cette évolution a plusieurs conséquences. Dans les bâtiments neufs, la consommation d'ECS approche ou dépasse celle du chauffage et les consommations liées à la production de chaleur (chauffage et ECS) pourraient devenir inférieures à celles de l'électricité pour les usages spécifiques (électroménager, technologies de l'information et de la communication) qui prennent une part de plus en plus importante dans le résidentiel. Cette tendance devrait perdurer dans les années à venir, avec la maison connectée qui fera la part belle aux équipements électriques, et à l'automatisation des systèmes.

Les évolutions technologiques récentes pour ce qui concerne l'offre de chaleur se situent à plusieurs niveaux. À l'échelle de la ville et du quartier, les réseaux de chaleur sont progressivement décarbonés, les énergies fossiles étant remplacées par la biomasse, la géothermie et des énergies fatales, et dans certains cas, la cogénération (UNEP, 2015). À plus petite échelle, les réseaux utilisent des chaudières bois ou des systèmes associant une pompe à chaleur et un dispositif de géothermie verticale ou un réseau d'eaux usées.

À l'échelle du bâtiment, les nouvelles générations de chaudières de plus en plus efficaces peuvent être couplées à une production de solaire thermique participant à la production de chauffage et d'ECS. Ces couplages sont également

⁴ En France les capacités de stockage de gaz existantes sont 300 fois plus importantes que celles du réseau électrique (137 TWh contre 0,4)



très intéressants au niveau de la ventilation des bâtiments, avec des VMC sur chauffe-eaux thermodynamiques. L'association ballon d'eau chaude très isolé et plancher chauffant constitue une solution très pertinente pour l'utilisation du solaire thermique sur des usages combinés chauffage et ECS. Pour les constructions neuves très performantes énergétiquement, des systèmes combinés de solaire photovoltaïque et thermique, permettent de préchauffer l'air utilisé avec des pompes à chaleur. Ce type de combinaison peut se faire également avec de l'air préchauffé par des puits canadiens, les systèmes réversibles permettant de rafraîchir les bâtiments en période chaude.

Le retour d'expérience sur ces technologies qui ont été pour l'essentiel mises en œuvre depuis la fin des années 2000 montre des défauts de jeunesse, des problèmes de conception, d'installation et de maintenance. Pour les années à venir, la simplification des systèmes, l'amélioration de la fiabilité et une meilleure adéquation entre coûts d'investissement et/ou de maintenance et performance énergétique constituent des enjeux importants.

■ Pour la chaleur/le futur

La projection en 2030 et 2040 introduit une incertitude de taille sur l'ampleur de la rénovation thermique dans le parc existant. Dans un certain nombre de configurations, le coût élevé de la rénovation ou la complexité de la prise de décision collective ou des contraintes architecturales pourraient justifier de trouver un autre équilibre entre minimisation des consommations et offre de chaleur décarbonée. Des réseaux de chaleur alimentés par des EnR auraient alors un rôle important à jouer, en particulier dans les villes disposant déjà d'un réseau ou dans les zones urbaines denses favorisant l'habitat collectif.

Le développement des réseaux pourrait être de deux types :

- les réseaux classiques de température élevée comportant une part d'énergie renouvelable significative ;
- et les réseaux de chaleur, dits à basse température ou tièdes, plus en lien avec les besoins de chaleur limités des nouveaux bâtiments.

Un avantage important des réseaux dits « de chaleur » est la possibilité de distribuer également du froid urbain, très utile compte tenu des perspectives d'élévation globale des températures liées à l'évolution du climat. Ce froid urbain pourrait être généré grâce à l'absorption produite par l'énergie solaire, une technologie qui devrait être mature à l'horizon considéré. On éviterait ainsi, les



dispositifs classiques de climatisation qui produisent du froid par compression et consomment donc, pour l'essentiel, de l'énergie électrique.

En 2040, le stockage thermique à grande échelle pourrait également être développé en lien avec les réseaux de chaleur pour permettre le déploiement de *smart grid* solaires. Aux latitudes des pays européens, environ deux tiers de la ressource solaire est disponible entre mai et septembre, alors que deux tiers des énergies consommées sur les réseaux de chaleur le sont sur une période d'octobre à avril. Ce déphasage saisonnier entre la disponibilité de la ressource et la demande met en relief la nécessité d'un stockage de longue durée (plusieurs mois). Des réservoirs de type réservoir d'eau potable (châteaux d'eau), isolés et enterrés, pourraient constituer ces stockages thermiques de grands volumes (5 000 à 10 000 m³) capables de conserver la chaleur pendant plusieurs mois et de créer le déphasage souhaité entre offre et demande.

À une échelle plus petite, les bâtiments ou îlots pourraient être desservis par des systèmes collectifs équipés de chaudières à condensation à haut rendement (et alimentés par du gaz naturel intégrant une forte proportion de méthane provenant du biogaz ou de la méthanation⁵), du solaire thermique ou hybride thermique/électrique, et des systèmes de récupération de chaleur sur eaux usées couplés à des pompes à chaleur.

Dans tous les cas, des stockages thermiques de proximité de petit volume (50 à 5 000 litres) seront nécessaires pour l'eau chaude sanitaire, car ils permettront le déphasage jour/nuit par exemple et surtout la réduction de la puissance de chauffe.

Quelles conséquences d'une plus grande autonomie dans l'approvisionnement énergétique des villes/quartiers ?

Dans cette dernière partie nous évoquerons quelques-unes des questions soulevées par les parties prenantes lors de la présentation et de la discussion des scénarios Nexus (cf. *Méthodologie Nexus en annexe*). Ces discussions montrent que si le progrès des technologies rend faisable l'évolution vers une plus grande autonomie énergétique des pôles urbains dans un avenir plus ou moins proche,

5 Procédé industriel de conversion catalytique permettant de produire du méthane (gaz naturel) à partir de dioxyde de carbone et d'hydrogène. On parle de transformation de l'électricité vers le gaz (Power to Gaz) lorsque l'hydrogène est produit par électrolyse ; ce procédé permet alors de stocker de l'électricité d'origine renouvelable sous forme d'hydrogène ou de gaz naturel.



celle-ci suscite un certain nombre d'interrogations sur le plan social (risque d'aggravation des inégalités, précarité énergétique...), politique (compétition dans l'accès aux ressources entre les territoires, recul de la solidarité nationale, etc.) ou économique (coût de la desserte énergétique, prise en charge des réseaux, modalités d'échanges entre territoires, etc.). Nous accorderons ici un intérêt particulier à ces dernières.

■ Perspectives pour la distribution de chaleur en réseau dans des quartiers à basse consommation d'énergie

Un réseau de chaleur est un système de production et de distribution d'énergie (chauffage et ECS et/ou froid) qui comprend des unités de production (moyens de base et moyens de pointe) et une infrastructure de distribution. Le coût de la chaleur distribuée est composé d'éléments fixes (amortissement des équipements, frais de gestion) et d'une partie variable qui dépend des quantités produites (coût de l'énergie). Comme tous les réseaux, les réseaux de chaleur présentent de fortes économies d'échelle c'est-à-dire que les coûts unitaires diminuent à mesure que le volume d'énergie distribuée augmente.

Le développement d'infrastructures lourdes pour la distribution de chaleur ou de froid impose des investissements conséquents (coûts fixes) dont l'amortissement suppose de vendre des quantités de chaleur importantes. Le modèle économique de la distribution de chaleur en réseau risque donc d'être remis en cause par la réduction des consommations de chauffage des bâtiments résultant des opérations de rénovation thermique (objectifs de 50 à 60 %) (Gabillet, 2015; Sperling *et al.*, 2012; Lund *et al.*, 2010). Si les quantités vendues sont plus faibles (ou les puissances installées plus faibles), les coûts fixes par unité de puissance augmenteront pour l'ensemble des consommateurs. Pour les ménages ayant bénéficié d'une rénovation thermique, l'impact sera moindre puisque leur demande de pointe et, ce faisant, leur puissance souscrite auront été réduites. En revanche, les ménages non concernés par les rénovations thermiques devraient voir leurs coûts d'abonnement (coûts fixes) augmenter.

Pour les projets de construction de nouveaux réseaux, cette problématique de coûts échoués ne se pose pas dans les mêmes termes. S'agissant d'un projet qui mobilise des investissements importants pour des ventes de chaleur réduites, la question de l'équilibre économique doit bien entendu être posée aussi. Mais dans le cas d'une construction, les puissances peuvent être adaptées à la demande et les coûts des travaux réduits en conséquence, et des extensions peuvent être envisagées vers les territoires connexes. Surtout, l'offre technique peut être



adaptée à des bâtiments ayant des besoins de chaleur limités ; c'est l'option des réseaux à basse température (Brand *et al.*, 2013 ; Dalla Rosa, 2011).

À l'inverse des réseaux de chaleur classique, les réseaux à (très) basse température peuvent être alimentés par un grand nombre de sources différentes (boucle d'eau tiède). Ils fonctionnent alors comme un réseau de collecte et de re-distribution de chaleur à partir de sources réparties, le principal intérêt étant de collecter des ressources qui ne sont pas ou mal valorisées localement : la chaleur solaire excédentaire produite sur des installations collectives ne disposant pas de stockage ou la chaleur fatale d'installations industrielles (centres de calcul, installation de climatisation), voire les calories disponibles dans les eaux usées en association avec des pompes à chaleur, par exemple (CETE, 2012).

L'option est séduisante mais elle induit des coûts de coordination importants, en particulier dans la phase initiale d'apprentissage où la technologie est encore mal connue, les futurs utilisateurs incertains sur les performances, notamment économiques, et les primes de risques élevées. Un acteur public, ici une collectivité territoriale, peut alors jouer un rôle décisif en mobilisant les acteurs, en assumant le risque d'un projet qui doit assurer une demande aux vendeurs de chaleur et une offre aux consommateurs, et en apportant une garantie au secteur bancaire.

Les réseaux de chaleur constituent des outils importants dans le cadre des politiques locales de l'énergie et du climat mais, en raison de leur structure de coût particulière (importance des coûts fixes), leur équilibre économique peut nécessiter des aides publiques et/ou une planification visant à optimiser le taux de raccordement (UNEP, 2015 ; Gabillet, 2015). Avec les nouveaux réseaux (boucles d'eau tiède/bâtiments basse consommation), l'intervention publique peut être encore plus nécessaire pour assurer le besoin initial de coordination et préserver l'équilibre économique de projets. Sous cette condition, la distribution de chaleur en réseau reste une option techniquement et économiquement pertinente dans une perspective d'approvisionnement énergétique diversifié et décarbonné pour les bâtiments performants.

■ Chaleur/électricité : des complémentarités en production mais également pour l'usage et le stockage

Parmi les visions qui ont émergé au cours des échanges organisés dans le cadre du projet Nexus, l'approche intégrée entre la chaleur et l'électricité a paru s'imposer. Concrètement les acteurs ont une perception positive d'une approche qui associe les deux vecteurs dans une recherche de plus grande efficacité énergétique. Plutôt



que de solliciter plusieurs opérateurs pour approvisionner un quartier en chaleur, en électricité, et éventuellement en gaz, il apparaît plus rationnel de confier cette opération à un seul, lequel peut alors profiter d'éventuelles synergies entre ces vecteurs.

La cogénération est un exemple de synergie qui consiste à valoriser la chaleur produite pendant le processus de production d'électricité (chaleur habituellement dissipée dans l'atmosphère) pour l'utiliser dans les usages de chauffage ou d'eau chaude sanitaire par exemple. Le rendement de l'opération voisin de 35 % en cas de production d'électricité seule (cycle simple) passe alors, si on prend en compte la chaleur produite, à 90 % diminuant d'autant la consommation de ressources fossiles (ou renouvelables dans le cas de la biomasse).

La valorisation de la chaleur produite suppose bien entendu que les centrales en cogénération soient situées à proximité ou dans les agglomérations urbaines, les pertes en réseau étant bien plus importantes pour la chaleur que pour l'électricité. Elle concerne donc certaines installations de grande taille situées en périphérie des villes (centrales électriques fossiles, usines d'incinération de déchets) et des installations de plus petite taille implantées en zone urbaine prioritairement pour l'alimentation en chaleur (moteurs gaz, chaudière biomasse, etc.).

Mais d'autres complémentarités sont également possibles à d'autres stades que celui de la production. Ainsi, le système électrique français exploite classiquement un autre type de synergie entre électricité et chaleur avec les capacités de stockage que constituent les chauffe-eau. Ceux-ci sont alimentés en électricité à bas coût pendant la nuit pour stocker de l'eau chaude qui sera utilisée en journée alors que les prix sont plus élevés.

Les options techniques évoquées au cours des débats vont implicitement plus loin. L'idée serait d'exploiter de manière plus approfondie les synergies entre chaleur et électricité avec des systèmes énergétiques intelligents (*smart energy systems*) associant la production d'électricité intermittente et les réseaux de chaleur basse température évoqués ci-dessus (Harb, 2013 ; Lund, 2014 ; Mathiesen, 2015). Comme dans le cas précédent, le travail de coordination ainsi que l'identification des synergies possibles seraient grandement facilités par un opérateur unique (public ou privé) que les participants aux échanges dans le cadre de Nexus appelaient de leurs vœux.



■ Concurrence pour l'accès/partage des ressources renouvelables en zones urbaines

Dans la partie qui précède, nous avons évoqué différentes technologies permettant d'alimenter des bâtiments neufs très performants, et donc peu consommateurs, à partir de ressources renouvelables. Ces bâtiments exploiteront au mieux les ressources énergétiques disponibles en zones urbaines, solaire thermique et électrique, géothermie, chaleurs fatales, biomasse locale, pour l'essentiel, qui pourraient couvrir une partie significative sinon la totalité des besoins de chaleur et peut-être aussi d'électricité (en moyenne annuelle). Pour le parc existant, même rénové, les zones urbaines les plus denses ou les régions moins dotées en ressource solaire, l'équilibre entre la production et la consommation sera plus difficile à atteindre ; on pense en particulier à la consommation d'électricité dont la demande continue à croître, alors que la demande de chaleur est en très forte réduction.

Si donc l'approvisionnement énergétique de certains îlots ou quartiers peut à moyen terme provenir très majoritairement de sources renouvelables situées dans l'exact périmètre de ces îlots ou quartiers, on peut penser que ces solutions ne seront pas généralisables à l'ensemble des configurations urbaines. Des ressources énergétiques complémentaires seront certainement nécessaires en provenance soit de la périphérie proche de la zone urbaine (l'hinterland), soit d'autres villes ou d'autres régions (réseaux pour l'électricité et le gaz, transport routier pour la biomasse) (ADEME, 2013).

Pour les quartiers contraints dans l'accès aux ressources, la solution la plus naturelle est celle qui a jusqu'à présent été utilisée à l'échelle nationale, la mutualisation. Les éventuels déficits énergétiques seraient couverts par des ressources mutualisées, à l'échelle nationale ou régionale (grands parcs éoliens ou solaires, dispositifs de stockage type STEP, centrales nucléaires éventuellement) ou à l'échelle de l'agglomération urbaine. C'est à cette échelle que des difficultés pourraient survenir et raison d'une sollicitation croissante du foncier en périphérie des agglomérations, pour de nouvelles constructions, pour le développement de productions agricoles de proximité, et pour l'accès aux ressources énergétiques.



■ Conséquences de la parité réseau pour les moyens de production distribuée : comment préserver les fonctions d'échange/secours des réseaux ?

Jusqu'à une date récente, le coût des technologies de production décentralisée d'électricité était tel que la connexion au réseau était toujours l'option à privilégier, sur la base de critères économiques, lorsque l'accès au réseau électrique était disponible. Les coûts de production d'électricité PV notamment dépassaient largement 3 ou 400 €/MWh, sans tenir compte des éventuels coûts du stockage, soit un niveau très supérieur au prix moyen de l'électricité en réseau.

Avec la très rapide évolution des prix des panneaux PV observée ces dernières années, et le début de la baisse des coûts du stockage, la parité réseau est aujourd'hui atteinte dans un certain nombre de régions du monde où les prix de l'électricité sont élevés et la ressource solaire abondante. Plusieurs études montrent ainsi qu'aux États-Unis ou en Australie, un nombre significatif de consommateurs pourrait d'ores et déjà avoir intérêt à produire leur propre électricité et abandonner le réseau (RMI, 2014). La conséquence d'un abandon du réseau par un nombre croissant de consommateurs serait l'accroissement des coûts fixes, créant une incitation à de nouvelles déconnexions dans ce que certains auteurs appellent une « spirale de mort » pour les entreprises électriques.

On peut transposer ce débat à l'échelle de l'approvisionnement de quartiers devenant progressivement autonomes sur le plan énergétique. Pour la France, la question semble aujourd'hui peu pertinente, mais peut-on affirmer qu'elle ne le sera toujours pas dans 20 ou 30 ans si les dispositifs de stockage bénéficient d'une dynamique de baisse de coûts comparable à celle du panneau PV ? Sans aller jusqu'à l'autonomie, quelle serait la conséquence d'une réduction significative des consommations d'électricité du fait de l'auto-production, sur les tarifs d'utilisation des réseaux ? (Khalilpour *et al.*, 2015). Comme pour les zones rurales ou la périphérie des villes, dans un premier temps, le développement de la production distribuée pour les zones urbaines pourrait tout à la fois alléger les contraintes sur les réseaux et augmenter leurs coûts si les quantités ou les puissances qui transitent par les réseaux diminuent. Paradoxalement alors que la fonction d'échange, avec l'arrière-pensée, avec d'autres quartiers, d'autres villes deviendra plus nécessaire, elle deviendrait également plus coûteuse, incitant à plus de stockage local pour une plus grande autonomie.

Ces questions des coûts échoués et de la prise en charge de la fonction essentielle d'échange par les grands réseaux, dans des configurations d'approvisionnement



énergétique plus autonome des quartiers et des territoires, sont des sujets de préoccupation pour les acteurs impliqués dans le développement énergétique des écoquartiers comme cela avait été constaté à Stockholm (Rutherford, 2008). À long terme, cette plus grande autonomie de l'approvisionnement local pourrait mettre en question les principes de fiabilité et de solidarité nationale des grands réseaux (Dupuy, 2011).

Conclusion

La mise en œuvre de politiques de l'énergie et du climat à l'échelle locale apparaît aujourd'hui comme une nécessité qui conduit certaines collectivités locales à explorer les voies d'une transition vers des systèmes énergétiques décarbonés et plus décentralisés. Entre l'échelle du bâtiment trop limitée et celle de l'agglomération urbaine hors d'atteinte pour une majorité de villes françaises, l'échelle du quartier constitue un ensemble cohérent pour un projet urbain ambitieux qui intègre les aspects énergétiques. Elle offre en outre la possibilité d'une approche plus systémique qui tient compte des interactions entre les bâtiments et permet de mobiliser davantage de ressources renouvelables.

L'évolution des technologies de l'énergie aux cours des dernières années telles que le photovoltaïque, du stockage, et demain des réseaux intelligents ouvre des perspectives de déploiement de systèmes d'approvisionnement énergétique, à l'échelle du quartier ou d'une partie de ville, utilisant une plus grande proportion d'énergies renouvelables et de ce fait plus autonomes.

Les premières réalisations ont encore un caractère exploratoire destiné à tester la faisabilité technique et ne présentent donc pas la standardisation et les performances économiques qui seraient nécessaires à un large déploiement. On ne peut donc pour l'instant affirmer que des systèmes énergétiques plus décentralisés ont un avantage économique net par rapport au système existant (Gulli, 2006), mais, on l'a vu, le progrès technique dans ce domaine est très rapide. Ils posent par ailleurs de nouveaux défis auxquels des solutions devront être apportées pour permettre la généralisation de villes ou de quartiers plus autonomes sur le plan énergétique, comme la nécessité de développer des stockages, la synergie entre vecteurs énergétiques ou l'interopérabilité des réseaux. Elles posent enfin la question de l'accès aux ressources renouvelables, de leur partage, des besoins d'échanges que la non-coïncidence entre offre et demande fait apparaître et, au-delà, de l'avenir des réseaux, notamment de leur fiabilité et de leurs fonctions de partage et de mutualisation qui ont accompagné le développement des villes et du pays.



Chapitre 4

Modèles d'affaires et innovations énergétiques urbaines

Caroline Gauthier, Sylvie Blanco, Gilles Debizet

Résumé

La diffusion des solutions permettant de répondre aux enjeux du développement durable, à l'instar de la transition énergétique, reste insuffisante. Elle reste cantonnée à des monographies, le plus souvent d'expérimentations, dont il est difficile de tirer des enseignements généraux. La littérature récente suggère l'adoption d'une approche en termes de modèles d'affaires (Boons et Lüdeke-Freund, 2013; Bocken *et al.*, 2014). Le projet de recherche Nexus a permis de mettre en œuvre cette approche afin de qualifier les modalités de coordination de l'énergie dans les projets urbains novateurs. Après avoir rappelé les fondamentaux des modèles d'affaires, ce chapitre présente leur application au cas de de l'écoquartier de Bonne et d'IssyGrid. Il en résulte une typologie des modèles d'affaires des acteurs pour la transition énergétique, la mise en avant de leur dimension collective et les multiples dimensions de la valeur créée par et pour ces acteurs – bien au-delà de la valeur économique.



La réalisation d'écoquartier tout comme la transition énergétique font l'objet d'une littérature croissante dans les champs des technologies, de l'aménagement et de l'économie. Suscitant l'attention des politistes et des sociologues, la dimension participative se focalise sur les interactions entre les porteurs et concepteurs des quartiers ou bâtiments durables avec les habitants, riverains existants ou futurs utilisateurs. Si les logiques de l'aménageur et de la municipalité – et parfois celles du promoteur immobilier sont souvent étudiées, rares sont les analyses qui portent conjointement un regard sur les acteurs de l'énergie dans ces situations de fabrique de la ville.

L'approche par les modèles d'affaires permet d'articuler l'entité économique (entreprise, établissement public...) porteuse de l'« affaire » avec l'écosystème au sein duquel elle produit de la valeur, ici appelée « réseau de valeur ». Associée depuis son origine au projet de recherche Nexus, cette approche apporte des éclairages sur les logiques d'actions et les modalités de collaboration entre les acteurs de la ville et de l'énergie en milieu urbain, notamment, entre les porteurs de nœuds socio-énergétiques.

Après une présentation des concepts les plus récents en termes de modèles d'affaires durables, ce chapitre décrit les évolutions de modèles d'affaires observés dans les projets Écoquartier De Bonne et IssyGrid et tire des enseignements plus généraux sur les modèles d'affaires de la transition énergétique.

L'approche par les modèles d'affaires

Le modèle d'affaires est un concept et un outil stratégique. Il permet de comprendre pourquoi et comment une « affaire » a lieu sur le marché. Pour David Teece (2010), un *business model* ou modèle d'affaires est défini par les hypothèses avancées par l'équipe dirigeante concernant les besoins des clients, comment l'entreprise peut y répondre et générer des profits. Une définition plus récente (Baden-Füller et Mangematin, 2013) et plus précise le définit selon quatre éléments : la proposition de valeur sur laquelle porte l'échange (« l'affaire »), l'identification des consommateurs, le réseau de valeur qui justifie des différentes étapes et des différents acteurs impliqués dans la création de la valeur sur laquelle portent l'échange, et le système de monétisation qui rend compte de la capture de cette valeur.

Le modèle d'affaires décrit l'offre sur laquelle porte la transaction, en expliquant en quoi cette offre apporte de la valeur aux acheteurs. On parle de « proposition de valeur », en justifiant les caractéristiques de cette valeur et sa différenciation



par rapport aux offres concurrentes (exemple : moins chères, de meilleure qualité, plus performantes). La proposition de valeur peut correspondre à une solution « sur mesure » (elle est qualifiée alors de type « taxi ») ou de masse (de type « bus »). Pour cela le modèle d'affaires rend compte du ou des segments de consommateurs ciblés. Il peut être mono-face ou multi-face ; à l'instar du site web du journal *Le Monde* qui s'adresse à la fois à ses lecteurs et à des agences de communication qui paient pour mettre des encarts publicitaires dans les pages du site.

Au-delà de la description de la proposition de valeur, le modèle d'affaires explique comment cette valeur est créée. Pour cela l'ensemble des acteurs participant à la création de valeur est décrit. Il s'agit du réseau de valeur (partenaires, fournisseurs, distributeurs). Dans le cas d'une innovation technologique complexe et de rupture, ce réseau transcende systématiquement les frontières des organisations (Amit et Zott, 2001). Un réseau d'acteurs, liés de manière variable, est constitué pour couvrir une chaîne de valeur dont certains maillons sont établis, durables ou à modifier, voire obsolètes, et dont d'autres sont à créer. Les dirigeants doivent lister les acteurs impliqués, choisir, tester et défendre un positionnement dans les processus clé que sont la chaîne de valeur, la commercialisation et la proposition de valeur. Leurs capacités dynamiques et leurs ressources spécifiques s'avèrent des atouts majeurs dans ces jeux d'acteurs, en particulier la ressource humaine. La notion d'écosystèmes complexes et dynamiques apparaît ici comme un levier majeur à la fois de création de valeur, pour mettre au point la solution avec les premiers clients mais aussi et surtout ensuite de croissance économique pour rester leader sur des marchés très rapidement ultra concurrentiels.

Enfin le modèle d'affaires justifie comment la valeur est capturée. Au-delà du prix de vente de la proposition de valeur, il rend compte du système de monétisation (ex : achat unique, abonnement, forfait). Le journal *Le Monde* capture la valeur qu'il crée pour les annonceurs en se faisant rémunérer au nombre de « clics » effectués par les lecteurs à partir d'une publicité affichée sur le site et donc du trafic généré par les lecteurs qui « cliquent » sur une publicité. Le modèle de profit enfin, découle essentiellement de l'équation économique entre flux de revenus et coûts d'exploitation.

Toute organisation qui est ou souhaite entrer sur un marché compose son ou ses modèles d'affaires selon qu'elle offre une ou plusieurs propositions de valeur. Dans le cadre de la transition énergétique, les entreprises sont invitées à faire des propositions de valeur sur le marché. Le concept de modèle d'affaires leur permet d'appréhender s'il faut ou non aller sur ce marché, et si oui



comment y aller : en tant que fabricant de produit ? ; en tant que fournisseur de services (de solutions énergétiques par exemple) ? ; en n'étant qu'un maillon dans la proposition de valeur ? ; en intégrant toutes les activités, du *design* de la solution à sa distribution en passant par son industrialisation ? ; en s'alliant avec certains partenaires ? ; ou en vendant à prix fixe sous la forme d'un forfait ou à prix croissant en fonction de la quantité consommée du bien vendu ? etc.

Comme l'affirme D. Teece (2010), « *L'innovation technologique ne garantit pas le succès commercial – les efforts de développement de produits nouveaux doivent être couplés à un business modèle, dont l'objet est de définir les stratégies de pénétration du marché et de capture de valeur* ». L'innovation, en particulier en cas de fort potentiel de rupture socio-économique, doit être portée par des managers capables d'orchestrer l'utilisation des ressources accessibles de façon renouvelée tout en inventant de nouvelles formes d'organisation, de nouvelles façons de travailler et de mener les affaires, de manière pérenne.

Ceci est particulièrement pertinent dans la perspective de la transition énergétique : les technologies sont au cœur du défi, toutefois, elles ne suffisent pas. Nous faisons face à une recombinaison intégrale de certaines économies, en fonction des acteurs qui constituent l'industrie, des règles du jeu concurrentiel réglementaire, et des comportements et attentes du marché et de la société, elle-même en pleine transformation.

Dans le cadre de la recherche Nexus sur l'énergie dans les écoquartiers, une réflexion sur les modèles d'affaires des acteurs qui participent ou susceptibles de participer à la transition énergétique s'avère utile. Elle permet de comprendre les propositions de valeur à venir, les acteurs qui vont entrer ou sortir du marché, les innovations potentielles en termes de solutions énergétiques, d'organisation de la chaîne de valeur, de système de facturation de l'énergie... en se mettant dans la logique des acteurs concernés.

Les modèles d'affaires de l'énergie dans les écoquartiers

Les écoquartiers observés dans le cadre du projet de recherche Nexus sont parmi les plus récents en France. Ils portent des modèles d'affaires à une échelle inédite, et ont été le terrain d'innovations techniques et organisationnelles. L'exploration en termes de modèles d'affaires permet de comprendre comment les acteurs s'organisent pour répondre aux exigences de la transition énergétique, quelles solutions ils privilégient, quelles innovations ils préconisent et de mesurer l'impact sur leurs modèles d'affaires actuels. L'extrapolation de ces résultats



visent une réflexion plus large sur la façon dont les acteurs de la ville pourraient s'organiser à l'horizon 2040 sur le plan de la fonction énergétique. En particulier ces modèles d'affaires ont été envisagés dans le cadre de la construction des scénarios, chaque scénario mettant en avant un acteur pivot.

Les écoquartiers sont intéressants parce qu'ils sont par essence un territoire privilégié en termes de transition énergétique. Le cas de l'Écoquartier De Bonne à Grenoble comme celui d'IssyGrid à Issy-les-Moulineaux sont emblématiques de fortes ambitions en termes énergétique et environnemental. L'approche par les modèles d'affaires s'est focalisée sur ces deux cas. Après avoir listé les acteurs impliqués (collectivités, architectes, promoteurs immobiliers, constructeurs, fournisseurs d'énergie, entreprises, etc.) pour chaque éco-quartier, des interviews ont été réalisées auprès de chaque acteur afin de comprendre les cadres et les logiques d'actions et, notamment, les caractéristiques des modèles d'affaires déployés (Debizet *et al.*, 2013).

Notre analyse porte davantage sur la construction des modèles d'affaires dans les projets de transition énergétique que sur leur évolution de long terme. Plutôt centrée sur l'optimisation énergétique à court terme, la proposition de valeur exprimée par les acteurs devrait davantage prendre en compte l'intermittence et la sobriété énergétiques à plus long terme.

■ Par les acteurs de l'écoquartier de Bonne

Lauréat du Grand prix national d'éco-quartier en 2009, le projet de l'écoquartier de Bonne a été porté par un leader institutionnel (la municipalité) conforté par le concours et le financement européen Concerto en 2005. De ce fait, les choix en termes de solutions énergétiques de la première tranche du quartier ont pour la plupart été décidés en amont par la municipalité. Les différents acteurs de ce projet urbain ont dû composer avec ces choix. Leurs modèles d'affaires se sont donc construits autour des objectifs énergétiques donnés par le leader – ou agenceur.

Certains acteurs, à l'instar des promoteurs immobiliers et des bailleurs sociaux, ont conservé leur modèle d'affaires habituel. En particulier, l'identification des « consommateurs » s'est faite sur des critères traditionnels du fait que les usagers du site sont soit des acquéreurs d'un logement – qui ont privilégié les critères habituels de choix du logement (prix, surface, qualité du quartier...), soit des locataires de l'habitat social dont les critères de choix sont habituels tout comme les modalités d'attribution des logements. Toutefois les logements



vendus dans le cadre de l'écoquartier de Bonne ont permis aux promoteurs immobiliers d'élargir leur portefeuille d'offres en y introduisant les logements à haute qualité environnementale (HQE) : la construction d'un immeuble dans le quartier De Bonne à forte notoriété constitue ainsi une référence crédibilisant le savoir-faire de l'entreprise.

L'aménageur du quartier (une société mixte contrôlée par la municipalité) a ajusté son modèle d'affaires. Certes, ce modèle reste fondé sur l'équilibre entre la vente des terrains viabilisés à des constructeurs (promoteurs immobiliers et bailleurs sociaux) et les dépenses d'aménagement pour les espaces et d'équipements publics. Cependant, le mode de sélection de ces constructeurs a été novateur. À la demande de la municipalité, l'aménageur a élaboré un cahier des charges « énergie et accessibilité » très ambitieux pour l'époque puis mis en concurrence plusieurs binômes composés d'un maître d'ouvrage et d'un architecte pour chaque parcelle : le prix de vente étant défini par avance, la compétition a porté sur les qualités architecturales et énergétiques de l'immeuble. Alors qu'il a imposé les solutions énergétiques dans les premiers îlots, l'aménageur a fixé des performances minimales et laissé les binômes proposer des solutions énergétiques y compris le mode d'approvisionnement principal pour les îlots suivants.

Un assistant maître d'ouvrage (AMO) spécialisé en énergie a été missionné par l'aménageur pour évaluer les performances énergétiques, elles-mêmes novatrices car très ambitieuses – de l'esquisse jusqu'à la livraison du bâtiment, alternant des postures de conseiller et de contrôleur (Debizet et Symes, 2009). Cette activité de conseil à l'aménageur et d'interface avec des maîtres d'ouvrage et concepteurs de projets de bâtiments constitue un nouveau modèle d'affaire pour les AMO dit « HQE » ceux qui conseillent directement les maîtres d'ouvrage ; il s'agit d'un élargissement de la question énergétique à l'échelle du quartier et aux modalités d'approvisionnement. Travaillant pour l'aménageur, l'AMO contribue ainsi à un apprentissage collectif impliquant non seulement les bureaux d'études thermiques des bâtiments mais aussi les promoteurs et les architectes. Il garantit la chaîne de valeur liée aux performances environnementales (moins de carbone émis) et énergétique (facture énergétique plus faible) sur le périmètre du quartier De Bonne et, du fait de l'apprentissage, il améliore cette valeur dans le bassin grenoblois.

L'innovation technique majeure fut la cogénération à l'échelle de l'îlot. Elle a été mise en œuvre par une société mixte contrôlée par la municipalité et qui, fait exceptionnel en France, assure la distribution du gaz et de l'électricité sur le territoire communal. Principal fournisseur de ces énergies, cette société produit



elle-même de l'électricité dans la région grenobloise (photovoltaïque, hydroélectrique...) et acquiert le reste sur le marché national et européen. Alors qu'elle était auparavant associée à la compagnie de chauffage locale dans une grande unité de cogénération, récupérant l'électricité pour l'injecter dans le réseau, elle a développé un modèle d'affaires radicalement nouveau dans le quartier De Bonne. Grâce à une cogénération gaz installée dans des locaux appartenant à des copropriétés (ou des bailleurs sociaux), elle produit, lors de la saison hivernale, de la chaleur qu'elle vend à ces dernières et réinjecte l'électricité dans le réseau électrique public dont elle assure la distribution. Il s'agissait pour cette société mixte municipale de remettre ainsi en cause l'hégémonie de la compagnie de chauffage, plus précisément, de s'introduire sur le marché de la chaleur urbaine en développant des micro-réseaux de chaleur d'îlot ou de bâtiment à partir du gaz qu'elle fournit elle-même. Les subventions européennes et le tarif incitatif national d'achat d'électricité produite par cogénération ont permis de rentabiliser l'investissement sur une période de douze ans, durée d'engagement pris par le promoteur que la copropriété aura à respecter.

D'autres ont utilisé ce projet d'éco-quartier comme un laboratoire d'expérimentations. Une agence d'architectes a remis en cause sa chaîne de valeur en sollicitant un bureau d'études en simulation énergétique afin d'optimiser ses choix. Plusieurs constructeurs ont testé de nouveaux matériaux ou remis à jour des techniques peu utilisées jusqu'alors, à l'instar de l'isolation par l'extérieur. Les solutions développées ici ont été de type taxi, c'est-à-dire sur-mesure, alors qu'à terme elles devront s'appuyer davantage sur une logique de reproductibilité, de type bus afin d'être rentables. En termes économiques, les expérimentations valent ici parce qu'elles permettent de développer des innovations ou des techniques qui seront reproductibles – et donc rentables à terme.

Certains acteurs ont évoqué la nécessité de faire évoluer la monétisation de leur modèle d'affaires. Ils le justifient par le passage d'une logique de fournisseur d'énergie à une logique de service, du fait de la nécessité d'une plus grande maintenance des solutions énergétiques adoptées pour ce quartier que d'autres comme l'explique un bailleur social du site. Les acteurs ont souvent évoqué la non-rentabilité économique de leur investissement, évoquant l'apport en termes de réputation, de notoriété, d'image. La monétisation des modèles d'affaires pour ces projets énergétiques doit prendre en compte cette création de valeur non économique.



■ Par les acteurs d'IssyGrid

Le projet IssyGrid a été porté par un leader fort : le groupe Bouygues. Toutefois, les solutions – de type *smart grids* – ont fait l'objet d'une collaboration entre les divers acteurs de la chaîne de valeur du projet, à savoir Alstom, Bouygues Energies & Services, Bouygues Telecom, EDF, ERDF, Microsoft, Schneider Electric, Steria et Total. La logique dominante du projet qui préfigure la logique dominante de l'activité future est celle d'un industriel innovant, qui place la technologie comme un levier de création de valeur et d'avantage concurrentiel. Les processus de collaboration en innovation ainsi que la connaissance du secteur de l'immobilier et de l'urbanisme comme terrain d'application ont été mis au service du projet et des partenaires, autour d'un concept fort de réseau électrique virtuel inter-bâtiments, porté par une « marque » : IssyGrid®. On observe ici la conception et l'expérimentation d'une offre commune, incluant la création d'un actif immatériel commun.

De ce fait, les propositions de valeur qui ont émergé ont été globalement plus innovantes que celles de l'écoquartier de Bonne, en particulier par la volonté d'intégrer des *smart grids* et de développer des briques technologiques au sein des différents bâtiments du quartier qui permettent des échanges de flux électriques entre eux. Les acteurs du projet Issygrid semblent avoir tissé un accord stratégique, dans lequel la convergence est forte au niveau de l'ambition de réorganiser les flux électriques entre des bâtiments d'un même quartier et de produire de nouveaux services à l'articulation de l'immobilier et de l'énergie. De ce fait, l'engagement de ressources complémentaires, la mutualisation et les synergies sont facilités par un processus expérimental jalonné et géré en commun. Ainsi, les réseaux de valeur des modèles d'affaires des acteurs d'IssyGrid ont fait l'objet d'une réflexion systémique en collaboration horizontale. Certes, ces réseaux de valeur restent pour l'essentiel virtuels puisque les échanges financiers directs entre les entreprises impliquées sont juridiquement impossibles : seul un fournisseur agréé d'électricité a le droit d'acheter ou de vendre de l'électricité. Cependant, le partage des simulations économiques entre « offreurs » et « demandeurs » d'électricité a permis d'élaborer des modèles de transaction et de les articuler avec le fonctionnement énergétique des bâtiments concernés.

Cette démarche a favorisé la création d'innovations techniques radicales de service qui pourraient être déployées si ces entreprises – occupant des bâtiments proches – étaient autorisées à acheter et vendre de l'électricité entre elles. Elle



a été rendue possible par le portage et le leadership du groupe Bouygues, qui a endossé le rôle d'agenceur. La présence d'acteurs complémentaires, d'envergure internationale et leaders dans leur domaine a été favorisée en vue d'établir des collaborations dans la durée. Quelles que soient les possibilités juridiques de déploiement, chacun a pu profiter de la visibilité et de la crédibilité de l'ensemble pour attirer des talents, développer son propre sous-écosystème dans son domaine et ainsi bénéficier durablement du projet commun.

Les enseignements au-delà des cas analysés

Plus généralement les résultats du projet de recherche Nexus mettent en évidence une typologie possible pour les modèles d'affaires de la transition énergétique, la nécessité d'une approche collective des modèles d'affaires des acteurs d'une telle transition et les multiples dimensions de la valeur créée par ces acteurs (Gauthier et Gilomen, 2016 à paraître).

■ Typologie des modèles d'affaires pour la transition énergétique

Les acteurs impliqués dans les projets d'éco-quartiers construisent des modèles d'affaires différents les uns des autres, éventuellement différents de leurs modèles d'affaires « habituels » et ils imbriquent leurs modèles de manière diversifiée d'un projet à l'autre. Ceci mène à une grande variété de configurations et de reconfigurations potentielles lorsque l'on se situe au niveau du « méta-modèle d'affaires » du groupe d'acteurs, celui qui intègre et relie les modèles d'affaires de chaque acteur. Au niveau des modèles d'affaires spécifiques à chaque acteur, il ressort clairement trois situations quant à l'approche d'un projet d'éco-quartier :

- 1/ l'acteur conserve son offre en la situant dans un environnement alternatif, celui de l'écoquartier, il réalise des modifications à la marge, si besoin : il s'agit ici d'étendre au maximum l'offre existante (enrichissement du portefeuille d'activités) vers de nouveaux clients ou leurs nouvelles attentes en modifiant le moins possible les *business* modèles établis. C'est par exemple le cas des promoteurs immobiliers qui ajoutent à leur portefeuille des biens immobiliers avec objectif d'efficacité énergétique intégré ;
- 2/ l'acteur profite de l'approche collaborative pour explorer et tester de nouvelles solutions ou composants pour son offre. Il cherche à repousser les limites techniques de l'offre (telle que captée ce jour) dans sa dimension communication, offre des produits et des services dont il cherche à repousser les limites en termes de performance technique, en l'occurrence en termes d'efficacité énergétique ;



- 3/ une nouvelle vision du secteur, une ambition de transformation forte, portée collectivement autour d'un acteur qui nourrit un écosystème de partenaires avec des orientations stratégiques communes et convergentes qui conduisent les acteurs à envisager une reconfiguration de leurs business et de leurs métiers.

Au-delà de la phase d'expérimentation, les acteurs cherchent à développer des modèles d'affaires reproductibles, qui vont leur permettre de réaliser des économies d'échelle et de baisser le coût de développement et d'exécution de ces modèles d'affaires, qu'ils s'inscrivent dans des logiques dominantes comme celles de l'immobilier et des appels d'offres ou plutôt dans des combinaisons de ces modèles avec des modèles plus proches des plateformes d'innovation par exemple.

Dans le scénario où les grandes entreprises sont les principaux décideurs, elles développent des modèles de type bus, au cœur desquels des plateformes techniques donnent accès à des outils standards. Dans le scénario dans lequel l'État conserve le leadership, les acteurs économiques cherchent aussi à proposer des standards et font du lobbying afin que ces derniers soient adoptés. Si les acteurs locaux prennent en main la création et la gestion de nœuds socio-énergétiques à l'échelle de la ville ou de morceaux de ville, alors les modèles d'affaires développés par les acteurs seront probablement construits au cas par cas.

■ Le rôle d'agenceur de projets collectifs

Les réseaux de valeur des modèles d'affaires des acteurs d'IssyGrid ont été développés en collaboration horizontale et ont fait l'objet d'une réflexion systémique. Cette réflexion est classiquement recommandée dans la littérature académique (cf. Bocken *et al.*, 2014) afin de favoriser l'émergence des innovations durables. En étant l'orchestrateur par exemple le Groupe Bouygues a pris le rôle de l'agenceur tel que préconisé par Genus et Coles (2008) et Boons et Lüdecke-Freund (2013).

Le concept de modèle d'affaires a été développé dans le cadre d'une réflexion stratégique individuelle de l'organisation impliquée. Le projet Nexus montre que cette réflexion doit être élargie aux projets et donc aux objectifs collectifs dans la perspective de la transition énergétique. En effet les choix individuels en termes de modèles d'affaires sont ainsi plus ou moins dépendants des objectifs collectifs et de la marge de manœuvre dont dispose l'organisation. En particulier l'organisation doit composer avec les grands réseaux techniques ainsi que les nœuds socio-énergétiques une fois ceux-ci mis en place.



Les cas montrent que certaines organisations sont déterminantes dans les choix des modèles d'affaires des différentes organisations participantes. Le rôle du leader – qui fait écho à celui de l'agenceur dans la littérature. Genus et Coles (2008) et Boons et Lüdeke-Freund (2013) évoquent le besoin de prendre en compte ce jeu d'acteurs.

Au-delà de leur proposition de valeur individuelle, les organisations produisent ensemble une proposition de valeur(s) durable(s) qui est collective. C'est une particularité des modèles d'affaires de la fonction énergétique à l'échelle de la ville. Les scénarios à l'horizon 2040 en tiennent compte.

■ Des valeurs de réputation, de notoriété et d'image *en sus* du système de monétisation

Dans le cadre de ce projet, on voit qu'il convient d'étendre le concept de monétisation du modèle d'affaires afin de rendre compte des enjeux de projets comme ceux qui s'inscrivent dans une perspective de transition énergétique. Ce que les acteurs retirent comme « intérêt » n'est plus seulement économique mais aussi relationnel, de réputation, d'image, voire politique. En particulier, les modèles d'affaires développés dans le cadre des cas étudiés n'ont pas été rentables économiquement pour la plupart des acteurs interrogés et dans le laps de temps entre la fin du projet et les entretiens. Toutefois certains y ont gagné en notoriété, ce qui signifie qu'une rentabilité à moyen, voire long terme est possible.

D'autres ont travaillé à la construction des briques technologiques des futures *smart cities* et ont ainsi été partie prenante dans la construction de potentiels standards sur ce marché à l'horizon 2040. La création de standards est un enjeu phare pour les groupes impliqués. Ils permettront de bénéficier d'économies de moyens (mise en commun de fonctions support telles que le marketing, la distribution par exemple) et d'échelle. En effet, les leaders cherchent à décliner des propositions de valeur duplicables, afin de générer des économies d'échelles sur les différentes opérations et reproduire des chaînes de valeur identiques d'une opération à l'autre. La recherche d'équivalent entre la valeur durable et la valeur économique perçue d'une offre reste à établir et à être démontrée.

Conclusion

En définitive, il ressort des projets étudiés que les acteurs se focalisent très largement sur les problématiques associées au réseau de valeur et à la question de la monétarisation. Le renouvellement de la proposition de valeur n'est véritablement



posé que dans un cas sur deux : où le vecteur électrique fait l'objet d'initiatives *smart grid* permettant de fournir des informations et des services, au-delà du produit (cas IssyGrid) mais elle ne peut être effectivement déployée dans le cadre réglementaire actuel. Ceci soulève des problématiques très nombreuses dont, du point de vue du client : la confidentialité et l'utilisation de leurs données personnelles disponibles sur les réseaux ; leur capacité à appréhender certains services requérant de nouveaux comportements comme la prévention en santé ou le calcul d'une économie sur une facture énergétique souvent peu connue.

En matière de réseau de valeur, toutes formes de collaboration semblent pouvoir émerger avec une incertitude très variable du fait d'une complexité difficile à appréhender d'emblée. Le rôle et le positionnement des acteurs des technologies de l'information restent toutefois peu abordés, sans doute de par la nouveauté que constitue leur présence dans de tels modèles. Enfin, les projets d'écoquartiers constituent des lieux de réflexion pour les organisations qui ont su préempter les soutiens publics, en s'engageant dans la voie de la transition énergétique et par voie de conséquence, de la valorisation de la dimension durable de leurs offres.



Conclusion générale

Synthèse et analyse transversale des scénarios

La scénarisation prospective de la coordination de l'énergie apporte des éléments de réflexion aux acteurs, institutionnels ou de terrain, quant aux orientations envisageables pour une ville engagée dans un processus de transition énergétique. Le parti pris a été de focaliser ces scénarios autour d'une catégorie dominante d'acteurs. Ainsi les processus de transformation des systèmes énergétiques urbains et, plus généralement, les relations entre les objets et les acteurs ont été mis en exergue selon le type d'acteur pivot de la gouvernance de l'énergie :

- *Grandes entreprises*, pourvoyeuses de systèmes énergétiques urbains ;
- *Collectivités locales*, pilotes de la fabrique du territoire ;
- *État prescripteur*, pouvoir central réglementant et fixant les régulations ;
- *Acteurs coopératifs*, collectifs de consommateurs reprenant en main leur destin énergétique.

L'acteur pivot est capable de mobiliser d'autres acteurs en fonction de son intérêt, de sa légitimité et de son pouvoir de coercition. La coercition renvoie à la capacité d'un acteur à inciter, contraindre, d'autres acteurs à obéir à la règle. Le pouvoir coercitif ne suffit pas, l'influence d'un acteur – par exemple de lobbying – résulte aussi de son intérêt et de sa légitimité. La légitimité renvoie à la capacité d'un acteur à convaincre d'autres acteurs que ses actions, ses idées, ses objectifs sont valables, ou tout du moins méritent d'être respectés.

Des hypothèses dites « exogènes » communes¹ aux quatre scénarios ont été définies en fonction des objectifs à long terme de la politique climatique française notamment le Facteur⁴² en 2050 – et les visions à long terme de l'Agence internationale de l'énergie. Sur le plan institutionnel, nous supposons que l'État

1 Il s'agit notamment de la baisse de la demande d'énergie pour le chauffage et l'augmentation pour le rafraîchissement, l'augmentation du prix des énergies fossiles, l'augmentation substantielle de la part des énergies intermittentes dans le mix électrique et du potentiel d'autoproduction électrique et chaleur. Ces dernières évolutions amplifient la fluctuation des prix de gros de l'électricité et fragilisent les opérateurs marchands

2 Le Grenelle de l'environnement en 2007 a confirmé l'engagement pris par la France en 2003 de diviser par un facteur 4 les émissions de gaz à effet de serre d'ici 2050. Le projet de recherche Écoquartier Nexus Énergie s'inscrit dans le programme de Recherche de l'ADEME « Mettre l'innovation au service du Facteur 4 ».

et les collectivités locales existeront encore et seront en capacité de prélever des taxes pour le fonctionnement des réseaux de transport et de distribution et que le marché restera le mode essentiel – mais non exclusif – de transaction économique. En revanche, les régulations – par exemple celles du gaz et de l'électricité – peuvent différer de leur forme actuelle.

■ Quatre scénarios³

Scénario *Grandes Entreprises*

Capables de mobiliser des capitaux importants dans des équipements de production d'énergie renouvelable et de gestion en temps réel, de grandes entreprises déploient des systèmes multi-énergies pilotés à l'échelle de grands morceaux de ville. Une entreprise ensemblière – ou un consortium d'entreprises – vend aux consommateurs finaux des services intégrés définis par un contrat de performance négocié avec la collectivité locale (fiabilité minimale et tarif de base, exprimés sous forme de d'énergie ou de confort) ; en outre, l'entreprise propose aux abonnés une gamme de services énergétiques supplémentaires (tarification dynamique, confort supplémentaire, pilotage de l'énergie à distance...). L'entreprise capte une partie de l'énergie sur place (solaire, géothermique...) et recourt, selon les moments, au marché *via* le réseau européen d'électricité dans des proportions maximisant le bénéfice. Elle déploie également dans l'espace urbain des équipements convertissant des flux électriques en chaleur – voire en gaz – afin de stocker les excédents d'électricité éolienne et solaire locaux ou européens (achetés à bas prix sur le marché) en anticipation de la consommation. Elle privilégie des solutions complexes et de haut niveau technologique lui permettant de limiter la concurrence de nouveaux entrants (*figure 1*).

Soucieuses de maintenir la concurrence et de garder une marge d'influence, les collectivités ne concèdent à ces entreprises multi-énergies que des morceaux de l'espace urbain en particulier dans les grandes métropoles. Les zones du territoire métropolitain dont la demande d'énergie est faible – du fait d'une faible densité (périurbain, zones pavillonnaires...), de l'autoconsommation (*idem*) ou de la faiblesse des revenus des ménages – sont *a priori* peu concernées. Le modèle d'affaires peut entraîner des inégalités d'accès à l'énergie entre les quartiers ainsi qu'entre les ménages d'un même quartier du fait d'offres de service différenciées. La question d'une taxe de redistribution nationale ou d'une péréquation économique intra-métropolitaine entre les zones gérées par une entreprise multi-énergie et les autres se pose.

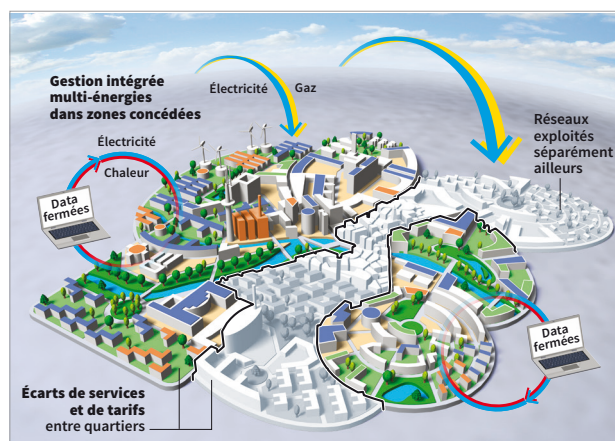


Figure 1 – Scénario Grandes entreprises Échelle Ville

Des signes précurseurs de ce scénario peuvent déjà être observés dans les propositions commerciales ou prospectives formulées par des grands groupes, notamment ceux disposant de filiales dans les domaines de l'aménagement, de l'immobilier et des services énergétiques. D'autres grandes entreprises issues d'un seul métier – les télécommunications, le matériel électrique, le service informatique ou la fourniture d'énergie – tentent elles aussi de prendre position sur l'activité de gestionnaire énergétique de parcs de bâtiments, une activité qui combine consommation, production et stockage.

Scénario *Collectivités locales*

Motivée par la réduction de la facture énergétique et l'équité d'accès à l'énergie pour les ménages, l'intercommunalité (ou la métropole) planifie la distribution, la production, le stockage et supervise la gestion des réseaux d'énergie. Elle encourage la sobriété et le recours aux ressources de proximité (solaire, éolien, hydraulique, bois, etc.) et aux moyens de stockage locaux (réservoirs thermiques, hydroélectriques, de méthane). La collectivité locale – dont le territoire est généralement étendu au bassin métropolitain – vise une forte autonomie énergétique pensée avec son hinterland et complétée par des échanges avec d'autres territoires *via* les réseaux – électrique et gaz – nationaux ou européens dans le cadre de contrats de coopération à long terme ou du marché à court terme (figure 2).

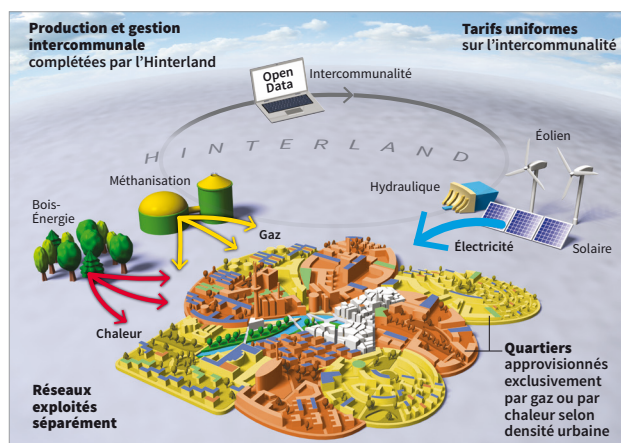


Figure 2 – Scénario Collectivités locales Échelle Ville

L'intercommunalité incite à une forte mixité fonctionnelle dans les quartiers afin d'augmenter le ratio des recettes relatives au flux rapportées au coût du réseau⁴. Le financement des réseaux de transport de gaz et d'électricité est réduit en même temps que baisse leur capacité. La production et le stockage localisés dans les aires urbaines (y compris hinterland) réduisent en effet à la fois les volumes d'énergie et les sollicitations de pointe de ces réseaux. Des différences économiques (tarification, fiscalité, etc.) et de qualité de service (fiabilité de la distribution) entre les territoires s'accroissent. Une taxe nationale sur l'énergie ou des transferts entre métropoles est nécessaire pour une péréquation territoriale.

Des signes précurseurs de ce scénario peuvent déjà être observés dans les éco-quartiers et les territoires à énergie positive initiés par des intercommunalités tant rurales qu'urbaines, parfois avec les encouragements de l'État. La théorisation de ces démarches – notamment le concept d'économie circulaire – peut effectivement conduire à la mise en place de dispositifs économiques locaux visant à encourager la production renouvelable et le stockage d'énergie au plus près de la consommation.

Scénario *État prescripteur*

Motivé par l'efficacité carbone, l'indépendance énergétique du pays et l'égalité entre citoyens, l'État impose des solutions et des performances précises et strictes

4 La mixité fonctionnelle lisse la courbe de demande d'énergie. Pour une même puissance nominale des tronçons de réseau desservant le bâtiment ou le quartier, elle augmente substantiellement le volume d'énergie transitant pendant une période donnée.

en mobilisant tous les instruments à sa disposition : planification, réglementation, fiscalité, subvention, tarification, etc. La conception des réseaux et des infrastructures nécessaires à l'efficacité et la fiabilité est assurée par l'État et les entreprises publiques nationales. L'exploitation des ressources renouvelables est optimisée à l'échelle nationale : ces acteurs privilégient les grands projets (parcs éoliens et solaires *on* et *offshore*) associés à des moyens massifs de stockage. Le réseau étant fortement sollicité par l'éloignement entre les lieux de production et de consommation, ces acteurs encadrent rigoureusement les *smart grids* de façon à limiter la charge sur le réseau de transport lors des pointes de consommation. (Figure 3).

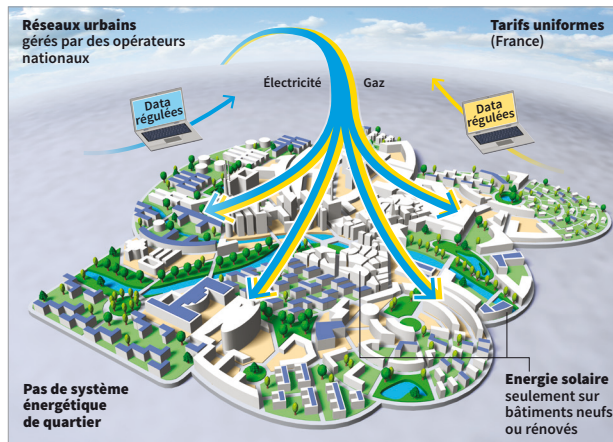


Figure 3 - Scénario État prescripteur Échelle Ville

L'État garantit l'accès à l'énergie à un prix uniforme sur le territoire national, prix qui ne peut être élevé par égard aux ménages modestes. Ce prix peine à couvrir les coûts du réseau et les capacités de production nécessaires aux pointes de consommation, alors même que les fluctuations à la baisse des prix européens de l'électricité réduisent les recettes de la production thermique (d'origine nucléaire ou gaz) de l'opérateur électrique national. Afin de réduire la demande de pointe, le stockage pourrait être imposé dans les nouvelles constructions et dans les bâtiments anciens bénéficiant d'aides nationales mais il favorise des modèles d'affaires *smart grids* portés par de nouveaux fournisseurs.

Dans ce scénario, la fragilité économique des opérateurs nationaux – indispensables à l'État – pourrait conduire l'État à s'affranchir des obligations européennes de mise en concurrence. Faute de marge de manœuvre et d'intérêt politico-économique, les collectivités locales et les collectifs d'habitants ne prennent pas d'initiative pour développer et gérer les énergies renouvelables et laissent les habitants s'opposer aux projets susceptibles de dégrader leur cadre de vie.

Ce scénario est proche du rôle historique de l'État aménageur avant que la décentralisation et la libéralisation économique ne l'aient conduit à laisser, respectivement, les collectivités locales et les entreprises de l'énergie à prendre davantage l'initiative. Il suppose la réalité des économies d'échelle, l'absence d'opposition aux très grands projets (production, transport et stockage) et une capacité à réguler le gaz et l'électricité qui ne fragilisent pas les entreprises nationales. Des signes récents montrent l'intention et la capacité de l'État à jouer à nouveau le rôle central en esquivant les collectivités locales : les appels d'offres de parcs éoliens et de centrales biomasse de très grande taille, la future réglementation « Bâtiment à énergie positive », la contribution nationale au service public de l'électricité (CSPE), le crédit d'impôt « Transition énergétique ».

Scénario *Acteurs coopératifs*

Les initiatives citoyennes et privées sont à l'initiative de nombreux bâtiments coopératifs, c'est-à-dire gérés collectivement selon des objectifs environnementaux et/ou de cohésion sociale. L'autonomie énergétique à l'échelle du bâtiment est visée mais difficile et coûteuse à atteindre. Aussi, des coopératives regroupent plusieurs bâtiments afin de mutualiser des équipements (stockage chaleur, chaufferie bois, etc.) et échanger des flux et, éventuellement, de co-investir dans des unités de production renouvelable (collecte bois-énergie, éolien, voire méthanisation rurale, etc.) et de stockage. Une culture de l'autogestion conduit à privilégier des technologies robustes et faciles d'entretien ainsi que des systèmes de gestion suffisamment simples pour que les règles puissent être débattues collectivement. (Figure 4).

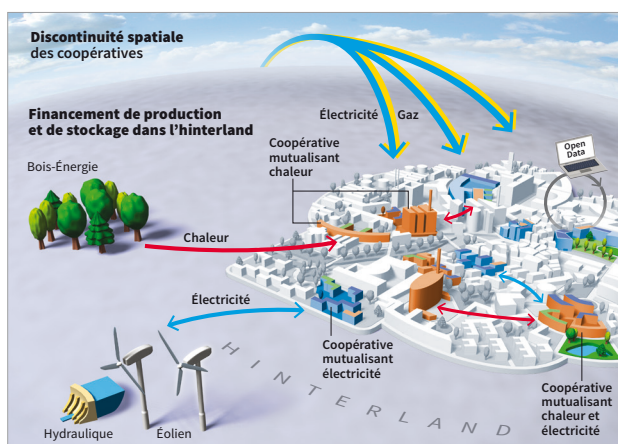


Figure 4 – Scénario Acteurs coopératifs Échelle Ville



Le prix d'accès à l'énergie est défini solidairement par la coopérative, cela engendre des disparités entre coopératives ainsi qu'avec le reste de la ville. Le succès économique et « démocratique » de ces coopératives en favorise le déploiement, notamment par intégration de copropriétés et de petites entreprises. Les pouvoirs publics soutiennent ces initiatives tout en les encadrant pour garantir une réversibilité des ressources et la stabilité des réseaux, prévenir un repli autarcique et fiabiliser le financement des infrastructures. Ainsi, sans créer des zones continues, des réseaux de co-engagement se forment au sein de l'espace métropolitain en liaison avec des lieux de ressources de l'hinterland. Ce modèle coopératif doit donc cohabiter dans le territoire avec un ou plusieurs des trois autres scénarios.

Des signes précurseurs de ce scénario peuvent être observés dans des initiatives militantes locales voire nationales : centrale solaire villageoise, mutualisation d'équipements à l'échelle d'un îlot de bâtiments, coopérative de consommateurs.

■ Une diversification des échelles d'autonomie énergétique variable selon les scénarios

La capacité des consommateurs à produire l'énergie dont ils ont besoin modifie considérablement la donne. Maisons individuelles, habitat collectif et tertiaire produiront demain de l'énergie dans des conditions plus ou moins rentables. Ainsi, l'autonomie énergétique, dans le sens d'une capacité à maîtriser son destin énergétique, s'accroît : la sobriété et l'autoproduction en sont les moteurs et le stockage un moyen. La nature et les échelles de l'autonomie énergétique diffèrent selon les scénarios.

Dans le scénario *État prescripteur*, l'État impose des bâtiments à énergie positive dès 2020. Les exigences sont telles que les maîtres d'ouvrage de bâtiments collectifs maximisent la surface de panneaux solaires (*figure 5a*). Peu enclin à financer des capacités de stockage, de production et de transport pour les pointes de demande d'électricité et faute de pouvoir obliger les grands producteurs éoliens et solaires (bénéficiaires d'un prix d'achat garanti à long terme) à stocker l'électricité avant son injection dans le réseau électrique, l'État sera tenté quelques années plus tard d'imposer du stockage d'énergie aux nouveaux bâtiments et, progressivement à ceux bénéficiant de subvention à la rénovation énergétique. Comme les réseaux de chaleur se développent peu dans ce scénario, faute d'implication des collectivités locales, seul le réseau électrique récolte les excédents d'énergie renouvelable issus des bâtiments. L'autonomie énergétique se développerait donc à deux échelles : celle du bâtiment et celle nationale. Elles seraient articulées par des dispositions relevant de la réglementation de la construction et de la régulation nationale de l'électricité.

En revanche, dans le scénario *Collectivités locales*, ces dernières développent des réseaux de chaleur de quartiers ou de ville qui pourraient être alimentés par les panneaux solaires installés sur les bâtiments. Cette gouvernance locale ne se limite plus à la chaleur, elle concerne aussi l'électricité et le gaz (figure 5b) et favorise le stockage local grâce à des ponts entre les réseaux. Ainsi, plusieurs échelles de relative autonomie énergétique cohabitent : bâtiment, quartier, aire urbaine et nationale, l'intercommunalité jouant un rôle déterminant dans l'articulation des trois premières, notamment la rémunération des producteurs, la fixation des tarifs et la définition du service.

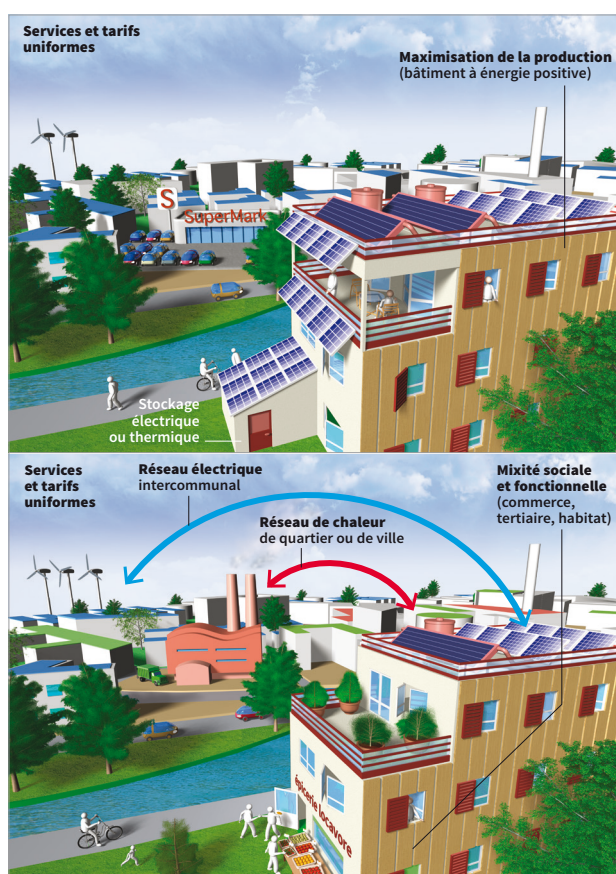


Figure 5a et 5b - Scénarios État prescripteur et Collectivités locales à l'échelle bâtiment

On retrouve le quartier, un morceau de métropole ou une petite ville dans le scénario *Grandes entreprises* (figure 6a) pour une gestion très intégrée combinant électricité et chaleur, voire gaz. Elle inclut le stockage et la production sur place d'énergies renouvelables sous réserve de compétitivité avec des énergies exogènes. L'entreprise propose librement une gamme de services et donc de

tarifs, en complément du service et du tarif de base imposés par la collectivité concédante. Quant au scénario *Acteurs coopératifs* (figure 6b), les formes spatiales des groupements de coopérateurs sont variées et discontinues. La coopérative définit elle-même le service et la tarification. Rappelons que ces scénarios ne sont pas déployés sur l'ensemble du territoire : chacun doit cohabiter avec un des deux scénarios précédents.

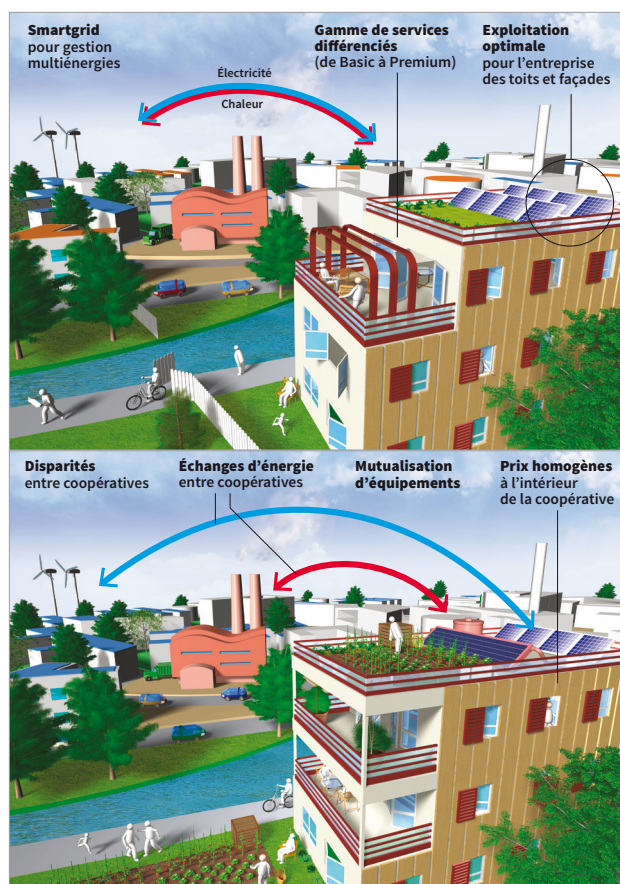


Figure 6a et 6b - Scénarios Grandes entreprises et Acteurs coopératifs à l'échelle bâtiment

Finalement, en dehors du scénario *État prescripteur*, des formes d'autonomie énergétique se développent à des échelles intermédiaires entre le bâtiment et le national : la qualité du service et les tarifs varieraient alors selon le territoire. L'autonomie ne se limite pas à la chaleur comme aujourd'hui, elle concerne l'électricité voire le gaz. Elle s'appuie sur des moyens de stockage et des systèmes de conversion entre électricité et chaleur, essentiellement. La complexité tient davantage à l'articulation des échelles d'autonomie qu'à l'interopérabilité des vecteurs (qui s'effectue de fait au sein de l'entité d'autonomie relative). Dans la

mesure où les réseaux remplissent des fonctions de sécurité d'approvisionnement et de solidarité entre territoires et entre ménages, la diversification des échelles d'autonomie énergétique pose des questions politiques de subsidiarité et de contrôle démocratique.

■ Une sollicitation très contrastée des réseaux de transport d'énergie

Les villes européennes, de par leur forte densité, paraissent peu en mesure de produire à tout moment l'énergie qu'elles utilisent. Même si les acteurs propres au territoire ont un intérêt à les limiter, les apports énergétiques exogènes resteront nécessaires. Il convient cependant de distinguer l'hinterland du reste du territoire extérieur. La mobilisation du premier varie selon les scénarios, et par conséquent le rôle des réseaux de transports nationaux aussi.

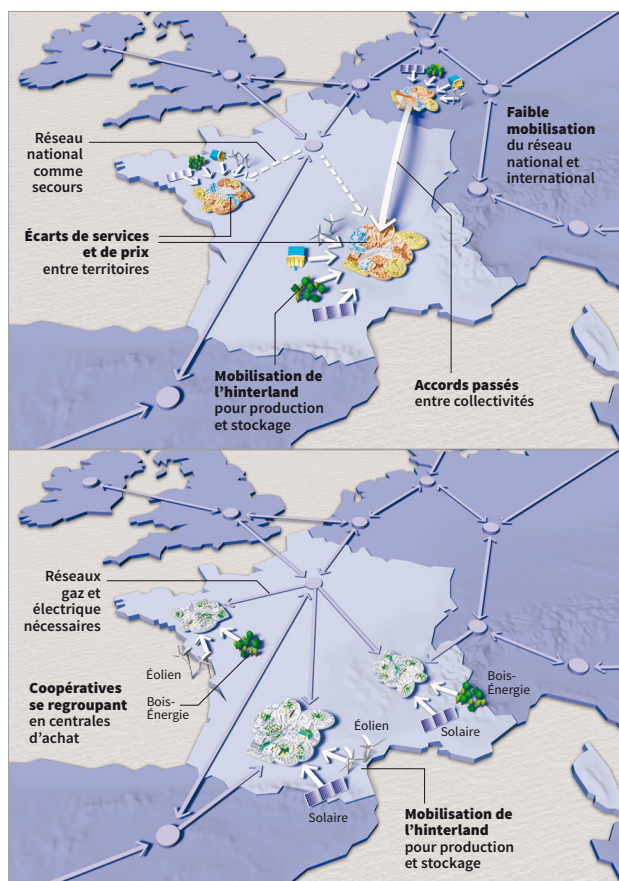


Figure 7a et 7b - Mobilisation des réseaux de transport scénario Collectivités locales et Acteurs coopératifs



Les *Collectivités locales* ont intérêt à encourager le stockage et la production renouvelable dans leur hinterland puisque l'augmentation de la richesse en périphérie des métropoles (plutôt que dans des espaces plus éloignés) a des retombées économiques et fiscales positives pour la métropole (*figure 7a*). Si la plupart d'entre elles s'efforcent de mobiliser leur hinterland, le recours au réseau de transport national pourrait être très faible; limité à des situations extrêmes particulièrement défavorables pour les métropoles bénéficiant d'un hinterland avantageux. Les *coopératives* d'habitants et de consommateurs ne disposent pas des leviers financiers et politiques leur permettant de mobiliser seules l'hinterland; le recours au réseau national paraît plus important que dans le scénario *Collectivités locales* mais il ne s'appuie pas nécessairement sur le marché (*figure 7b*).

À l'inverse, les réseaux de transport restent très utilisés dans les deux autres scénarios. L'*État prescripteur* maintient une taxe d'acheminement (finançant le réseau de distribution et transport) uniforme sur tout le territoire national (type timbre-poste, indépendant de la distance parcourue). Les régions françaises se spécialisent dans un mode de production renouvelable (éolien, solaire, hydro-électrique ou méthanisation pour le gaz): le réseau de transport électrique est davantage sollicité que s'il était essentiellement alimenté par les centrales nucléaires (*Figure 8a*). Les *Grandes entreprises* préfèrent acheter sur le marché européen à court terme de l'électricité peu chère (produite dans les grandes régions éoliennes et solaires européennes) qu'elles stockent dans les morceaux de ville qu'elles gèrent, plutôt que de s'engager dans la production ou l'achat d'énergie issue de l'hinterland; elles mobilisent donc les très grandes lignes du réseau de transport européen qui sont impérativement renforcées pour s'adapter aux spécialisations des modes d'énergie renouvelable à l'échelle du continent. (*Figure 8b*).

Dans ces deux scénarios, le stockage s'étant développé dans les bâtiments (*État prescripteur*) ou les morceaux de ville (*Grandes entreprises*), l'enjeu premier du réseau n'est plus d'assurer les pointes de consommation journalières (atténuées par ce stockage local) mais de transporter à grande distance les excédents d'énergie renouvelables d'une région française (*État prescripteur*) ou européenne (*Grandes entreprises*) à d'autres, les producteurs étant mis en concurrence.

Le contraste entre les deux paires de scénarios est important. Il est néanmoins moins marqué pour le gaz que pour l'électricité – dont la production renouvelable fluctue énormément avec la météorologie. Ces contrastes entre scénarios et entre vecteurs se répercuteront sur le financement des réseaux de transport et, par conséquent, sur leur aptitude à assurer durablement les fonctions de

solidarité et de sécurité d'approvisionnement, *a fortiori* dans une conjoncture d'affaiblissement de la demande d'énergie.

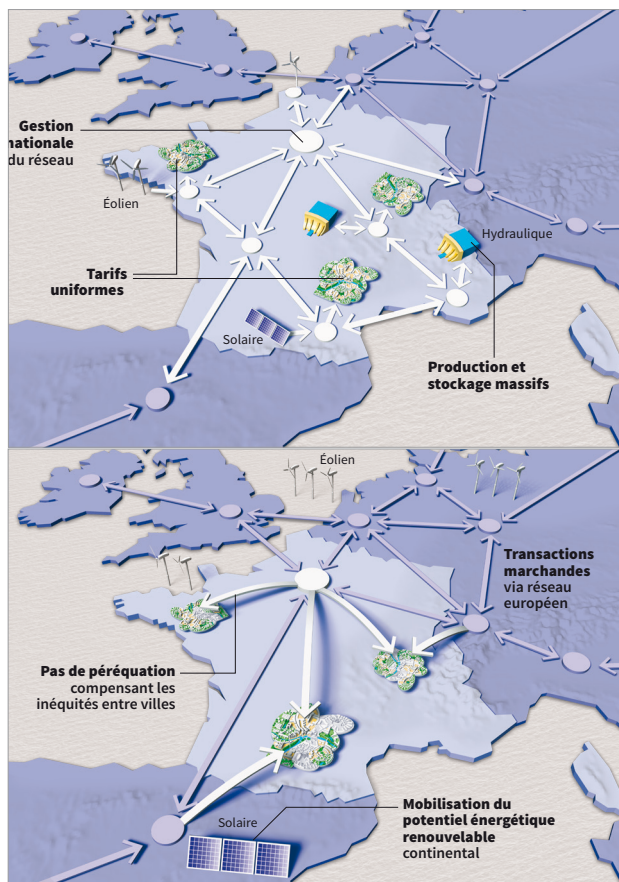


Figure 8a et 8b - Mobilisation des réseaux de transport scénarios État prescripteur et Grandes entreprises

■ Complémentarité et antagonisme des scénarios

Centré sur un acteur pivot, ou au minimum moteur, chaque scénario met en emphase un ensemble cohérent de mécanismes spécifiques grossissant ses différences par rapport aux autres. Pour autant, nous n'avons pas, à ce stade, exclu une combinaison de scénarios. Quels scénarios sont incompatibles entre eux ?

Les scénarios *État prescripteur* et *Collectivités locales* sont fondamentalement antagoniques : tarification nationale vs local, optimisation nationale vs supervision locale, spécialisation régionale vs mobilisation hinterland, désengagement vs mobilisation des collectivités locales.

Nous avons vu que les scénarios *Grandes entreprises* et *Acteurs coopératifs* doivent coexister dans l'espace avec un autre car ils sont incapables d'assurer l'approvisionnement énergétique sur l'ensemble du territoire.

- Le scénario *Grandes entreprises* peut coexister avec le scénario *Collectivités locales* : les collectivités locales encadrent le fonctionnement des réseaux en dehors des morceaux de territoires gérés de façon intégrée par une entreprise multi-énergies. Par contre, le scénario *Grandes entreprises* n'est pas compatible avec *État prescripteur*. En effet, la gestion intégrée multi-énergies des morceaux de territoires s'oppose frontalement à la tentation de planification par l'État et ses deux opérateurs nationaux et la gestion multi-énergies par un opérateur énergétique national n'est pas acceptable pour les collectivités territoriales et l'Union européenne car elle reviendrait à reconstituer un monopole multi-énergies.
- Le scénario *Acteurs coopératifs* n'est pas plus compatible avec le scénario *État prescripteur* car l'échange d'électricité entre membres d'une coopérative ne présente aucun intérêt si le tarif doit rester uniforme sur le territoire national. Inversement, les acteurs coopératifs peuvent élaborer des arrangements avec les *Collectivités locales*.

Le couplage du scénario *Collectivités locales* avec *Grandes entreprises* ou *Acteurs coopératifs* peut différer selon les villes. Ainsi à l'échelle du pays, il est envisageable que coexistent selon les villes des combinaisons *Collectivités Locales*, *Collectivités locales* et *Grandes entreprises*, *Collectivités locales* et *Acteurs coopératifs*. Ces trois combinaisons et le scénario *État prescripteur* posent question en raison des excès auxquels chacun peut porter. Même si chacun est cohérent et autoporteur, il est cependant peu probable que la gouvernance énergétique en 2040 soit exactement l'une d'entre elles. Pour autant, cela ne signifie pas que la « bonne » solution serait forcément un hybride entre ces combinaisons. Si des compromis seront inévitables entre les tendances portées par des acteurs parfois antagonistes, parfois complémentaires, il n'est pas dit que ces compromis soient forcément meilleurs qu'une situation plus tranchée, si cela aboutit notamment à l'absence de choix organisationnels, techniques, politiques.

Réflexions prospectives pour la transition énergétique des villes

Il est clair que le développement et l'essor des technologies ne sont pas seulement liés à une volonté générale d'améliorer la qualité de notre environnement. Des centres de recherche et des entreprises produisent des savoirs susceptibles de

contribuer à une amélioration substantielle de l'efficacité énergétique, mais il est bien connu que le passage de l'innovation technologique à son déploiement ne s'effectue pas tant (ou pas seulement) en fonction de l'intérêt intrinsèque que revêt l'innovation mais beaucoup en fonction des intérêts construits par les acteurs.

Nourris par les sciences humaines et sociales, ces scénarios portent un nouveau regard sur la coordination de l'énergie dans les espaces urbanisés, un sujet apparemment technique que le politique peine à appréhender dans toutes ses dimensions. Nous soulignons ici quelques constats qui nous semblent insuffisamment partagés et pointons quelques questions qui méritent d'être débattues et prises en compte dans les stratégies de transition énergétique.

■ Co-existence en ville de plusieurs régimes de l'énergie aux spatialités différentes

Dans l'objectif de comprendre les évolutions au-delà des études de cas d'innovations, la communauté scientifique s'intéressant à la transition énergétique utilise la notion de régime sociotechnique. Un régime étant un ensemble de systèmes sociotechniques, d'organisations et de règles suffisamment stables dans le temps pour qu'une technologie s'impose et se généralise. La transition énergétique serait alors le passage d'un régime énergétique à un autre. Cependant, nos observations (*cf.* chapitre II) montrent la coexistence de plusieurs régimes sociotechniques dans les espaces urbanisés.

Trois régimes énergétiques relativement différents se sont imposés, chacun avec ses objets, ses technologies, ses règles et ses organisations spécifiques :

- Les régimes du gaz et de l'électricité correspondent à des technologies et des organisations différentes. Cependant, la régulation de ces deux régimes présente de nombreuses similitudes : rôle prédominant de l'État, distinction entre la fourniture d'énergie soumise à la concurrence⁵ et l'exploitation du réseau – répartie entre distribution et transport⁶ qui sont assurés par des entités issues de l'opérateur historique national, tarif réglementé uniforme

5 Des entreprises concurrentes fournissent de l'énergie aux consommateurs finaux selon un tarif libre en utilisant le réseau sous réserve d'être agréées par le gouvernement. Comme l'opérateur historique, ces entreprises peuvent produire de l'énergie, l'acheter sur un marché international ou de gré à gré à d'autres producteurs.

6 La distribution (locale) et le transport (longue distance) relèvent du monopole et sont rétribués selon un tarif d'utilisation des infrastructures défini par l'État (la Commission nationale de régulation de l'énergie et le gouvernement).



pour les petits consommateurs⁷, garantie d'achat d'énergie renouvelable financée par une taxe nationale⁸...

- La régulation du vecteur chaleur est tout à fait différente. Les transactions sont autorisées et largement pratiquées entre acteurs privés⁹. Cependant, dès lors que le réseau utilise le domaine public, la pratique la plus courante est celle d'une régie municipale ou d'une délégation de service public par la collectivité locale. Les impératifs d'exploitation par une personne morale spécifique et d'équilibre financier conduisent chaque réseau public de chaleur à établir ses propres tarifs d'abonnement et de consommation.

Ces trois régimes se retrouvent en concurrence pour satisfaire les besoins de chauffage des bâtiments en particulier dans les villes car la densité des villes rend économiquement viables le réseau de gaz et, parfois, le réseau de chaleur. Ils le sont aussi en amont pour acquérir les combustibles fossiles importés ou capter des énergies renouvelables, *a fortiori* dans les zones urbaines où l'espace est rare.

Chaque catégorie d'acteurs agit prioritairement sur le vecteur énergétique dont le régime lui permet de jouer un rôle pivot. Ainsi, les réseaux de chaleur s'avèrent l'apanage des collectivités locales, des regroupements d'habitants et des entreprises locales. Inversement, l'État et les grandes entreprises nationales ou internationales de services – à quelques exceptions près¹⁰ – privilégient les réseaux électrique et gaz. Le type d'investissement, la taille des équipements et les technologies déployées sont influencés par la façon dont les acteurs ont construit leur place dans le régime.

■ Des régimes énergétiques bousculés par les énergies renouvelables

Ces régimes auraient pu continuer longtemps à être animés par une compétition économique quasi-indifférente au territoire. Mais le développement des

7 Le tarif réglementé est maintenu – de façon transitoire – pour les petits consommateurs.

8 Une partie du prélèvement obligatoire (Contribution au service public de l'électricité - CSPE) couvre le déficit qu'entraîne l'obligation d'achat.

9 Par exemple, entre entreprises et ménages, entre une copropriété et les occupants des logements...

10 Deux grands groupes français de services urbains auprès des collectivités locales font exception. Fort de leur savoir-faire séculaire en matière de gestion de l'eau et des ordures ménagères, ces entreprises ont développé progressivement des activités dans le domaine du chauffage urbain. Leur rachat-fusion récent par les opérateurs historiques nationaux de gaz et d'électricité ne débouche cependant pas encore sur des offres de gestion multi-énergie si ce n'est en matière d'études et de conseils.



énergies renouvelables a sensiblement changé la donne. Leur géographie et leur temporalité remettent en cause la forme et la viabilité des réseaux.

Premièrement, par contraste avec l'énergie fossile massivement importée par oléo/gazoduc et/ou liaisons maritimes, les sources d'énergies renouvelables sont dispersées sur le territoire : le solaire et la géothermie bien sûr mais aussi, chacune à leur façon, l'éolien, la biomasse et l'hydroélectricité. Supports des flux entre les lieux de production et de consommation, les réseaux devront être reconfigurés. À ceci près que, comme l'ont montré les scénarios, la localisation de la production des énergies renouvelables dépend des régulations, de leur évolution effective tout autant que de la vision du futur qu'en auront les acteurs investissant dans les équipements de production.

Deuxièmement, l'intermittence des énergies renouvelables – notamment solaire et éolien, voire hydroélectrique – rend indispensable le stockage de l'énergie. Or, un moyen de stockage préfigure une capacité à gérer l'énergie dans le temps : sa maîtrise accroît l'autonomie par rapport aux autres. L'abondance relative (par rapport à la consommation) de la production électrique d'origine renouvelable – déjà observable en Europe les fins de semaines printanières et estivales – abaisse le prix de l'électricité et transfère la valeur économique vers le stockage, en l'occurrence actuellement vers les réservoirs hydroélectriques... et les chauffe-eau domestiques. Le stockage pourrait être un business spécifique pour celui qui peut acheter et vendre de l'électricité sur un marché à court terme. Vu des collectivités locales, le stockage pourrait être un moyen de capter localement de la valeur économique. Enfin, associé à l'autoproduction, le stockage confère au consommateur une capacité de gestion et une autonomie accrue par rapport au réseau.

En particulier, l'autoconsommation, c'est-à-dire la consommation de l'énergie que l'on produit soi-même, augmentera substantiellement au détriment des volumes d'énergie transitant par le réseau. L'électricité n'est pas encore concernée aujourd'hui car le tarif d'achat d'énergie renouvelable captée sur les bâtiments est plus élevé que le tarif de vente. À moyen terme, lorsque la parité réseau¹¹ du photovoltaïque sera atteinte et la majoration du tarif d'achat supprimée, les consommateurs-producteurs auto-consommeront massivement ; ils soutireront moins d'électricité alors que leur appel de puissance de pointe restera aussi élevé qu'auparavant. En conséquence, les recettes de la taxe finançant le réseau – assise

11 La parité réseau d'une énergie renouvelable est atteinte lorsque son coût de production devient moins élevé que le coût d'acquisition de la même quantité d'énergie via le réseau.





sur la consommation – se réduiront alors que les coûts d'investissement et de maintenance du réseau changeront peu.

Ainsi le développement des énergies renouvelables ne se limite pas à une substitution des énergies fossiles, il opère aussi un transfert de valeur des réseaux de transport et distribution vers le stockage celui-ci pouvant être déployé par le producteur, par le consommateur final ou par des entités combinant production et consommation à de multiples échelles. Les régimes de l'énergie pourraient bien être radicalement remis en cause par ces transferts.

■ Le stockage et l'interopérabilité des vecteurs énergétiques

Les contraintes et les potentialités du stockage diffèrent selon les vecteurs énergétiques. Alors que les réseaux de gaz et de chaleur absorbent des écarts, les réseaux électriques doivent impérativement équilibrer la production et la consommation à tout moment car l'électricité ne se stocke pas. Les opérateurs électriques sont contraints de transformer l'énergie électrique pour la stocker. Les solutions de stockage qu'ils ont développé de façon interne au régime électrique (cf. chapitres II et III et Schneuwly *et al.*, 2015) s'avèrent limitées ou plus onéreuses que des solutions thermiques ou gaz.

Le stockage thermique et les technologies de conversion électricité vers thermique (chaleur ou froid) sont robustes, éprouvés et économiques mais la conversion inverse – thermique vers électricité – ayant un faible rendement, la solution la plus intéressante sur le plan économique consisterait à stocker les « excédents » d'électricité sous forme thermique par anticipation de la consommation de chaleur ou de froid. Cela peut être fait chez les consommateurs finaux¹² comme dans le scénario *État prescripteur* ou bien au sein de réseaux de chaleur comme dans les trois autres scénarios. Ces derniers offrent une grande variété d'arrangements en matière de stockage et de gestion de l'énergie.

Au-delà de la capacité d'absorption du réseau déjà évoquée, le gaz peut être stocké dans d'immenses réservoirs souterrains, en particulier ceux servant de réserve stratégique. La technologie est délicate, réservée à quelques opérateurs d'envergure internationale mais éprouvée. La conversion gaz/électricité est aussi bien maîtrisée technologiquement (turbine à gaz ou cogénération). La conversion inverse – méthanation ou selon l'expression plus globalisante « *power-to-gas* » –

12 Le stockage thermique par anticipation de consommation est considéré par les électriciens comme un des dispositifs de l'effacement de la demande (électrique).

est encore au stade de démonstrateur industriel. Si cette technologie s'avérait maîtrisable, la préexistence des réservoirs stratégiques offrirait une fonction nouvelle au réseau de gaz : l'acheminement et le stockage des excédents de production d'électricité renouvelable. Si la maturation des technologies *power-to-gas* advient avant que le réseau de gaz n'entame son rétrécissement (cf. section suivante), le gaz pourrait faire l'objet de régulations favorables du fait de la contribution de son réseau au développement des énergies renouvelables électriques. On ne sait qui de l'électricien – *via* ses centrales électriques au gaz (ou du gazier) commercialisant auprès des consommateurs valoriserait le gaz ainsi produit. Encore une fois, les régulations – en l'occurrence celles qu'exerce l'État – définiront les articulations entre les deux régimes. Remarquons que le scénario *État prescripteur* serait conforté par le *power-to-gas* puisque les réservoirs actuels ont une envergure nationale. Nécessitant une maîtrise technique élevée, les technologies convertissant gaz et électricité sont aussi en phase avec le scénario *Grandes entreprises* mais cela supposerait la localisation des unités *power-to-gas* et des réservoirs gaz dans les zones urbaines : outre des investissements supplémentaires dans des réservoirs urbains, cette hypothèse soulève des questions d'acceptabilité urbaine du risque gaz.

En résumé, l'interopérabilité électricité/thermique déplace le centre de gravité de la gestion des réseaux – y compris électrique – vers le local grâce au coût relativement bas du stockage thermique. À l'inverse, si les technologies *power-to-gas* s'avéraient fiables et économiques, l'interopérabilité électricité/gaz pourrait contribuer à maintenir une gestion nationale de l'électricité et du gaz.

■ Financement des réseaux, qualité du service et numérique : des questions territoriales ?

Nos scénarios considèrent encore nécessaire un réseau de transport d'électricité national et européen même si son rôle, ses flux et sa couverture géographique varient selon les scénarios. En revanche, il n'est pas dit qu'un réseau de gaz d'envergure nationale restera indispensable. D'une part, la baisse de consommation de gaz conduira les gestionnaires de réseau à le rétrécir dans les zones les moins denses¹³. D'autre part, lorsque les importations de gaz s'éteindront, le réseau pourrait se limiter aux relations entre les sites de méthanisation caractéristiques de certaines productions et régions agricoles et les grandes villes adjacentes...

13 Ce non-remplacement est d'autant plus probable dans les zones peu denses que des solutions de substitution peuvent être mises en œuvre sans changement des appareils des consommateurs par l'installation d'une cuve de gaz à côté de la maison.



à moins que le *power-to-gas* ne procure une nouvelle utilité au réseau de gaz comme énoncé dans la section précédente.

Il n'en reste pas moins vrai le fait que l'accroissement de l'autoconsommation menace le réseau électrique d'un tarissement de son financement. Dans la configuration actuelle d'une taxe nationale quasi-uniforme assise sur la consommation, autoconsommation et tarissement du financement s'auto-entretiennent. En effet, augmenter le taux de la taxe réseau assise sur la consommation pour compenser la baisse des recettes inciterait les abonnés à s'équiper de moyen de production pour auto-consommer sans pour autant réduire les pointes d'appel. Asséoir le financement du réseau sur les puissances souscrites – plutôt que sur la consommation – conduirait les abonnés à s'équiper en moyen de stockage ; cela réduirait les pointes de consommation mais encouragerait les abonnés qui peuvent produire à augmenter leur part d'autoconsommation et à réduire d'autant les volumes facturés par les fournisseurs. C'est la « spirale de la mort » pour le gestionnaire du réseau si la taxe est assise sur la consommation et pour le fournisseur si elle est assise sur la puissance souscrite (*cf.* chapitre III), et potentiellement pour les deux compte tenu de leur interdépendance. Cette spirale piège aussi les habitants qui ne peuvent installer de panneaux solaires, en particulier les ménages modestes et les résidents des zones urbaines denses.

Une première solution consisterait à taxer l'autoconsommation. Elle ferait l'objet d'une taxe intégrée au contrat d'abonnement ou bien à l'impôt local. Les technologies *smart grids* et les photos aériennes offrent les possibilités techniques d'estimer respectivement l'autoconsommation et l'autoproduction. La question la plus délicate concerne la justification d'une taxe nouvelle alors même que de nombreuses maisons sont déjà équipées de panneaux solaires, thermiques ou photovoltaïques. Faut-il mettre en avant la fiabilité de l'approvisionnement ou la solidarité ? Situer les arguments à l'échelle du réseau national ou bien local ?

Une deuxième solution consisterait à rapprocher l'autoproduction avec une partie du réseau en s'inspirant des réseaux de chaleur sur lesquels les impacts de l'autoconsommation sont connus depuis longtemps : en effet, leur déploiement local est compromis lorsque les bâtiments – ou les habitants – exploitent *en sus* leurs propres panneaux solaires thermiques¹⁴. Une parade consiste à ce que l'exploitant du réseau de chaleur prenne le contrôle des toits comme cela

14 En amont de la programmation environnementale de l'écoquartier de Bonne à Grenoble, une controverse porta sur la prescription de panneaux solaires thermiques sur des immeubles raccordés au chauffage urbain.



est le cas dans un nouveau quartier de Freiburg¹⁵. Ainsi, le réseau à l'échelle du quartier est financé par la revente aux abonnés de l'énergie thermique d'origine solaire. C'est une forme assez radicale de réintégration de l'autoproduction dans le giron de l'opérateur urbain de chaleur.

Si ce modèle ne paraît pas transférable dans sa totalité pour le réseau électrique dont la taille est beaucoup plus vaste qu'un quartier, l'on peut cependant s'interroger sur l'articulation des différentes échelles du réseau :

- À l'échelle d'un îlot, d'un quartier, voire d'une ville, l'acceptation d'une mutualisation ou d'une collectivisation des moyens de production (par exemple sur les toitures) par les ménages et les établissements suppose un contrôle démocratique de la tarification, de la transparence des données et de la définition du service, y compris et notamment dans des situations de pénurie électrique (cf. *chapitre II*). À ces échelles et dans ces conditions, la dissociation entre fournisseur (soumis à la concurrence) et gestionnaire de réseau (nécessairement monopolistique) n'est plus nécessaire, ces deux fonctions pourraient être reconfigurées si ce n'est fusionnées afin que la production située (l'autoproduction) finance les infrastructures internes.
- Au-delà, le réseau devra toujours être financé à hauteur de ses coûts qui dépendent, pour une grande part, de la puissance nominale et, dans une moindre mesure, des volumes soutirés. Les entités/périmètres de proximité précédents devraient y contribuer dans les mêmes proportions.

Les entités/périmètres de proximité seraient ainsi encouragés économiquement à activer sur place les énergies renouvelables et développer un stockage relativement économique (thermique essentiellement) minimisant la puissance nominale de soutirage électrique ; elles contribueraient ainsi à la fois au financement du grand réseau électrique et à la diminution de ses coûts. Ce dispositif pourrait être développé dans les trois combinaisons susnommées, c'est-à-dire, autour du scénario Collectivités locales.

Quelles que soient ces trois combinaisons, la question de l'entité gérant l'énergie à l'échelle de l'îlot, du quartier ou d'un morceau de ville se pose en même temps que celle de son contrôle par l'autorité publique ou par les utilisateurs. De multiples statuts sont d'ores et déjà utilisés mais seulement pour le vecteur chaleur. Dans la mesure où le traitement numérique permet de reconstituer une gestion virtuelle de l'énergie, l'on peut même imaginer une simple comptabilité

¹⁵ À Freiburg, une compagnie de chauffage locale a obtenu la maîtrise des toitures de tous les bâtiments d'un nouveau quartier : elle exploitera elle-même les panneaux solaires situés sur les toits.



tenue par le ou les distributeurs d'énergie assortie à des règles de fonctionnement partiellement définies à la même échelle.

Les *smart grids* permettant une grande variété de gestion multiscalaire et de convergence des vecteurs énergétiques (notamment électrique et chaleur), les deux solutions évoquées, taxation de l'autoconsommation et entités/périmètres de proximité, sont techniquement possibles. L'une et l'autre soulèvent des questions éminemment politiques d'échelles de solidarité, de qualification du service énergétique et de contrôle démocratique.

Conclusion

Compte tenu des ambitions politiques et des enjeux socio économiques, la transition énergétique risque fort d'être un long processus. S'il importe de l'entamer au plus tôt compte tenu de l'urgence à lutter contre le changement climatique et de l'inertie des infrastructures, les stratégies des acteurs doivent être ajustables tant les processus de transition sont incertains et réservent des surprises.

Le travail de scénarisation que nous avons mené se base sur des signaux émergents et des éléments pérennes. Afin de révéler des liens entre eux, trois chapitres explicitent, et utilisent, des concepts disciplinaires de sciences humaines et sociales. La confrontation de ces approches disciplinaires et la recherche d'un relatif consensus entre nous ont permis de les hiérarchiser.

In fine, la variété des scénarios permet une distanciation et apporte des éléments de réflexion aux acteurs, institutionnels ou de terrain, quant aux orientations envisageables pour une ville engagée dans un processus de transition énergétique. Centrés sur un acteur pivot, ils mettent en évidence les effets d'une position dominante, ses principales caractéristiques comme les excès auxquels elle pourrait mener. Ils révèlent des implications entre les acteurs, les régulations et les technologies en prenant en compte les échelles géographiques.

Nous souhaitons qu'ils rendent compréhensibles les interactions complexes et les processus prédominants et qu'ils mettent en lumière les questions nouvelles à prendre en compte dans les visions stratégiques et le débat démocratique sur la transition énergétique.





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 écoquartiers? Une première comparaison France-Europe », *Revue de l'Energie*, 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.



Annexe méthodologique

Méthodologie du projet NEXUS et de l'élaboration des scénarios de transition énergétique en ville

Le projet *Ecoquartier Nexus Energie* avait pour objectif de coproduire des connaissances nouvelles en explorant les champs des possibles – du point de vue sociétal – en matière de gestion et stockage infra-urbains de l'énergie et de les mettre à disposition sous des formes accessibles par les acteurs de la ville, de l'énergie et les communautés scientifiques. La forme principale visée était, dès l'origine, celle de scénarios prospectifs de coordination de l'énergie. La question traitée par cette recherche est celle des transformations sociétales dans les espaces urbanisés induites par la mobilisation massive d'énergies (renouvelables) *in situ* et intermittentes à la place d'énergies (fossiles) importées et stockables.

Afin de cerner les interactions entre les dimensions urbaines, organisationnelles, politiques et technologiques de la gestion de l'énergie en ville, le projet de recherche Nexus a consisté à observer des projets de systèmes énergétiques novateurs menés aux « mailles » les plus fines des réseaux d'énergie : le bâtiment et le quartier. Ces mailles sont effectivement en voie de devenir tout à la fois des lieux de production, de consommation et de stockage.

Le parti pris originel consistait à diversifier les points de vue disciplinaires et à les confronter pour identifier de façon interdisciplinaire les facteurs les plus déterminants de chaque scénario. Nous souhaitons éviter qu'un type de causalité – par exemple la micro-économie, le management des organisations, la planification urbaine ou le jeu politique local – prédomine *a priori* dans l'analyse des projets novateurs et, par la suite, dans l'élaboration des scénarios.

L'approche sociotechnique, et notamment la théorie des acteurs-réseaux ont été privilégiées pour identifier de façon commune les objets observés : les systèmes énergétiques urbains (dont les réseaux) sont ainsi considérés comme le résultat d'assemblages portés par des acteurs différents en interaction avec d'autres acteurs humains et non-humains. Pour autant, il ne s'agissait pas d'ignorer l'existence de structures ou de mécanismes prépondérants ni de faire fi des



concepts disciplinaires éprouvés : il importait de définir de façon commune les objets que des chercheurs de différentes disciplines auraient à analyser.

Le projet Nexus alternait ainsi des phases d'élaboration interdisciplinaire et d'analyses mono-disciplinaires parallèles des mêmes objets afin de tirer parti des différents concepts scientifiques. Ainsi des analyses de littérature scientifique et grise sur une douzaine d'écoquartiers européens et une enquête dans quatre écoquartiers français particulièrement novateurs en termes de systèmes énergétiques ont alimenté des chapitres de rapports intermédiaires écrits à une ou plusieurs voix et des publications scientifiques (cf. fin de cette annexe et la liste mise à jour sur le site <www.nexus-energy.fr>).

Enfin, l'élaboration des scénarios prospectifs s'est appuyée sur une méthodologie éprouvée (l'analyse morphologique selon des variables discriminant les scénarios entre eux) qui a été adaptée. En effet, seule l'équipe de chercheurs a élaboré les scénarios : les attentes et les réticences de grands témoins, experts ou acteurs des sujets ont été recueillies lors d'un atelier pour alimenter ces scénarios qui une fois rédigés ont été présentés pour avis à ces grands témoins. Ces scénarios constituent autant des visions reconstituées qu'une explicitation des relations entre ces acteurs.

La notion de nœud socio-énergétique

Si producteurs et consommateurs se rapprochent géographiquement, voire se confondent – ne serait-ce par l'obligation de réaliser des bâtiments à énergie positive –, les bâtiments et les mailles fines des réseaux d'énergie pourraient être des lieux d'atténuation des intermittences de la production et des fluctuations de la consommation. L'atténuation de ces écarts temporels ne serait être prise en charge uniquement par un seul opérateur énergétique ; au contraire, une multitude d'acteurs de la ville pourrait y contribuer : de l'acquéreur d'un logement aux fabricants des espaces bâtis, de l'usager aux gestionnaires des réseaux énergétiques urbains. Il convenait de transgresser les frontières entre acteurs du réseau et consommateurs. Élaboré au début du projet, le concept de *nœud socio-énergétique* (NSE) mobilise simultanément la dimension physique (des équipements techniques faisant partie du réseau public d'énergie, de l'espace urbanisé et des bâtiments) et la dimension sociale : les acteurs décisionnels et parties prenantes ainsi que les interactions plus ou moins convenues qui les lient. Par assemblages successifs, les *nœuds socio-énergétiques* constituent les chaînes et les boucles énergétiques de la ville qui forment les réseaux d'énergie tant dans leurs parties publiques que privées. Cette vision s'inspire de la théorie



de l'acteur-réseau (Akrich *et al.*, 2006 ; Latour, 2007) et de la notion d'assemblage urbain qui en découle (Farias et Bender, 2010).

La notion de NSE devait être suffisamment flexible et indéfinie pour que des chercheurs de disciplines différentes l'utilisent et pour laisser l'observateur du terrain définir les limites des objets de recherche. Cependant, il nous a paru nécessaire de concentrer notre analyse (et donc nos découpages) sur les phases de programmation et de conception des écoquartiers et des systèmes énergétiques, c'est-à-dire celles qui organisent pour une longue durée les options énergétiques : ressources mobilisées, vecteurs privilégiés, échelles de gestion, technologies déployées, professions et acteurs impliqués dans le fonctionnement, etc. Ainsi, nous définissons un *nœud socio-énergétique* (NSE) comme un ensemble d'éléments assurant la transformation, le stockage ou le transport d'énergie dont la conception a été supervisée par un même acteur décisionnel (promoteur, aménageur, opérateur d'énergie, collectivité...) interagissant globalement avec les mêmes actants (humains et non humains).

La *figure 1* suivante illustre des apports d'énergie, des équipements, des NSE et trois exemples d'assemblage. Un promoteur commande, fait concevoir et réaliser le réseau de distribution électrique au sein d'un bâtiment et le raccorde au réseau électrique public exploité par un opérateur ; dans le croquis suivant, le promoteur fait de même pour le réseau de chaleur interne au bâtiment et un équipement de production de chaleur (une pompe à chaleur géothermique *PAC Sol*) alimenté par le réseau électrique ; un opérateur d'énergie développe un réseau de chaleur de quartier desservant des bâtiments et une chaufferie alimentée par un opérateur de gaz et un collecteur/transformatriceur de bois (*approv. bois*). Ces différents NSE pourraient aussi capturer de l'énergie sur le site (solaire, eaux usées) ; ils comprennent au moins un appareil qui convertit ou répartit l'énergie (par exemple, un transformateur une pompe à chaleur, une chaufferie). Le périmètre du NSE est défini par l'acteur qui prend la responsabilité de le financer et de le faire réaliser ou, pour les NSE existants, de l'exploiter.

La notion de NSE prend en compte deux éléments génériques et pérennes : l'impératif de continuité des flux assurée par les systèmes énergétiques et l'organisation de la propriété et de la construction autour d'un acteur principal. Cette notion a permis de nommer et délimiter des objets de recherche communs aux différents chercheurs de l'équipe quelle que soit leur discipline. Par exemple, un NSE peut-être considéré comme le support d'un modèle d'affaire, comme le volet énergie d'un projet de développement urbain ou bien comme une unité décisionnelle d'écologie territoriale.

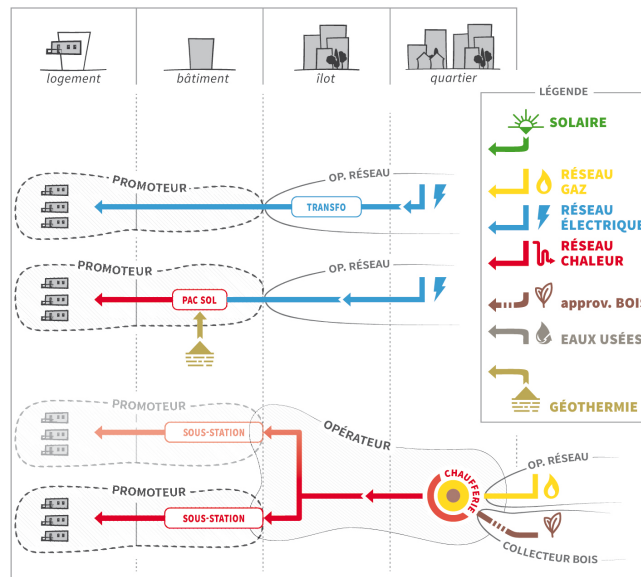


Figure 1- Exemples de nœuds socio-énergétiques et d'éléments les composants

Les présupposés disciplinaires ont ainsi été mis de côté, non pas abandonnés car le chercheur pouvait continuer de les mobiliser dans ses propres analyses mais, provisoirement, non partagés avec les autres chercheurs. Le concept de NSE permet aux chercheurs de disciplines différentes de discuter des mêmes objets sans imposer un point de vue ou des catégories explicatives. C'est la notion heuristique centrale de la recherche Nexus.

Les phases de la recherche

Le projet de recherche comprenait des phases d'analyses individuelles et mono-disciplinaires d'un corpus partagé: d'abord une bibliographie relative à une douzaine d'écoquartiers européens, puis un ensemble d'entretiens menés dans quatre écoquartiers français. Ces phases individuelles ont été encadrées par des phases de production communes (éléments ~~voire sur~~ la figure 2).

■ Corpus bibliographique d'écoquartiers européens et analyses mono-disciplinaires

La première phase du projet consistait à rassembler des documents relatifs aux systèmes énergétiques développés dans les écoquartiers européens (Blanchard et Debizet, 2015). Partagés par tous les membres de l'équipe, ces documents servaient de corpus aux chercheurs pour mener en parallèle des analyses selon les angles disciplinaires différents.

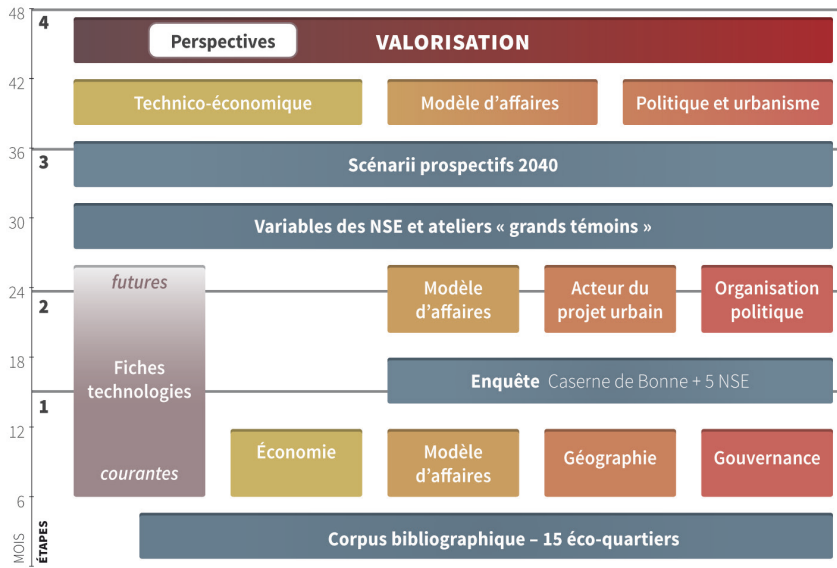


Figure 2 - Déroulement de la recherche Ecoquartier Nexus Energie

Plusieurs méthodes ont été simultanément déployées. Une recherche par mots-clés sur Internet a été menée en parallèle à l'interrogation des fonds documentaires et des bases de données d'éditeurs scientifiques (Elsevier et Springer Link, entre autres). Des contacts par emails ou téléphoniques ont également été noués avec divers centres documentaires de recherche universitaires (exemple, KTH en Suède, Nobatek en France) et certains acteurs des écoquartiers (assistants à maître d'œuvre, promoteurs, etc.).

Finalement, 250 documents ont été sélectionnés et référencés pour leur valeur ajoutée au regard du projet Nexus : ils concernent les acteurs porteurs et les concepteurs, le tissu urbain, les systèmes énergétiques, leurs performances et celles des bâtiments. Trois bases de données ont été créées : l'une pour les écoquartiers européens (« Europe »)¹, l'autre pour les écoquartiers français (« France »)², la troisième regroupe des documents génériques sur les écoquartiers, c'est-à-dire, non focalisés sur un ou plusieurs écoquartiers (« Généralités »). L'ensemble des références bibliographiques présentes dans les bases de données a été saisi et est désormais accessible par un répertoire public³ avec l'application *open-source* et Zotero.

1 Base de données des écoquartiers européens: <http://webdsi2.upmf-grenoble.fr/dsi/lodel/lodel-1.0.1a/innovatio/docannexe/file/233/wp1_bdd_eq_europe_edden_14_06_2012_protegee_5.pdf>.

2 Base de données des écoquartiers français: <http://webdsi2.upmf-grenoble.fr/dsi/lodel/lodel-1.0.1a/innovatio/docannexe/file/232/wp1_bdd_eq_france_edden_14_06_2012_protegee.pdf>.

3 <https://www.zotero.org/groups/nexus_wp1/items/>.

Ces éléments ont ensuite permis à l'ensemble de l'équipe de sélectionner de façon éclairée une douzaine d'écoquartiers analysés plus en profondeur, moitié en France, moitié dans le reste de l'Europe. Les critères de sélection retenus visaient à constituer un panel d'écoquartiers diversifiés de par les systèmes énergétiques adoptés et les types de gouvernance et d'acteurs impliqués. L'existence d'une littérature abondante et de qualité était également un critère (Blanchard et Debizet, 2015). Chaque écoquartier a fait l'objet de deux fiches détaillées, l'une décrivant les principales caractéristiques et l'autre modélisant les relations les différents acteurs aux phases de programmation et de conception⁴.

Au final, six écoquartiers européens et hors France ont été sélectionnés : Vauban, Fribourg (Allemagne) ; Hammarby Sjöstad, Stockholm (Suède) ; Royal Seaport, Stockholm (Suède) ; Kronsberg, Hanovre (Allemagne) ; Bedzed, Sutton (Grande-Bretagne) ; Poblenou, Barcelone (Espagne). Les six écoquartiers français sont les suivants : ZAC de Bonne, Grenoble ; Confluence, Lyon ; ZAC St-Jean des Jardins, Chalon sur Saône ; Ginko, Bordeaux ; Grand Cœur, Nancy ; Plateau de Haye, Nancy.

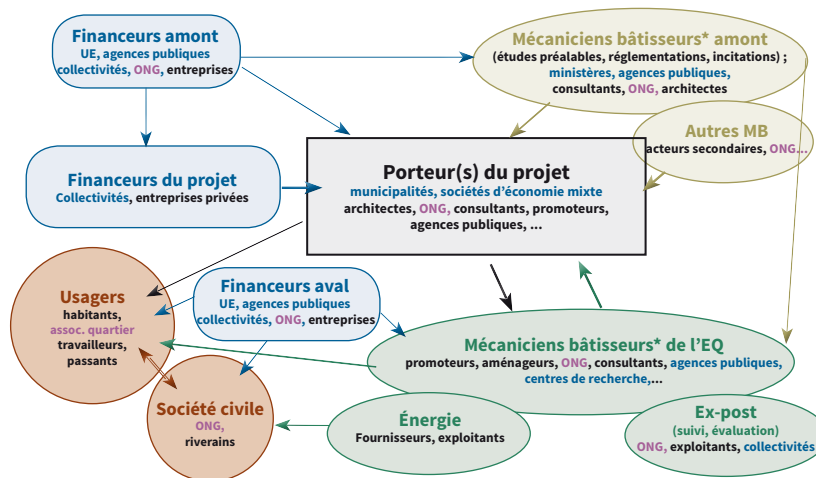


Figure 3. Schéma générique des relations entre acteurs au sein d'un écoquartier (Blanchard)⁵

4 Ces fiches sont consultables sur le site <www.nexus-energy.fr> et celui de la revue InnovatiO <<http://innovacs-innovatio.upmf-grenoble.fr/index.php?id=127#tocto1n5>>.

5 Les couleurs des bulles reflètent des catégories d'acteurs : au centre, dans la bulle noire, figurent les porteurs du projet d'écoquartier, c'est-à-dire les acteurs décisionnels qui ont été les initiateurs et coordinateurs du projet ; dans les bulles marron, on trouve les « mécaniciens bâtisseurs » amont, qui ont effectué les études préalables ; les bulles verte représentent les « mécaniciens bâtisseurs » de l'écoquartier, c'est-à-dire ceux qui ont contribué à la construction, à l'aménagement et au suivi fonctionnel de l'écoquartier ; les bulles bleu répertorient les financeurs du projet ; les bulles orange font apparaître les citoyens qui ont été impliqués dans le projet.



Quatre analyses mono-disciplinaires ont ensuite été conduites, les chercheurs choisissant librement les écoquartiers parmi les douze. Elles concernent la gouvernance des écoquartiers en posant la question de la participation des acteurs (La Branche, 2015a), l'histoire et la géographie urbaines et la participation à Barcelone par comparaison avec celles des écoquartiers nord-européens (Long, 2015), les fondamentaux des modèles d'affaires dans le domaine de l'énergie (Gautier *et al.*, 2015), la comparaison des systèmes énergétiques d'écoquartiers français et européens non-français (Menanteau *et al.*, 2015)⁶. Les bases de données ont aussi permis d'étoffer l'échantillonnage des technologies d'énergie renouvelables, de stockage et de gestion mises en oeuvre en Europe : sélectionnées par l'équipe en fonction de ses besoins de compréhension, ces technologies ont fait l'objet d'une dizaine de fiches rédigées par un technologue⁷ de façon à être compréhensibles par les chercheurs en sciences humaines et sociales de l'équipe (Schneuwly et Debizet, 2015). Toutes ces fiches – écoquartiers et technologies – sont librement accessibles *via* le site www.nexus-energy.fr ou le numéro spécial de la revue *Innovatio* (Debizet et Blanchard, 2015).

Outre le gain de temps en termes de recherche bibliographique, ces fiches ont permis aux chercheurs de l'équipe de croiser leur regard sur les mêmes terrains et objets ; cela a facilité l'intercompréhension entre disciplines.

■ Enquête dans quatre écoquartiers et analyses transdisciplinaires

Quatre éco-quartiers français ont été sélectionnés pour l'enquête : deux sont situés dans la zone urbaine grenobloise – De Bonne à Grenoble, et Bastille à Fontaine – et deux autres dans la région parisienne – ~~Sainte-Genève~~ à Nanterre, et IssyGrid à Issy-les-Moulineaux⁸.

Grâce à la base de données, nous avons identifié une vingtaine d'éco-quartiers présentant un fort engagement relatif à l'énergie renouvelable. Une minorité d'entre eux correspondait à des projets achevés en termes de réalisation ou de conception. Premier prix du concours national ÉcoQuartier – en 2009 –, l'écoquartier de Bonne de Grenoble s'avérait particulièrement intéressant par ses ambitions et la variété des solutions énergétiques renouvelables (panneaux solaires photovoltaïques et thermiques, cogénération, chauffage urbain...) ainsi que l'étroite articulation entre la consommation et la production à l'échelle du quartier.

6 Ce sujet a aussi fait l'objet d'un article dans la *Revue de l'Énergie* (Menanteau et Blanchard, 2014)

7 Philippe Schneuwly, LITEN-INES du CEA.

8 L'enquête a été coordonnée par Stéphane La Branche.



Vingt entretiens ont été réalisés sur l'*écoquartier De Bonne* (Grenoble) auprès de témoins de la programmation et la conception du quartier : élus locaux, urbanistes de la municipalité, aménageurs, opérateurs énergétiques locaux, représentants de résidents ainsi que les promoteurs, architectes et bureaux d'études thermiques de quatre bâtiments (deux immeubles résidentiels privés et de logement social, un bâtiment tertiaire à énergie positive, un bâtiment rénové pour des usages résidentiel et commercial). Situé sur le site d'une ancienne caserne à proximité du centre-ville, ce projet urbain comprend 800 logements, un centre commercial et de loisirs, une école et plusieurs services résidentiels pour personnes âgées, étudiants et touristes. Lauréat du programme européen Concerto en 2005, il a bénéficié du soutien de l'Union européenne et a préfiguré avec dix ans d'avance la réglementation thermique actuellement en vigueur en France.

Nous avons ensuite identifié quelques autres technologies fréquemment déployées dans les écoquartiers (Schneuwly et Debizet, 2015) afin de choisir les terrains d'enquête complémentaires. Les quartiers Bastille à Fontaine et Sainte-Genève à Nanterre étaient les projets urbains français les plus avancés, dans les catégories respectives « chaufferie de quartier » et « récupération de la chaleur des eaux usées ». Il restait à trouver une expérimentation *smart grids* ; Issygrid présentait l'avantage d'associer des panneaux photovoltaïques et des batteries de véhicules électriques avec une démarche – plus fréquente – d'effacement de la consommation (Debizet, Doré *et al.*, 2013 ; Debizet, La Branche *et al.*, 2013). Les similitudes en termes de logiques et de pratiques des professionnels (promoteurs, architectes et bureau d'études) entre les quatre bâtiments du quartier De Bonne nous ont permis de limiter les entretiens à Nanterre et Fontaine aux acteurs des systèmes énergétiques de quartier : le chef de projet de l'aménageur, un élu et un technicien municipal, le consultant en énergie et le gestionnaire/exploitant de la chaufferie.

Bastille est un projet de renouvellement urbain situé à Fontaine dans la banlieue de Grenoble. Il comprend plusieurs nouveaux bâtiments de logement sociaux, une copropriété rénovée, une nouvelle rue et un réseau de chaleur alimenté par une chaufferie bois et gaz.

Sainte-Genève est un nouveau quartier situé sur un ancien site industriel à Nanterre, dans la banlieue de Paris. Une école, un espace commercial et six cents logements sociaux et en accession répartis en une douzaine d'immeubles sont connectés à un réseau de chaleur alimenté par des pompes à chaleur géothermiques ou récupérant la chaleur des eaux usées d'une conduite d'égout passant à proximité complétées par des chaudières gaz.



IssyGrid n'est pas à proprement parlé un nouveau quartier mais une expérimentation de réseau intelligent (*smart grids*) menée par plusieurs entreprises localisées dans un même quartier tertiaire d'Issy-les-Moulineaux à proximité de Paris. Issues des domaines de l'immobilier, de l'énergie et de l'informatique, ces entreprises collaboraient pour simuler de façon virtuelle (car elles ne sont pas autorisées à acheter ou vendre entre elles) des flux électriques et des transactions financières entre les bâtiments qu'elles occupent. L'expérimentation portait notamment sur le couplage de panneaux photovoltaïques et de batteries de voitures électriques localisés dans des immeubles différents ; l'objectif était de lisser les pics de soutirage du réseau public et de définir les modèles d'affaires d'une mutualisation virtuelle d'équipements. Nous avons interrogé les principaux chefs de projet de ce mini-*smart grid* volontaire et virtuel.

Au total, trente-huit personnes ont été interrogées sur la base d'une grille d'entretien commune visant à être exploitable par toutes les disciplines présentes. Les entretiens ont été menés en binôme de chercheurs de disciplines différentes, des permutations entre eux permettaient d'harmoniser le déroulement des entretiens. Les transcriptions d'entretiens ont été mises à disposition des chercheurs après un codage visant à faciliter les extractions grâce à un logiciel d'analyse de texte (N'Vivo). Le codage des entretiens a été réalisé par un chercheur spécialement recruté⁹ qui a aussi élaboré la grille de codage par consensus entre les chercheurs utilisant les entretiens (Debizet, Doré *et al.*, 2013).

Plusieurs analyses mono ou bi-disciplinaires ont ensuite été menées séparément sur la mise au point et la généralisation de NSE innovants (Debizet et Tabourdeau, 2013), la gouvernance des projets urbains (La Branche, 2013), la performance énergétique des bâtiments (Labussière, 2013) et la dynamique des modèles d'affaires (Gauthier et Blanco, 2013). Certaines ont déjà fait l'objet d'articles dans des revues (La Branche, 2015a ; La Branche, 2015b ; Labussière, 2015 ; Gauthier et Gilomen, 2016, à paraître) ou présentée à des conférences internationales (Debizet *et al.*, 2015). Rédigés par des trios de chercheurs de disciplines différentes, les chapitres II et IV de cet ouvrage synthétisent ces résultats dans l'objectif d'éclairer les scénarios.

Parallèlement à ces résultats de l'enquête sur les écoquartiers, deux autres « briques de connaissances » centrées sur les technologies ont été produites : l'une concerne les combinaisons de technologies de production renouvelable et de stockage (Schneuwly, 2013) selon un canevas élaboré par l'équipe Nexus, l'autre

9 Chercheur contractuel à PACTE à l'époque, Antoine Doré est maintenant chargé de recherche à l'Institut national recherche agronomique (INRA) Toulouse.



porte sur les schémas de production de chaleur en milieu urbain (Menanteau 2013). Leurs deux auteurs ont rédigé ensuite le chapitre 3 du présent ouvrage consacré à l'approvisionnement énergétique de quartiers.

■ La construction interdisciplinaire des scénarios

La dernière phase de la recherche Nexus a consisté à proposer des systèmes cohérents d'organisation de la fonction énergétique dans la ville à l'horizon 2040. Ce travail prospectif – dégagé des régulations et réglementations actuelles – a pris la forme de scénarios plausibles et emblématiques de tendances contrastées.

À partir du travail accompli au cours des phases précédentes, nous avons pu établir que le futur d'une ville (futur énergétique ou dans d'autres domaines) est fortement orienté par les acteurs au cœur du processus. Si bien entendu, la technologie a une influence certaine sur l'univers des possibles, c'est à condition qu'elle soit portée par des acteurs qui y voient une opportunité, se coordonnent, prennent des décisions, soulèvent des obstacles. En même temps, le type de technologies déployées dépend des configurations motrices d'acteurs, qu'il s'agisse du vecteur énergétique ou de l'échelle des équipements. En ce sens, nous avons émis l'hypothèse que le futur énergétique dépend des catégories d'acteurs en position de force sur les territoires : les acteurs pivots.

L'acteur pivot est défini à l'instar de S. Brullot (2009), qui s'est elle-même inspirée de R.K Mitchell *et al.* (1997). Est pivot l'acteur capable de mobiliser d'autres acteurs en fonction de son intérêt, de sa légitimité et de son pouvoir de coercition. La coercition renvoie à la capacité d'un acteur à inciter, contraindre, d'autres acteurs à obéir à une règle : l'État bien entendu, mais aussi une collectivité locale en fonction de ses prérogatives, et même une entreprise dès lors qu'elle se trouve dans une situation de pouvoir fort (par exemple sa capacité de financer ou non un projet ou par une position oligopolistique). Mais la capacité d'agir ne se limite pas à la coercition ; l'influence d'un acteur (par exemple de lobbying) résulte aussi de son intérêt et de sa légitimité. Celle-ci renvoie plutôt à la capacité d'un acteur à convaincre d'autres acteurs que ses actions, ses idées, ses objectifs sont valables, ou tout du moins méritent d'être respectés. Par exemple, susciter l'engouement permet d'enrôler d'autres acteurs dans une innovation.

Trois types d'acteurs nous ont paru susceptibles de jouer un rôle pivot dans la coordination de l'énergie en ville : des *grandes entreprises* pourvoyeuses de systèmes énergétiques urbains, les *collectivités locales* pilotes de la fabrique de la ville, des collectifs (*acteurs coopératifs*) de consommateurs reprenant en



main leur destin énergétique. À ces trois types, nous avons ajouté l'*État* car ses prescriptions peuvent être structurantes et contraignantes sans qu'il soit nécessairement actif à l'échelle du projet urbain.

Conformément aux pratiques de scénarisation prospective (ADEME, 2013), une analyse morphologique explicitant les caractéristiques singulières de chaque scénario a été menée (Debizet, Buclet *et al.*, 2013) avant de rédiger les scénarios¹⁰ en suivant les étapes suivantes :

- **Rédaction de courts récits** : s'inspirant de cas emblématiques observés, ces récits permettent de cerner qualitativement le principe fondateur et le périmètre de chaque scénario ;
- **Analyse morphologique** : une vingtaine d'items jugés décisifs pour la coordination de l'énergie proposés individuellement des chercheurs ont été regroupés en sept variables, chacune est susceptible de différencier les scénarios entre eux : voir le tableau à la fin de cette annexe.
- **Atelier PAT-miroir** (cf. encadré 1) : une quinzaine de grands témoins représentatifs des secteurs de l'énergie, de l'immobilier, de l'urbanisme et des collectivités locales¹¹ se sont réunis pendant deux jours pour exprimer leurs peurs, attraits, tentations et des préconisations suite à la présentation des courts récits de scénarios. L'atelier a permis de hiérarchiser les variables et de qualifier les interactions entre acteurs les plus déterminantes ;
- **Rédaction détaillée des scénarios** : quatre scénarios ont été rédigés et amendés en prenant en compte ses hiérarchies. Par la suite, des assemblages de nœuds socio-énergétiques caractérisant les divers scénarios ont été esquissés en croisant les résultats de l'atelier avec les connaissances accumulées précédemment ;
- **Restitution aux grands témoins** : une version provisoire des scénarios a été présentée aux grands témoins. Ils ont considéré ces scénarios relativement radicaux mais néanmoins plausibles et auto-porteurs. Leurs remarques – le plus souvent des nuances ou des précisions de compréhension – ont été prises en compte dans la rédaction finale des scénarios.

10 Nicolas Buclet a été le principal rédacteur des scénarios. La méthode a été définie, mise en œuvre et ajustée par consensus entre les chercheurs impliqués dans cette dernière phase du projet de recherche conjointement animée par Nicolas Buclet, Fabrice Forest et Gilles Debizet.

11 Ces grands témoins sont mentionnés dans les remerciements.



Encadré 1.

Méthode PAT-Miroir appliqué à l'élaboration de scénarios prospectifs de transition énergétiques en ville

La méthode PAT-Miroir a été développée pour construire un consensus au sein d'équipes interprofessionnelles (Le Cardinal *et al.*, 2001). En demandant aux participants de s'exprimer puis de quantifier les peurs, attraits et tentations vis-à-vis des partenaires, cette méthode a habituellement pour finalité d'élaborer des préconisations co-construites par tous les protagonistes d'un projet commun ou partageant un objectif commun.

Dans le projet de Nexus, la méthode PAT-Miroir a été adaptée pour recueillir les consensus et dissensus potentiels entre les acteurs impliqués dans la planification/programmation des systèmes énergétiques urbains. La notation par les participants permettait de quantifier l'intensité d'adhésion – ou de refus – de préconisations selon les catégories d'acteurs.

Quinze grands témoins occupant des fonctions stratégiques en entreprises, dans des collectivités locales, des services de l'État ou des associations ont participé à l'atelier qui s'est déroulé en juin 2014 sous la conduite de Valérie Ambroise-Renault, consultante. Ces deux journées se sont déroulées ainsi :

- *Reformulation commune de l'objectif commun (cf. chapitre 1) ;*
- *Définition commune de la liste des acteurs (en situation réelle) et regroupement en cinq catégories (collectivités, entreprises, pouvoir central, habitants/usagers, architectes-urbanistes) ;*
- *Relevé des peurs, attraits et tentations (PAT) d'un type d'acteur envers un autre compte tenu de l'objectif commun. Chaque participant est invité à énoncer plusieurs items sans débattre ; si nécessaire l'animatrice propose une formulation concise ;*
- *Notation individuelle et anonyme des PAT selon la perception de leur importance ;*
- *Classement des PAT selon les variables prédéfinies (cf. tableau 2) et les catégories de participants et présentation par des chercheurs ouvrant une discussion sur les dissensus et consensus ;*
- *Elaboration de préconisations visant à réduire les peurs, accroître les attraits et prévenir les tentations ; chaque participant est invité à demander des précisions sur des préconisations énoncées par ses prédécesseurs et à en proposer de nouvelles ;*
- *Notation individuelle et anonyme des préconisations.*

Des hypothèses dites « exogènes » communes aux quatre scénarios ont été identifiées. La plupart sont conformes aux orientations des politiques climatiques françaises et européennes et aux visions à long terme de l'Agence internationale de l'énergie : baisse de la demande d'énergie pour le chauffage et augmentation pour le rafraîchissement, augmentation du prix des énergies fossiles, augmentation substantielle de la part des énergies intermittentes dans le mix électrique et du potentiel d'autoproduction électrique et chaleur. Sur le plan institutionnel, nous supposons que l'État et les collectivités locales existeront encore et seront



en capacité de prélever des taxes pour le fonctionnement des réseaux et que le marché restera un mode essentiel – mais non exclusif – de transaction économique ; en revanche, ses régulations (par exemple celle du gaz et de l'électricité) peuvent différer de leur forme actuelle.

La dernière étape de travail a consisté à illustrer les scénarios (*cf. chapitre 1*). Sur la base d'un cahier des charges composé d'une synthèse des scénarios, de l'analyse morphologique et spécifiant les trois échelles de présentation (pays, ville et bâtiment), le graphiste a proposé des illustrations qui ont été amendées de façon itérative par les animateurs de la dernière phase de la recherche.

Tableau 1. Analyse morphologique pour des scénarios de transition énergétiques en ville

Variables	A - Grandes Entreprises	B - Collectivités locales	C - État prescripteur	D - Acteurs coopératifs
Produit, valeur, chaîne de valeur	Rentabilité Solutions high-tech hautement capitalistiques	Développement économique Cohésion sociale	Indépendance énergétique Prix bas pour compétitivité et accès social	Partage Valeurs peu monétisées
Politiques publiques et régulation	Deux types de territoires : a) gestion multi-énergie b) concession mono-énergie	Planification des ressources et des équipements en liaison avec lieux de consommation	Planification d'équipements massifs par régulation centralisée	Régulation par les normes sociales plutôt que réglementaires
Échelle des systèmes énergétiques	Le quartier (ou morceau de ville) ressource pour des échanges <i>via</i> le réseau interconnecté européen	Ramification dans hinterland en complément d'équipements urbains	Réseau national et bâtiments	(Groupes d') Immeubles visant autonomie relative par mise en réseau
Autonomie autoconsommation	Autonomie quartier limitée par la compétitivité des énergies exogènes	Autonomie à l'échelle du territoire urbain élargi (hinterland)	Autoconsommation logement/ immeuble et autonomie nationale	Autonomie à échelles multiples infra et intra-coopératives
Résilience sociotechnique	Réseaux parcellisés Fiabilité dépendante de l'entreprise gestionnaire	Technologies éprouvées Réseau national comme secours	Fiabilité électrique assurée par des capacités de réserve	Capabilité des entités plutôt que résilience technique du réseau
Inégalités et précarités énergétiques	Inégalités d'accès à l'énergie entre habitants et entre quartiers	Tarifs uniformes et mixité sociale	Tarifs uniformes Tarifs sociaux	Solidarité interne Risque de <i>gated communities</i>
Innovation et acceptabilité sociale	Gamme de services basée sur technologies <i>smart grids</i>	Accompagnement social (rénovation, maîtrise conso...)	<i>Smart grids</i> obligatoires pilotés à partir du réseau national	<i>Low-tech</i> Habitants initiateurs et acteurs



Bibliographie de l'annexe méthodologique

- AMIT R. & ZOTT C., 2001, « Value creation in e-business », *Strategic Management Journal*, vol. 22, n° 6-7, p. 493-520.
- ADEME, 2014, *Repenser les villes dans la société post-carbone*, Paris, 310 p.
- AKRICH, M., CALLON, M. & LATOUR, B., 2006, *Sociologie de la traduction : Textes fondateurs*, Paris, Presses de l'École des Mines.
- 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].
- BUCLET, N. ET AL., 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.
- BRULLOT S., 2009, *Élaboration d'une méthodologie sur la démarche à suivre pour lancer un projet d'Écologie industrielle*, thèse de doctorat, Université de technologie de Troyes, 4 février 2009.
- DEBIZET, G., 2015, *Approche multi-acteurs de systèmes énergétiques urbains/bâtis : apports SHS*, In SIMUREX3 IBPSA France, Ajaccio. <<http://simurex.ibpsa.fr/>>.
- DEBIZET, G. ET AL., 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. DUB2015_0599, 1-16, Dubrovnik.
- DEBIZET, G. ET BLANCHARD, O., 2015, « Énergie en (éco)quartier », *Innovatio*, n° 2. <<http://innovacs-innovatio.upmf-grenoble.fr/index.php?id=207>> [Consulté le 17 janvier 2015].
- DEBIZET, G., BUCLET, N. ET GAUTHIER, C., 2013, « Conclusion », In Debizet G. (dir), *Rapport intermédiaire n° 2, Projet de recherche Ecoquartier Nexus Énergie*. Grenoble, p. 134-139, non publié.
- DEBIZET, G., DORÉ, A. ET LABRANCHE, S., 2013, « Méthodologie de construction et d'exploitation du corpus d'entretiens », In Debizet G. (dir), *Rapport intermédiaire n° 2, Projet de recherche Ecoquartier Nexus Énergie*, Grenoble, p. 28-44, non publié.
- DEBIZET, G., LABRANCHE, S. ET TABOURDEAU, A., 2013, « Terrains de recherche et assemblages de NSE ». In Debizet G. (dir), *Rapport intermédiaire n° 2, Projet de recherche Ecoquartier Nexus Énergie*, Grenoble, p. 11-27, non publié.



- DEBIZET, G. ET TABOURDEAU, A.**, 2013, « Mise au point des NSE innovants et conditions de leur généralisation », In Debizet G. (dir), *Rapport intermédiaire n° 2, Projet de recherche Ecoquartier Nexus Energie*, Grenoble, p. 45-57, non publié.
- FARIAS, I. & BENDER, T.**, 2010, *Urban Assemblages: How Actor-network Theory Changes Urban Studies*, New York, Routledge.
- GAUTHIER, C. ET BLANCO, S.**, 2013, « Dynamique de modèles d'affaires : émergence de "design dominants" », In Debizet G. (dir), *Rapport intermédiaire n° 2, Projet de recherche Ecoquartier Nexus Energie*, Grenoble, P. 89-107, non publié.
- GAUTHIER, C., BLANCO, S. ET JULLIEN, C.**, 2015, Écoquartiers et nœuds socio-énergétiques : transformation des modèles d'affaires, *Innovatio*, n° 2. <<http://innovacs-innovatio.upmf-grenoble.fr/index.php?id=117>> [Consulté le 17 janvier 2015].
- GAUTHIER, C. ET GILOMEN, B.**, 2015, « Business Models for Sustainability Energy Efficiency in Urban Districts », *Organization & Environment*, <<http://oae.sagepub.com/content/early/2015/07/02/1086026615592931>> [Consulté le 10 novembre 2015].
- LA BRANCHE, S.**, 2013, « Gouvernance : mobilisation politique et coordination des acteurs. In Debizet G. (dir), *Rapport intermédiaire n° 2, Projet de recherche Ecoquartier Nexus Energie*, Grenoble, p. 58-71, non publié.
- LA BRANCHE, S.**, 2015a, Gouvernance et jeux d'acteurs dans les écoquartier, *Innovatio*, n° 2. <<http://innovacs-innovatio.upmf-grenoble.fr/index.php?id=138>> [Consulté le 17 janvier 2015]
- LA BRANCHE, S.**, 2015b. Innovations dans les écoquartiers : quelques leçons pour la gouvernance de la transition énergétique. *VertigO - la revue électronique en sciences de l'environnement*, vol. 14, n° 3. <<http://vertigo.revues.org/15683>> [Consulté le 30 mars 2015].
- LABUSSIÈRE, O.**, 2013, « La gouvernance énergétique au prisme du financement européen ». In Debizet G. (dir), *Rapport intermédiaire n° 2, Projet de recherche Ecoquartier Nexus Energie*, Grenoble, P. 72-88, non publié.
- LABUSSIÈRE, O.**, 2015, « La performance énergétique des bâtiments à l'ère des politiques européennes de démonstration. Le cas du programme CONCERTO et du projet de la ZAC De Bonne (Grenoble, France) », *VertigO - la revue électronique en sciences de l'environnement*, vol. 14, n° 3. <<http://vertigo.revues.org/15671>> [Consulté le 30 mars 2015].
- LATOUR, B.**, 2007, *Changer de société, refaire de la sociologie*, Paris, La Découverte.
- LE CARDINAL, G. ET AL.**, 2001, « Theory and methodology. Intervention methodology for complex problems: The FAcT-Mirror method », *European Journal of Operational Research*, n° 132, p. 694-702.



- LONG, X.**, 2015, « Analyse géographique des écoquartiers », *Innovatio*, n° 2. <<http://innovacs-innovatio.upmf-grenoble.fr/index.php?id=115>> [Consulté le janvier 2017, 2015].
- MENANTEAU, P.**, 2013, « Trois schémas de production de chaleur? Réflexion sur les variables pour des scénarios prospectifs », In Debizet G. (dir), *Rapport intermédiaire n° 2, Projet de recherche Ecoquartier Nexus Energie*, Grenoble, p. 119-133, non publié.
- MENANTEAU, P. ET BLANCHARD, O.**, 2014. « Quels systèmes énergétiques pour les écoquartiers? Une première comparaison France-Europe », *Revue de l'Énergie*, n° 622, p. 463-471.
- MENANTEAU, P., PROST-BOUCLE, S. ET BLANCHARD, O.**, 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 <<http://amr.aom.org/content/22/4/853>> [Consulté le 1^{er} septembre 2015].
- SCHNEUWLY, P.**, 2013, « Combinaisons de technologies de stockage de l'énergie en lien avec la consommation et production dans le bâtiment et la ville », In Debizet G. (dir), *Rapport intermédiaire n° 2, Projet de recherche Ecoquartier Nexus Energie*, Grenoble, p. 28-44, non publié.
- SCHNEUWLY, P. ET DEBIZET, G.**, 2015. « Technologies de mobilisation des énergies renouvelables et de coordination énergétique dans les écoquartiers », *Innovatio*, n° 2. <<http://innovacs-innovatio.upmf-grenoble.fr/index.php?id=1417>> [Consulté le 17 janvier, 2015].



Sigles

AACT-AIR : Aide à l'action des collectivités territoriales et locales en faveur de la qualité de l'air

ABB : ASEA Brown Boveri

AdCF : Assemblée des communautés de France

ADEME : Agence de l'environnement et de la maîtrise de l'énergie

ADVANCe : Advanced model Development for Analysis of Mitigation Policies

AETIC : Approche économique territoriale Intégrée pour le climat

ALE : Agence locale de l'énergie

ALEC : Agence locale énergie et climat

AMO : Assistance à maîtrise d'ouvrage

ANR : Agence nationale pour la recherche

BBC : Bâtiment basse-consommation

BEPOS : Bâtiment à énergie positive

BIOMQA : BIOMasse et aualité de l'air

CEA : Commissariat à l'énergie atomique et aux énergies alternatives

CETE : Centres d'études techniques de l'équipement

CNRS : Centre nationale de la recherche scientifique

COMEPOS : Conception et construction optimisées de maisons à énergie positive

CSPE : Contribution au service public de l'électricité

CSTB : Centre scientifique et technique du bâtiment

CT : Collectivité territoriale

DSP : Délégation de service public

ECS : Eau chaude sanitaire

EDDEN : Économie du développement durable et de l'énergie

EDF : Électricité de France

EIE : Espace info énergie

EJP : Effacement des jours de pointe

EnR : Énergie renouvelable

ERDF : Électricité réseau distribution de France

GAEL : Grenoble Applied Economic Laboratory

GDF : Gaz de France

GEG : Gaz Électricité de Grenoble

GEM : Grenoble École Management

GIEC : Groupement Inter-gouvernemental d'Étude sur le Climat

GSCOP : Grenoble - Sciences pour la conception, l'optimisation et la production

HDR : Habilitation à diriger des recherches

HQE : Haute qualité environnementale

IBPSA : International Building Performance Simulation Association



INES : Institut national pour l'énergie solaire
INNOVACS : Innovation, connaissances et société
INPG : Institut national polytechnique de Grenoble
INRA : Institut national de la recherche agronomique
KTH : Kungliga Tekniska Högskolan (Royal Institute of Technology)
KwH : Kilo Watt Heure
LEPII : Laboratoire d'économie de la production et de l'intégration internationale
LITEN : Laboratoire d'Innovation pour les technologies des énergies nouvelles et les nanomatériaux
MLP : Multi-Level Perspective
MoBAT (master) : Maîtrise d'ouvrage et management du patrimoine bâti
MW : Méga Watt
NSE : Nœud socio-énergétique
PAC : Pompe à chaleur
PACT : Pathways for Carbon Transitions
PACTE : Politiques publiques ACtion politique, TErritoires
PAT (Miroir) [méthode] : Peurs, Attraits, Tentations
PCET : Plan climat énergie territorial
PLU : Plan local d'urbanisme
PME : Petites et moyennes entreprises
PUF : Presses universitaires de France
PV : PhotoVoltaïque
RAMAU : Réseau activités et métiers de l'architecture et de l'urbanisme
REA : Rural Electric Administration
RMI : Rocky Mountain Institute
SCoT : Schéma de cohérence territoriale
SDEWES (Conférence) : Sustainable Development of Energy, Water and Environment Systems
SFR : Structure fédérative de recherche
SHS : Sciences humaines et sociales
SRCAE : Schémas régionaux climat air énergie
STEP : Station de transfert d'énergie par pompage
TEPOS : Territoires à énergie poSitive
TURPE : Tarif d'Utilisation des Réseaux Publics d'Électricité
TVA : Taxe sur la Valeur Ajoutée
UGA : Université Grenoble Alpes
UK : United Kingdom
UMR : Unité mixte de recherche
UNEP : United Nations Environment Programme
VMC : Ventilation mécanique contrôlée
ZAC : Zone d'aménagement concerté



Les auteurs

Sylvie Blanco est professeur de Management de la Technologie et de l'Innovation à Grenoble école de Management, où elle dirige aussi le programme Campus GEM BIS (Business Innovation for Society). Docteur de l'Université de Grenoble (1998), elle collabore depuis plus de vingt ans avec l'écosystème grenoblois d'innovation et auprès de ses différents partenaires, dans une logique d'innovation collaborative. Elle porte son attention sur le thème de l'anticipation et de la préparation aux ruptures technologiques et aux transformations socio-économiques, à l'échelle des organisations et du management. Elle publie régulièrement, intervient dans des conférences et des séminaires académiques et professionnels et contribue activement aux projets d'écosystèmes d'innovation, dont l'Institut de Recherche Technologique Nanoelec dont elle est directrice académique.

Nicolas Buclet est professeur à l'Institut d'urbanisme de Grenoble et chercheur au laboratoire PACTE. Ses thèmes de recherche portent sur les choix collectifs en situation controversée ; procédures de prise de décision ; compréhension des comportements individuels et collectifs face aux enjeux du développement durable ; écologie industrielle et territoriale (économie de fonctionnalité, création de synergies entre acteurs à un niveau territorial) ; compatibilité entre l'économie de marché capitaliste et les enjeux du développement durable. Il contribue en particulier à la montée en puissance de l'écologie territoriale en tant que champ interdisciplinaire émergent, au croisement entre sciences humaines et sociales, sciences de la vie, de l'environnement, de l'ingénieur et géosciences.

Gilles Debizet est maître de conférences en Aménagement et Urbanisme à l'Université Grenoble Alpes. Docteur de l'Université Paris-1 (2004), chercheur-invité par les universités de Lausanne (2011), Montréal et Stanford (2012), il a fondé en 2013 la thématique Transition Énergie Environnement du laboratoire PACTE. Ses travaux portent sur l'innovation et l'expertise durables dans les champs de l'urbanisme et de l'immobilier. Il a publié « Architecture et urbanisme durables, Modèles et savoirs » (*Cahiers RAMAU* avec Patrice Godier) et « Énergie en (éco)quartier » (revue *Innovatio* avec Odile Blanchard) et co-organisé le colloque international « Sciences sociales et transitions énergétiques ». Co-fondateur du master Sciences du territoire - MOBAt, il enseigne actuellement dans des formations en ingénierie, en aménagement et en architecture. Il a coordonné la recherche « Écoquartier Nexus Énergie » financée par l'Agence de l'environnement et de la maîtrise de l'énergie (ADEME) <www.nexus-energy.fr>.



Fabrice Forest est chargé de valorisation de la recherche en innovation à l'Université Grenoble Alpes. Dans le cadre la Fédération de recherche Innovation, connaissances et société (INNOVACS) il apporte son support à la coordination et à l'ingénierie de recherche des programmes de recherche interdisciplinaire sur des questions d'innovation dans les domaines de l'énergie, du bien être ou des systèmes d'information et communication. Il a contribué au développement de plusieurs méthodes et outils de pilotage de la recherche interdisciplinaire et participative en innovation mobilisant les sciences humaines et sociales, les sciences de l'ingénieur et les acteurs socioéconomiques.

Caroline Gauthier est professeur de stratégie à Grenoble École de Management. Docteur de Toulouse School of Economics et University College of London (1997), HDR en sciences de gestion (2007), elle étudie l'innovation dans une perspective de développement durable. Ses derniers travaux portent sur les modèles d'affaires des acteurs de la transition énergétique. Elle publie régulièrement (*Organization & Environment, Journal of Business Ethics, International Journal of Sustainable Education, Technovation, etc.*). Directrice des Programmes de recherche avancés de Grenoble École de Management, elle dirige des programmes doctoraux et participe à divers projets de recherche.

Stéphane La Branche est chercheur, membre du Groupe d'experts intergouvernemental sur l'évolution du climat (GIEC) et titulaire de la Chaire Énergie-Climat de l'Institut d'études politiques de Grenoble. Sociologue et politologue du climat, son programme de recherche porte sur l'in/acceptabilité sociale des mesures environnementales, énergétiques et climatiques, et plus généralement sur les freins et les moteurs sociaux, comportementaux (incluant les représentations sociales), institutionnels et politiques aux efforts de transition vers une société post carbone. Il a travaillé sur les Plans Climats de plusieurs collectivités territoriales et sur des dispositifs énergétiques comme le « Défi famille à énergie positive », « Empowering », les *smart grids* (programme GreenLys) ainsi que sur l'énergie dans l'urbain (programmes Nexus, ZenN, Citizen) et la mobilité.

Philippe Menanteau est ingénieur de recherche du CNRS au sein de l'équipe Économie du développement durable et de l'énergie (EDDEN) du laboratoire PACTE. Ses recherches portent sur l'analyse des instruments économiques utilisés pour favoriser l'adoption de technologies énergétiques plus propres et/ou plus efficaces et sur les systèmes énergétiques à l'échelle locale. Il a contribué à différents programmes de recherche européens sur la prospective technologique ou la modélisation à long terme du système énergétique dont récemment les projets PACT (Pathways for Carbon Transitions - projet FP7) ou ADVANCE (Advanced model development for

analysis of mitigation policies). Il participe par ailleurs activement aux travaux de l'Alliance nationale de coordination de la recherche sur l'énergie au sein du Groupe sur la prospective énergétique et a codirigé le projet ANR AETIC (Approche Economique Territoriale Intégrée pour le Climat).

Patrice Schneuwly est ingénieur au Commissariat à l'énergie atomique et aux énergies alternatives (CEA) à l'Institut National de l'énergie solaire (INES). Il est responsable de la plate-forme expérimentale d'énergétique du bâtiment au sein du Département des Technologies du Solaire. Il a obtenu son diplôme de maîtrise scientifique et technique du bâtiment en 1984 à l'Université de Chambéry. Il a assuré pendant douze ans des fonctions de planification et de coordination générale d'opérations d'aménagements et de bâtiments en bureau d'études. Il a rejoint le CEA en tant qu'ingénieur de recherche à Grenoble en 1996, où il a été responsable du Groupe d'assistance à la maîtrise d'ouvrage. Il participe régulièrement à des projets européens, nationaux et industriels aux échelles du bâtiment et du quartier: Projet FP7 ZenN <<http://www.zenn-fp7.eu/>>, Projet Nexus Energy <<http://www.nexus-energy.fr/>> et Projet COMEPOS <<http://www.comepos.fr/>>.

Antoine Tabourdeau est docteur en géographie, chercheur associé au laboratoire PACTE. Ses trois principales thématiques de recherche sont les questions énergétiques, la gestion des ressources, à la fois en milieu urbain et rural, ainsi que les processus de transitions. De là, il s'intéresse notamment aux rapports entre intérêts privés et intérêts communs. Sa thèse a notamment analysé les changements de configurations induits par les questions énergétiques dans la gestion des ressources naturelles, à partir du cas du bois-énergie et des bases de données mises en place pour évaluer la ressource. Outre Nexus, il participe à des projets de recherche sur les circuits courts en forêt et le rapport des sciences sociales aux questions énergétiques.





Publications issues de la recherche *Ecoquartier Nexus Energie*

La liste des publications est mise à jour sur le site <www.nexus-energy.fr>

Revues et ouvrages

BLANCHARD O. & DEBIZET G., 2015, « Écoquartier, systèmes énergétiques et gouvernances: une base de données bibliographique », *InnovatiO*, n° 2, <<http://innovacs-innovatio.upmf-grenoble.fr/index.php?id=127>> [Consulté le 16 novembre 2015].

DEBIZET G. & BLANCHARD O., (dir.), 2015, « Energies en (éco)quartier, innovation », *InnovatiO*, n° 2, <<http://innovacs-innovatio.upmf-grenoble.fr/index.php?id=113>> [Consulté le 16 novembre 2015].

GAUTHIER C., BLANCO S. ET JULLIEN C., 2015, « Écoquartier et nœuds socio-énergétiques: transformation des modèles d'affaires », *InnovatiO*, n° 2, <<http://innovacs-innovatio.upmf-grenoble.fr/index.php?id=117>> [Consulté le 16 novembre 2015].

GAUTHIER C. & GILOMEN B., 2016, « Business models for sustainability: Energy efficiency in urban districts », *Organization & Environment* (à paraître).

LA BRANCHE S., 2015, « Gouvernance et jeux d'acteurs dans les écoquartiers », *InnovatiO*, n° 2, <<http://innovacs-innovatio.upmf-grenoble.fr/index.php?id=138>>, [Consulté le 16 novembre 2015].

LA BRANCHE S., 2015, « Innovations dans les écoquartiers: quelques leçons pour la gouvernance de la transition énergétique », *VertigO - la revue électronique en sciences de l'environnement*, vol. 14, n° 3., <<http://vertigo.revues.org/15683>> [Consulté le 30 mars 2015].

LABUSSIÈRE O., 2015, « La performance énergétique des bâtiments à l'ère des politiques européennes de démonstration. Le cas du programme CONCERTO et du projet de la ZAC De Bonne (Grenoble, France) », *VertigO - la revue électronique en sciences de l'environnement*, vol. 14, n° 3, <<http://vertigo.revues.org/15671>> [Consulté le 30 mars 2015].

LONG X., 2015, « Analyse géographique des écoquartiers », *InnovatiO*, n° 2, <<http://innovacs-innovatio.upmf-grenoble.fr/index.php?id=115>> [Consulté le 16 novembre 2015].

MENANTEAU P. ET BLANCHARD O., 2014, « Quels systèmes énergétiques pour les éco-quartiers? Une première comparaison France-Europe », *Revue de l'Energie*, n° 622, novembre-décembre.



MENANTEAU P ET BLANCHARD O., 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 16 novembre 2015].

SCHNEUWLY P. ET DEBIZET G., 2015, « Technologies de mobilisation des énergies renouvelables et de coordination énergétique dans les écoquartiers », *InnovatiO*, n° 2, <<http://innovacs-innovatio.upmf-grenoble.fr/index.php?id=141>> [Consulté le 16 novembre 2015].

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].

Communications scientifiques

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.

BUCLET N., DEBIZET G., FOREST F., GAUTHIER C., LA BRANCHE S., MENANTEAU P, SCHNEUWLY P., TABOURDEAU A., 2015, *Quatre Scenarii De Coordination Infra-Urbaine De L'énergie: Grandes Entreprises, collectivités locales, État prescripteur, acteurs coopératifs*, Journées internationales de Sociologie de l'Energie, 2-4 juin 2015, Tours

DEBIZET G., 2014, *Les chaînes énergétiques dans la transformation de la ville*, Séminaire du GRETS EDF R&D, janvier 2014, Paris, France.

DEBIZET G., 2015, *Approche multi-acteurs de systèmes énergétiques urbains/bâtis: apports SHS*, SIMUREX3 IBPSA, France. 26-30 juin, Ajaccio.

DEBIZET G, BLANCHARD O., BLANCO S., BUCLET N., DORÉ A., FOREST F., GAUTHIER C., GILOMEN B., LABRANCHE S., LABUSSIÈRE O., LONG X., MENANTEAU P., SCHNEUWLY P., TABOURDEAU A. & AMBROISE-RENAULT V., 2014, *Energy Coordination in eco-districts: The Multi-Disciplinary Nexus project*, 9th Conference on Sustainable Development of Energy, Water and Environment Systems – SDEWES, Venice-Istanbul, Septembre 20-27.2014, <<https://hal.archives-ouvertes.fr/hal-01133254/document>> [Consulté le 16 novembre 2015].

DEBIZET G., LABRANCHE S., 2014, *Innovations énergétiques dans la fabrique de la ville, Lundi de l'innovation*, 10 mars 2014, IAE Grenoble, France, <<https://www.youtube.com/watch?v=p.CHQzna4Ck>>.

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., 1-16





GAUTHIER C., 2014, *Business Models for Sustainable Innovation: the Nexus project*, 8th Conference on Sustainable Development of Energy, Water and Environment Systems – SDEWES, Venice-Istanbul, Septembre, 20-27.2014

GAUTHIER C., 2013, *Business Models for Sustainable Innovation: the case of the energy efficiency*, 8th Conference on Sustainable Development of Energy, Water and Environment Systems – SDEWES, Croatie, Septembre 22-27.2013.

MENANTEAU P. & BLANCHARD O., 2012, *L'Énergie dans les éco-quartiers: quels systèmes énergétiques et quels acteurs? Une comparaison France-Europe*, 1^{res} Journées Internationales de Sociologie de l'Énergie, Toulouse, 25 et 26 octobre 2012.







Remerciements

Cet ouvrage présente des résultats du projet de recherche Écoquartier Nexus Énergie. Nous remercions l'ADEME d'avoir financé le projet de recherche et, en particulier, Aude Bodiguel d'avoir apporté conseils et soutien tout au long de ces quatre années.

Il bénéficie des apports essentiels des chercheurs impliqués aux précédentes phases du projet : Odile Blanchard, Antoine Doré, Bettina Gilomen, Céline Jullien, Olivier Labussière, Xavier Long, des conseils méthodologiques avisés de Stéphanie Abrial, des relectures vigilantes des doctorants Hélène Haller et François Balaye et de la pertinente animation de l'atelier PAT-Miroir par Valérie Ambroise-Renault.

Nous tenons à remercier Dominique Rieu et Daniel Llerena co-directeurs de INNOVACS, Romain Lajarge, responsable du département Territoires de l'UMR PACTE, Patrick Criqui, responsable de l'équipe EDDEN, Vincent Mangematin, directeur de la recherche de Grenoble Ecole de Management, Olivier Fléchon et Etienne Wurtz, responsables du laboratoire Energétique du bâtiment du CEA-INES pour leur soutien ainsi qu'Eric Blanco (GSCOP, INPG) et Christophe Abrassart (Université de Montréal) pour leurs conseils avisés.

Nos remerciements s'adressent également aux personnels d'appui à la recherche du laboratoire PACTE, Nathalie Leardini, Gwenaëlle Clément, Géraldine Diaferia, Catalina Esparza, Thierry Bontemps, Karine Feuillet, Céline Gaufreteau, Danièle Revel, Annie-Claude Salomon et Véronique Strippoli ainsi que Sabrina Barbosa de la SFR INNOVACS.

Ces résultats n'auraient pu être obtenus sans les trente-huit professionnels qui ont pris le temps de nous décrire avec enthousiasme et lucidité les projets d'écoquartier ou smart grids de Grenoble, Fontaine, Nanterre ou Issy-les-Moulineaux.

Et puis, un grand merci aux grands témoins qui ont apporté leur vision et leurs analyses pendant plusieurs demi-journées au cours de l'atelier prospectif ou de la journée de restitution : Flavia Barone, chargée de mission Schéma directeur des énergies, Grand Lyon, François Borghese, directeur Prosumer Marketing, Schneider Electric, Antoine Bres, architecte-urbaniste, Bres & Mariolle, Françoise Charbit, vice-présidente, CEA-Tech, Béatrice Couturier, chargé de mission aménagement durable, Grand Lyon, Delphine DeRobert, chargé de projet transition énergétique, Grenoble Alpes Métropole, Jean-Marc Fayel, architecte-urbaniste, Atelier Paris, Xavier Gauvin, chef de projet Innovation & usages, Bouygues Construction, Emmanuel Huard, directeur de l'Ingénierie énergétique, GEG, Pete Kirkham, administrateur Habicoop, Servan Lacire, directeur Innovation et technologie, Bouygues E & S, Michel Leullier, président de conseil syndical, Joelle Strippoli, directrice d'agence, Sogelym Dixence, Virginie Renzi, responsable de département, CEA, Thomas Reverdy, sociologue, PACTE-INPG, Nadine Roudil, sociologue, CSTB, Eric Vidalenc, chargé de mission Economie et prospective, ADEME, Monique Vuailat, maire-adjointe chargée du logement, Ville de Grenoble.

Et enfin, merci à Claudette Gorodetzky pour le maquetage de l'ouvrage, Philippe Mouche pour l'illustration des scénarios et de la couverture et Blandine Reynard pour les schémas.

Grenoble, 18 novembre 2015



Table des matières

Préface Gabriel Dupuy	5
Introduction	9
<i>CHAPITRE 1</i>	
<hr/>	
Quatre scénarios de coordination de l'énergie en milieu urbain à l'horizon 2040	
<i>Nicolas Buclet, Gilles Debizet, Caroline Gauthier, Fabrice Forest, Stéphane La Branche, Philippe Menanteau, Patrice Schneuwly, Antoine Tabourdeau</i>	13
SCÉNARIO A : Grandes Entreprises à l'horizon 2040	18
Jeux d'acteurs	23
Les régulations	29
SCÉNARIO B : Collectivités locales	30
Jeux d'acteurs	34
Les régulations	39
SCÉNARIO C : État prescripteur	41
Le rôle moteur de l'État	42
Quels enjeux au niveau local ?	46
Tarification, taxation et données	49
Production décentralisée et stockage de l'énergie	50
Les régulations	52
SCÉNARIO D : Acteurs coopératifs	54
Quelles coopératives ?	58
La position des différents acteurs	61
La question de l'approvisionnement énergétique	64
Quelle participation au-delà des intérêts coopératifs ?	69
Les régulations	70
CONCLUSION	71



CHAPITRE 2**Transition énergétique dans les espaces urbanisés
Composer avec – ou recomposer – les régimes de l'énergie**

<i>Gilles Debizet, Stéphane La Branche, Antoine Tabourdeau</i>	73
PANORAMA DES ÉNERGIES EN VILLE	75
Trois régimes énergétiques établis	76
Des ressources renouvelables émergentes	81
LORSQUE LES SYSTÈMES ÉNERGÉTIQUES URBAINS COMPOSENT	
AVEC LES RÉGIMES SOCIOTECHNIQUES	85
Cas du réseau de chaleur de quartier (Fontaine et Nanterre)	86
Cas de la cogénération d'îlot (Grenoble)	88
Cas des <i>smart grids</i> entre bâtiments (Issy-les-Moulineaux)	90
Des systèmes énergétiques au prisme des acteurs	94
RECOMPOSER LES RÉGIMES ÉNERGÉTIQUES ?	96
Une recomposition nécessairement articulée des différents régimes énergétiques	96
Une coordination, voire une gestion combinant production et consommation dans les espaces urbanisés	98
La question des échelles de l'autonomie énergétique	99
Questions pour une recomposition des régimes énergétiques	102
CONCLUSION	106



CHAPITRE 3

Vers des villes ou des quartiers plus autonomes sur le plan énergétique : le rôle des nouvelles technologies de l'énergie

Philippe Menanteau, Patrice Schneuwly 109

ENTRE LA VILLE ET LE BÂTIMENT, LE QUARTIER EST-IL LA BONNE ÉCHELLE POUR DES SYSTÈMES D'APPROVISIONNEMENT ÉNERGÉTIQUE LOCAUX ?	111
La prise en compte des interactions entre les bâtiments	112
Mobiliser de nouvelles ressources sur un périmètre élargi au-delà du bâtiment.....	112
Le quartier à l'échelle des projets de rénovation urbaine	113

EN QUOI LES ÉVOLUTIONS TECHNOLOGIQUES RÉCENTES RENDENT-ELLES PLUS CONCRÈTE CETTE PERSPECTIVE D'UN MODÈLE D'APPROVISIONNEMENT ÉNERGÉTIQUE À L'ÉCHELLE DU QUARTIER ?	115
Pour l'électricité/l'existant	116
Pour l'électricité/le futur	117
Pour la chaleur/l'existant	118
Pour l'électricité/le futur	119

QUELLES CONSÉQUENCES D'UNE PLUS GRANDE AUTONOMIE DANS L'APPROVISIONNEMENT ÉNERGÉTIQUE DES VILLES/QUARTIERS ?	120
Perspectives pour la distribution de chaleur en réseau dans des quartiers à basse consommation d'énergie ?	121
Chaleur / électricité : des complémentarités en production mais également pour l'usage et le stockage	122
Concurrence pour l'accès / partage des ressources renouvelables en zones urbaines	124
Conséquences de la parité réseau pour les moyens de production distribuée : comment préserver les fonctions d'échange / secours des réseaux ?.....	125
CONCLUSION	126



CHAPITRE 4

Modèles d'affaires et innovations énergétiques urbaines*Caroline Gauthier , Sylvie Blanco , Gilles Debizet* 127**L'APPROCHE PAR LES MODÈLES D'AFFAIRES** 128**LES MODÈLES D'AFFAIRES DE L'ÉNERGIE DANS LES ÉCOQUARTIERS** 130

Par les acteurs de l'écoquartier de Bonne..... 131

Par les acteurs d'IssyGrid..... 134

LES ENSEIGNEMENTS AU-DELÀ DES CAS ANALYSÉS 135

Typologie des modèles d'affaires pour la transition énergétique..... 135

Le rôle d'agenceur de projets collectifs..... 136

Des valeurs de réputation, de notoriété et d'image en sus
du système de monétisation..... 137**CONCLUSION** 137**Conclusion générale** 139

Synthèse et analyse transversale des scénarios..... 139

Réflexions prospective pour la transition énergétique 151

Conclusion 159

Bibliographie générale 161**Annexe méthodologique***Méthodologie du projet NEXUS**et de l'élaboration des scénarios de transition énergétique en ville*..... 167

La notion de nœud socio-énergétique 169

Les phases de la recherche 170

Sigles 183**Les auteurs** 185**Publications issues de la recherche****Écoquartier Nexus Énergie**..... 189**Remerciements** 193



Illustrations
Philippe Mouche et Blandine Reynard

Image de couverture
Philippe Mouche

