



HAL
open science

Modélisation dynamique de l'offre et de la demande énergétique des territoires ruraux - Application au secteur résidentiel

Pierre Peigné

► **To cite this version:**

Pierre Peigné. Modélisation dynamique de l'offre et de la demande énergétique des territoires ruraux - Application au secteur résidentiel. Architecture, aménagement de l'espace. Université de Tours, 2018. Français. NNT: . tel-01762269

HAL Id: tel-01762269

<https://theses.hal.science/tel-01762269>

Submitted on 9 Apr 2018

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.

Public Domain

UNIVERSITÉ DE TOURS

ÉCOLE DOCTORALE « Sciences de l'Homme et de la Société »

UMR 7324 CITERES, équipe IPAPE

THÈSE

 présentée par :

Pierre PEIGNÉ

soutenue le : 12 mars 2018

pour obtenir le grade de : **Docteur de l'université de Tours**

Discipline/ Spécialité : Aménagement de l'espace, urbanisme

Modélisation dynamique de l'offre et de la demande énergétique des territoires ruraux

Application au secteur résidentiel

THÈSE dirigée par :

M. MAÏZIA Mindjid

Professeur, Université de Tours

RAPPORTEURS :

M. ASSOUMOU Edi

Professeur, Centre de Mathématiques Appliquées, Mines ParisTech

M. SOUAMI Taoufik

Professeur, Université Paris-Est Marne-la-Vallée

JURY :

M. ASSOUMOU Edi

Professeur, Centre de Mathématiques Appliquées, Mines ParisTech

M. DANDEVILLE Yann

Responsable Développement et Innovation, SYDEV

M. DOUILLARD Philippe

Gérant, Impact et Environnement

M. MAÏZIA Mindjid

Professeur, Université de Tours

M. SOUAMI Taoufik

Professeur, Université Paris-Est Marne-la-Vallée

M. TELLER Jacques

Professeur, Université de Liège

M. TONNET Nicolas

Animateur de Recherche, Service Recherche et Technologies
Avancées, ADEME

Remerciements

Je tiens en premier lieu à remercier celle qui m'a accompagné au quotidien durant les quatre années de cette thèse, ma femme, Nadia. Un grand merci pour ton soutien dans les bons moments comme dans les moments plus difficiles.

Je remercie Edi ASSOUMOU et Taoufik SOUAMI qui ont accepté de rapporter cette thèse ainsi que Jacques TELLER, Yann DANDEVILLE et Nicolas TONNET pour l'intérêt qu'ils ont manifesté pour ce travail et leur participation au jury.

Mes remerciements vont bien entendu à Mindjid MAÏZIA, mon directeur de thèse, qui m'a guidé tout au long de ce travail. Au-delà des apports techniques, cette rencontre fut très enrichissante sur le plan humain. Les différences de nos caractères et de nos méthodes de travail ont été une richesse pour moi.

Je tiens à remercier Philippe DOUILLARD, gérant d'Impact et Environnement, pour la confiance et le soutien qu'il m'a témoigné durant ces quatre années, ainsi que toute l'équipe d'Impact et Environnement au sein de laquelle j'ai grand plaisir à évoluer au quotidien.

Je n'oublie pas les nombreuses personnes qui ont contribué à la réussite de ce travail. Olivier GARDAIS, d'Angers Technopole, apporte un soutien efficace à la structuration et la valorisation du programme de recherche d'Impact et Environnement. Pascaline YOU et Jacky TOUGERON, chargés de mission SCOT au sein du Pays Yon et Vie ont toujours répondu favorablement à mes demandes d'information et m'ont aidé dans la collecte de données locales. Jean-François COUSIN et Guillaume GUESDON, du SYDEV, ont facilité la mise en relation avec les gestionnaires de réseaux vendéens. Sébastien GAUDRÉ, de GRDF, et Victor LUCAS, de Sorégies, ont été très réactifs dans la fourniture des données locales. Lydia SEABRA et Viviane SOURAMASING, les assistantes de l'UMR7324 CITERES ont toujours montré la plus grande bienveillance et répondu favorablement à mes demandes et interrogations. Un grand merci à tous.

Enfin, mes pensées les plus affectueuses vont à ceux à qui je dois tout, mes parents. Merci pour tout ce que vous m'apportez depuis le premier jour.

Résumé

Les territoires ruraux disposent du principal gisement d'énergie renouvelable en France. Les réseaux énergétiques y sont moins denses que dans les zones urbaines et certains vecteurs, tels que le gaz, en sont souvent absents. Or, alors que les systèmes énergétiques urbains ont été abondamment étudiés, les spécificités de la demande énergétique rurale restent méconnues, notamment dans le secteur résidentiel. Des travaux récents mettent en avant les enjeux liés à la décentralisation du système énergétique français et le besoin d'une connaissance fine de l'offre et de la demande, tant sur le plan spatial que temporel.

Ce travail de thèse poursuit deux objectifs. Tout d'abord il s'attache à identifier les spécificités de la consommation énergétique des logements ruraux par rapport aux logements urbains. Ensuite, il vise à analyser la réponse que peut apporter le gisement local d'énergie renouvelable à la demande résidentielle sur un territoire mixte urbain-rural, dans une optique de territoire à énergie positive – équilibre annuel entre l'offre et la demande énergétique du territoire. Pour cela, un modèle bottom-up est développé pour reconstituer la consommation des logements d'un territoire. Les courbes de charge du Pays Yon et Vie (Vendée) sont calculées à l'échelle de l'IRIS pour l'année 2015, afin de comparer la demande horo-saisonnaire selon la typologie de commune du territoire.

Des scénarios prospectifs sont élaborés à l'horizon 2050 pour comparer les effets d'une évolution tendancielle et ceux d'une transition énergétique volontariste du parc résidentiel. Le gisement d'énergie renouvelable du territoire est estimé et un modèle de production est développé pour reconstituer l'offre locale d'énergies renouvelables électriques au pas de temps horaire. Pour chaque scénario, le mix optimal de production est identifié, permettant de maximiser la couverture dynamique de la demande, dans une optique de territoire à énergie positive.

L'analyse permet de mettre en évidence la possibilité d'atteindre un taux de couverture dynamique significatif de la demande résidentielle par les énergies renouvelables locales. Plusieurs enjeux sont identifiés de variations tant saisonnières que journalières de la balance électrique des différentes zones du territoire.

Mots clés : modélisation prospective ; demande énergétique résidentielle ; courbes de charge horaires ; énergie renouvelable locale ; urbain-rural

Abstract

Rural areas have the main resources of renewable energy in France. Energy networks are less dense there than in urban areas and some energy vectors, like gas, are often missing. However, as urban energy systems have been widely studied, the specificities of rural energy demand remain little-known, especially for the residential sector. Recent works highlight new challenges related to decentralization of the French energy system and the need for fine knowledge of demand and supply, on both spatial and time scales.

This research work pursues two objectives. First, it commits to identify the specificities of rural housing energy consumption. Then, it aims at analyzing the potential response of local renewable energy sources to the residential demand in a mixed urban-rural territory, in a 100 % RES process – equilibrium between annual energy demand and supply on the territory. Therefore, a bottom-up model is developed to rebuild the hourly housing consumption of a territory. The load profiles of Pays Yon et Vie (Vendée) are calculated at town scale for year 2015, in order to compare hourly demand based on the type of area in the territory.

Prospective scenarios are elaborated at horizon 2050 to compare the effects of trend evolution with a voluntarist energy transition of the residential park. The renewable energy potential of the territory is estimated and a production model is developed to rebuild the hourly local renewable electricity supply. For each scenario, the optimum supply mix is identified, that maximizes the dynamic cover of the demand, in a 100 % RES perspective.

The analysis highlights the possibility of reaching significant dynamic cover rates of the residential demand by local renewable sources. Several challenges are identified related to both seasonal and daily variations of electric balance in the various areas of the territory.

Keywords : prospective modelling ; residential energy demand ; hourly load profiles ; local renewable energy sources ; urban-rural

Table des matières

Remerciements	3
Résumé	4
Abstract	5
Table des matières	6
Introduction	11
Chapitre 1. Enjeux et objectifs de la thèse	15
1.1 Des territoires ruraux spécifiques liés aux territoires urbains	15
1.1.1 Un parc résidentiel rural plus énergivore que le parc urbain	15
1.1.2 Un décalage entre fort potentiel de production d'énergie renouvelable et faible développement des réseaux de transport	17
1.1.3 Vers des Territoires à Energie Positive	20
1.2 Modèles de consommation énergétique résidentielle.....	23
1.2.1 Méthodes de modélisation et facteurs déterminants de la consommation énergétique des logements	23
1.2.2 Limites de l'approche statique	25
1.2.3 Prise en compte de la localisation des logements dans l'analyse du système énergétique territorial	26
1.2.4 Approche typo-morphologique et dynamique du chauffage	28
1.2.5 Usages spécifiques : un enjeu croissant pour la demande électrique résidentielle ..	31
1.3 Pays Yon et Vie : Un territoire d'étude combinant urbain et rural	35
Chapitre 2. Reconstitution du parc résidentiel	39
2.1 Un double référentiel typologique et morphologique	39
2.2 Construction de la typologie des bâtiments résidentiels selon l'INSEE	42
2.3 Modélisation de l'évolution du parc résidentiel	45
2.4 Affectation du type de chaque bâtiment	50
2.5 Autres attributs pour la reconstitution du parc résidentiel	52
2.6 Parc résidentiel du Pays Yon et Vie en 2015 : des spécificités locales et des différences marquées entre urbain et rural	57
Chapitre 3. Hypothèses et méthode de construction des courbes de charge des bâtiments	63

3.1	Combinaison de variables statiques et dynamiques pour reconstituer les courbes de charge des 4 usages résidentiels	64
3.2	Calcul statique de la consommation de chauffage des bâtiments	65
3.3	Calcul de la distribution temporelle dynamique de la demande de chauffage.....	69
3.3.1	Quatre composantes des besoins de chauffage des bâtiments.....	70
3.3.2	Températures pour le calcul du chauffage	74
3.3.3	Variations des rendements de chauffage	79
3.4	Cas particulier du chauffage d'appoint	81
3.5	Calcul des courbes de charge pour la production d'ECS	82
3.6	Calcul des courbes de charges pour l'électricité spécifique et la cuisson	85
Chapitre 4.	Demande énergétique résidentielle en 2015.....	91
4.1	Comparaison des charges théoriques avec les données réelles	91
4.2	Consommation énergétique selon les types de communes pour l'année 2015	96
4.2.1	Confirmation de l'effet prépondérant des énergies de chauffage de chauffage sur la consommation annuelle	96
4.2.2	Analyse statique ou dynamique : des différences notables dans le poids des usages sur la demande électrique	98
4.2.3	Des variations saisonnières de la demande électrique plus importantes dans les logements ruraux que dans les logements urbains	101
Chapitre 5.	Scénarios prospectifs et gisement d'énergie renouvelable du territoire.....	109
5.1	Scénarios prospectifs de la demande énergétique résidentielle à l'horizon 2050 ..	109
5.1.1	Choix de scénarios centrés sur la transition énergétique du parc en raison d'effets démographiques faibles.....	109
5.1.2	Hypothèses relatives au chauffage des logements	114
5.1.3	Hypothèses relatives aux autres usages.....	118
5.1.4	Synthèse graphique des principales hypothèses des deux scénarios technologiques	121
5.2	Evaluation du gisement d'énergie renouvelable du Pays Yon et Vie et reconstitution des courbes de production	124
5.2.1	Solaire.....	124
5.2.2	Eolien	130
5.2.3	Energies renouvelables thermiques : méthanisation et bois énergie	132
Chapitre 6.	Résultats des scénarios	135

6.1	Demande énergétique résidentielle en 2050.....	135
6.1.1	Des évolutions contrastées de la demande énergétique annuelle selon les scénarios	135
6.1.2	Comparaison des analyses statiques et dynamiques de la demande électrique en 2050	139
6.1.3	Variations saisonnières de la demande électrique de chaque scénario	143
6.2	Réponse dynamique des énergies renouvelables locales aux besoins électriques résidentielles en 2050	145
6.2.1	Identification d'un mix optimal pour la couverture dynamique de la demande électrique dans une optique TEPOS	146
6.2.2	Des déséquilibres offre-demande à la fois spatiaux et temporels	149
6.2.3	Effets de l'offre et de la demande sur les variations saisonnières de la balance électrique pour chaque scénario	156
6.2.4	Une forte variabilité de la production et des décalages offre-demande générant une amplitude journalière élevée de la balance électrique.....	160
	Conclusion.....	165
	Bibliographie.....	173
	Nomenclature	188
	Index des illustrations.....	193
	Index des figures	193
	Index des tableaux.....	200
	Annexes.....	202
Annexe 1.	Recours à l'énergie solaire thermique pour la production d'ECS.....	202
Annexe 2.	Profils journaliers et facteurs saisonniers pour la cuisson et l'électricité spécifique	204
Annexe 3.	Hypothèses d'évolution de la distribution de chauffage selon le type de commune	206
Annexe 4.	Cartographie de la consommation énergétique 2015	207
Annexe 5.	Cartographie de la consommation énergétique 2050	208
Annexe 6.	Evolutions de la demande électrique.....	210
Annexe 7.	Courbes de consommation électrique résidentielle	212
Annexe 8.	Courbes de production électrique renouvelable	214
Annexe 9.	Courbes de balance électrique.....	216

Annexe 10.	Potentiel maximal de fourniture d'électricité d'une commune à une autre	218
Annexe 11.	Sélection des bâtiments pour la reconstitution du parc résidentiel	221
Annexe 12.	Caractéristiques du parc résidentiel reconstitué pour l'année 2015	222
Annexe 13.	Gisement solaire sur toitures	225
Annexe 14.	Consommation unitaire d'énergie des logements	226
Annexe 15.	Consommation unitaire de chauffage des logements	229
Annexe 16.	Consommation électrique unitaire des logements.....	232

Introduction

La transition énergétique des logements comme réponse aux enjeux économiques, sociaux et environnementaux des territoires

Les énergies fossiles représentent près de deux tiers de la consommation française (Ademe 2016-1). La facture énergétique nationale dépend fortement de leur prix. En 2012, elle s'est élevée à 70 milliards d'euros, dépassant le déficit commercial national (CGDD 2013). Elle représente donc un enjeu économique fort pour le pays et chaque territoire porte une part de cette dépense.

Le secteur résidentiel compte pour un quart de la consommation énergétique française générant un coût annuel moyen de l'énergie pour le logement de 1800 € par ménage (Ademe 2016-1). Le poids de cette facture a des répercussions sociales. Ainsi, d'après l'ONPE¹, la France comptait plus de 6 millions de ménages en situation de précarité énergétique en 2013 (Bernard et Teissier 2016). Si les origines de cette précarité sont diverses, ces ménages vivent souvent dans des logements anciens avec des solutions de chauffage à base de produits pétroliers (INSEE 2015).

Enfin, les rapports du GIEC² présentent le changement climatique comme l'enjeu environnemental le plus important du XXI^{ème} siècle (IPCC 2014). D'après ces rapports, l'origine principale de ce dérèglement est l'émission de gaz à effet de serre issue de la combustion d'énergies fossiles. Or, celles-ci comptent pour 58 % de la demande énergétique des logements français, représentant ainsi 14 % des émissions de gaz à effet de serre nationales (Ademe 2016-1). La transition du parc résidentiel vers des énergies renouvelables contribuerait donc fortement à la lutte contre le changement climatique.

La réduction de la demande énergétique des logements et la couverture des besoins par des énergies renouvelables est une des réponses à ces enjeux économiques, sociaux et environnementaux. Chaque territoire contribue à la consommation énergétique du parc résidentiel national et à son évolution en fonction de ses caractéristiques propres. La

¹ ONPE : Observatoire National de la Précarité Energétique

² GIEC : Groupe Intergouvernemental d'Experts sur le Climat

connaissance de ces dernières est une condition sine qua non de la transition énergétique du pays.

Un besoin de connaissance des systèmes énergétiques des territoires ruraux

D'après le CGET³, les campagnes couvrent 90 % du territoire français, où vit 44 % de la population (CGET 2015). L'installation croissante dans les zones rurales d'anciens urbains, attirés par l'espace, la qualité de vie et l'accessibilité du foncier, a mis fin à plusieurs décennies d'exode rural. Cette évolution récente nécessite de réviser les politiques territoriales en faveur des nouvelles ruralités suivant 4 principes identifiés par le CGET : l'égalité des territoires et des citoyens, les liens entre l'urbain et le rural, la complémentarité des territoires, et la responsabilité et la mise en capacité des territoires et de leurs acteurs. Sur ce dernier principe, pour mener à bien la transition énergétique de leurs territoires, les collectivités rurales ont besoin de données et d'informations spécifiques à leur ruralité. Or, si les villes font l'objet de nombreux travaux de recherche sur l'énergie, à notre connaissance, il existe peu de travaux sur les systèmes énergétiques ruraux français. La modélisation énergétique du parc résidentiel urbain fournit des informations nécessaires à la planification et à l'aménagement de la ville. Afin d'étendre ces connaissances à l'ensemble du territoire, il est nécessaire dans un premier temps d'identifier les spécificités des logements ruraux. La modélisation permet alors de mettre en évidence leurs conséquences sur la demande énergétique pour chaque vecteur et usage résidentiel. De plus, l'approche dynamique (horaire) rend possible l'étude des variations horo-saisonniers grâce à la reconstitution des courbes de charge, ce que n'autorise pas l'analyse statique (annuelle). On affine ainsi la connaissance du système énergétique territorial.

Les effets de la transition énergétique du parc résidentiel sur les variations horo-saisonniers de sa consommation

La loi pour la Transition Énergétique et la Croissance Verte du 17 août 2015 ambitionne de réduire de moitié la consommation d'énergie finale des logements français d'ici 2050, notamment par la rénovation de l'ensemble du parc existant conformément à la norme « BBC

³ CGET : Commissariat Général à l'Égalité des Territoires

rénovation » (LTECV 2015). Quelles sont les répercussions d'une telle transformation structurelle sur les variations horo-saisonniers de la demande à l'échelle d'un territoire ? Quelles sont les conséquences prévisibles d'un développement démographique à dominante urbaine ou rurale de celui-ci ? La réponse à ces questions nécessite une approche prospective. Le modèle développé pour cette thèse permet d'envisager l'évolution du parc local selon différents scénarios de transition énergétique et de développement démographique. Les effets horo-saisonniers d'une transition volontariste sont ainsi comparés avec ceux d'un développement tendanciel en tenant compte du facteur de ruralité des logements.

La capacité du gisement d'énergie renouvelable à répondre à la demande locale

La transition énergétique suppose de remplacer les énergies fossiles et fissiles par des sources renouvelables. Mais les territoires disposent-ils de potentiels suffisants pour répondre à la demande de leurs logements ? Quelle couverture horo-saisonnière de la consommation les énergies renouvelables locales peuvent-elles assurer ? Quelles sont les conséquences des variations de cette consommation sur le besoin de développement de la production locale ? Quelle capacité de production doit-on installer pour offrir une réponse optimale à la demande ? Les territoires ruraux sont dotés d'un important gisement d'énergie renouvelable. Or, du fait de la variabilité de certaines filières, son exploitation aura des répercussions importantes sur la gestion et le dimensionnement des réseaux. La perspective de ce développement pose notamment la question de l'échelle pertinente d'équilibrage entre offre et demande énergétique. De plus, ces nouvelles contraintes imposent de ne plus penser l'approvisionnement du territoire comme un équilibrage en énergie pour une année, mais en capacité pour chaque heure de celle-ci.

Il devient donc nécessaire de fournir aux décideurs des outils d'analyse dynamique et spatialisée (quartier, commune, EPCI⁴, PETR⁵...) tant sur l'offre et la demande énergétique que sur les besoins d'échanges entre les zones rurales et urbaines. Quels échanges sont à envisager entre les zones d'un même territoire ? Quels échanges resteront nécessaires à l'échelon supra-territorial (régional, national) ?

⁴ EPCI = Etablissement Public de Coopération Intercommunale

⁵ PETR = Pôle d'Equilibre Territorial Rural

Organisation du travail de thèse

Le premier chapitre de cette thèse présente les spécificités des territoires ruraux du point de vue du logement et de l'énergie, ainsi que la notion de « Territoire à Energie Positive ». Puis il dresse l'état de l'art des modèles énergétiques résidentiels montrant les enjeux d'une analyse dynamique et typo-morphologique du parc tenant compte de la localisation des logements. Il présente enfin le territoire d'étude : le Pays Yon et Vie.

Le chapitre 2 expose la démarche employée pour reconstituer le parc résidentiel. Celle-ci s'appuie sur un double référentiel typologique et morphologique, permettant l'utilisation de 2 jeux de données d'entrée : statistiques et géographiques. De plus, il présente le parc résidentiel du territoire, tant du point de vue des spécificités locales que des différences entre les zones urbaines et rurales.

Le chapitre 3 explique la méthodologie de calcul des courbes de charge. Pour le chauffage, le passage de données statiques à des analyses dynamiques implique notamment la prise en compte des variations des rendements des systèmes ainsi que des effets inertiels des bâtiments sur les écarts de température et par induction sur les besoins de chauffage. Pour les trois autres usages énergétiques résidentiels – eau chaude sanitaire (ECS), cuisson et électricité spécifique – on emploie une approche déterministe basée sur l'utilisation de courbes de référence pour les répartitions journalière et saisonnière de la demande.

Le chapitre 4 analyse la consommation énergétique des logements du Pays Yon et Vie en 2015. Il détaille le processus de validation du modèle développé puis explique en quoi l'hétérogénéité du territoire agit sur la demande énergétique, notamment au regard d'une approche dynamique. Le chapitre 5 présente les scénarios prospectifs élaborés à l'horizon 2050, et met en lumière l'ampleur du gisement d'énergie renouvelable du Pays Yon et Vie pour 4 filières : solaire, éolien, méthanisation et bois énergie.

Enfin, le chapitre 6 interprète les résultats de la démarche prospective du chapitre précédent. Il présente les caractéristiques de la demande énergétique annuelle pour l'année 2050 et les compare avec celles de 2015. Il analyse les différences d'évolution des courbes de charges électriques selon les scénarios. Il montre l'existence d'un mix optimal pour répondre dynamiquement à la demande électrique dans une optique de territoire à énergie positive. Il compare alors les variations horo-saisonniers de l'offre et de la demande.

Chapitre 1. Enjeux et objectifs de la thèse

La connaissance des caractéristiques propres à un type de territoire est une condition nécessaire à l'étude de la consommation actuelle et de la transition énergétique potentielle des espaces lui correspondant. Cette thèse s'attache à analyser deux facteurs : les spécificités de la consommation énergétique des logements ruraux et la capacité du gisement d'énergie renouvelable d'un territoire à répondre à la demande résidentielle locale. Ceci nécessite la reconstitution des besoins des logements à l'aide d'un modèle dynamique, intégrant leurs variations horo-saisonniers. Or, sachant que tout modèle dépend des déterminants dont on souhaite étudier les effets, ce premier chapitre identifie les spécificités des territoires ruraux et les contraintes à anticiper face à la transition énergétique.

1.1 Des territoires ruraux spécifiques liés aux territoires urbains

1.1.1 Un parc résidentiel rural plus énergivore que le parc urbain

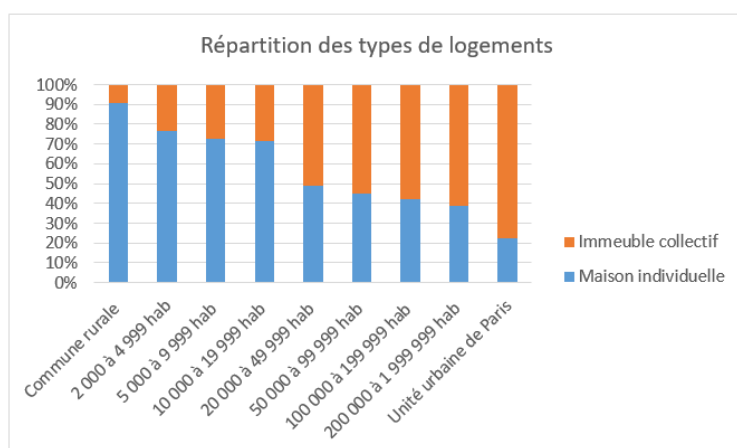


Figure 1: Répartition des résidences principales par type de logement selon la tranche d'unité urbaine en France métropolitaine (d'après INSEE 2006)⁶

⁶ Les immeubles collectifs incluent ici les foyers pour personnes âgées, les chambres d'hôtel, les habitations de fortune, les pièces indépendantes louées ou sous-louées et les immeubles à usage autre qu'habitation.

La surface moyenne des logements français a augmenté de 15 % entre 1985 et 2006 (Calvet et al. 2010). Celle-ci conditionnant fortement leur consommation énergétique, Calvet et al. affirment en conséquence que, toutes choses égales par ailleurs, cet accroissement de la surface des logements entraîne une hausse de près de 8 % de la facture énergétique des ménages liée au logement.

Maïzia analyse les effets de la localisation des logements sur la consommation de chauffage et d'eau chaude sanitaire (Maïzia 2008-1). Les logements collectifs sont moins énergivores que les maisons individuelles du fait de moindres surfaces chauffées et d'une plus grande contiguïté. Maïzia démontre ainsi que la part de logements collectifs d'une commune renseigne sur le niveau de consommation énergétique de son secteur résidentiel. De plus, il montre qu'il existe une relation quasi-linéaire entre le taux d'artificialisation du sol d'une commune et la part d'immeubles collectifs de son parc. Les communes rurales, faiblement artificialisées, présentent donc une part de logements collectifs restreinte. Ceci est confirmé par l'analyse des données de l'enquête logement 2006 de l'INSEE, d'après laquelle les communes rurales comptent plus de 90 % de maisons individuelles (Figure 1). Les maisons individuelles étant plus spacieuses que les logements collectifs (Arnault et al. 2015) et la taille moyenne des ménages étant presque homogène entre les zones urbaines et rurales, il paraît alors logique que les logements ruraux soient plus énergivores que les logements urbains (Figure 2).

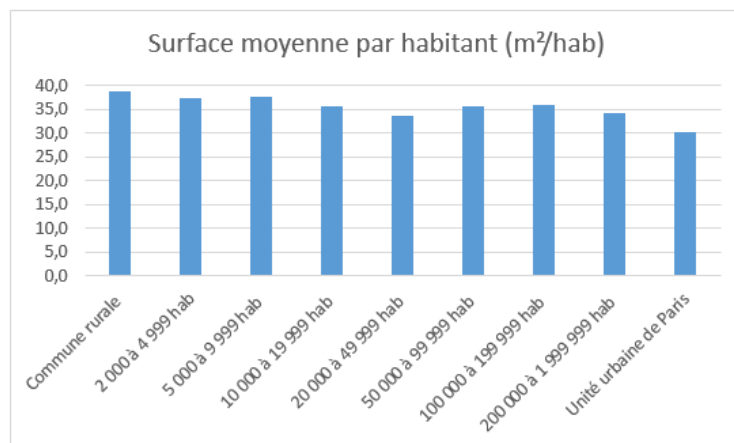


Figure 2: Estimation de la surface moyenne par habitant des résidences principales en fonction de la tranche d'unité urbaine en France métropolitaine (d'après INSEE 2006)

Thao Khamsing et al. analysent les dépenses énergétiques des ménages selon quatre types de communes : les pôles urbains, les unités urbaines de l'espace périurbain, les communes rurales

de l'espace périurbain et les autres espaces à dominante rurale (Thao Khamsing et al. 2017). Ils établissent que les dépenses énergétiques liées au logement sont plus élevées dans les communes rurales que dans les unités urbaines. Les dépenses unitaires⁷ étant comparables pour les quatre types de communes, Thao Khamsing et al. en déduisent que le surcoût observé dans le rural est lié à des surfaces de logement plus importantes.

Ainsi, à l'échelle nationale les logements ruraux sont plus énergivores que les logements urbains en raison de surfaces moyennes plus importantes liées à la prédominance de la maison individuelle. Cependant, nous verrons au paragraphe 1.3 que les territoires ruraux sont hétérogènes. Pour cette raison, ce constat national ne peut être appliqué à chaque territoire de manière systématique et une analyse du parc résidentiel local est nécessaire.

1.1.2 Un décalage entre fort potentiel de production d'énergie renouvelable et faible développement des réseaux de transport

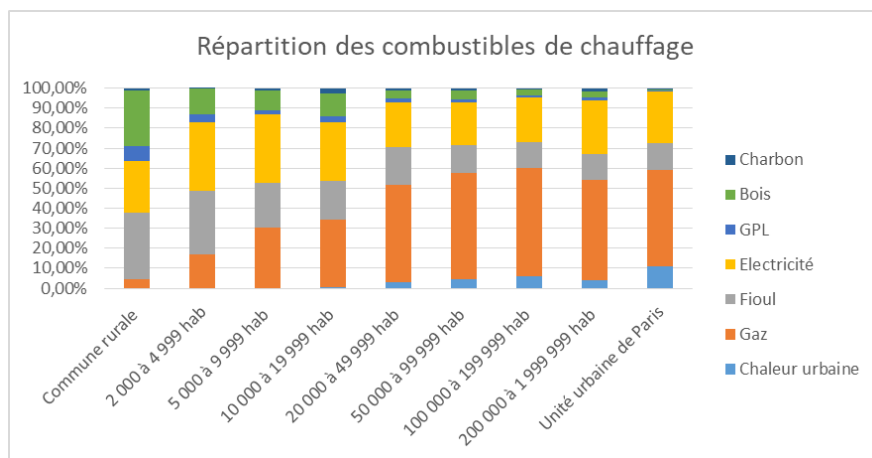


Figure 3: Répartition des résidences principales par combustible de chauffage en fonction de la tranche d'unité urbaine en France métropolitaine (d'après INSEE 2006)

Une autre caractéristique de la consommation énergétique résidentielle rurale tient aux modes de chauffage. Alors que le gaz est majoritaire dans les grandes villes, il est quasi-inexistant dans les territoires ruraux (Figure 3). En effet, les communes desservies par les réseaux de distribution de gaz hébergent plus de 77 % de la population française (GRDF 2017). Cependant,

⁷ Les dépenses unitaires sont exprimées en €/m². Certaines publications, dont celle de Thao Kamsing et al., utilisent le terme « dépenses surfaciques ».

la figure 4 montre que ces réseaux sont très faiblement développés dans les zones rurales. La faible densité de population y entraîne une faible densité énergétique et un besoin d'extension trop important des réseaux. Le gaz y est donc remplacé principalement par le fioul et le bois, transportables par la route.

De par leur faible urbanisation et leur part importante d'espaces naturels et agricoles, les territoires ruraux disposent des principaux gisements d'énergie renouvelable. Les bois, forêts et espaces bocagers, nécessaires à la production de bois énergie, sont situés principalement en zones rurales (Figure 5), ce qui contribue à expliquer le recours important à ce vecteur de chauffage (28 %). Les exploitations agricoles, sources des déchets valorisés par la méthanisation, sont des éléments caractéristiques des espaces ruraux.

C'est majoritairement dans ces territoires peu denses que l'on trouve l'espace nécessaire à l'installation d'éoliennes à plus de 500m des habitations ou de centrales photovoltaïques au sol sur d'anciens centres d'enfouissement de déchets. Le développement des énergies renouvelables décentralisées fait émerger de nouveaux défis pour les systèmes électriques en imposant l'accueil de grandes capacités éoliennes et photovoltaïques aux réseaux de distribution (Mathieu et al. 2016). L'enjeu d'extension des réseaux évoqué pour le gaz existe aussi pour l'électricité. La typologie de territoire est donc un paramètre clé des coûts de gestion et de dimensionnement des réseaux de distribution électrique, et par conséquent de la valeur économique des solutions de flexibilité (E-cube 2016). E-cube définit la flexibilité comme une augmentation ou une diminution temporaire de l'énergie échangée avec le réseau, pilotée en temps réel (de manière manuelle ou automatique) selon les besoins du gestionnaire de réseau et en fonction de la situation locale. Pour cette thèse, on définit donc les solutions de flexibilité comme l'ensemble des solutions qui contribuent de cette manière à améliorer l'adéquation entre l'offre et la demande électrique : pilotage et effacement de la consommation, écrêtement de la production, stockage, power to gas...

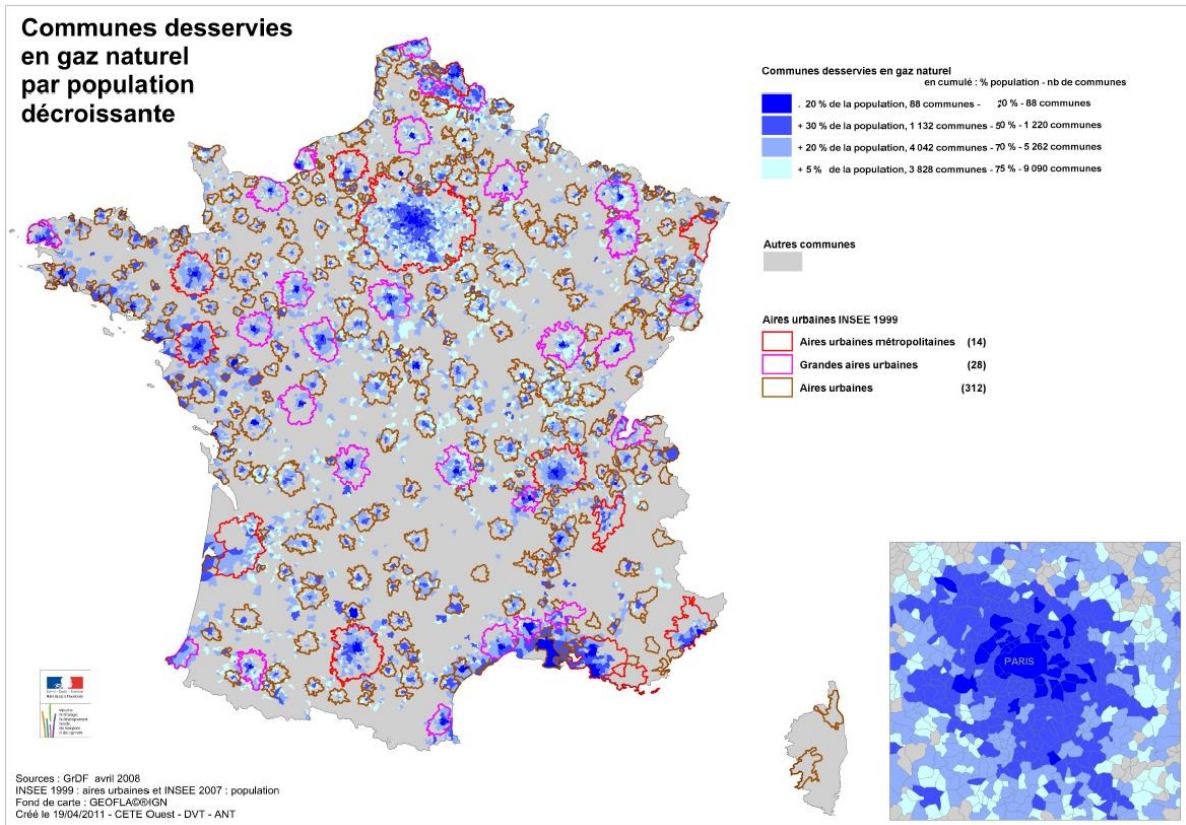


Figure 4: Communes françaises desservies par le réseau de gaz (CETE Ouest 2011)

L'occupation des sols en 2006

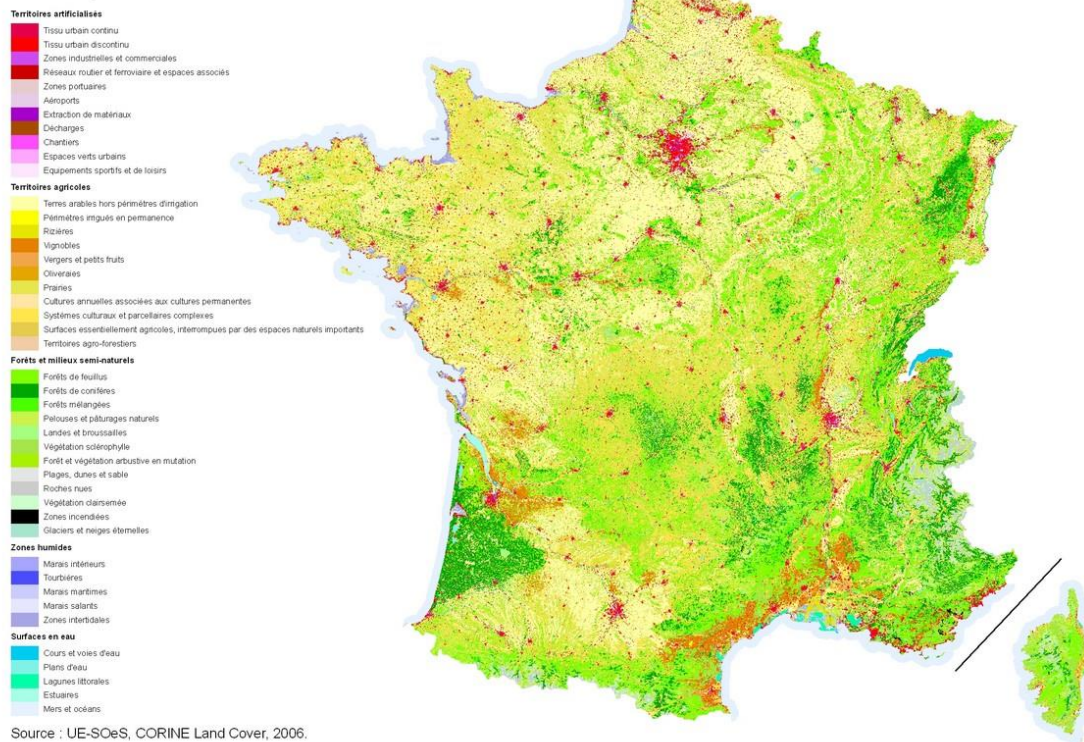


Figure 5: Occupation des sols en France métropolitaine (Corine Land Cover 2006)

1.1.3 Vers des Territoires à Energie Positive

La notion de « Territoire à Energie Positive » (TEPOS) est apparue en 2010 (CLER 2010) : « Un territoire à énergie positive est un territoire dont les besoins d'énergie ont été réduits au maximum et sont couverts par les énergies renouvelables locales, pour les trois usages du quotidien (chaleur, électricité spécifique, mobilité) ». Le TEPOS s'appuie sur la démarche négaWatt (Régnier 2011), qui vise à améliorer l'autonomie énergétique des territoires sur la base du triptyque : sobriété, efficacité, renouvelable (négaWatt 2004).

Selon Couturier et Théry, la principale contrainte pour les TEPOS relève de la densité de population (Couturier et Théry 2011). En effet, le rapport ressources/demande énergétique diminue lorsque la densité de population augmente. Les territoires urbains denses présentent une demande énergétique plus importante que les territoires ruraux, mais aussi de fortes contraintes pour la production d'énergie renouvelable : manque d'espace pour l'éolien, peu voire pas de boisement... Ainsi, malgré une forte réduction de leurs besoins, de nombreuses villes grandes et moyennes seront dans l'incapacité de couvrir la demande énergétique de leur territoire, faute de ressources locales. Elles seront alors contraintes de recourir au gisement des territoires ruraux voisins. Ceci représente une opportunité pour ces derniers qui pourront faire bénéficier les villes de leurs ressources, permettant le développement de revenus et d'emplois locaux (Bringault et al. 2016). Bringault et al présentent plusieurs démarches de partenariat urbain-rural dans ce sens : Saint Etienne Métropole et le Parc Naturel Régional du Pilat ont lancé un projet commun de TEPOS, Brest Métropole et le Pays du Centre-Ouest Bretagne se sont engagés dans un contrat de réciprocité « ville-campagne » dont le premier objectif est de développer une filière bois énergie rurale fournissant de l'énergie à la ville... Un enjeu majeur de la notion de TEPOS est de ce fait de répondre à la question des conditions optimales de l'exercice d'une « solidarité » énergétique entre rural et urbain (CLER 2010). Pour cela, une connaissance des besoins de chaque type de territoire est nécessaire. Or, s'il existe de nombreux travaux de recherche sur les systèmes énergétiques urbains (APUR 2007, Maïzia et al. 2009, Maïzia et al. 2010, Bouyer 2009, Gros 2013, Singh et al. 2013, Assoumou et al. 2015, Darmayan et al. 2017), comme nous l'avons signalé plus haut, les travaux sur les systèmes énergétiques ruraux font défaut.

Un autre enjeu des TEPOS relève de la gestion des flux énergétiques. L'équilibrage annuel de la production et de la consommation d'énergie d'un territoire n'est pas suffisant et il est nécessaire d'équilibrer les flux internes, entrants et sortants en instantané (CLER 2010). La faible pénétration des énergies renouvelables dans le mix électrique actuel entraîne une gestion de l'équilibre offre-demande à l'échelon national, liée à une organisation descendante des réseaux, depuis des centrales thermiques ou hydrauliques de forte puissance vers des consommateurs distribués sur le territoire de manière diffuse. Cependant, le développement des sources renouvelables contribue à la décentralisation du système électrique par l'installation de petites unités de production à proximité des consommateurs. Cette nouvelle offre répond alors à tout ou partie de la demande locale. Le schéma d'un territoire organisé selon un réseau dont toute composante peut être à la fois un point de production et de consommation bouleverse alors profondément les modèles technico-économiques actuels et le rôle des réseaux de distribution énergétique, qui deviennent des supports de stockage, partiellement virtuels, de l'énergie (Souami 2009). C'est pourquoi Berghmans pose la question d'une éventuelle modification de l'échelle pertinente d'équilibrage électrique sur le réseau (Berghmans 2017). Cet équilibrage pourrait dans une certaine mesure passer à l'échelon territorial. Le réseau national jouerait alors un rôle « assurantiel » en garantissant un équilibrage résiduel pour faire face aux pointes de demande hivernales et aux pics et creux de production des zones à forte pénétration d'énergie renouvelable. Il offrirait alors un appoint à des réseaux locaux plus petits. La recherche d'un équilibre local offre-demande permettrait ainsi de réduire les appels de puissance sur le réseau national et le développement des infrastructures associées.

Comme le montre la figure 6, plus la maille territoriale est fine et plus la variabilité de la production renouvelable est forte. Cette variabilité est amortie par le foisonnement à des échelles spatiales plus larges : région, pays, continent. Ceci montre l'importance de conserver un équilibrage résiduel à l'échelon national et confirme la nécessité d'une analyse dynamique de l'offre et de la demande électrique afin d'envisager localement un premier niveau d'équilibre. Dans ces conditions, la prospective est un outil indispensable à l'élaboration des politiques territoriales visant le 100 % renouvelable (Bringault et al. 2016). Des modèles énergétiques territoriaux sont alors requis pour reconstituer dynamiquement les futures productions et consommations électriques locales, quantifier la capacité de l'offre à répondre à la demande et identifier les pointes d'excédent et de déficit imposant de faire appel au réseau national.



Figure 6: Profils de production éolienne pour une simulation de mai 2030 à différents niveaux d'agrégation⁸ (Fraunhofer IWES 2015)

Dans cette optique, cette thèse analyse la faisabilité et les enjeux d'une couverture dynamique de la demande énergétique résidentielle par la production locale à l'échelle d'un territoire mixte urbain-rural. La modélisation énergétique territoriale est employée pour identifier les spécificités de la consommation des logements ruraux vis-à-vis des logements urbains. La connaissance du gisement en énergie renouvelable permet une étude de l'adéquation dynamique offre-demande en fonction de la localisation sur le territoire. On identifie ainsi les pointes d'excédent et de déficit électrique selon le facteur d'urbanité, les échanges à envisager entre urbain et rural et les besoins de recours au réseau extraterritorial pour assurer l'équilibre. Pour cela différentes trajectoires prospectives sont envisagées, dont une trajectoire volontariste relevant d'une démarche TEPOS.

⁸ Un pixel correspond à une aire de 2,8 x 2,8 km

1.2 Modèles de consommation énergétique résidentielle

1.2.1 Méthodes de modélisation et facteurs déterminants de la consommation énergétique des logements

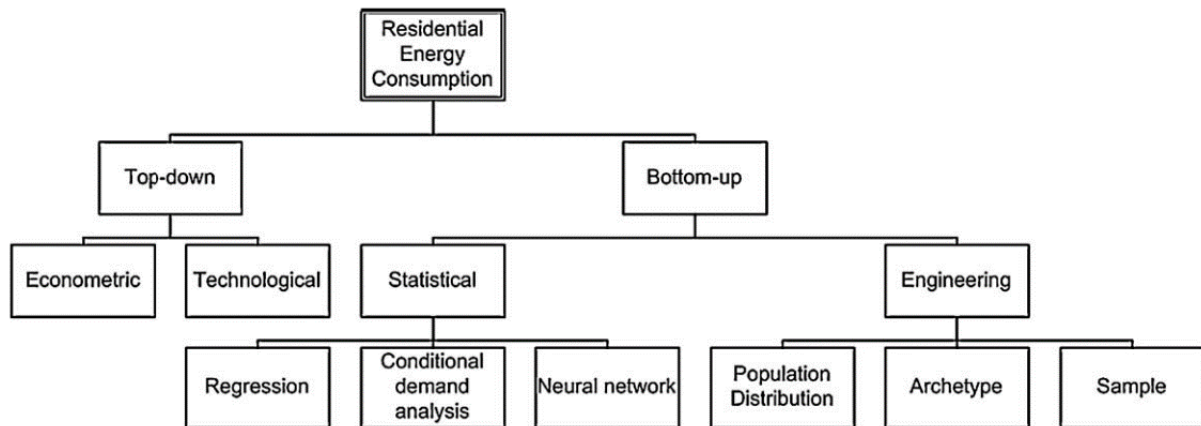


Figure 7: Techniques de modélisation top-down et bottom-up pour estimer la consommation énergétique résidentielle régionale ou nationale (Swan et Ugursal 2009)

La modélisation de la consommation énergétique des logements peut servir des objectifs divers et, pour cela, être appliquée à des échelles spatiales et temporelles variées. Elle est utilisée pour calculer la consommation annuelle (3CL-DPE 2006) ou horaire (Peuportier et al. 1990) d'un bâtiment existant ou en projet. Certains modèles aident à la décision pour l'aménagement urbain (Maïzia et al. 2009, Maïzia et al. 2010, Darmayan et al. 2017), en identifiant notamment les effets des microclimats sur la consommation énergétique des bâtiments (Bouyer 2009, Gros 2013). D'autres établissent un diagnostic de la consommation annuelle à l'échelle d'une ville, d'un EPCI, d'un département ou d'une région (APUR 2007, Houdant et Schram 2009, CENTER 2012, AirPL 2014). L'intégration d'une dimension prospective fournit un support d'analyse de retombées de futures politiques publiques sur les consommations énergétiques (Cayla 2011) ou de l'intérêt du développement de technologies à l'échelle nationale (Radanne et al. 2004, Traisnel et al. 2004, Maïzia 2007-1). La modélisation énergétique permet enfin de représenter des évolutions envisageables de la consommation énergétique d'un pays au pas de temps annuel (Laurent et al. 2006, Routhier et al. 2009) ou horaire (négaWatt 2011, Ademe 2012) et les effets macro-économiques associés (Quirion 2013, Ademe 2013-1).

Le type de modèle est conditionné par les objectifs de la modélisation. Swan et Urgursal (Swan et Urgursal 2009) ont défini une typologie des modèles de consommation énergétique résidentielle (Figure 7). Cette typologie est basée sur 2 approches opposées. L'approche top-down s'appuie sur des données économiques ou techniques macroscopiques relatives au parc de logements tandis que l'approche bottom-up définit la consommation énergétique d'un système (parc de logements) comme la somme des consommations des sous-systèmes qui le composent (logements, bâtiments...). Swan et Urgursal ont identifié que les modèles bottom-up par ingénierie sont les seuls permettant de reconstituer la consommation énergétique d'un parc de logements sans connaissance préalable de l'historique de celle-ci, ce qui est le cas, comme on le voit plus loin dans cette thèse. Au sein de cette catégorie, la modélisation par typologie répartit les logements par groupes répondant à des caractéristiques communes (période de construction, combustible de chauffage...). Les hypothèses définies pour un type de logement s'applique alors à l'ensemble des logements correspondant à ce type. Le nombre et la diversité des variables d'entrée du modèle sont ainsi réduits. Cette méthode par typologie est adoptée par de nombreux modèles (Raux et al. 2005, Raux et al. 2006, APUR 2007, Houdant et Schram 2009, Routhier et al. 2009, Loga et al. 2010, Maïzia et al. 2009, Maïzia et al. 2010, Tabula 2012, Mata et al. 2014). Elle est particulièrement adéquate pour l'analyse des systèmes énergétiques territoriaux et a donc été choisie pour cette thèse.

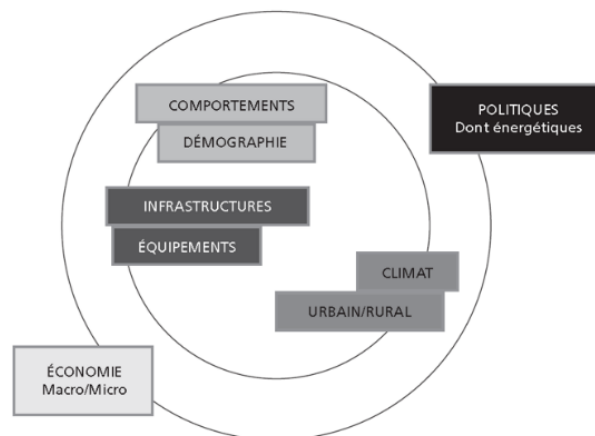


Figure 8: Déterminants de la demande en énergie dans les bâtiments (Baudry et al. 2015)

Le modèle sert à mettre en évidence les conséquences de la variation d'un ou plusieurs facteurs, toutes choses égales par ailleurs. La définition de la typologie est donc étroitement liée aux variables dont on souhaite analyser les effets. Baudry et al. identifient des paramètres agissant

sur la demande énergétique résidentielle (Baudry et al. 2015). Ils envisagent les contextes économique et politique comme des éléments conditionnant indirectement les consommations. Ceux-ci sont intégrés dans la plupart des modèles économétriques top-down nationaux présentés par Swan et Ugursal (Swan et Ugursal 2009). Il s'agit cependant de facteurs exogènes aux territoires sur lesquels ceux-ci n'ont pas de levier d'action. Ils ne sont donc pas adéquats pour une analyse locale et n'entreront pas en considération dans cette thèse. Il en est de même pour la démographie et le climat, lesquels agissent directement sur la demande énergétique mais ne sont pas maîtrisables et sont donc aussi considérés par Baudry et al. comme des facteurs exogènes. Les déterminants de la consommation dont dépend la consommation énergétique d'un parc résidentiel sont donc de 3 ordres : les comportements des ménages (comportements quotidiens et d'achats), la performance des systèmes énergétiques et du bâti (infrastructures et équipements) et les choix en matière d'urbanisme (urbain/rural) (Baudry et al. 2015).

L'approche choisie pour ce travail de modélisation intègre ces 3 facteurs : l'analyse des spécificités énergétiques des logements ruraux permet d'intégrer le facteur urbanistique, la performance des infrastructures et équipements est prise en compte à l'aide d'hypothèses de rénovation des logements et de rendement des systèmes énergétiques, tandis que les comportements des ménages sont représentés par des hypothèses d'évolution quantitative de la demande d'ECS, de cuisson et d'électricité spécifique, ainsi que d'évolution des parts de marché des énergies de chauffage et d'ECS.

1.2.2 Limites de l'approche statique

Le choix de l'échelle spatio-temporelle dépend des objectifs de la modélisation. Celui-ci conditionne le degré de détails, ainsi que la quantité et le type de paramètres d'entrée du modèle (Garcia-Sanchez 2012) :

- paramètres techniques : bâtiments et systèmes (chauffage, ECS, cuisson, appareils électriques)
- paramètres comportementaux : évolution quantitative et variations temporelles (saisonnière, hebdomadaire, journalière) des usages, et choix d'équipement.

La majorité des modèles de consommation énergétique des bâtiments est fondée sur l'approche statique, c'est-à-dire le calcul de la consommation annuelle d'un parc. Cette approche réduit le nombre et la complexité des paramètres tout en permettant un calcul de la consommation

énergétique à différentes échelles spatiales : bâtiment (3CL-DPE 2006), parc immobilier (Beckers et al. 2012), territoire (Houdant et Schram 2009, CENTER 2012, AirPL 2014), région (Dujardin et al. 2014), pays (Raux et al. 2006, Routhier et al. 2009, Maïzia et al. 2010, Mata et al. 2014).

Les modèles statiques fournissent des informations utiles aux décideurs dans le cadre du lancement de politiques territoriales de transition énergétique en France : Schémas Régionaux Climat Air Energie, Plans Climat Air Energie Territoriaux, stratégies TEPOS... Les résultats de ces recherches sont néanmoins incomplets car la consommation énergétique annuelle est vue comme une quantité homogène. En s'affranchissant des variations horo-saisonnnières de la consommation, l'approche statique occulte en effet deux éléments importants : les pics de consommation et de production, dont dépend le dimensionnement des réseaux de distribution d'énergie, et la simultanéité de l'offre et de la demande, laquelle détermine le choix et le dimensionnement des dispositifs de flexibilité.

La détermination des variations horo-saisonnnières de la demande est particulièrement importante pour le système électrique, selon Berghmans, car le premier critère de risque pour celui-ci est la pointe de consommation hivernale (Berghmans 2017). Il devient alors nécessaire de maîtriser la demande électrique à la pointe afin de limiter la mobilisation de capacités de production et de réseau supplémentaires. Pour cela, Berghmans soutient qu'une compréhension fine des besoins des différents usages électriques doit être intégrée dans une vision à long terme de la transition du système.

1.2.3 Prise en compte de la localisation des logements dans l'analyse du système énergétique territorial

Plusieurs travaux récents de prospective analysent la réponse des énergies renouvelables à la demande en intégrant la contrainte d'adéquation horo-saisonnnière entre offre et demande (négaWatt 2011, Ademe 2012, Ademe 2015-2). Certains ont servi de références pour les 4 trajectoires de transition énergétique élaborées pour le Débat National sur la Transition Énergétique (DNTE) en 2013 (Grandjean et al. 2014). Ces travaux proposent différentes hypothèses de transition énergétique pour plusieurs secteurs de consommation, dont le secteur résidentiel. L'examen du scénario négaWatt dans le cadre du DNTE a confirmé la pertinence des choix technologiques et la robustesse du scénario (Grandjean et al. 2014). C'est pourquoi

de nombreuses hypothèses de ce scénario (négaWatt 2014) seront prises en référence dans cette thèse et détaillées au paragraphe 5.1.

Or le scénario négaWatt, comme les études de l'Ademe, est appliqué à l'échelle nationale uniquement. Notons que le scénario négaWatt a été décliné à l'échelle régionale en PACA (Legrand et al 2012), en Pays de la Loire (VEC-PdL 2013), en Nord-Pas de Calais (VE-NPdc 2013) et en Centre-Val de Loire (Letz et al. 2017). Aucune déclinaison de tels scénarios à une échelle territoriale infrarégionale n'a cependant été effectuée à ce jour et ces travaux n'intègrent pas l'étude des spécificités de la consommation énergétique rurale.

Le choix de résolution spatiale des modèles énergétiques est lié, entre autres, à la disponibilité des données d'entrée et au temps de calcul nécessaire. A l'échelle du bâtiment, le calcul des variations horo-saisonniers de la consommation se fait à l'aide de modèles de simulation thermique dynamique (Peuportier et Blanc-Somereux 1990, Izuba 2010). Ces outils analysent un bâtiment pris isolément avec un niveau de précision et de détail très élevé. Ils décomposent en effet les bâtiments en plusieurs zones thermiques. Bien que précise, cette modélisation multizone implique un temps important de recherche de données d'entrée ainsi qu'un niveau de détail des résultats qui, bien que nécessaire lorsque l'on s'intéresse à un bâtiment seul, ne l'est pas lorsque l'on étudie un parc territorial dans son ensemble. C'est ainsi que Mata et al. justifient le choix de simplification des bâtiments et le recours à une zone thermique unique (Mata et al. 2013). Ils précisent qu'en travaillant sur une échelle large, il est commun de réduire le niveau de détail.

Hors du cadre de la recherche scientifique, plusieurs entreprises ont développé des outils de modélisation dynamique des systèmes énergétiques territoriaux. Charter, développé par Energies Demain permet de reconstituer les courbes de charge des énergies de flux d'un territoire pour les bâtiments et le secteur industriel (Energies Demain 2008). Prosper, développé par le SIEL et Energies Demain, permet d'élaborer des scénarios prospectifs d'évolution de la demande énergétique territoriale en fournissant une information sur l'« impact réseau » des scénarios (Houdant et Vérot 2016). Prosper ne fournit cependant pas les courbes de charge horaires. Crystal City, développé par Artelys, dispose d'une bibliothèque de profils de consommation au pas de temps horaire pour différents types d'utilisateurs et d'usages (Artelys 2017). Ces outils fournissent des données territoriales à l'échelle de l'IRIS ou de la commune.

Il s'agit cependant des boîtes noires dont les méthodes de calcul ne sont pas diffusées par leurs propriétaires.

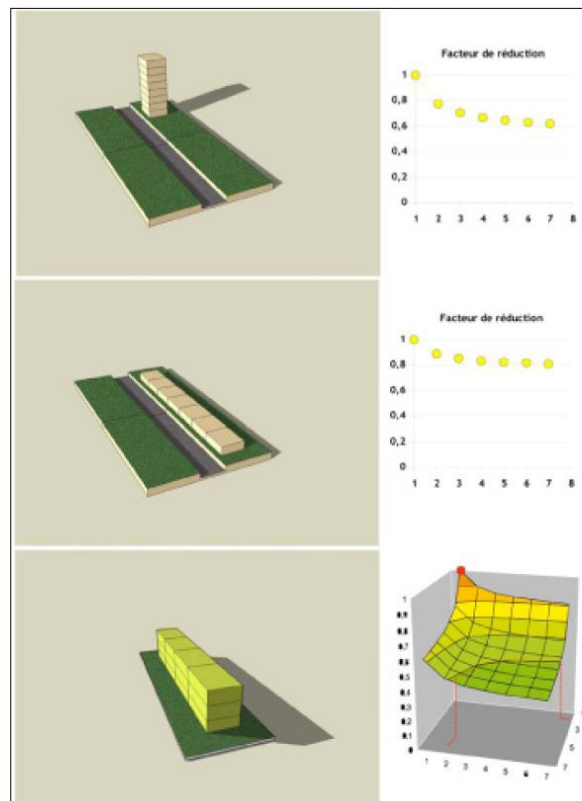
Le projet de recherche Systèmes Urbains Dynamiques (SUD) propose une méthodologie pour reconstituer, entre autres, les variations horo-saisonniers des flux d'énergie thermique et électrique à l'échelle de la ville (Assoumou et Doudard 2016). Il se limite cependant à l'environnement urbain. On constate donc qu'entre l'échelle nationale et celle du bâtiment, il n'existe pas de travaux à la maille territoriale reconstituant dynamiquement la consommation énergétique résidentielle et effectuant les comparaisons nécessaires entre zones rurales et urbaines. Cette thèse répond à ce besoin de prise en compte de la localisation des logements pour l'analyse du système énergétique territorial.

1.2.4 Approche typo-morphologique et dynamique du chauffage

Le chauffage représente deux-tiers de la consommation énergétique résidentielle française (CEREN 2013). Les besoins de chaleur sont principalement dus aux déperditions thermiques de l'enveloppe des bâtiments. Leur surface d'enveloppe et donc leur morphologie déterminent la demande énergétique des logements de manière importante. De plus, l'approche dynamique impose la prise en compte de deux paramètres supplémentaires par rapport à l'analyse statique : l'inertie thermique des bâtiments et la variation des rendements de chauffage.

Le type de logements conditionne fortement la morphologie des bâtiments. Les logements collectifs sont par définition mitoyens tandis que la majorité des maisons individuelles sont isolées les unes des autres. L'analyse du parc résidentiel français montre que les maisons comptent rarement plus de 3 étages lorsque les immeubles en compte rarement moins (Graulière 2005). Or, alors que le collectif est majoritaire en zones urbaines, le parc résidentiel rural est dominé par la maison individuelle (Figure 1). Cette différence structurelle des parcs urbains et ruraux induit nécessairement des contrastes morphologiques selon la typologie de territoire. A travers l'analyse de la consommation de chauffage et de froid de 16 types de « blocs urbains » d'Ile de France, Maïzia et al. montrent que les tissus urbains épars sont les plus gros consommateurs de chauffage, bien que, paradoxalement, ils reçoivent les apports solaires plus importants que les tissus plus compacts (Maïzia et al. 2009). Ceci s'explique par le lien entre la forme des bâtiments et les déperditions thermiques de l'enveloppe (Figure 9) et démontre que

l'analyse des différences de demande énergétique entre urbain et rural nécessite la prise de compte de la morphologie du parc bâti. Maïzia et al. démontrent cependant que les apports solaires varient faiblement avec l'orientation des bâtiments existants. En conséquence, cette thèse intègre la morphologie du parc dans le calcul des surfaces des parois – donc des pertes d'enveloppe – mais ne tient pas compte de l'orientation pour le calcul thermique.



*Réduction en % des déperditions par l'enveloppe due à une contiguïté verticale (en haut), stabilisation à 40 % en R+5
 Réduction en % due à une contiguïté horizontale (au centre), stabilisation à 20 % pour 4 bâtiments mitoyens
 Effet combiné (en bas), optimum à 60 % pour 7 bâtiments en R+2*

Figure 9: Gain sur les déperditions par l'enveloppe selon plusieurs configurations urbaines (Maïzia 2008-2)

Alors que les modèles statiques emploient la notion de « degrés-jours » pour tenir compte des effets de la température extérieure sur la consommation annuelle de chauffage (Houdant et Schram 2009), le calcul dynamique doit en intégrer la variation horo-saisonnière. Or la température intérieure de l'enveloppe du bâtiment est dépendante de l'inertie thermique, laquelle diffère et réduit l'amplitude des variations de la température extérieure (déphasage et amortissement). La modélisation de l'inertie du bâtiment est donc une composante essentielle

de l'approche dynamique. Plusieurs méthodes sont disponibles pour la calculer. Des revues de la littérature ont été publiées sur ce sujet (Balaras 1996, Kramer et al. 2012).

Givoni, Hoffman et Feldman définissent une constante de temps totale du bâtiment (Givoni 1981, Hoffman et Feldman 1981). Antonopoulos et Koronaki basent leur théorie sur le calcul de ses différentes capacités thermiques (Antonopoulos et Koronaki 1998, 1999, 2001). Certains modèles se basent sur la représentation de son système thermique sous la forme d'un schéma électrique équivalent (Mathews et al. 1994, Nielsen 2005, Gouda et al 2002, Wang et Xu 2006, McKinley et Alleyne 2008). Ces solutions, bien que pertinentes à l'échelle du bâtiment, complexifient fortement le calcul et ne sont donc pas appropriées pour une analyse à l'échelle territoriale.

Plusieurs modèles intègrent l'inertie thermique des bâtiments de manière simplifiée afin d'analyser la demande énergétique à une échelle large. Yao et Steemers ont élaboré un des premiers modèles dynamiques de consommation du parc résidentiel (Yao et Steemers 2005). L'inertie des bâtiments y est représentée par leur capacité thermique, définie à partir de données typologiques. Le modèle élaboré par Mata et al. l'emploie afin de quantifier la demande des parcs résidentiels nationaux de plusieurs pays européens à partir d'une typologie propre à chacun d'eux (Mata et Sasic Kalagasidis 2009, Mata et al. 2013, Mata et al. 2014). Cependant, le calcul de la capacité thermique des bâtiments prend en compte les parois intérieures (cloisons, planchers...) dont les caractéristiques sont généralement inconnues.

Camia (Camia 1973) propose une méthode simple de calcul de l'amortissement et du déphasage des variations de la température extérieure en fonction de la diffusivité thermique et de l'épaisseur des parois extérieures. Cette méthode a donc été privilégiée pour cette thèse. De même que pour la capacité thermique, elle nécessite une approche typologique. Chaque bâtiment se voit alors attribuer un type et hérite des caractéristiques thermiques d'enveloppe correspondantes : épaisseur et composition des parois. La combinaison de ces données typologiques et des données morphologiques du bâtiment fournit les informations nécessaires au calcul de l'inertie.

Afin de quantifier la consommation induite par les besoins de chauffage des logements il est nécessaire de leur appliquer les rendements des systèmes employés pour y répondre. Plusieurs travaux de recherche proposent des rendements de chauffage. Le projet Tabula propose des rendements de production, de distribution et d'émission pour une typologie comptant 37 types de systèmes de chauffage (Loga et al. 2010, Tabula 2012). Ceux-ci s'appuient cependant sur

une approche très détaillée, à l'encontre de la simplification recherchée pour l'échelle territoriale. Le projet Betel fournit des rendements globaux pour les systèmes de chauffages du parc de logements de 1999 et 2000 selon une typologie basée sur le combustible de chauffage et le type de logement (Raux et al. 2005). Laurent et al élaborent un exercice prospectif à l'horizon 2030 intégrant, entre autres, les évolutions des rendements de chauffage, suivant des scénarios dits « standard » et « meilleure technologie disponible » (Laurent et al. 2006). Ils définissent des rendements globaux pour différents systèmes, repris par Maïzia (Maïzia 2007-1). La définition de ces rendements ne correspond pas cependant à l'horizon temporel de cette thèse. Le scénario négaWatt (négaWatt 2014) fournit des rendements globaux pour les systèmes de chauffage du parc de logements de 2010 selon une typologie basée sur le combustible de chauffage, le type de logement et la période de construction. L'évolution de ces derniers étant définie à l'horizon 2050, ils présentent l'intérêt de correspondre à la période de scénarisation de cette thèse. Cependant, bien que le scénario négaWatt adopte une approche dynamique, les rendements fournis sont des rendements annuels moyens. Ils sont donc adéquats pour une approche statique. Or, dans le cadre d'une analyse dynamique, le rendement de certains systèmes de chauffage varie. En effet, plusieurs travaux de recherche montrent la dégradation des rendements des chaudières à combustible en fonction des besoins de chaleur (Maïzia 2008-1, Vuilecard 2013). Maïzia met ainsi en évidence l'incidence de la méthode de calcul des rendements des systèmes de chauffage sur le calcul des consommations, et la nécessité d'en intégrer les variations dans le modèle énergétique résidentiel.

1.2.5 Usages spécifiques : un enjeu croissant pour la demande électrique résidentielle

Bien que le chauffage compte pour deux tiers de la demande énergétique résidentielle, la part de l'électricité spécifique dans la consommation des ménages est en augmentation depuis plusieurs années. Elle représentait 16 % de l'énergie consommée dans les logements en 2012, contre 7 % en 1982 (Ademe 2015-1). Alors que la consommation diminue pour les autres usages domestiques, la demande d'électricité spécifique a augmenté de 44 % entre 1990 et 2012 (Figure 10). En conséquence, celle-ci représentait la moitié de la consommation électrique résidentielle française en 2012 (Baudry et al. 2015). Dans les nouveaux logements, performants thermiquement, l'électricité spécifique est ainsi devenue un poste plus important que le

chauffage. Elle peut représenter près de la moitié de l'énergie consommée par les logements passifs (Enertech 2009).

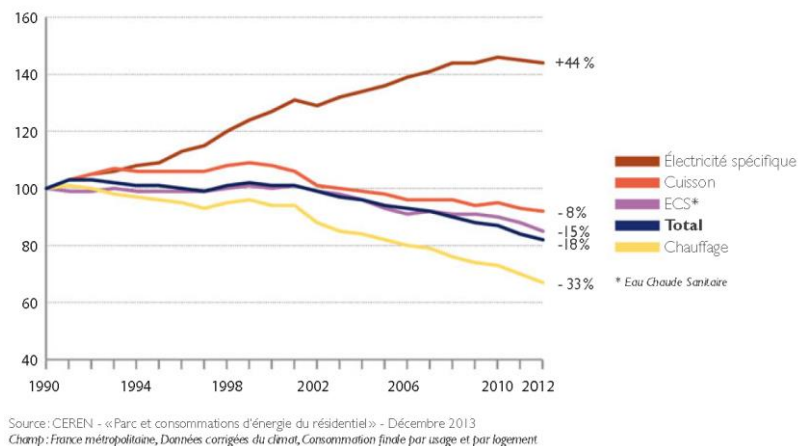


Figure 10: Evolution des consommations unitaires des résidences principales par usages en base 100 (Ademe 2015-1)

On observe une réduction générale de la consommation unitaire⁹ des appareils électriques domestiques. Néanmoins et simultanément, la croissance de l'utilisation de services audiovisuels et informatiques entraîne une forte hausse de la demande liée à ces postes (Sidler 1997, Enertech 2009). Enertech constate une augmentation de 78 % de la consommation électrique audiovisuelle entre 1995 et 2007, la plaçant au second rang des usages spécifiques derrière la production de froid. Dans le même temps, alors qu'en 2000 le poste informatique était quasi nul dans la consommation d'électricité des logements français, il représentait en 2007 près de 400 kWh/an dans les logements équipés, devenant ainsi le troisième poste de consommation électrique devant l'éclairage. D'après Baudry et al. l'augmentation des consommations électriques liées aux usages audiovisuel et informatique s'explique par un arbitrage budgétaire des classes moyennes qui se fait de plus en plus en faveur de produits permettant des loisirs à domicile ou de proximité, quitte à renoncer à des vacances ou à des loisirs hors de la maison. L'immatérialité de la consommation d'énergie renforce cette tendance par la perception qu'une fois l'investissement initial assumé, les services auxquels ces appareils permettent d'accéder ne coûtent rien (Baudry et al. 2015). Or, durant les 50 dernières années, l'urbanisation de la société française a profondément transformé la ruralité, entraînant une

⁹ La consommation unitaire est exprimée en Wh/m²/an. Certaines publications utilisent le terme « consommation surfacique ».

homogénéisation culturelle des modes de vie et de consommation, quel que soit le lieu habité (CGET 2015). Il n'existe donc plus aujourd'hui un mode de vie rural différent du mode de vie urbain. Or les besoins d'électricité spécifique sont fortement liés aux effets comportementaux. On peut donc affirmer qu'ils ne représentent pas un facteur discriminant de la demande énergétique rurale.

Malgré cela, en raison du fort développement des usages spécifiques et de leur contribution aux pointes journalières (Sidler 1997), la représentation de leur foisonnement est nécessaire dans un exercice de prospective énergétique territoriale dynamique.

Bien que la demande électrique de certains postes soit conditionnée par la saison (réfrigérateurs, congélateurs, éclairage...), les usages spécifiques sont essentiellement liés aux habitudes des occupants tant en termes de fréquence et de durée d'utilisation des appareils qu'en termes de temporalité : instant de la journée, jour de la semaine... C'est pourquoi il est nécessaire d'intégrer le comportement des occupants dans les modèles dynamiques de consommation énergétique résidentielle (Stokes et al 2004, Widen et al 2009). Pour cela plusieurs méthodes sont disponibles.

Ces dernières années ont vu l'essor des modèles stochastiques pour quantifier les consommations d'électricité spécifique et d'éclairage (Widen et al 2009, Richardson et al 2009, Richardson et al 2010, Muratori et al 2013, Fischer et al 2015, Palacios-Garcia et al 2015). Ceux-ci intègrent des modèles d'occupation basés sur des chaînes de Markov, lesquels définissent l'activité des occupants à un instant t en fonction de leur activité à l'instant $t-1$ (Richardson et al 2008, Page et al 2008, Widen et Wackelgard 2010, Wilke et al 2013, McKenna et al 2015). Ces modèles, bien que permettant une définition fine des consommations¹⁰, présentent une complexité importante liée à la définition de matrices de probabilité de transitions d'un état à l'instant $t-1$ à un autre état à l'instant t .

Armstrong et al. s'affranchissent de ces matrices et calculent la probabilité d'utilisation des appareils basée sur des courbes définies par Pratt (Armstrong et al 2009, Pratt 1989). La consommation électrique annuelle du ménage est basée sur la disponibilité de certains équipements au sein de chaque type de ménage, mais aussi d'un « facteur d'utilisation » défini arbitrairement pour distinguer les ménages. Bien que plus simple que les chaînes de Markov, cette solution nécessite la définition d'une typologie de ménages qui s'ajouterait à la typologie de bâtiments.

¹⁰ Le pas de temps de ces modèles peut descendre jusqu'à la minute.

Yao et Steemers (Yao et Steemers 2005) reconstituent les courbes de consommation d'électricité spécifique en se basant sur le nombre d'occupants, la consommation journalière moyenne par occupant et des profils quotidiens d'occupation. Le recours à des profils quotidiens pour la répartition de la consommation présente un intérêt de simplification évident tout en intégrant la notion de foisonnement des consommations, pour peu que le nombre de ménages pris en compte soit suffisant. Cette méthode présente cependant deux inconvénients majeurs. D'une part, les variations de la consommation journalière due aux usages spécifiques sont définies aléatoirement à partir des profils d'occupation des logements et non à partir de profils d'utilisation correspondant à chaque usage, la répartition journalière de la demande variant fortement selon les usages (Enertech 2008-1 et 2). D'autre part, Yao et Steemers basent leurs calculs sur des études datant des années 1990 ; étant donnée l'évolution des usages électriques au cours des dernières années, il semble nécessaire d'employer des données plus récentes.

Une quatrième méthode permet de répondre à ces contraintes de simplicité de modélisation, de prise en compte de la spécificité de chaque usage et de données récentes. Elle se base sur des courbes de charge issues de campagnes de mesure (Izuba 2010, négaWatt 2014). Le bureau d'étude Enertech a notamment réalisé de nombreuses études pour l'Ademe et EDF (Sidler 1997, Sidler 1998, Sidler-PW Consulting 1999, Enertech 2004, Enertech 2008-1 et 2, Enertech 2009). Celles-ci fournissent des courbes de charge pour les différents usages spécifiques et montrent les évolutions de la demande entre la fin des années 1990 et la fin des années 2000.

L'éclairage représente un cas particulier des usages spécifiques. Le recours à l'éclairage électrique dans le secteur résidentiel dépend principalement du niveau de lumière naturelle entrant dans le bâtiment et de l'activité des occupants du logement (Richardson et al. 2009). L'interaction entre la disponibilité de la lumière du jour et le comportement des occupants rend le profil journalier d'éclairage difficile à modéliser car il n'existe pas de relation linéaire simple entre la demande et le moment de la journée (Stokes et al. 2004).

Il existe de nombreux modèles de la consommation électrique pour l'éclairage des bâtiments. Stokes et al. adoptent une approche orientée objet ; les consommateurs, les profils de besoins et les appareils étant considérés comme des objets (Stokes et al. 2004). Popoola et al. proposent un modèle de consommation énergétique d'éclairage basé sur un réseau de neurone et de la logique floue (Popoola et al. 2015). Le modèle tient compte du niveau de revenu des occupants, en plus du niveau de lumière naturelle et du profil d'occupation. Richardson et al. et Palacios-

Garcia et al proposent des modèles stochastiques basés sur la probabilité d’allumage des sources de lumière d’un logement (Richardson et al. 2009, Palacios-Garcia et al 2015). Ces modèles intègrent trois données d’entrée : l’éclairage naturel, le profil d’activité des occupants basé sur des modèles stochastiques (Richardson et al. 2008, Widen et Wäckelgard 2010) et une liste des sources lumineuses de chaque logement. Tous ces modèles présentent des niveaux de complexité élevés pour le calcul de la demande d’éclairage résidentiel à l’échelle d’une commune ou d’un territoire plus vaste. Or, dans le cas de larges groupes de bâtiments, les variations de la demande sont adoucies en raison de la diversité des consommateurs, les rendant plus facile à prédire (Stokes et al. 2004, Widen et al 2009). C’est pourquoi Widen et al. définissent un modèle de conversion de l’activité des occupants en demande d’énergie d’éclairage (Widen et al. 2009).

1.3 Pays Yon et Vie : Un territoire d’étude combinant urbain et rural

Parallèlement à l’homogénéisation des modes de vie entre urbain et rural, le CGET constate une hétérogénéité des campagnes françaises qui se transforment sous les effets conjugués de l’urbanisation, des mobilités, de l’économie ou du numérique en adoptant des trajectoires très variées (CGET 2015). Il identifie 3 grands profils de territoires ruraux métropolitains (Hilal et al. 2012) : les campagnes agricoles et industrielles, les campagnes à très faible densité et les campagnes denses des villes, du littoral et des vallées urbanisées. Ce dernier type d’espace compte pour 60% de la population rurale française et se caractérise par une forte croissance démographique. Du point de vue de la demande énergétique, il est donc représentatif du rural de demain. De plus, ces communes sont situées à proximité des grandes métropoles et villes moyennes, permettant la comparaison entre les zones urbaines et rurales dans le cadre d’une modélisation énergétique territoriale. Les communes rurales du Pays Yon et Vie correspondent à ce profil.

De plus, la consommation électrique résidentielle par habitant du Pays Yon et Vie est comparable à la moyenne nationale¹¹. Or, premièrement, la part des logements chauffés à l’électricité sur ce territoire correspond au parc français (34% d’après Ademe 2016-1 et CEREN

¹¹ En 2012, la consommation électrique moyenne était de 2,57 MWh/hab sur le Pays Yon et Vie (AirPL 2014), pour une moyenne nationale de 2,39 MWh/hab (Ademe 2016-1, CEREN 2015).

2015). Deuxièmement, nous montrerons que les énergies de production d'ECS et de cuisson sont fortement liées à l'énergie de chauffage des logements¹². Troisièmement, nous avons vu que l'homogénéisation des modes de vie entraîne une homogénéisation de la demande d'électricité spécifique. On peut donc en déduire que le Pays Yon et Vie est représentatif du national du point de vue de la consommation électrique résidentielle.

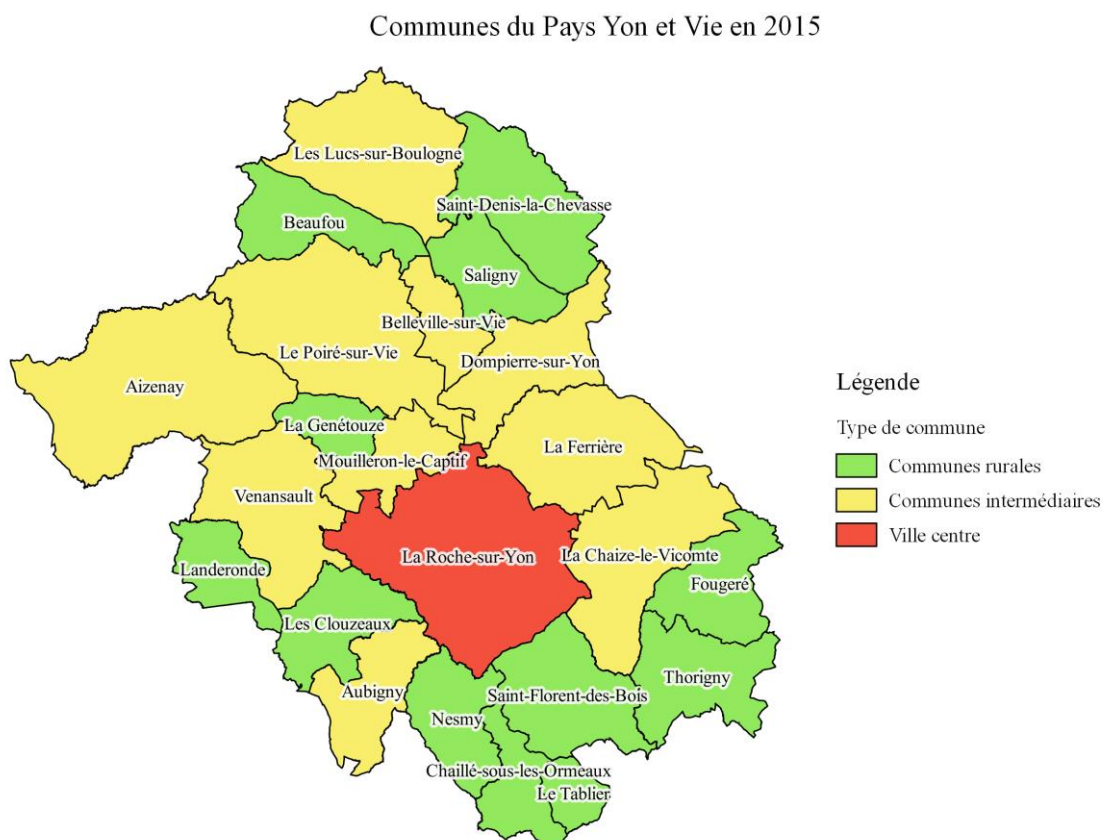


Figure 11: Communes du Pays Yon et Vie en 2015

Le Pays Yon et Vie a donc été choisi comme territoire d'étude pour cette thèse. Il s'agit d'un territoire vendéen de 825 km² pour 125 000 habitants composé d'une ville moyenne de 52 000 habitants, La Roche-sur-Yon, et de 22 communes périphériques¹³ de 750 à 9000 habitants (INSEE 2012). Ces 23 communes sont réparties dans 4 tranches d'unité urbaines¹⁴ : communes

¹² Voir paragraphe 2.5

¹³ On prend ici en référence, le découpage administratif du Pays Yon et Vie précédant les regroupements de communes du 1^{er} janvier 2016.

¹⁴ D'après l'INSEE : « On appelle unité urbaine une commune ou un ensemble de communes présentant une zone bâtie continue (pas de coupure de plus de 200m entre deux constructions) qui compte au moins 2 000 habitants. Sont considérées comme rurales les communes qui ne rentrent pas dans la constitution d'une unité urbaine : les communes sans zone de bâti continu de 2 000 habitants, et celles dont moins de la moitié de la population municipale est dans une zone de bâti continu. »

rurales (< 2 000 habitants), communes de 2 000 à 5 000 habitants, communes de 5 000 à 10 000 habitants, et communes de 50 000 à 100 000 habitants. L'examen fin du recensement de l'INSEE montre les similitudes typologiques¹⁵ significatives entre le parc résidentiel des communes de 2 000 à 5 000 habitants et celui des communes de 5 000 à 10 000 habitants. Le choix a donc été fait de regrouper ces 2 tranches. La représentation des logements du Pays Yon et Vie selon leur urbanité s'appuie ainsi sur 3 types de communes : communes rurales, communes intermédiaires et ville centre (Figure 11).

¹⁵ Voir la présentation de la typologie au paragraphe 2.2.

Chapitre 2. Reconstitution du parc résidentiel

Tout exercice de modélisation commence par une reconstitution du parc de logements. Le chapitre précédent a permis d'identifier les déterminants spécifiques des logements ruraux sur lesquels s'appuie la constitution d'une typologie de bâtiments. Celle-ci permet d'envisager l'évolution du parc résidentiel suivant différentes hypothèses prospectives de transition énergétique. Or, contrairement à l'approche statique, l'analyse dynamique impose d'employer un double référentiel typologique et morphologique pour affecter la typologie ainsi définie aux bâtiments du territoire.

2.1 Un double référentiel typologique et morphologique

Comme présenté précédemment, afin d'analyser dynamiquement les spécificités énergétiques des logements ruraux et la réponse du gisement renouvelable local à la demande résidentielle, il est nécessaire d'intégrer les effets spatiaux, morphologiques et typologiques du parc de logements. Cependant, aucune base de données disponible ne fournit les informations suffisantes sur l'ensemble de ces trois facteurs. La combinaison de sources statistiques et géographiques (SIG¹⁶) est donc requise. Ceci représente une complexité supplémentaire de la modélisation dynamique par rapport à l'approche statique, laquelle s'appuie uniquement sur des données statistiques.

Plusieurs sources de données statistiques permettent de reconstituer la typologie des logements d'un territoire. Le fichier « Logement » du recensement général de la population de l'INSEE présente plusieurs avantages. Il détaille les caractéristiques des logements à la maille IRIS, cette finesse spatiale permettant de distinguer les zones urbaines des zones rurales. Ces données sont en outre disponibles pour l'ensemble du territoire français, assurant la reproductibilité éventuelle de l'analyse. Enfin, le recensement étant disponible pour plusieurs années, il rend compte de l'évolution tendancielle du parc résidentiel, ce qui peut être mis à profit dans un travail prospectif reposant sur un examen rétrospectif de ces transformations.

¹⁶ SIG : Système d'Information Géographique

De manière analogue, plusieurs sources de données SIG renseignent sur les paramètres spatiaux et morphologiques du parc bâti d'un territoire. La BD Topo de l'IGN propose plusieurs couches géomatiques permettant de distinguer les bâtiments selon leur fonction : industriels, commerciaux, agricoles... Bien qu'elle ne se limite pas aux habitations, la couche « Bâti indifférencié » fournit des informations spatiales et morphologiques suffisamment précises pour être intégrée dans un modèle de consommation énergétique résidentielle. La modélisation effectuée pour cette thèse a donc été élaborée à partir de la combinaison des informations typologiques du recensement et morphologiques de la BD Topo ; le lien entre les deux résultant de la localisation dans un IRIS.

Notons cependant que l'assemblage de ces deux bases de données ne va pas de soi. Si la surface de logement fournie par le recensement de l'INSEE est supposée représentative du parc, la surface de plancher des bâtiments de la BD Topo lui est généralement supérieure. Une correction s'avère alors nécessaire et le modèle de consommation énergétique résidentielle doit employer deux référentiels : typologique et morphologique. Le référentiel typologique représente les logements du territoire. Les données du recensement permettent d'y reconstituer la surface de plancher correspondant à chaque type de logements dans les différents IRIS. Or, comme nous l'avons expliqué plus haut, la consommation de chauffage dépend fortement de la surface d'enveloppe des bâtiments. Ceux-ci sont représentés dans le référentiel morphologique, la BD Topo fournissant les données nécessaires au calcul. Des passages d'un référentiel à l'autre sont donc nécessaires. C'est pourquoi, la modélisation doit suivre les trois étapes représentées dans le tableau 1.

3 étapes du calcul de la consommation énergétique résidentielle	
<p>Etape 1 : Reconstitution du parc résidentiel à l'aide d'une typologie de logements</p>	<ul style="list-style-type: none"> • Définition de la surface de logement correspondant à chaque type de bâtiment dans chaque IRIS (référentiel typologique) • Application de la typologie aux bâtiments de chaque IRIS (référentiel morphologique)
<p>Etape 2 : Reconstitution des courbes de consommation énergétique sur chaque IRIS dans le référentiel morphologique</p>	<ul style="list-style-type: none"> • Calcul des courbes de consommation énergétique des bâtiments (référentiel morphologique) • Somme à l'échelle de l'IRIS (référentiel morphologique)
<p>Etape 3 : Transposition au référentiel typologique et calage</p>	<ul style="list-style-type: none"> • Transposition homothétique des courbes de consommation énergétique des logements de chaque IRIS, du référentiel morphologique au référentiel typologique • Calage des courbes calculées sur des données réelles de consommation

Tableau 1: Les 3 étapes du calcul de consommation énergétique résidentielle

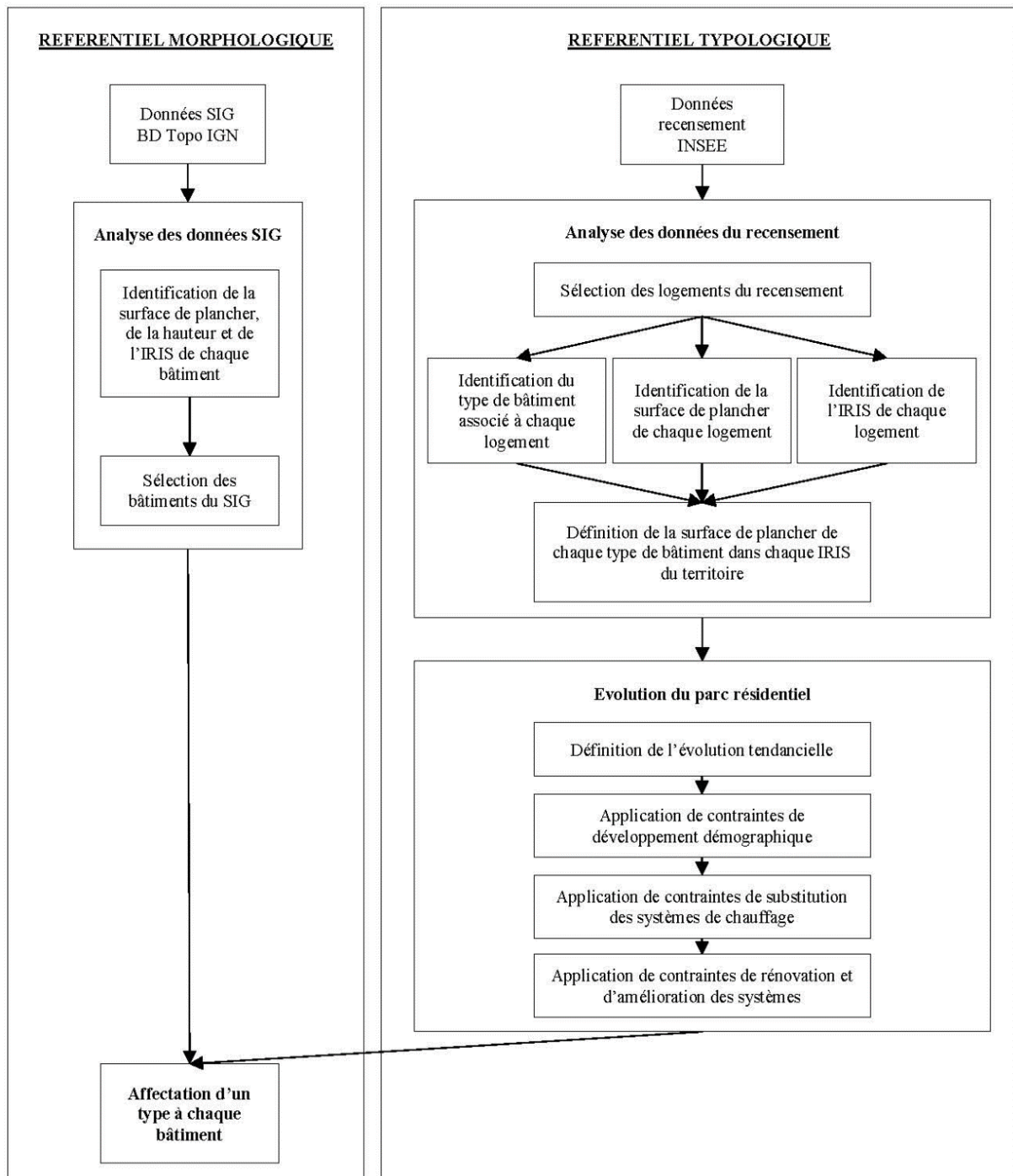


Figure 12: Schéma synoptique du processus de reconstitution du parc résidentiel

La première étape consiste à reconstituer le parc résidentiel dans le référentiel morphologique tandis que la seconde permet d'y calculer les courbes de charge correspondant à chaque IRIS du territoire¹⁷. Or, en raison de l'écart entre les surfaces de plancher des deux référentiels, une

¹⁷ Voir Chapitre 3

troisième étape est nécessaire. Il s'agit d'appliquer aux courbes de charge ainsi calculées une transposition homothétique dont le rapport correspond au quotient de la surface des logements du référentiel typologique par la surface de plancher des bâtiments du référentiel morphologique. Afin d'améliorer la représentativité des résultats, ceux-ci sont calées à l'aide de données de consommation réelles de gaz de l'année 2015 fournies par les gestionnaires de réseaux de distribution GRDF et Sorégies (GRDF 2016, Sorégies 2016). Le rapport de calage ainsi calculé pour l'année 2015 est appliqué aux différents scénarios élaborés pour l'année 2050.

La figure 12 présente le processus de reconstitution du parc de logements détaillé dans les paragraphes suivants.

2.2 Construction de la typologie des bâtiments résidentiels selon l'INSEE

Rappelons que l'emploi d'une typologie de bâtiments a pour but de simplifier la représentation du parc résidentiel du territoire dans le calcul énergétique. Cela impose de réduire tant que possible le nombre de paramètres afin de restreindre la définition des types de bâtiments aux éléments essentiels et d'en limiter la diversité. La typologie sert alors à mettre en évidence les variations de la demande énergétique selon les facteurs étudiés, cette thèse ayant pour objectif de distinguer la demande énergétique des logements selon leur caractère urbain ou rural. Or, nous avons vu que les effets comportementaux ne constituent pas un facteur discriminant de la consommation rurale¹⁸ : la typologie doit par conséquent ignorer les critères comportementaux pour tenir compte uniquement des critères structurels du parc.

Un premier facteur de distinction entre urbain et rural porte sur la quantité annuelle de chauffage, liée à la surface moyenne des logements.

Il a été démontré au paragraphe 1.1.1 que la part élevée de maisons individuelles du parc résidentiel rural français a pour conséquence une surface moyenne des logements plus grande que celle des zones urbaines dominées par le logement collectif, entraînant une demande de chauffage plus importante. Il est donc nécessaire de tenir compte du type de logements dans la

¹⁸ Voir paragraphe 1.2.5

typologie. Le recensement de l'INSEE définit celui-ci selon 6 catégories : maison, appartement, logement-foyer, chambre d'hôtel, habitation de fortune, pièce indépendante (ayant sa propre entrée). Dans un souci de simplification, le choix a été fait de considérer comme immeubles collectifs tous les logements ne correspondant pas à des maisons. On assimile ainsi à des appartements des logements qui n'en sont pas. Sur le Pays Yon et Vie, seuls 378 logements sont concernées selon le recensement 2008, soit à peine 2,9 % des 13 232 logements hors maisons (Tableau 2), ce qui est considéré comme négligeable.

Type de logement	Bâtiment d'un seul logement isolé	Bâtiment d'un seul logement jumelé/groupé	Bâtiment de 2 logements ou plus	Bâtiment à usage autre qu'habitation	Construction provisoire
Maison	25 797	13 313	469	23	-
Appartement	157	673	11 684	340	-
Logement-Foyer	24	44	77	9	-
Chambre d'hôtel	-	-	-	3	-
Habitation de fortune	5	2	5	2	66
Pièce indépendante	13	40	86	2	-

Tableau 2: Nombre de logements par type de logement et de construction sur le Pays Yon et Vie (d'après INSEE 2008)

Le type de chauffage est un autre critère dont la typologie des bâtiments doit tenir compte. En effet, comme expliqué au paragraphe 1.1.2, les énergies de chauffage représentent un second facteur de distinction de la consommation énergétique résidentielle des communes rurales. Par conséquent, cette thèse adopte l'approche associant le type de chauffage au combustible, soit selon l'INSEE : chaleur urbaine, gaz, fioul, électricité, GPL, bois.¹⁹

Enfin, le choix de l'approche typologique pour cette thèse découle, entre autres, du besoin de représenter l'inertie thermique des bâtiments, nécessaire à la reconstitution dynamique des besoins de chauffage²⁰. Celle-ci dépend principalement des caractéristiques constructives : épaisseur et composition des parois extérieures. Or l'analyse du parc résidentiel français montre que, outre le type de logement, ces caractéristiques sont étroitement liées à la période de construction (Graulière 2005). Celle-ci est donc un troisième critère à intégrer dans la typologie.

¹⁹ Cas particulier du charbon : Le recensement 1999 de l'INSEE identifie les logements chauffés au bois et ceux chauffés au charbon, tandis que le recensement 2008 les regroupe dans la catégorie « autre ». Sur le Pays Yon et Vie, le recensement 1999 identifie 50 logements chauffés au charbon contre 3481 chauffés au bois, soit un rapport de 1 pour 69. Ce rapport valide le choix d'intégrer les logements chauffés au charbon parmi ceux chauffés au bois.

²⁰ Voir paragraphe 1.2.4

Le recensement de l'INSEE identifie la période de construction du logement suivant l'évolution de la réglementation thermique²¹. Afin de compléter cette segmentation, deux segments supplémentaires ont été intégrés, représentant les réglementations récentes ou à venir : 2013-2019 (RT2012), à partir de 2020 (RT2020).

Dans un souci de lisibilité et de cohérence, le type de logement et la période de construction, sur lesquels reposent les caractéristiques architecturales des bâtiments ont été regroupés. Ce regroupement donne lieu à la définition de 18 types d'architecture. La typologie des bâtiments résidentiels, reposant sur les types d'architecture et de chauffage compte ainsi 108 combinaisons de types de bâtiments.

18 types d'architecture		
6 types de chauffage	Maisons individuelles	Immeubles collectifs
	9 périodes de construction	9 périodes de construction
Chaleur urbaine	108 types de bâtiments	
Gaz		
Fioul		
Electricité		
GPL		
Bois		

Tableau 3: Typologie du parc résidentiel

Le parc résidentiel est reconstitué à partir des données des deux derniers recensements exhaustifs de l'INSEE (1999 et 2008). En effet, outre leur exhaustivité, ces recensements détaillent l'ensemble des variables prises en compte dans le calcul, notamment les combustibles de chauffage absents depuis 2009.

Cette thèse porte uniquement sur le parc des résidences principales, ne tenant pas compte des résidences secondaires, des logements occasionnels ou vacants. Le choix a été fait d'affecter à chaque logement la surface médiane de la tranche qui lui est associée par l'INSEE (Tableau 4). Les logements de moins de 40m² étant réunis dans une seule tranche de surface dans le recensement 1999, il leur est attribué la surface moyenne des logements de moins de 40m² du recensement 2008 (Tableau 5).

²¹ Le recensement 2008 de l'INSEE définit 7 périodes de construction : avant 1948, 1948-1974, 1975-1981, 1982-1989, 1990-1999, 2000-2006, après 2006.

Indicateur du recensement 2008	Tranche de surface des logements	Surface associée dans le modèle
1	Moins de 25m ²	20m ²
2	De 25 à moins de 40m ²	32m ²
3	De 40 à moins de 70m ²	55m ²
4	De 70 à moins de 100m ²	85m ²
5	De 100 à moins de 150m ²	125m ²
6	150m ² et plus	200m ²

Tableau 4: Surface des logements du recensement 2008

Indicateur du recensement 1999	Tranche de surface des logements	Surface associée dans le modèle
1	Moins de 40m ²	Moyenne des logements de moins de 40m ² du recensement 2008
2	De 40 à moins de 70m ²	55m ²
3	De 70 à moins de 100m ²	85m ²
4	De 100 à moins de 150m ²	125m ²
5	150m ² et plus	200m ²

Tableau 5: Surface des logements du recensement 1999

Pour chaque IRIS du territoire, la surface de logement correspondant à chaque type de bâtiment est alors :

$$St_{i,t} = \sum_{l \in (int)} S_l$$

Avec :

- $St_{i,t}$: Surface de logement correspondant au type de bâtiment « t » dans l'IRIS « i » dans le référentiel typologique (m²)
- S_l : Surface du logement « l » du recensement de l'INSEE (m²)

2.3 Modélisation de l'évolution du parc résidentiel

Comme nous l'avons vu, les données statistiques disponibles sur le parc de logements datent de 1999 et 2008. Or, cette thèse vise, dans un premier temps, à analyser la consommation énergétique résidentielle du Pays Yon et Vie pour l'année 2015. C'est pourquoi une extrapolation à l'horizon 2015 des évolutions constatées entre 1999 et 2008 est nécessaire. L'extension de cette extrapolation à l'horizon 2050 aboutit à la création de scénarios prospectifs

tendanciels. Afin de diversifier les scénarios on recourt à plusieurs jeux d'hypothèses de modification de la structure du parc : démographie, rénovations, changements de systèmes... L'évolution du parc résidentiel est ainsi modélisée suivant 4 étapes (Figure 14) :

- Extrapolation de l'évolution tendancielle du parc entre 2008 et l'année d'analyse
- Application de contraintes de développement démographique du territoire
- Application de contraintes sur l'évolution des parts de marché de chauffage
- Application de contraintes sur la rénovation des bâtiments et l'amélioration de l'efficacité des systèmes de chauffage

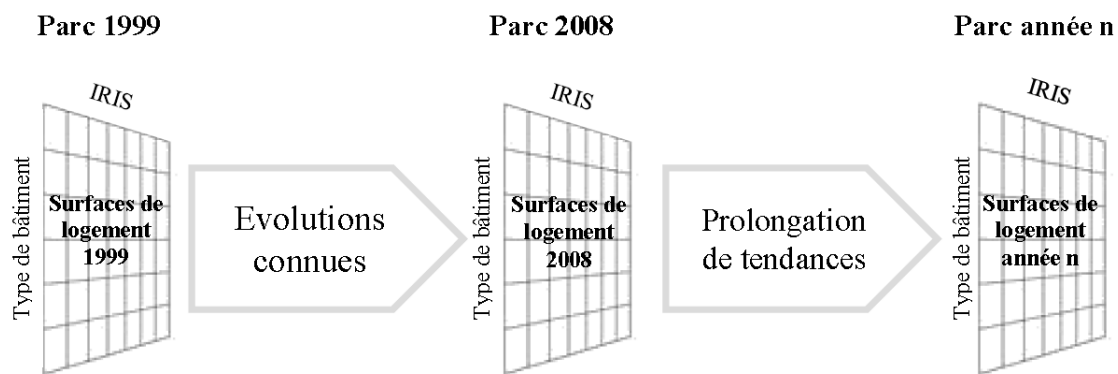


Figure 13: Schéma de la méthode employée pour reconstituer l'évolution tendancielle du parc de logements de chaque IRIS

Au cours de la première étape d'extrapolation, pour prolonger jusqu'à l'année d'analyse (2015 ou 2050) les tendances observées entre les recensements de 1999 et 2008, deux variables relatives à chaque IRIS subissent une progression linéaire : la population et la surface de chaque type de bâtiment (Figure 13). A l'année n on a donc :

$$St_{i,t}(n) = St_{i,t}(2008) + (St_{i,t}(2008) - St_{i,t}(1999)) \cdot \frac{n - 2008}{2008 - 1999}$$

$$Pop_i(n) = Pop_i(2008) + (Pop_i(2008) - Pop_i(1999)) \cdot \frac{n - 2008}{2008 - 1999}$$

Avec :

- $St_{i,t}(n)$: Surface de logement correspondant au type de bâtiment « t » dans l'IRIS « i » à l'année d'analyse « n » (m²)
- $Pop_i(n)$: Population de l'IRIS « i » à l'année d'analyse « n » (hab)

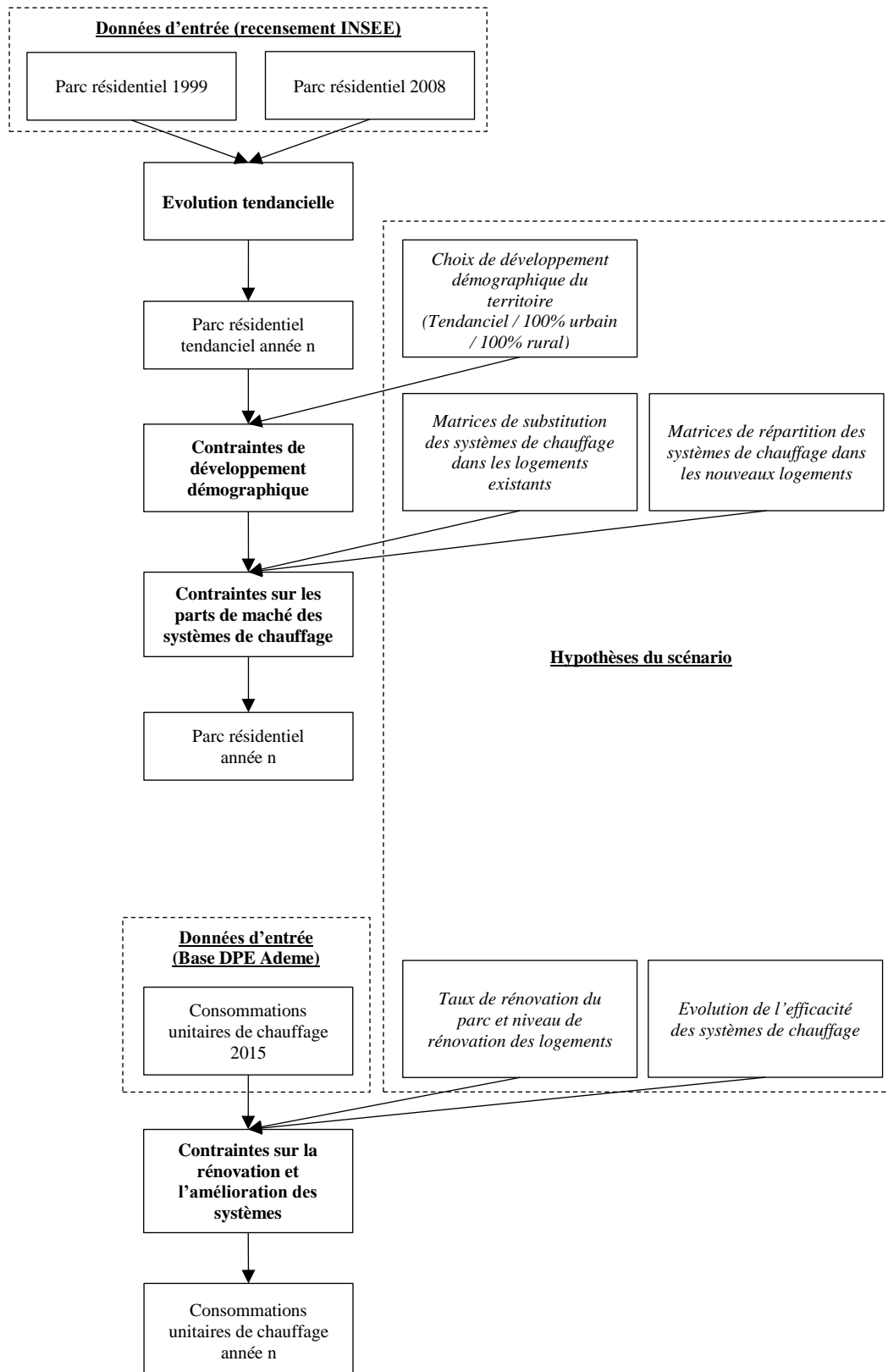


Figure 14: Schéma synoptique de la représentation de l'évolution du parc résidentiel

Notons que pour les logements construits après 2008, les surfaces sont réparties par type de bâtiment en fonction des réglementations thermiques appliquées de 2008 à l'année d'analyse (RT2005, RT2012, RT2020) tout en prolongeant la répartition des énergies de chauffage constatée dans chaque IRIS pour les logements construits entre 1999 et 2008.

Afin d'étudier les conséquences d'un développement du territoire exclusivement urbain ou rural, les scénarios prospectifs doivent intégrer certaines hypothèses démographiques. On peut ainsi envisager un développement totalement urbain où les logements neufs sont construits uniquement dans la ville centre ou, au contraire, un développement parfaitement rural avec des logements neufs construits uniquement dans les communes rurales. Les surfaces de logements neufs des IRIS ne bénéficiant d'aucune croissance démographique sont alors intégralement reportées vers les IRIS dont la population augmente, en respectant les dynamiques tendancielle de ceux-ci. Ainsi, dans le cadre d'un scénario de développement urbain, un IRIS de la ville centre à fort dynamisme démographique tendanciel recevra plus de logements neufs qu'un autre IRIS urbain dont le dynamisme démographique tendanciel est faible, quel que soit le nombre de logements anciens de chacun des IRIS. Les dynamiques observées sont ainsi accentuées au sein d'un même type d'IRIS (urbain ou rural).

Deux éléments sont à noter concernant l'application d'hypothèses démographiques au parc résidentiel. D'une part, en l'absence de contrainte sur les parts de marché des énergies de chauffage, quelle que soit la surface de logements neufs affectée à un IRIS, la répartition des types de chauffages dans les logements construits après 2008 correspond à celle observée entre 1999 et 2008. D'autre part, la répartition de la population sur le territoire est adaptée aux hypothèses démographiques en conservant, pour chaque IRIS, une surface de plancher par habitant identique à celle calculée pour une évolution tendancielle du parc.

En plus des hypothèses démographiques, un second niveau d'hypothèse peut être appliqué au parc résidentiel. Il porte sur les parts de marché des énergies de chauffage. Une matrice de substitution est employée pour simuler le transfert d'une part des systèmes correspondant à un type de chauffage dans le parc existant vers un autre type dans le scénario élaboré (Figure 15). Cette méthode est notamment utilisée dans le projet Ethel (Raux et al. 2006).

		Nouveau type de chauffage				
		1	...	y	...	6
Ancien type de chauffage	1			$\beta_{1,y}$		
		
	x	$\beta_{x,1}$...	$\beta_{x,y}$...	$\beta_{x,6}$
		
	6			$\beta_{6,y}$		
		$(\sum_y \beta_{x,y} = 1)$				

Figure 15: Matrice de substitution des systèmes de chauffage

Chaque type de bâtiment correspond à la combinaison d'une architecture « a » et d'un système de chauffage « h »²². Pour chaque IRIS, on peut donc définir les conséquences de la substitution de systèmes sur les surfaces de chaque type de bâtiment :

$$Sf_{a,h} = \sum_x (Si_{a,x} \cdot \beta_{x,h})$$

Avec :

- $Sf_{a,h}$: Surface finale de logements correspondant à la combinaison du type d'architecture « a » et du type de chauffage « h » (m²)
- $Si_{a,x}$: Surface initiale de logements correspondant à la combinaison du type d'architecture « a » et du type de chauffage « x » (m²)
- $\beta_{x,h}$: Part des systèmes de chauffage de type « x » remplacés par des systèmes de type « h » (sans unité)

Nous avons vu au paragraphe 1.2.1 que la consommation énergétique résidentielle est déterminée, entre autres, par la performance des infrastructures et des équipements. Pour le chauffage, celle-ci évolue en fonction de trois paramètres : le taux de rénovation des logements, le niveau des rénovations et l'amélioration de l'efficacité des systèmes de chauffage.

²² Voir paragraphe 2.2

Le modèle développé pour cette thèse intègre deux niveaux de rénovation pour les logements. Ceci autorise l'emploi de deux approches différentes de réduction des besoins de chauffage. Dans le cas des rénovations dites « légères », la consommation de chauffage se voit appliquer un coefficient de gain énergétique correspondant à la rénovation (-x %). Pour les rénovations dites « lourdes », on suppose l'atteinte d'un niveau de consommation unitaire de chauffage pris comme hypothèse (ex : niveau BBC rénovation). Il est ainsi possible d'élaborer des scénarios de réhabilitation du parc suivant des objectifs de réduction de la demande actuelle ou d'atteinte d'une cible normative.

2.4 Affectation du type de chaque bâtiment

Lorsque les caractéristiques typologiques du parc résidentiel sont identifiées pour chaque IRIS, leur transposition dans le référentiel morphologique est nécessaire au calcul de la consommation énergétique des bâtiments. Or, les données morphologiques du parc bâti proviennent de la couche « Bâti Indifférencié » de la BD Topo de l'IGN (IGN 2012), laquelle ne recense pas uniquement les logements. Afin d'intégrer des données SIG correspondant le mieux possible au parc résidentiel, certains bâtiments de la base de données spatialisée dont la morphologie ne correspond pas à celle de logements sont écartés. Seuls les bâtiments dont la hauteur est supérieure à 3 m et la surface au sol est supérieure à 20 m² sont conservés pour la modélisation (Annexe 11). Chaque bâtiment retenu se voit affecter un type en fonction de sa surface de plancher et de la répartition de la typologie dans l'IRIS auquel il appartient. Cette affectation est réalisée suivant le protocole illustré par la figure 16.

Dans le référentiel morphologique, la surface de plancher disponible pour un type de bâtiment correspond au produit de la part de ce type dans la surface de logement de l'IRIS considéré par la surface totale de plancher des bâtiments, soit :

$$Sm_{i,t} = Ps_{i,t} \cdot \sum_{b \in i} S_b$$

Avec :

- $Sm_{i,t}$: Surface de plancher disponible pour le type de bâtiment « t » dans l'IRIS « i » dans le référentiel morphologique (m²)

- $P_{S_{i,t}}$: Part du type de bâtiment « t » dans la surface de logement de l'IRIS « i » (sans unité).
Pour chaque IRIS : $\sum_t P_{S_{i,t}} = 1$
- S_b : Surface de plancher du bâtiment « b » dans le référentiel morphologique (m^2)

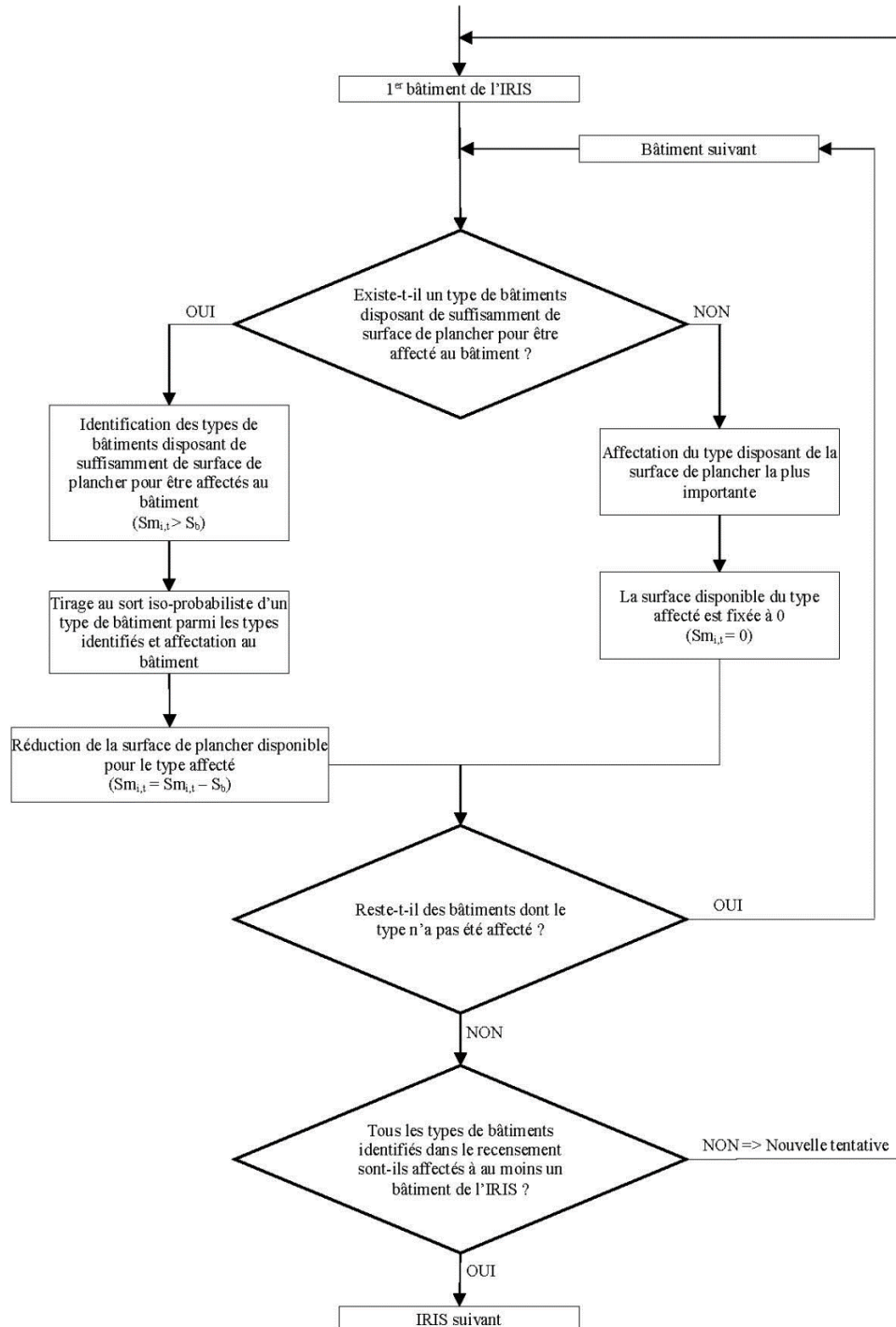


Figure 16: Protocole d'affectation des types de bâtiments pour chaque IRIS dans le référentiel morphologique

La part de chaque type de bâtiment dans la surface de logement de chacun des IRIS du territoire est définie grâce aux données du recensement de l'INSEE, à savoir :

$$P_{S_{i,t}} = \frac{St_{i,t}}{\sum_t St_{i,t}}$$

Avec :

- $St_{i,t}$: Surface de logement correspondant au type de bâtiment « t » dans l'IRIS « i » dans le référentiel typologique (m²)

Pour chaque IRIS, la répartition de la typologie sur le parc bâti est effectuée bâtiment par bâtiment. A un bâtiment donné, un type est affecté, de manière aléatoire et iso-probabiliste, parmi ceux pour lesquels la surface de plancher disponible $Sm_{i,t}$ est supérieure à S_b . La méthode du tirage au sort a été préférée à une méthode ordonnée afin de réduire le risque que certains types faiblement représentés ne soient attribués à aucun bâtiment. Suite à cette désignation, la surface de plancher S_b du bâtiment est déduite de la surface de plancher disponible $Sm_{i,t}$, en vue de l'attribution d'un type au bâtiment suivant. Dans le cas où aucun type ne dispose d'une surface de plancher supérieure à celle du bâtiment, celui-ci se voit affecter le type pour lequel la surface de plancher disponible est la plus importante.

2.5 Autres attributs pour la reconstitution du parc résidentiel

Le calcul des consommations d'énergie des bâtiments tient compte d'attributs qui ne définissent pas la typologie : nombre d'occupants, systèmes de production d'ECS, de cuisson, de ventilation. Ce calcul, bien qu'effectué bâtiment par bâtiment, est agrégé à la maille IRIS. Par conséquent, la répartition des habitants au sein d'un IRIS a un effet négligeable sur les résultats. Il a donc été décidé que chaque bâtiment du territoire se voit attribuer un nombre d'occupants proportionnel à sa surface de plancher, dépendant de la densité de population au m² de plancher au sein de l'IRIS dans lequel il se trouve :

$$O_b = \frac{Pop_i}{St_i} \cdot S_b \quad \text{avec } b \in i$$

Avec :

- O_b : Nombre d'occupants du bâtiment « b » (hab)
- Pop_i : Population de l'IRIS « i » (hab)
- St_i : Surface totale des logements de l'IRIS « i » dans le référentiel typologique (m²)

- S_b : Surface de plancher du bâtiment « b » (m^2)

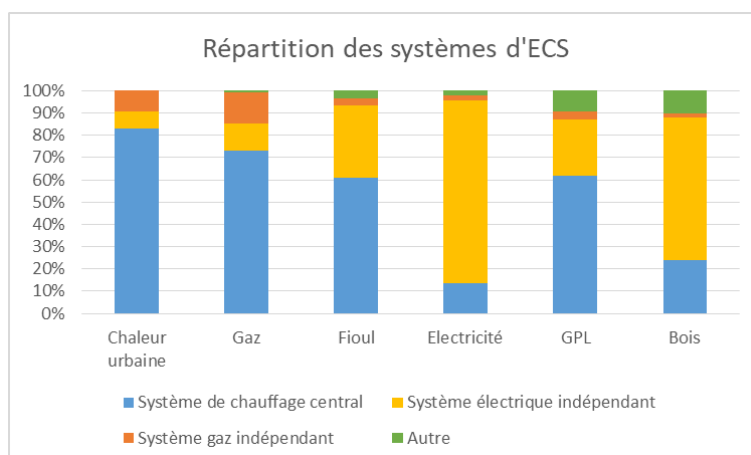


Figure 17: Répartition des systèmes de production d'ECS dans les logements français en fonction de leur système de chauffage (d'après INSEE 2006)

L'enquête logement 2006 de l'INSEE montre le lien entre les systèmes de chauffage et de production d'ECS. Les logements ayant recours à la chaleur urbaine, au gaz, au fioul ou au GPL associent majoritairement la production d'ECS à leur chauffage central tandis que les logements chauffés à l'électricité ou au bois emploient principalement des systèmes électriques indépendants (Figure 17). Pour la reconstitution du parc résidentiel, les systèmes de production d'ECS des bâtiments peuvent donc être attribués en fonction de leur type de chauffage. Les clés de répartition sont présentées dans le tableau 6.

Type de chauffage	Communes avec réseau de gaz			Communes sans réseau de gaz	
	Système de chauffage central	Système électrique indépendant	Système gaz indépendant	Système de chauffage central	Système électrique indépendant
Chaleur urbaine	83,0 %	7,6 %	9,4 %	91,6 %	8,4 %
Gaz	73,8 %	12,1 %	14,1 %	-	-
Fioul	64,6 %	32,1 %	3,3 %	66,8 %	33,2 %
Electricité	15,8 %	81,9 %	2,3 %	16,2 %	83,8 %
GPL	71,4 %	25,1 %	3,5 %	74,0 %	26,0 %
Bois	34,1 %	64,0 %	1,9 %	34,8 %	65,2 %

Tableau 6: Clé de répartition des systèmes de production d'ECS en fonction du type de chauffage des bâtiments

Le type de systèmes de production d'ECS « Autre » de l'enquête de l'INSEE ne pouvant être défini, il est associé au système de chauffage central. A l'échelle du Pays Yon et Vie, selon le recensement de 1999, 474 logements sont concernés, soit 1,7 % du parc ; ce qui est considéré une nouvelle fois comme négligeable. En revanche, le recours à des systèmes indépendants au gaz concernant 2274 logements, soit 8,2 % du parc, ce type de production d'ECS est alors conservé. Dans les communes n'ayant pas accès au réseau de gaz, la répartition est restreinte au chauffage central et aux chauffe-eaux électriques indépendants. Pour chaque type de chauffage, la part des systèmes gaz indépendants est alors répartie entre ces deux systèmes au prorata de leur représentation dans le parc. Bien que cette hypothèse ait pour conséquence de sous-estimer la consommation de gaz du territoire, cette erreur, inférieure à 1 %²³, est considéré comme acceptable.

En 2012, la consommation énergétique résidentielle française pour les besoins de cuisson était constituée de 43 % d'électricité, de 35 % de gaz et de 22 % de GPL (Baudry et al. 2015). On applique cette distribution des énergies de cuisson nationale aux communes disposant du réseau de gaz pour l'année 2015. Pour les logements situés sur des communes non desservies, la répartition est restreinte à l'électricité et au GPL au prorata de la distribution de ces vecteurs parmi les ménages français, soit 66 % d'électricité et 34 % de gaz (Tableau 7). A l'échelle du Pays Yon et Vie, l'erreur induite par cette hypothèse sur le calcul des consommations est estimée à 1 % pour l'électricité et 2 % pour le gaz²⁴.

²³ 26 % de la population du Pays Yon et Vie réside dans une commune non desservie par le réseau de gaz. Si l'on appliquait la répartition nationale au territoire sans tenir compte de l'accessibilité au réseau de gaz, les systèmes gaz indépendants équiperait 8,2 % des ménages. On peut donc considérer que l'erreur d'affectation des systèmes de production d'ECS concerne environ 2 % des habitants du territoire. On rappelle que les deux usages principaux du gaz sont le chauffage et la production d'ECS qui représentent respectivement 67 % et 10 % de la demande énergétique résidentielle (Ademe 2015-1). On peut en déduire que l'erreur d'estimation de la consommation de gaz du territoire imputable à l'hypothèse présentée est nettement inférieure à 1 %.

²⁴ Selon l'hypothèse présentée, la répartition de la consommation énergétique de cuisson sur le Pays Yon et Vie est la suivante : 49 % électricité, 25 % GPL, 26 % gaz. La part de la population du Pays Yon et Vie habitant dans une commune desservie par le réseau de gaz est comparable à la moyenne nationale : 74 % sur le Pays Yon et Vie, contre 77 % pour la moyenne nationale (GrDF 2017). On estime ainsi la surestimation de la consommation électrique de cuisson à 14 % et la sous-estimation de la consommation de gaz de cuisson à 26 %. La cuisson représentant 6 % de la consommation énergétique résidentielle (Ademe 2015-1), on peut considérer que la surestimation de la consommation électrique annuelle est d'environ 1 % tandis que la sous-estimation de la consommation de gaz est de l'ordre de 2 %.

Combustible de cuisson	Communes avec réseau de gaz	Communes sans réseau de gaz
Gaz	35 %	0 %
Electricité	43 %	66 %
GPL	22 %	34 %

Tableau 7: Clé de répartition des combustibles de cuisson selon la disponibilité du réseau de gaz

Pour le calcul des charges de chauffage, chaque bâtiment est considéré comme une zone thermique unique dont la température intérieure est homogène et égale à la température des parois internes de l'enveloppe. Les toitures des immeubles collectifs construits après 1974 sont présumées horizontales tandis que les toitures des autres bâtiments sont supposées à double pente (RAGE 2012). L'inclinaison moyenne des toitures sur le Pays Yon et Vie est de 20° (Alliance Soleil 2007). Le volume des combles est négligé et le calcul de la surface de plancher envisage une hauteur de 3m par étage. Nous avons vu que les effets de l'orientation des bâtiments sur les besoins de chauffage du parc résidentiel sont négligeables. On suppose donc une équiprobabilité d'orientation des bâtiments, ce qui permet d'assimiler les parois verticales à des cylindres verticaux de périmètre et hauteur égaux à ceux définis à partir de la BD Topo (IGN 2012). Les vitrages sont répartis sur les parois verticales de manière isotrope. Le taux de vitrage est défini à partir des données fournies par le rapport RAGE pour les bâtiments d'avant 2000 (RAGE 2012). Pour les bâtiments construits après 2000, le taux de vitrage est fixé à 20 % dans le prolongement de la période précédente (Tableau 8).

Période de construction	Maison Individuelle	Immeuble collectif
avant 1948	17,5 %	29 %
1948-1974	25 %	30 %
1975-1981	25 %	35 %
1982-1989	25 %	25 %
1990-1999	20 %	20 %
2000-2005	20 %	20 %
2006-2012	20 %	20 %
2013-2020	20 %	20 %
après 2020	20 %	20 %

Tableau 8: Taux de vitrage en fonction du type de logement et de la période de construction

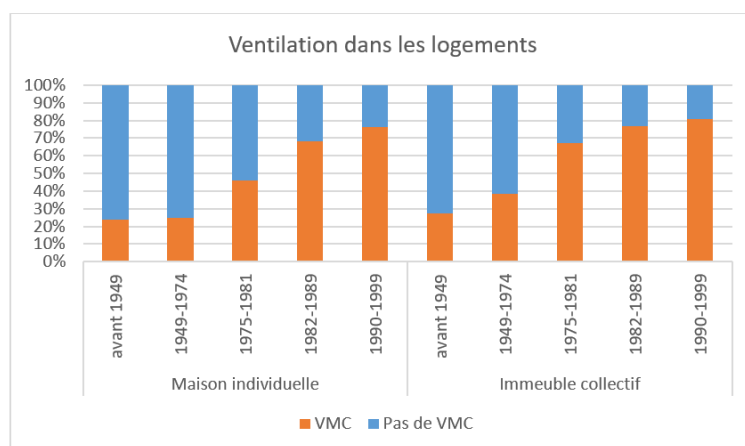


Figure 18: Part des logements équipés de VMC en fonction de leur type d'architecture (d'après INSEE 2006)

L'analyse des données de l'Enquête Logement 2006 de l'INSEE montre que le taux de pénétration des VMC est fortement lié au type d'architecture, notamment à la période de construction des logements (Figure 18). Moins d'un quart des logements construits avant 1975 disposent de VMC tandis que plus de trois quarts des logements construits depuis les années 1980 en sont équipés.

Période de construction	Maison individuelle			Immeuble collectif		
	Pas de VMC	VMC simple flux	VMC double flux	Pas de VMC	VMC simple flux	VMC double flux
avant 1948	76 %	24 %	0 %	72 %	28 %	0 %
1948-1974	75 %	25 %	0 %	62 %	38 %	0 %
1975-1981	54 %	46 %	0 %	33 %	67 %	0 %
1982-1989	32 %	68 %	0 %	23 %	77 %	0 %
1990-1999	24 %	76 %	0 %	19 %	81 %	0 %
2000-2005	14 %	86 %	0 %	14 %	86 %	0 %
2006-2012	14 %	86 %	0 %	14 %	86 %	0 %
2013-2020	0 %	0 %	100 %	0 %	0 %	100 %
après 2020	0 %	0 %	100 %	0 %	0 %	100 %

Tableau 9: Clé de répartition des systèmes de ventilation en fonction des types d'architecture des bâtiments

Or, l'Enquête Logement concerne uniquement les logements construits avant 2000. L'étude des systèmes de ventilation menée en 2009 par le CSTB (Lucas et al. 2009) intègre des logements

construits jusqu'en 2003, sans tenir en compte cependant du type de logement (maison individuelle ou immeuble collectif). Pour les logements construits entre 2000 et 2012, on prolonge la tendance de la dernière tranche définie dans l'étude du CSTB, soit 86 % de logements équipés de VMC. A partir de 2013, on considère que tous les logements neufs sont équipés de VMC double flux (Tableau 9).

2.6 Parc résidentiel du Pays Yon et Vie en 2015 : des spécificités locales et des différences marquées entre urbain et rural

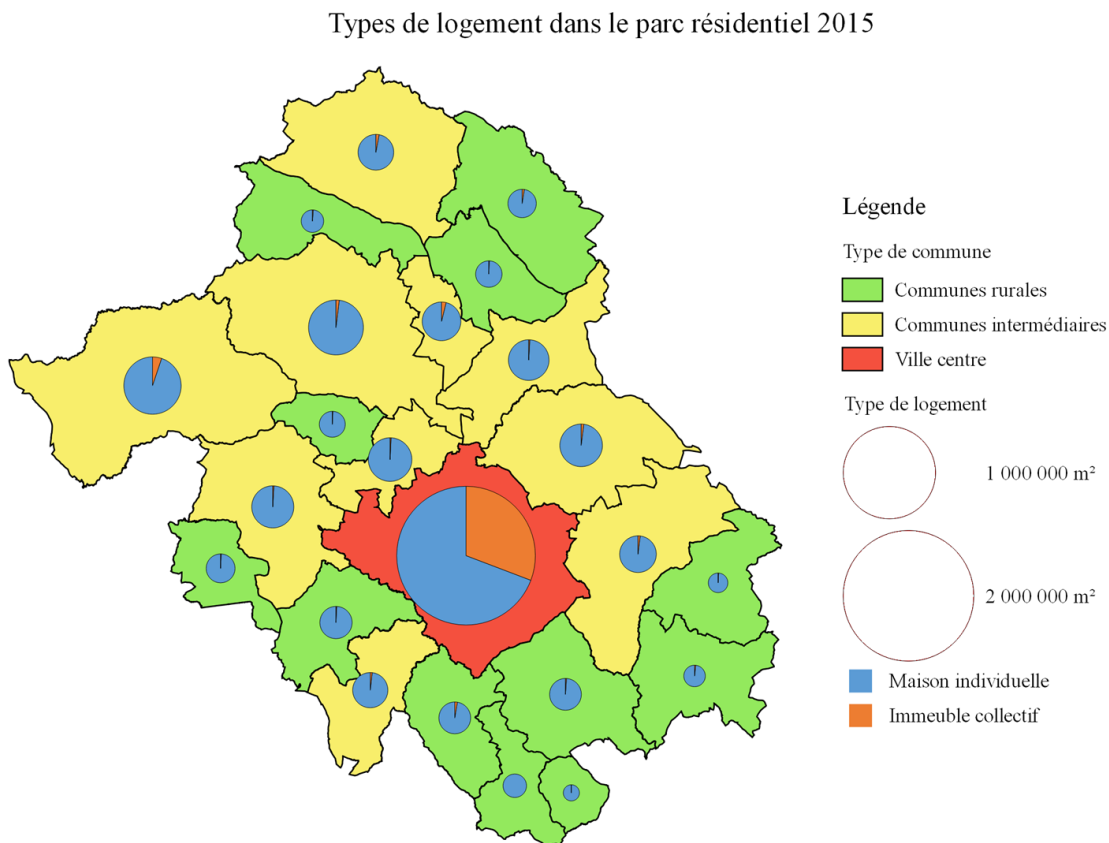


Figure 19: Distribution communale des types de logement dans le parc résidentiel 2015 du Pays Yon et Vie²⁵

²⁵ La cartographie des caractéristiques des bâtiments issue de la reconstitution du parc résidentiel 2015 est disponible à l'annexe 12.

Rappelons que cette thèse tient compte uniquement des résidences principales et que le parc résidentiel est analysé selon les surfaces de logement et non selon leur nombre. On constate que les communes rurales regroupent près de 20 % de la population et de la surface de plancher du Pays Yon et Vie, tandis que les communes intermédiaires et la ville centre se partagent à peu près équitablement les 80 % restant (Tableau 10). Les logements collectifs du territoire sont concentrés presque exclusivement dans la ville centre (Figure 19). Notons qu'ils représentent une part du parc nettement inférieure à la moyenne nationale pour chaque type de commune étudié²⁶.

Type de commune	Nombre de communes	Population 2015	Surface de logement 2015
Communes rurales	12	22 427	981 899 m ²
Communes intermédiaires	10	552 220	2 226 355 m ²
Ville centre	1	51 781	2 261 224 m ²

Tableau 10: Typologie des communes du Pays Yon et Vie

De plus, le Pays Yon et Vie connaît un développement démographique très important. On remarque que, comme le montre la figure 20, cette croissance n'est pas représentative du national. Ainsi, en 2013, le parc résidentiel français comptait environ 15 % de logements construits après 1999 (INSEE 2017), contre près de 30 % pour le Pays Yon et Vie. Ce développement est principalement périurbain. En conséquence, plus de la moitié du parc ancien (construit avant 1975) est situé dans la ville centre alors que près des deux tiers des surfaces de logement construites après 1975 sont en périphérie (communes rurales et intermédiaires). Près de 40 % du parc résidentiel des communes intermédiaires et un tiers du parc rural ont été construits à partir de 2000 (Figure 21). Ce fort développement démographique corrobore la correspondance des communes rurales du Pays Yon et Vie avec le profil territorial des « campagnes denses des villes, du littoral et des vallées urbanisées », présenté plus haut. En comparaison, en France les couronnes périurbaines comptent surtout des logements bâtis entre 1975 et 1998 (INSEE 2017).

²⁶ Voir la répartition des types de logements suivant la tranche d'unité urbaine sur la figure 1

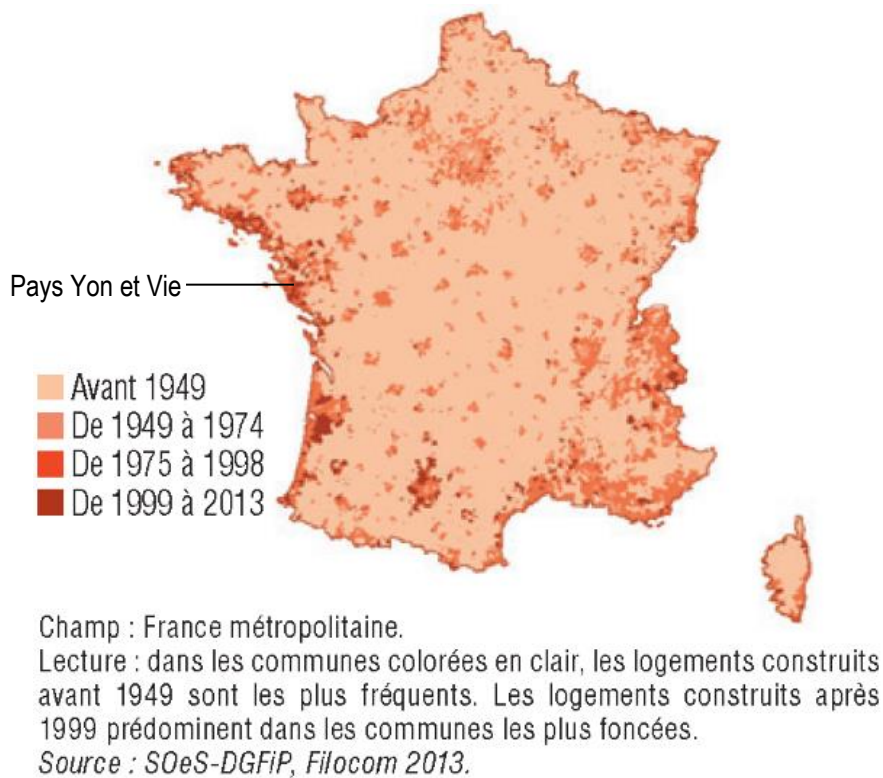


Figure 20: Ancienneté du parc de logements (INSEE 2017)

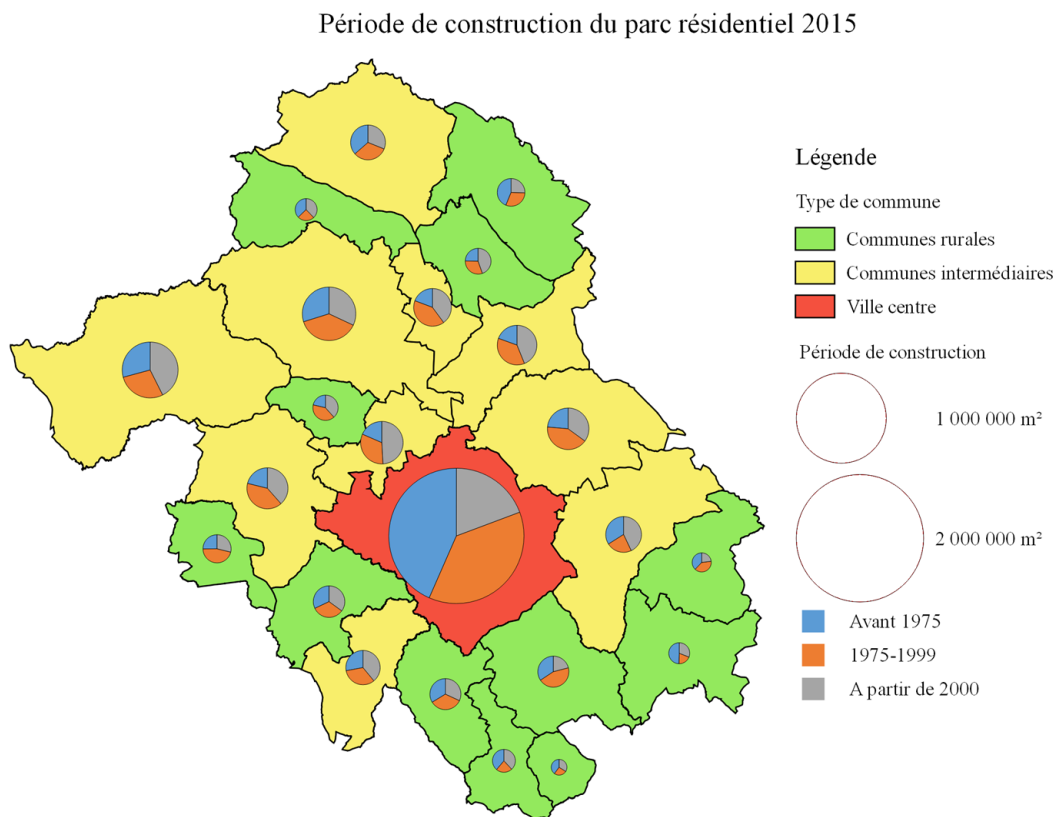


Figure 21: Distribution communale des périodes de construction du parc résidentiel 2015 du Pays Yon et Vie

D'après l'INSEE, si la surface moyenne des logements collectifs a commencé à diminuer depuis 2006 et s'élevait à 32,5 m²/hab en 2013, dans le même temps, celle des maisons individuelles continue de progresser pour atteindre 45,0 m²/hab (INSEE 2017). En conséquence du développement démographique du Pays Yon et Vie allié à la faible part des logements collectifs, il est donc logique de constater que la surface de plancher par habitant y est nettement supérieure à la moyenne nationale. En effet, on l'estime à 43,3 m²/hab en 2015 alors que l'enquête logement 2013 de l'INSEE affiche une moyenne de 39,5 m²/hab (Arnault et al 2015), soit une différence de près de 10 %.

Notons cependant que, contrairement à ce que l'on observe à l'échelle nationale, la surface de plancher par habitant de la zone d'étude ne varie pas selon la typologie de commune. La taille des logements ne constitue donc pas un élément discriminant entre urbain et rural. Par conséquent, on peut s'attendre à ce que les besoins énergétiques des logements du territoire soient équivalents selon la typologie de commune.

Nous avons vu que Thao Khamsing et al. affirment que le surcoût de l'énergie pour le logement observé dans le rural est dû à des surfaces de logement plus importantes (Thao Khamsing et al. 2017). On vérifie ici l'affirmation du paragraphe 1.1.1 selon laquelle ce constat, bien que vrai à l'échelle nationale, ne peut être transposé à tous les territoires ruraux en raison de leur hétérogénéité.

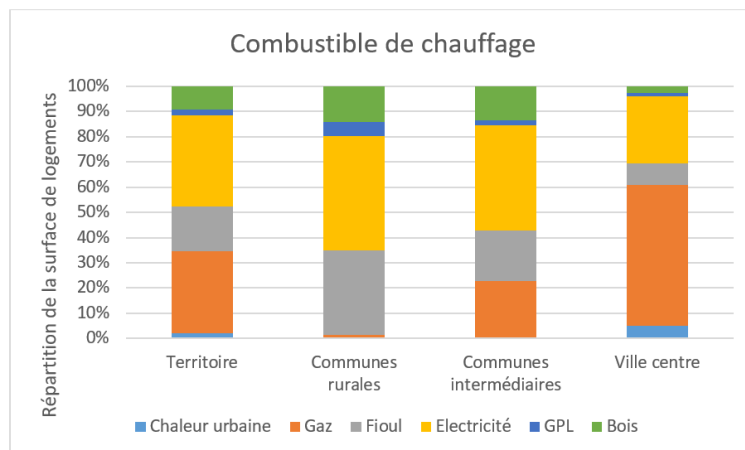


Figure 22: Distribution des combustibles de chauffage du parc résidentiel 2015 du Pays Yon et Vie selon le type de commune

Rappelons que la distribution des énergies de chauffage résidentiel constitue un second facteur discriminant entre territoires ruraux et urbains, notamment en raison de l'absence de réseau de

gaz en milieu rural. De ce point de vue, la ville centre est, représentative des communes françaises de population comparable²⁷, avec 56 % de chauffage au gaz (Figure 22).

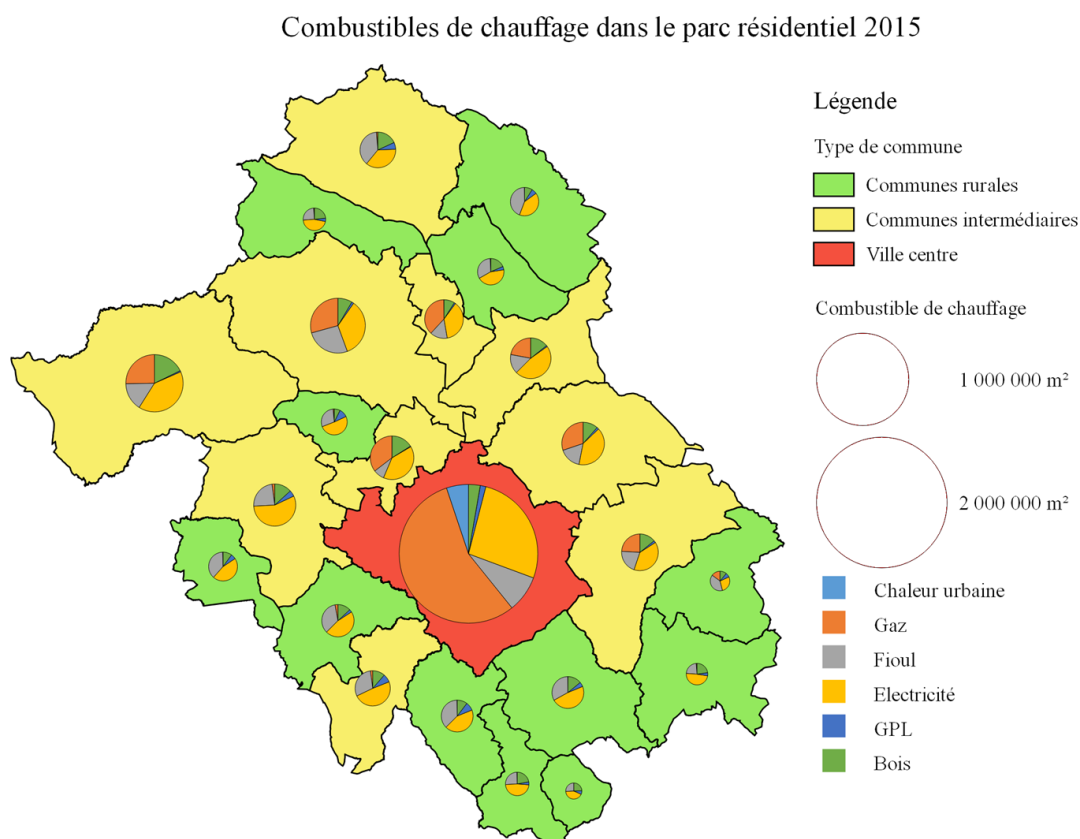


Figure 23: Distribution communale des combustibles de chauffage dans le parc résidentiel 2015 du Pays Yon et Vie

De leur côté, les communes rurales et intermédiaires présentent des moyens de chauffage fortement tournés vers l'électricité (respectivement 45 % et 40 %). Ce recours important à l'électricité dans les logements ruraux se fait surtout au détriment du bois, combustible principal pour moins de 15 % des surfaces rurales contre 28 % des logements ruraux français (INSEE 2006). Deux facteurs expliquent ce point. D'une part, la Vendée est un territoire principalement bocager dont la ressource en bois est limitée. D'autre part, en raison du fort développement démographique du territoire, le parc compte une part importante de logements récents chauffés à l'électricité à l'image du parc résidentiel neuf national. Malgré cette prédominance de l'électricité dans les communes rurales et intermédiaire, la part du chauffage électrique sur le

²⁷ Voir la répartition des combustibles de chauffages suivant la tranche d'unité urbaine sur la figure 3

Pays Yon et Vie (36 %) est représentative du parc résidentiel français (34 % d'après Ademe 2016-1 et CEREN 2015).

A l'image du parc résidentiel national, le recours aux produits pétroliers est élevé dans les communes rurales (39 %), alors qu'il est partagé avec le gaz dans les communes intermédiaires (respectivement 22 % et 23 %). Notons que seulement 5 % du parc résidentiel de la ville centre recourt au chauffage urbain.

La distribution des énergies de chauffage n'est pas homogène au sein de chaque type de commune. En effet, dans certaines communes intermédiaires l'emploi du gaz est très faible, voire nul. Le recours à l'électricité ou au fioul y est alors plus important que dans les autres communes intermédiaires, tandis que la part du bois y est comparable (Figure 23).

On constate donc qu'au-delà de la confirmation d'une distinction entre urbain et rural sur les énergies de chauffage, le parc résidentiel du Pays Yon et Vie présente trois spécificités vis-à-vis du parc français :

- Une surface de logement supérieur à la moyenne nationale de près de 10 % en raison d'un faible taux de logements collectifs et d'un développement démographique récent, notamment dans les communes rurales et intermédiaires
- Une uniformité de la surface moyenne par habitant selon la typologie de commune
- Un recours significatif au chauffage électrique au détriment du bois dans les zones rurales

Chapitre 3. Hypothèses et méthode de construction des courbes de charge des bâtiments

Pour cette thèse, la reconstitution de la consommation énergétique résidentielle est basée sur une modélisation bottom-up. Les courbes de charge sont donc calculées pour chaque bâtiment du territoire avant d'être agrégées à la maille IRIS.

La consommation des logements est traditionnellement analysée selon 4 usages : chauffage, ECS, cuisson et électricité spécifique (Raux et al. 2006, Routhier et al. 2009, Calvet et al. 2010 Cayla 2011, négaWatt 2014, Ademe 2015-1). Certains modèles associent les consommations des HVAC²⁸ : chauffage, ventilation et climatisation (Wang et Xu 2006, Heiple et Sailor 2008, McKinley et Alleyne 2008). Or, Baudry et al. (Baudry et al. 2015) estiment la consommation électrique résidentielle française pour la climatisation à 0,5 TWh en 2012, soit 0,1 % de la demande du secteur. Ce chiffre montre donc que cet usage est négligeable. De plus, la ventilation engendre une consommation d'électricité quel que soit le système de chauffage du logement. Le choix a donc été fait de l'intégrer à l'électricité spécifique. La demande de chauffage est alors calculée de manière indépendante.

On remarquera dans ce chapitre que les hypothèses proviennent de sources hétérogènes. Elles varient tant en termes temporels que spatiaux. En effet, bien que cette thèse reconstitue la consommation des logements du Pays Yon et Vie pour l'année 2015, les hypothèses sont relatives à des années allant de 2004 à 2015. Ces décalages ne représentent cependant pas un problème, chaque hypothèse ayant subi des évolutions négligeables dans l'intervalle. De même, alors que l'on modélise la consommation énergétique d'un territoire, certaines hypothèses correspondent à l'échelle régionale, voire nationale. Comme nous le verrons, la représentativité du territoire a été vérifiée pour chacun de ces cas. Cette hétérogénéité des sources permet en revanche de disposer d'hypothèses fiables et adéquates tant pour la modélisation de la consommation de 2015 que pour la scénarisation prospective à l'horizon 2050 et la quantification du gisement d'énergie renouvelable présentées au Chapitre 5.

²⁸ HVAC = Heating, Ventilation and Air-Conditioning

3.1 Combinaison de variables statiques et dynamiques pour reconstituer les courbes de charge des 4 usages résidentiels

Rappelons que la spécificité du modèle développé dans cette thèse est de fournir la répartition horaire de la demande énergétique pour chaque vecteur et chaque usage résidentiel. A cette fin, des données statiques de référence sont combinées avec des courbes de répartition dynamique (Figure 24). Ce choix résulte de causes diverses selon les usages.

Comme évoqué au paragraphe 1.2.5, suite à l'homogénéisation des modes de vie et de consommation, les facteurs comportementaux ne représentent pas un élément discriminant de la demande énergétique résidentielle suivant les territoires. En raison de la forte dépendance des consommations d'ECS, de cuisson et d'électricité spécifique aux comportements des occupants, on peut donc considérer que celles-ci diffèrent peu suivant les zones géographiques. Seule la distribution des vecteurs énergétiques pour l'ECS et la cuisson constitue un facteur de distinction entre urbain et rurale. Ainsi, la disponibilité de données de référence nationales, tant sur les volumes annuels par habitant, que sur leurs répartitions saisonnière et journalière, permet de reconstituer des profils de consommation applicables à l'ensemble de la population du Pays Yon et Vie.

En revanche, les besoins de chauffage sont spécifiques à chaque bâtiment en fonction de ses caractéristiques typo-morphologiques. Or, en dépit des travaux existants sur la typologie du parc résidentiel français (Graulière 2005, RAGE 2012), il demeure un manque de connaissance des rénovations effectuées. Il en découle une forte incertitude sur la composition de l'enveloppe des logements existants. Certains travaux de recherche solutionnent ce problème en menant des campagnes de caractérisation du parc étudié (Beckers et al. 2012). Une telle solution n'est pas envisageable pour cette thèse. Il est ainsi nécessaire de caler les charges du chauffage à partir des données statistiques de consommation annuelle disponibles et intégrant l'ampleur de ces rénovations.

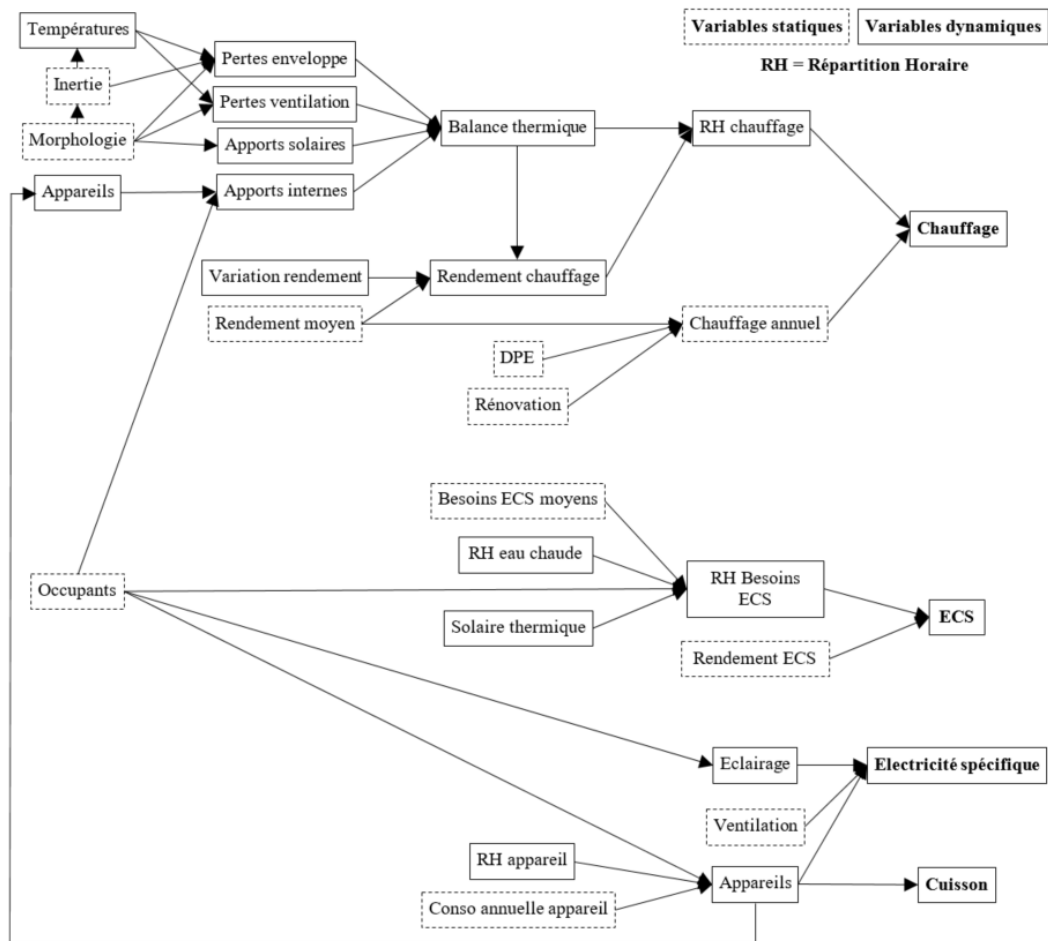


Figure 24: Schéma simplifié du calcul des consommations énergétiques d'un bâtiment

3.2 Calcul statique de la consommation de chauffage des bâtiments

Afin de reconstituer la demande dynamique de chauffage d'un bâtiment, la courbe de charge théorique est calculée à partir de ses caractéristiques typo-morphologiques. Elle est calée à l'aide de données statiques de consommation unitaire pour les raisons présentées ci-dessus.

$$Ch_b = C_{S_b} \cdot S_b \cdot \frac{Th_b}{\sum Th_b}$$

Avec :

- Ch_b : Consommation horaire d'énergie de chauffage du bâtiment « b » (W)
- C_{S_b} : Consommation unitaire annuelle de chauffage du bâtiment « b » (Wh/m²)
- S_b : Surface de plancher du bâtiment « b » (m²)

- Th_b : Courbe de charge théorique de chauffage du bâtiment « b » (W)

Notons qu'il n'existe pas de donnée disponible sur les caractéristiques typologiques des logements neufs²⁹. La reconstitution de leurs courbes théoriques de chauffage est par conséquent sujette à hypothèses. Les pratiques constructives actuelles tendent à rechercher une inertie thermique élevée. On peut donc supposer que la forme de la courbe de chauffage des bâtiments construits après 2012 est comparable à celle de logements existants à forte inertie, bien que son amplitude soit moindre grâce à une meilleure isolation. C'est pourquoi, il a été choisi de ventiler la consommation annuelle de chauffage des logements neufs sur la courbe de charge théorique des bâtiments les plus anciens, lesquels présentent une grande inertie (Graulière 2005, Borderon et al. 2008) :

$$Ch_b = Cs_b \cdot S_b \cdot \frac{Th_{<1948}}{\sum Th_{<1948}}$$

Avec :

- $Th_{<1948}$: Courbe de charge théorique de chauffage des bâtiments construits avant 1948 (W)

L'article 4 de la loi Grenelle 1 impose des contraintes aux bâtiments construits à partir de 2013 en termes de consommations énergétiques (Loi Grenelle 2009). Pour les logements, la RT2012, limite la consommation énergétique pour le chauffage, l'ECS, les auxiliaires de ventilation et la climatisation à 50 kWh_{ep}/m²/an. La RT2020 est pressentie pour imposer aux logements de produire plus d'énergie primaire qu'ils n'en consomment. En conséquence, cette thèse fixe la consommation unitaire de chauffage des logements neufs à 35 kWh/m²/an pour les logements RT2012 et 23 kWh/m²/an pour les logements RT2020.

Pour les autres types de bâtiment (combinaison d'un type d'architecture « a » et d'un type de chauffage « h »), la consommation de chauffage dépend du taux et du niveau de rénovation du parc pris en hypothèse dans les différents scénarios. On rappelle que 2 niveaux de rénovations sont envisagés, les rénovations dites « légères » induisant un taux de réduction de la demande de chauffage tandis que les rénovations dites « lourdes » permettent d'atteindre un niveau de consommation unitaire prédéfini. On obtient ainsi :

$$Cs_{a,h} = C0_{a,h} \cdot \tau_0 + Cl_{a,h} \cdot \tau_l + CL_{a,h} \cdot \tau_L$$

²⁹ Par logements neufs, on entend les logements construits à partir de 2013.

Avec :

- $C_{S_{a,h}}$: Consommation unitaire de chauffage des logements de type d'architecture « a » et de type de chauffage « h » (Wh/m²)
- $C_{0_{a,h}}$: Consommation unitaire moyenne des bâtiments non rénovés (Wh/m²)
- $C_{l_{a,h}}$: Consommation unitaire moyenne des bâtiments ayant subi des rénovations légères (Wh/m²)
- $C_{L_{a,h}}$: Consommation unitaire moyenne des bâtiments ayant subi des rénovations lourdes (Wh/m²)
- τ_0 : Part des logements non rénovés (sans unité)
- τ_l : Part des logements ayant subi des rénovations légères (sans unité)
- τ_L : Part des logements ayant subi des rénovations lourdes (sans unité)

La répartition des rénovations des logements dépend de deux variables : le taux de rénovation annuel des logements et le niveau des rénovations. Le niveau de rénovation est ici défini comme la part de rénovations lourdes dans les rénovations effectuées.

$$\tau_0 = 1 - \tau_R * N$$

$$\tau_l = \tau_R * N * (1 - \rho_L)$$

$$\tau_L = \tau_R * N * \rho_L$$

Notons que $\tau_0 + \tau_l + \tau_L = 1$

Avec :

- τ_R : Taux de rénovation annuel du parc de logements construits avant 2013 (an⁻¹, $0 \leq \tau_R \leq 1$)
- N : Durée du scénario (an)
- ρ_L : Part de rénovations lourdes dans les rénovations des logements (sans unité, $0 \leq \rho_L \leq 1$)

Pour les logements ayant subi des rénovations légères ou n'ayant subi aucune rénovation, la consommation unitaire de chauffage évolue avec l'efficacité des systèmes. En revanche, on considère que pour les logements ayant subi des rénovations lourdes, l'amélioration des systèmes de chauffage est intégrée dans la consommation prise comme hypothèse dans les scénarios, soit :

$$C_{0_{a,h}} = \frac{C_{ref_{a,h}}}{E_{a,h}} \quad C_{l_{a,h}} = \frac{C_{ref_{a,h}}}{E_{a,h}} \cdot (1 - G_l)$$

Avec :

- $C_{ref_{a,h}}$: Consommation unitaire de chauffage de référence des logements de type d'architecture « a » et de type de chauffage « h » (Wh/m²/an)

- $E_{a,h}$: Coefficient d'efficacité des systèmes de chauffage des logements de type d'architecture « a » et de type de chauffage « h » (sans unité)
- G_1 : Gain énergétique lié aux rénovations légères (sans unité, $0 \leq G_1 \leq 1$)³⁰

Le coefficient d'efficacité des systèmes de chauffage est défini par la relation suivante :

$$E_{a,h} = \frac{Rmoy_{a,h}}{RO_{a,h}}$$

Avec :

- $Rmoy_{a,h}$: Rendement moyen des systèmes de chauffage des bâtiments de type d'architecture « a » et de type de chauffage « h » pour l'année étudiée (sans unité)³¹
- $RO_{a,h}$: Rendement moyen initial des systèmes de chauffage des bâtiments de type d'architecture « a » et de type de chauffage « h » (sans unité)

La base des diagnostics de performance énergétique (DPE) publiée par l'Ademe fournit des informations sur la consommation unitaire de chauffage des logements (DPE 2016). Elle présente l'avantage de tenir compte des rénovations effectuées sur le parc existant. De plus, cette base renseigne les indicateurs typologiques pris en référence pour cette thèse : type de logement, période de construction et combustible de chauffage. Elle permet donc d'améliorer significativement la précision de la modélisation.

Afin que les consommations unitaires de chauffage prises en référence soient les plus représentatives possibles des consommations réelles des logements du Pays Yon et Vie, l'analyse des données de la base des DPE de l'Ademe a été restreinte à la zone géographique H2b de la RT2012³² à laquelle appartient le territoire. De plus, la base contenant un grand nombre de données erronées, un nettoyage a dû être effectué et seuls les logements répondant aux critères suivants ont été retenus pour cette analyse :

- Surface de plancher comprise entre 20 et 300 m²
- Consommation unitaire d'énergie primaire comprise entre 50 et 500 kWh_{ep}/m²/an
- Consommation unitaire d'énergie finale de chauffage comprise entre 50 et 500 kWh_{ef}/m²/an
- Type de bâtiment et code postal identifiables

³⁰ Le gain énergétique G_1 est défini dans les hypothèses des scénarios décrites au paragraphe 5.1.2.

³¹ Les hypothèses d'amélioration de l'efficacité des systèmes de chauffage sont définies au paragraphe 5.1.2.

³² La zone H2b correspond aux départements 16, 17, 18, 37, 41, 44, 49, 53, 72, 79, 85 et 86.

Pour chaque type de bâtiment, la consommation unitaire de chauffage de référence $C_{ref,a,h}$ correspond à la moyenne des consommations unitaires de chauffage des logements dudit type dans la base DPE (Tableau 11).

Type de bâtiment	Chaleur urbaine	Gaz	Fioul	Electricité	GPL	Bois	
Maison Individuelle	<1948	189	189	165	106	189	154
	1948-1974	213	213	222	97	213	154
	1975-1981	166	166	173	85	166	124
	1982-1989	125	125	128	75	125	105
	1990-1999	114	114	112	70	114	95
	2000-2005	99	99	94	63	99	85
	2006-2012	90	90	87	61	90	82
	2013-2019	35	35	35	35	35	35
	≥ 2020	23	23	23	23	23	23
Immeuble collectif	<1948	184	184	178	110	184	190
	1948-1974	190	190	166	91	190	120
	1975-1981	155	155	156	79	155	96
	1982-1989	125	125	128	72	125	76
	1990-1999	105	105	117	68	105	73
	2000-2005	102	102	100	65	102	69
	2006-2012	92	92	81	62	92	90
	2013-2019	35	35	35	35	35	35
	≥ 2020	23	23	23	23	23	23

Tableau 11: Consommation unitaire annuelle de chauffage prise en référence pour l'année 2015 en fonction du type de bâtiment et du type de chauffage (en kWh/m²/an)

3.3 Calcul de la distribution temporelle dynamique de la demande de chauffage

Le calcul de la répartition dans le temps de la demande de chauffage consiste en la reconstitution d'une courbe de charge théorique grâce aux données typo-morphologiques de chaque logement. Pour chaque heure de l'année, elle représente le rapport entre les besoins thermiques du bâtiment et le rendement de son système de chauffage. Les besoins dépendent de 4

composantes : les déperditions dues à l'enveloppe, les déperditions dues à la ventilation, les apports de chaleur internes et les apports solaires.

$$Th_b = \frac{B_b}{R_b} = \frac{De_b + Dv_b - Ai_b - As_b}{R_b}$$

Avec :

- B_b : Besoins horaires de chauffage du bâtiment « b » (W)
- R_b : Rendement horaire du système de chauffage du bâtiment « b » (sans unité, $0 < R_b < 1$)
- De_b : Déperditions de l'enveloppe du bâtiment « b » par conduction (W)
- Dv_b : Déperditions aérauliques du bâtiment « b » (W)
- Ai_b : Apports thermiques internes du bâtiment « b » (W)
- As_b : Apports thermiques solaires au bâtiment « b » (W)

Pour une année donnée, la période de chauffage est définie comme l'ensemble des jours pour lesquels la température maximale journalière dudit jour ou d'au moins un des deux jours précédents est inférieure à 16°C. A tout autre moment, les bâtiments sont considérés non chauffés et Th_b est nul.

3.3.1 Quatre composantes des besoins de chauffage des bâtiments

Les pertes thermiques de l'enveloppe représentent la composante principale des besoins de chauffage d'un bâtiment. Leur équation est :

$$De_b = HT_b \cdot (Te_b - T_{in}) = Ubat_b \cdot Se_b \cdot (Te_b - T_{in})$$

Avec :

- HT_b : Coefficient de déperdition de thermique de l'enveloppe du bâtiment « b » (W/K)
- $Ubat_b$: Coefficient de transmission surfacique de l'enveloppe du bâtiment « b » (W/m²/K)
- Se_b : Surface de l'enveloppe du bâtiment « b » (m²)
- T_{in} : Température intérieure des bâtiments (°C)
- Te_b : Température virtuelle extérieure du bâtiment « b » (°C)

La température virtuelle Te_b permet d'intégrer l'inertie thermique du bâtiment dans le calcul de la courbe de chauffage.

Le coefficient de transmission surfacique de l'enveloppe $Ubat_b$ représente la moyenne pondérée des coefficients de transmission surfacique des parois auxquels s'ajoutent ceux liés aux ponts

thermiques. Le projet Tabula fournit des valeurs pour ces derniers en s'appuyant sur une typologie similaire à celle de cette thèse (Tabula 2012). Celles-ci sont comprises entre 0 et 0,15 W/m²/K et sont de ce fait négligeables au regard de l'incertitude relative aux coefficients de transmission surfacique des parois. Il a été choisi de négliger les ponts thermiques. On obtient ainsi :

$$U_{bat_b} = \frac{\sum_{p \in b} U_p \cdot S_p}{S_{e_b}}$$

Avec :

- U_p : Coefficient de transmission surfacique de la paroi « p » (W/m²/K)
- S_p : Surface de la paroi « p » (m²)

La méthode 3CL-DPE emploie des coefficients de transmission surfacique des parois dépendant de la période de construction des bâtiments, de leur zone climatique et du système de chauffage (3CL-DPE 2012). Elle propose en outre des hypothèses sur les parois rénovées. Ces données ont servi de référence pour la détermination des coefficients de cette thèse (Tableau 12). On considère ici que la moitié des logements construits avant 1975 a été rénovée. Les valeurs ainsi calculés sont proches de celles du projet Ethel (Raux et al. 2005).

Type de bâtiment		mur	sol	toit	vitrage
Maison individuelle	<1948	1,75	1,5	1,5	4,7
	1948-1974	1,75	1,5	1,5	4,7
	1975-1981	1,05	0,95	0,53	4,7
	1982-1989	0,84	0,74	0,32	4,7
	1990-1999	0,53	0,63	0,26	4,7
	2000-2005	0,4	0,3	0,23	3,2
	2006-2012	0,36	0,27	0,2	3,2
Immeuble collectif	<1948	1,75	1,5	1,5	4,7
	1948-1974	1,75	1,5	1,5	4,7
	1975-1981	1,05	0,95	0,79	4,7
	1982-1989	0,84	0,74	0,58	4,7
	1990-1999	0,53	0,63	0,42	4,7
	2000-2005	0,4	0,3	0,3	3,2
	2006-2012	0,36	0,27	0,27	3,2

Tableau 12: Coefficients de transmission surfacique des parois en W/m²/K

Seconde source de déperditions thermiques des logements, les pertes aérauliques sont définies par l'équation :

$$Dv_b = 0,34 \cdot Q_b \cdot (1 - \rho_b) \cdot (T_{ext} - T_{in})$$

Avec :

- 0,34 : Capacité thermique volumique de l'air (Wh/m³/K)
- Q_b : Débit du système de renouvellement d'air du bâtiment « b » (m³/h) : $Q_b = \theta_b \cdot V_b$
- ρ_b : Rendement thermique du système de renouvellement d'air du bâtiment « b » (sans unité)
- T_{in} : Température intérieure (°C)
- T_{ext} : Température de l'air extérieur (°C)
- θ_b : Taux de renouvellement d'air du bâtiment « b » (Volume/h)
- V_b : Volume intérieur du bâtiment « b » (m³)

Le système de renouvellement d'air du bâtiment peut aller de la simple ouverture des fenêtres ou d'infiltrations « naturelles » à la VMC double flux. Quel que soit le système, le taux de renouvellement d'air est complexe à quantifier, notamment en raison de sa forte dépendance aux comportements des occupants quant à l'ouverture des fenêtres (Lucas et al. 2009) et à l'étanchéité à l'air du bâtiment. Les valeurs prises en références varient fortement d'un modèle à l'autre (Monteil 2010, Tabula 2012, Mata et al. 2014). Lucas et al. ont identifié une correspondance entre les taux de renouvellement des VMC et un manque de concordance entre ceux des autres systèmes, le choix a donc été fait de classer les bâtiments selon 2 catégories suivant qu'ils sont ou non équipés de VMC.

Pour les bâtiments non équipés de VMC, les taux de renouvellement d'air pour les logements sont inspirés du projet Tabula (Tabula 2012). Ces données permettent de définir les taux de renouvellement en fonction du type de logement et de la période de construction ou de rénovation (Tableau 13).

Période de construction ou de rénovation	Maisons individuelles	Logements collectifs
Avant 1975	0,4 Volume/h	0,2 Volume/h
1975-2000	0,2 Volume/h	0,2 Volume/h
Après 2000	0,1 Volume/h	0,1 Volume/h

Tableau 13: Taux de renouvellement d'air des bâtiments non équipés de VMC

La réglementation définit le taux de renouvellement d'air des VMC en fonction du nombre de pièces (Arrêté du 24 mars 1982 relatif à l'aération des logements – modifié par l'arrêté du 28 octobre 1983). Celui-ci a donc été rapporté au volume des logements à l'aide de la surface médiane en fonction du nombre de pièce (Lucas et al. 2009). On obtient ainsi un débit unitaire moyen de 0,79 m³/h/m² pour les maisons individuelles et de 1,08 m³/h/m² pour les immeubles collectifs (Tableau 14). En supposant une hauteur sous plafond moyenne de 3m, ces débits correspondent à un taux de renouvellement d'air de 0,26 Volume/h pour les maisons individuelles et 0,36 Volume/h pour les immeubles collectifs.

Nombre de pièces principales		1	2	3	4	5	6
Maison individuelle	Surface (m ²)	-	70	95	110	140	160
	Débit total (m ³ /h)	-	60	75	90	105	120
	Débit unitaire (m ³ /h/m ²)	-	0,86	0,79	0,82	0,75	0,75
Immeuble collectif	Surface (m ²)	27	50	70	87	100	150
	Débit total (m ³ /h)	35	60	75	90	105	120
	Débit unitaire (m ³ /h/m ²)	1,30	1,20	1,07	1,03	1,05	0,80

Tableau 14: Débit de renouvellement d'air des logements défini par la réglementation rapporté à la surface de plancher

Le rendement d'une VMC double flux correspond à la part de chaleur récupérée dans l'air extrait du bâtiment. Garbay présente plusieurs modèles de VMC double flux du marché affichant une échelle de rendements très large (45 à 97 %) (Garbay 2009). La moyenne des rendements de ces systèmes est de 71 % pour un écart-type de 14 %. Un rendement moyen de 70 % a donc été pris en référence pour les VMC double-flux.

Pour le calcul des besoins thermiques des logements, les déperditions sont diminuées des apports internes et solaires. Concernant les apports internes, Swan et al. rappellent que les utilisations finales de l'énergie sont liées entre elles (Swan et al 2011). Par exemple, les consommations d'énergie pour l'éclairage ou les appareils domestiques génèrent de la chaleur qui se substitue au chauffage. Les apports thermiques internes peuvent ainsi être de 4 origines : occupants, éclairage, appareils de cuisson et autres appareils électriques.

D'après Porcher, l'intégralité de l'énergie électrique consommée est transformée en chaleur (Porcher 1979). Izuba n'intègre cependant que 30 % de l'énergie consommée par les appareils de lavage dans les apports de chaleur internes aux bâtiments, le reste étant évacué par les eaux

de lavage (Izuba 2010). Dans cette optique, on considère que l'ensemble de la chaleur de l'ECS est évacuée par les eaux usées mais que toute celle produite par la cuisson contribue au chauffage du bâtiment. En ce qui concerne les apports des occupants, les valeurs varient selon les sources. On prend en référence un apport de 60 W par personne présente dans le logement³³. Les apports thermiques solaires proviennent du rayonnement solaire sur les parois vitrées. Ils sont définis par l'équation :

$$As_b = I_{pv} \cdot Sv_b \cdot F_s$$

Avec :

- I_{pv} : Irradiation solaire sur les parois verticales (W/m²)
- Sv_b : Surface des vitrages du bâtiment « b » (m²)
- F_s : Facteur solaire des vitrages (sans unité)

Rappelons que les parois verticales sont assimilées à des cylindres verticaux, en raison de l'hypothèse d'équiprobabilité d'orientation des bâtiments, et que les vitrages sont répartis sur les parois verticales de manière isotrope. Par conséquent, on peut assimiler l'irradiation solaire sur les vitrages à la moyenne des irradiances solaires sur 12 parois verticales séparées chacune d'un angle de 30°. Le logiciel Meteonorm fournit les valeurs de ces irradiances pour chaque heure de l'année (Meteotest 2014). Afin de tenir compte des effets d'ombrage (végétation, bâtiments voisins, encadrement de fenêtres...), le facteur solaire des vitrages est fixé à 20 %.

3.3.2 Températures pour le calcul du chauffage

Rappelons ici que le calcul statique des consommations de chauffage s'appuie sur la notion de degré jour unifié (DJU) pour représenter les effets de la température extérieure sur les besoins. La modélisation dynamique nécessite une précision temporelle plus fine impliquant trois profils de températures horaires : la température intérieure T_{in} , la température de l'air extérieur T_{ext} et la température virtuelle extérieure de l'enveloppe de chaque bâtiment Te_b .

La température intérieure représente la consigne imposée par les occupants pour assurer leur confort. Les profils sont très variables selon les sources (Laurent et al. 2006, Maïzia 2008-1, Dujin et Maresca 2010, Izuba 2010, Cerema 2015). Un profil théorique moyen a donc été créé spécifiquement pour cette thèse et appliqué à l'ensemble du parc résidentiel (Figure 25). Il

³³ Le profil de présence des occupants est présenté par la figure 32.

prévoit une réduction de la température nocturne d'un degré par rapport à la journée et une hausse d'un degré en soirée.

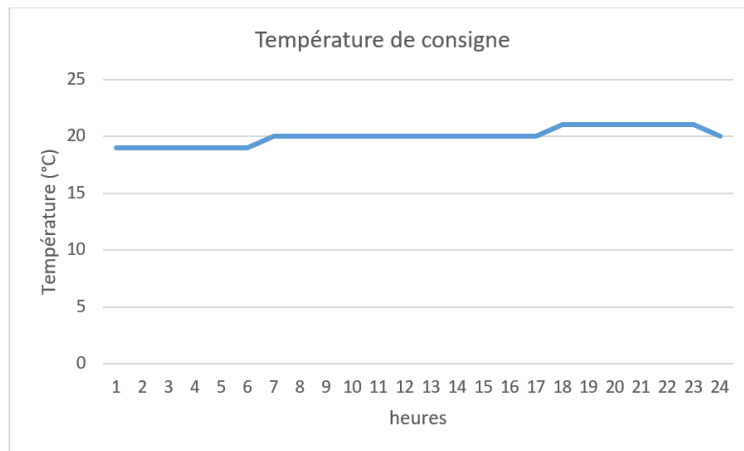


Figure 25: Profil journalier de température intérieure des logements

Le logiciel Meteonorm propose des courbes moyennes sur plusieurs années de la température de l'air extérieur à La Roche sur Yon (Meteotest 2014). Ces courbes sont employées pour le calcul des pertes thermiques aérauliques et de la température virtuelle extérieure Te_b . Celle-ci dépend des spécificités inertielles des différentes parois. Dans le calcul dynamique, elle est assimilée à la moyenne pondérée de la température virtuelle de l'enveloppe insolée et de la température du sol.

$$Te_b = \frac{(Se_b - Ss_b) \cdot Tei_b + Ss_b \cdot T_{sol}}{Se_b}$$

Avec :

- Te_b : Température virtuelle extérieure du bâtiment « b » (°C)
- $Tei_b(t)$: Température virtuelle de la surface insolée de l'enveloppe du bâtiment « b » (°C)
- Ss_b : Surface au sol du bâtiment « b » (m²)
- T_{sol} : Température du sol (°C)
- Se_b : Surface de l'enveloppe du bâtiment « b » (murs, sol, toiture et vitrages) (m²)

Dans leur modèle thermique d'échangeur air-sol, Thiers et Peuportier considèrent le sol comme un milieu homogène et invariable qui s'apparente à un massif semi-infini, caractérisé par une conductivité thermique, une masse volumique et une capacité calorifique massique (Thiers et Peuportier 2007). Ils négligent la variation du taux d'humidité du sol. Pour cette thèse, on se

place dans des conditions médianes entre un sol sableux ou argileux et un sol sec ou humide (Tableau 15).

Nature de sol	Conductivité thermique λ_{sol} (W/m/K)	Capacité thermique volumique Cv_{sol} (kJ/m ³ /K)
Argile sèche	0,6	1500
Argile saturée d'eau	1,4	2300
Sable sec	0,5	1400
Sable saturé d'eau	2,3	2400
Valeurs prises en référence	1,2	1900

Tableau 15: Caractéristiques thermiques du sol (d'après Augsburg Forage SA 2014)

D'après Tsilingiridis et Papakostas, la température du sol ne suit les fluctuations journalières de celle de l'air qu'à de faibles profondeurs (0 à 50 cm) tandis qu'à des profondeurs supérieures (1 m à 1,50 m), elle ne dépend que des variations saisonnières (Tsilingiridis et Papakostas 2014). On considère donc que la température du sol sous le bâtiment suit elle aussi les fluctuations saisonnières de la température extérieure et l'on néglige les effets de la température du bâtiment.

Dans ces conditions, la température du sol est considérée en régime quasi-permanent et peut être assimilée à une sinusoïde de période 1 an définie par la formule suivante (Bouyer 2009) :

$$T_{sol}(z, h) = T_m - A_T \cdot e^{-\frac{z}{\delta_{sol}}} \cdot \cos\left(\omega(h - h_0) - \frac{z}{\delta_{sol}}\right)$$

Avec

- z : Profondeur (m)
- δ_{sol} : Profondeur d'amortissement thermique du sol (m) : $\delta_{sol} = \sqrt{\frac{2D_{sol}}{\omega}}$
- h : Temps (h)
- h_0 : Heure correspondant au minimum de l'onde thermique climatique en surface (h)
- ω : Pulsation de la perturbation thermique (rad/s) : $\omega = \frac{2\pi}{8760 \cdot 3600}$
- T_m : Température moyenne du sol (°C)
- A_T : Demi-amplitude de la température à la surface sol (°C)
- D_{sol} : Diffusivité thermique du sol (m²/s) : $D_{sol} = \frac{\lambda_{sol}}{Cv_{sol}}$

Droulia et al. montrent que, pour le calcul journalier, en l'absence de connaissance de la température moyenne du sol, la température moyenne journalière de l'air à sa surface peut lui être substituée (Droulia et al. 2009). Cette hypothèse est ici reprise pour le calcul annuel. Les paramètres T_m , A_T et h_0 sont alors calculés à partir de la température moyenne annuelle de l'air extérieur à 5 cm du sol, fournie par le logiciel Meteonorm (Meteotest 2014), à l'aide d'une transformée de Fourier et de la méthode des moindres carrés.

Pour le calcul de la température virtuelle de la surface insolée de l'enveloppe Tei_b , la variation de la température de l'air extérieur est assimilée à une perturbation thermique périodique journalière, les fluctuations annuelles étant assimilées à un régime permanent. Dans ces conditions, la température extérieure virtuelle, à un instant donné, est définie comme la température extérieure qui, en régime permanent, produirait un apport calorifique identique à celui que le régime variable produit au même instant par les parois extérieures (Porcher 1979) :

$$Tei_b(h) = T_{moy}(h - \varphi_b) + Ca_b \cdot [T_{ext}(h - \varphi_b) - T_{moy}(h - \varphi_b)]$$

Avec :

- Tei_b : Température virtuelle de la surface insolée de l'enveloppe du bâtiment « b » (°C)
- Ca_b : Coefficient d'amortissement thermique de l'enveloppe insolée du bâtiment « b » (sans unité)
- φ_b : Déphasage thermique de l'enveloppe insolée du bâtiment « b » (h)
- T_{ext} : Température de l'air extérieur (°C)
- T_{moy} : Température moyenne sur 24h de l'air extérieur (°C)

Pour calculer l'inertie d'un bâtiment, Mata et Sasic Kalagasidis calculent sa capacité thermique comme la somme des capacités thermiques de ses parois (Mata et Sasic Kalagasidis 2009). Il est possible d'appliquer cette approche à notre méthodologie. On représente alors le coefficient d'amortissement et le déphasage de l'enveloppe comme la moyenne pondérée des coefficients d'amortissement et déphasages des parois qui la composent.

Camia introduit la notion de constante de temps relative pour calculer le coefficient d'amortissement et le déphasage d'une perturbation journalière par une paroi homogène (Camia 1973). On réduit alors les parois à leur couche structurante en négligeant les couches d'isolation et de finition dont les effets inertiels sont faibles.

$$Ca_p = 2 \cdot e^{-\sqrt{\pi \cdot Ct_p}} \quad \varphi_p = \frac{24}{2} \cdot \sqrt{\frac{Ct_p}{\pi}} \quad Ct_p = \frac{e_p^2}{24 \cdot 3600 \cdot D_p}$$

Avec :

- Ca_p : Coefficient d'amortissement thermique de la paroi « p » (sans dimension)
- φ_p : Déphasage thermique de la paroi « p » (h)
- Ct_p : Constante de temps relative de la paroi « p » (sans unité)
- e_p : Epaisseur de la paroi « p » (m)
- D_p : Diffusivité thermique de la paroi (m^2/s)

On peut donc en déduire le coefficient d'amortissement et le déphasage en fonction de l'épaisseur de la paroi et sa profondeur d'amortissement :

$$Ca_p = 2 \cdot e \cdot \frac{e_p}{\delta_p} \qquad \varphi_p = \frac{24}{2\pi} \cdot \frac{e_p}{\delta_p} \qquad \delta_p = \sqrt{\frac{2D_p}{\omega}} = \sqrt{24 \cdot 3600 \cdot \frac{\lambda_p}{\pi \cdot Cv_p}}$$

Avec :

- δ_p : Profondeur d'amortissement thermique de la paroi « p » (m)
- λ_p : Conductivité thermique de la paroi « p » (W/m/K)
- Cv_p : Capacité thermique volumique de la paroi « p » ($J/m^3/K$)

Type de logement	Période de construction	Matériau	Epaisseur e en m	Conductivité thermique λ (W/m/K)	Capacité calorifique volumique Cv (kJ/m ³ /K)
Tous	<1948	Pierre + Mortier	0,4	1,85	1950
Maison individuelle	>1948	Parpaing	0,25	0,8	1200
Immeuble collectif	>1948	Béton	0,5	1,8	2400

Tableau 16: Caractéristiques inertielles des murs en fonction du type de bâtiment

Les matériaux et l'épaisseur des couches structurantes des murs ont été choisis à partir des travaux existants sur la typologie du parc résidentiel français (Graulière 2005, RAGE 2012). Les valeurs de la conductivité thermique λ et de la capacité calorifique volumique Cv des matériaux sont fournies par Bernstein et al (Bernstein et al 1997) (Tableau 16).

Pour les planchers hauts, il est considéré que seuls des immeubles collectifs construits après 1948 sont pourvus de toitures terrasses (Graulière 2005, RAGE 2012), dont les dalles de béton léger ont une épaisseur $e = 10$ cm, une conductivité thermique $\lambda = 0,5$ W/m/K et une capacité

calorifique volumique $C_v = 1400 \text{ kJ/m}^3/\text{K}$. L'inertie thermique des toitures à double pente et des vitrages est négligée.

3.3.3 Variations des rendements de chauffage

Comme signalé au paragraphe 1.2.4, la connaissance du rendement annuel moyen des systèmes de chauffages est insuffisante dans le cadre d'une approche dynamique en raison de la variation des rendements de certains systèmes. Comme le montre Maïzia, les rendements des chaudières se dégradent en fonction des besoins de chaleur, et le modèle de dégradation détermine fortement le calcul de la consommation énergétique (Maïzia 2008-1). Vuillecard présente un comparatif de rendements de chaudières en fonction de la charge (Figure 26).

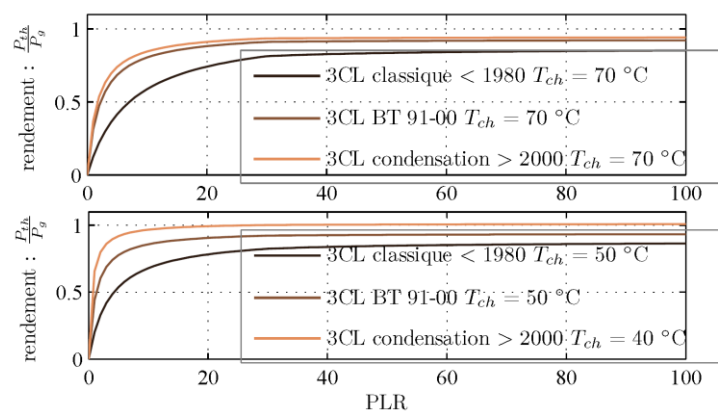


Figure 26: Comparatif des rendements de chaudière en fonction de la charge (Vuillecard 2013)

En se basant sur ces courbes, on considère que le rendement d'une chaudière varie avec la puissance appelée suivant une fonction de la forme :

$$R_{ch} = R_n \cdot \left(\frac{B_{ch}}{B_{max}} \right)^\alpha$$

Avec :

- R_{ch} : Rendement instantané du système de chauffage (sans dimension)
- R_n : Rendement du système de chauffage à puissance nominale (sans dimension)
- B_{ch} : Puissance instantanée du système de chauffage (W)
- B_{max} : Puissance nominale du système de chauffage (W)

- α : Facteur déterminant la forme de la courbe de rendement du système de chauffage en fonction de la puissance appelée ($0 < \alpha < 1$) (sans dimension)

Le facteur α est calculé à l'aide du rendement à 30 % de la puissance nominale :

$$R_{30\%} = R_n \cdot \left(\frac{B_{30\%}}{B_{max}}\right)^\alpha \quad \Rightarrow \quad \alpha = \frac{\ln\left(\frac{R_{30\%}}{R_n}\right)}{\ln(0,3)}$$

D'après les exigences de rendement fixées par l'annexe II de la Directive 92/42/CEE, le rapport moyen $R_{30\%}/R_n$ est de 96 % (Directive 92/42/CEE 1992). On fixe donc $\alpha = 0,034$. Le rendement évolue alors suivant la courbe de la figure 27.

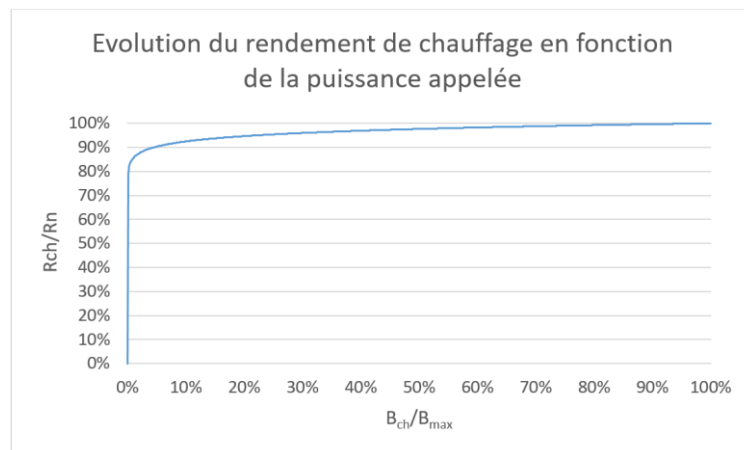


Figure 27: Evolution du rendement de chauffage en fonction de la puissance appelée

Pour l'année 2015, les rendements nominaux des chaudières (Tableau 17) ont été définis de manière empirique afin de retrouver les rendements moyens annuels proposés par le scénario négaWatt (négaWatt 2014), pris en référence pour cette thèse³⁴.

La variation du rendement de production des réseaux de chaleur est difficile à appréhender notamment en raison du phénomène de mise en série de chaudières, présenté par Maïzia, qui permet de les faire fonctionner à une puissance la plus proche possible de leur puissance nominale, réduisant ainsi la dégradation du rendement liée au fonctionnement à faible puissance (Maïzia 2008-1). On considère donc que le rendement global de la chaleur urbaine est constant. Pour l'année 2015, il est fixé à 70 %. De même, le rendement des systèmes de chauffage électriques est fixé à 97 % à tout moment de l'année.

³⁴ Voir paragraphe 1.2.4

Type de bâtiment		Gaz	Fioul	GPL	Bois
Maison individuelle	avant 1975	75 %	74 %	77 %	40 %
	1975-2012	75 %	74 %	77 %	27 %
	après 2012	75 %	74 %	77 %	72 %
Immeuble collectif	avant 1975	73 %	68 %	77 %	46 %
	1975-2012	73 %	67 %	77 %	37 %
	après 2012	73 %	68 %	77 %	72 %

Tableau 17: Rendement nominal des systèmes de chauffage à combustible pour l'année 2015

3.4 Cas particulier du chauffage d'appoint

La modélisation de la consommation de chauffage d'appoint est complexe. Celui-ci répond à un besoin de confort thermique mais aussi de plaisir (feu de cheminée) et ne dépend pas des mêmes contraintes temporelles que le chauffage principal. La méthode de calcul du chauffage principal présentée précédemment ne peut donc être appliquée aux systèmes secondaires.

Dans le cadre d'une étude menée à l'échelle de la région Centre, Energies Demain a montré que l'appoint représente 8 % de la consommation totale de chauffage résidentiel (Energies Demain 2011). Elle a une incidence forte sur la demande de bois énergie (35 %) mais limitée sur les autres combustibles (inférieur à 5 %). Le bois représente ainsi plus de 80 % du chauffage secondaire. C'est pourquoi cette thèse intègre uniquement l'appoint bois.

On ne dispose pas d'information sur la répartition horo-saisonnière de la consommation de chauffage d'appoint. Or, le bois est une énergie de stock, pour laquelle l'offre et la demande ne nécessitent pas de simultanéité. Il est donc possible de limiter l'étude de la demande d'appoint bois à une analyse statique.

Ne disposant d'aucune information sur la répartition géographique des systèmes de chauffage d'appoint, on suppose une corrélation entre la consommation de bois énergie pour le chauffage principal et secondaire. On fait ainsi l'hypothèse qu'à population égale le recours au chauffage d'appoint est plus important dans les communes rurales que dans les autres types de communes (Figure 3). Pour chaque IRIS, la demande annuelle de chauffage d'appoint dépend alors de la consommation annuelle de chauffage principal au bois et de la part de l'appoint dans la consommation totale de bois de chauffage du territoire.

$$Cb2_i = Cb1_i \cdot \frac{\tau_s}{1 - \tau_s}$$

Avec :

- $Cb1_i$: Consommation annuelle de chauffage principal au bois sur l'IRIS « i » (MWh)
- $Cb2_i$: Consommation annuelle de chauffage secondaire au bois sur l'IRIS « i » (MWh)
- τ_s : Part du chauffage secondaire dans la consommation totale de bois de chauffage (sans unité)

D'après l'Ademe le chauffage d'appoint représente actuellement 58 % de la consommation de bois de chauffage dans la région océanique à laquelle appartient le Pays Yon et Vie (Ademe 2013-2).

La consommation de chauffage d'appoint n'est pas déduite de la consommation d'énergie de chauffage principal pour trois raisons. D'une part, comme évoqué plus haut, aucune donnée n'a été trouvée sur la répartition horo-saisonnière de la consommation de chauffage d'appoint. D'autre part, une partie de la consommation de chauffage d'appoint au bois ne se substitue pas mais s'ajoute à la consommation de chauffage principal. Ceci est d'autant plus vrai que 40 % du chauffage d'appoint au bois est consommé comme « chauffage plaisir » et non pour répondre à un besoin de chaleur (Ademe 2013-2). Enfin, les systèmes de chauffage d'appoint au bois (inserts, foyers ouverts) ont des rendements moins bons que les systèmes de chauffage principal entraînant une consommation énergétique plus importante à besoin de chaleur identique.

3.5 Calcul des courbes de charge pour la production d'ECS

La modélisation effectuée pour cette thèse envisage l'emploi de trois types de production d'ECS : les systèmes de chauffage, les systèmes électriques indépendants et les systèmes gaz indépendants. Ceux-ci ne servent pas à définir la typologie des bâtiments mais sont corrélés au type de chauffage. On suppose donc que chaque bâtiment emploie les trois systèmes de production d'ECS au prorata de la répartition définie dans le tableau 6. En raison du fonctionnement d'une part des systèmes électriques indépendants pendant les heures creuses, le profil journalier varie selon les systèmes. La courbe de charge du bâtiment correspond ainsi à la somme des courbes des systèmes pondérée de leur part dans la production, soit :

$$ECS_b = \sum_s \tau_{s,b} \cdot \frac{J_b \cdot j_s}{R_s}$$

Avec :

- ECS_b : Puissance appelée par le bâtiment « b » pour la production d'ECS (W)
- J_b : Besoin énergétique journalier du bâtiment « b » pour la production d'ECS (Wh)
- $\tau_{s,b}$: Part de la production d'ECS du bâtiment « b » assurée par le système « s » (sans unité)
- j_s : Profil journalier de consommation d'énergie pour la production d'ECS par le système « s » (h^{-1})
- R_s : Rendement du système « s » pour la production d'ECS (sans unité)

Lorsque le système de chauffage sert à la production d'ECS, celle-ci s'additionne au chauffage, modifiant le rendement. Or, l'ECS représente une part à peu près constante (10 %) de la consommation d'énergie finale des résidences principales depuis les années 1980 (Ademe 2015-1). Cette part étant faible par rapport à celle du chauffage, l'utilisation de rendements constants pour la production d'ECS a un effet négligeable tant en durée qu'en énergie sur les courbes de charge globales du bâtiment. On applique donc cette simplification pour cette thèse. Les valeurs des rendements sont représentées dans le tableau 18.

Type de système	Maison individuelle	Immeuble collectif
Chaleur urbaine	65 %	42 %
Gaz (système de chauffage)	55 %	40 %
Gaz (système indépendant)	55 %	55 %
Fioul	55 %	40 %
GPL	55 %	40 %
Electricité	68 %	69 %
Bois	18 %	22 %

Tableau 18: Rendements moyens des systèmes de production d'ECS en 2015 (d'après négaWatt 2014)

Les besoins journaliers d'ECS varient suivant 3 facteurs : le nombre d'occupants, le volume journalier consommé par habitant et la différence entre la température de l'ECS et celle de l'eau du réseau.

$$J_b = C_{v_{eau}} \cdot V_{ecs} \cdot \Delta T_{ecs} \cdot O_b$$

Avec :

- $C_{v_{eau}}$: Capacité calorifique volumique de l'eau, $C_{v_{eau}}=1162,5 \text{ Wh/m}^3/\text{K}$
- V_{ecs} : Volume journalier d'ECS consommé par habitant (m^3)

- ΔT_{ecs} : Ecart de température entre l'ECS et l'eau froide du réseau (°C). $\Delta T_{\text{ecs}} = T_{\text{ecs}} - T_{\text{réseau}}$
- O_b : Nombre d'occupants du bâtiment « b »

La température de l'eau du réseau est assimilée à celle sur sol (CSTB RT2012) tandis que la température de consigne T_{ecs} est considérée constante toute l'année et fixée à 50°C (Routhier et al. 2009, négaWatt 2014).

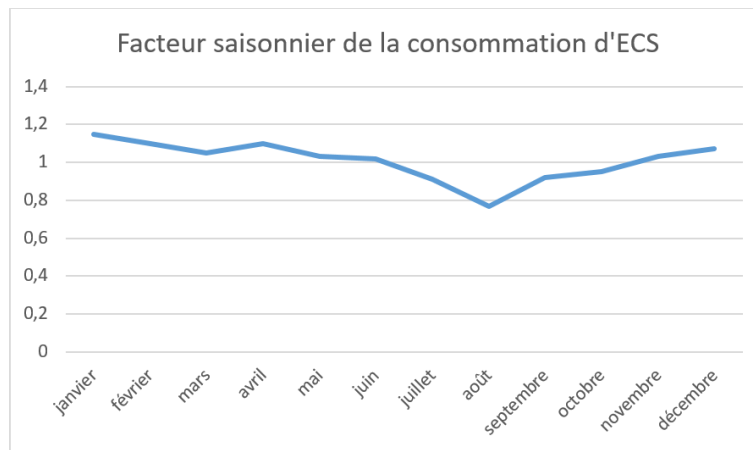


Figure 28: Variation du profil annuel de consommation d'ECS (d'après Ademe 2008)

La consommation moyenne journalière d'ECS varie presque du simple au double selon les sources (Ademe 2008, Routhier et al. 2009, négaWatt 2014). Une valeur médiane de 30 l/j/pers est prise en référence pour cette thèse. Les variations saisonnières de consommations d'ECS sont présentées par la figure 28.

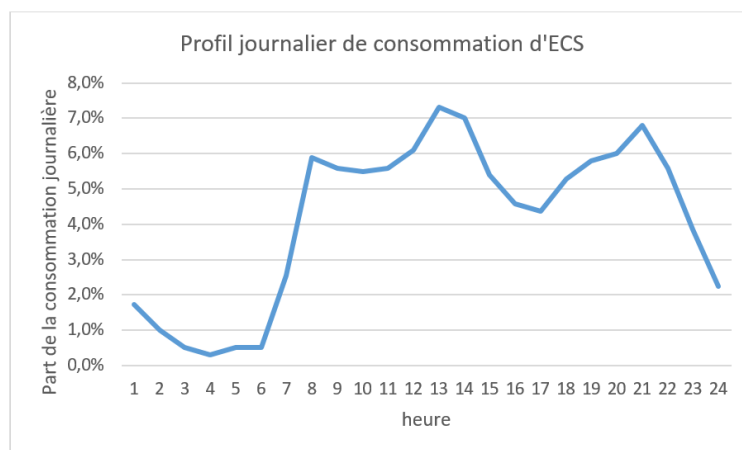


Figure 29: Profil journalier de consommation d'eau chaude sanitaire (d'après Izuba 2010)

Izuba fournit une courbe des apports de chaleurs liés à l’ECS qui peut s’apparenter à une courbe de consommation (Figure 29). Celle-ci est donc prise en référence pour définir le profil journalier moyen de production d’ECS à partir des systèmes de chauffage ou de systèmes gaz indépendants. Cependant, de nombreux ballons d’eau chaude électriques sont programmés pour fonctionner en heures creuses. On assimile alors leur profil journalier à une gaussienne, définie empiriquement, centrée sur 0h30 et d’écart-type 1h24. On considère que la moitié des ballons électriques est programmée ainsi tandis que l’autre moitié produit de l’eau chaude instantanée. Le profil journalier moyen des systèmes électriques indépendants correspond alors à celui de la figure 30.

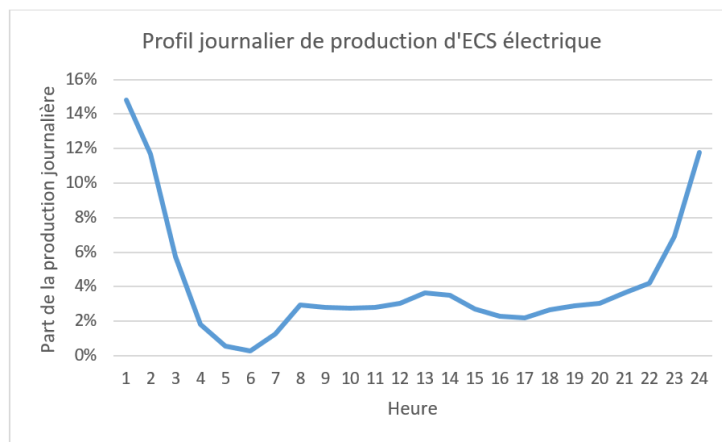


Figure 30: Profil journalier de production d’ECS électrique

3.6 Calcul des courbes de charges pour l’électricité spécifique et la cuisson

Quelques travaux consacrés à la modélisation de la consommation électrique intègrent la cuisson parmi les usages spécifiques (Yao et Steemers 2005, Richardson et al 2010, Fischer et al 2015). En raison du caractère multi-énergies de la demande de cuisson³⁵, cette thèse présente une analyse séparée de ce poste. La combinaison de la cuisson électrique et de l’électricité spécifique a cependant du sens car les courbes de charge de cuisson et de plusieurs usages spécifiques peuvent être calculées en combinant les besoins annuels par habitant, le nombre d’occupants du bâtiment et la répartition horaire de la demande au cours de l’année. Le profil

³⁵ Voir paragraphe 2.5

dynamique de chaque usage résulte alors de la combinaison d'un profil journalier et d'un facteur saisonnier³⁶. Le profil journalier représente les variations horaires de la demande au cours d'une journée type tandis que le facteur saisonnier traduit les variations de la demande mois par mois. Pour la cuisson, la courbe de charge calculée est répartie entre les différents vecteurs³⁷, tandis que la courbe de charge d'électricité spécifique résulte de la somme des différents usages.

$$C_{b,u} = C_{o_u} \cdot P_u \cdot O_b$$

Avec :

- $C_{b,u}$: Courbe de charge du bâtiment « b » pour l'usage « u » (W)
- C_{o_u} : Consommation annuelle moyenne d'énergie par habitant pour l'usage « u » (Wh)
- P_u : Profil dynamique de l'usage « u » sur un an (h^{-1}) ($\sum_{h=1}^{8760} P_u(h) = 1$)
- O_b : Nombre d'occupants du bâtiment « b »

- Postes	Appareils	Consommation moyenne (kWh/hab/an) ³⁸
Froid	Réfrigérateurs	190
	Congélateurs	148
Lavage	Lave-linge	73
	Sèche-linge	89
	Lave-vaisselle	96
Audiovisuel	Regroupement de l'ensemble des appareils audiovisuels	237
Informatique	Regroupement de l'ensemble des appareils informatiques	172
Eclairage	Regroupement de l'ensemble des appareils d'éclairage	-
Ventilation	Consommation électrique des VMC	-

Tableau 19: 6 postes d'électricité spécifique regroupant les 9 types d'appareils

Pour la reconstitution de la courbe de charge d'électricité spécifique, le modèle développé pour cette thèse intègre 9 types d'appareils électriques répartis en 6 postes, présentés dans le tableau 19. Les consommations des postes éclairage et ventilation ne peuvent pas être calculées selon la méthode précédente car la ventilation ne dépend pas du nombre d'occupant mais de la surface de plancher, tandis que le calcul de l'éclairage tient compte des apports lumineux extérieurs.

³⁶ Les profils journaliers et facteurs saisonniers pour la cuisson et les usages spécifiques de l'électricité sont présentés en annexe 2.

³⁷ Les clés de répartition des combustibles de cuisson sont définies dans le tableau 7. Pour l'année 2015, la consommation moyenne de cuisson est fixée à 475 kWh/hab/an (négaWatt 2014).

³⁸ D'après négaWatt 2014 et Enertech 2008-1 et 2

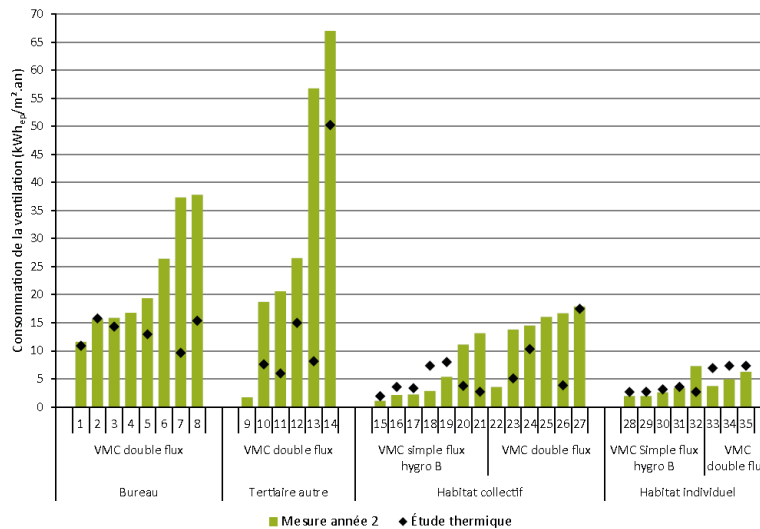


Figure 31: Consommation électrique unitaire annuelle des VMC (CEREMA 2015)

On suppose un fonctionnement continu des systèmes de ventilation. D’après le CEREMA, la consommation électrique annuelle des VMC dépend fortement du type de VMC et du type de logement (Figure 31). La puissance électrique appelée est donc définie comme :

$$VMC_b = \frac{V_{Sv,t} \cdot S_b}{8760} \quad (b \in t \cap v)$$

Avec :

- VMC_b : Puissance électrique consommée par la VMC du bâtiment « b » (W)
- $V_{Sv,t}$: Consommation électrique unitaire annuelle d’une VMC de type « v » dans un bâtiment de type « t » (Wh/m²/an)
- S_b : Surface de plancher du bâtiment « b » (m²)

Type de logement	VMC Simple flux	VMC Double flux
Maison individuelle	1 kWh _{ef} /m ² /an	2 kWh _{ef} /m ² /an
Logement collectif	2 kWh _{ef} /m ² /an	6 kWh _{ef} /m ² /an

Tableau 20: Consommations électriques des VMC prises en référence

Les besoins d’éclairage dépendent du nombre d’occupants mais aussi de leur activité dans le bâtiment. Les besoins d’éclairage d’une personne absente ou endormie ne sont statistiquement pas nuls en raison d’usages marginaux (veilleuses, oublis d’extinction...).

On obtient ainsi :

$$Ecl_b = Oa_b \cdot E_{actif} + Oi_b \cdot E_{inactif} + Ox_b \cdot E_{absent}$$

Avec :

- E_{cl_b} : Consommation électrique d'éclairage du bâtiment « b » (W)
- O_{ab} : Nombre d'occupants du bâtiment « b » présents et actifs (hab)
- O_{ib} : Nombre d'occupants du bâtiment « b » présents mais inactifs (hab)
- O_{xb} : Nombre d'occupants du bâtiment « b » absents (hab)
- E_{actif} : Puissance appelée pour l'éclairage par chaque personne active (W/hab)
- $E_{inactif}$: Puissance appelée pour l'éclairage par chaque personne inactive (W/hab)
- E_{absent} : Puissance appelée pour l'éclairage par chaque personne absente (W/hab)

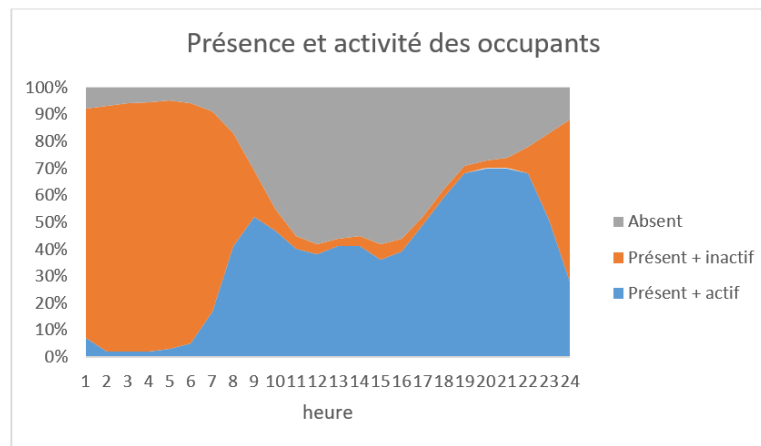


Figure 32: Profil d'activité des occupants des logements (d'après McKenna et al 2015)

Le nombre de personnes actives, inactives et absentes dépend bien entendu du nombre d'occupants du bâtiment et du profil d'occupation. McKenna et al. proposent un profil d'activité quotidienne (Figure 32) auquel on affecte un taux d'absence journalier défini à partir des travaux de Terrier (Terrier 2006).

En plus de l'état des occupants, l'éclairage est fonction de la luminosité apportée par l'environnement extérieur du bâtiment. En effet, de celle-ci dépend la puissance d'éclairage artificiel nécessaire aux occupants actifs. Widen et al. proposent une méthode intéressante pour le calcul de la puissance unitaire d'éclairage des occupants actifs (Widen et al 2009) :

$$E_{actif} = E_{min} \cdot \frac{L_{in}}{L_{lim}} + E_{max} \cdot \left(1 - \frac{L_{in}}{L_{lim}}\right) \quad \text{lorsque } L_{in} < L_{lim}$$

$$E_{actif} = E_{min} \quad \text{lorsque } L_{in} > L_{lim}$$

Avec :

- L_{in} : Eclairage naturel à l'intérieur des bâtiments (lux)

- L_{lim} : Eclairage naturel limite au-delà duquel l'éclairage artificiel n'est théoriquement pas nécessaire (lux) : fixé à 500 lux
- E_{min} : Puissance minimum consommée par personne active lorsque l'éclairage naturel est théoriquement suffisant (W/hab)
- E_{max} : Puissance maximum consommée par personne active lorsqu'aucun éclairage naturel n'est disponible (W/hab)

L'éclairage naturel à l'intérieur d'un bâtiment est défini par l'équation :

$$L_{in} = L_{ext} \cdot \frac{F_{lj}}{100}$$

Avec :

- L_{ext} : Eclairage solaire extérieur (lux)
- F_{lj} : Facteur de lumière du jour moyen des bâtiments (%)

Le facteur de lumière du jour est fixé à 2 % à partir des données du CSTC (Bodart et Deneyer). L'éclairage solaire est fourni, pour chaque heure de l'année, par le logiciel Meteonorm (Meteotest 2014).

Paramètre	Maisons individuelles	Immeubles collectifs
E_{absent} (W/hab)	2,3	1,9
$E_{inactif}$ (W/hab)	1	1
E_{min} (W/hab)	4,5	3,8
E_{max} (W/hab)	70	40

Tableau 21: Paramètres de puissance d'éclairage

Comme pour les travaux de Widen et al, les paramètres de puissance (Tableau 21) ont été définis de manière empirique afin que les courbes calculées correspondent à des mesures (Enertech 2004).

Selon Enertech, la consommation de l'éclairage est de l'ordre de 117 kWh/an/hab dans le Nord-Ouest de la France. La demande reconstituée sur le Pays Yon et Vie est de 121 kWh/an/hab. La consommation liée aux oublis d'extinction (occupants absents) représente, toujours selon Enertech, environ 5 % de la demande, soit 6,3 kWh/an/hab sur le Pays Yon et Vie.

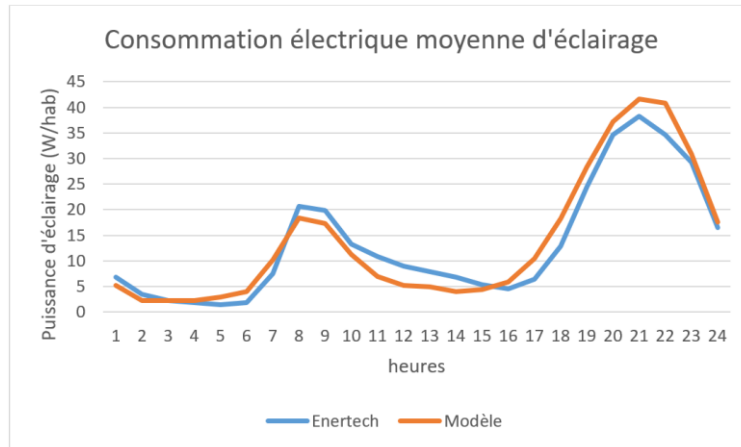


Figure 33: Comparaison entre la courbe de charge moyenne calculée pour l'éclairage et les mesures d'Enertech (Enertech 2004)

On retrouve globalement la forme de la courbe de charge d'Enertech pour le Nord-Ouest de la France (Figure 33). Les écarts constatés proviennent des différences entre le profil d'activité quotidienne réel et le profil théorique choisi pour la modélisation.

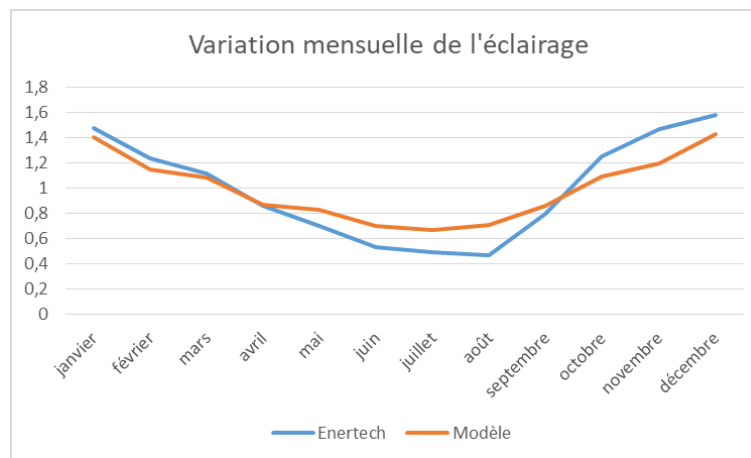


Figure 34: Comparaison entre la variation relative de la consommation électrique d'éclairage mensuelle calculée et les mesures d'Enertech (Enertech 2004)

Notons que les variations saisonnières de la consommation d'éclairage reconstituée par le modèle sont moins importantes que celles mesurées par Enertech (Figure 34).

Chapitre 4. Demande énergétique résidentielle en 2015

Afin de valider les hypothèses et la méthode de construction des courbes de charge des bâtiments, présentées au chapitre précédent, les consommations reconstituées pour le Pays Yon et Vie sont comparées à des données nationales et locales de référence. De plus, l'étude des courbes de charge du territoire renseigne sur les répercussions des spécificités du rural, identifiées au Chapitre 1, en apportant notamment un focus sur les différences entre les points de vue statique et dynamique.

4.1 Comparaison des charges théoriques avec les données réelles

Rappelons que les consommations sont calées sur la consommation annuelle réelle de gaz du territoire³⁹. Pour l'année 2015, le facteur de calage est de 0,83 (soit un écart de 17 % entre la consommation de gaz calculée et la consommation réelle fournie par les gestionnaires de réseau). Afin de valider le modèle de reconstitution des courbes de consommation énergétique résidentielle, les consommations ainsi calées ont été comparées avec plusieurs sources de référence nationales (CEREN 2013, Enedis 2016, RTE 2016) et locales (AirPL 2014).

Nous avons vu au paragraphe 1.3 que le Pays Yon et Vie est représentatif du national du point de vue de la consommation électrique résidentielle. La consommation électrique résidentielle calculée par le modèle pour l'année 2015 sur le territoire (2,4 MWh/hab) est comparable à la moyenne nationale (2,5 MWh/hab en 2013 d'après Ademe 2016-1 et CEREN 2015), confirmant cette représentativité. Par conséquent, on peut s'attendre à une corrélation entre la courbe de consommation électrique calculée et la consommation nationale.

³⁹ Voir paragraphe 2.1

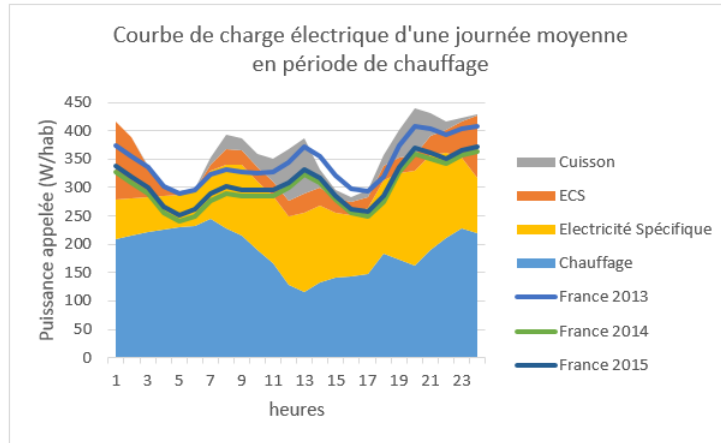


Figure 35: Courbes de consommation électrique résidentielle par habitant pour une journée moyenne en période de chauffage et comparaison avec les données nationales

Enedis fournit les courbes de consommation électrique résidentielle française pour les années 2013, 2014 et 2015 (Enedis 2016). Il a donc été possible de comparer la courbe de charge électrique calculée par habitant avec la moyenne nationale. Le coefficient de corrélation entre la courbe calculée et les données nationales varie de 0,81 à 0,86, tandis que celui des courbes de référence entre elles est inférieur à 0,90.

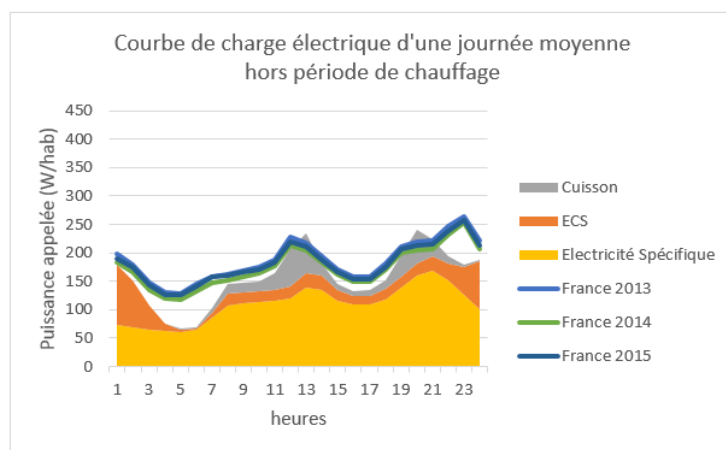


Figure 36: Courbes de consommation électrique résidentielle par habitant pour une journée moyenne hors période de chauffage et comparaison avec les données nationales

Signalons ici que la notion de saisonnalité adoptée dans cette thèse ne suit pas le calendrier habituel (hiver, printemps, été, automne). Pour simplifier, l'année est divisée en deux périodes.

La période « hivernale » correspond à la période de chauffage⁴⁰, tandis que la période « estivale » couvre le reste de l'année.

La figure 35 et la figure 36 montrent la proximité de la consommation électrique d'une journée moyenne hivernale et estivale sur le Pays Yon et Vie avec les données nationales de référence fournis par Enedis (Enedis 2016). Pour l'année 2015, la demande hivernale calculée par habitant est supérieure de 18 % à la moyenne nationale. Or nous avons vu que la surface moyenne de plancher par habitant du Pays Yon et Vie est supérieure de près de 10 % à la moyenne nationale, augmentant d'autant les besoins de chauffage. Ceci explique donc partiellement l'écart observé. Un second facteur contribue à cette surestimation de la demande hivernale. L'année 2015 fut une année particulièrement chaude, tandis que les températures du calcul thermique correspondent à la moyenne des années 2000 à 2009, plus froides. Les besoins de chauffage sont donc légèrement surévalués. Or le calage est appliqué à l'ensemble des consommations de l'année. Il est donc logique que la consommation électrique estivale, qui n'a pas été surestimée, soit inférieure de 13 % à la moyenne nationale.

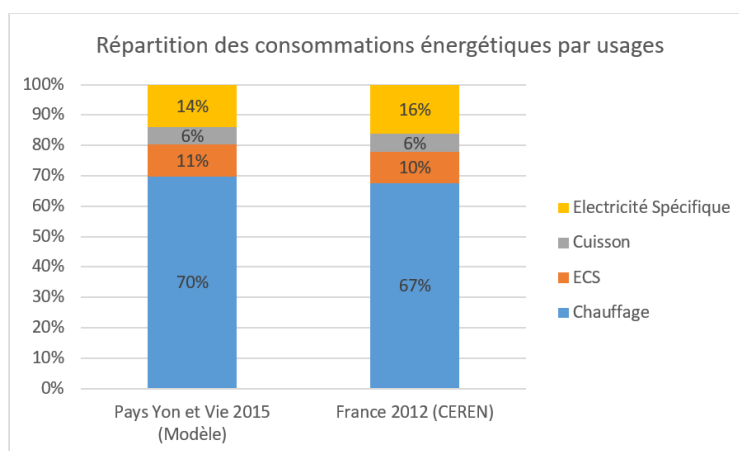


Figure 37: Comparaison entre la répartition par usages des consommations énergétiques calculées et les données du CEREN (CEREN 2013)

La figure 37 met en évidence la proximité entre la répartition par usage des consommations énergétiques résidentielles calculées sur le Pays Yon et Vie pour l'année 2015 avec la répartition nationale calculée par le CEREN pour l'année 2012. On y observe une part

⁴⁰ Rappelons que pour une année donnée, la période de chauffage correspond à l'ensemble des jours pour lesquels la température maximale journalière dudit jour ou d'au moins un des deux jours précédents est inférieure à 16°C.

légèrement plus importante des consommations de chauffage, conformément à ce qui a été décrit précédemment.

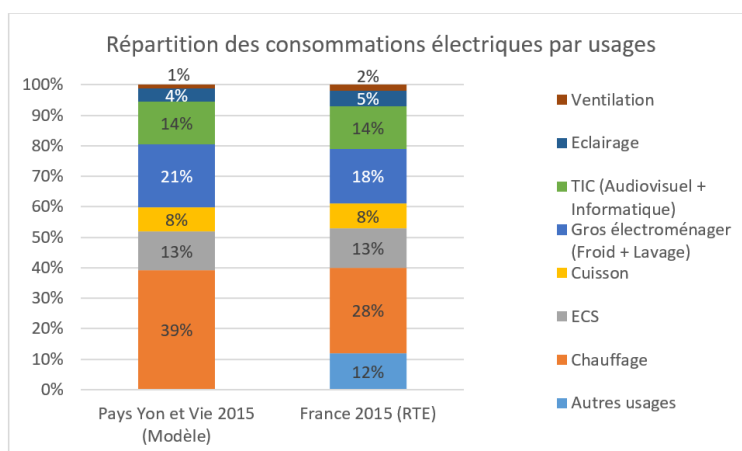


Figure 38: Comparaison entre la répartition par usages des consommations électriques calculées et les données de RTE (RTE 2016)

On constate des similitudes importantes entre la répartition par usages des consommations électriques calculées pour le Pays Yon et Vie et la répartition nationale donnée par RTE (Figure 38). Ceci permet de valider les hypothèses de calcul des consommations liées aux différents usages électriques : ECS, cuisson et usages de l'électricité spécifique. On note cependant un écart important sur la part du chauffage. Celle-ci peut s'expliquer partiellement par la non prise en compte des « autres usages électriques » dans le modèle développé, les apports calorifiques de ceux-ci étant ainsi compensés par du chauffage.

Enfin, le modèle Basémis d'Air Pays de la Loire (AirPL 2014) a été employé pour l'élaboration du SRCAE des Pays de la Loire et sert de référence locale pour les données énergétiques territoriales. Pour chaque EPCI⁴¹ de la région, il fournit les consommations statiques par secteur et par type d'énergie. La comparaison des résultats calculés pour l'année 2015 avec les données Basémis relatives à l'année 2012 atteste de la proximité des consommations reconstituées par les 2 modèles : 6 % d'écart sur la consommation énergétique résidentielle du Pays Yon et Vie (Figure 39 et Tableau 22).

⁴¹ Le Pays Yon et Vie compte deux EPCI (Etablissement Public de Coopération Intercommunale) : La Roche sur Yon Agglomération et la Communauté de Communes de Vie et Boulogne.

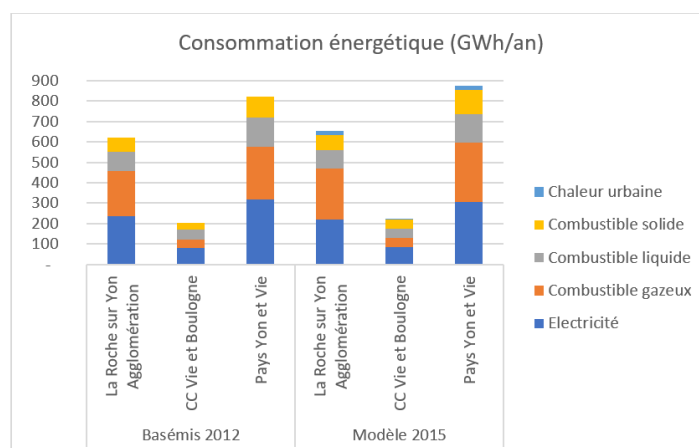


Figure 39: Comparaison entre les consommations énergétiques résidentielles calculées pour l'année 2015 et les données Basémis 2012 pour le Pays Yon et Vie

Territoire	Combustible gazeux	Combustible liquide	Combustible solide	Electricité	Total
La Roche sur Yon Agglo	14 %	-3 %	6 %	-7 %	6 %
CC Vie et Boulogne	10 %	-4 %	30 %	5 %	8 %
Pays Yon et Vie	13 %	-3 %	14 %	-4 %	6 %

Tableau 22: Ecart entre les consommations énergétiques résidentielles calculées pour l'année 2015 et les données Basémis 2012 pour le Pays Yon et Vie

En conclusion, les consommations énergétiques résidentielles calculées pour l'année 2015 sur le Pays Yon et Vie présentent une corrélation importante avec les courbes de référence nationales proposées par Enedis. La répartition de la demande annuelle par usages correspond à la moyenne nationale tant pour l'ensemble des énergies que pour le cas particulier de l'électricité. Les écarts observés sont justifiés par une spécificité du parc résidentiel local et le facteur climatique non pris en compte dans cette thèse. Enfin, la répartition de la demande annuelle par types d'énergies correspond aux données locales de référence fournies par Air Pays de la Loire.

On déduit donc de ces résultats que la reconstitution du parc de logements sur la base de caractéristiques typologiques, morphologiques et de localisation permet au modèle dynamique développé dans cette thèse d'effectuer un calcul fiable des courbes de consommation horaire de 6 vecteurs énergétiques pour les 4 usages résidentiels du Pays Yon et Vie.

4.2 Consommation énergétique selon les types de communes pour l'année 2015

4.2.1 Confirmation de l'effet prépondérant des énergies de chauffage de chauffage sur la consommation annuelle

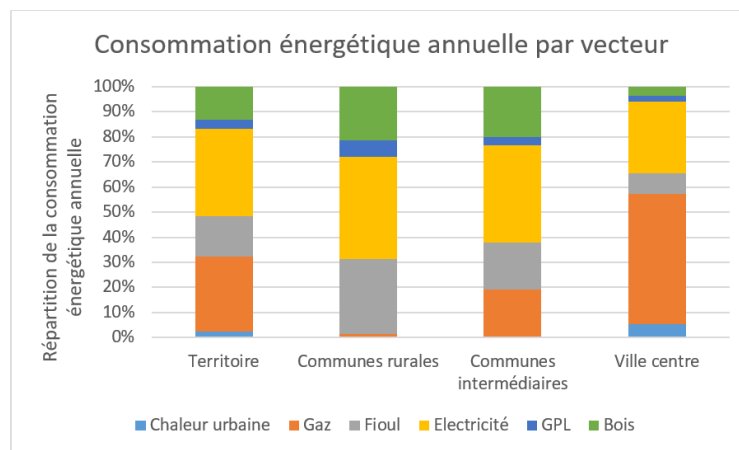


Figure 40: Répartition de la consommation énergétique 2015 par vecteur pour chaque type de commune du Pays Yon et Vie

Le chauffage représente 70 % de la consommation énergétique du Pays Yon et Vie. Or, nous avons vu qu'il existe un lien direct entre l'énergie de chauffage et celle employée pour la production d'ECS et la cuisson. On peut donc s'attendre à ce que la part des énergies de chauffage conditionne la distribution des consommations selon les différents vecteurs. La comparaison de la figure 22 avec la figure 40 corrobore cette hypothèse en montrant, pour chaque type de commune, le lien fort entre la part des différents vecteurs énergétiques pour le chauffage des logements et leur part dans la consommation énergétique annuelle. On observe cependant des divergences notables pour deux types d'énergies : le bois et l'électricité.

Alors qu'il est employé comme combustible de chauffage principal pour moins de 10 % de la surface totale de logement du territoire, le bois représente 13 % de la consommation énergétique résidentielle. Ceci s'explique principalement par le fait que, comme signalé au paragraphe 3.4, la majorité du bois énergie est consommé sous forme d'appoint, donc indépendamment d'un système de chauffage principal au bois.

Consommation énergétique résidentielle en 2015

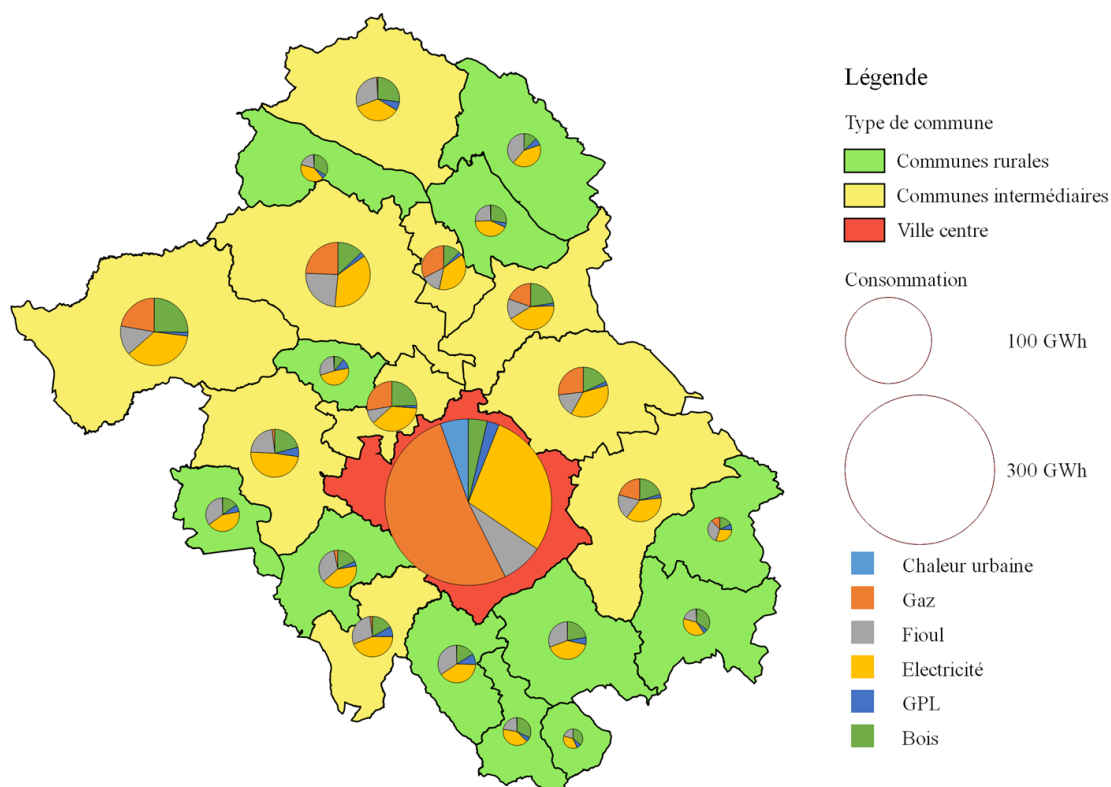


Figure 41: Distribution communale de la consommation énergétique résidentielle du Pays Yon et Vie en 2015 selon le type d'énergie

Concernant l'électricité, sa part de la consommation énergétique annuelle est de 41 % dans les communes rurales, de 39 % dans les communes intermédiaires et de 28 % dans la ville centre (Figure 40 et Figure 41), alors qu'elle sert pour le chauffage principal de respectivement 45 %, 42 % et 27 % des surfaces résidentielles (Figure 22 et Figure 23). Trois explications peuvent être avancées pour ce faible écart entre les types de communes. Tout d'abord, le chauffage électrique ayant un meilleur rendement que les autres systèmes, à besoins équivalents, la demande électrique sera plus faible que celle d'autres énergies. Ensuite, le chauffage électrique est fortement employé dans les logements récents, mieux isolés que les logements anciens (Tableau 11). En effet, plus de la moitié des logements construits depuis 2000 utilisent ce mode de chauffage, contre moins de 20 % des logements d'avant 1975. Enfin, sachant que l'électricité spécifique représente 14 % de la demande énergétique résidentielle des logements et que sa consommation par habitant est indépendante du type de commune et de chauffage des logements, il est assez logique que celle-ci contribue à réduire les écarts entre les différentes zones du territoire.

4.2.2 Analyse statique ou dynamique : des différences notables dans le poids des usages sur la demande électrique

La demande énergétique résidentielle du Pays Yon et Vie est estimée à 873 GWh en 2015, soit près de 7 MWh/hab/an. Rappelons que le principal facteur de distinction du volume annuel d'énergie consommé selon la typologie de commune est la surface des logements. Or, nous avons vu que la surface par habitant est homogène sur le territoire. On s'attend donc à ce que la demande énergétique annuelle par habitant soit constante selon la typologie de commune. Cependant, bien que la figure 42 montre de faibles écarts, on remarque qu'un habitant de la ville centre consomme près de 4 % d'énergie de plus que son homologue rural et près de 10 % de plus qu'une personne vivant dans une commune intermédiaire. L'explication principale vient de la forte croissance démographique du territoire qui, comme nous l'avons évoqué précédemment, a contribué principalement au développement des communes intermédiaires et rurales, entraînant la construction de logements neufs. A l'opposé, 43 % du parc résidentiel de la ville centre était déjà construit en 1975. Il est donc cohérent que les besoins moyens de chauffage soient moindres dans les communes rurales et intermédiaires que dans la ville centre.

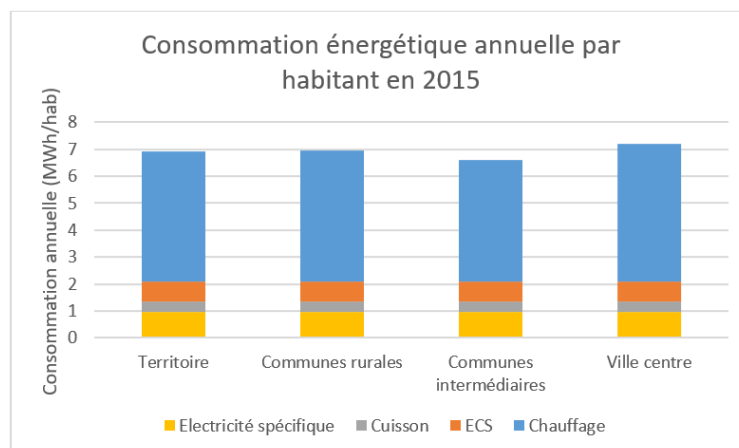


Figure 42: Consommation énergétique annuelle par habitant en 2015 selon la typologie de commune du territoire

La forte présence du chauffage électrique dans les communes rurales se retrouve dans la demande électrique par habitant (Figure 43 et Figure 44), un habitant rural consommant annuellement 38 % d'électricité de plus que son homologue urbain. Le chauffage compte ainsi pour 43 % de la consommation électrique rurale contre 34 % de la consommation électrique

urbaine. En raison du lien étroit entre combustible de chauffage, de production d'ECS et de cuisson, ces deux usages contribuent aussi à la surconsommation électrique des ménages ruraux par rapport aux ménages urbains.

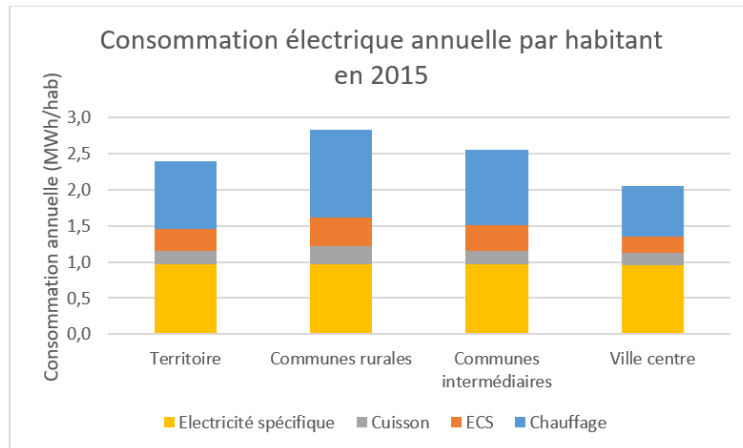


Figure 43: Consommation électrique annuelle par habitant en 2015 selon la typologie de commune du territoire

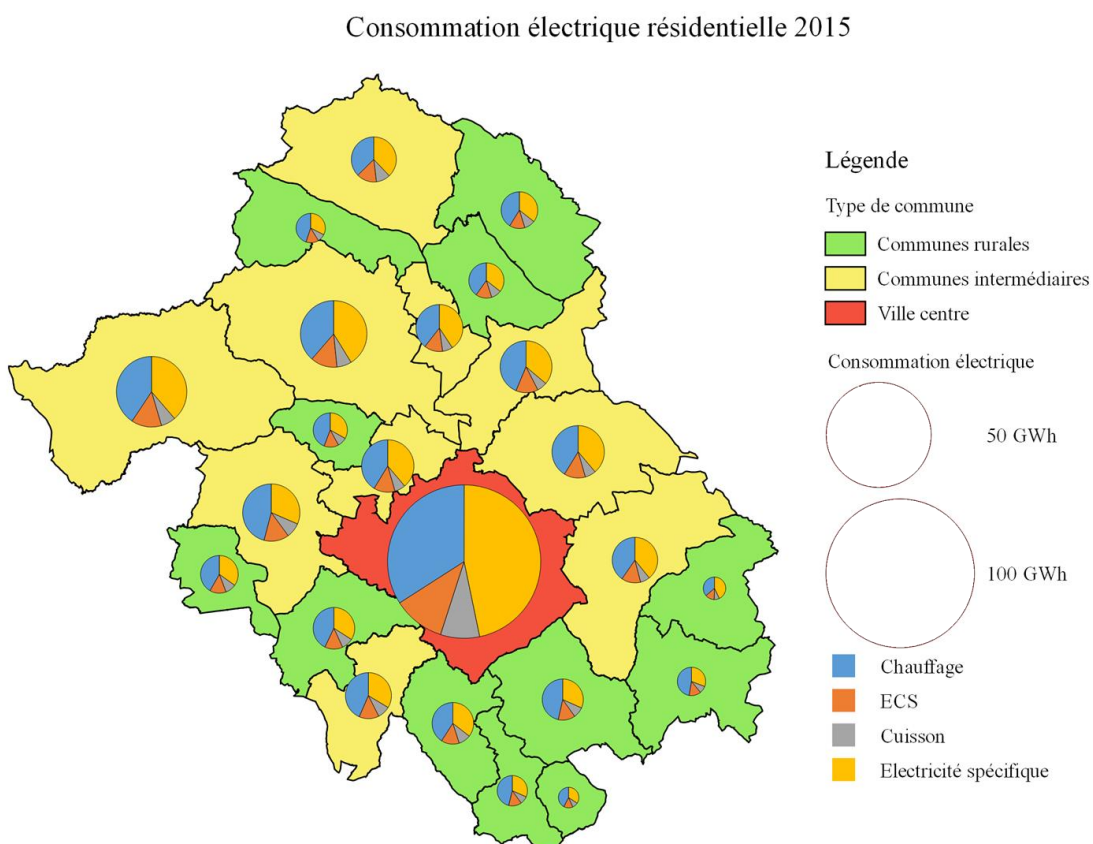


Figure 44: Consommation électrique annuelle en 2015 selon les usages

L'observation de la pointe de demande électrique (Figure 45) montre des disparités encore plus importantes entre les espaces du territoire. Le pic de puissance appelée par habitant est plus élevé dans les communes rurales par rapport à la ville centre (de près de 50 %). Cet examen dynamique confirme la contribution du chauffage au pic de consommation. Il est alors l'usage principal quel que soit le type de commune, allant de 52 % de la pointe électrique dans la ville centre à 60 % dans les communes périphériques (Figure 46).

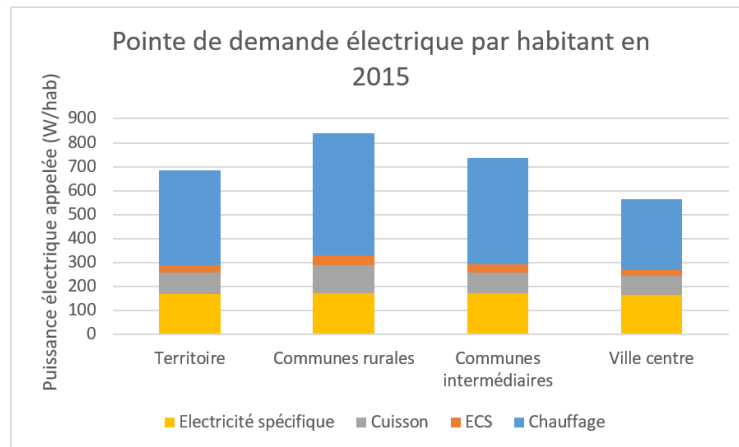


Figure 45: Pointe de demande électrique par habitant en 2015 selon la typologie de commune du territoire

De leur côté, les usages spécifiques comptent pour un quart de ce pic. Bien qu'important, leur poids dynamique est moindre par rapport à l'approche statique, où ils représentent 40 % de la consommation électrique annuelle. A l'opposé, alors que la cuisson ne représente que 8 % de la consommation électrique, elle a des répercussions plus importantes sur la pointe (13 %), celle-ci ayant lieu vers 20h. Enfin, la production d'ECS, qui compte pour 13 % de l'électricité résidentielle, a une incidence faible sur le pic (5 %).

Cette première comparaison des résultats statiques et dynamiques de la demande électrique résidentielle du Pays Yon et Vie montre que les effets des divers usages résidentiels varient nettement selon l'approche employée. Elle confirme que l'approche dynamique fournit une connaissance plus fine, tant pour l'analyse de la consommation que pour la préfiguration de la réponse du gisement renouvelable local. Elle montre notamment que le poids du chauffage est 1,5 fois plus élevé à la pointe de demande par rapport à la consommation annuelle. L'analyse

des courbes de charge s'avère alors nécessaire pour étudier les variations saisonnières associées à cet écart et les différences entre les zones urbaines et rurales du territoire.

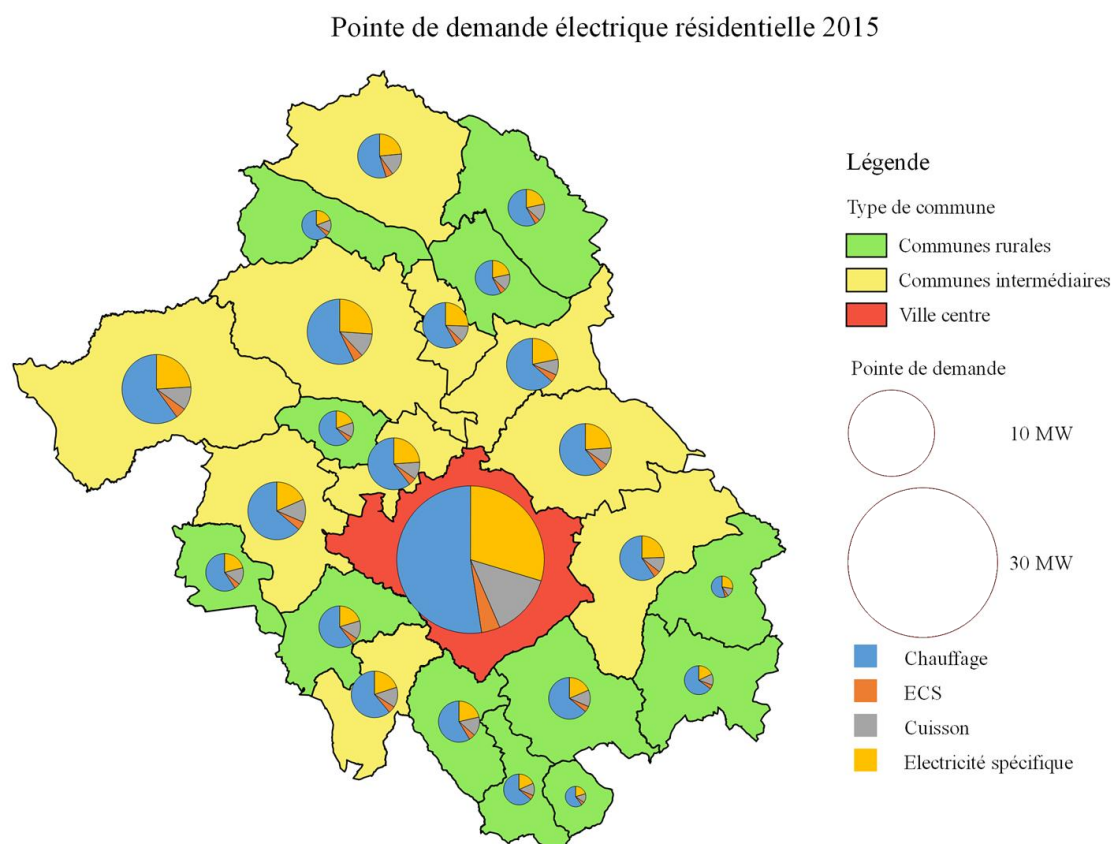


Figure 46: Pointe de demande électrique en 2015 selon les usages

4.2.3 Des variations saisonnières de la demande électrique plus importantes dans les logements ruraux que dans les logements urbains

La consommation électrique journalière moyenne du Pays Yon et Vie est 2,3 fois plus élevée en période hivernale qu'en période estivale. La courbe de charge électrique du territoire pour une journée moyenne en période de chauffage (Figure 47) met en évidence que le chauffage électrique représente la base de la demande hivernale (52 %). De plus, on observe des variations importantes de la consommation au cours de la saison de chauffe. Pour chaque heure de la journée, les écarts-types de la courbe de charge hivernale sont compris entre 9,4 et 13,5 MW. La demande horaire présente alors un coefficient de variation de 20 à 34 %. L'écart entre les courbes des extremums est compris entre 47 et 60 MW, soit 1 à 1,4 fois la puissance horaire

moyenne, et la pointe annuelle de demande électrique est supérieure de 56 % à la pointe journalière moyenne en période de chauffage.

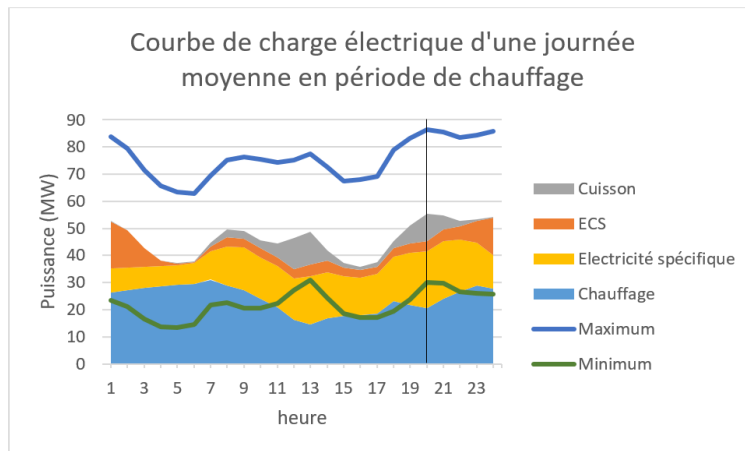


Figure 47: Courbe de charge électrique d'une journée hivernale moyenne sur le Pays Yon et Vie en 2015

A l'opposé, on observe une plus grande homogénéité de la demande journalière au cours de la période estivale avec, pour chaque heure de la journée, des écarts-types compris entre 0,2 et 2,2 MW, soit des coefficients de variations de 2 à 9 %. L'écart entre les courbes des extremums de la demande estivale varie alors de 0,7 à 8,3 MW, soit 9 à 35 % de la puissance moyenne selon les heures de la journée (Figure 48).

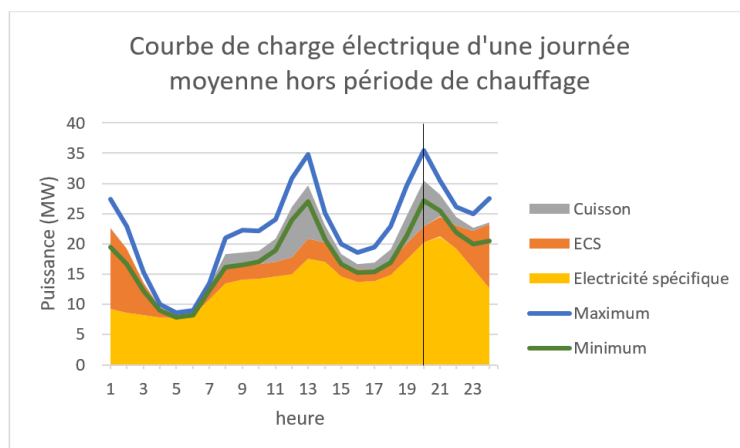


Figure 48: Courbe de charge électrique d'une journée estivale moyenne sur le Pays Yon et Vie en 2015

La forte volatilité de la demande électrique hivernale comparée à la relative homogénéité de la demande estivale démontre une nouvelle fois que le chauffage est la principale cause des fortes variations saisonnières de la demande électrique résidentielle. Plusieurs questions subsistent cependant. Quelles sont les propriétés de ces variations ? Sont-elles régulières ou désordonnées ? Quels sont les effets de la forte pénétration du chauffage électrique sur les variations saisonnières de la demande électrique rurale vis-à-vis de la demande urbaine ?

Afin d'analyser les variations saisonnières de l'offre et de la demande électrique, plusieurs notions ont été adoptées dans cette thèse. La moyenne mobile saisonnière (MMS) de la consommation, de la production ou de la balance électrique correspond à la moyenne de celle-ci sur 30 jours glissants. Ainsi, pour une variable donnée, la courbe de variation saisonnière associée fournit, pour chaque heure de l'année, la moyenne des valeurs sur les 360 heures précédentes et les 360 heures suivantes. L'amplitude de variation saisonnière (AVS) d'une variable est définie comme la différence entre le maximum et le minimum de sa MMS, tandis que le taux de variation saisonnière (TVS) correspond au rapport entre ces deux valeurs.

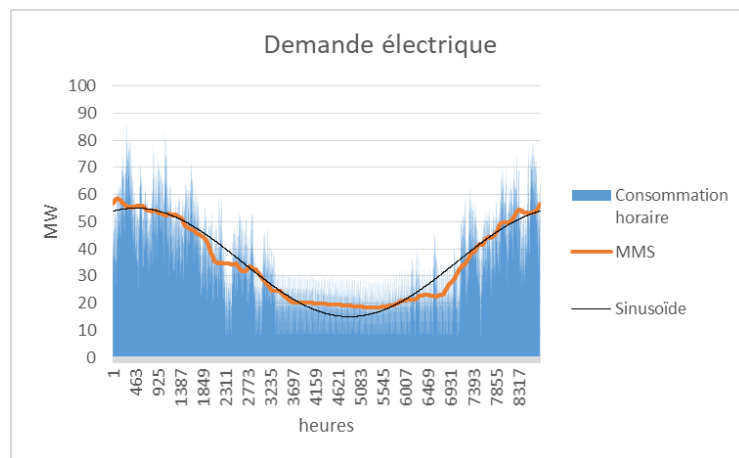


Figure 49: Variations horaire et saisonnière de la demande électrique résidentielle du Pays Yon et Vie en 2015⁴²

⁴² Equation de la sinusoïde : $y = 35 + 20 * \sin\left(2\pi \cdot \frac{h+1715}{8760}\right)$

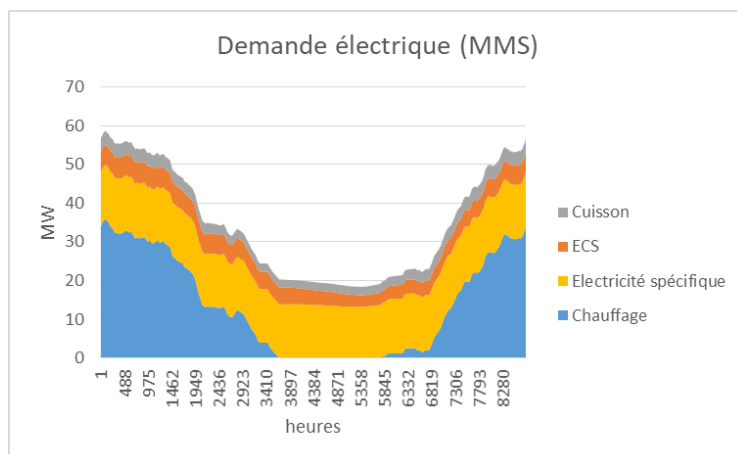


Figure 50: Variations saisonnières de la demande électrique résidentielle du Pays Yon et Vie selon les usages en 2015

Bien que la demande électrique du Pays Yon et Vie présente de fortes variations journalières et hebdomadaires, sa MMS affiche un coefficient de corrélation de 0,98 avec la sinusoïde de la figure 49. Son AVS s'élève à 40 MW pour un TVS de 3,2. Le chauffage présente à lui seul une AVS de 36 MW, lorsque celle des autres usages va de 1,2 à 2,5 MW. Ici encore, l'observation de la variation saisonnière de la demande électrique selon les différents usages résidentiels atteste du rôle majeur du chauffage qui représente la raison principale de cette variation quasi-sinusoidale (Figure 50).

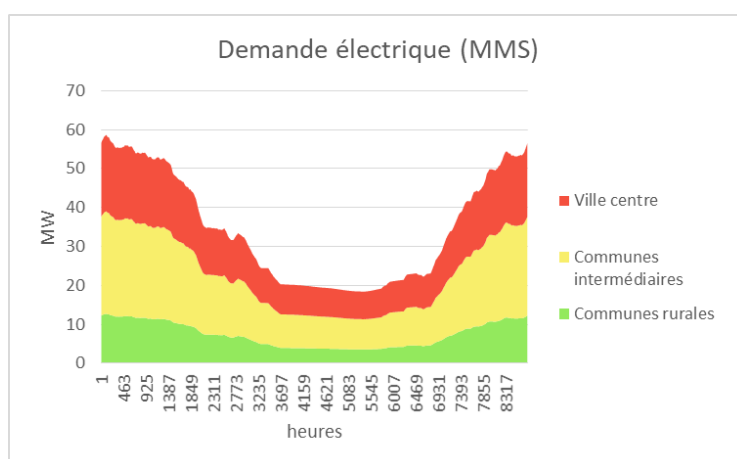


Figure 51: Variations saisonnières de la demande électrique résidentielle du Pays Yon et Vie selon la typologie de communes en 2015

Cet effet prépondérant du chauffage sur les variations saisonnières de la demande électrique entraîne des différences de consommation selon la typologie de commune. En effet, nous avons vu que les communes rurales recourent fortement au chauffage électrique, tandis que la ville centre est majoritairement chauffée au gaz. Il est donc logique d'observer un TVS de la demande électrique nettement plus élevé dans les communes rurales (3,6) par rapport à la ville centre (2,8) (Figure 51). Ainsi, avec une moyenne de 10,6 kWh par jour, un habitant rural présente une consommation électrique hivernale 46 % plus élevée que celle de son homologue urbain et son appel de puissance est supérieur en moyenne de 39 à 57 % selon les heures de la journée (Figure 52). Ceci prouve que les écarts importants de la demande électrique par habitant entre les zones urbaines et rurales ne se limitent pas à la pointe hivernale mais sont relatifs à la période de chauffage dans son ensemble.

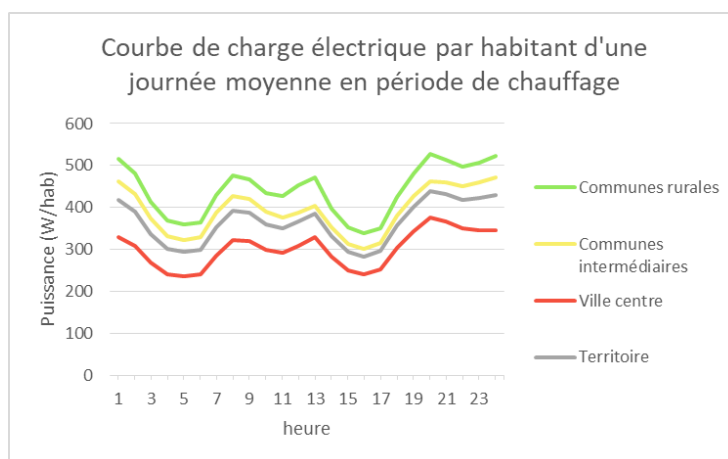


Figure 52: Courbe de charge électrique par habitant d'une journée hivernale moyenne selon la typologie de commune

Hors de la période de chauffage, la demande électrique des habitants des différentes zones du territoire présente une plus grande homogénéité (Figure 53). La consommation journalière estivale d'un individu rural étant malgré tout supérieure en moyenne de 17 % à celle d'un urbain⁴³, en raison d'un recours plus important à l'électricité pour la cuisson et la production d'ECS. Ceci entraîne des divergences notables des courbes de charge urbaine et rurale à 1h (production d'ECS), 13h et 20h (cuisson). Ces écarts mettent en évidence les effets non négligeables de certains usages sur les pointes de demande journalières. Notons ainsi que la

⁴³ La consommation électrique d'un habitant de la ville centre une journée moyenne hors période de chauffage est 3,5 kWh contre 4,1 kWh pour un habitant d'une commune rurale (Figure 53).

cuisson compte en moyenne pour 18 % des pics quotidiens hivernaux (Figure 47) et pour 25 % des pics quotidiens estivaux (Figure 48). Cette incidence de la cuisson accentue les écarts entre zones urbaines et rurales.

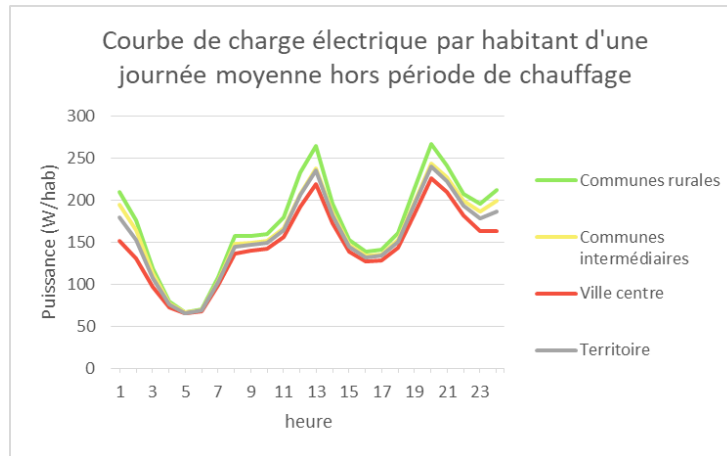


Figure 53: Courbe de charge électrique par habitant d'une journée estivale moyenne selon la typologie de commune

On remarque enfin que, bien qu'elle soit homogène sur l'ensemble du territoire et ne contribue pas à la distinction entre l'urbain et le rural, l'électricité spécifique compte pour 38 % des pointes électriques journalières hivernales (Figure 47) et 67 % des pointes estivales (Figure 48). Elle représente donc un enjeu fort de leur réduction.

A ce stade de la thèse, il est possible d'observer plusieurs faits tant sur les spécificités des consommations énergétiques des logements ruraux vis-à-vis des logements urbains, que sur les apports de l'analyse dynamique de ces consommations.

L'approche dynamique permet de mettre en évidence les variations de consommation pour les différents usages énergétiques. Ceci est particulièrement intéressant pour l'électricité qui nécessite un équilibre constant entre offre et demande. L'approche dynamique montre l'importance des variations saisonnières de la consommation électrique, imputable principalement au chauffage. Elle montre aussi la nécessité de tenir compte des usages spécifiques et de cuisson qui contribuent aux pics électriques journaliers.

En outre, l'approche dynamique permet de mettre en évidence les fortes disparités de consommation électrique entre les résidents urbains et ruraux, principalement en période hivernale. Ces écarts sont des conséquences du fort recours au chauffage électrique dans les

communes rurales du Pays Yon et Vie, ce qui accentue la variation saisonnière de la demande de ces zones, les pointes électriques de la demande par habitant étant nettement plus élevées en milieu rural qu'en milieu urbain.

Enfin, bien qu'il existe un lien fort entre la part de chaque énergie dans la consommation résidentielle et la composition du chauffage principal, on remarque des discordances notables pour deux énergies : le bois et l'électricité. Le fait qu'une part importante des usages électriques sont identiques en ville et en campagne réduit les écarts de consommation entre urbain et rural. A l'opposé, la part importante de chauffage d'appoint dans la consommation de bois accentue les divergences territoriales relatives à cette énergie.

Chapitre 5. Scénarios prospectifs et gisement d'énergie renouvelable du territoire

L'analyse de la consommation énergétique résidentielle du Pays Yon et Vie en 2015 a permis d'identifier des différences significatives selon la typologie de commune des logements. L'approche dynamique a notamment montré des divergences relatives aux variations de la demande, notamment aux pointes. Il s'agit ici de poser les hypothèses sur l'évolution prospective du parc qui permettront de mettre en évidence les effets de la démographie et de la transition énergétique sur les besoins des logements mais aussi sur la capacité du gisement local d'énergie renouvelable à y répondre. L'horizon 2050 est couramment adopté pour les exercices de prospective énergétique. Il a notamment été pris en référence lors du Débat National sur la Transition Energétique et pour les objectifs de la loi de Transition Energétique pour la Croissance Verte.

5.1 Scénarios prospectifs de la demande énergétique résidentielle à l'horizon 2050

5.1.1 Choix de scénarios centrés sur la transition énergétique du parc en raison d'effets démographiques faibles

Afin de répondre au double objectif d'identifier les spécificités de la consommation énergétique résidentielle rurale et la réponse horo-saisonnière du gisement renouvelable local à la demande des logements, deux jeux de scénarios prospectifs ont été envisagés à l'horizon 2050 :

- Un jeu de scénarios de développement démographique du territoire
- Un jeu de scénarios technologiques du parc de logements

L'analyse de la consommation énergétique du Pays Yon et Vie a confirmé que la localisation des logements est parmi les facteurs déterminants de la demande résidentielle. Le jeu de scénarios de développement démographique du territoire a donc été créé pour analyser les effets

du développement démographique urbain ou rural sur les consommations énergétiques. Trois scénarios ont été construits : un scénario de « développement démographique tendanciel » qui prolonge les tendances observées entre 1999 et 2008, un scénario de « développement urbain » qui envisage la construction de logements neufs uniquement dans la ville centre, et enfin un scénario de « développement rural » qui ne prévoit la construction de nouveaux logements que dans les communes rurales. On constate que le scénario tendanciel correspond à un fort développement des communes intermédiaires.

L'analyse de la réponse horo-saisonnaire des énergies renouvelables locales à la demande s'appuie sur deux scénarios technologiques du parc résidentiel du territoire. Un scénario de « référence » envisage une prolongation des tendances actuelles de rénovation des logements, de distribution des énergies de chauffage et de comportement des occupants, tandis que le scénario « volontariste » inscrit le territoire dans une démarche TEPOS basée sur le triptyque négaWatt :

- Sobriété : effort comportemental de réduction des consommations
- Efficacité : amélioration de l'efficacité thermique des logements et des systèmes
- Renouvelables : fin des énergies fossiles (fioul et GPL) et couverture des besoins avec des énergies renouvelables locales (électricité renouvelable, bois et biogaz)

Ces deux scénarios représentent ainsi deux situations extrêmes, d'un côté un scénario de référence n'intégrant pas d'action particulière de réduction des consommations, de l'autre un scénario volontariste basé sur une des démarches de transition énergétique les plus ambitieuses envisagées par les prospectivistes. La prospective consistant à explorer le champ des possibles, ce choix des extrêmes permet d'affirmer que, quel que soit la trajectoire réelle prise par le territoire, on peut s'attendre à ce qu'en 2050 les consommations soient comprises entre le minimum correspondant au le scénario volontariste et le maximum correspondant au le scénario de référence.

Le croisement de ces deux jeux de scénarios aboutit à la création des 6 scénarios présentés dans le tableau 23.

Scénarios technologiques du parc résidentiel	Développement démographique tendanciel	Développement rural	Développement urbain
Référence	Scénario de référence avec développement démographique tendanciel	Scénario de référence avec développement démographique exclusivement rural	Scénario de référence avec développement démographique exclusivement urbain
Volontariste	Scénario volontariste avec développement démographique tendanciel	Scénario volontariste avec développement démographique exclusivement rural	Scénario volontariste avec développement démographique exclusivement urbain

Tableau 23: Les 6 scénarios prospectifs définis pour cette thèse

On constate alors que le développement démographique urbain ou rural du territoire a des répercussions faibles sur les consommations énergétiques. Les effets sur le volume annuel d'énergie consommée sont négligeables (variation maximale de 1,3 %). La seule répercussion notable est observée sur la distribution de la consommation avec une réduction de la demande de gaz pouvant aller jusqu'à 18 % pour un développement rural par rapport à un développement urbain, en raison de l'indisponibilité du réseau de gaz dans les communes rurales. Cette baisse de la consommation annuelle de gaz est alors compensée par le bois, les produits pétroliers et l'électricité. Enfin, la réglementation thermique impose une forte réduction des besoins de chauffage des logements neufs par rapport au parc existant, réduisant leur poids sur les consommations. Ainsi, bien que les logements ruraux recourent fortement au chauffage électrique et contribuent à la pointe de consommation hivernale, l'incidence du parc neuf est faible. Le type de développement démographique a peu d'effet sur ce pic. L'écart maximum de la pointe électrique hivernale entre un développement rural ou urbain est de 8 MW, soit 6 %. Les effets de la localisation des logements sont donc d'avantage liés au parc existant qu'au parc à venir.

En conséquence, il a été fait le choix de négliger les effets démographiques et de se focaliser sur les effets de la transition énergétique résidentielle en se limitant aux deux scénarios de développement démographique tendanciel. Les hypothèses retenues dans ces deux scénarios, « Référence 2050 » et « Volontariste 2050 », sont résumées dans le tableau 24.

La prolongation tendancielle de l'évolution démographique observée entre 1999 et 2008 génère une augmentation forte de la population du territoire qui atteint 175 000 habitants en 2050, soit

une hausse de près de 40 % par rapport à 2015. Ceci correspond au développement planifié par le SCOT du Pays Yon et Vie⁴⁴.

Leviers	Scénario Référence 2050 Prolongation des tendances actuelles	Scénario Volontariste 2050 Sobriété, Efficacité, Renouvelables
Rénovation des logements	Rénovation de 35 % du parc (1 %/an) -20 % de chauffage par logement rénové	Réhabilitation « BBC rénovation » de tous les logements existants
Energies de chauffage	Prolongation des tendances observées entre 1999 et 2008 tant dans le neuf que dans l'existant	Maximisation du recours au bois Maintien d'une part des logements chauffés au biogaz Fin du chauffage électrique et fossile ainsi que de l'appoint bois
ECS	Consommation constante Pas de solaire thermique	-33 % de volume consommé* Solaire thermique dans tous les logements pouvant être équipés
Cuisson	Consommation constante	-33 % de consommation*
Electricité spécifique	Hausse de la consommation par habitant pour tous les usages sauf le froid et l'éclairage*	Réduction importante de la consommation par habitant pour tous les usages*
Démographie		+40 % de population +75 % de surface de plancher

* d'après négaWatt 2014

Tableau 24: Résumé des hypothèses des scénarios prospectifs

Les évolutions, tant de la démographie que des surfaces habitables, varient fortement selon les types de communes avec un développement beaucoup plus important des communes périphériques que de la ville centre (Figure 54). Ainsi, la population augmente de 52 % sur les communes rurales et 61 % sur les communes intermédiaires, contre 11 % sur la ville centre.

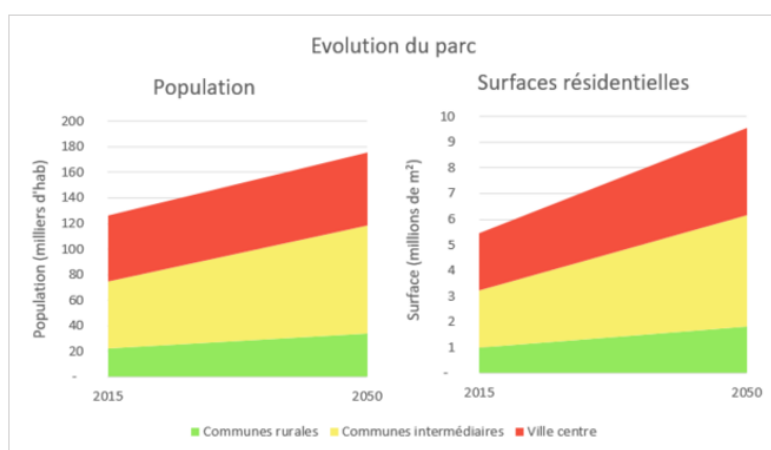


Figure 54: Evolution de la population et des surfaces de logement

⁴⁴ Le SCOT du Pays Yon et Vie prévoit que la population du territoire atteigne 147 100 à 151 900 habitants en 2030. La prolongation de cette tendance conduirait à une population de 173 000 à 183 000 habitants en 2050.

D'après les recensements de l'INSEE, sur le Pays Yon et Vie, la surface moyenne est passée de 36 m²/hab en 1999 à 41 m²/hab en 2008, avec des écarts importants entre le neuf et l'ancien. Ainsi, en 2008, alors que la surface moyenne des logements neuf est de 37 m²/hab, celle des logements construits avant 2000 est de 42 m²/hab. Le parc existant en 1999 a donc vu la surface moyenne par habitant augmenter de 16 % en moins de 10 ans. L'INSEE explique cette hausse par un phénomène de décohabitation observé depuis les années 1980 sur le parc résidentiel français (INSEE 2017). Cette augmentation est prolongée dans les deux scénarios et les logements passent ainsi de 43 m²/hab en moyenne en 2015 à 55 m²/hab en 2050. La surface résidentielle augmente donc proportionnellement plus vite que la population : +75 % entre 2015 et 2050.

Ainsi, en raison de la combinaison d'une forte hausse de leur population et de l'augmentation de la surface par habitant, plusieurs communes intermédiaires présentent un parc résidentiel majoritairement neuf (RT2012 ou RT2020) en 2050 (Figure 55).

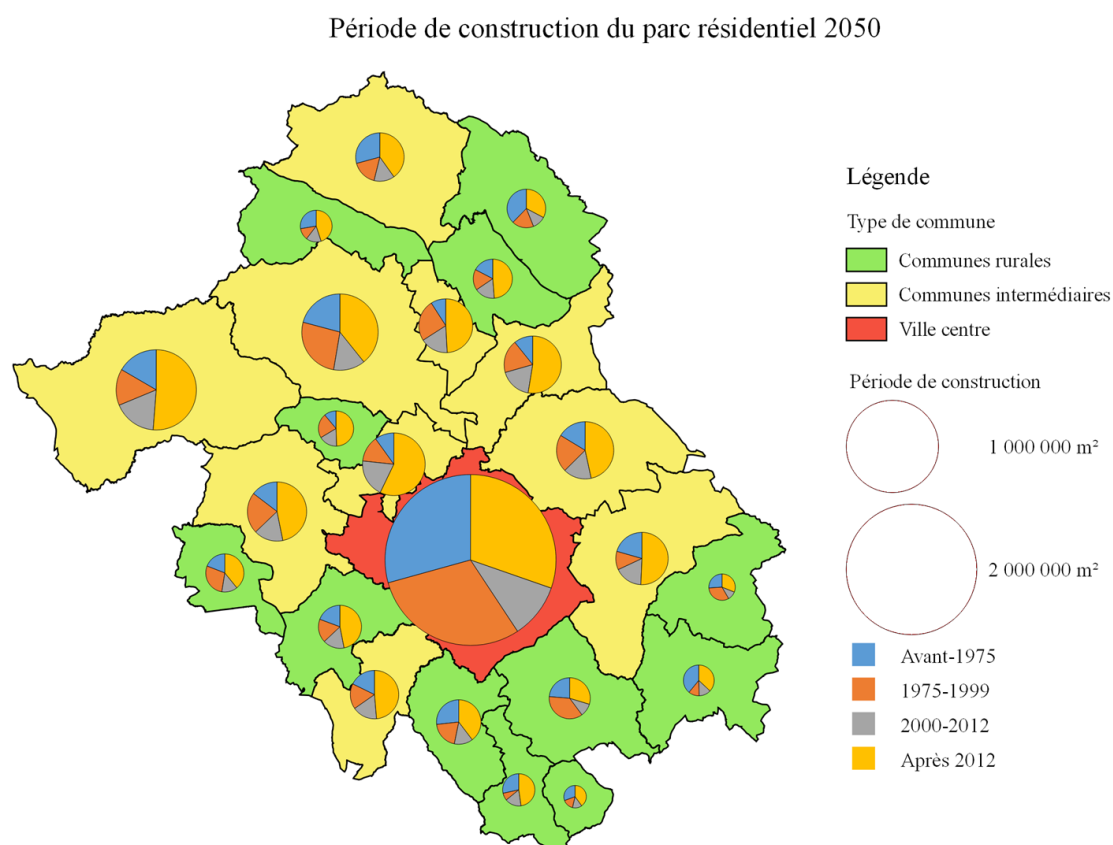


Figure 55: Distribution communale des périodes de construction du parc résidentiel 2050 du Pays Yon et Vie

5.1.2 Hypothèses relatives au chauffage des logements

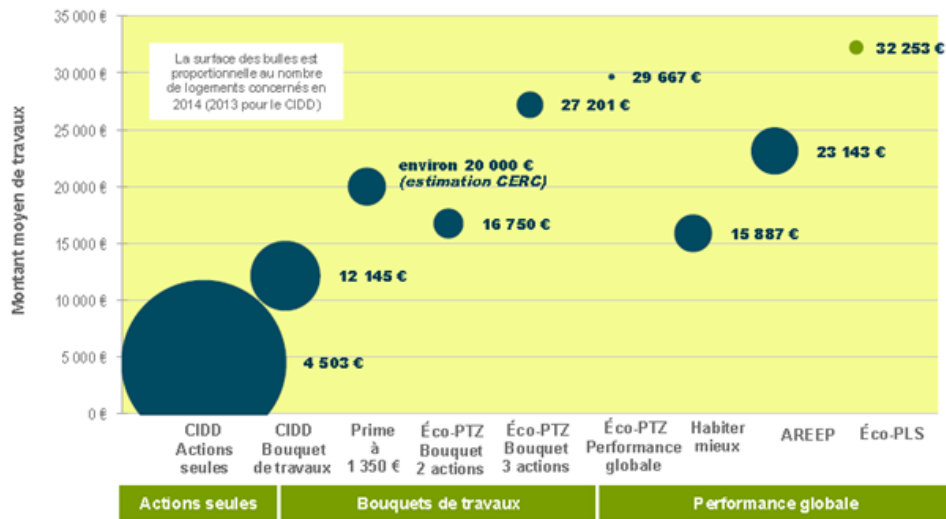


Figure 56: Bilan des dispositifs en faveur de la rénovation des logements en Pays de la Loire en 2014 (CERC PdL 2015)

La Cellule Économique Régionale de la Construction des Pays de la Loire dresse le bilan des systèmes d'aide à la rénovation énergétique en 2014 (Figure 56). Ces informations, bien qu'incomplètes pour identifier précisément le nombre de rénovations annuelles et leur niveau, permettent d'estimer le rythme actuel en Pays de la Loire à 15 000 logements par an, soit 1 % du parc régional. Grâce aux données sur le recours aux aides du programme Habiter Mieux de l'ANAH⁴⁵, à l'AREEP⁴⁶ et à l'Eco-Prêt Logement Social, on estime qu'un tiers de ces rénovations peut être considéré comme améliorant de manière significative la performance énergétique globale des logements, tandis que deux tiers de rénovations comptent seulement une ou deux actions.

Le scénario de référence envisage la prolongation de ces tendances jusqu'en 2050 avec un gain énergétique moyen de 20 % par logement rénové (Raux et al. 2006). Le scénario volontariste reprend l'objectif de la loi de Transition Énergétique pour la Croissance Verte « de disposer d'un parc immobilier dont l'ensemble des bâtiments sont rénovés en fonction des normes " bâtiment basse consommation " ou assimilées, à l'horizon 2050 » (LTECV 2015). Ainsi, dans le scénario volontariste, l'ensemble des logements passe progressivement à la norme « BBC

⁴⁵ ANAH : Agence Nationale pour l'Amélioration de l'Habitat

⁴⁶ AREEP : Aide Régionale aux Économies d'Énergie pour les Particuliers

rénovation ». Le scénario de référence est donc fondé sur l'approche de rénovation dite « légère » tandis que le scénario volontariste se base sur l'approche dite « lourde »⁴⁷.

Le label BBC rénovation envisage une consommation de 80 kWh/m²/an pour le chauffage, l'ECS, la ventilation, l'éclairage et la climatisation des logements (Effinergie 2011). Etant donné que la rénovation modifie uniquement les consommations de chauffage, calculées ici en énergie finale, on prend en référence une consommation de chauffage de 50kWh/m²/an pour les logements ayant subi des rénovations lourdes, quel que soit le mode de chauffage⁴⁸.

Levier	Scénario Référence 2050	Scénario Volontariste 2050
Taux de rénovation annuel	1 %	3 %
Gain énergétique des rénovations	20 %	BBC Rénovation

Tableau 25: Hypothèses de rénovation thermique des logements⁴⁹

Du point de vue de l'évolution des systèmes de chauffage, le scénario de référence envisage une prolongation des tendances constatées entre les recensements de 1999 et 2008, tant pour la composition du chauffage des logements neufs que pour l'évolution de celle du parc existant. La figure 61 montre qu'à l'échelle du territoire les parts de marché des vecteurs énergétiques en 2050 sont alors proches de celles du parc de 2015. On observe cependant une régression notable du fioul de 18 % à 13 % et un développement du chauffage électrique de 36 % à 41 %. Notons que ces évolutions des parts de marché du fioul et de l'électricité ne sont pas liées. Ainsi, le chauffage électrique se développe principalement dans les communes rurales et la ville centre, où il passe respectivement de 45 % et 27 % des surfaces habitables à 51 % et 33 % (Figure 57). Si la croissance du chauffage électrique se fait bien au détriment du chauffage au fioul dans les communes rurales, où celui-ci baisse de 33 % à 28 % de part de marché, dans la ville centre le fioul régresse peu tandis que le gaz passe de 56 % à 48 %. Cette diminution de la part de marché du gaz dans la ville centre est compensée, à l'échelle du territoire, par une forte

⁴⁷ Voir paragraphe 3.2

⁴⁸ Le label BBC rénovation exprime la consommation des logements en énergie primaire, tandis que cette thèse l'exprime en énergie finale. L'objectif étant d'analyser la réponse des énergies renouvelables locales à la demande, on suppose que le facteur de conversion de 2,58 appliqué actuellement à l'électricité, en lien avec les rendements des sources électriques non renouvelables, n'est pas pris en compte dans les scénarios à l'horizon 2050 présentés ici.

⁴⁹ Ces hypothèses de rénovation des logements s'appliquent aux consommations unitaires de chauffage présentées dans le tableau 11.

augmentation dans les communes intermédiaires où il croit de 23 à 31 % et où la part du fioul est fortement réduite de 20 % à 11 %.

Combustibles de chauffage dans le parc résidentiel Référence 2050

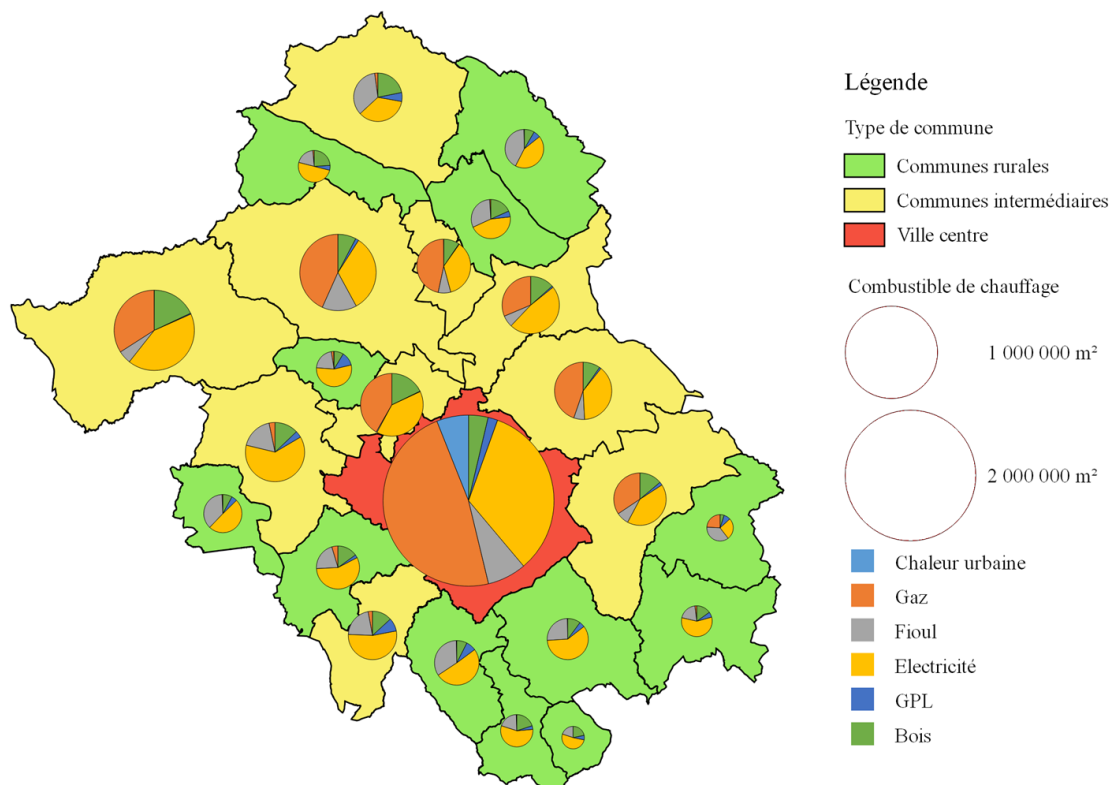


Figure 57: Distribution communale des combustibles de chauffage dans le parc résidentiel du Pays Yon et Vie selon le scénario Référence 2050

Le scénario volontariste privilégie le recours à l'électricité pour les usages spécifiques et le recours aux combustibles thermiques renouvelables pour le chauffage. Ceci entraîne un remplacement des systèmes fossiles (fioul et GPL) et électriques par des systèmes au bois ou au biogaz. De plus, à des fins de simplification, le scénario envisage une migration du chauffage urbain vers le bois ou le biogaz. Le recours au bois est en outre privilégié afin de réduire tant que possible les émissions de gaz à effet de serre. Comme on le verra plus loin, le gisement de bois énergie du Pays Yon et Vie étant limité à 157 GWh⁵⁰, le recours au biogaz s'avère nécessaire. Ainsi, le scénario volontariste envisage que tous les logements des IRIS ne disposant pas du réseau de gaz soient chauffés au bois énergie, tandis que, pour les IRIS disposant du gaz,

⁵⁰ Voir paragraphe 5.2.3

les logements neufs sont chauffés au gaz et les logements existants voient leur système de chauffage évoluer selon l'hypothèse du tableau 26. Cette répartition des systèmes de chauffage permet de couvrir l'ensemble des besoins de chauffage grâce aux énergies renouvelables locales en maximisant le recours au bois énergie. Le gaz est cependant nettement majoritaire dans les communes ayant accès au réseau (Figure 58).

Combustibles de chauffage dans le parc résidentiel Volontariste 2050

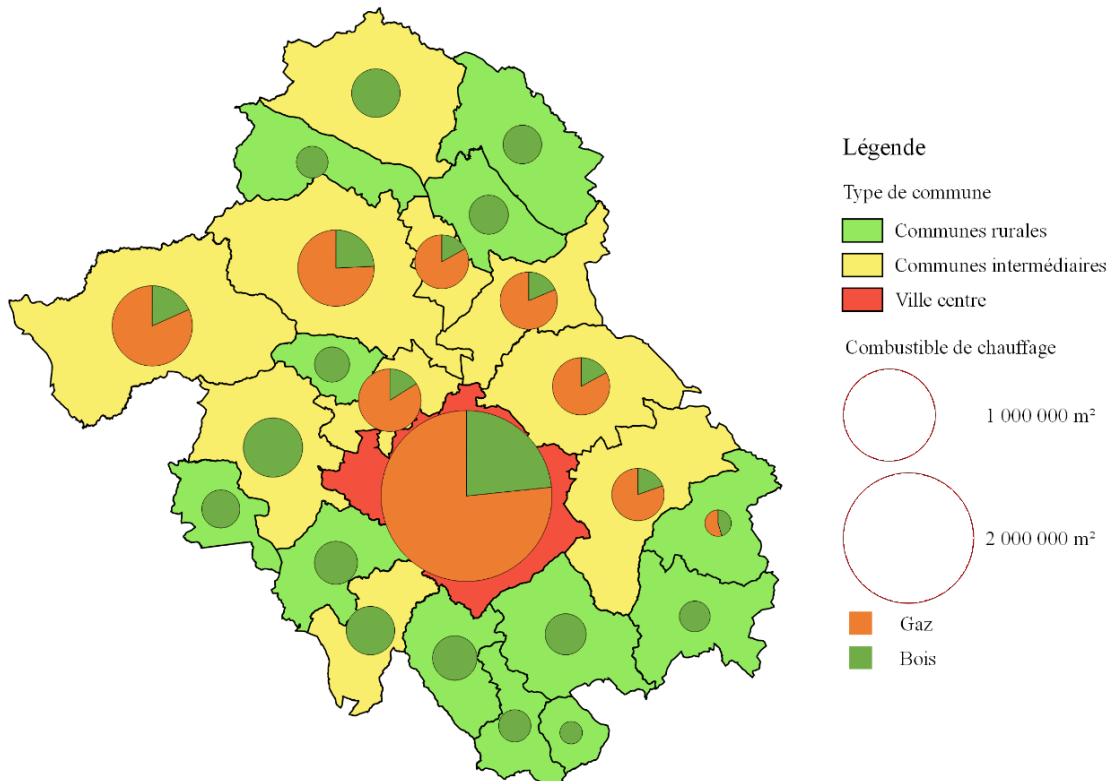


Figure 58: Distribution communale des combustibles de chauffage dans le parc résidentiel du Pays Yon et Vie selon le scénario Volontariste 2050

Ancien système de chauffage	Nouveau système de chauffage	
	Biogaz	Bois
Chaleur urbaine	-	100 %
Gaz	100 %	-
Fioul	-	100 %
Electricité	60 %	40 %
GPL	-	100 %
Bois	-	100 %

Tableau 26: Evolution des systèmes de chauffage du parc existant dans les IRIS disposant du réseau de gaz dans le scénario volontariste

Les rendements de chauffage proposés par le scénario négaWatt sont repris dans les deux scénarios (Tableau 27).

Type de chauffage	Maison individuelle	Immeuble collectif
Chaleur urbaine	98 %	80 %
Gaz	75 %	75 %
Fioul	75 %	75 %
Electricité	99 %	99 %
GPL	75 %	75 %
Bois (avant 1975)	70 %	70 %
Bois (après 1975)	70 %	70 %

Tableau 27: Rendements moyens des systèmes de chauffage en 2050 (d'après négaWatt 2014)

Dans le scénario de référence, on envisage que la part de la consommation d'appoint dans la consommation totale de chauffage au bois se maintient à son niveau actuel (58 %). Ceci permet de tenir compte de l'amélioration des rendements des systèmes d'appoints, supposée parallèle à celle des systèmes de chauffage principal. Dans le scénario volontariste, on suppose que l'appoint bois s'efface progressivement au profit de l'emploi du bois comme combustible de chauffage principal.

5.1.3 Hypothèses relatives aux autres usages

Outre les hypothèses présentées ci-dessus sur l'évolution des besoins de chauffage, les deux scénarios intègrent des hypothèses relatives aux trois autres usages résidentiels : ECS, cuisson et électricité spécifique.

Les leviers agissant sur la consommation énergétique pour la production d'ECS sont de 3 ordres :

- Evolution de la consommation d'eau chaude par personne
- Evolution des énergies de production d'ECS et de la performance des systèmes
- Taux de pénétration du solaire thermique

Le scénario négaWatt envisage une baisse progressive de la consommation journalière d'ECS par habitant entre 2010 et 2050. Le scénario volontariste reprend cette hypothèse (30 l/jour/hab en 2015, 20,7 l/jour/hab en 2050) tandis que la consommation reste constante dans le scénario de référence (30 l/jour/hab).

Rappelons qu'il existe une corrélation forte entre le système de chauffage et le système de production d'ECS. On suppose donc que l'évolution de la production d'ECS est liée à celle de la distribution du chauffage. La clé de répartition⁵¹ est alors constante dans le temps. On considère ainsi que la baisse du recours à certaines énergies pour la production d'ECS (fioul, GPL) dépend directement de la réduction de leur utilisation pour le chauffage des logements. Le développement des chauffe-eaux thermodynamiques est traduit dans les scénarios par l'amélioration du rendement moyen des systèmes électriques. Pour l'évolution des rendements de production d'ECS, les deux scénarios reprennent les hypothèses du scénario négaWatt (Tableau 28).

Type de système	Maison individuelle	Immeuble collectif
Chaleur urbaine	90 %	70 %
Gaz (système de chauffage)	80 %	70 %
Gaz (système indépendant)	80 %	80 %
Fioul	70 %	70 %
GPL	80 %	70 %
Electricité	150 %	150 %
Bois	70 %	60 %

Tableau 28: Rendements moyens des systèmes de production d'ECS en 2050 (d'après négaWatt 2014)

Les données régionales de production solaire thermique fournies par le SOeS⁵² montrent que la production actuelle est négligeable en comparaison à la consommation énergétique d'ECS (SOeS 2016-1). Le scénario de référence suppose un maintien du solaire thermique à un niveau négligeable. Le scénario volontariste envisage l'équipement en solaire thermique pour la production d'ECS de tous les logements techniquement équipables⁵³. La méthodologie de

⁵¹ Voir Tableau 6

⁵² SOeS : Service d'Observation et de Statistique du Commissariat Général au Développement Durable

⁵³ Voir définition des bâtiments équipables au paragraphe 5.2.1

dimensionnement et de calcul de la production solaire thermique est présentée à l'annexe 1. Elle aboutit à l'installation de 55 000 m² de panneaux en 2050. Notons que la surface ainsi mobilisée pour le solaire thermique représente une part négligeable du gisement de 3,4 millions de m² identifié pour l'accueil d'installations solaires sur toitures⁵⁴.

Concernant la cuisson, Baudry et al. montrent que la demande est stable depuis plusieurs années (Baudry et al. 2015). Ils avancent que les évolutions viendront plus des comportements que des techniques, en précisant qu'elles seront lentes. Ainsi, alors que le scénario de référence envisage un maintien de la consommation énergétique de cuisson à son niveau actuel de 475 kWh/hab/an, le scénario volontariste reprend l'hypothèse du scénario négaWatt d'une réduction à 320 kWh/hab/an en 2050 (négaWatt 2014).

La prolongation de la tendance de répartition de la consommation présentée par Baudry et al. montre une réduction progressive de la part du GPL menant à sa disparition à l'horizon 2050, une légère hausse de la part du gaz et une prédominance de l'électricité. Les deux scénarios reprennent cette évolution nationale de la distribution des énergies de cuisson pour les communes disposant du réseau de gaz. Pour les autres communes, en 2050, la cuisson est intégralement électrique (Figure 59).

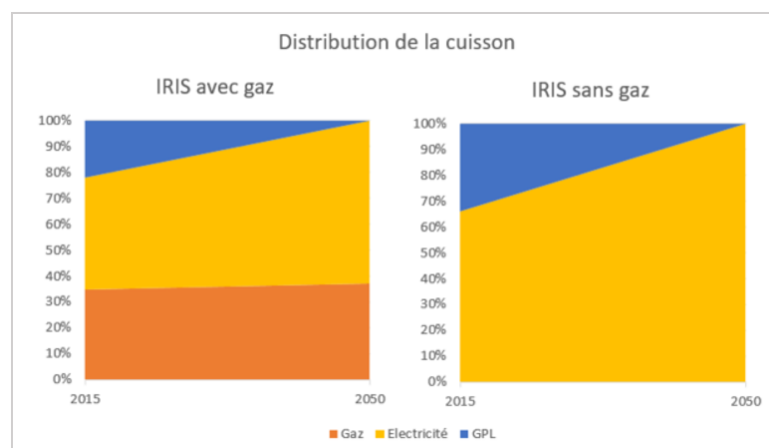


Figure 59: Evolution de la répartition de la cuisson par vecteur énergétique

Enfin, les évolutions des usages électriques spécifiques modifient l'amplitude des courbes de charge associées, sans changer la forme des profils présentés en annexe 2. Le tableau 29

⁵⁴ Voir paragraphe 5.2.1

présente les hypothèses de consommation par habitant à l’horizon 2050 pour chacun des scénarios.

Concernant l’éclairage, le recours aux ampoules basse consommation entraîne une baisse rapide de la puissance appelée. Les hypothèses du scénario négaWatt sont reprises dans les deux scénarios. Elles envisagent une amélioration de l’efficacité moyenne des systèmes d’éclairage de 20 lm/W en 2015 à 75 lm/W en 2050, entraînant une division par 4 de la consommation unitaire.

Usages	Scénario	
	Référence 2050	Volontariste 2050
Réfrigérateur	183	72
Congélateur	142	56
Lave-linge	125	36
Sèche-linge	152	44
Lave-vaisselle	163	47
Audiovisuel	288	64
Informatique	209	47

Tableau 29: Consommation annuelle moyenne en 2050 pour les différents usages spécifiques en kWh/hab/an (d’après négaWatt 2014)

5.1.4 Synthèse graphique des principales hypothèses des deux scénarios technologiques

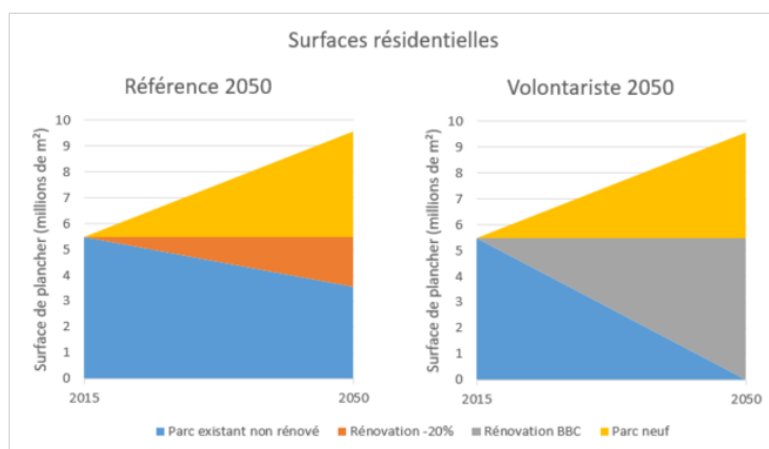


Figure 60: Evolution des surfaces résidentielles

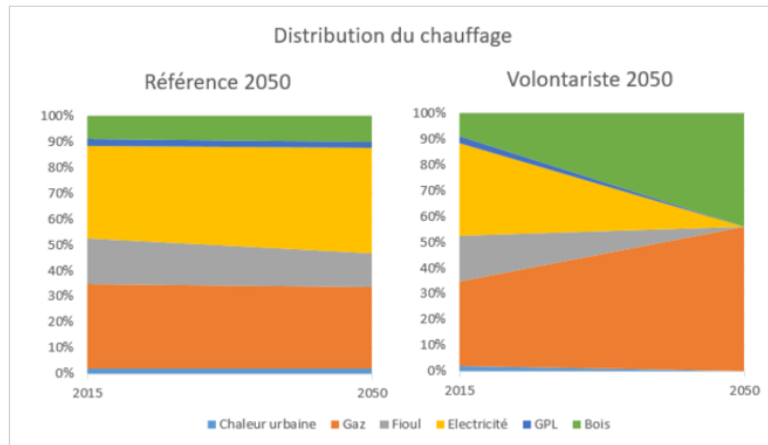


Figure 61: Evolution de la distribution des énergies de chauffage

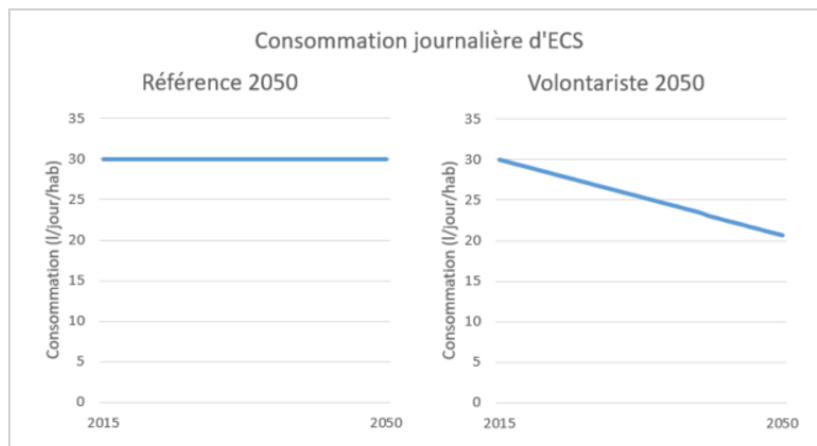


Figure 62: Evolution de la consommation journalière d'ECS par habitant

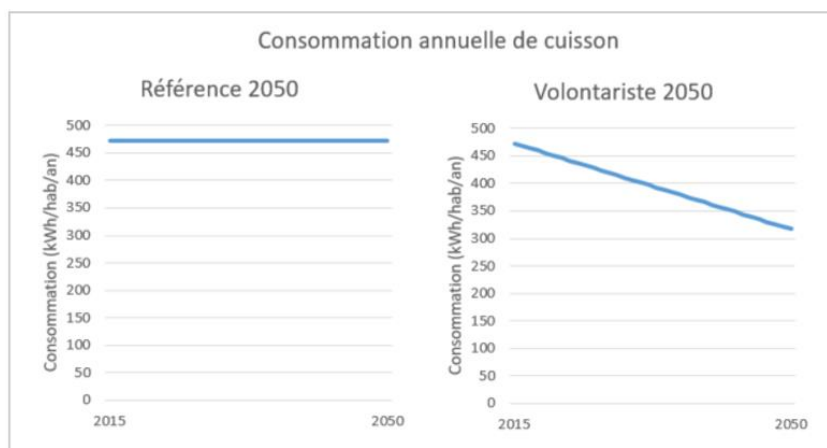


Figure 63: Evolution de la consommation annuelle de cuisson par habitant

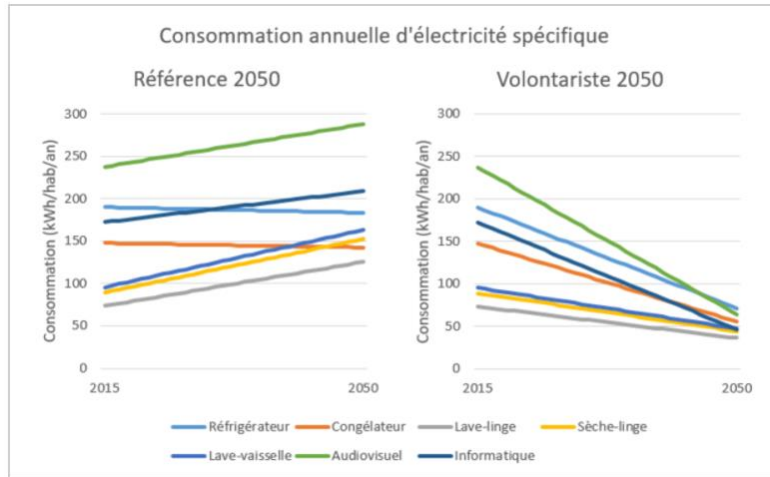


Figure 64: Evolution de la consommation d'électricité spécifique par habitant et par usage

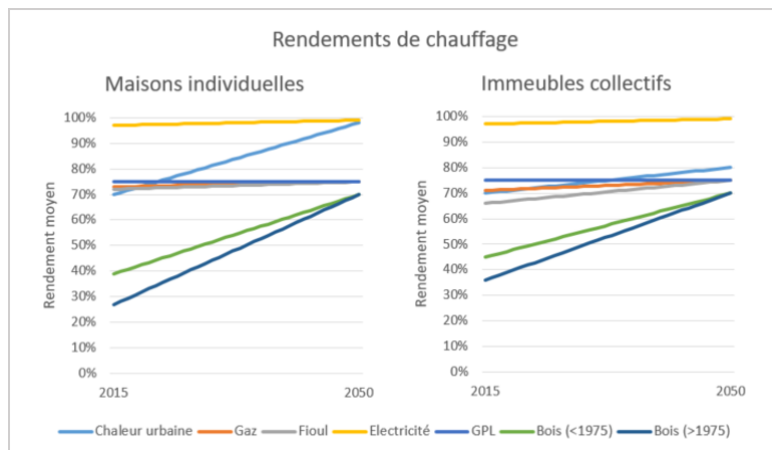


Figure 65: Evolution des rendements moyens de chauffage (communes aux deux scénarios)

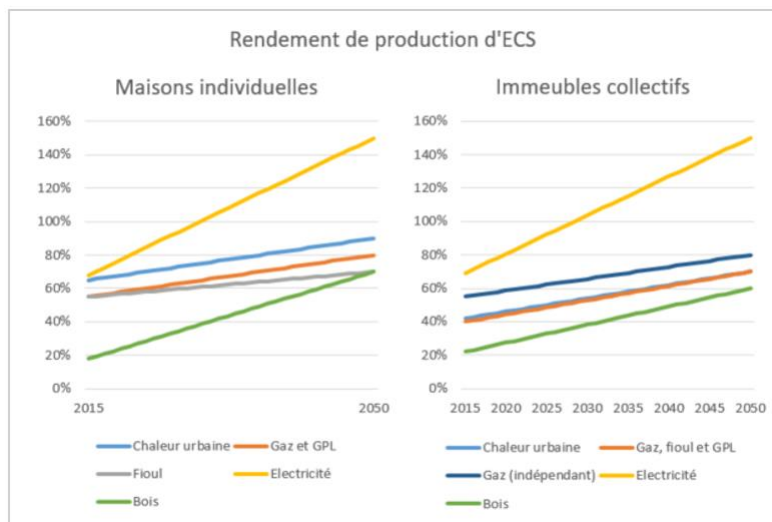


Figure 66: Evolution des rendements moyens de production d'ECS (communes aux deux scénarios)

5.2 Evaluation du gisement d'énergie renouvelable du Pays Yon et Vie et reconstitution des courbes de production

Comme détaillé au paragraphe 1.1.2, le gisement d'énergie renouvelable est un facteur discriminant des territoires ruraux. Une étude du potentiel de production d'énergie renouvelable sur le territoire du Pays Yon et Vie a été menée en 2013 (Peigné 2013). Cette étude a permis d'identifier certains potentiels locaux (éolien, bois énergie). Cependant, d'autres gisements n'ont pu être quantifiés à l'époque, faute de référence fiables (méthanisation, solaire). Plusieurs travaux, publiés depuis, fournissent désormais les données utiles à ces estimations (Ademe 2013-3, Le Guen et Damiano 2013, Potier et Dallibert 2014).

Le potentiel d'énergie renouvelable disponible sur le territoire du Pays Yon et Vie a ainsi été quantifié pour 4 filières : solaire photovoltaïque, éolien, méthanisation et bois énergie. Cette thèse sépare les énergies renouvelables thermiques et électriques. Ainsi, pour les filières électriques (photovoltaïque et éolien), la production est reconstituée selon une approche dynamique pour chaque IRIS, tandis que les énergies thermiques (bois énergie et biogaz), stockables, sont uniquement étudiées de manière statique à l'échelle du territoire. Bien que la méthanisation puisse générer de l'électricité et de la chaleur par cogénération, la production est considérée ici uniquement sous forme de biogaz injecté dans le réseau.

Le solaire thermique est affecté à la production d'ECS uniquement. Cette énergie renouvelable dépendant des besoins en ECS et se substituant à d'autres vecteurs énergétiques, la production solaire thermique est intégrée au calcul de la demande⁵⁵ et les hypothèses de développement de la filière sont liées aux scénarios de consommation.

5.2.1 Solaire

La quantification du potentiel de développement des énergies solaires (photovoltaïque et thermique) sur le territoire dépend de deux facteurs : la capacité des bâtiments à accueillir des panneaux en toiture et la surface de panneaux installable sur les toitures éligibles.

⁵⁵ Voir Annexe 1

Les données SIG de la BD Topo sont nécessaires à l'identification des bâtiments dont la toiture est susceptible de recevoir une installation solaire. On se sert alors des couches « bâti indifférencié » et « bâti industriel ». La première regroupe des bâtiments de nature variée⁵⁶. On fait le choix de tous les intégrer au processus de sélection décrit ci-dessous. La seconde recense les bâtiments industriels, agricoles et commerciaux du territoire, ainsi que les serres et silos. Ces deux dernières catégories, ne sont pas considérées comme susceptibles de recevoir des installations solaires. De plus, comme pour la reconstitution du parc résidentiel, seuls les bâtiments de plus de 3m de hauteur et de plus de 20m² de surface au sol sont sélectionnés pour déterminer le gisement solaire. Alors que les 2 couches sont employées pour identifier le potentiel photovoltaïque, seule la couche « bâti indifférencié » (susceptibles d'accueillir des logements) est mise à profit pour l'identification du potentiel solaire thermique.

Deux contraintes déterminent l'éligibilité d'une toiture : l'orientation et les effets de masque⁵⁷. Afin de sélectionner les bâtiments selon le critère d'orientation, le cercle trigonométrique est échantillonné en 16 intervalles de 22,5° chacun. On détermine ainsi 8 directions. Pour chaque bâtiment, on définit l'orientation principale comme la direction regroupant la plus grande longueur de paroi au sol. Seules sont sélectionnées les toitures dont l'orientation principale est située entre le Sud-Est et le Sud-Ouest, soit les orientations 3, 4, 5 et 6 de la figure 67, correspondant à l'irradiation solaire optimale.

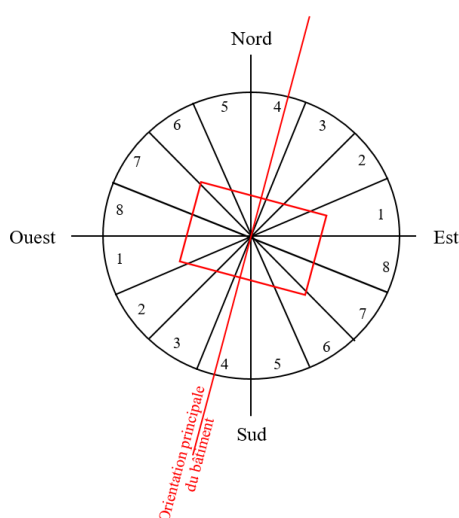


Figure 67: Définition de l'orientation principale d'un bâtiment

⁵⁶ bâtiment d'habitation, bergerie, borie, bungalow, bureau, chalet, bâtiment d'enseignement, garage individuel, bâtiment hospitalier, immeuble collectif, lavoir couvert, musée, prison, refuge, village de vacances

⁵⁷ On ne tient pas compte des contraintes patrimoniales.

Triangulation de Delaunay

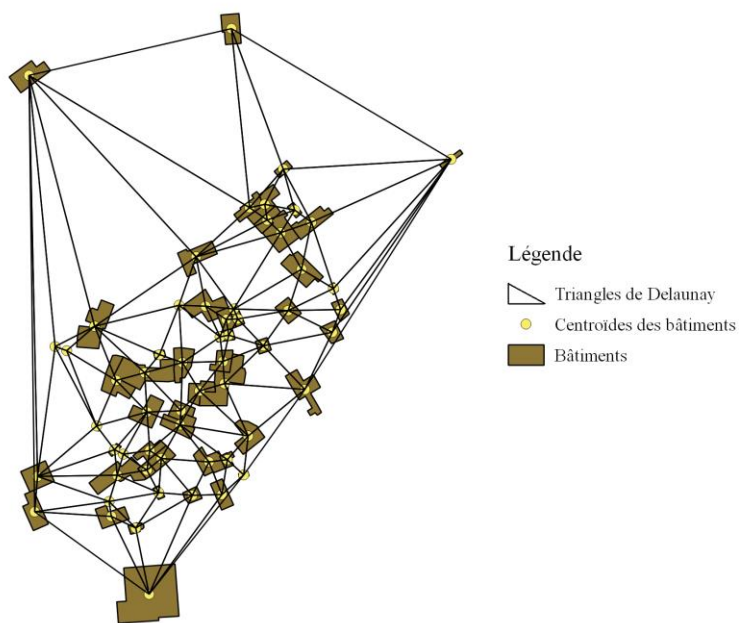


Figure 68: Exemple de triangulation de Delaunay

Tous les bâtiments répondant à ces critères d'orientation ne peuvent accueillir des installations solaires à cause d'effets de masque créés par les bâtiments voisins, la végétation ou les éléments de toiture. Pour chaque bâtiment, la triangulation de Delaunay permet de recenser les voisins (Figure 68). Les bâtiments dont la distance angulaire avec un bâtiment voisin situé à une latitude inférieure est supérieure à 5° sont considérés comme ne pouvant pas accueillir un dispositif solaire (Figure 69). Les effets de la végétation et des éléments de toiture sont pris en compte à l'aide du facteur de masque présenté ci-dessous.

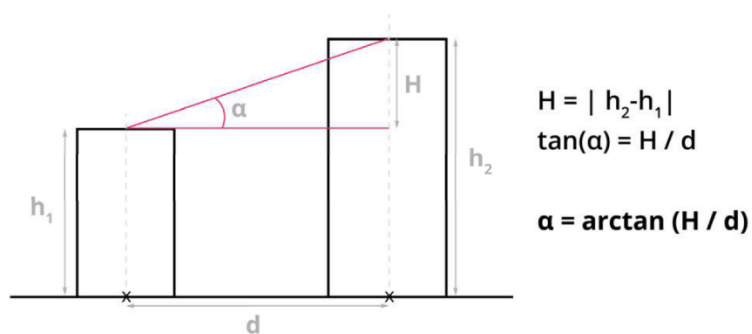


Figure 69: Vision schématique de la distance angulaire α entre 2 bâtiments (Chiche et al. 2014)

Pour chaque bâtiment adéquat pour la production d'énergie solaire (Annexe 13), la surface maximale de panneau est calculée à partir de l'emprise au sol du bâtiment et de deux coefficients :

- Le facteur d'emprise au sol des panneaux qui correspond à la surface au sol nécessaire pour chaque panneau installé en toiture.
- Le facteur de masque de la toiture qui représente la proportion disponible pour l'installation de panneaux solaires en fonction des contraintes physiques : toiture à double pente, conduites d'aération, cheminées, chiens assis, fenêtres de toit, puits de lumière, végétation...

On a donc :

$$Sp_b = S_{S_b} \cdot \frac{Fm_b}{F_{S_b}}$$

Avec :

- Sp_b : Surface de panneaux solaires installable sur la toiture du bâtiment « b » (m²)
- S_{S_b} : Surface au sol du bâtiment « b » (m²)
- Fm_b : Facteur de masque du bâtiment « b » (sans unité)
- F_{S_b} : Facteur d'emprise au sol du bâtiment « b » (sans unité)

Nature du bâtiment	Part de toitures inclinées en fonction de la surface au sol du bâtiment	
	< 1000m ²	> 1000 m ²
Industriel	70 %	70 %
Commercial	20 %	20 %
Agricole	100 %	100 %
Autre	94 %	63 %

Tableau 30: Part de toitures inclinées en fonction de la surface au sol et de la nature des bâtiments (d'après Potier et Dallibert 2014)

Bien que le facteur de masque intègre des contraintes diverses, il dépend principalement de l'inclinaison de la toiture. En 2014, le CEREMA a mené une étude sur le potentiel d'installation photovoltaïque sur toiture en Ille et Vilaine (Potier et Dallibert 2014). Cette étude a permis de définir, à l'échelle d'un département, des taux de toitures inclinées en fonction de la surface au sol et de la nature des bâtiments (Tableau 30). L'inclinaison ou non de la toiture de chaque bâtiment peut donc être définie aléatoirement en fonction de ces deux paramètres. Le facteur

de masque est fixé à 0,3 pour les toitures inclinées et 0,7 pour les toitures planes. Ces valeurs sont volontairement plus restrictives que celles du CEREMA.

En ce qui concerne les toitures inclinées, le facteur d'emprise au sol est égal au cosinus de l'angle d'inclinaison de la toiture. L'inclinaison moyenne des toitures vendéennes étant de 20° (Alliance Soleil 2007), on a donc $F_{sb}=0,94$.

Pour les toitures horizontales, le facteur d'emprise au sol des panneaux solaires nécessite la prise en compte de la limite d'ombrage et dépend de l'inclinaison des panneaux et de l'altitude solaire au solstice d'hiver.

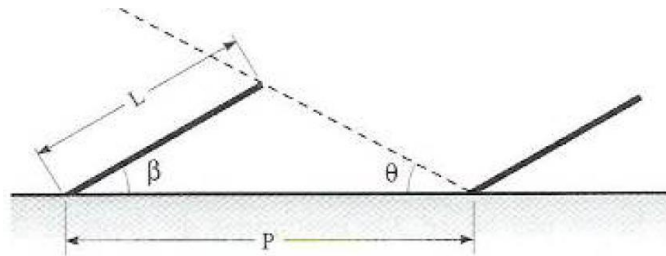


Figure 70: Emprise au sol des panneaux solaires installés sur toiture horizontale (Routhier et al. 2009)

$$F_{sb} = \frac{P}{L} = \cos \beta + \frac{\sin \beta}{\tan \theta}$$

Avec :

- F_{sb} : Facteur d'emprise au sol des panneaux sur le bâtiment « b » (sans dimension)
- β : Angle d'inclinaison des panneaux solaires (en degrés)
- θ : Altitude solaire au solstice d'hiver (en degrés)

L'altitude solaire est définie comme :

$$\theta = 90^\circ - \varphi + \delta$$

Avec :

- φ : Latitude de l'emplacement des panneaux (en degrés)
- δ : Déclinaison solaire⁵⁸ (en degrés)

⁵⁸ La déclinaison solaire correspond à l'inclinaison des rayons du soleil vis-à-vis du plan équatorial. Elle est comprise entre -23,45° au solstice d'hiver à +23,45° au solstice d'été et est nulle aux équinoxes.

Le Pays Yon et Vie est situé à une latitude de 46,65° et l'angle d'inclinaison optimal des panneaux photovoltaïques y est de 37° (PVGIS 2016). On a donc $\theta=20^\circ$ et $F_{sb}=2,45$.

Lorsque la surface potentielle de panneau est quantifiée pour chaque toiture, le gisement est agrégé à la maille IRIS. Pour le calcul des courbes de production de l'électricité photovoltaïque, on suppose qu'en 2050 la puissance installée sur toiture est répartie sur les IRIS du territoire au prorata de leur contribution au gisement. La production annuelle de chaque IRIS est alors égale au produit de la puissance installée par le facteur de charge moyen des installations :

$$PV_i = P_i \cdot Nh_{moy} = P_i \cdot Nh_{max} \cdot c_{pv}$$

Avec :

- PV_i : Production photovoltaïque annuelle sur les bâtiments de l'IRIS « i » (Wh)
- P_i : Puissance photovoltaïque installée sur les bâtiments de l'IRIS « i » (W)
- Nh_{moy} : Facteur de charge annuel moyen d'une installation photovoltaïque sur le territoire (h)
- Nh_{max} : Facteur de charge annuel maximal d'une installation photovoltaïque sur le territoire (h) - $Nh_{max} =$
- c_{pv} : Coefficient de correction moyen du facteur de charge représentant les effets de l'inclinaison et de l'orientation des toitures (sans unité)

D'après PVGIS, le facteur de charge maximum est de 1210 h à la Roche-sur-Yon (PVGIS 2016). Pour une inclinaison de 20°, dans la plage d'orientations retenue, il est atténué de 3 à 7 % par rapport au facteur de charge optimal. De plus, en appliquant les hypothèses du tableau 30, les toitures inclinées représentent 85 % de la surface de toiture du Pays Yon et Vie pouvant accueillir des installations photovoltaïques. Dans un souci de simplification, on applique donc un coefficient de correction du facteur de charge de 95 % à toutes les toitures. Le facteur de charge moyen Nh_{moy} est donc fixé à 1150 h.

Pour le calcul des courbes de production de l'électricité photovoltaïque, la production annuelle de chaque IRIS est ventilée sur la courbe de répartition de la production régionale fournie par le modèle Eco2mix de RTE (Figure 71).

$$pv_i = PV_i \cdot C_{solaire}$$

Avec :

- pv_i : Production photovoltaïque horaire sur les bâtiments de l'IRIS « i » (W)
- PV_i : Production photovoltaïque annuelle sur les bâtiments de l'IRIS « i » (Wh)
- $C_{solaire}$: Courbe de répartition horaire de la production solaire (h^{-1}) ($\sum C_{solaire}=1$)

On estime ainsi à 3,4 millions de m² la surface de panneaux solaires installable sur les bâtiments du Pays Yon et Vie. On envisage une évolution de la puissance unitaire des panneaux photovoltaïques de 100 W/m² en 2015 à 150 W/m² en 2050, ce qui porte à 510 MW le gisement sur toitures en 2050, auxquels s'ajoutent 10 MW de centrales au sol⁵⁹, pour une production potentielle estimée à 600 GWh.

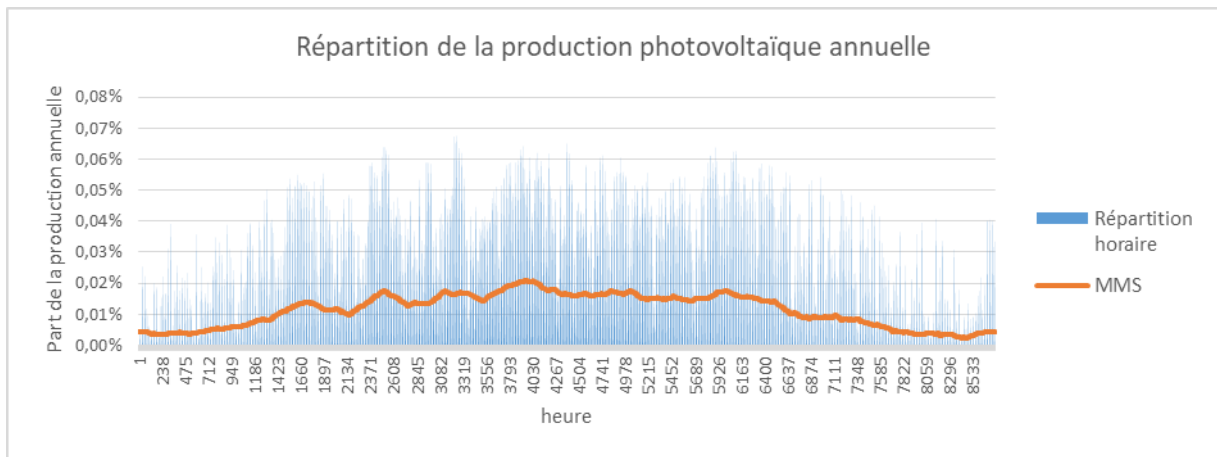


Figure 71: Courbe de répartition de la production photovoltaïque (d'après Eco2mix 2016)

5.2.2 Eolien

Comme pour le solaire, la courbe de production éolienne est calculée par ventilation de la production annuelle de chaque IRIS sur la courbe de répartition de la production régionale fournie par le modèle Eco2mix de RTE (Figure 72).

$$pe_i = PE_{iris} \cdot C_{éolien}$$

Avec :

- pe_i : Production éolienne horaire sur l'IRIS « i » (W)
- PE_i : Production éolienne annuelle sur l'IRIS « iris » (Wh)
- $C_{éolien}$: Courbe de répartition horaire de la production éolienne (h⁻¹) ($\sum C_{éolien}=1$)

⁵⁹ Le Pays Yon et Vie compte une centrale solaire photovoltaïque en fonctionnement sur la commune du Poiré-sur-Vie (5,2 MWh) et une autre en projet sur la commune de La Roche-sur-Yon (5 MWh).

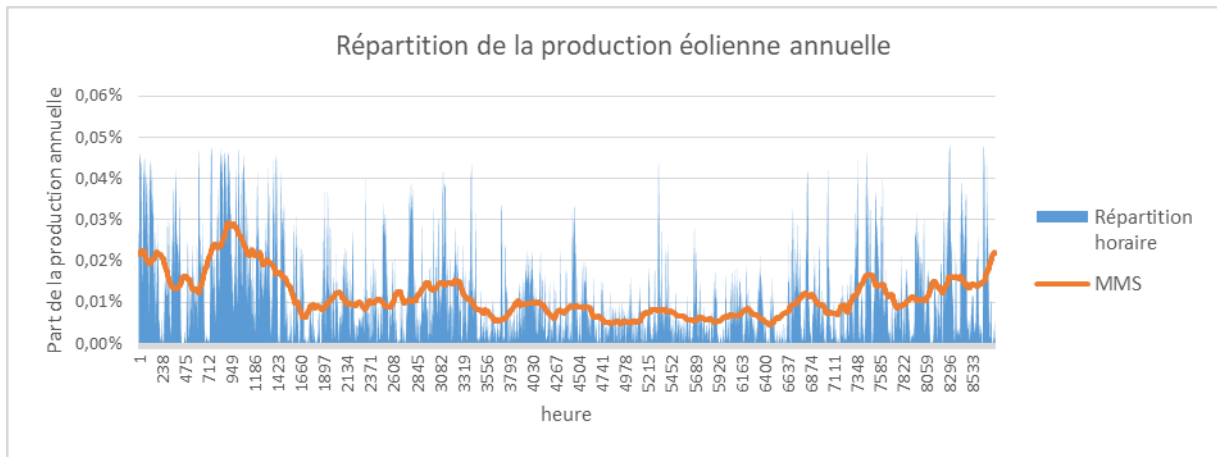


Figure 72: Courbe de répartition de la production éolienne (d'après Eco2mix 2016)

La production éolienne annuelle correspond au produit de la puissance installée par le facteur de charge annuel

$$PE_i = E_i \cdot Nh_e = M_i \cdot Pu_{\text{éolien}} \cdot Nh_e$$

Avec :

- E_i : Puissance éolienne installée sur l'IRIS « i » (W)
- Nh_e : Facteur de charge annuel des parcs éoliens sur le territoire (h)
- M_i : Nombre de mâts éoliens installés sur l'IRIS « i » (mâts)
- $Pu_{\text{éolien}}$: Puissance unitaire des mâts éoliens (W/mât)

En 2015, le Pays Yon et Vie comptait un parc éolien en fonctionnement. Le parc de Beaufou comporte 6 éoliennes de 2 MW et produit annuellement 21,6 GWh. Une estimation du nombre maximal de mâts installables sur le Pays Yon et Vie a été effectuée en 2013 (Peigné 2013). Cette estimation, issue d'une analyse géomatique comparée avec celle de la SEM Vendée Energie, conclut à un potentiel de 43 mâts, incluant le parc de Beaufou. On envisage une hausse de la puissance unitaire des éoliennes de 2 MW en 2015 à 2,5 MW en 2050. De plus, ce passage (« repowering ») entraîne une progression du facteur de charge éolien de 1800 h/an en 2015 à 2500 h/an en 2050. Le gisement éolien du Pays Yon et Vie est donc estimé à une puissance de 107,5 MW pour une production annuelle de 270 GWh en 2050.

5.2.3 Energies renouvelables thermiques : méthanisation et bois énergie

Le gisement méthanisable est particulièrement difficile à quantifier. La raison principale est la grande variabilité des contraintes de mobilisation des intrants selon leurs origines. Certains intrants sont disponibles tandis que d'autres sont parfois déjà valorisés dans des filières existantes : alimentation animale, valorisation matière, compostage, incinération, épandage... (Le Guen et Damiano 2013)

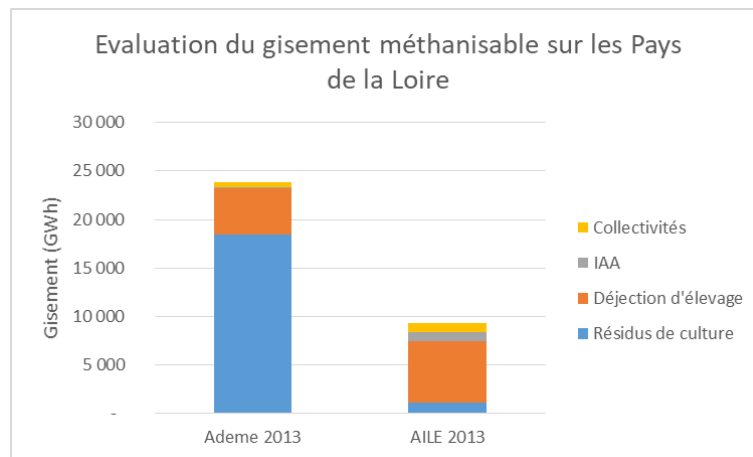


Figure 73: Comparaison des résultats des études de l'Ademe (Ademe 2013-3) et de AILE (Le Guen et Damiano 2013) sur la quantification du gisement méthanisable de la région des Pays de la Loire

Pour la définition du potentiel du Pays Yon et Vie, deux études peuvent cependant être prises en référence. L'association Solagro et le bureau d'études Inddigo ont élaboré pour le compte de l'Ademe une méthodologie d'estimation des gisements de substrats utilisables pour la méthanisation en France (Ademe 2013-3). De son côté, l'association AILE a mené une étude sur la méthanisation dans le cadre de l'élaboration du SRCAE⁶⁰ des Pays de la Loire (Le Guen et Damiano 2013). Ces deux études fournissent des estimations à l'échelle départementale (Ademe 2013-3) ou régionale (Le Guen et Damiano 2013) du gisement de méthanisation en fonction du type d'intrants ainsi qu'une vision prospective de la production de biogaz à différentes échéances. Pour chacune, il est possible de regrouper les intrants selon 4 filières : résidus de culture, effluents d'élevage, déchets d'industries agro-alimentaires (IAA) et déchets

⁶⁰ SRCAE : Schéma Régional Climat Air Energie

de collectivités. En comparant les résultats à l'échelle régionale, on remarque un écart important entre les résultats de ces deux études (Figure 73), confirmant la difficulté de quantification d'un tel gisement. Le choix a donc été fait de se baser sur l'étude la plus pessimiste, proposée par AILE.

L'analyse prospective de Le Guen et Damiano envisage qu'en 2050 seule une partie du gisement d'intrants sera mobilisée pour chacune des 4 filières identifiées. Ces hypothèses régionales ont été rapportées à l'échelle du Pays Yon et Vie à l'aide de ratios définis à partir des surfaces cultivées et du cheptel fournis par l'Agreste pour les intrants agricoles (Agreste 2010), du nombre d'emploi de l'industrie agroalimentaire pour les intrants industriels (INSEE 2013), et de la population pour les déchets de collectivités (INSEE 2012). Ainsi, le gisement mobilisable en 2050 sur le Pays Yon et Vie aboutirait à une production de biogaz estimée à 284 GWh.

L'étude du potentiel de production d'énergies renouvelables sur le territoire du Pays Yon et Vie estime le gisement de bois énergie à 42 000 t/an⁶¹, soit un potentiel énergétique de 157 GWh/an⁶² (Peigné 2013).

Type d'énergie		Gisement 2050
Energies électriques	Photovoltaïque	600 GWh
	Eolien	270 GWh
Energies thermiques	Biogaz	284 GWh
	Bois énergie	157 GWh

Tableau 31: Estimation du gisement d'énergie renouvelable du Pays Yon et Vie en 2050

⁶¹ Hors forêts publiques exploitées par l'ONF

⁶² L'étude envisage un taux d'humidité de 22 % et un PCI du bois de 3750 kWh/t.

Chapitre 6. Résultats des scénarios

Les scénarios présentés au chapitre précédent doivent mettre en évidence les conséquences d'une transition énergétique volontariste des logements sur la demande et les comparer avec celles d'une évolution tendancielle du parc résidentiel. L'approche dynamique permet notamment d'analyser la réponse horo-saisonnaire du gisement local d'énergie renouvelable à cette demande. L'objectif est ici d'identifier les enjeux, tant sur la réduction de la consommation que sur le développement de la production. Enfin, la localisation des logements et du gisement renouvelable du territoire offre une opportunité d'anticiper les flux d'énergie, notamment d'électricité, sur le territoire à l'horizon 2050.

6.1 Demande énergétique résidentielle en 2050

6.1.1 Des évolutions contrastées de la demande énergétique annuelle selon les scénarios

Nous avons vu précédemment que le Pays Yon et Vie présente un fort dynamisme démographique. Rappelons que les deux scénarios présentés au chapitre précédent prévoient, en accord avec les documents d'urbanisme du territoire, une croissance de 40 % de la population d'ici 2050. Les évolutions de la demande énergétique du parc résidentiel, présentées ci-dessous, doivent donc être mises de perspective de cette hausse.

On observe que la prolongation des tendances actuelles provoquerait une hausse de la consommation et qu'une transition énergétique extrêmement ambitieuse du parc de logements permettrait de diminuer la demande de manière très importante mais ne suffirait pas à atteindre localement l'objectif de réduction de moitié affiché dans la loi de Transition Energétique pour la Croissance Verte. En effet, le scénario de référence envisage pour 2050 une consommation énergétique résidentielle de l'ordre de 980 GWh, soit une hausse de 12 % par rapport à 2015. Dans le même temps, le scénario volontariste entraîne une baisse de 45 %, à 475 GWh (Figure 74). Deux facteurs expliquent ce constat.

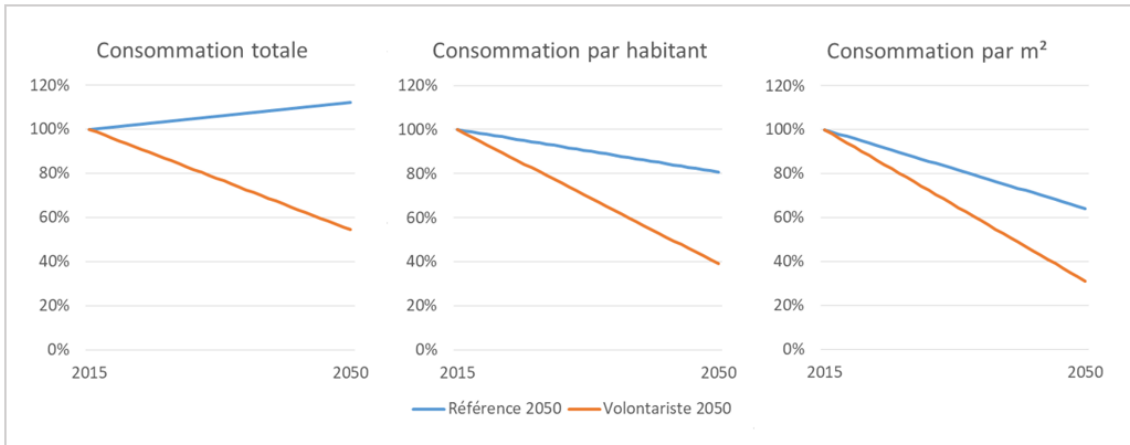


Figure 74: Comparaison des évolutions de la demande énergétique annuelle totale, par habitant et par m² de logement

D'une part, le fort développement démographique du Pays Yon et Vie, à travers une augmentation de 40 % de la population prévue d'ici 2050, représente une contrainte forte pour la réduction de la demande énergétique du territoire. On remarque d'ailleurs que la consommation par habitant est réduite dans les deux scénarios, passant de 6,9 MWh/hab en 2015 à 5,6 MWh/hab en 2050 dans le scénario de référence (-20 %) et 2,7 MWh/hab dans le scénario volontariste (-60 %).

D'autre part, l'augmentation de la surface par habitant, associée à la croissance démographique, provoque une hausse de 75 % de la surface résidentielle, la consommation de ces logements supplémentaires s'ajoutant à celle du parc existant. Paradoxalement, cette forte croissance de la surface participe à une réduction de la demande unitaire moyenne dans les deux scénarios en augmentant la part des logements neufs, moins énergivores que les logements actuels. Ainsi, la consommation unitaire moyenne passe de 160 kWh/m²/an en 2015 à 102 kWh/m²/an dans le scénario de référence et 50 kWh/m²/an dans le scénario volontariste.

Le scénario volontariste entraîne une réduction de moitié de la consommation de chauffage par rapport à 2015 (-292 GWh) grâce, notamment, à un effort significatif de rénovation du parc existant. Cette forte baisse représente les trois quarts de la réduction de la demande énergétique résidentielle (Figure 75). Les autres usages contribuent dans une moindre mesure à la transition énergétique des logements : -59 GWh pour l'ECS, -44 GWh pour l'électricité spécifique et - 3 GWh pour la cuisson (soit respectivement -64 %, -36 % et -6 % par rapport à 2015).

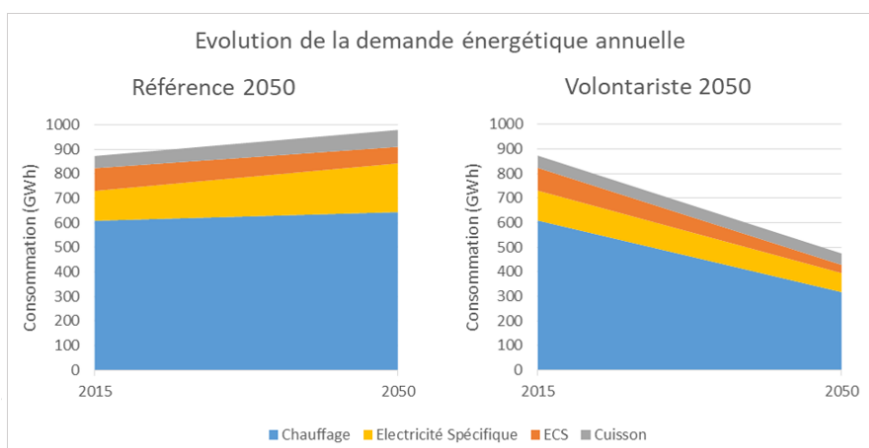


Figure 75: Evolution de la demande énergétique annuelle du territoire selon les usages

Dans le scénario de référence, la hausse de la demande de chauffage est limitée à 6 %. On remarque que l'augmentation de la demande énergétique est alors fortement liée à une augmentation de 63 % de la demande d'électricité spécifique. Celle-ci est plus du double de la progression de la consommation de chauffage (respectivement +77 GWh et +35 GWh). L'électricité spécifique représente ainsi 20 % de la demande énergétique en 2050. Notons que, bien que la consommation de cuisson augmente (+19 GWh) avec le développement démographique du territoire, la consommation d'énergie pour la production d'ECS diminue de plus d'un quart (-25 GWh) grâce à l'amélioration des rendements des systèmes.

Rappelons que le chauffage représentait 70 % de l'énergie consommée par les logements du territoire en 2015. Ainsi, bien que la demande de chauffage augmente peu dans le scénario de référence et soit fortement réduite dans le scénario volontariste, il représente toujours deux tiers de la consommation énergétique en 2050 dans les deux scénarios.

Le scénario de référence envisage le maintien d'une consommation de 144 GWh de produits pétroliers (Figure 76). En outre, les 284 GWh du gisement de biogaz du territoire ne suffisent pas à couvrir la demande résidentielle, on compte aussi 8 GWh de gaz naturel ou de biogaz importé.

A l'opposé, le scénario volontariste permet la fin du recours aux énergies fossiles orientant les besoins thermiques (chauffage et ECS) vers 51 % de biogaz et 42 % de bois énergie. Notons qu'avec une production de 19 GWh de chaleur pour la production d'ECS, le solaire se substitue à 5 % des besoins thermiques totaux et couvre plus du tiers des besoins pour l'ECS. L'absence

de chauffage électrique dans ce scénario permet de réduire la consommation électrique pour des besoins thermiques au minimum : 7 GWh pour la production d'ECS.

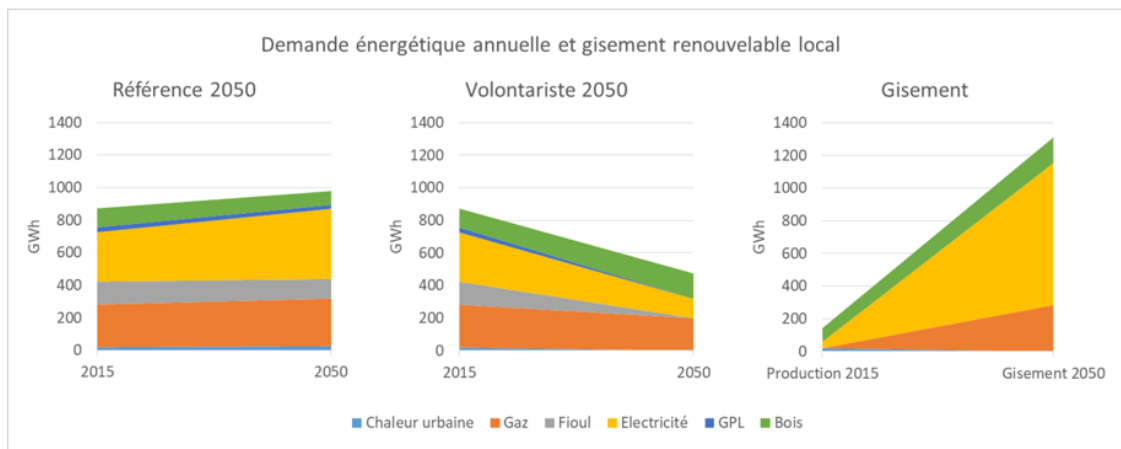


Figure 76: Comparaison de la demande énergétique annuelle par vecteur avec le gisement local d'énergie renouvelable

On observe enfin que le gisement important d'électricité renouvelable du territoire permet d'envisager la couverture en énergie de la demande électrique dans les deux scénarios. La question de la couverture dynamique demeure cependant posée. En effet, dans le scénario volontariste, en l'absence de chauffage électrique, la consommation a été réduite à 120 GWh, soit 14 % du potentiel, et l'on peut prévoir une réduction importante des variations saisonnières constatées en 2015. En revanche, dans le scénario de référence, la demande électrique augmente de 42 % en 2050 par rapport à 2015 pour atteindre 432 GWh, soit près de la moitié du gisement local. Celui-ci est constitué de plus de deux tiers de photovoltaïque, énergie produite majoritairement hors de la période de chauffage. Or la surface de plancher chauffée à l'électricité double entre 2015 et 2050, entraînant une hausse de la demande de chauffage électrique de 31 %. On peut donc présumer que l'adéquation saisonnière entre offre et demande électriques locales représente un enjeu fort dans le scénario de référence.

6.1.2 Comparaison des analyses statiques et dynamiques de la demande électrique en 2050

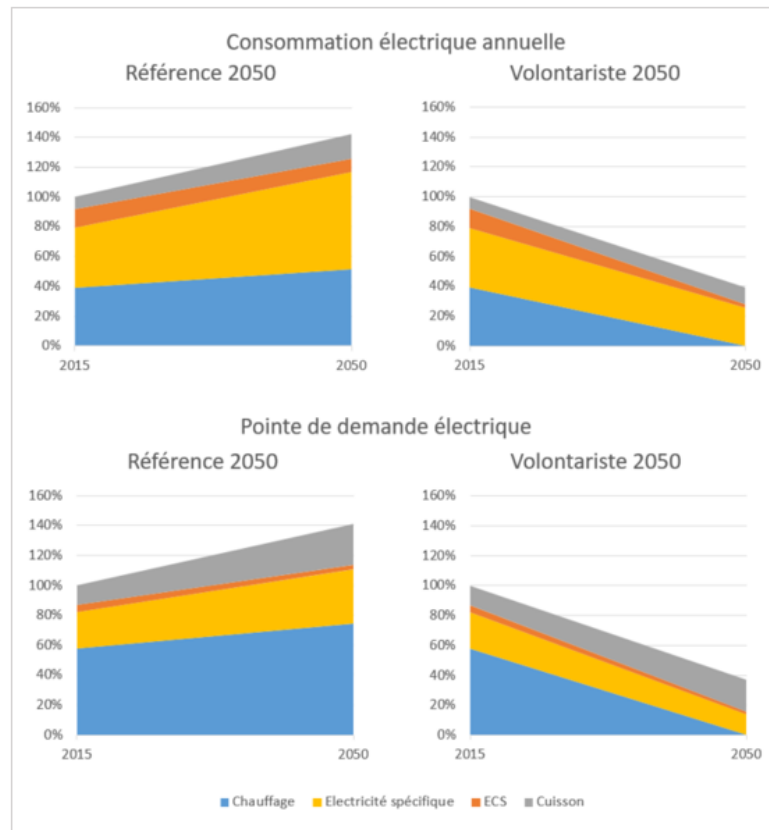


Figure 77: Evolution en base 100 de la demande électrique du territoire

On constate que la consommation électrique annuelle et la pointe de demande sur le territoire évoluent de manières comparables (Figure 77). Dans les deux cas, on remarque une hausse d'environ 40 % dans le scénario de référence et une baisse d'environ 60 % dans le scénario volontariste. Ces similitudes entre les évolutions statique et dynamique de la demande électrique se retrouvent dans chacun des 3 types de communes du territoire (Annexe 6). En revanche, deux différences notables apparaissent dans la décomposition de cette demande, l'une dépendant du type de commune, l'autre de l'approche employée (statique ou dynamique).

D'une part, on observe des différences selon les types de communes dans les mutations tant de la demande électrique annuelle que de la pointe, ces dernières résultant de la démographie et de la composition du chauffage du territoire. Rappelons que les communes rurales voient leur population augmenter de 52 % entre 2015 et 2050 tandis que dans le même temps la ville centre accueille seulement 11 % d'habitants supplémentaires. Il est donc logique que, selon le scénario

Consommation électrique résidentielle - Référence 2050

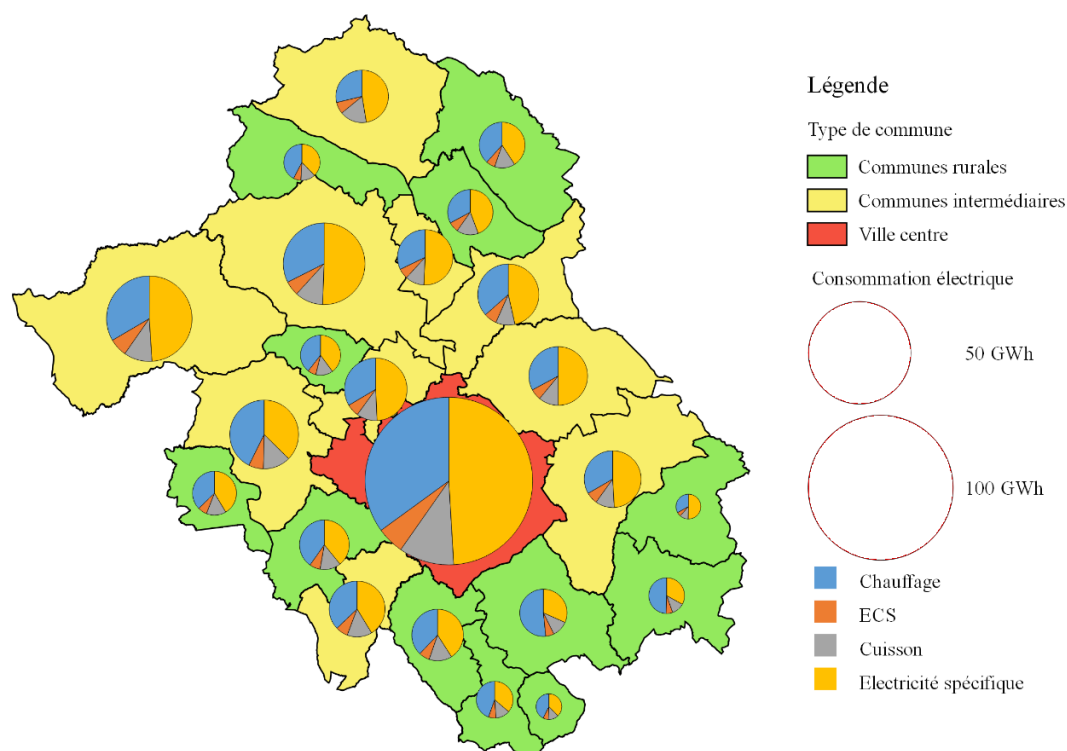


Figure 78: Demande électrique annuelle selon les usages pour le scénario Référence 2050

Consommation électrique résidentielle - Volontariste 2050

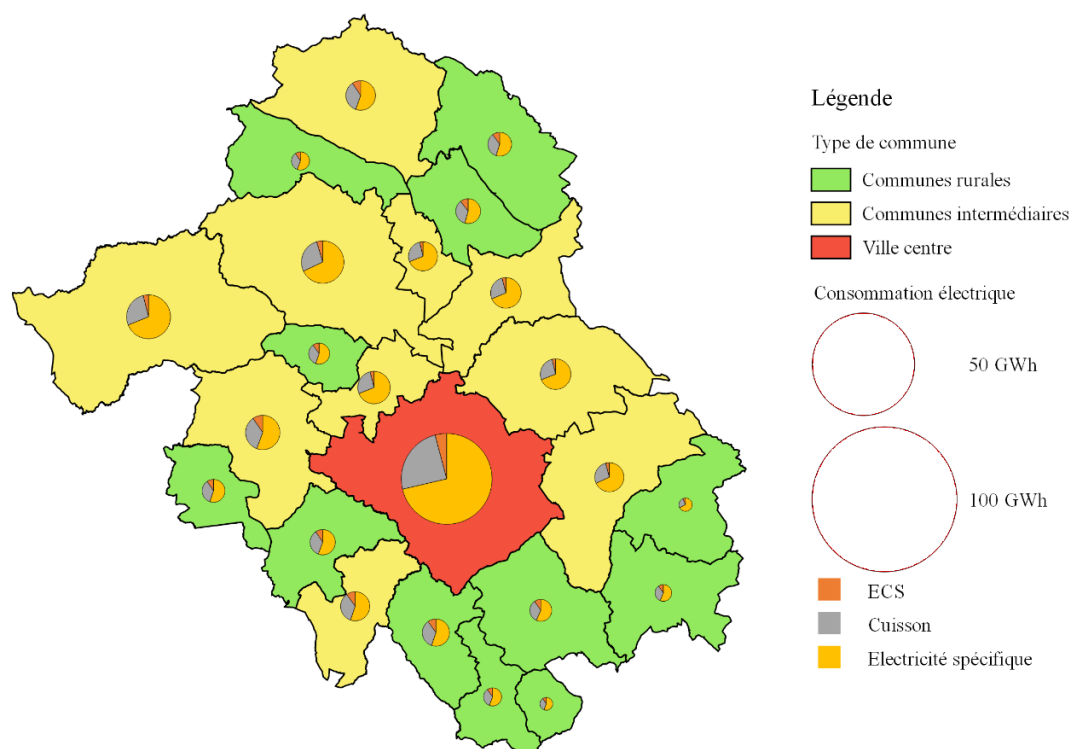


Figure 79: Demande électrique annuelle selon les usages pour le scénario Volontariste 2050

Pointe de demande électrique résidentielle - Référence 2050

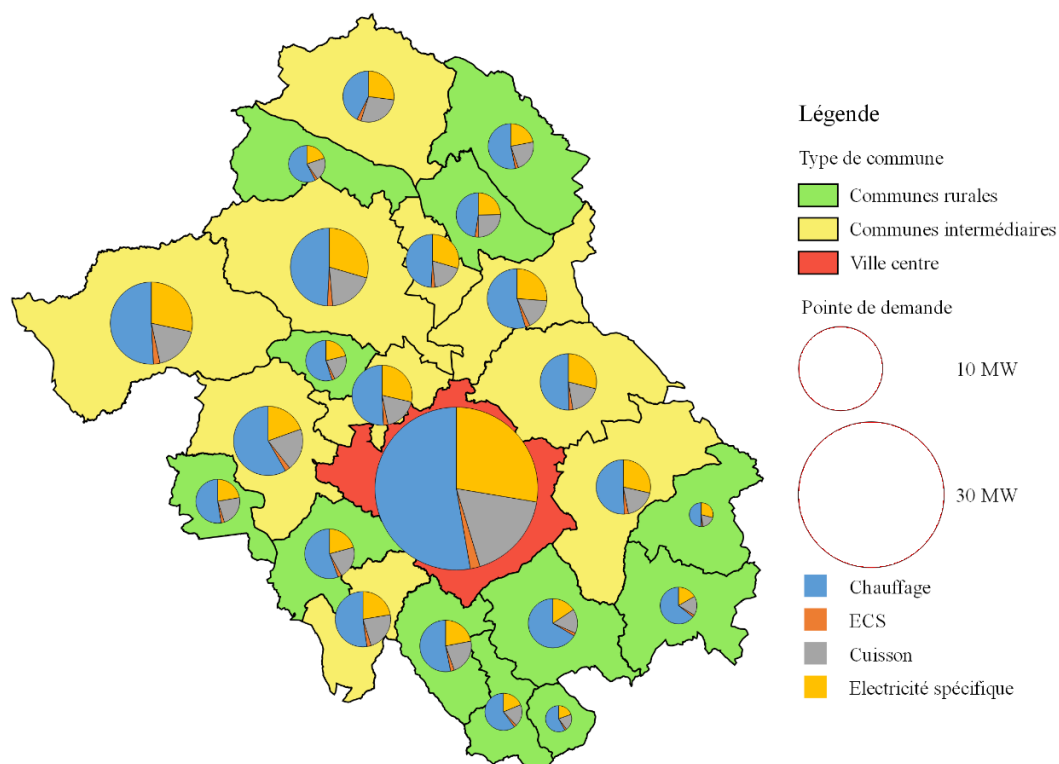


Figure 80: Pointe de demande électrique selon les usages pour le scénario Référence 2050

Pointe de demande électrique résidentielle - Volontariste 2050

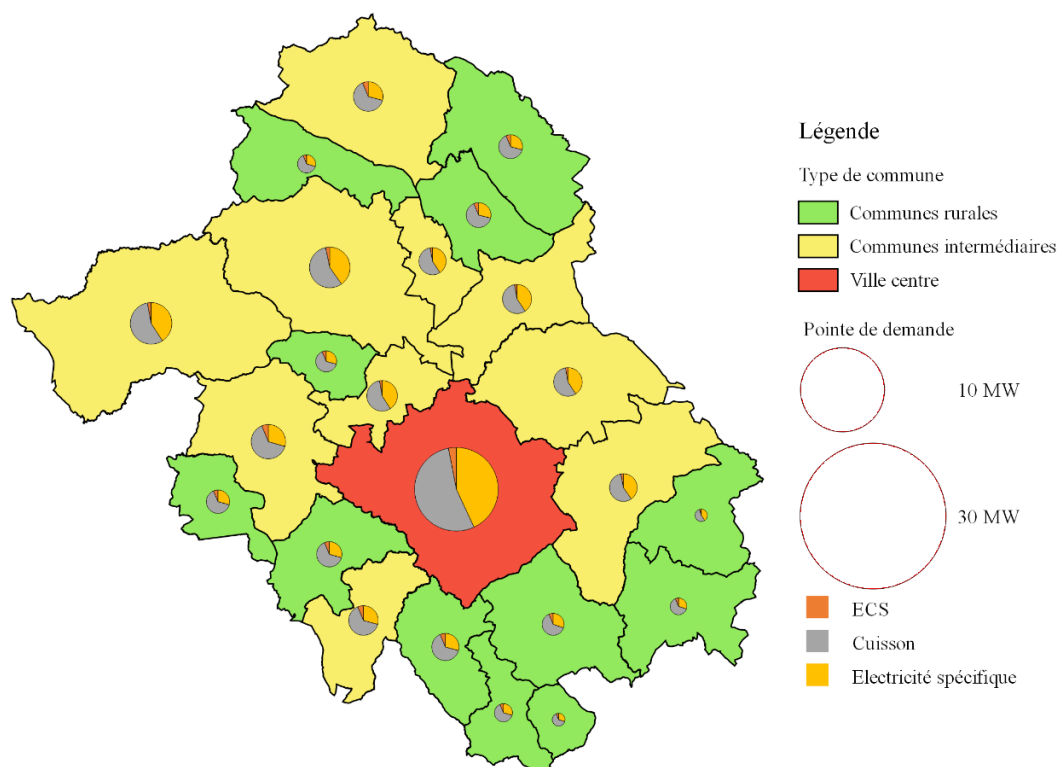


Figure 81: Pointe de demande électrique selon les usages pour le scénario Volontariste 2050

de référence, l'évolution en base 100 de la demande électrique soit supérieure dans les communes rurales tant du point de vue de la consommation annuelle (+53 % dans le rural contre +26 % dans l'urbain) que du pic de puissance appelé (+55 % dans le rural contre +28 % dans l'urbain) (Annexe 6). Or, bien que les communes intermédiaires subissent la plus forte hausse démographique (+62 %), elles voient leur demande électrique évoluer de manière moins importante que celle des communes rurales (+45 %). Ceci s'explique par le fort développement du gaz dans ces communes. Dans le scénario de référence, ce développement entraîne, dans ces communes, un maintien de la part de marché du chauffage électrique à son niveau de 2015, alors qu'elle augmente sur le reste du territoire (Figure 23 et Figure 57 et Annexe 3). Dans le scénario volontariste, alors que le chauffage électrique est absent, le fort développement du chauffage au gaz entraîne un recours à cette énergie pour la production d'ECS et la cuisson. Ceci se fait au détriment de l'électricité qui, en l'absence de GPL, est utilisée de manière systématique dans les logements ruraux, n'ayant pas accès au réseau de gaz.

D'autre part, comme en 2015, la répartition de la demande entre les usages varie fortement en fonction de l'approche. L'électricité spécifique, qui représente l'usage principal en énergie avec 46 % de la consommation annuelle dans le scénario de référence (Figure 78) et 65 % dans le scénario volontariste (Figure 79), a un poids moindre en capacité où elle participe respectivement pour 26 % (Figure 80) et 37 % du pic (Figure 81). Cependant, dans les deux scénarios, la part des usages spécifiques augmente sensiblement par rapport à 2015, année durant laquelle nous avons vu qu'elle comptait pour 40 % en statique et 25 % en dynamique.

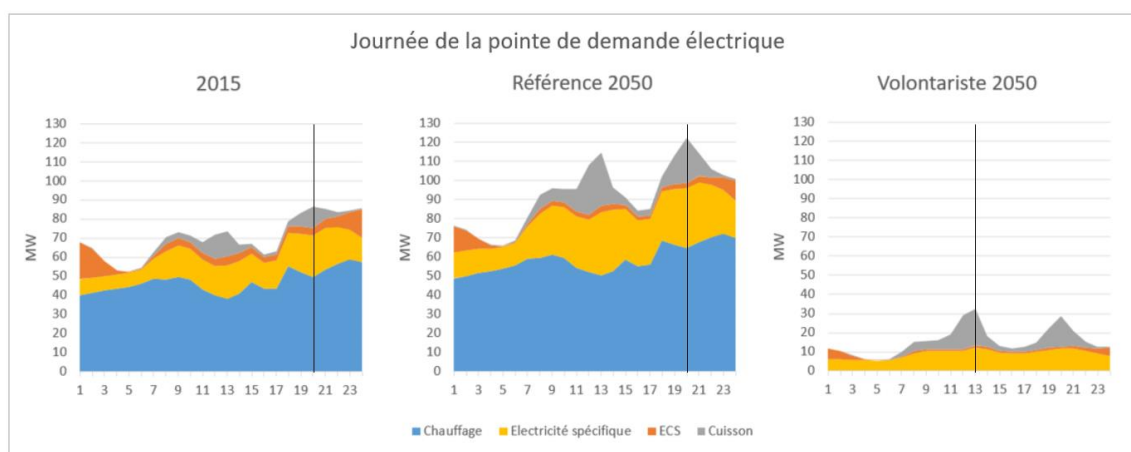


Figure 82: Courbe de charge de la journée de pointe de la demande électrique

A l'opposé, la cuisson, dont les effets sur la consommation électrique annuelle sont plus faibles (12 % dans le scénario de référence et 29 % dans le scénario volontariste), représente une part nettement plus élevée en dynamique (19 % dans le scénario de référence et 58 % dans le scénario volontariste). La courbe de charge de la journée de pointe (Figure 82) met à nouveau en évidence le constat, fait pour l'année 2015, d'une contribution importante de la cuisson au pic en comparaison de sa part dans la consommation annuelle, du fait de la simultanéité entre les besoins de cuisson et les pics journaliers de demande électrique. Ceci est d'autant plus vrai dans le scénario volontariste où, en l'absence de chauffage électrique, elle devient le principal usage à la pointe. On remarque notamment que l'heure du pic passe alors de 20h à 13h en raison de la forte demande de cuisson à la mi-journée. Dans les deux scénarios, le poids de la cuisson sur la consommation électrique est significativement plus élevé qu'en 2015 où elle ne représentait que 8 % de la demande annuelle et 13 % de la pointe.

Enfin, le fort effet du chauffage est confirmé dans le scénario de référence, tant en énergie qu'en capacité. Il compte pour 36 % de la consommation électrique annuelle et 53 % de la pointe, soit des parts proches de celles de 2015⁶³. A l'opposée, l'absence de chauffage électrique dans le scénario volontariste est la principale source de réduction de la demande. On s'attend ainsi à retrouver, dans le scénario de référence, des variations saisonnières comparables à celles observées en 2015. En revanche, on peut supposer que l'absence de chauffage électrique réduise fortement les variations saisonnières dans le scénario volontariste.

6.1.3 Variations saisonnières de la demande électrique de chaque scénario

Selon le scénario de référence, la demande électrique résidentielle du territoire présente en 2050 une amplitude de variation saisonnière de 51 MW et un taux de variation saisonnière de 2,8. La figure 83 corrobore les constats de 2015 d'une variation saisonnière quasi-sinusoidale de la demande électrique⁶⁴ et du chauffage comme la principale source des variations avec une AVS de 46 MW, soit 90 % de l'ensemble des usages résidentiels. Alors que l'AVS croît de 11 MW par rapport à 2015 (+27 %), le TVS diminue (- 12 %). Il s'agit là d'une conséquence de la

⁶³ En 2015, le chauffage représentait 39 % de la consommation électrique annuelle et 58 % de la pointe de demande.

⁶⁴ Selon le scénario de référence, la MMS de la demande électrique présente un coefficient de corrélation de 0,98 avec la sinusoïde d'équation $y = 49 + 25 \cdot \sin\left(2\pi \cdot \frac{h+1723}{8760}\right)$, tandis que dans le scénario volontariste, la corrélation est de 0,99 avec la sinusoïde d'équation $y = 13,6 + 1,5 \cdot \sin\left(2\pi \cdot \frac{h+2128}{8760}\right)$.

hausse de la part des usages spécifiques. En effet, bien que la demande annuelle de chauffage électrique augmente de 31 % entre 2015 et 2050, dans le même temps la demande spécifique progresse de 63 %. Or celle-ci présente une AVS faible (1,6 MW) et contribue donc à lisser la demande annuelle.

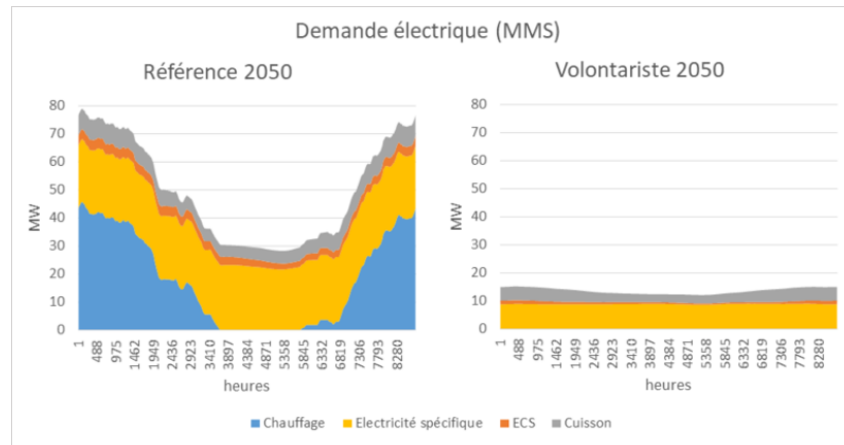


Figure 83: Variations saisonnières de la demande électrique selon les usages

La figure 84 montre la pérennisation dans le scénario de référence des grandes disparités en fonction des zones du territoire observées en 2015. Ainsi, le TVS des communes rurales est de 3,2 contre 2,7 pour le reste du Pays Yon et Vie, soit un écart de près de 20 %. Comme pour la consommation de 2015, cette différence géographique découle de l'hétérogénéité du recours au chauffage électrique. En 2050, il est majoritaire dans les communes rurales alors que dans les communes intermédiaires et la ville centre il représente respectivement 42 % et 33 % des surfaces chauffées (Figure 57).

A l'opposé, dans le scénario volontariste, la demande électrique est très fortement réduite et le niveau maximum de la demande saisonnière est de 15 MW contre 79 MW dans le scénario de référence. En l'absence de chauffage électrique, la variation est de 26 %, soit une amplitude de 3MW, très faible en comparaison des 51 MW constatés dans le scénario de référence. Elle est imputable principalement à la cuisson qui compte pour deux tiers de l'amplitude saisonnière. De plus, on remarque une légère différence du taux de variation saisonnière entre les communes rurales et la ville centre dans le scénario volontariste (respectivement 1,34 et 1,20). Elle s'explique par un recours plus important à l'électricité pour la cuisson et la production d'ECS dans les communes rurales en raison de l'absence du réseau de gaz.

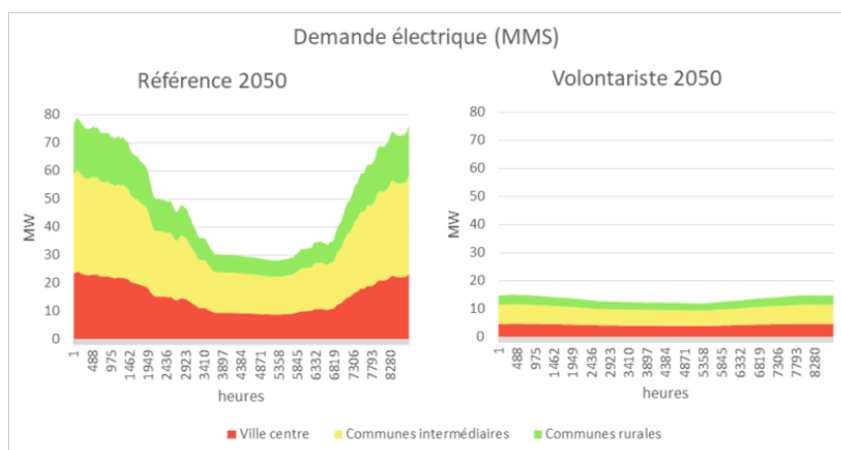


Figure 84: Variations saisonnières de la demande électrique selon la typologie de commune

En conclusion, cette analyse de la demande énergétique résidentielle du Pays Yon et Vie selon les deux scénarios atteste qu'en raison de son poids sur la consommation annuelle, le chauffage représente un enjeu majeur pour la transition énergétique des logements. Cet enjeu est particulièrement prégnant sur le vecteur électrique pour lequel le chauffage contribue significativement aux pointes de consommation hivernales et entraîne d'importantes variations saisonnières de la demande. Les communes rurales, dont les logements recourent fortement au chauffage électrique sont les principales responsables de ces variations de la demande électrique résidentielle.

6.2 Réponse dynamique des énergies renouvelables locales aux besoins électriques résidentielles en 2050

Le gisement total d'énergie renouvelable du Pays Yon et Vie en 2050 est estimé à un peu plus de 1 300 GWh. Rappelons que l'on distingue ici les énergies renouvelables thermiques (biogaz et bois énergie) et électriques (éolien et photovoltaïque). Les premières étant stockables, leur contribution à l'autonomie énergétique du territoire est envisagée via l'approche statique. Nous avons vu que, selon le scénario volontariste, le gisement du Pays Yon et Vie permet de répondre à la demande thermique (hors électricité) en 2050, tandis que, dans le scénario de référence, la consommation présente deux propriétés empêchant une couverture statique des besoins thermiques : le maintien d'une part de produits pétroliers pour le chauffage et une consommation de gaz supérieure au potentiel de méthanisation du territoire.

Cette thèse n'intégrant pas de stockage de l'électricité, la couverture de la demande électrique par les gisements éolien et photovoltaïque locaux nécessite une analyse dynamique.

6.2.1 Identification d'un mix optimal pour la couverture dynamique de la demande électrique dans une optique TEPOS

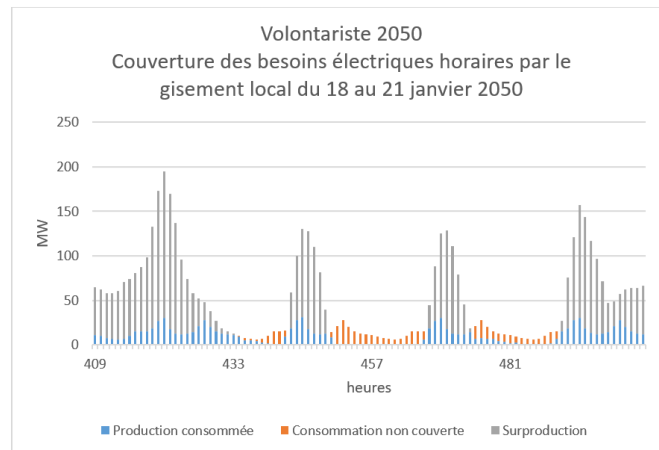


Figure 85: Couverture des besoins électriques par le gisement local du 18 au 21 janvier 2050 dans le scénario volontariste

Le gisement électrique renouvelable du Pays Yon et Vie a été quantifié à 870 GWh en 2050. Bien que cela corresponde au double de la demande électrique résidentielle du scénario de référence et à plus de 7 fois celle du scénario volontariste, en l'absence de stockage, la mobilisation de l'intégralité de ce gisement ne permettrait d'assurer la couverture dynamique que de 75 % de la consommation dans le scénario de référence et 94 % dans le scénario volontariste. En raison de leur dépendance aux facteurs météorologiques, les filières éolienne et photovoltaïque présentent une forte variabilité, générant des creux de production significatifs. Citons notamment les nuits sans vent, durant lesquelles aucune production n'est envisageable (Figure 85). On constate par conséquent que la demande ne peut être couverte dynamiquement pour 1096 heures dans le scénario volontariste et 3712 heures dans le scénario de référence. Ainsi, malgré une mobilisation maximale du gisement local et une réduction importante de la demande électrique résidentielle, sans stockage, ces filières ne peuvent pas couvrir dynamiquement la totalité de la demande.

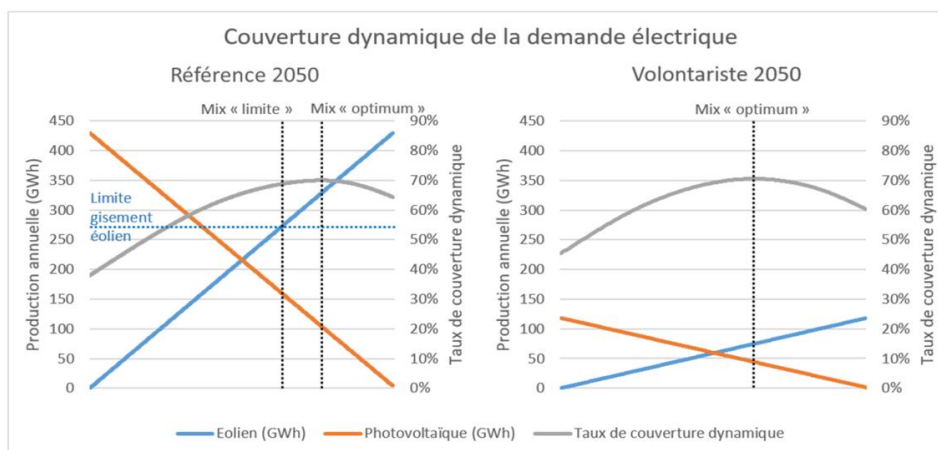


Figure 86: Couverture dynamique de la demande électrique dans les deux scénarios

En adoptant une optique TEPOS, on envisage un équilibre statique entre la demande électrique résidentielle et la production renouvelable locale en 2050. Pour assurer cette couverture statique, il est donc nécessaire de mobiliser 430 GWh dans le scénario de référence et 120 GWh dans le scénario volontariste. En partant de ces hypothèses, on recherche le mix optimal de couverture dynamique de la consommation. Cela revient, pour une production annuelle donnée, à trouver la répartition entre les moyens de production éoliens et photovoltaïques permettant de maximiser la concomitance de l'offre avec la demande. Pour ce faire, 1000 combinaisons éolien-photovoltaïque sont envisagées, allant d'un mix 100 % photovoltaïque à un mix 100 % éolien. Pour chacune de ces combinaisons, on quantifie la part de la consommation électrique résidentielle couverte dynamiquement par la production. La figure 86 montre que pour les deux scénarios on obtient un mix optimal permettant une couverture dynamique élevée (70 %).

Nous avons vu que le scénario de référence présente une forte saisonnalité de la consommation due au chauffage électrique. Afin de répondre à la forte demande hivernale, le mix de production est fortement tourné vers l'éolien (76 %), qui produit principalement en hiver (Figure 72). Grâce à l'absence de chauffage électrique dans le scénario volontariste, la demande subit de faibles variations saisonnières ce qui permet le recours à un mix plus équilibré que pour le scénario de référence. La production éolienne y reste cependant majoritaire (63 %) car elle présente une saisonnalité moins marquée que le photovoltaïque. Ainsi, grâce à la forte réduction de la demande, le mix optimal de couverture dynamique des besoins électriques résidentiels nécessiterait, dans le scénario volontariste, de multiplier les parcs éolien et photovoltaïque

actuels du Pays Yon et Vie par environ 2,5⁶⁵. A l’opposé, dans le scénario de référence, en raison de la hausse de la consommation et de sa forte saisonnalité, la couverture dynamique optimale nécessite un développement éolien supérieur de 22 % au gisement du territoire et une multiplication par 5,6 du parc photovoltaïque (Tableau 32).

Scénario	Eolien			Photovoltaïque			Taux de couverture dynamique de la demande
	Puissance installée	Production annuelle	Part du gisement mobilisée	Puissance installée	Production annuelle	Part du gisement mobilisée	
Référence 2050 « optimum »	131 MW	329 GWh	122 %	90 MW	104 GWh	17 %	70 %
Référence 2050 « limite »	108 MW	270 GWh	100 %	141 MW	162 GWh	27 %	69 %
Volontariste 2050 « optimum »	30 MW	74 GWh	28 %	38 MW	44 GWh	7 %	71 %

Tableau 32: Mix optimal pour la couverture dynamique de la demande électrique dans les deux scénarios

Afin d’observer les conséquences d’un fort développement éolien dans le scénario de référence et de le comparer avec le mix optimal, plus équilibré, du scénario volontariste, il a été choisi de ne pas tenir compte de la limite imposée par le potentiel éolien du territoire et de se placer dans une situation théorique où il pourrait répondre de manière optimale aux besoins des logements. Le potentiel éolien de chaque IRIS est ainsi surestimé de 22%.

On suppose en outre une exploitation isotrope du gisement. Ainsi, pour chaque IRIS du Pays Yon et Vie, on envisage des taux de mobilisation des gisements éolien et photovoltaïque égaux à ceux de l’ensemble du territoire. Ceci permet de visualiser les différences de potentiel entre les zones urbaines et rurales sur la réponse de l’offre locale à la demande électrique.

⁶⁵ En 2014, les puissances éolienne et photovoltaïque installées sur le Pays Yon et Vie s’élevaient respectivement à 12 et 16 MW.

6.2.2 Des déséquilibres offre-demande à la fois spatiaux et temporels

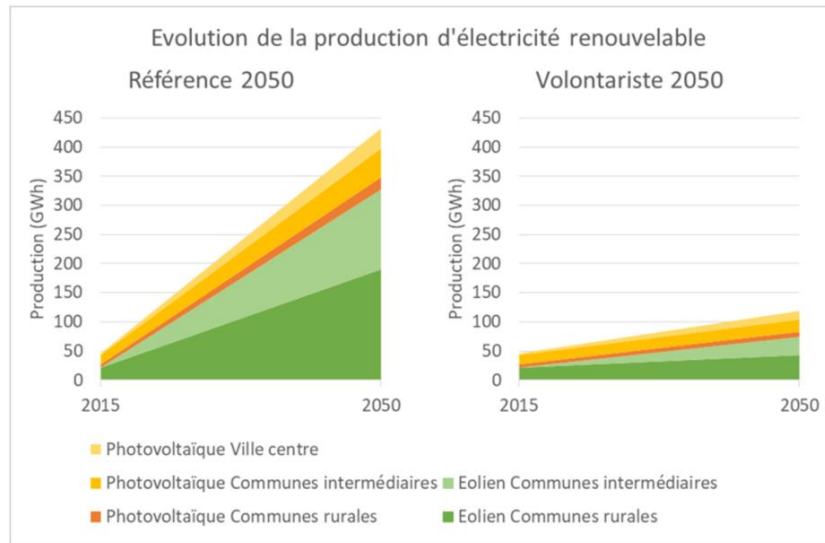


Figure 87: Evolution de la production annuelle d'électricité renouvelable par type de communes dans les deux scénarios

En 2050, bien que la production d'électricité renouvelable soit majoritairement tournée vers l'éolien, il existe des disparités importantes selon les zones du territoire. Comme présenté au paragraphe 1.1.2, les communes rurales disposent d'espaces importants pour l'installation d'éoliennes. Il s'agit là d'une conséquence de leur faible urbanisation. Celle-ci a pour autre effet de limiter la surface de toitures pouvant accueillir des panneaux photovoltaïques. Les communes rurales disposent donc d'un fort potentiel éolien (58 % du gisement du territoire) et d'un gisement photovoltaïque restreint (20 % du gisement du territoire). Dans ces conditions, l'éolien représente 83 % de la production électrique rurale dans le scénario volontariste et jusqu'à 90 % dans le scénario de référence (Figure 87). A l'opposé, la ville centre disposant du tiers du gisement solaire du territoire mais d'aucun espace pour l'installation d'éoliennes, la production électrique urbaine est intégralement photovoltaïque. Enfin, les communes intermédiaires comptent pour près de la moitié de la production solaire du Pays Yon et Vie et présentent un mix intermédiaire entre les extrêmes urbain et rural. Celui-ci est cependant très fortement tourné vers l'éolien, lequel représente 73 % de l'offre de ces communes dans le scénario de référence et 60 % dans le scénario volontariste.

Production électrique renouvelable - Référence 2050

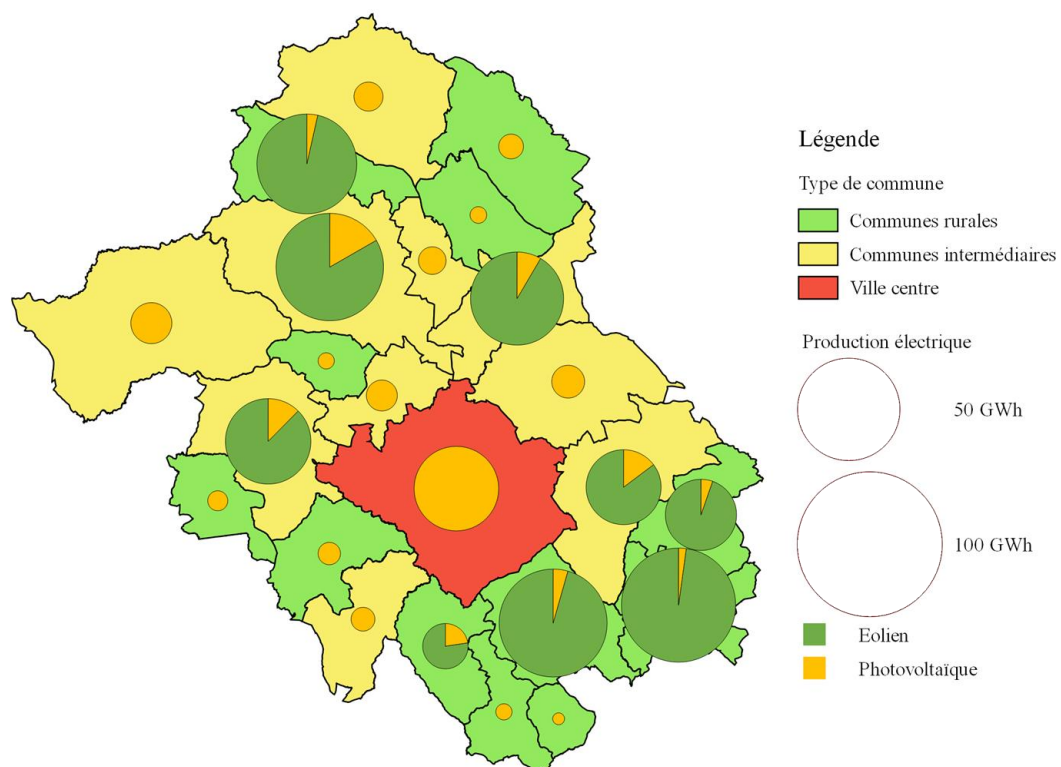


Figure 88: Production communale d'électricité renouvelable selon le scénario Référence 2050

Production électrique renouvelable - Volontariste 2050

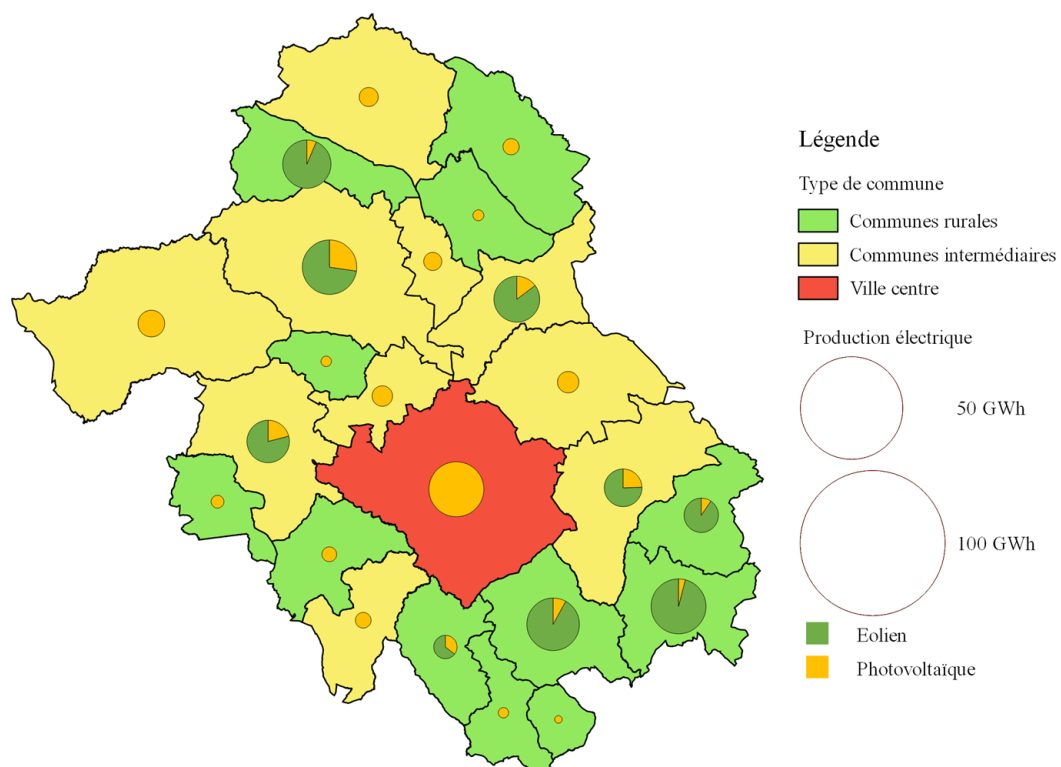


Figure 89: Production communale d'électricité renouvelable selon le scénario Volontariste 2050

En raison de son défaut de potentiel éolien, la ville centre ne représente que 8 % de la production annuelle d'électricité renouvelable du scénario de référence (34 GWh) et 12 % de celle du scénario volontariste (15 GWh). Le reste de la production est à peu près équitablement répartie entre les communes rurales et intermédiaires. En effet, dans le scénario volontariste, ces 2 zones géographiques produisent chacune 52 GWh, tandis que dans le scénario de référence, les communes rurales fournissent 211 GWh contre 187 GWh pour les communes intermédiaires. La figure 88 et la figure 89 montrent cependant que pour ces deux types de commune, le gisement n'est pas homogène, la localisation de la production dépendant fortement de celle du potentiel éolien. En outre, leur comparaison avec la figure 78 et la figure 79 met en évidence le fort décalage entre la localisation de la production et de la consommation, entraînant de forts excédents de production dans certaines communes et des déficits significatifs dans d'autres.

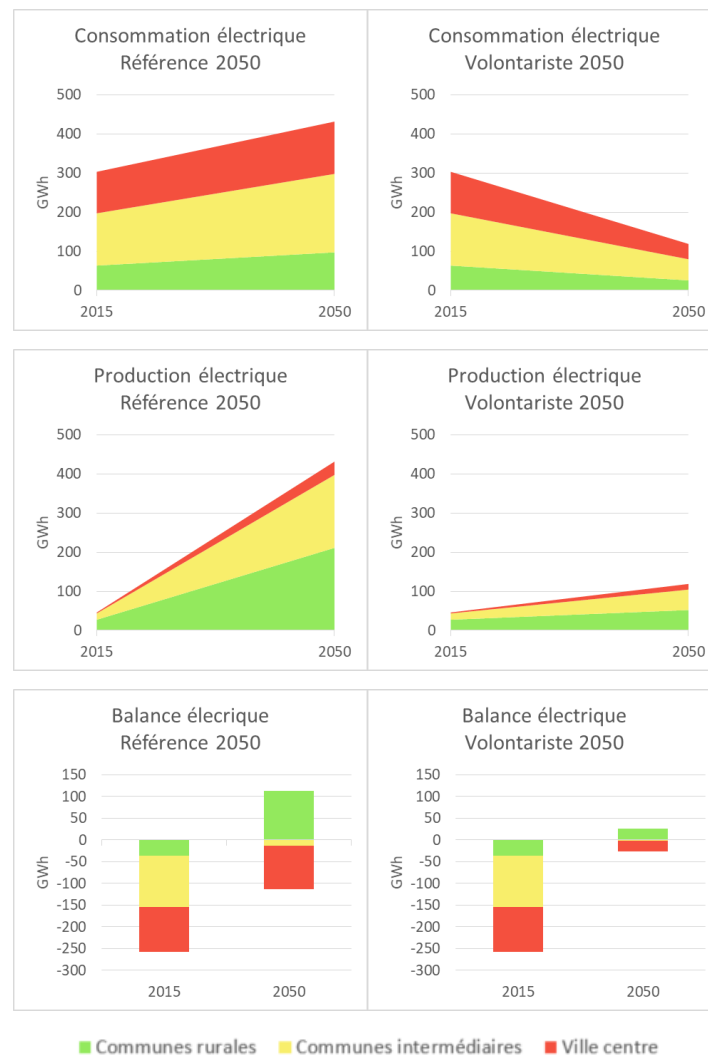


Figure 90: Comparaison statique de l'évolution de l'offre, de la demande et de la balance électriques par type de commune dans les scénarios

Les communes rurales, dans leur ensemble, sont ainsi fortement excédentaires dans les deux scénarios avec une consommation électrique qui représente la moitié leur production (Figure 90). Dans le même temps, les communes intermédiaires présentent une balance électrique statique proche de l'équilibre avec un déficit de 7 % dans le scénario de référence (14 GWh) et de 3 % dans le scénario volontariste (2 GWh). Enfin, avec plus de 30 % de la demande électrique territoriale contre environ 10 % de l'offre, la ville centre est fortement déficitaire dans les deux scénarios : - 100 GWh dans le scénario de référence et - 25 GWh dans le scénario volontariste, soit respectivement 75 % et 63 % de ses besoins électriques annuels.

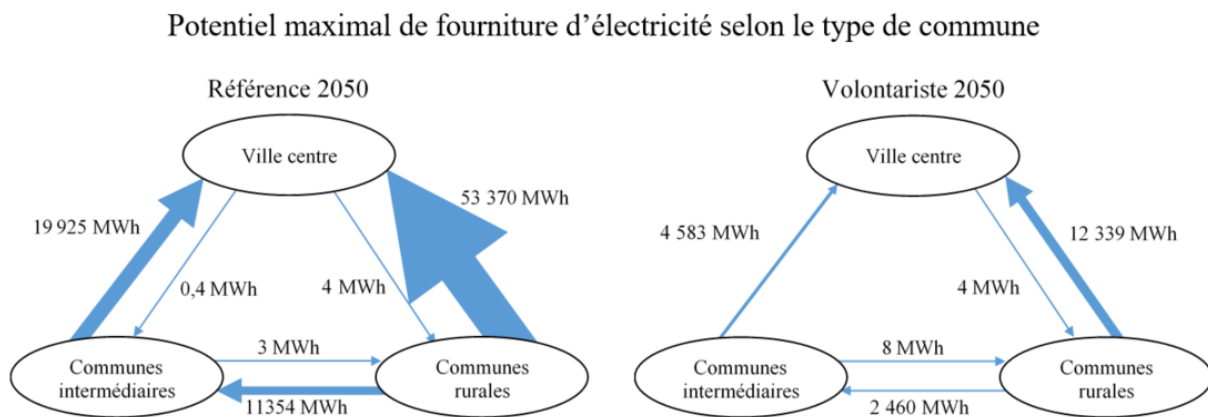


Figure 91: Potentiel maximal de fourniture d'électricité selon le type de commune⁶⁶

La vision dynamique des échanges potentiels entre les zones du territoire fournit des informations complémentaires. La figure 91 montre les potentiels d'échanges électriques entre les différents types de communes. Ils dépendent à la fois de l'excédent horaire de la zone qui fournit et du déficit de la zone qui reçoit. Ainsi, en plus de 84 % de leur propre consommation, les communes rurales pourraient couvrir dynamiquement 40 % des besoins électriques de la ville centre dans le scénario de référence et 31 % dans le scénario volontariste, valorisant ainsi un quart de leur production. Elles pourraient mobiliser 5 % de cette dernière pour répondre à 6 % de ceux des communes intermédiaires dans le scénario de référence et 5 % dans le scénario volontariste. De leur côté, les communes intermédiaires, qui couvrent dynamiquement un peu moins de 70 % de leurs besoins électriques, seraient en mesure de fournir 15 % de l'électricité de la ville centre dans le scénario de référence et 12 % dans le scénario volontariste, valorisant

⁶⁶ Le potentiel maximal de fourniture d'électricité d'un type de commune vers un autre est défini comme la somme des flux horaires par lesquels l'excédent de la production agrégé du premier couvre tout ou partie du déficit du second.

environ 10 % de leur production. Notons que ces transferts potentiels ne sont pas cumulables dans leur intégralité.

Mais l'information principale procurée par l'approche dynamique porte sur le sens quasi-unique des échanges pour les deux scénarios tout au long de l'année. En effet, on constate que si les communes rurales disposent d'un potentiel de fourniture d'électricité important vers les autres zones du territoire, celles-ci ne peuvent leur en apporter qu'une quantité négligeable en retour. Il en est de même pour le potentiel de fourniture de la ville centre vers les communes intermédiaires.

Nous avons cependant vu que le gisement renouvelable n'est pas homogène au sein de chaque type de communes et dépend fortement de la localisation du potentiel éolien (Figure 88 et Figure 89). Ceci est confirmé par les tableaux de l'annexe 10 qui présentent le potentiel maximal de fourniture d'électricité commune par commune. En effet, plus que le type de commune ou la consommation électrique, ces tableaux démontrent que c'est la disponibilité d'une production éolienne sur une commune qui lui permet de fournir une quantité significative d'électricité à d'autres. Ceci confirme donc le sens quasi-unique de la fourniture entre les communes.

Rappelons qu'un autre enjeu des TEPOS concerne l'équilibrage offre-demande et le dimensionnement des réseaux nécessaires pour absorber les pointes. Or alors que dans le système électrique actuel ce dernier est lié à la variabilité de la consommation territoriale, en 2050 le calibrage des infrastructures de transport pourrait dépendre de la variabilité de l'offre. En effet, la pointe de production locale s'élève à 184 MW dans le scénario de référence et 51 MW dans le scénario volontariste (Figure 92). Elle est ainsi supérieure de 50 à 60 % au pic de demande. Dans les deux scénarios, l'excédent maximum de production électrique du Pays Yon et Vie est lui aussi supérieur de plus de 20 % à la demande en pointe, ce qui remet en question le dimensionnement des réseaux d'approvisionnement électrique du territoire. Celui-ci est aujourd'hui basé sur la pointe annuelle de consommation, tous secteurs confondus. Cependant, en raison des fortes pointes de production des filières renouvelables, dans une optique TEPOS n'intégrant pas de flexibilité⁶⁷, il pourrait dépendre de l'excédent maximum de production. On retrouve ici l'enjeu, présenté au paragraphe 1.1.3, selon lequel plus la maille territoriale est fine et plus la variabilité de la production est forte. Les pointes d'excédent de production devenant supérieures aux pics de consommation, on démontre la nécessité évoquée

⁶⁷ Voir la définition de la flexibilité au paragraphe 1.1.2

plus haut de maintenir un équilibrage réseau à des échelles spatiales plus larges afin de profiter de l'amortissement assuré par le foisonnement des productions territoriales. Rappelons que cette thèse étudie uniquement la demande résidentielle et que la confirmation de cette conclusion nécessite d'élargir l'analyse aux évolutions de la demande électrique des autres secteurs de consommation.



Figure 92: Comparaison de l'évolution des pointes annuelles de l'offre, de la demande électrique et de l'excédent par type de commune dans les scénarios

Le déséquilibre dynamique entre l'offre et la demande est particulièrement marqué dans les communes rurales en raison de leur forte surproduction électrique annuelle. La comparaison de la figure 93 avec la figure 80 et de la figure 94 avec la figure 81 montre que toutes les communes disposant d'un gisement éolien présentent des pointes de production nettement supérieures à leurs pointes de consommation. Ainsi, le rapport entre l'excédent maximum et le pic de

Pointe de production électrique renouvelable - Référence 2050

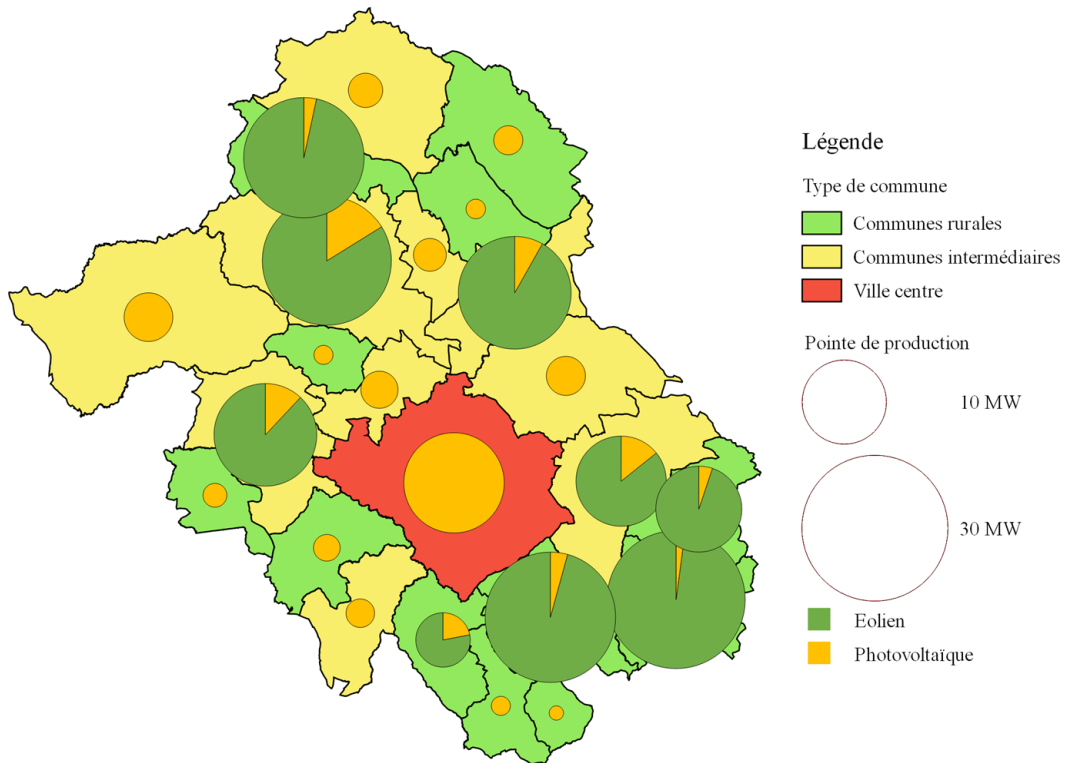


Figure 93: Pointe de production d'électricité renouvelable selon le scénario Référence 2050

Pointe de production électrique renouvelable - Volontariste 2050

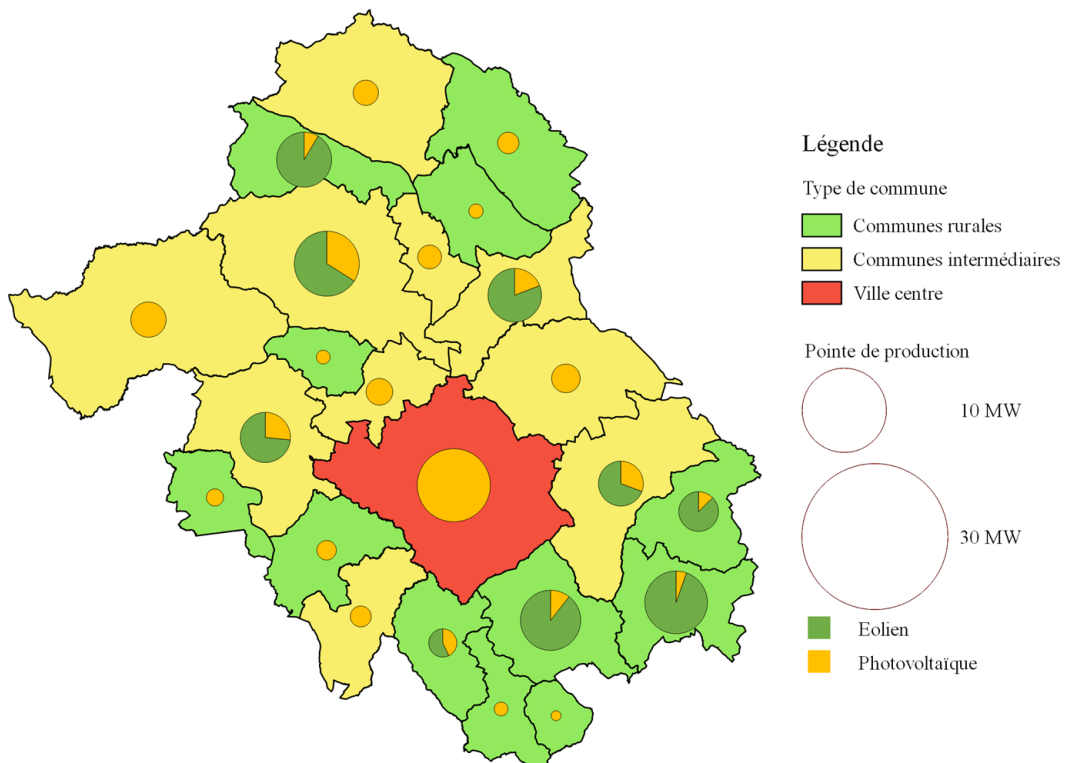


Figure 94: Pointe de production d'électricité renouvelable selon le scénario Volontariste 2050

demande électrique des communes rurales dans leur ensemble est de 2,8 dans le scénario de référence et de 2,6 dans le scénario volontariste. A l’opposé, la ville centre conserve une pointe de consommation nettement plus élevée que son excédent (+201 % dans le scénario de référence et + 69 % dans le scénario volontariste).

6.2.3 Effets de l’offre et de la demande sur les variations saisonnières de la balance électrique pour chaque scénario

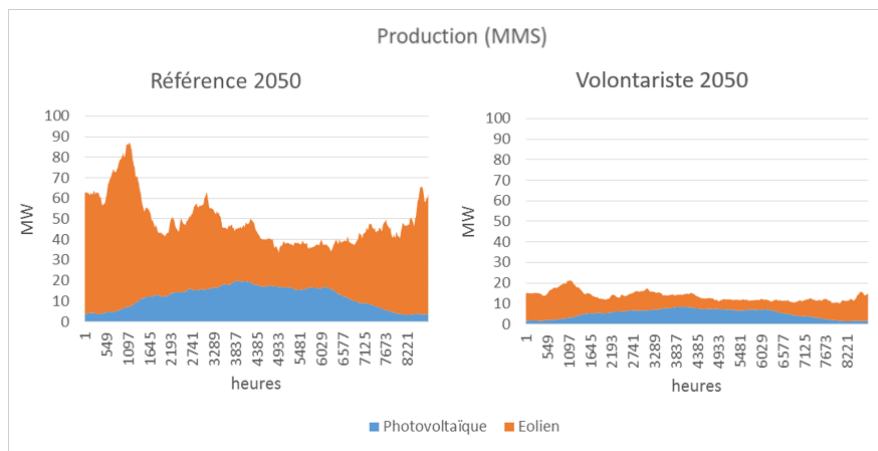


Figure 95: Variations saisonnières de la production électrique par filière selon les scénarios

Alors que nous avons vu que la courbe de variation saisonnière de la demande électrique peut être assimilée à une sinusoïde, celle de l’offre est nettement plus irrégulière (Figure 95). Le TVS de la production locale s’élève à 2,6 dans le scénario de référence et à 2,1 dans le scénario volontariste. Cette différence est imputable à la répartition entre éolien et photovoltaïque. En effet, dans le scénario de référence, le mix renouvelable présente un fort déséquilibre avec plus de trois quarts d’éolien. La forte production hivernale de l’éolien n’est que partiellement compensée par une production photovoltaïque majoritairement printanière et estivale.

Scénario	Territoire	Communes rurales	Communes intermédiaires	Ville centre
Référence 2050	2,6	3,6	2,5	6,2
Volontariste 2050	2,1	3,0	2,1	6,2

Tableau 33: Facteur de variation saisonnière de la production électrique par type de communes selon les scénarios

L'effet de l'équilibre du mix de production sur sa variation saisonnière est observable sur les différentes zones du territoire⁶⁸. En effet, les communes rurales, dont l'offre est très fortement tournée vers l'éolien, présentent une production majoritairement hivernale dans les deux scénarios, avec un TVS entre février et juillet de l'ordre de 3,0 à 3,6 (Tableau 33). Grâce à un mix plus équilibré, la production électrique des communes intermédiaires subit des variations saisonnières moins amples avec un TVS de 2,1 à 2,5. Enfin, avec une offre uniquement photovoltaïque, la ville centre présente une saisonnalité inversée avec un maximum en juin et un minimum en décembre. La figure 96 montre cependant qu'elle a un effet très faible sur la variation saisonnière de la production électrique du territoire.

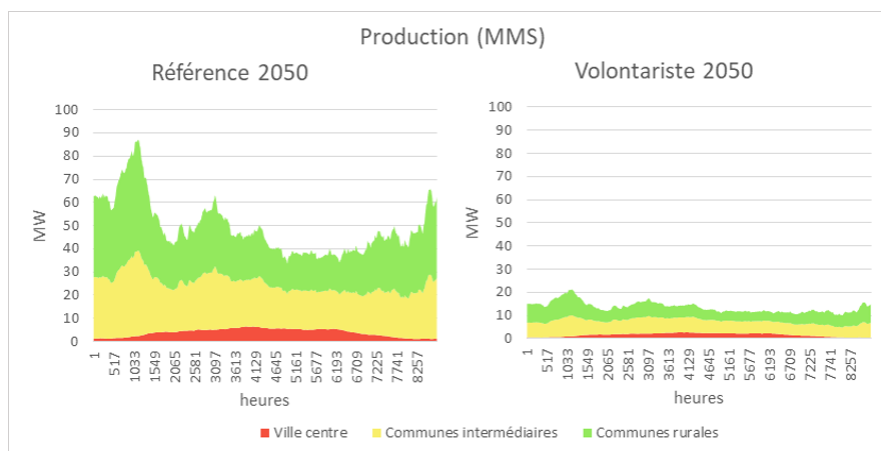


Figure 96: Variations saisonnières de la production électrique par type de communes selon les scénarios

Dans le scénario de référence, la forte variation saisonnière de la production a pour but principal de compenser celle de la consommation, étroitement liée aux besoins de chauffage électrique. En revanche, en l'absence de ce mode de chauffage, dans le scénario volontariste la variation saisonnière de la demande est faible (AVS de 3 MW). On constate alors qu'en raison de la forte variabilité des filières renouvelables évoquée plus haut, la variation saisonnière de l'offre lui est nettement supérieure (AVS de 11 MW).

La balance électrique du territoire correspond à la différence entre la production locale d'électricité renouvelable et la consommation électrique résidentielle. Une balance positive représente donc un excédent de production, tandis qu'une balance négative indique un déficit.

⁶⁸ Les courbes de production par type de communes dont disponible à l'annexe 8.

Cette balance locale présente des différences importantes selon les scénarios. En effet, son amplitude maximale est 3,5 fois plus importante dans le scénario de référence que dans le scénario volontariste (247 MW contre 70 MW). Ce rapport est du même ordre de grandeur que ceux des pointes de consommation et de production des deux scénarios : respectivement 3,8 et 3,6.

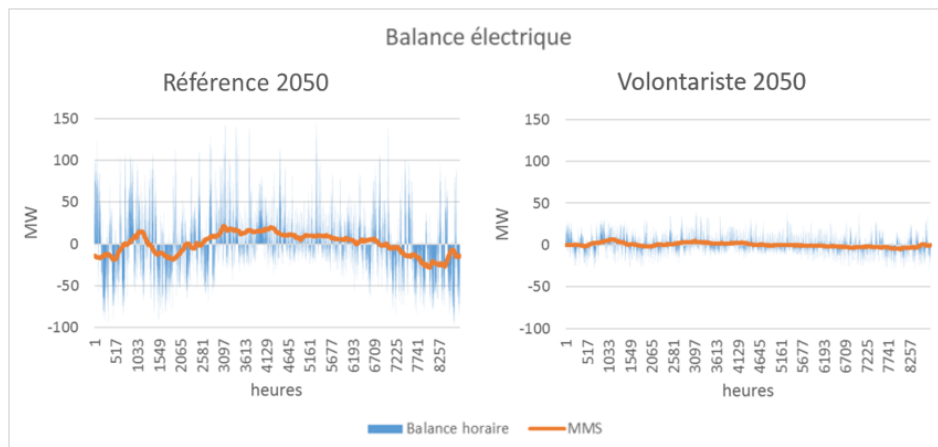


Figure 97: Balance électrique du territoire selon les scénarios

L'AVS de la balance électrique territoriale du scénario de référence est de 50 MW (Figure 97). Elle est donc comparable à celle de la demande (51 MW). On remarque cependant que les extremums des deux MMS ne sont pas simultanés. En effet, le maximum saisonnier de la consommation a lieu en janvier tandis que le maximum saisonnier du déficit électrique correspond au mois de décembre. Mais surtout, alors que le minimum saisonnier de la demande apparaît en août, le maximum saisonnier de l'excédent est observé en mai. On constate donc que, si la production modifie la variation saisonnière de la balance électrique, elle ne suffit pas à compenser la consommation pour réduire l'amplitude saisonnière.

La MMS de la balance électrique du scénario volontariste varie entre -5 MW en décembre et +7 MW en février⁶⁹. Deux constats s'imposent alors. D'une part, le maximum saisonnier de l'excédent électrique ne présente pas de simultanéité avec un creux de demande mais avec le maximum saisonnier de l'offre. D'autre part, l'AVS de la balance (12 MW) est comparable à celle de la production (11 MW) et nettement supérieure à celle de la consommation (3 MW).

⁶⁹ Les courbes de la figure 97 ont été mises à la même échelle afin de montrer la différence d'amplitude de la balance électrique selon les scénarios. Cette mise à l'échelle masque les variations saisonnières de la balance électrique du scénario volontariste. Celle-ci peut être observée à l'annexe 9.

Nous avons vu qu'en l'absence de chauffage électrique la demande présente une faible variation saisonnière. On constate ici que l'offre a alors des effets importants sur la saisonnalité de la balance électrique.

Il semble donc que le déterminant principal de la variation saisonnière de la balance électrique territoriale diffère selon les scénarios. L'analyse de la corrélation de cette dernière avec les variations saisonnières de l'offre et de la demande confirme cette intuition. En effet, on constate que, pour le scénario de référence, la MMS de la balance électrique présente une corrélation forte avec celle de la consommation (-0,75) et faible avec celle de la production (-0,06). A l'opposée, dans le scénario volontariste, la corrélation est faible avec la demande (-0,25) tandis qu'elle est élevée avec l'offre (0,90). Ceci démontre le lien fort de la variation saisonnière de la balance électrique avec celle de la consommation dans le scénario de référence et avec celle de la production dans le scénario volontariste (Figure 98).

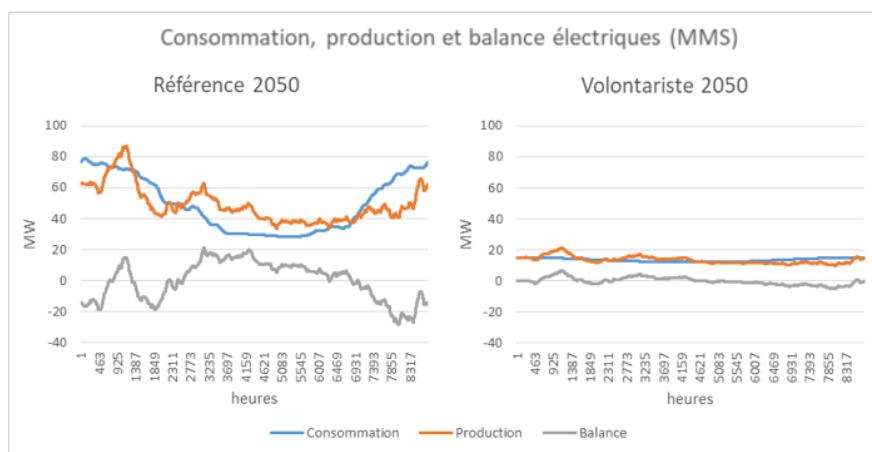


Figure 98: Variations saisonnières de l'offre, de la demande et de la balance électrique du territoire selon les scénarios

On en conclut que, dans le scénario de référence, les variations saisonnières de la balance électrique du territoire sont imputables principalement à la consommation de chauffage électrique et que, malgré des amplitudes saisonnières et des facteurs de variation comparables⁷⁰ entre l'offre et la demande, la production locale ne permet pas de compenser les variations de la consommation électrique résidentielle. A l'opposée, en l'absence de chauffage électrique dans le scénario volontariste, les variations saisonnières de la demande sont alors faibles.

⁷⁰ Dans le scénario de référence, la consommation présente une amplitude saisonnières de 51 MW contre 53 MW pour la production, tandis que le facteur saisonnier de la demande est de 2,8, contre 2,6 pour l'offre.

Malgré un mix renouvelable plus équilibré que celui du scénario de référence, c'est bien l'offre qui conditionne le plus fortement la saisonnalité de la balance électrique du territoire.

6.2.4 Une forte variabilité de la production et des décalages offre-demande générant une amplitude journalière élevée de la balance électrique

Nous avons vu que, malgré l'équilibre statique offre-demande, le pic annuel de production est nettement plus élevé que celui de la consommation dans les deux scénarios. De plus, sa variation saisonnière est plus irrégulière. Or, comme expliqué au paragraphe 1.1.3, la variabilité de la production électrique renouvelable représente un frein à l'équilibre offre-demande à l'échelle territoriale.

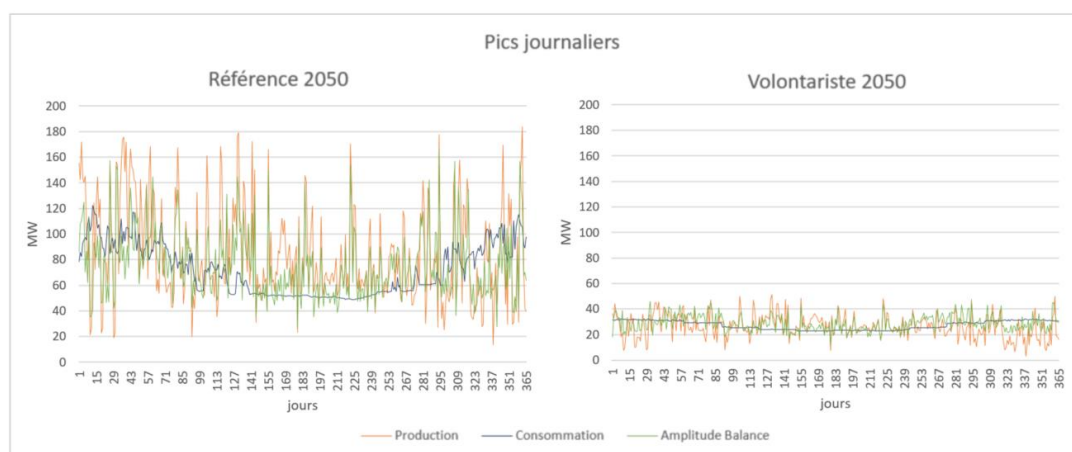


Figure 99: Pics journaliers de l'offre, de la demande et de l'amplitude de la balance électrique selon les scénarios

La figure 99 montre que les pointes de production journalières présentent des variations nettement plus importantes que celles de la consommation. En effet, malgré des moyennes de même ordre de grandeur pour les deux courbes, l'écart-type des pics d'offre est 2 à 2,7 fois plus élevé que celui des pics de demande⁷¹. On constate qu'en conséquence la balance électrique a une amplitude journalière élevée qui affiche de fortes variations. Sa moyenne est comparable à

⁷¹ Les moyennes des courbes des pointes journalières de la production et de la consommation sont respectivement de 85 et 72 MW dans le scénario de référence et 27 MW chacune dans le scénario volontariste, tandis que leurs écarts-types s'élèvent respectivement à 38,2 et 19,7 MW dans le scénario de référence et 9,1 et 3,4 MW dans le scénario volontariste.

celle des pointes de production et de consommation : 76 MW dans le scénario de référence et 29 MW dans le scénario volontariste. Son écart-type s'élève alors respectivement à 26,7 MW et 6,4 MW, soit une dispersion relative de 35 % et 22 %. Enfin, le coefficient de corrélation de l'amplitude journalière de la balance électrique avec les pointes de production est de 0,80 dans le scénario de référence et 0,58 dans le scénario volontariste tandis qu'ils sont respectivement de 0,21 et 0,26 avec les pointes de consommation. L'amplitude journalière de la balance électrique présente donc une corrélation forte avec les pointes de production et faibles avec celles de la demande. On en conclut que la forte variabilité de la production est une première cause de l'amplitude élevée de la balance électrique.

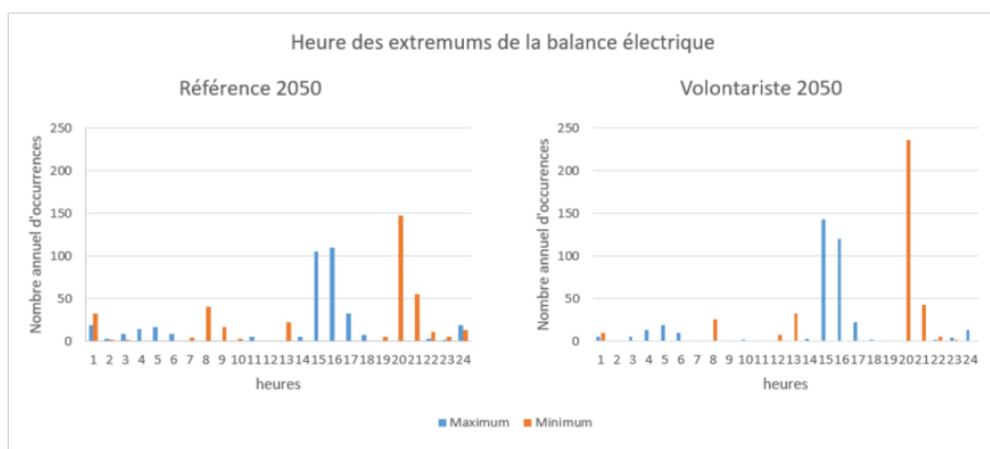


Figure 100: Heure d'occurrence des extremums journaliers de la balance électrique selon les scénarios

L'observation des heures des extremums journaliers de la balance électrique permet en outre d'identifier la forte récurrence d'un décalage offre-demande. En effet, le maximum est observé à 15 ou 16 heures pour 215 jours de l'année dans le scénario de référence et 263 dans le scénario volontariste (Figure 100). De même, le minimum apparaît à 20 ou 21 heures pour respectivement 202 et 279 jours. Le pic du déficit survient ainsi entre 4 et 6 heures après la pointe d'excédent pour 152 à 229 jours selon les scénarios (Figure 101).

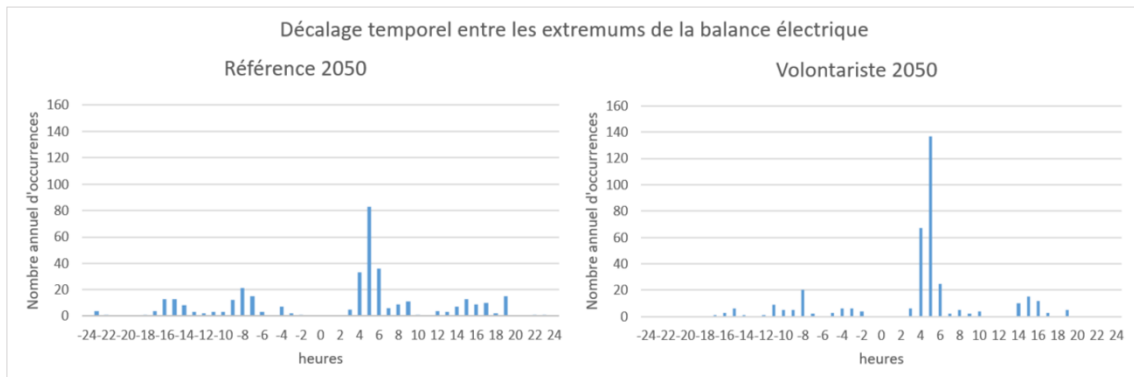


Figure 101: Décalage entre les extremums de la balance électrique selon les scénarios

La Figure 102 montre un décalage entre les pics journaliers moyens d'offre et de demande électrique pour les deux scénarios, tant en période de chauffage qu'en dehors. On se trouve alors dans une situation de creux de consommation au moment de la pointe de production du début d'après-midi et sur un creux de production lors du pic de consommation du soir, ce qui accentue l'amplitude des variations de la balance électrique journalière.

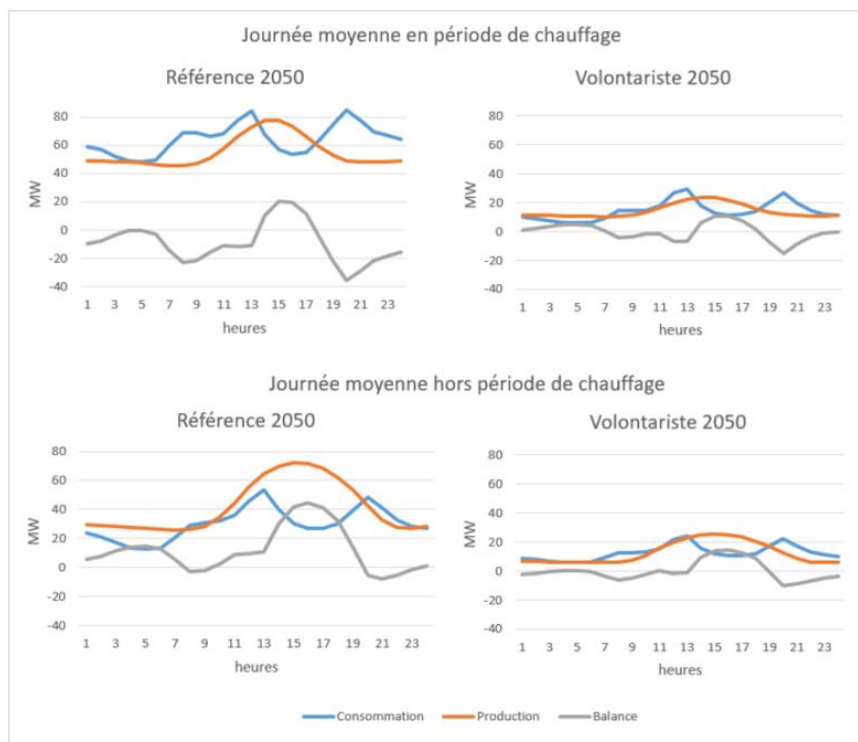


Figure 102: Consommation, production et balance électrique des journées moyennes selon les saisons et les scénarios

En conclusion, en 2050 dans une configuration TEPOS n'intégrant pas de flexibilité, un mix optimal de production locale d'électricité renouvelable permet d'atteindre un taux de couverture dynamique de la demande résidentielle de 70%, tant pour le scénario de référence que pour le scénario volontariste. Notons cependant que, selon le scénario de référence, le gisement éolien local ne suffirait pas à atteindre le niveau de production correspondant à cet optimum.

Les communes du territoire disposent de gisements de production très variables. La mobilisation de ce mix optimal crée donc de fortes disparités locales. Les zones rurales, disposant d'un gisement éolien, affichent ainsi une forte surproduction, tandis que la ville centre présente un déficit électrique annuel élevé, pour les deux scénarios. L'approche dynamique montre en outre que les flux électriques entre urbain et rural sont quasiment à sens unique ; les zones rurales devenant des fournisseurs d'énergie de la ville.

Cette approche dynamique permet aussi d'observer les variations saisonnières de l'offre et de la demande électriques locales. On constate ainsi que, dans le scénario de référence, le chauffage électrique induit une forte saisonnalité de la consommation, que la production locale ne peut compenser. Par conséquent, la balance électrique du territoire présente une variation saisonnière significative, fortement corrélée avec celle de la demande. En revanche, dans le scénario volontariste, en l'absence de chauffage électrique, la saisonnalité de la demande est faible. La variation saisonnière de la balance territoriale s'en trouve alors fortement réduite par rapport au scénario de référence et corrélée avec la production.

Enfin, pour les deux scénarios, la balance électrique affiche une grande amplitude journalière pour deux raisons : la grande variabilité de l'offre, entraînant une corrélation forte entre cette amplitude et les pointes de production, et un décalage entre les maximums quotidiens de l'offre et de la demande, le pic de consommation ayant lieu entre 4 et 6 heures après celui de la production pour 42 % à 63 % des jours de l'année selon les scénarios.

Conclusion

Apports de la thèse pour l'analyse de la demande énergétique résidentielle des territoires

Cette thèse a permis d'élaborer un modèle dynamique de consommation énergétique résidentielle des territoires. Grâce à un double référentiel typologique et morphologique, celui-ci fournit les informations nécessaires à l'étude des spécificités des différents espaces les composant, notamment des zones rurales. Il reconstitue les courbes de charge de chaque IRIS au pas horaire pour 6 vecteurs énergétiques et 4 usages résidentiels. Outre sa dimension spatiale, qui permet d'analyser les consommations en fonction de la localisation des logements, sa précision temporelle met en évidence les variations tant saisonnières que journalières de la demande.

Cet examen des variations des différents usages est particulièrement important pour l'électricité, laquelle nécessite un équilibre constant entre offre et demande. On observe ainsi les fortes variations saisonnières de la consommation résidentielle induites par le chauffage électrique et le poids important de celui-ci sur la pointe hivernale, cette dernière représentant un enjeu non négligeable pour le bon fonctionnement du système électrique. Ce constat soutient le premier des cinq enjeux clés identifiés par Berghmans pour le système électrique français, que l'on peut transposer ici au système électrique territorial : le besoin d'articulation de la stratégie de réhabilitation du parc de bâtiments avec la planification du système électrique (Berghmans 2017). Pour le Pays Yon et Vie, en 2015, le chauffage représente 58% du pic annuel de consommation et entraîne une multiplication par 2,3 de la demande journalière moyenne en période de chauffage par rapport au reste de l'année.

L'analyse dynamique met aussi en évidence la contribution significative des usages spécifiques aux pointes électriques journalières, renvoyant aux conclusions d'Enertech et de l'Ademe d'une tendance à la hausse de la part de ces usages dans la demande électrique résidentielle française (Enertech 2009, Ademe 2015-1). Dans notre cas, en 2015, l'électricité spécifique représente 25 % du pic résidentiel et 40% de la demande annuelle.

Au-delà de l'incidence des différents usages, l'approche dynamique montre en outre l'effet de la localisation des logements sur la pointe de demande électrique. En raison d'un fort recours

au chauffage électrique, un résident rural moyen présente une consommation nettement plus importante que son homologue urbain lors du pic hivernal. Dans notre cas d'étude, alors que le rural dépense annuellement 38 % d'électricité de plus que l'urbain, son poids au moment du pic est supérieur de 50 %.

Enfin, la forte corrélation entre les systèmes de chauffage et de production d'ECS ainsi le manque de disponibilité du gaz entraînent une utilisation plus importante de l'électricité pour l'ECS et la cuisson dans les communes rurales que dans les zones urbaines, laquelle a pour conséquence d'accentuer la demande électrique en milieu rural y compris en période estivale. Pour le Pays Yon et Vie, la consommation estivale d'un individu rural moyen est ainsi 17% plus élevée que celle d'un urbain.

Six scénarios prospectifs ont été proposés afin d'examiner les effets de la localisation des logements neufs et de la transition énergétique du parc à l'horizon 2050 sur la demande résidentielle. L'analyse montre que la localisation des logements neufs en zone urbaine ou rurale modifie peu la consommation résidentielle annuelle du territoire. Le gaz est la seule énergie dont la demande est notablement atténuée dans le cas d'un développement rural par rapport à un développement urbain, en raison de l'indisponibilité du réseau dans les communes rurales. Cette consommation moindre est alors compensée par les autres vecteurs, notamment l'électricité. Les conséquences sur la pointe annuelle de la demande électrique sont cependant faibles. Dans notre cas, un développement rural entraîne une consommation de gaz amoindrie de 18% par rapport à un développement urbain, avec pour conséquence une pointe de demande électrique plus élevée de seulement 6%. Cette faible incidence de la localisation des logements neufs est due à la forte atténuation des besoins de chauffage de ces derniers par rapport au parc existant.

L'examen des deux scénarios technologiques montre qu'en raison de son poids sur la consommation annuelle, le chauffage représente l'enjeu principal de la demande énergétique des logements. Dans le cas d'une transition énergétique volontariste, la forte réduction des besoins de chauffage provoque une baisse importante de la consommation résidentielle, tandis qu'une évolution tendancielle du parc ne permet pas une telle réduction et peut même aboutir à une légère hausse des besoins de chauffage et de la consommation énergétique en général. Dans le cas du Pays Yon et Vie, la réduction de la demande de chauffage de 48 % dans le scénario volontariste contribue à la baisse de 45% de la consommation résidentielle, tandis que dans le scénario de référence le chauffage augmente de 5 % et la consommation énergétique de 12 %.

Cette évolution est fortement liée à la croissance démographique du territoire qui voit ici sa population augmenter de 40 % entre 2015 et 2050.

La maîtrise du chauffage représente un enjeu particulièrement fort des variations saisonnières et des pointes hivernales de la demande électrique. Une transition énergétique volontariste, intégrant la suppression du chauffage électrique, permet de les réduire fortement. Cet effet est particulièrement significatif pour la demande électrique rurale, qui présente en 2015 une variation saisonnière nettement plus élevée que la consommation urbaine. Dans le cas du Pays Yon et Vie, l'AVS (amplitude de variation saisonnière) de la demande électrique est ainsi réduite à 3 MW en 2050 pour le scénario volontariste, contre 51 MW pour le scénario de référence et 40 MW en 2015. Le TVS (taux de variation saisonnière) de la demande rurale passe alors de 3,6 en 2015 à 1,3 en 2050 pour le scénario volontariste, contre 3,2 pour le scénario de référence.

Principaux enseignements sur la réponse potentielle des énergies renouvelables locales à la demande résidentielle

L'analyse statique montre que la transition énergétique du parc de logement est un premier enjeu de la réponse du gisement renouvelable local à la demande résidentielle. Dans le cas d'une évolution tendancielle, les ressources du territoire ne permettent pas de répondre à l'ensemble des besoins et les produits pétroliers sont conservés pour le chauffage et la production d'ECS d'une partie du parc. En revanche, une transition énergétique ambitieuse permet de réduire suffisamment la consommation annuelle des logements pour la couvrir avec le gisement renouvelable local et s'affranchir ainsi des énergies fossiles.

Dans une optique TEPOS n'intégrant pas de flexibilité du système électrique, cette thèse montre l'existence d'un mix optimal assurant un niveau élevé de couverture dynamique de la demande électrique par des ressources renouvelables locales : pour chacun des scénarios, un mix alliant éolien et photovoltaïque permet ainsi d'atteindre un taux de couverture de 70 %. Selon le scénario de référence, cet optimum nécessite cependant une production éolienne supérieure de 22 % au gisement du territoire.

Notons que le gisement renouvelable n'est pas uniformément réparti. On observe notamment de grandes disparités de potentiel entre la ville centre et le reste du territoire. Celui-ci bénéficie ainsi d'un gisement éolien important, tandis que la ville centre dispose d'un potentiel

exclusivement photovoltaïque. Les communes rurales, avec une population restreinte et une production importante, sont alors fortement excédentaires : leur production est deux fois supérieure à leur consommation annuelle pour les deux scénarios. A l'opposée, la ville centre, faible productrice, est fortement déficitaire.

En outre, l'approche dynamique montre que les échanges électriques entre les communes du territoire sont quasiment à sens unique. Les communes disposant d'une production éolienne approvisionnent ainsi le reste du territoire, notamment la ville centre. On confirme ainsi les liens nécessaires entre les espaces urbains et ruraux, identifiés par le CLER et Bringault et al., pour le développement des TEPOS, les territoires ruraux se positionnant comme fournisseurs d'énergie des villes (CLER 2010, Bringault et al. 2016). Dans le cas du Pays Yon et Vie, les communes rurales pourraient ainsi approvisionner la ville centre à hauteur de 30 à 40 % de ses besoins électriques résidentiels selon les scénarios à l'horizon 2050.

L'analyse dynamique met aussi en évidence la forte variabilité de la production électrique locale. Elle montre notamment qu'en dépit de l'équilibre annuel entre offre et demande, la pointe de production mais aussi l'excédent maximum du territoire sont nettement supérieurs au pic de consommation. La situation de surproduction électrique des communes rurales y accentue nettement un tel déséquilibre des pointes. Dans le cas du Pays Yon et Vie, en 2050, l'excédent maximum du territoire est supérieur de 20% à la pointe de demande tandis que dans l'espace rural cet écart atteint 160 à 180 % selon les scénarios. Cela montre, comme l'évoque Berghmans, le besoin d'un développement de solutions de flexibilité pour un équilibrage local assurant tant que possible l'intégration des énergies renouvelables du territoire. Cependant, l'ampleur des pointes de production, par rapport à la demande à laquelle elle répond, confirme la nécessité de conserver un équilibrage à une échelle plus large, profitant de l'amortissement assuré par le foisonnement (Mathieu et al. 2016, Berghmans 2017). Elle pose aussi la question du dimensionnement des réseaux d'approvisionnement des territoires ruraux, lequel est aujourd'hui basé sur la pointe de consommation électrique mais pourra dépendre à l'avenir de la pointe d'excédent.

Pour les deux scénarios, la vision dynamique révèle des fluctuations saisonnières de l'offre nettement plus irrégulières que celles de la demande en raison de l'intermittence des filières renouvelables. Le chauffage électrique est la source de variations saisonnières significatives de la consommation électrique dans le scénario de référence. Or, bien que plus importante en hiver,

la production locale ne permet pas de les compenser. En conséquence, la variation saisonnière de la balance électrique du territoire est fortement corrélée avec celle de la demande. En revanche, dans le scénario volontariste, l'absence de chauffage électrique permet de réduire fortement les variations saisonnières de la consommation. La variation saisonnière de la balance électrique du territoire présente alors une forte corrélation avec celle de la production.

Enfin, l'analyse des variations journalières a permis d'identifier une corrélation élevée entre les pointes quotidiennes de la production et l'amplitude journalière de la balance électrique dans les deux scénarios. Un décalage fréquent a été constaté entre les pointes d'offre et de demande électrique. On remarque une tendance à la surproduction au cours de l'après-midi accompagnée d'un déficit en soirée qui entraîne des variations journalières importantes de la balance électrique. Cela pose la question de l'opportunité offerte par les autres secteurs de consommation et les solutions de flexibilité pour assurer l'équilibrage local du réseau en contribuant à réduire le décalage observé, notamment via le stockage ou le pilotage de la demande.

Limites de l'exercice

Il n'existe pas en France une ruralité uniforme mais des espaces ruraux hétérogènes dont Hilal et al. ont défini une typologie (Hilal et al. 2012). Les communes rurales étudiées dans cette thèse, ne sont donc pas représentatives de l'ensemble des territoires ruraux mais d'un profil de territoire particulier : les « campagnes denses des villes, du littoral et des vallées urbanisées ». Celui-ci héberge 60 % de la population rurale française et est caractérisé par un fort dynamisme démographique, avec des conséquences notables sur le parc résidentiel : une proportion élevée de logements neufs et un taux de pénétration du chauffage électrique nettement supérieur à la moyenne nationale. Les différences entre urbain et rural sur la demande électrique y sont donc accrues. Or, le modèle présenté dans cette thèse peut être généralisé à d'autres profils ruraux. On peut s'attendre à y retrouver les spécificités constatées ici, notamment celles relatives aux variations saisonnières et journalières de la demande électrique, bien que ces dernières soient probablement moins nettes. Les territoires correspondant aux autres profils ruraux n'étant par définition pas situés en périphérie de villes, il ne sera cependant pas possible d'analyser les flux énergétiques entre urbain et rural au sein d'un même territoire.

L'analyse de la consommation énergétique effectuée dans cette thèse se limite aux logements. En étudiant un secteur de consommation unique, on amplifie ainsi les effets liés au foisonnement de consommations identiques. Il serait donc intéressant d'élargir le périmètre des usages pour observer les complémentarités entre secteurs de consommation. Le développement de modèles tertiaire et industriel permettrait d'élargir l'analyse à l'ensemble du parc bâti et aux activités économiques. De nombreuses branches ayant une consommation énergétique plus importante en journée, au moment où la demande résidentielle est faible et la production photovoltaïque élevée, on peut a priori supposer qu'elles contribuent à lisser les courbes de charge journalières et améliorer la couverture dynamique de la demande par le gisement renouvelable local. Notons cependant que ces deux secteurs sont faiblement développés en milieu rural et que les effets sur la consommation de ces espaces risquent d'être limités.

Un modèle de demande énergétique de la mobilité permettrait en outre d'analyser les conséquences d'un transfert de la consommation des produits pétroliers vers l'électricité ou le GNV⁷². Le développement de l'électromobilité est notamment identifié par Berghmans comme un des 5 grands enjeux pour le système électrique français (Berghmans 2017). La gestion de la recharge est un facteur déterminant, créant à la fois un risque d'accroissement des pointes journalières de demande en début de soirée et une opportunité d'utilisation des batteries des véhicules pour le lissage de la courbe de charge.

Contribution de la thèse aux débats sur la transition énergétique des territoires

Cette thèse démontre que le gisement local d'énergie renouvelable d'un territoire peut en théorie assurer une couverture dynamique élevée de la consommation résidentielle locale. Cette couverture passe notamment par l'optimisation de l'équilibrage du système électrique territorial grâce aux échanges internes, entre les zones urbaines et rurales notamment. En raison de certains manques de simultanéité de l'offre et de la demande, cette couverture locale ne peut cependant pas être complète et nécessite de maintenir un équilibrage à des échelles spatiales plus larges, régionale voire nationale.

Des solutions de flexibilité peuvent aussi améliorer localement la réponse du gisement renouvelable à la demande des logements. Le stockage, à domicile notamment, est ainsi souvent avancé. On constate qu'en raison de la forte variation saisonnière de la consommation actuelle,

⁷² GNV : Gaz Naturel Véhicule

mais aussi de l'amplitude des pointes de production des filières renouvelables, cette solution ne peut être envisagée seule. Le power-to-gas permet de convertir le surplus d'électricité en gaz et d'utiliser le réseau comme infrastructure de stockage. Il nécessite cependant le développement de dispositifs industriels centralisés. Enfin, l'effacement diffus consiste à décaler de quelques heures certaines consommations résidentielles programmables ou pilotables à distance afin d'améliorer la simultanéité de l'offre et de la demande. On constate cependant qu'il est difficile d'inciter les habitants à adopter les changements de comportement nécessaires. Aucune solution ne répond donc seule à cette problématique et des combinaisons semblent nécessaires. C'est l'enjeu des nombreux projets de smart-grids menés ces dernières années à l'échelle de quartiers urbains (IssyGrid, RennesGrid, NiceGrid, GreenLys...). Ces projets ne tiennent cependant pas compte des espaces ruraux.

Or cette thèse démontre la complémentarité entre les zones urbaines et rurales pour améliorer l'autonomie énergétique des territoires. Même en réduisant très fortement la consommation des logements, la ville ne peut être auto-suffisante. Les espaces ruraux périphériques deviennent alors des fournisseurs d'énergie renouvelable, contribuant au développement du territoire. Sans cet approvisionnement, la ville seule ne peut être durable. On montre ici l'importance de ne plus se focaliser sur la « ville durable », comme c'est très souvent le cas dans les programmes de recherche, mais bien de regarder le « territoire durable » dans son ensemble. C'est pourquoi il est nécessaire d'intégrer les espaces ruraux dans les travaux de recherche sur la transition énergétique territoriale, à l'image des projets Smart Grid Vendée (Ademe 2014), SMAP (SMAP 2015) et Smart Occitania (Ademe 2017).

Si une couverture élevée de la demande résidentielle par la production renouvelable locale est envisageable, cette thèse montre qu'elle nécessite une transition énergétique ambitieuse. On constate que le rythme et le niveau actuels de rénovation des logements sont insuffisants pour répondre aux enjeux de développement durable présentés en introduction. En outre, le recours important au chauffage électrique pose problème en créant de fortes variations saisonnières de la consommation. L'autonomie énergétique des territoires passe donc par une forte réduction de ce mode de chauffage au profit d'énergies thermiques renouvelables : bois énergie et biogaz. Mais on démontre également qu'une transition énergétique ambitieuse permet d'atteindre un haut niveau d'autonomie énergétique locale. L'ambition des territoires (de plus en plus nombreux à s'impliquer dans une démarche TEPOS) de couvrir leurs besoins énergétiques avec des ressources renouvelables locales contribue ainsi à leur développement durable. La

complémentarité entre l'urbain et le rural maintes fois mise en avant dans cette thèse confirme qu'il n'est pas ici question d'autarcie, mais bien d'une autonomie basée sur l'échange.

Bibliographie

Informations générales

ADEME – 2015-1 – « Les chiffres-clés 2014 Climat, Air et Energie » - 172 p.

ADEME – 2016-1 – « Climat, Air et Energie – Edition 2015 – Chiffres clés » – 214 p.

ADEME – 2016-2 – « OPEN – Campagne 2015 » - Observatoire Permanent de l'amélioration ENergétique du logement, mai 2016, 32 p.

ARNAULT S., CRUSSON L., DONZEAU N., ROUGERIE C. – 2015 – « Les conditions de logement fin 2013 – Premiers résultats de l'enquête Logement » - INSEE Première n°1546, avril 2015

BAUDRY P., LAURENT M.H., BINET G. – 2015 – « L'efficacité énergétique dans les logements » – « Efficacité énergétique – Des principes aux réalités », Chapitre 5, p. 191-206, Collection Recherche et Développement EDF, Editions Lavoisier

BERGHMANS N. – 2017 – « La demande d'électricité en France : quels enjeux pour la transition énergétique ? » - Studies N°06/17, Iddri, Paris, France, 32 p.

BERNARD C.A., TESSIER O. – 2016 – « La précarité énergétique à la lumière de l'Enquête Nationale Logement (ENL) 2013 » - Observatoire National de la Précarité Energétique, CSTB, 8 novembre 2016, 67 p.

BLANCHARD G., SOUAMI T. – 2017 – « Expertise énergétique et décision publique locale dans les opérations d'aménagement "innovantes" » – François Benchedikh. *Expert(ise) et action publique locale*, LexisNexis, pp.95-111, 2017, 9782711028009. [⟨halshs-01567293⟩](#)

BRINGAULT A., EISERMANN M., LACASSAGNE S. – 2016 – « Vers des villes 100 % énergies renouvelables et maîtrisant leur consommation - Pistes de réflexion et d'action » – CLER, Energy Cities, Réseau Action Climat, septembre 2016, 28 p.

CALVET L., MARICAL F., MERCERON S., THEULIERE M. – 2010 – « La facture énergétique des ménages serait 10 % plus faible sans l'étalement urbain des 20 dernières années » - « France, portrait social », Insee Références, édition 2010, p. 167-180

CEREN – 2013 – « Parc et consommations d'énergie du résidentiel » - décembre 2013

CEREN – 2015 – « Données statistiques – Parc et consommations d'énergie du résidentiel » - Août 2015

CGDD – 2013 – « Bilan énergétique de la France en 2012 » - Juillet 2013

CGDD – 2016 – « Bilan énergétique de la France pour 2015 » - Novembre 2016

CGET – 2015 – « Aménager les nouvelles ruralités – Quand l’urbanisation des campagnes oblige à les penser et à les développer autrement » - En Bref #3, juillet 2015, 4 p.

CLER – 2010 – « Vers des Territoires à Energie Positive » – Synthèse de la conférence plénière organisée lors de l’Assemblée Générale du CLER à Lyon du 26 au 28 mai 2010, 6 p.

CLER – 2017 – « Charte du Réseau TEPOS » - www.territoires-energie-positive.fr/content/download/49430/485703/file/Charte_TEPOS.pdf (consulté le 30 mars 2017)

CETE OUEST – 2011 – « Communes desservies en gaz naturel par population décroissante » – <http://www.ouest.cerema.fr/carte-des-communes-desservies-par-le-gaz-naturel-a702.html> (Consulté le 16 janvier 2017)

COUTURIER C., THERY M. – 2011 – « Potentiel d’un territoire rural : connaître les ordres de grandeur » – CLER Info n°82, mai-juin 2011, p13

DNTE – 2013 – « Synthèse des travaux du débat national sur la transition énergétique de la France » - Présentée par le Conseil national du débat, 18 juillet 2013, 32 p.

E-CUBE – 2016 – « Étude sur la valeur des flexibilités pour la gestion et le dimensionnement des réseaux de distribution » – Rapport final – Version du 14 janvier 2016

FRAUNHOFER IWES – 2015 – « The European Power System in 2030: Flexibility Challenges and Integration Benefits. An Analysis with a Focus on the Pentalateral Energy Forum Region. » – Analysis on behalf of Agora Energiewende, June 2015, 88 p.

GRANDJEAN A., BLANCHET E., FINIDORI E. – 2014 – « Etude des 4 trajectoires du DNTE – Une vision pédagogique des 4 trajectoires étudiées dans le cadre du débat national sur la transition énergétique » – Février 2014, Etude pour le Ministère de l’Ecologie, du Développement Durable et de l’Energie, 147 p.

GRDF – 2017 – « Chiffres clés » - <http://www.grdf.fr/particuliers/entreprise-grdf/chiffres-cles> (consulté le 20 janvier 2017)

HILAL M., BARCZAK A., TOURNEUX F.P., SCHAEFFER Y., HOUDART M., CREMER-SCHULTE D. – 2012 – « Typologie des campagnes françaises et des espaces à enjeux spécifiques (littoral, montagne et DOM) – synthèse » - DATAR, 80 p.

INSEE – 2017 – « Les conditions de logement en France – Edition 2017 » - Février 2017, 224p.

IPCC – 2014 – « Climate Change 2014: Synthesis Report » – Contribution of Working Groups I, II and III to the Fifth Assessment Report of the Intergovernmental Panel on Climate Change [Core Writing Team, R.K. Pachauri and L.A. Meyer (eds.)]. IPCC, Geneva, Switzerland, 151p.

LOVINS A. – 1985 – « Saving gigabucks with négawatts » - Fortnightly Magazine, March 21, 1985

MATHIEU M., RÜDINGER A., PESCIA D. – 2016 – « L'intégration des énergies renouvelables dans le système électrique français : quels enjeux d'optimisation ? » – Working Papers N°01/16, Iddri, Paris, France, 16 p.

REGNIER – 2011 – « Définir le territoire à énergie positive » – CLER Info n°82, mai-juin 2011, p8-9

RTE – 2016 – « Bilan prévisionnel de l'équilibre offre-demande d'électricité en France » – Edition 2016, 129 p.

SMAP – 2015 – « Lancement du premier « smart grid » rural en France » – ErDF et RAEE, Communiqué de presse, Les Haies, 16 décembre 2015, 4 p.

SOES – 2017 – « Part des dépenses d'énergie dans le budget des ménages » - Graphique, www.statistiques.developpement-durable.gouv.fr/fileadmin/documents/Produits_editoriaux/Indicateurs_et_Indices/Developpement_durable/Indicateurs-sntedd/2015/axes/axes_2017/a3-3-part-energie-budget-menages-cp.xls (consulté le 4 avril 2017)

SOUAMI T. – 2009 – « Conceptions et représentations du territoire énergétique dans les quartiers durables » – Flux, vol. 76-77, no. 2, 2009, pp. 71-81.

SOUAMI T. – 2013 – « De l'écoquartier à la ville intelligente » – Agathe Euzen, Laurence Eymard et Françoise Gaill. *Le développement durable à découvert*, Editions CNRS, pp.112-113, 2013, 978-2271078964. [〈hal-00985838〉](https://hal.archives-ouvertes.fr/hal-00985838)

THAO KHAMSING W., VERMONT B., VIRELY B. – 2017 – « Les dépenses énergétiques des ménages: une spécificité périurbaine ? » – CGDD, Les ménages et la consommation d'énergie, mars 2017, p70-82

Sources de données statistiques

3CL-DPE – 2006 – « Arrêté du 9 novembre 2006 portant approbation de diverses méthodes de calcul pour le diagnostic de performance énergétique en France métropolitaine »

3CL-DPE – 2012 – « Annexe 1 de l'Arrêté du 17 octobre 2012 modifiant la méthode de calcul 3CL-DPE introduite par l'arrêté du 9 novembre 2006 portant approbation de diverses méthodes de calcul pour le diagnostic de performance énergétique en France métropolitaine »

AGRESTE – 2010 – Recensement Agricole – <http://www.agreste.agriculture.gouv.fr/>

DPE – 2016 – « Base des diagnostics de performance énergétique (DPE) » - Ademe - <http://www.data.gouv.fr/fr/datasets/base-des-diagnostics-de-performance-energetique-dpe/> (consulté le 9 septembre 2016)

ENEDIS – 2016 – « Bilan Électrique au pas demi-heure » - <http://www.data.gouv.fr/fr/datasets/bilan-electrique-au-pas-demi-heure/> (consulté le 28 avril 2016)

IGN – 2012 – BD Topo

INSEE – 1999 – « Recensement général de la population 1999 – Fichier détail logements » - ADISP-CMH [distributeur]

INSEE – 2006 – « Enquête Logement 2006 » - ADISP-CMH [distributeur]

INSEE – 2008 – « Recensement général de la population 2008 – Fichier détail logements »

INSEE – 2012 – « Recensement de la population »

INSEE – 2013 – « Postes salariés des établissements actifs au 31/12/2013 par secteur d'activité en A17 »

SIT@DEL2 – « Données détaillées sur les locaux » - SOeS, <http://www.statistiques.developpement-durable.gouv.fr/donnees-ligne/r/sitdel2-donnees-detaillees-locaux.html>

SOES – 2012 – « Projection du nombre de ménages et calcul de la demande potentielle de logements : méthode et résultats » - Commissariat Général au Développement Durable, Service de l'Observation et des Statistiques, 32p.

SOES – 2014 – « Production et consommation primaire d'énergies renouvelables, par filière (France entière, Métropole, DOM) »

SOES – 2016 – « L'énergie solaire thermique en France de 2000 à 2014 » - http://www.statistiques.developpement-durable.gouv.fr/energie-climat/r/energies-renouvelables.html?tx_ttnews%5Btt_news%5D=20647&cHash=470a0ab6e6d4aad97459c455743b12bf (consulté le 26 août 2016)

Modèles existants

ADEME – 2012 – « Contribution de l'ADEME à l'élaboration de visions énergétiques 2030-2050 » - Synthèse, 32 p.

ADEME – 2013-1 – « Contribution de l'ADEME à l'élaboration de visions énergétiques 2030-2050 – Avec évaluation macro-économique » - Synthèse, 46 p.

ADEME – 2015-2 – « Un mix électrique 100 % renouvelable ? Analyses et optimisations » – Rapport final, 166 p.

AHMED K., PYLSY P., KURNITSKI J. – 2015 – « Monthly domestic hot water profiles for energy calculation in Finnish apartment buildings » - Energy and Buildings 97 (2015) 77–85

AIRPL– 2014 – « Basémis – Inventaire territorial des émissions et des consommations énergétiques dans les Pays de la Loire : Guide Méthodologique » - Air Pays de la Loire, Décembre 2014, 29 p.

APUR – 2007 – « Consommations d'énergie et émissions de gaz à effet de serre liées au chauffage des résidences principales parisiennes » - Atelier Parisien d'Urbanisme, 48 p.

ARTELYS – 2017 – « Artelys Crystal City – Energy strategy for smart territory »

ASSOUMOU E., MARMORAT J.P., ROY V. – 2015 – « Investigating long-term energy and CO2 mitigation options at city scale: A technical analysis for the city of Bologna » - *Energy*, Elsevier, 2015, Sustainable Development of Energy, Water and Environment Systems, 92 (3), pp.592-611

ASSOUMOU E., DOUDARD R. – 2016 – « Etat de l'art et méthode de caractérisation de profils horo-saisonniers par poste de consommation pour l'électricité spécifique » – ANR SUD D1.2

BECKERS B., MERINO L., RODRIGUEZ D., NAHON R., LECEA D., COLONELLI H., BRIAND-ROUHANA C., BERGER P., MIVILLE-DESCHENES P., VERMEULEN T., CHENARD L., ANTALUCA E., MONETTE F. – 2012 – « Projet de recherche REPA -F4 : réhabilitations des établissements pour personnes âgées et facteur 4 : rapport scientifique » – Fondation Bâtiment Énergie. 60 p., <http://www.batiment-energie.org/index.php?p=16>

CAYLA J.M. – 2011 – « Les ménages sous la contrainte carbone : exercice de modélisation prospective des secteurs résidentiel et transports avec TIMES »

CENTER – 2012 – « CENTER – Consommation ENergétiques TERritorialisées – Modélisation des consommations énergétiques franciliennes des secteurs résidentiel et tertiaire à l'échelle géographique de l'IRIS. » - AirParif et Institut d'Aménagement et d'Urbanisme d'Ile de France, 6p.

DARMAYAN L., RUIZ G., OHANA G., SCOTTON J.P. – 2017 – « Les collectivités locales et distributeurs d'énergie réunis autour d'un outil commun de gestion et planification énergétiques » – Assises Européennes de la Transition Énergétique, Bordeaux, 24 au 26 janvier 2017, 33 p.

DUJARDIN S., MARIQUE A.F., TELLER J. – 2014 – « Spatial Planning as a driver of change in mobility and residential energy consumption » - *Energy & Buildings*, 68, 779–785.

ENERGIES DEMAIN – 2008 – « Charter – Outil de recomposition des consommations électriques » – <http://www.energies-demain.com>

GARCIA SANCHEZ D. – 2012 – « Modélisation de la demande énergétique des bâtiments à l'échelle urbaine : contribution de l'analyse de sensibilité à l'élaboration de modèles flexibles » – 235 p.

GROS A. – 2013 – « Modélisation de la demande énergétique des bâtiments à l'échelle d'un quartier. » – Thèse – Université de La Rochelle, 2013. French. <NNT : 2013LAROS401>. <tel-01066106>

HAAS R., SCHIPPER L. – 1998 – « Residential energy demande in OECD-countries and the role of irreversible efficiency improvements » - Energy Economics 1998;20(4):421-42

HEIPLE S., SAILOR D. J. – 2008 – « Using building energy simulation and geospatial modeling techniques to determine high resolution building sector energy consumption profiles » – Energy and buildings 40 – p. 1426 - 1436

HOUDANT N., SCHRAM J. – 2009 – « Enerter : a tool to simulate housing energy consumption » – ECEEE 2009 Summer Study

HOUDANT N., VEROT N. – 2016 – « PROSPER - outil de prospective stratégique territoriale de transition énergétique » – Rencontres annuelles du CLER, 8-9-10 juin 2016, la Rochelle, 22 p.

IZUBA – 2010 – « Simulation climat 2030-2050 des bâtiments BBC - Evaluation du comportement des bâtiments « BBC » dans les conditions climatiques prévues à échéance 2030 et 2050 en Languedoc Roussillon » - Annexes – 76 pages

JORDAN U., VAJEN K. - 2001 – “Realistic Domestic Hot-Water Profiles in Different Time Scales, International Energy Agency” – Solar Heating and Cooling Program, Task 26 – Solar Combisystems, Univ. Marburg, Germany, 2001.

LAURENT M.H., GRAVET H., CASTET H., MAZOYER J.L., BARTHEL L., TRAISNEL J.P., NIBEL S., COLONBARD-PROUT M., JOLY I., BAGARD V. – 2006 – « Les systèmes énergétiques des bâtiments résidentiels de demain » - Rapport Final Septembre 2006, Recherche subventionnée par le PUCA, 138p.

LEGRAND V., SIDLER O., LETZ T., COUTURIER C., RIALHE A., STEPHANO P., BONDUELLE A., METIVIER S., MARIGNAC Y. – 2012 – « Vers un système énergétique « 100 % renouvelable » - Scénario et plans d’actions pour réussir la transition énergétique en région Provence-Alpes-Côte d’Azur »

LETZ T., LEGRAND V., THEVARD B., VERDIER P., COUTURIER C., METIVIER S., MARIGNAC Y. – 2017 – « Vers un système énergétique «100 % renouvelable» - Scénario pour réussir la transition énergétique en région Centre-Val de Loire » – Rapport méthodologique du scénario négaWatt régionalisé, 112 p.

LOGA T., DIEFENBACH N., BALARAS C., DASCALAKI E., ŠIJANEC ZAVRL M., RAKUŠČEK A., CORRADO V., CORGNATI S., DESPRETZ H., ROARTY C., HANRATTY M., SHELDRIK B., CYX W., POPIOLEK M., KWIATKOWSKI J., GROß M., SPITZBART C., GEORGIEV Z., IAKIMOVA S., VIMMR T., WITTCHEN K.B., KRAGH J. – 2010 – “Use of Building Typologies for Energy Performance Assessment of National Building Stocks. Existent Experiences in European Countries and Common Approach” - First TABULA Synthesis Report, June 2010

MAIZIA M. – 2007-1 – « Prospective des consommations d’énergie et des émissions de CO2 dans l’habitat: les gisements offerts par les pompes à chaleur » - Cahier du CLIP N°18.

MAIZIA M. – 2007-2 – « L’énergétique urbaine et la morphologie des villes – L’analyse du bâti parisien » - 7 p.

MAIZIA M. – 2007-3 – « Les ressources EnR urbaines : enjeux et prospective » - Université d'été de la prospective territoriale DIACT 26-27 septembre 2007

MAIZIA M. – 2008-1 – « Topologie urbaine : l'énergie de la ville » - HDR, 199p.

MAIZIA M. – 2008-2 – « Energie, réseaux et formes urbaines » – Cahiers de l'IAURIF : Contraintes énergétiques et mutations urbaines, 147, février 2008, p. 174-179.

MAIZIA M., SEZE C., BERGE S., TELLER J., REITER S., MENARD R. – 2009 – « Energy requirements of characteristic urban blocks »

MAIZIA M., HOUDANT N., JOLITON D., RIMMEL L., MENARD R., BERGE S., TELLER J., VIEJO GARCIA P., LACOSTE G., LEROLLES H. – 2010 – « Les gisements du développement urbain : analyse quantitative à l'horizon 2050 des consommations énergétiques et des émissions de CO2 des tissus urbains » - PUCA, Prebat : Technologie et construction, Energie dans le bâtiment, Rapport final, 197 p

MATA E., SASIC KALAGASIDIS A. – 2009 – « Calculation of the Energy Use in the Swedish housing. Description of the Building Energy Simulation Model: EABS Energy Assessment of Building Stocks » – Report 2009:4, Chalmers University of Technology, Gothenburg, Sweden, 2009, Available at: <http://publications.lib.chalmers.se/records/fulltext/122325.pdf>

MATA E., SASIC KALAGASIDIS A.S., JOHNSON F. – 2013 – « A modelling strategy for energy, carbon, and cost assessments of building stocks » - Energy and Buildings, Volume 56, January 2013, Pages 100–108

MATA E., SASIC KALAGASIDIS A., JOHNSON F. – 2014 – « Building-Stock Aggregation through Archetype Buildings: France, Germany, Spain and the UK » - Building and Environment, doi:

10.1016/j.buildenv.2014.06.013.

MONTEIL A. – 2010 – « Analyse de sensibilité pour la modélisation du comportement thermique d'un quartier par approche typologique, lors de la phase de reconstitution »

NEGAWATT – 2004 – « Scénario négaWatt pour un avenir énergétique sobre, efficace et renouvelable » – 14 mars 2004, 21 p.

NEGAWATT – 2005 – « Scénario négaWatt 2006 pour un avenir énergétique sobre, efficace et renouvelable » – Document de synthèse, Paris, 16 décembre 2005, 15 p.

NEGAWATT – 2011 – « Manifeste négaWatt » - Association négaWatt, Salomon T., Jedliczka M., Marignac Y. , Editions Actes Sud, 369 p.

NEGAWATT – 2014 – « Scénario négaWatt 2011-2050 – Hypothèses et méthode » - Rapport technique du scénario négaWatt 2011 – 207 p.

NEGAWATT – 2017 – « Scénario négaWatt 2017-2050 – Dossier de synthèse » - Janvier 2017, 48 p.

PEUPOORTIER, B., BLANC-SOMMEREUX I. – 1990 – « Simulation tool with its expert interface for the thermal design of multizone buildings » - International Journal of Solar Energy, Vol 8, pp. 109-120.

RADANNE P., PLOUCHART G., BONDUELLE A. – 2004 – « Cogénération et émissions de CO₂ - Impact de la pénétration de la cogénération décentralisée de faible puissance sur les émissions de CO₂ en France » - Cahier du CLIP n°15, Janvier 2004, 68 p.

RAUX C., TRAISNEL J.P., NICOLAS J.P., MAIZIA M., DELVERT M. – 2005 - « Bilans énergétiques Transport-Habitat et méthodologie BETEL » - ETHEL.Rapport R2. Action Concertée CNRS – Ministère de la Recherche. LET, Lyon.

RAUX C., TRAISNEL J.P., POCHEP P., MAIZIA M., CROISSANT Y., BAGARD V., PEGUY P.Y. – 2006 – « Analyse et modélisation des comportements transports-habitat-localisations » - ETHEL. Rapport R3. Action Concertée CNRS – Ministère de la Recherche. LET, Lyon.

ROUTHIER J.L., TRAISNEL J.P., GONZALES-FELIU J., HENRIOT F., RAUX C. – 2009 – « ETHEL-II. Rapport final » - Convention ADEME.

SINGH M. K., MAHAPATRA S., TELLER J. – 2013 – « An analysis on energy efficiency initiatives in the building stock of Liege, Belgium » Energy Policy, <http://dx.doi.org/10.1016/j.enpol.2013.07.138>.

SWAN L., UGURSAL V. – 2009 – « Modeling of end-use energy consumption in the residential sector: A review » – Renewable and Sustainable Energy Reviews 13 (2009) 1819–1835

SWAN L., UGURSAL V., BEAUSOLEIL-MORRISON I. – 2011 – « Occupant related household energy consumption in Canada: Estimation using a bottom-up neural-network technique » - Energy and Buildings 43 (2011) 326–337

TABULA – 2012 – IEE Project TABULA (2009-2012) “Typology Approach for BUiLding stock energy Assessment” - <http://episcope.eu/iee-project/tabula/>

TRAISNEL J.P., MAIZIA M., RODITI D. – 2004 – « Habitat et développement durable - Les perspectives offertes par le solaire thermique » – Cahier du CLIP N°16, Septembre 2004, p. 3-46

VE-NPDC – 2013 – « Scénarios de sobriété énergétique et transformations sociétales - Quand changements de modes de vie et de société riment avec économies d'énergie... » - Virage Energie Nord-Pas de Calais, Rapport Complet, Septembre 2013, 274 p.

VEC-PDL – 2013 – « Réussir la transition énergétique et préserver le climat des Pays de la Loire » - Scénario Virage Energie Climat Pays de la Loire, version avril 2013, 251 p.

YAO R., STEEMERS K – 2005 – “A method of formulating energy load profile for domestic buildings in the UK” - Energy and Buildings 37 (2005) 663–671

Inertie thermique des logements

ANTONOPOULOS K.A., KORONAKI E.P. – 1998 - “Apparent and effective thermal capacitance of buildings” - Energy-Int. J. 23(1998) 183-192.

ANTONOPOULOS K. A., KORONAKI E.P. - 1999 – “Envelope and indoor thermal capacitance of buildings.” - Applied Thermal Engineering, 19(7) :743 – 756.

ANTONOPOULOS K. A., KORONAKI E.P. – 2001 - « On the dynamic thermal behavior of indoor spaces. » - Applied Thermal Engineering, 21(9) :929 – 940

AUGSBURGER FORAGES SA – 2014 – « Conductivité thermique du sol » - [http://www.af-sa.ch/wiki/index.php/Conductivité thermique du sol](http://www.af-sa.ch/wiki/index.php/Conductivite%20thermique%20du%20sol) (consulté le 8 décembre 2014)

BALARAS C.A. – 1996 – “The role of thermal mass on the cooling load of buildings. An overview of computational methods.” - Energy and buildings, Vol 24, pp. 1-10.

BERNSTEIN D., CHAMPETIER J.P., VIDAL T. – 1997 – « Anatomie de l’enveloppe des bâtiments – Construction et enveloppes lourdes » - Editions Le Moniteur – 280 p.

BORDERON J., CANTIN R., VIRGONE J. – 2008 – « Etude du comportement thermique dynamique de l’enveloppe non isolée du bâtiment : cas des murs inertes » – Conférence IBPSA France, Lyon, 2008

BOUYER J. – 2009 – « Modélisation et simulation des microclimats urbains - Étude de l’impact de l’aménagement urbain sur les consommations énergétiques des bâtiments » – Electric power. Université de Nantes, 2009. <tel-00426508>

CAMIA F.M. – 1973 – « Sur le choix des matériaux pour la conduction et le stockage de la chaleur en environnement héliotechnique » - International Congress « The sun in the service of mankind » 2-6 July 1973 – p. 237-245

CEN – 2008 – ISO 13786 – «Thermal performance of building components - Dynamic thermal characteristics - Calculation methods »

CSTB – 2012 – « Règles TH-I - Caractérisation de l’inertie thermique des bâtiments » - Réglementation thermique 2012

DROULIA F., LYKLOUDIS S., TSIRO I., ALVERTOS N., AKYLAS E., GAROFALAKIS I. – 2009 – “Ground temperature estimations using simplified analytical and semi-empirical approaches” – Solar Energy, Volume 83, Issue 2, February 2009, Pages 211–219

GIVONI B. – 1981 – “Man, Climate and Architecture” - Applied science, London.

GOUDA M.M., DANAHER S., UNDERWOOD C.P. – 2002 – “Building Thermal Model Reduction Using Nonlinear Constrained Optimization.” - Building and Environment, 37, 1255-1265

GRAULIERE P. – 2005 – « Typologie des bâtiments d’habitation existants en France. Synthèse des caractéristiques des bâtiments d’habitation existants permettant l’évaluation du potentiel d’amélioration énergétique. » - Rapport de Synthèse

HOFFMAN M.E. – FELDMAN M. – 1981 – “Calculation of the thermal response of buildings to the total thermal time constant method” - Building and Environment, 16(2) p. 71 – 85

KRAMER R., VAN SCHIJNDEL J., SCHELLEN H. – 2012 – “Simplified thermal and hygric building models: A literature review” - Frontiers of Architectural Research, Volume 1, Issue 4, December 2012, Pages 318-325

MATHEWS, E., RICHARDS, P., LOMBARD C. – 1994 – “A first-order thermal model for building design.” - Energy and Buildings 21, 133–145.

MCKINLEY T.L., ALLEYNE A.G. – 2008 – “Identification of building model parameters and loads using on-site data logs.” - 3rd National Conference of IBPSA-USA, Berkeley, California, July 30 – August 1, 2008.

NIELSEN, T. – 2005 – “Simple tool to evaluate energy demand and indoor environment in the early stages of building design” - Solar Energy 78, 73–83.

PORCHER G. – 1979 – « Cours de climatisation : Bases du calcul des installations de climatisation » - Chaud Froid Plomberie 1979 - 312 p.

RAGE : Programme Règles de l’Art – Grenelle Environnement - 2012 - Rapport - « Analyse détaillée du parc résidentiel existant »

THIERS S., PEUPORTIER B. – 2007 – « Modélisation thermique d'un échangeur air-sol pour le rafraîchissement de bâtiment » - Journée thématique SFT-IBPSA : froid solaire et confort d'été, Apr 2007, Aix-les-Bains, France. pp.96-103.<HAL-00216068>

TSILINGIRIDIS G., PAPAKOSTAS K. – 2014 – “Investigating the relationship between air and ground temperature variations in shallow depths in northern Greece” – Energy, Volume 73, 14 August 2014, Pages 1007–1016

WANG S., XU X. – 2006 – “Simplified Building Model for Transient Thermal Performance Estimation Using GA-Based Parameter Identification.” – International Journal of Thermal Sciences, 45, 419-432.

Electricité spécifique

ARMSTRONG M.M., SWINTON M.C., RIBBERINK H., BEAUSOLEIL-MORRISON I., MILLETTE J. – 2009 – “Synthetically Derived Profiles for Representing Occupant-Driven Electric Loads in Canadian Housing” - Journal of Building Performance Simulation 2 (2009) 15–30

ENERTECH – 2004 - « Campagne de mesures de l'éclairage dans 100 logements en France »
- Electricité de France, ADEME - Rapport final - Mars 2004.

ENERTECH – 2008-1 – « Campagne de mesures des appareils de production de froid et des
appareils de lavage dans 100 logements » - Projet AEE2008, Rapport final, 70p.

ENERTECH – 2008-2 – « Mesure de la consommation des usages domestiques de l'audiovisuel
et de l'informatique » - Projet REMODECE – Rapport final – 80 pages

ENERTECH – 2009 – « Connaissance et maîtrise des usages spécifiques de l'électricité dans
le secteur résidentiel » - Note technique n°090401 – 93 p

FISCHER D., HARTL A., WILLE-HAUSSMANN B. – 2015 – “Model for electric load
profiles with high time resolution for German households” – Energy and Buildings, Volume
92, 1 April 2015, Pages 170-179

McKENNA E., KRAWCZYNSKI M., THOMSON M. – 2015 – “Four-state domestic building
occupancy model for energy demand simulations” - Energy and Buildings 96 (2015) 30–39

MURATORI M., ROBERTS M.C., SIOSHANSI R., MARANO V., RIZZONI G. – 2013 – “A
highly resolved modeling technique to simulate residential power demand” - Applied Energy
107 (2013) 465–473

PAGE J., ROBINSON D., MOREL N., SCARTEZZINI J.L. – 2008 – “A generalised stochastic
model for the simulation of occupant presence” - Energy and Buildings 40 (2008) 83–98

PALACIOS-GARCIA E.J., CHEN A., SANTIAGO I., BELLIDO-OUTEIRINO F.J., FLORES-ARIAS
J.M., MORENO-MUNOZ A. – 2015 – “Stochastic model for lighting's electricity consumption in
the residential sector. Impact of energy saving actions” - Energy and Buildings 89 (2015) 245–
259

POPOOLA O., MUNDA J., MPANDA A. – 2015 – “Residential lighting load profile modelling” -
Energy and Buildings 90 (2015) 29–40

PRATT R.G., et al. – 1989 – “Description of Electric Energy Use in Single-Family Residences
in the Pacific Northwest” - End-Use Load and Consumer Assessment Program (ELCAP),
Pacific Northwest Laboratory, DOE/BP-13795-21, Richland, WA, April 1989.

RICHARDSON I., THOMSON M., INFIELD D. – 2008 – “A high-resolution domestic
building occupancy model for energy demand simulations” - Energy and Buildings 40 (2008)
1560–1566

RICHARDSON I., THOMSON M., INFIELD D., DELAHUNTY A. – 2009 – “Domestic
lighting: A high-resolution energy demand model” - Energy and Buildings 41 (2009) 781–789

RICHARDSON I., THOMSON M., INFIELD D., CLIFFORD C. – 2010 – “Domestic
electricity use: A high-resolution energy demand model” - Energy and Buildings 42 (2010)
1878–1887

SIDLER O. – 1997 – « Analyse et valorisation des campagnes de mesures sur les usages
électriques dans le secteur résidentiel » - Ademe, Rapport final, mai 1997, 177p.

SIDLER O. – 1998 – « Etude expérimentale des appareils électroménagers à haute efficacité énergétique placés en situation réelle » - Projet Ecodrôme, Rapport final, 204 p.

SIDLER O., PW CONSULTING – 1999 – « Maîtrise de la demande d'électricité – Etude expérimentale des appareils de cuisson, de froid ménager et de séchage dans 100 logements » - Projet ECUEL, Rapport final, 211 p.

STOKES M., RYLATT M., LOMAS K. – 2004 – “A simple model of domestic lighting demand” - Energy and Buildings 36 (2004) 103–116

SWAN L.G., UGURSAL V.I., BEAUSOLEIL-MORRISON I. – 2011 – “Occupant related household energy consumption in Canada: Estimation using a bottom-up neural-network technique” - Energy and Buildings 43 (2011) 326–337

TORRITI J. – 2014 – “A review of time use models of residential electricity demand” – Renewable and Sustainable Energy Reviews 37 (2014) 265–272

WIDEN J., NILSSON A.M., WACKELGARD E. – 2009 – “A combined Markov-chain and bottom-up approach to modelling of domestic lighting demand” - Energy and Buildings 41 (2009) 1001–1012

WIDEN J., WACKELGARD E. – 2010 – “A high-resolution stochastic model of domestic activity patterns and electricity demand” - Applied Energy 87 (2010) 1880–1892

WILKE U., HALDI F., SCARTEZZINI J.L., ROBINSON D. – 2013 – “A bottom-up stochastic model to predict building occupants' time-dependent activities” - Building and Environment 60 (2013) 254e264

Données et études locales

ALLIANCE SOLEIL – 2007 – « Etude du potentiel vendéen et des applications possibles de l'énergie solaire thermique et photovoltaïque » - Etude menée pour le compte du Conseil Général de Vendée, Février 2007, 27p.

CERC PdL – 2015 – « Bâtiment durable et transition énergétique – Tableau de bord de la région Pays de la Loire – Bilan annuel 2014 » - Cellule Économique Régionale de la Construction des Pays de la Loire, Novembre 2015, 76p.

GRDF – 2016 – « Données de consommation résidentielle de gaz des communes du Pays Yon et Vie desservies par GRDF »

PEIGNE P. – 2013 – « Etude du potentiel de production d'énergies renouvelables sur le territoire du Pays Yon et Vie » – 42p.

SOREGIES – 2016 – « Données de consommation résidentielle de gaz des communes du Pays Yon et Vie desservies par Sorégies »

SYDEV – 2014 – « Schéma de développement de la distribution de gaz adopté en novembre 2014 » - Syndicat Départemental d'Énergie et d'Équipement de Vendée, Carte au 2 juin 2014

Lois et réglementation

Arrêté du 24 mars 1982 relatif à l'aération des logements – modifié par l'arrêté du 28 octobre 1983

LOI GRENELLE 1 – 2009 - LOI n° 2009-967 du 3 août 2009 de programmation relative à la mise en œuvre du Grenelle de l'environnement

LTECV – 2015 – « LOI n° 2015-992 du 17 août 2015 relative à la transition énergétique pour la croissance verte » –
<https://www.legifrance.gouv.fr/affichTexte.do?cidTexte=JORFTEXT000031044385&categorieLien=id>

Autres publications

ADEME – 2008 – « Production d'eau chaude sanitaire par énergie solaire – Guide de conception des installations collectives » - 84p

ADEME – 2013-2 – « Etude sur le chauffage domestique au bois: Marchés et approvisionnement » - Juin 2013, Étude réalisée pour le compte de l'ADEME par Solagro, Biomasse Normandie, BVA et Marketing freelance, 87p.

ADEME – 2013-3 – « Estimation des gisements potentiels de substrats utilisables en méthanisation » – Étude réalisée pour le compte de l'ADEME par Solagro et Inddigo, Avril 2013, 117p.

ADEME – 2014 – « Smart Grid Vendée : optimisation locale du réseau de distribution publique au service de la collectivité » - Février 2014

ADEME – 2017 – « Smart Occitania – Un démonstrateur Smart Grid rural en région Occitanie » – Mars 2017

BODART M., DENEYER A. – « Guide d'aide à l'interprétation et à l'amélioration des résultats des mesures sous les ciels et soleils artificiels du CSTC » – Centre Scientifique et Technique de la Construction, Université Catholique de Louvain, 30p.

CEREMA – 2015 – « Bâtiments démonstrateurs à basse consommation d'énergie - Enseignements opérationnels tirés de 60 constructions et rénovations du programme PREBAT

2012 – 2015 » - Capitalisation-exploitation-valorisation des campagnes de suivi-évaluation des bâtiments démonstrateurs PREBAT, 150p.

CHICHE T., DOTSEY C., MASTERNAK E., YASSIN D. – 2014 – “Analyse du potentiel photovoltaïque de la Communauté de Communes du Val de Drôme (26) » - Polytech'Tours, Rapport de stage, 167p.

CSTB – Les données météorologiques RT2012 - <http://www.rt-batiment.fr/batiments-neufs/reglementation-thermique-2012/donnees-meteorologiques.html> (consulté le 9 décembre 2014)

DIRECTIVE 92/42/CEE – 1992 – « Directive 92 / 42 / CEE du Conseil du 21 mai 1992 concernant les exigences de rendement pour les nouvelles chaudières à eau chaude alimentées en combustibles liquides ou gazeux »

DUJIN A., MARESCA B. – 2010 – « La température du logement ne dépend pas de la sensibilité écologique » - Centre de Recherche pour l'Etude et l'Observation des Conditions de Vie, Consommation et Modes de Vie, n°227, mars 2010

ECO2MIX – 2016 – « Modèle Eco2mix » – RTE, <http://www.rte-france.com/fr/eco2mix/eco2mix>

EFFINERGIE – 2011 – « Règles techniques de la marque effinergie® applicables aux bâtiments rénovés faisant l'objet d'un label BBC-effinergie Rénovation® ou d'une certification effinergie Rénovation® » - 4p.

ENERGIES DEMAIN – 2011 – « Suivi de l'impact énergie-climat des secteurs résidentiel et tertiaire en région Centre » - Ademe, Région Centre, DREAL Centre, Mars 2011, 110 p.

FISHER K., with TUCKER J. Contributions from ALTINTAS E., BENNETT M., JAHANDAR A., JUN J., and other members of the Time Use Team – 2013 – “Technical Details of Time Use Studies” - Last updated 15 July 2013. Oxford: Centre for Time Use Research, University of Oxford. <http://www.timeuse.org/information/studies/> (consulté le 11 mai 2015)

GARBAY B. – 2009 – « Principes et matériels de ventilation double flux décentralisée avec récupération de chaleur » - Enertech, Notes techniques et réflexions, 37p.

HESPUL – <http://www.photovoltaique.info/Estimer-la-production.html> (consulté le 16 août 2016)

HETUS – “Harmonised European Time Use Survey” – Statistics Sweden - <https://www.h2.scb.se/tus/tus/> (consulté le 12 mai 2015)

INSEE – 2010 - Enquête Emploi du Temps 2009-2010 – http://www.insee.fr/fr/themes/document.asp?ref_id=edt2010 (Consulté le 12 mai 2015)

INSEE – 2015 – « Vulnérabilité énergétique – Loin des pôles urbains, chauffage et carburant pèsent fortement dans le budget » – Insee Première n°1530, janvier 2015, 4 p.

LE GUEN G., DAMIANO A. – 2013 – « Le développement de la méthanisation dans l'Ouest de la France » - Sciences Eaux & Territoires 2013/3 (Numéro 12), p. 30-33.

LUCAS J. P., RAMALHO O., KIRCHNER S., RIBERON J. – 2009 – « Etat de la ventilation dans le parc de logements français » - CSTB, Observatoire de la Qualité de l’Air Intérieur, 84 p.

METEOTEST – 2014 – « Meteonorm Version 7 – Global Meteorological Database – Software and Data for Engineers, Planners and Education »

POTIER V., DALLIBERT D. – 2014 – « Identifier le potentiel d’installation de panneaux solaires sur toiture - Cas de l’Ille-et-Vilaine » - CEREMA, Direction territoriale Ouest - Département Villes et Territoires, Etude pour le compte de la Direction Départementale des Territoires et de la Mer Ille-et-Vilaine, Août 2014, 44p.

PVGIS – « Photovoltaic Geographical Information System - Geographical Assessment of Solar Resource and Performance of Photovoltaic Technology », European Commission, Joint Research Centre, Institute for Energy and Transport, <http://re.jrc.ec.europa.eu/pvgis/> (consulté le 19 août 2016)

QUIRION P. – 2013 – « L’effet net sur l’emploi de la transition énergétique en France : Une analyse input-output du scénario négaWatt » - CIRED, No 46-2013, Mars 2013, 39 p.

RAGE – 2012 – Rapport – « Analyse détaillée du parc résidentiel existant » – RAGE : Programme Règles de l’Art - Grenelle Environnement

SIDLER O., PW CONSULTING – 1999 – « Maîtrise de la demande d’électricité – Etude expérimentale des appareils de cuisson, de froid ménager et de séchage dans 100 logements » - Projet ECUEL, Rapport final, 211 p.

TERRIER C. (dir.) – 2006 – « Mobilité touristique et population présente – Les bases de l’économie présentielle des départements » - Edition Direction du tourisme. Version en ligne sur <http://www.christophe-terrier.com/presence> ou <http://www.tourisme.gouv.fr/fr/html/mobilite/>

VUILLECARD C. – 2013 – « Méthode de construction d'une offre d'effacement électrique basée sur les technologies gaz naturel : Application – micro-cogénération et chaudière hybride. » - Thèse, 310p.

Nomenclature

Variable	Unité	Définition
A_j	Wh/hab	Apports solaires thermiques journaliers (Wh/hab)
A_T	°C	Demi-amplitude de la température à la surface du sol
A_{i_b}	W	Apports thermiques internes du bâtiment « b »
A_{S_b}	W	Apports thermiques solaires au bâtiment « b »
B_b	W	Besoins de chauffage du bâtiment « b »
B_{ch}	W	Puissance instantanée du système de chauffage
B_{max}	W	Puissance nominale du système de chauffage
$B_{30\%}$	W	30 % de la puissance nominale du système de chauffage
$C_{b,u}$	W	Courbe de charge du bâtiment « b » pour l'usage « u » (cuisson et usages spécifiques de l'électricité)
$C_{éolien}$	h^{-1}	Courbe de répartition horaire de la production éolienne
$C_{solaire}$	h^{-1}	Courbe de répartition horaire de la production solaire
Ca_b	-	Coefficient d'amortissement thermique de l'enveloppe insolée du bâtiment « b »
Ca_p	-	Coefficient d'amortissement thermique de la paroi « p »
Ch_b	W	Consommation horaire d'énergie de chauffage du bâtiment « b »
$C_{j_{solaire}}$	j^{-1}	Courbe de répartition journalière de la production d'énergie solaire
$CO_{a,h}$	Wh/m ²	Consommation unitaire de chauffage moyenne des bâtiments non rénovés
$Cl_{a,h}$	Wh/m ²	Consommation unitaire de chauffage moyenne des bâtiments ayant subi des rénovations légères
$CL_{a,h}$	Wh/m ²	Consommation unitaire de chauffage moyenne des bâtiments ayant subi des rénovations lourdes
Co_u	Wh	Consommation annuelle moyenne d'énergie par habitant pour l'usage « u » (cuisson et usages spécifiques de l'électricité)
$Cref_{a,h}$	Wh/m ²	Consommation unitaire de chauffage de référence des logements de type d'architecture « a » et de type de chauffage « h »
$CS_{a,h}$	Wh/m ²	Consommation unitaire de chauffage des logements de type d'architecture « a » et de type de chauffage « h »
CS_b	Wh/m ²	Consommation unitaire annuelle de chauffage du bâtiment « b »
Ct_p	-	Constante de temps relative de la paroi « p »
Cv_{eau}	Wh/m ³ / K	Capacité calorifique volumique de l'eau, $Cv_{eau}=1162,5 \text{ Wh/m}^3/\text{K}$
Cv_p	J/m ³ /K	Capacité thermique volumique de la paroi « p »
Cv_{sol}	J/ m ³ /K	Capacité thermique volumique du sol
D_p	m ² /s	Diffusivité thermique de la paroi « p »
D_{sol}	m ² /s	Diffusivité thermique du sol
De_b	W	Dépense de l'enveloppe du bâtiment « b » par conduction

Variable	Unité	Définition
Dv_b	W	Dépense aéraulique du bâtiment « b »
$E_{a,h}$	-	Coefficient d'efficacité des systèmes de chauffage des logements de type d'architecture « a » et de type de chauffage « h »
E_{absent}	W/hab	Puissance appelée pour l'éclairage par chaque personne absente
E_{actif}	W/hab	Puissance appelée pour l'éclairage par chaque personne active
$E_{inactif}$	W/hab	Puissance appelée pour l'éclairage par chaque personne inactive
E_i	W	Puissance éolienne installée sur l'IRIS « i »
E_{max}	W/hab	Puissance maximum consommée par personne active lorsqu'aucun éclairage naturel n'est disponible
E_{min}	W/hab	Puissance minimum consommée par personne active lorsque l'éclairage naturel est théoriquement suffisant
E_{clb}	W	Consommation électrique d'éclairage du bâtiment « b »
ECS_b	W	Puissance appelée par le bâtiment « b » pour la production d'ECS
F_{ij}	-	Facteur de lumière du jour moyen des bâtiments
F_s	-	Facteur solaire des vitrages
F_{mb}	-	Facteur de masque du bâtiment « b » pour l'installation de panneaux solaires
F_{sb}	-	Facteur d'emprise au sol des panneaux solaires installés sur le bâtiment « b »
G_l	-	Gain énergétique lié aux rénovations légères
HT_b	W/K	Coefficient de déperdition de thermique de l'enveloppe du bâtiment « b »
I_{pv}	W/m ²	Irradiation solaire sur les parois verticales
J_b	Wh	Besoin énergétique journalier du bâtiment « b » pour la production d'ECS
L_{ext}	lux	Eclairage solaire extérieur
L_{in}	lux	Eclairage naturel à l'intérieur des bâtiments
L_{lim}	lux	Eclairage naturel limite au-delà duquel l'éclairage artificiel n'est théoriquement pas nécessaire
M_i	mâts	Nombre de mâts éoliens installés sur l'IRIS « i »
N	an	Durée du scénario
Nh_e	H	Facteur de charge annuel des parcs éoliens sur le territoire
Nh_{max}	h	Facteur de charge annuel maximal d'une installation photovoltaïque sur le territoire
Nh_{moy}	h	Facteur de charge annuel moyen d'une installation photovoltaïque sur le territoire
O_b	hab	Nombre d'occupants du bâtiment « b »
Oa_b	hab	Nombre d'occupants du bâtiment « b » présents et actifs
Oi_b	hab	Nombre d'occupants du bâtiment « b » présents mais inactifs
Ox_b	hab	Nombre d'occupants du bâtiment « b » absents
P_i	W	Puissance photovoltaïque installée sur les bâtiments de l'IRIS « i »
P_u	h ⁻¹	Profil dynamique de l'usage « u » sur un an
P_{max_b}	W	Puissance photovoltaïque maximale installable sur le bâtiment « b »
Pop_i	hab	Population de l'IRIS « i »
$PS_{i,t}$	-	Part du type de bâtiment « t » dans la surface de logement de l'IRIS « i »
$Pu_{éolien}$	W/mât	Puissance unitaire des mâts éoliens

Variable	Unité	Définition
PE _i	Wh	Production éolienne annuelle sur l'IRIS « iris »
PS	Wh/m ²	Production annuelle moyenne des installations solaires thermiques
PV _i	Wh	Production photovoltaïque annuelle sur les bâtiments de l'IRIS « i »
Q _b	m ³ /h	Débit du système de renouvellement d'air du bâtiment « b »
R _b	-	Rendement horaire du système de chauffage du bâtiment « b »
R _{ch}	-	Rendement instantané du système de chauffage
R _n	-	Rendement du système de chauffage à puissance nominale
R _s	-	Rendement du système « s » pour la production d'ECS
R _{30%}	-	Rendement du système de chauffage à 30 % de la puissance nominale
RO _{a,h}	-	Rendement moyen initial des systèmes de chauffage des bâtiments de type d'architecture « a » et de type de chauffage « h »
Rmoy _{a,h}	-	Rendement moyen des systèmes de chauffage des bâtiments de type d'architecture « a » et de type de chauffage « h » pour l'année étudiée
S _b	m ²	Surface de plancher du bâtiment « b » dans le référentiel morphologique
S _l	m ²	Surface du logement « l » dans le référentiel typologique
S _p	m ²	Surface de la paroi « p »
Se _b	m ²	Surface de l'enveloppe du bâtiment « b »
Sf _{a,h}	m ²	Surface de logement correspondant à la combinaison du type d'architecture « a » et du type de chauffage « h », dans le référentiel typologique, pour un IRIS donné, <u>après</u> application de la contrainte sur les parts de marché des énergies de chauffage lors de la définition de l'évolution du parc résidentielle
Si _{a,h}	m ²	Surface de logement correspondant à la combinaison du type d'architecture « a » et du type de chauffage « h », dans le référentiel typologique, pour un IRIS donné, <u>avant</u> application de la contrainte sur les parts de marché des énergies de chauffage lors de la définition de l'évolution du parc résidentielle
Sm _{i,t}	m ²	Surface de plancher disponible pour le type de bâtiment « t » dans l'IRIS « i » dans le référentiel morphologique
Sp _b	m ²	Surface de panneaux solaires installable sur la toiture du bâtiment « b »
SS _b	m ²	Surface au sol du bâtiment « b » (murs, sol, toiture et vitrages)
St _i	m ²	Surface totale des logements de l'IRIS « i » dans le référentiel typologique
St _{i,t}	m ²	Surface de logement correspondant au type de bâtiment « t » dans l'IRIS « i » dans le référentiel typologique
Su _{solaire}	m ² /hab	Surface unitaire de panneaux solaires thermiques installés par occupant
T _{ext}	°C	Température de l'air extérieur
T _{in}	°C	Température intérieure des bâtiments
T _m	°C	Température annuelle moyenne du sol
T _{moy}	°C	Température moyenne sur 24h de l'air extérieur
T _{sol}	°C	Température du sol
Te _b	°C	Température virtuelle extérieure du bâtiment « b »
Te _{ib}	°C	Température virtuelle de la surface insolée de l'enveloppe du bâtiment « b »
Th _b	W	Courbe de charge théorique de chauffage du bâtiment « b »
U _p	W/m ² /K	Coefficient de transmission surfacique de la paroi « p »

Variable	Unité	Définition
U_{bat_b}	W/m ² /K	Coefficient de transmission surfacique de l'enveloppe du bâtiment « b »
V_b	m ³	Volume intérieur du bâtiment « b »
V_{ecs}	m ³	Volume journalier d'ECS consommé par habitant
$V_{S_v,t}$	Wh/m ² /an	Consommation électrique unitaire annuelle d'une VMC de type « v » dans un bâtiment de type « t »
VMC_b	W	Puissance électrique consommée par la VMC du bâtiment « b »
c_{pv}	-	Coefficient de correction moyen du facteur de charge des panneaux photovoltaïques représentant les effets de l'inclinaison et de l'orientation des toitures
e_p	m	Epaisseur de la paroi « p »
h	h	Temps
h_0	h	Heure correspondant au minimum de l'onde thermique climatique en surface
j_s	h ⁻¹	Profil journalier de consommation d'énergie pour la production d'ECS par le système « s »
pe_i	W	Production éolienne horaire sur l'IRIS « i »
pv_i	W	Production photovoltaïque horaire sur les bâtiments de l'IRIS « i »
z	m	Profondeur dans le sol
ΔT_{ecs}	°C	Ecart de température entre l'ECS et l'eau froide du réseau
α	-	Facteur déterminant la forme de la courbe de rendement du système de chauffage en fonction de la puissance appelée
β	degrés	Angle d'inclinaison des panneaux solaires sur toitures horizontales
$\beta_{x,y}$	-	Matrice de substitution des systèmes de chauffage pour la définition de l'évolution du parc résidentielle
δ	degrés	Déclinaison solaire
δ_p	m	Profondeur d'amortissement thermique de la paroi « p »
δ_{sol}	m	Profondeur d'amortissement thermique du sol
θ	degrés	Altitude solaire au solstice d'hiver
θ_b	Volume/h	Taux de renouvellement d'air du bâtiment « b »
λ_p	W/m/K	Conductivité thermique de la paroi « p »
λ_{sol}	W/m/K	Conductivité thermique du sol
ρ_b	-	Rendement thermique du système de renouvellement d'air du bâtiment « b »
ρ_L	-	Part de rénovations lourdes dans les rénovations des logements
τ_0	-	Part des logements non rénovés
τ_l	-	Part des logements ayant subi des rénovations légères
τ_L	-	Part des logements ayant subi des rénovations lourdes
$\tau_{s,b}$	-	Part de la production d'ECS du bâtiment « b » assurée par le système « s »
$\tau_{solaire}$	-	Taux de bâtiments équipés d'une installation solaire thermique parmi les bâtiments pouvant en accueillir
ϕ	degrés	Latitude de l'emplacement des panneaux solaires
φ_b	h	Déphasage thermique de l'enveloppe insolée du bâtiment « b »
φ_p	h	Déphasage thermique de la paroi « p »

Variable	Unité	Définition
ω	rad/s	Pulsation de perturbation thermique

Index des illustrations

Index des figures

Figure 1: Répartition des résidences principales par type de logement selon la tranche d'unité urbaine en France métropolitaine (d'après INSEE 2006).....	15
Figure 2: Estimation de la surface moyenne par habitant des résidences principales en fonction de la tranche d'unité urbaine en France métropolitaine (d'après INSEE 2006)	16
Figure 3: Répartition des résidences principales par combustible de chauffage en fonction de la tranche d'unité urbaine en France métropolitaine (d'après INSEE 2006).....	17
Figure 4: Communes françaises desservies par le réseau de gaz (CETE Ouest 2011)	19
Figure 5: Occupation des sols en France métropolitaine (Corine Land Cover 2006).....	19
Figure 6: Profils de production éolienne pour une simulation de mai 2030 à différents niveaux d'agrégation (Fraunhofer IWES 2015)	22
Figure 7: Techniques de modélisation top-down et bottom-up pour estimer la consommation énergétique résidentielle régionale ou nationale (Swan et Ugursal 2009).....	23
Figure 8: Déterminants de la demande en énergie dans les bâtiments (Baudry et al. 2015)....	24
Figure 9: Gain sur les déperditions par l'enveloppe selon plusieurs configurations urbaines (Maïzia 2008-2).....	29
Figure 10: Evolution des consommations unitaires des résidences principales par usages en base 100 (Ademe 2015-1)	32
Figure 11: Communes du Pays Yon et Vie en 2015	36
Figure 12: Schéma synoptique du processus de reconstitution du parc résidentiel	41
Figure 13: Schéma de la méthode employée pour reconstituer l'évolution tendancielle du parc de logements de chaque IRIS	46
Figure 14: Schéma synoptique de la représentation de l'évolution du parc résidentiel.....	47
Figure 15: Matrice de substitution des systèmes de chauffage	49
Figure 16: Protocole d'affectation des types de bâtiments pour chaque IRIS dans le référentiel morphologique	51
Figure 17: Répartition des systèmes de production d'ECS dans les logements français en fonction de leur système de chauffage (d'après INSEE 2006)	53

Figure 18: Part des logements équipés de VMC en fonction de leur type d'architecture (d'après INSEE 2006)	56
Figure 19: Distribution communale des types de logement dans le parc résidentiel 2015 du Pays Yon et Vie	57
Figure 20: Ancienneté du parc de logements (INSEE 2017)	59
Figure 21: Distribution communale des périodes de construction du parc résidentiel 2015 du Pays Yon et Vie.....	59
Figure 22: Distribution des combustibles de chauffage du parc résidentiel 2015 du Pays Yon et Vie selon le type de commune	60
Figure 23: Distribution communale des combustibles de chauffage dans le parc résidentiel 2015 du Pays Yon et Vie.....	61
Figure 24: Schéma simplifié du calcul des consommations énergétiques d'un bâtiment.....	65
Figure 25: Profil journalier de température intérieure des logements.....	75
Figure 26: Comparatif des rendements de chaudière en fonction de la charge (Vuillecard 2013)	79
Figure 27: Evolution du rendement de chauffage en fonction de la puissance appelée.....	80
Figure 28: Variation du profil annuel de consommation d'ECS (d'après Ademe 2008)	84
Figure 29: Profil journalier de consommation d'eau chaude sanitaire (d'après Izuba 2010)....	84
Figure 30: Profil journalier de production d'ECS électrique	85
Figure 31: Consommation électrique unitaire annuelle des VMC (CEREMA 2015).....	87
Figure 32: Profil d'activité des occupants des logements (d'après McKenna et al 2015).....	88
Figure 33: Comparaison entre la courbe de charge moyenne calculée pour l'éclairage et les mesures d'Enertech (Enertech 2004)	90
Figure 34: Comparaison entre la variation relative de la consommation électrique d'éclairage mensuelle calculée et les mesures d'Enertech (Enertech 2004).....	90
Figure 35: Courbes de consommation électrique résidentielle par habitant pour une journée moyenne en période de chauffage et comparaison avec les données nationales.....	92
Figure 36: Courbes de consommation électrique résidentielle par habitant pour une journée moyenne hors période de chauffage et comparaison avec les données nationales	92
Figure 37: Comparaison entre la répartition par usages des consommations énergétiques calculées et les données du CEREN (CEREN 2013).....	93
Figure 38: Comparaison entre la répartition par usages des consommations électriques calculées et les données de RTE (RTE 2016).....	94

Figure 39: Comparaison entre les consommations énergétiques résidentielles calculées pour l'année 2015 et les données Basémis 2012 pour le Pays Yon et Vie.....	95
Figure 40: Répartition de la consommation énergétique 2015 par vecteur pour chaque type de commune du Pays Yon et Vie	96
Figure 41: Distribution communale de la consommation énergétique résidentielle du Pays Yon et Vie en 2015 selon le type d'énergie	97
Figure 42: Consommation énergétique annuelle par habitant en 2015 selon la typologie de commune du territoire	98
Figure 43: Consommation électrique annuelle par habitant en 2015 selon la typologie de commune du territoire	99
Figure 44: Consommation électrique annuelle en 2015 selon les usages	99
Figure 45: Pointe de demande électrique par habitant en 2015 selon la typologie de commune du territoire	100
Figure 46: Pointe de demande électrique en 2015 selon les usages.....	101
Figure 47: Courbe de charge électrique d'une journée hivernale moyenne sur le Pays Yon et Vie en 2015	102
Figure 48: Courbe de charge électrique d'une journée estivale moyenne sur le Pays Yon et Vie en 2015	102
Figure 49: Variations horaire et saisonnière de la demande électrique résidentielle du Pays Yon et Vie en 2015	103
Figure 50: Variations saisonnières de la demande électrique résidentielle du Pays Yon et Vie selon les usages en 2015.....	104
Figure 51: Variations saisonnières de la demande électrique résidentielle du Pays Yon et Vie selon la typologie de communes en 2015.....	104
Figure 52: Courbe de charge électrique par habitant d'une journée hivernale moyenne selon la typologie de commune	105
Figure 53: Courbe de charge électrique par habitant d'une journée estivale moyenne selon la typologie de commune	106
Figure 54: Evolution de la population et des surfaces de logement.....	112
Figure 55: Distribution communale des périodes de construction du parc résidentiel 2050 du Pays Yon et Vie.....	113
Figure 56: Bilan des dispositifs en faveur de la rénovation des logements en Pays de la Loire en 2014 (CERC PdL 2015)	114

Figure 57: Distribution communale des combustibles de chauffage dans le parc résidentiel du Pays Yon et Vie selon le scénario Référence 2050	116
Figure 58: Distribution communale des combustibles de chauffage dans le parc résidentiel du Pays Yon et Vie selon le scénario Volontariste 2050	117
Figure 59: Evolution de la répartition de la cuisson par vecteur énergétique	120
Figure 60: Evolution des surfaces résidentielles	121
Figure 61: Evolution de la distribution des énergies de chauffage	122
Figure 62: Evolution de la consommation journalière d'ECS par habitant	122
Figure 63: Evolution de la consommation annuelle de cuisson par habitant	122
Figure 64: Evolution de la consommation d'électricité spécifique par habitant et par usage	123
Figure 65: Evolution des rendements moyens de chauffage (communes aux deux scénarios)	123
Figure 66: Evolution des rendements moyens de production d'ECS (communes aux deux scénarios).....	123
Figure 67: Définition de l'orientation principale d'un bâtiment	125
Figure 68: Exemple de triangulation de Delaunay	126
Figure 69: Vision schématique de la distance angulaire α entre 2 bâtiments (Chiche et al. 2014)	126
Figure 70: Emprise au sol des panneaux solaires installés sur toiture horizontale (Routhier et al. 2009).....	128
Figure 71: Courbe de répartition de la production photovoltaïque (d'après Eco2mix 2016)	130
Figure 72: Courbe de répartition de la production éolienne (d'après Eco2mix 2016).....	131
Figure 73: Comparaison des résultats des études de l'Ademe (Ademe 2013-3) et de AILE (Le Guen et Damiano 2013) sur la quantification du gisement méthanisable de la région des Pays de la Loire	132
Figure 74: Comparaison des évolutions de la demande énergétique annuelle totale, par habitant et par m ² de logement	136
Figure 75: Evolution de la demande énergétique annuelle du territoire selon les usages.....	137
Figure 76: Comparaison de la demande énergétique annuelle par vecteur avec le gisement local d'énergie renouvelable	138
Figure 77: Evolution en base 100 de la demande électrique du territoire	139
Figure 78: Demande électrique annuelle selon les usages pour le scénario Référence 2050	140

Figure 79: Demande électrique annuelle selon les usages pour le scénario Volontariste 2050	140
Figure 80: Pointe de demande électrique selon les usages pour le scénario Référence 2050	141
Figure 81: Pointe de demande électrique selon les usages pour le scénario Volontariste 2050	141
Figure 82: Courbe de charge de la journée de pointe de la demande électrique	142
Figure 83: Variations saisonnières de la demande électrique selon les usages	144
Figure 84: Variations saisonnières de la demande électrique selon la typologie de commune	145
Figure 85: Couverture des besoins électriques par le gisement local du 18 au 21 janvier 2050 dans le scénario volontariste	146
Figure 86: Couverture dynamique de la demande électrique dans les deux scénarios	147
Figure 87: Evolution de la production annuelle d'électricité renouvelable par type de communes dans les deux scénarios	149
Figure 88: Production communale d'électricité renouvelable selon le scénario Référence 2050	150
Figure 89: Production communale d'électricité renouvelable selon le scénario Volontariste 2050	150
Figure 90: Comparaison statique de l'évolution de l'offre, de la demande et de la balance électriques par type de commune dans les scénarios	151
Figure 91: Potentiel maximal de fourniture d'électricité selon le type de commune	152
Figure 92: Comparaison de l'évolution des pointes annuelles de l'offre, de la demande électrique et de l'excédent par type de commune dans les scénarios	154
Figure 93: Pointe de production d'électricité renouvelable selon le scénario Référence 2050	155
Figure 94: Pointe de production d'électricité renouvelable selon le scénario Volontariste 2050	155
Figure 95: Variations saisonnières de la production électrique par filière selon les scénarios	156
Figure 96: Variations saisonnières de la production électrique par type de communes selon les scénarios	157
Figure 97: Balance électrique du territoire selon les scénarios	158

Figure 98: Variations saisonnières de l'offre, de la demande et de la balance électrique du territoire selon les scénarios	159
Figure 99: Pics journaliers de l'offre, de la demande et de l'amplitude de la balance électrique selon les scénarios	160
Figure 100: Heure d'occurrence des extremums journaliers de la balance électrique selon les scénarios	161
Figure 101: Décalage entre les extremums de la balance électrique selon les scénarios	162
Figure 102: Consommation, production et balance électrique des journées moyennes selon les saisons et les scénarios	162
Figure 103: Courbe de répartition journalière de la production d'énergie solaire thermique annuelle (d'après Eco2mix 2016)	203
Figure 104: Profils journaliers des appareils électriques et de cuisson (d'après Enertech 2008-1 et 2, et Sidler 1999)	204
Figure 105: Facteur saisonnier de consommation électrique des appareils de froid (d'après Enertech 2008-1)	205
Figure 106: Facteur saisonnier de consommation énergétique de cuisson (d'après Sidler 1999)	205
Figure 107: Facteur saisonnier de consommation des appareils électriques hors froid et cuisson (d'après Terrier 2006)	205
Figure 108: Evolution de la distribution des types de chauffage selon le type de commune	206
Figure 109: Consommation énergétique résidentielle en 2015 selon le type d'énergie	207
Figure 110: Consommation énergétique résidentielle en 2015 selon les usages	207
Figure 111: Consommation énergétique résidentielle dans le scénario Référence 2050 selon le type d'énergie	208
Figure 112: Consommation énergétique résidentielle dans le scénario Référence 2050 selon les usages	208
Figure 113: Consommation énergétique résidentielle dans le scénario Volontariste 2050 selon le type d'énergie	209
Figure 114: Consommation énergétique résidentielle dans le scénario Volontariste 2050 selon les usages	209
Figure 115: Evolution de la demande électrique annuelle selon le type de commune	210
Figure 116: Evolution de la pointe de demande électrique selon le type de commune	211

Figure 117: Courbe de consommation électrique résidentielle par type de commune dans le scénario Référence 2050	212
Figure 118: Courbe de consommation électrique résidentielle par type de commune dans le scénario Volontariste 2050.....	213
Figure 119: Courbes de production électrique renouvelable par type de communes dans le scénario Référence 2050	214
Figure 120: Courbes de production électrique renouvelable par type de communes dans le scénario Volontariste 2050.....	215
Figure 121: Courbes de balance électrique par type de communes dans le scénario Référence 2050.....	216
Figure 122: Courbes de balance électrique par type de communes dans le scénario Volontariste 2050.....	217
Figure 123: Sélection des bâtiments pour la reconstitution du parc résidentiel.....	221
Figure 124: Types de logement dans le parc résidentiel 2015	222
Figure 125: Période de construction des logements dans le parc résidentiel 2015	223
Figure 126: Combustibles de chauffage des logements dans le parc résidentiel 2015	224
Figure 127: Gisement solaire sur toitures	225
Figure 128: Consommation unitaire d'énergie des logements en 2015.....	226
Figure 129: Consommation unitaire d'énergie des logements selon le scénario Référence 2050	227
Figure 130: Consommation unitaire d'énergie des logements selon le scénario Volontariste 2050	228
Figure 131: Consommation unitaire de chauffage des logements en 2015.....	229
Figure 132: Consommation unitaire de chauffage des logements selon le scénario Référence 2050.....	230
Figure 133: Consommation unitaire de chauffage des logements selon le scénario Volontariste 2050.....	231
Figure 134: Consommation électrique unitaire des logements en 2015	232
Figure 135: Consommation électrique unitaire des logements selon le scénario Référence 2050	233
Figure 136: Consommation électrique unitaire des logements selon le scénario Volontariste 2050.....	234

Index des tableaux

Tableau 1: Les 3 étapes du calcul de consommation énergétique résidentielle	40
Tableau 2: Nombre de logements par type de logement et de construction sur le Pays Yon et Vie (d'après INSEE 2008)	43
Tableau 3: Typologie du parc résidentiel	44
Tableau 4: Surface des logements du recensement 2008	45
Tableau 5: Surface des logements du recensement 1999	45
Tableau 6: Clé de répartition des systèmes de production d'ECS en fonction du type de chauffage des bâtiments	53
Tableau 7: Clé de répartition des combustibles de cuisson selon la disponibilité du réseau de gaz	55
Tableau 8: Taux de vitrage en fonction du type de logement et de la période de construction	55
Tableau 9: Clé de répartition des systèmes de ventilation en fonction des types d'architecture des bâtiments	56
Tableau 10: Typologie des communes du Pays Yon et Vie.....	58
Tableau 11: Consommation unitaire annuelle de chauffage prise en référence pour l'année 2015 en fonction du type de bâtiment et du type de chauffage (en kWh/m ² /an)	69
Tableau 12: Coefficients de transmission surfacique des parois en W/m ² /K.....	71
Tableau 13: Taux de renouvellement d'air des bâtiments non équipés de VMC	72
Tableau 14: Débit de renouvellement d'air des logements défini par la réglementation rapporté à la surface de plancher	73
Tableau 15: Caractéristiques thermiques du sol (d'après Augsburg Forage SA 2014)	76
Tableau 16: Caractéristiques inertielles des murs en fonction du type de bâtiment	78
Tableau 17: Rendement nominal des systèmes de chauffage à combustible pour l'année 2015	81
Tableau 18: Rendements moyens des systèmes de production d'ECS en 2015 (d'après négaWatt 2014).....	83
Tableau 19: 6 postes d'électricité spécifique regroupant les 9 types d'appareils	86
Tableau 20: Consommations électriques des VMC prises en référence	87
Tableau 21: Paramètres de puissance d'éclairage.....	89
Tableau 22: Ecart entre les consommations énergétiques résidentielles calculées pour l'année 2015 et les données Basémis 2012 pour le Pays Yon et Vie.....	95
Tableau 23: Les 6 scénarios prospectifs définis pour cette thèse.....	111

Tableau 24: Résumé des hypothèses des scénarios prospectifs	112
Tableau 25: Hypothèses de rénovation thermique des logements	115
Tableau 26: Evolution des systèmes de chauffage du parc existant dans les IRIS disposant du réseau de gaz dans le scénario volontariste	117
Tableau 27: Rendements moyens des systèmes de chauffage en 2050 (d'après négaWatt 2014)	118
Tableau 28: Rendements moyens des systèmes de production d'ECS en 2050 (d'après négaWatt 2014).....	119
Tableau 29: Consommation annuelle moyenne en 2050 pour les différents usages spécifiques en kWh/hab/an (d'après négaWatt 2014).....	121
Tableau 30: Part de toitures inclinées en fonction de la surface au sol et de la nature des bâtiments (d'après Potier et Dallibert 2014)	127
Tableau 31: Estimation du gisement d'énergie renouvelable du Pays Yon et Vie en 2050...	133
Tableau 32: Mix optimal pour la couverture dynamique de la demande électrique dans les deux scénarios	148
Tableau 33: Facteur de variation saisonnière de la production électrique par type de communes selon les scénarios	156
Tableau 34: Potentiel maximal de fourniture d'électricité entre communes dans le scénario Référence 2050 en MWh.....	218
Tableau 35: Potentiel maximal de fourniture d'électricité entre communes dans le scénario Volontariste 2050 en MWh	219

Annexes

Annexe 1. Recours à l'énergie solaire thermique pour la production d'ECS

Le modèle intègre le solaire thermique pour la production d'ECS uniquement. L'énergie produite par les installations solaires se substituant à une autre énergie consommée par les logements, le calcul de production est lié à celui de la demande énergétique.

Les ballons d'eau chaude représentent actuellement le principal vecteur de stockage de l'énergie dans les logements. Par conséquent, on envisage que la production solaire thermique d'un jour donné se substitue à tout ou partie des besoins d'énergie pour la production d'ECS de ce jour.

Pour un bâtiment équipé d'une installation solaire thermique, la formule des besoins journaliers d'énergie pour la production d'ECS⁷³ est donc adaptée comme suit :

$$J_b = (C_{v_{eau}} \cdot V_{ecs} \cdot \Delta T_{ecs} - A_j \cdot \tau_{solaire}) \cdot O_b$$

Avec :

- J_b : Besoin énergétique journalier du bâtiment « b » pour la production d'ECS (Wh)
- $C_{v_{eau}}$: Capacité calorifique volumique de l'eau, $C_{v_{eau}}=1162,5 \text{ Wh/m}^3/\text{K}$
- V_{ecs} : Volume journalier d'ECS consommé par habitant (m^3)
- ΔT_{ecs} : Ecart de température entre l'ECS et l'eau froide du réseau ($^{\circ}\text{C}$). $\Delta T_{ecs}=T_{ecs}-T_{réseau}$
- O_b : Nombre d'occupants du bâtiment « b »
- A_j : Apports solaires thermiques journaliers (Wh/hab)
- $\tau_{solaire}$: Taux de bâtiments équipés d'une installation solaire thermique parmi les bâtiments pouvant en accueillir (sans unité)

On intègre l'évolution du recours au solaire thermique pour la production d'ECS à l'aide du taux de bâtiments équipés $\tau_{solaire}$. Notons que ce taux ne s'applique pas à l'ensemble des bâtiments du territoire mais uniquement aux bâtiments pouvant accueillir des logements et des installations solaires⁷⁴.

⁷³ Voir le détail du calcul de la consommation énergétique pour la production d'ECS au paragraphe 3.5

⁷⁴ Bâtiments de la couche « Bâti indifférencié » de l'IGN répondant aux contraintes détaillées dans le paragraphe 5.2.1

Pour chaque jour de l'année, les apports solaires thermiques sont calculés :

$$A_j = PS \cdot Su_{\text{solaire}} \cdot Cj_{\text{solaire}}$$

Avec

- PS : Production annuelle moyenne des installations solaires thermiques (Wh/m²)
- Su_{solaire} : Surface unitaire de panneaux solaires thermiques installés par occupant (m²/hab)
- Cj_{solaire} : Courbe de répartition journalière de la production d'énergie solaire (j⁻¹)
($\sum Cj_{\text{solaire}} = 1$)

En 2014, sur la région Pays de la Loire, la production solaire thermique est estimée à 4,3 ktep pour 95 000 m² de panneaux installés (SOeS 2016-1), soit une production annuelle moyenne PS = 526 kWh/m².

Pour les bâtiments équipés d'installations solaires thermiques, on reprend l'hypothèse de dimensionnement des panneaux solaires thermiques proposée par Routhier et al : Su_{solaire} = 0,75 m²/pers (Routhier et al 2009).

La courbe de répartition de la production journalière d'énergie solaire est calculée à partir du profil horaire de production photovoltaïque sur la région Pays de la Loire fourni par le modèle Eco2mix de RTE (Figure 103).

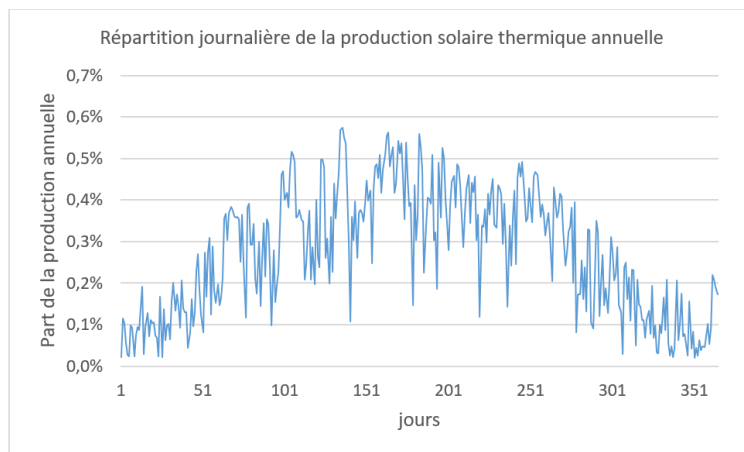


Figure 103: Courbe de répartition journalière de la production d'énergie solaire thermique annuelle (d'après Eco2mix 2016)

Annexe 2. Profils journaliers et facteurs saisonniers pour la cuisson et l'électricité spécifique

Le bureau d'étude Enertech a mené des campagnes de mesure des consommations électrique des appareils de froids et de lavage (Enertech 2008-1) ainsi que des appareils audiovisuels et informatiques (Enertech 2008-2) et de cuisson (Sidler 1999). Les résultats de ces campagnes de mesure ont servi de base à la définition des profils journaliers des appareils électriques et de cuisson.

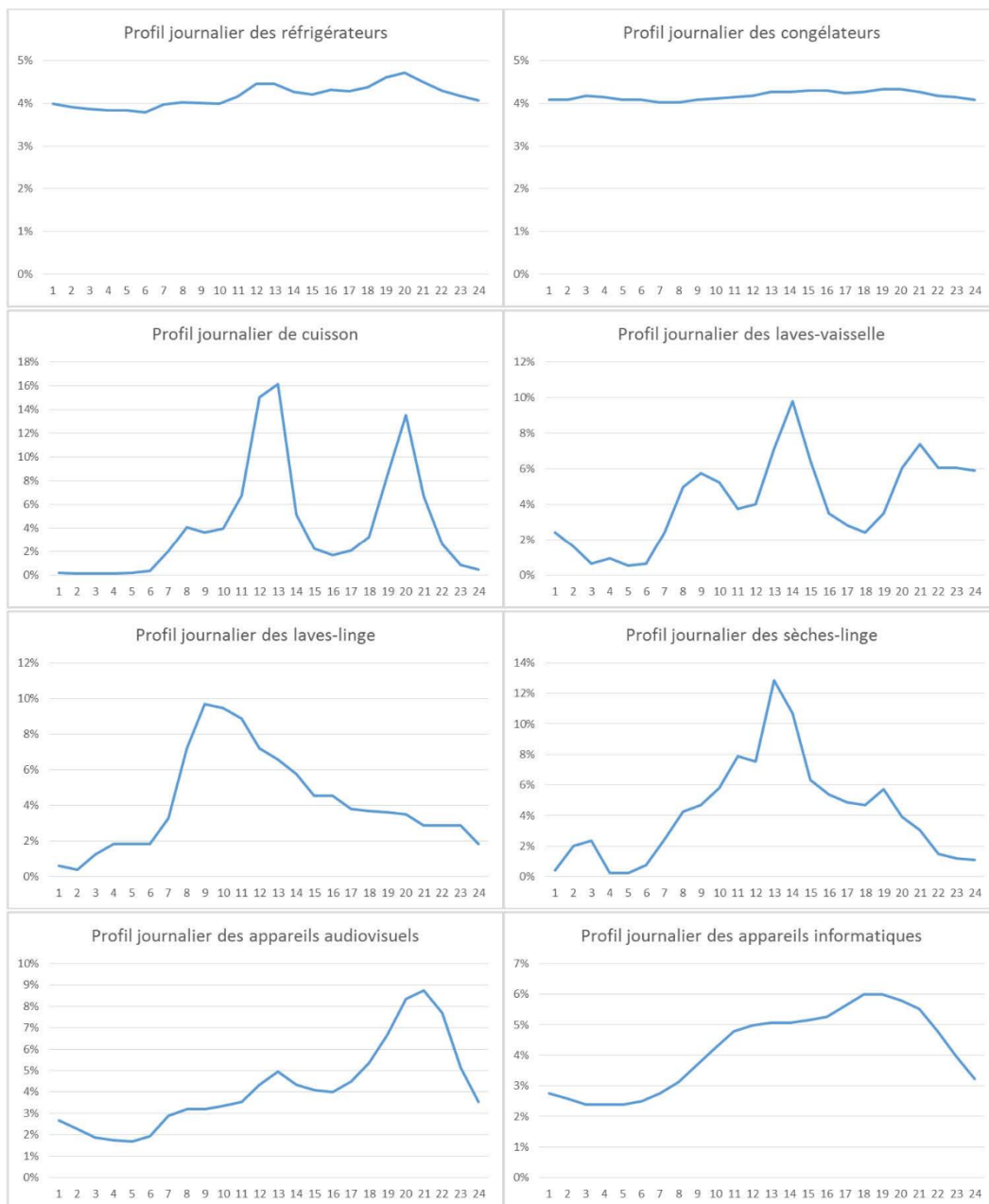


Figure 104: Profils journaliers des appareils électriques et de cuisson (d'après Enertech 2008-1 et 2, et Sidler 1999)

Le facteur saisonnier varie selon les types d'appareils. Il peut ainsi dépendre de facteurs climatiques (température extérieure pour les appareils de production de froid) comme de la présence ou non des occupants selon la période de l'année. Pour les facteurs saisonniers des appareils de production de froid et de cuisson, on prend en référence les études d'Enertech évoquées ci-dessus (Sidler 1999, Enertech 2008-1).

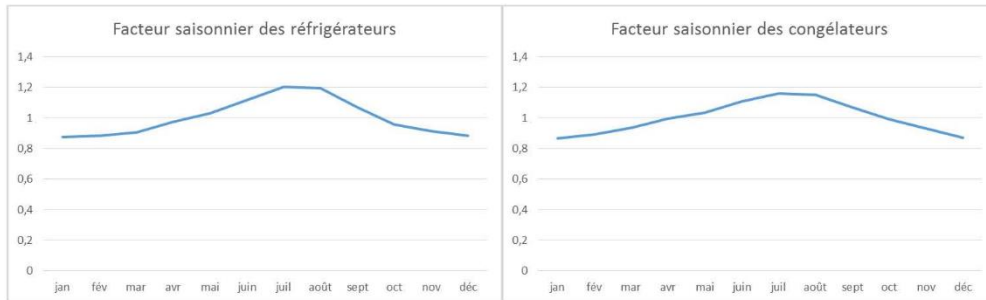


Figure 105: Facteur saisonnier de consommation électrique des appareils de froid (d'après Enertech 2008-1)



Figure 106: Facteur saisonnier de consommation énergétique de cuisson (d'après Sidler 1999)

Terrier a étudié la présence et l'absence des français de leur territoire (échelle départementale) sur l'année 2005 (Terrier 2006). Pour les appareils électriques hors froid et cuisson, ceci permet de définir le facteur saisonnier de consommation basé sur la présence des occupants des logements.

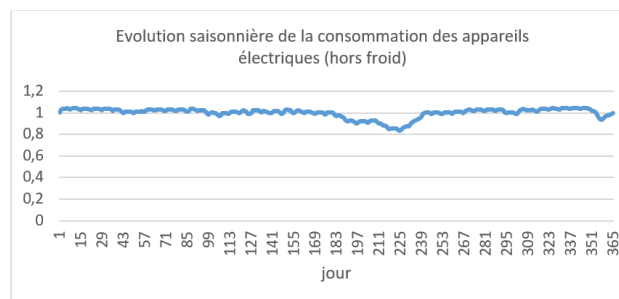


Figure 107: Facteur saisonnier de consommation des appareils électriques hors froid et cuisson (d'après Terrier 2006)

Annexe 3. Hypothèses d'évolution de la distribution de chauffage selon le type de commune

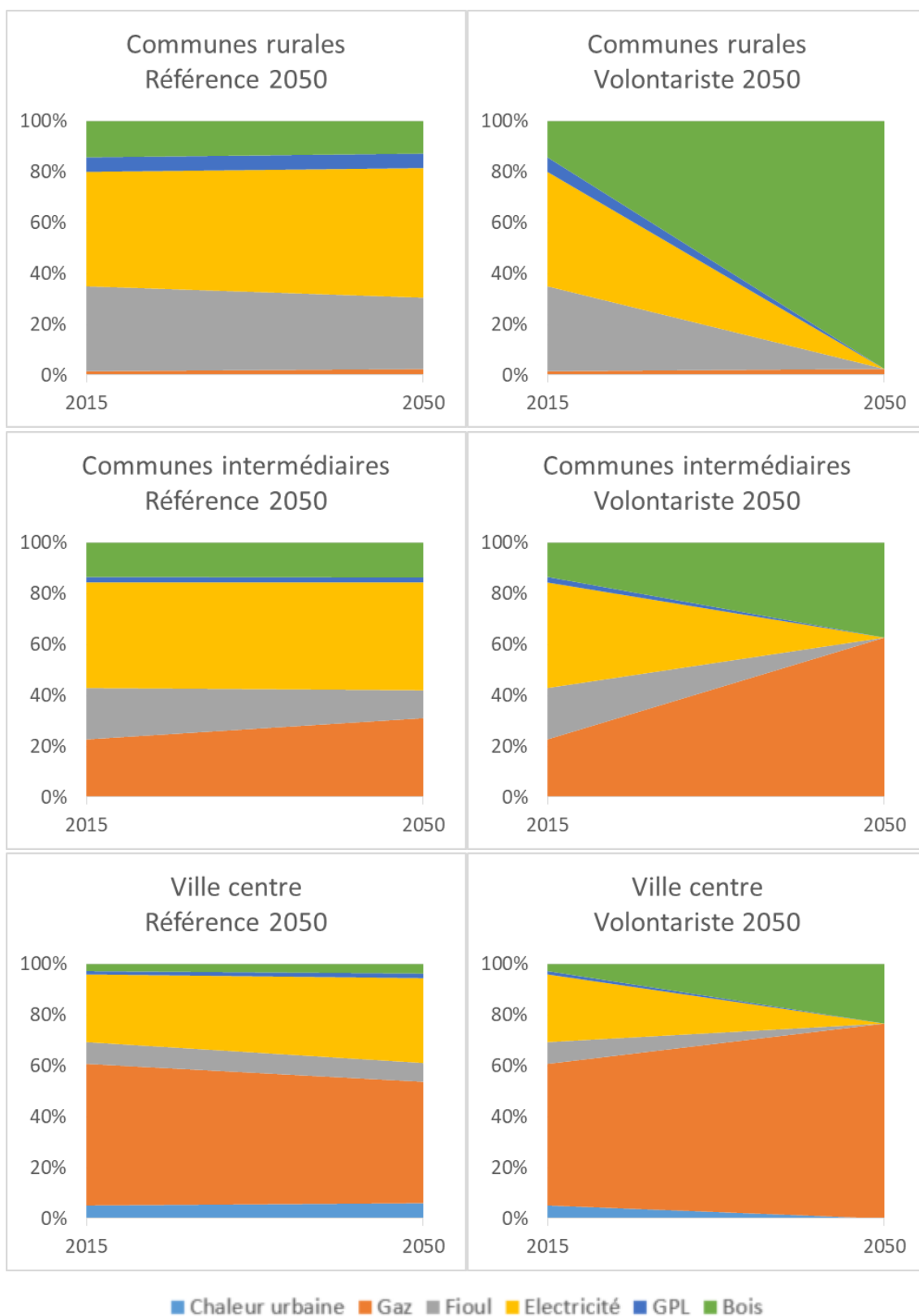


Figure 108: Evolution de la distribution des types de chauffage selon le type de commune

Annexe 4. Cartographie de la consommation énergétique 2015

Consommation énergétique résidentielle en 2015

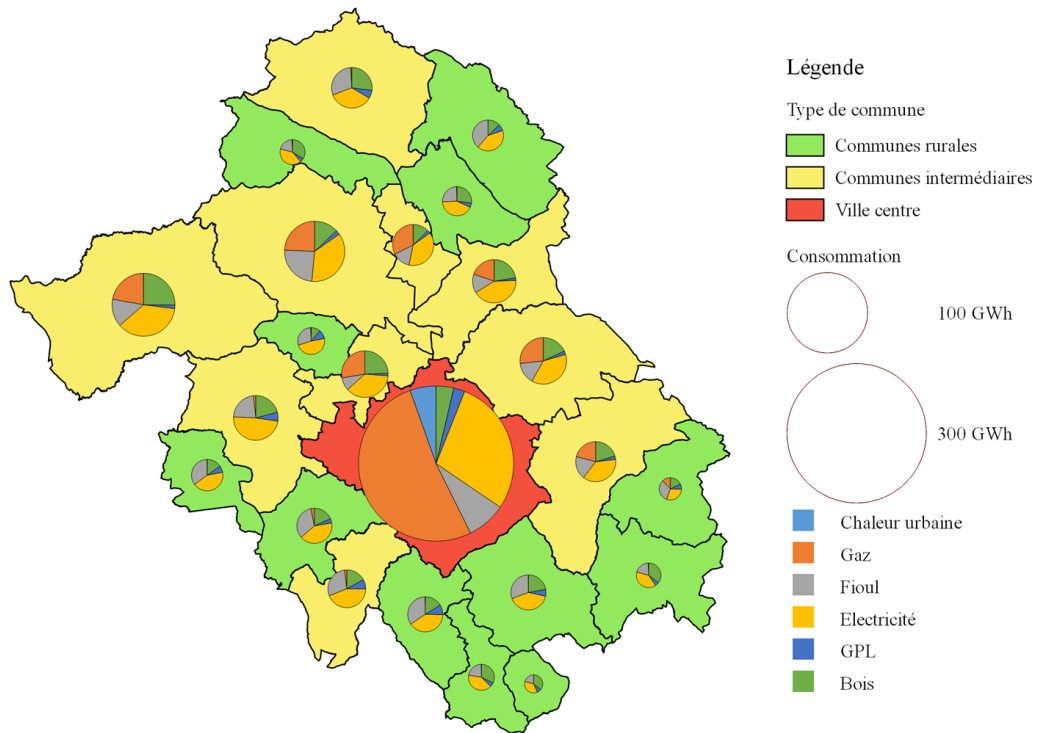


Figure 109: Consommation énergétique résidentielle en 2015 selon le type d'énergie

Consommation énergétique résidentielle en 2015

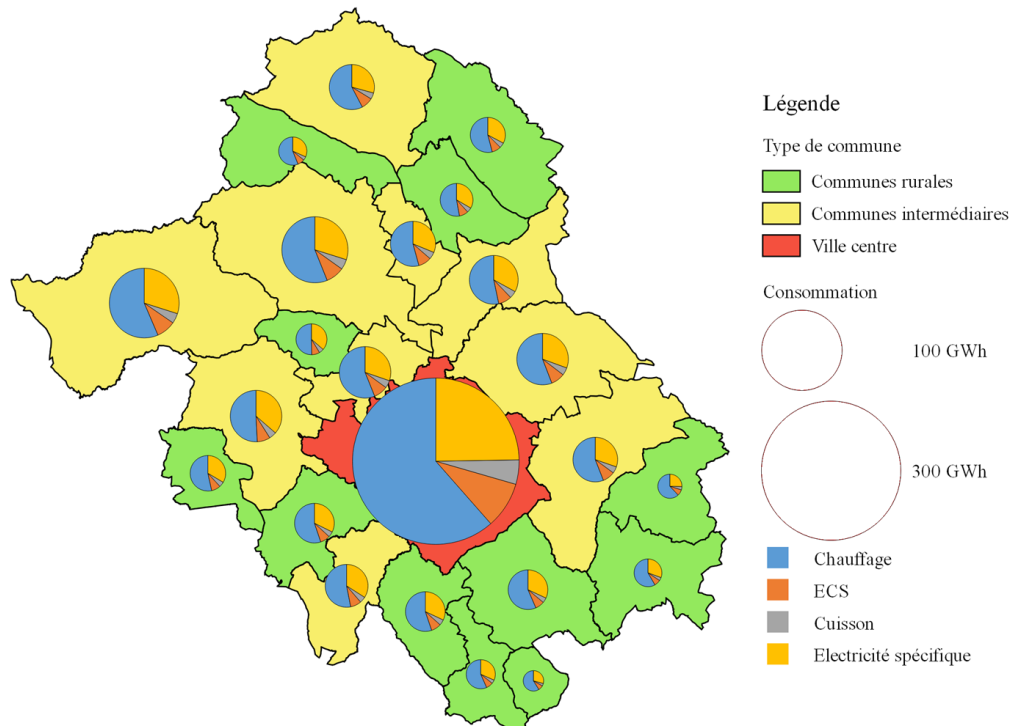


Figure 110: Consommation énergétique résidentielle en 2015 selon les usages

Annexe 5. Cartographie de la consommation énergétique 2050

Scénario Référence 2050

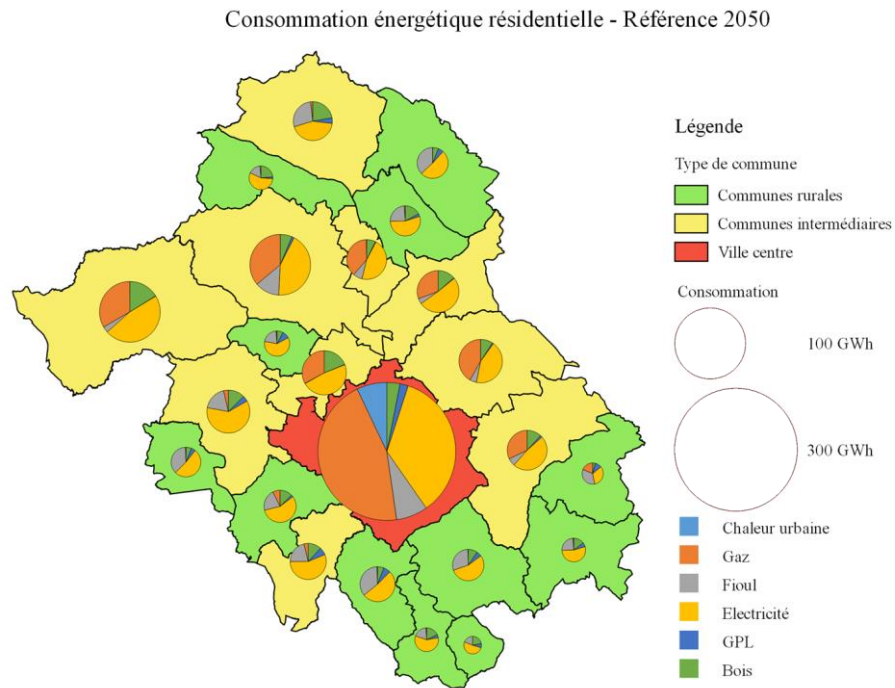


Figure 111: Consommation énergétique résidentielle dans le scénario Référence 2050 selon le type d'énergie

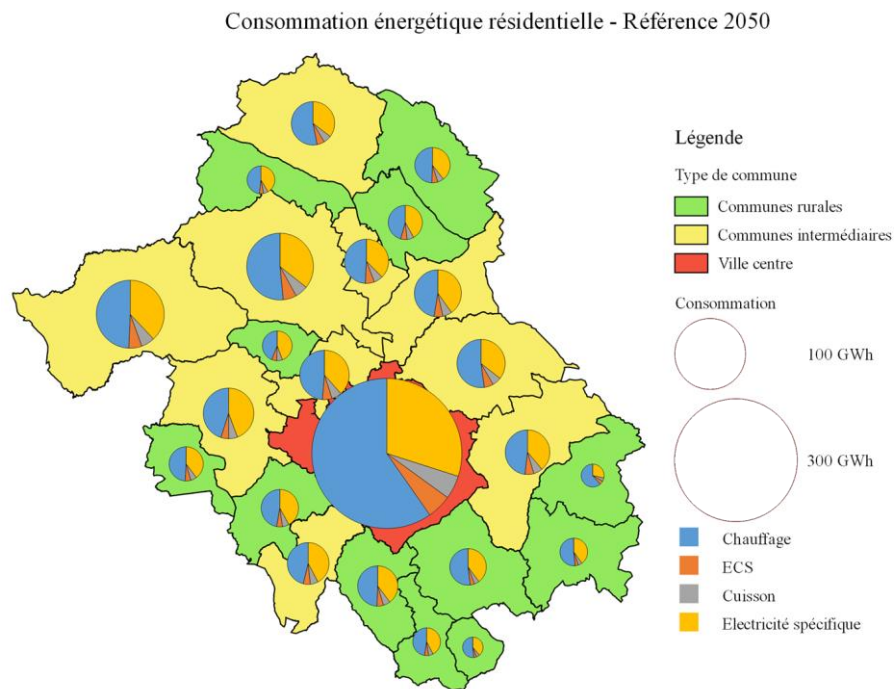


Figure 112: Consommation énergétique résidentielle dans le scénario Référence 2050 selon les usages

Scénario Volontariste 2050

Consommation énergétique résidentielle - Volontariste 2050

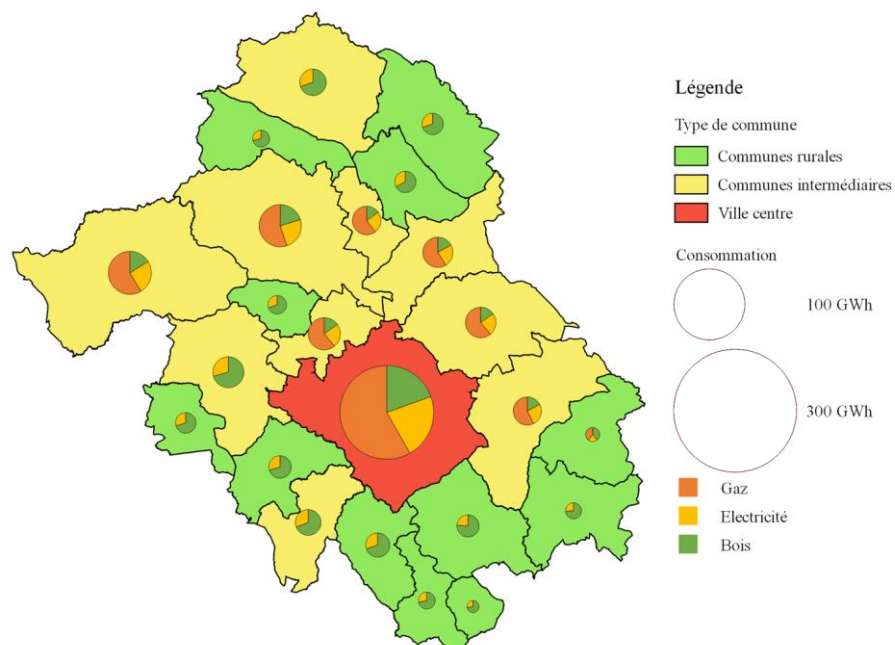


Figure 113: Consommation énergétique résidentielle dans le scénario Volontariste 2050 selon le type d'énergie

Consommation énergétique résidentielle - Volontariste 2050

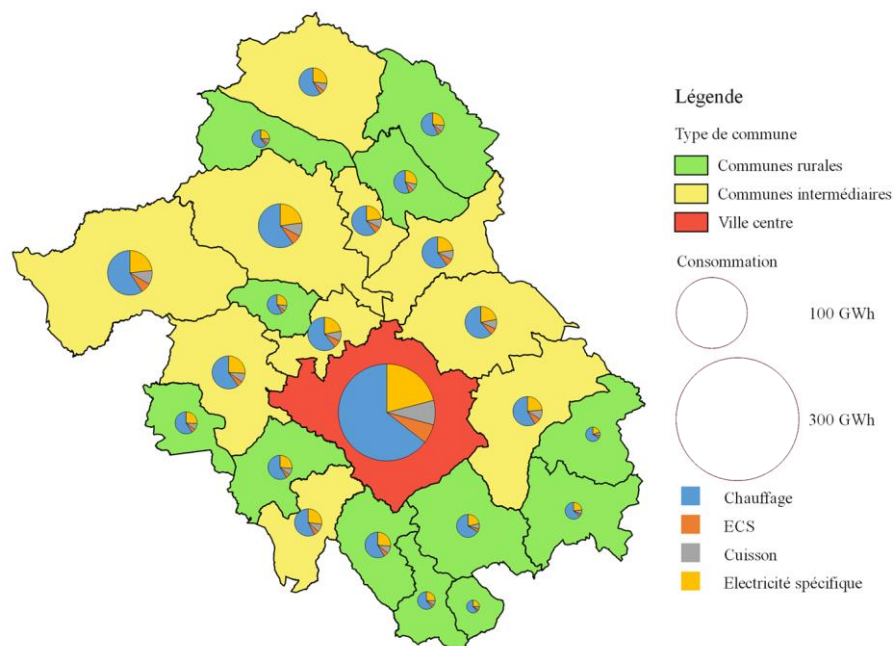


Figure 114: Consommation énergétique résidentielle dans le scénario Volontariste 2050 selon les usages

Annexe 6. Evolutions de la demande électrique

Evolution de la demande électrique annuelle selon la typologie de commune

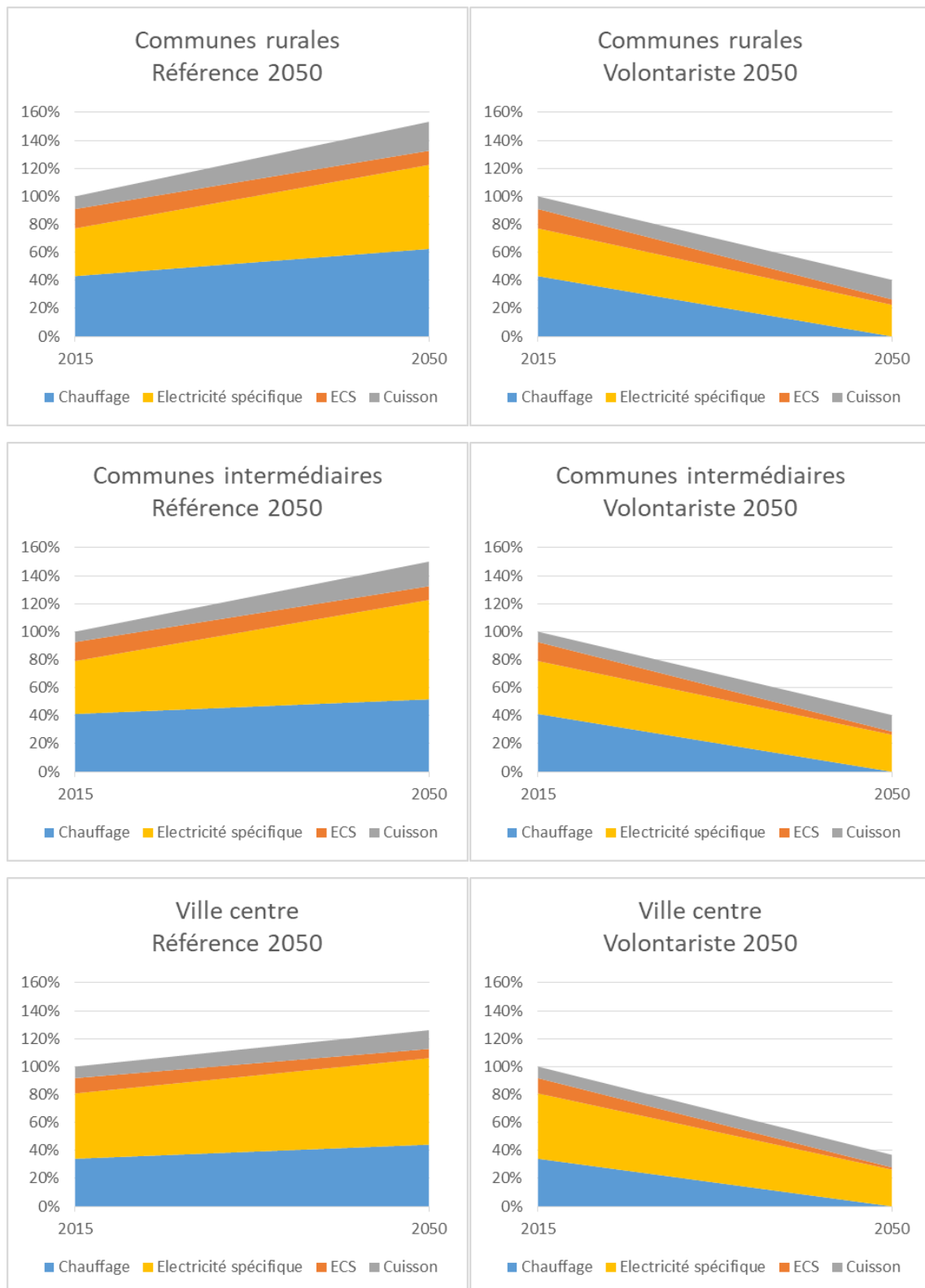


Figure 115: Evolution de la demande électrique annuelle selon le type de commune

Evolution de la pointe de demande électrique selon la typologie de commune

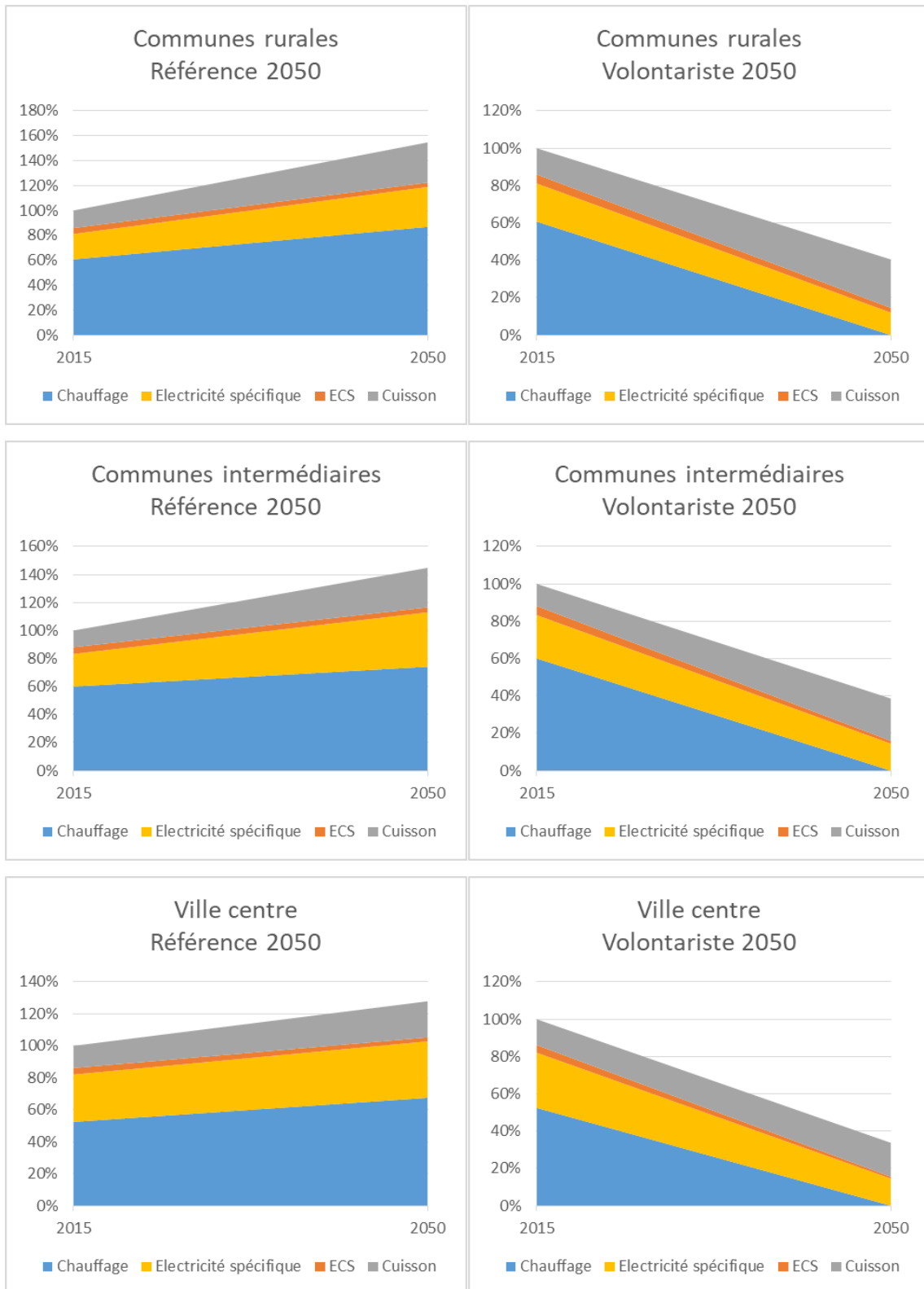


Figure 116: Evolution de la pointe de demande électrique selon le type de commune

Annexe 7. Courbes de consommation électrique résidentielle

Scénario Référence 2050

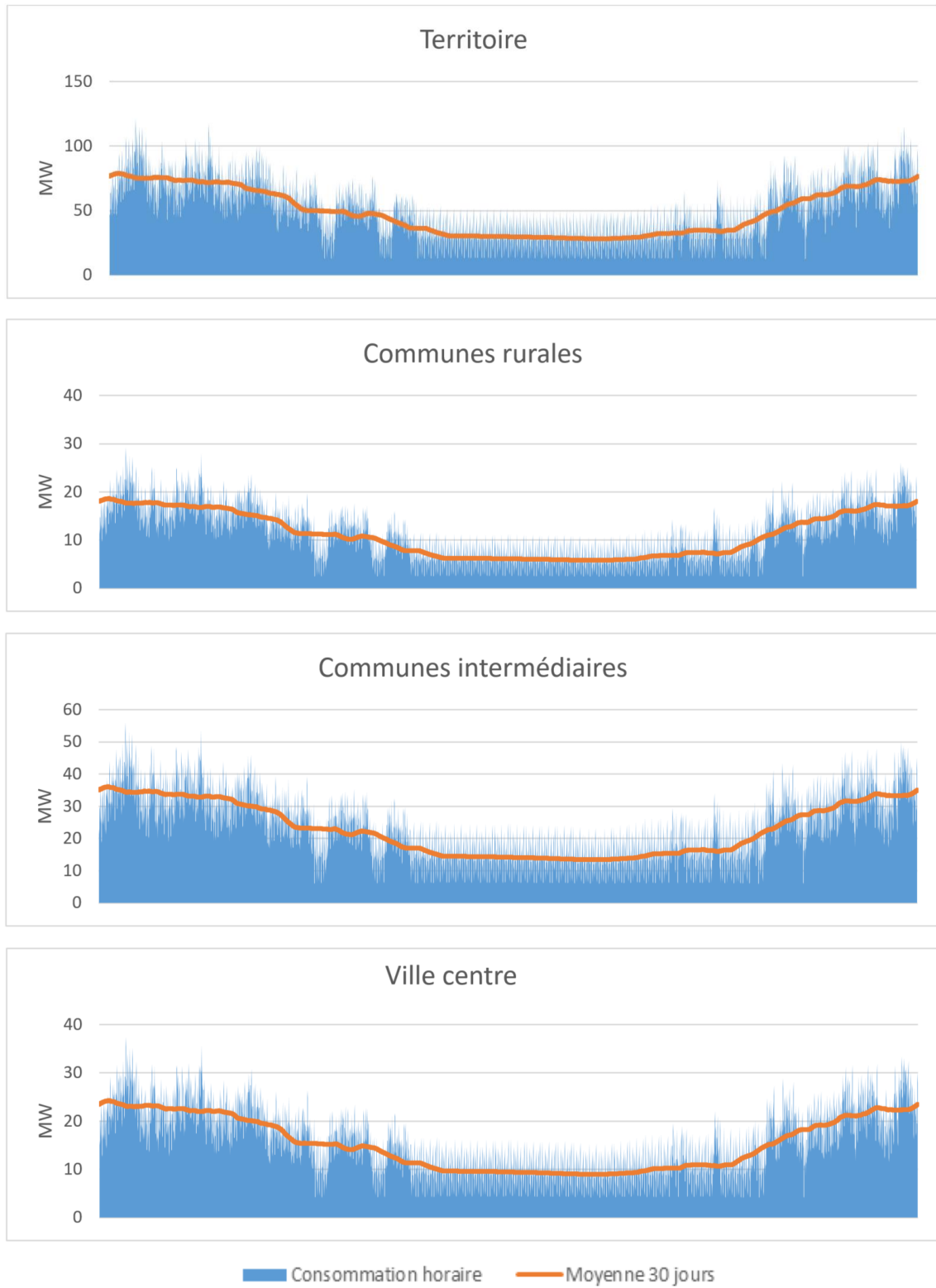


Figure 117: Courbe de consommation électrique résidentielle par type de commune dans le scénario Référence 2050

Scénario Volontariste 2050

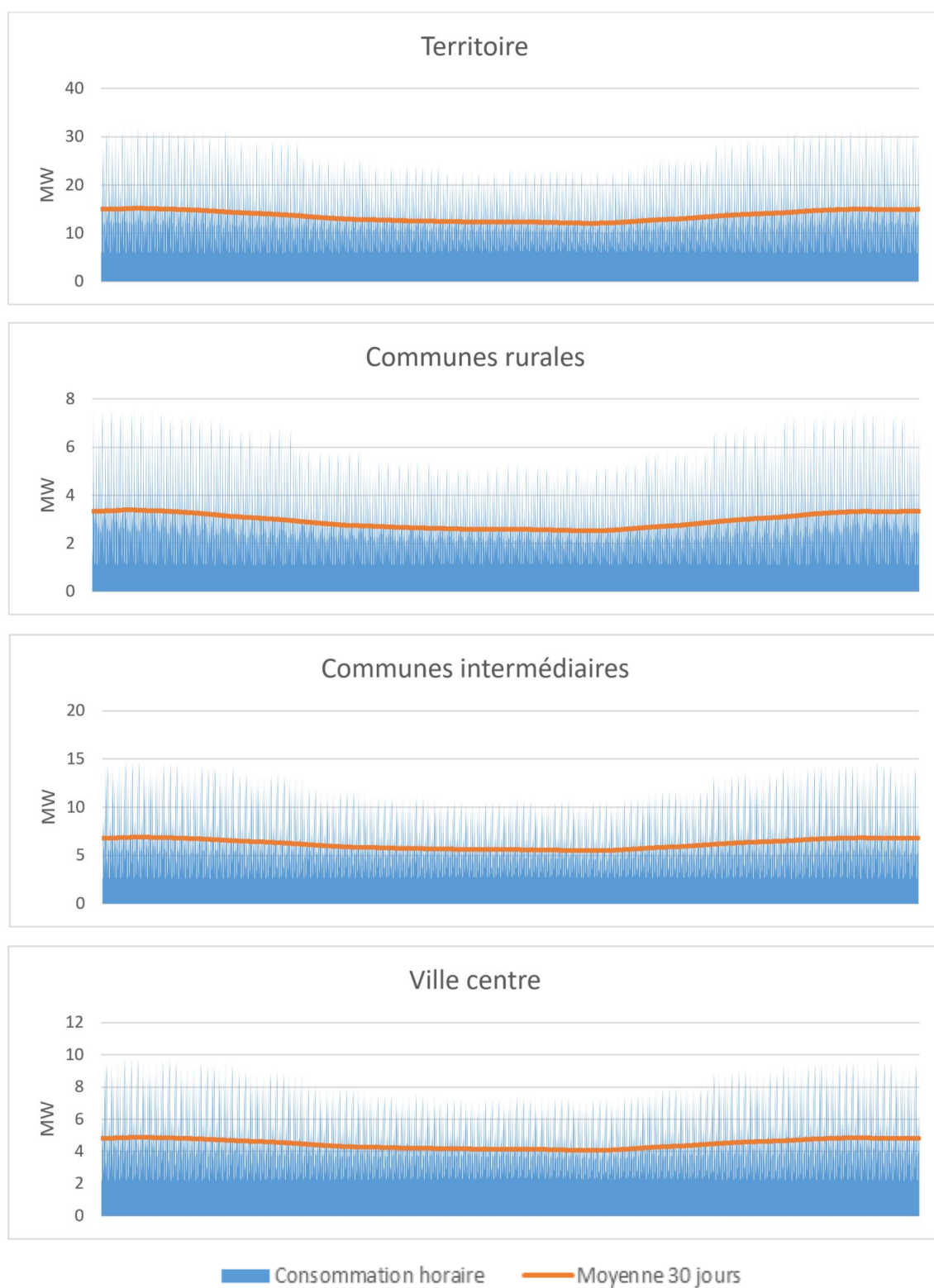


Figure 118: Courbe de consommation électrique résidentielle par type de commune dans le scénario Volontariste 2050

Annexe 8. Courbes de production électrique renouvelable

Scénario Référence 2050



Figure 119: Courbes de production électrique renouvelable par type de communes dans le scénario Référence 2050

Scénario Volontariste 2050

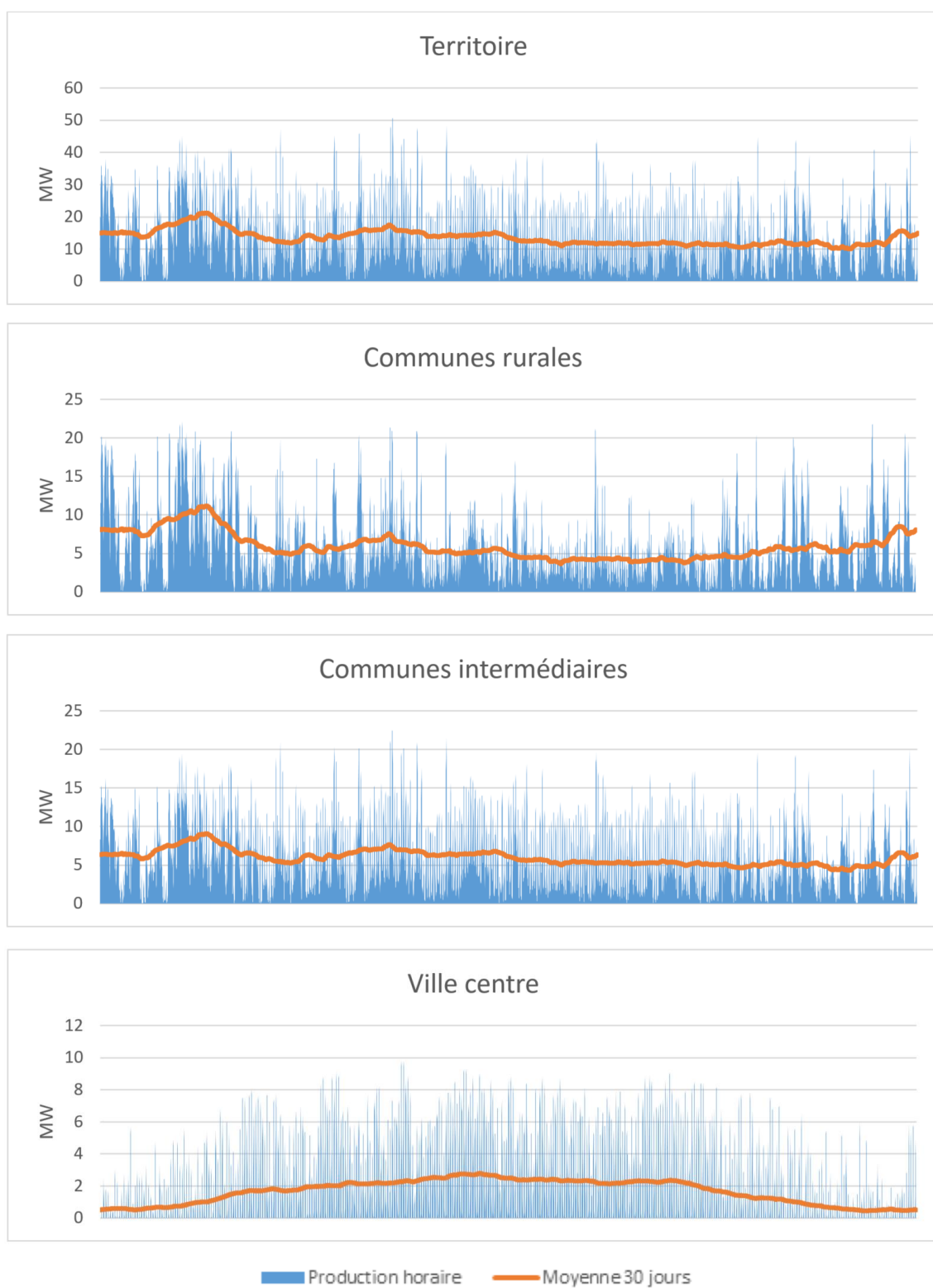


Figure 120: Courbes de production électrique renouvelable par type de communes dans le scénario Volontariste 2050

Annexe 9. Courbes de balance électrique

Scénario Référence 2050

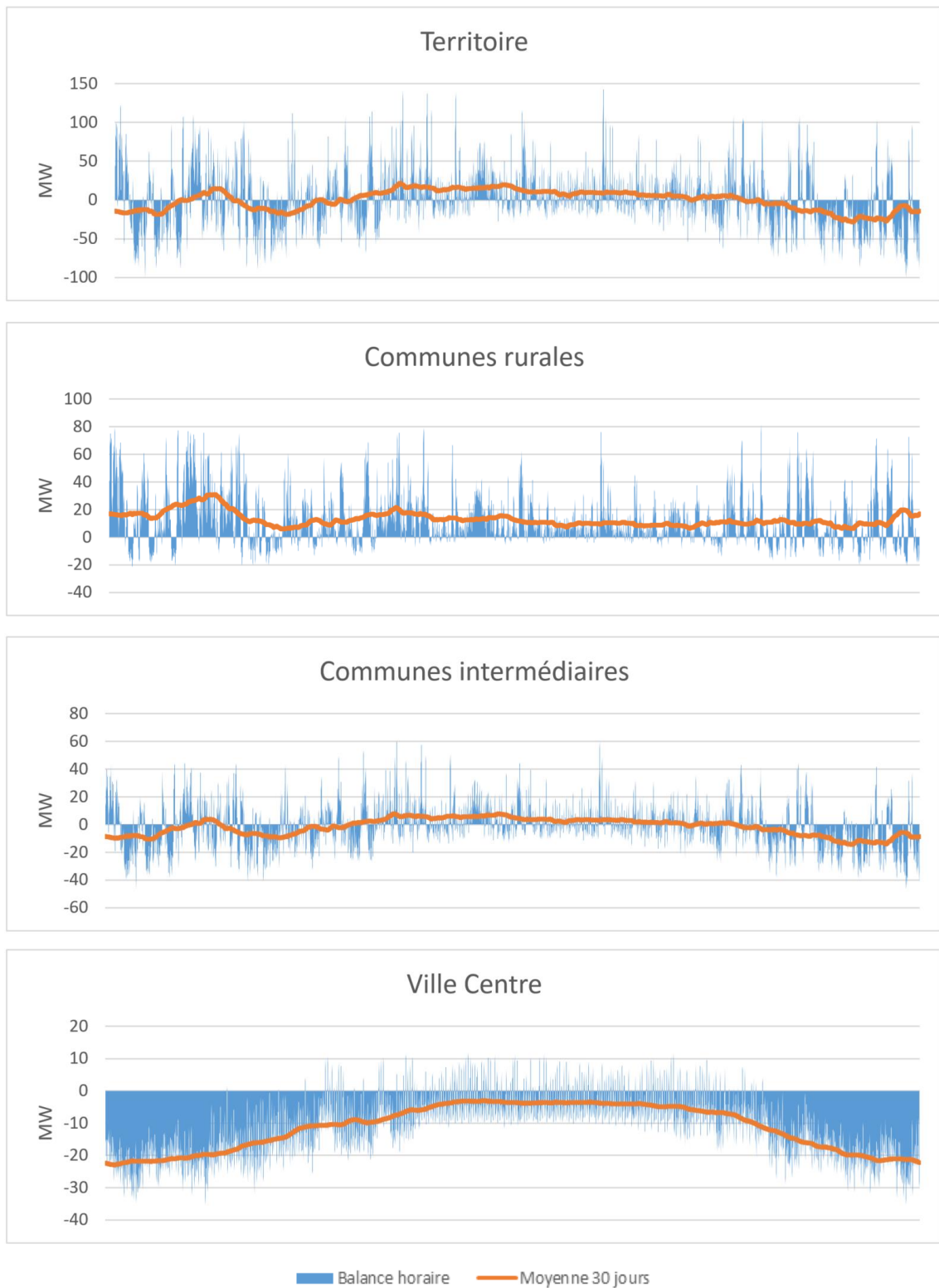


Figure 121: Courbes de balance électrique par type de communes dans le scénario Référence 2050

Scénario Volontariste 2050

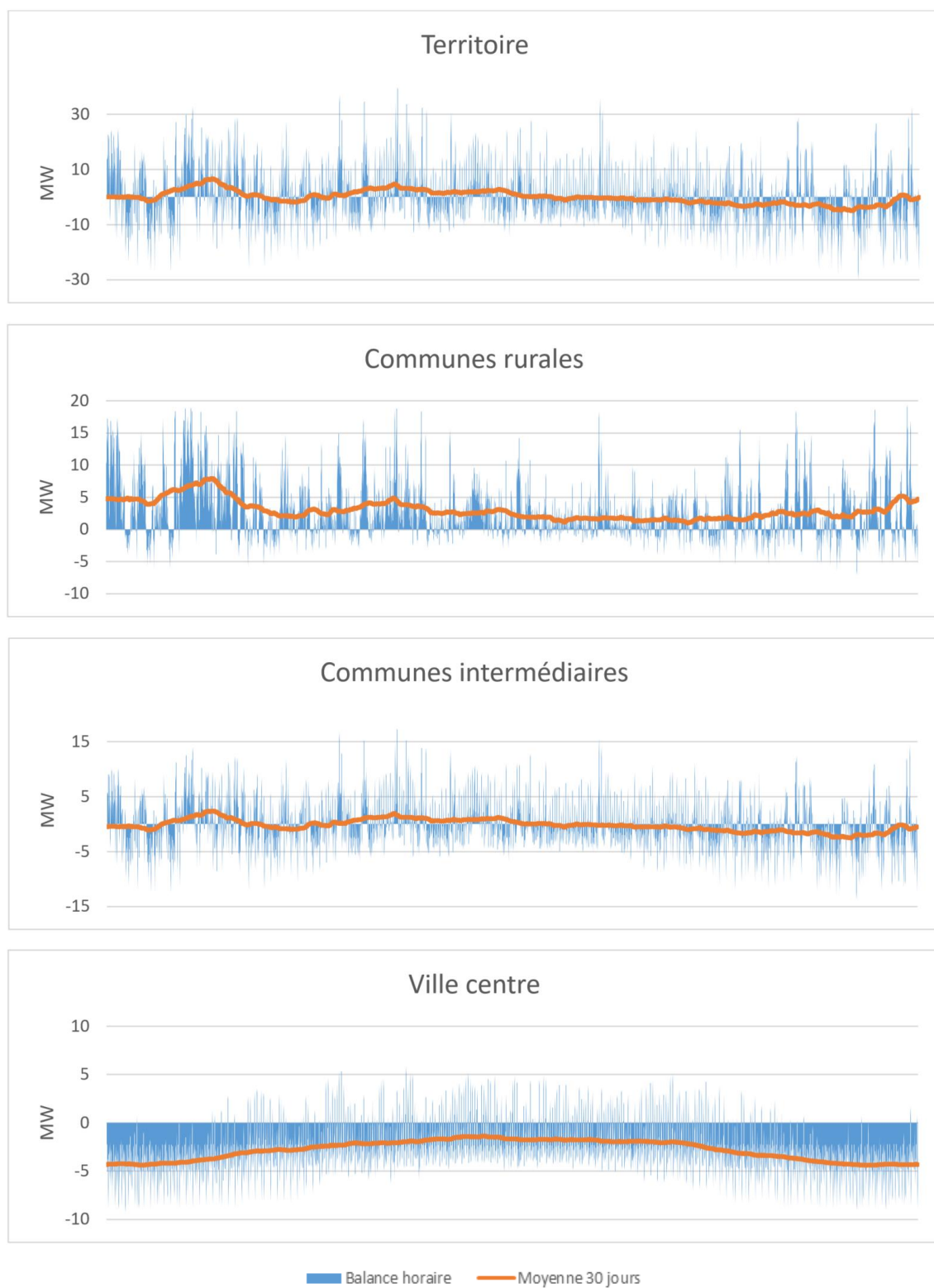


Figure 122: Courbes de balance électrique par type de communes dans le scénario Volontariste 2050

Annexe 10. Potentiel maximal de fourniture d'électricité d'une commune à une autre

Scénario Référence 2050

Type de commune	Gisement éolien	Sens de fourniture	Aizenay	Aubigny	Beaufou	Belleville-sur-Vie	Chailles-sous-les-Ormeaux	La Chaize-le-Vicomte	Les Clouzeaux	Dompierre-sur-Yon	La Ferrière	Fougeré	La Génétouze	Landeronde	Les Lucs-sur-Boulogne	Mouilleron-le-Captif	Nesmy	Le Poiré-sur-Vie	La Roche-sur-Yon	Saint-Denis-la-Chèvasse	Saint-Florent-de-Bois	Saligny	Le Tablier	Thorigny	Venansault
Intermédiaire	non		0	19	0	0	3	0	1	1	0	0	28	3	0	0	9	0	0	0	0	102	0	0	1
Intermédiaire	non		0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	3	0	0	0	0	0	0	0	0	35	0	0	0
Rurale	oui		18662	9540	0	8985	4446	833	7538	518	9501	0	5409	6036	7810	11170	2958	1263	34529	6145	35	6902	2247	0	1402
Intermédiaire	non		4	29	0	0	8	0	5	2	0	0	37	7	0	0	14	0	0	0	0	104	2	0	3
Rurale	non		0	4	0	0	0	0	0	0	0	0	10	0	0	0	2	0	0	0	0	41	0	0	0
Intermédiaire	oui		9173	5691	0	5348	2896	0	4626	6	5517	0	3496	3810	4709	6563	1036	1	11475	3822	0	4414	1514	0	51
Rurale	non		0	10	0	0	1	0	0	0	0	0	18	0	0	0	3	0	0	0	0	66	0	0	0
Intermédiaire	oui		13497	7332	0	6919	3496	95	5851	0	7278	0	4238	4712	6032	8482	1640	160	21834	4792	0	5389	1778	0	276
Intermédiaire	non		96	144	0	40	53	5	61	21	0	0	132	62	8	44	68	1	56	3	2	279	20	1	25
Rurale	oui		14525	8710	9	8226	4308	675	7052	418	8577	0	5202	5748	7224	9894	2648	907	18674	5818	49	6545	2233	7	1097
Rurale	non		0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	11	0	0	0
Rurale	non		0	5	0	0	1	0	0	0	0	0	12	0	0	0	2	0	0	0	0	53	0	0	0
Intermédiaire	non		43	82	0	16	29	2	28	9	0	0	85	31	0	17	37	0	17	1	1	188	10	1	10
Intermédiaire	non		5	36	0	0	8	0	6	3	0	0	44	9	0	0	18	0	0	0	0	122	2	0	3
Rurale	oui		1345	1187	0	1121	789	0	1037	0	1078	0	929	942	1030	1193	0	1385	904	0	1155	480	0	0	0
Intermédiaire	oui		12191	6499	0	6061	3069	3	5140	18	6326	0	3760	4139	5250	7461	1217	0	21450	4163	1	4848	1553	0	85
Ville centre	non		26	74	0	3	14	0	14	6	0	0	71	18	0	2	34	0	0	0	0	205	3	0	7
Rurale	non		49	90	0	21	30	2	33	11	0	0	92	37	3	21	43	0	21	0	0	193	11	0	12
Rurale	oui		18469	9266	0	8718	4263	647	7283	350	9226	0	5207	5813	7560	10881	2728	1023	36876	5914	0	6685	2147	0	1158
Rurale	non		0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Rurale	non		1	6	0	0	1	0	1	0	0	0	11	1	0	0	2	0	0	0	0	37	0	0	0
Rurale	oui		20420	10046	9	9462	4625	1077	7912	734	10031	3	5637	6310	8215	11828	3283	1699	44436	6433	89	7215	2329	0	1796
Intermédiaire	oui		9595	5510	0	5203	2699	1	4423	0	5409	0	3277	3604	4560	6288	841	3	13598	3635	0	4184	1398	0	0

Tableau 34: Potentiel maximal de fourniture d'électricité entre communes dans le scénario Référence 2050 en MWh

Scénario Volontariste 2050

Type de commune	Gisement éolien	Sens de fourniture	Aizenay	Aubigny	Beaufou	Beilliville-sur-Vie	Chailly-sous-les-Ormeaux	La Chaize-le-Vicomte	Les Clouzeaux	Dompierre-sur-Yon	La Ferrière	Fougeré	La Génétouze	Landeronde	Les Lucs-sur-Boulogne	Mouilleron-le-Capif	Nesmy	Le Poiré-sur-Vie	La Roche-sur-Yon	Saint-Denis-la-Chévasse	Saint-Florent-de-Bois	Saligny	Le Tablier	Thorigny	Venansault	
Intermédiaire	non		0	15	0	0	2	0	0	0	0	0	18	4	0	0	8	0	0	0	0	0	54	0	0	2
Intermédiaire	non		0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	2	0	0	0	0	0	0	0	0	0	15	0	0	0
Rurale	oui		4041	2277	0	2069	943	245	1691	142	2114	0	1286	1457	2132	2472	835	402	7761	1443	1	1835	494	0	371	
Intermédiaire	non		1	16	0	0	3	0	4	1	0	0	20	6	0	0	9	0	1	0	0	0	51	1	0	3
Rurale	non		0	1	0	0	0	0	0	0	0	0	5	0	0	0	1	0	0	0	0	0	19	0	0	
Intermédiaire	oui		1932	1280	0	1147	567	0	973	4	1149	0	776	853	1173	1330	278	1	2615	826	0	1095	303	0	17	
Rurale	non		0	3	0	0	0	0	0	0	0	0	7	0	0	0	2	0	0	0	0	29	0	0	0	
Intermédiaire	oui		2880	1663	0	1511	696	31	1239	0	1545	0	946	1069	1559	1799	432	63	4979	1062	0	1354	367	0	61	
Intermédiaire	non		40	79	1	19	26	3	37	12	0	0	70	40	14	17	50	1	48	5	1	137	12	1	25	
Rurale	oui		3090	2003	2	1820	900	185	1536	110	1830	0	1209	1346	1866	2114	715	267	4155	1318	4	1677	486	2	278	
Rurale	non		0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	5	0	0	0	
Rurale	non		0	1	0	0	0	0	0	0	0	0	5	0	0	0	1	0	0	0	0	22	0	0	0	
Intermédiaire	non		5	25	0	1	6	0	7	2	0	0	27	9	0	1	13	0	6	0	0	67	2	0	4	
Intermédiaire	non		3	23	0	0	5	0	7	2	0	0	26	9	0	0	13	0	2	0	0	63	2	0	5	
Rurale	oui		294	254	0	235	147	0	211	0	228	0	191	195	228	252	0	0	311	186	0	258	88	0	0	
Intermédiaire	oui		2501	1449	0	1270	584	1	1054	10	1278	0	822	910	1308	1515	322	0	4751	878	0	1210	304	0	33	
Ville centre	non		1	26	0	0	4	0	5	1	0	0	25	7	0	0	15	0	0	0	0	76	1	0	6	
Rurale	non		12	35	0	5	11	0	14	4	0	0	37	17	2	4	20	0	13	0	0	77	5	0	8	
Rurale	oui		4105	2271	0	2055	927	226	1675	126	2100	0	1271	1440	2119	2465	822	384	8562	1423	0	1826	484	0	356	
Rurale	non		0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	
Rurale	non		0	2	0	0	0	0	0	0	0	0	5	1	0	0	1	0	0	0	0	16	0	0	0	
Rurale	oui		4536	2463	4	2234	994	325	1814	207	2290	3	1362	1554	2310	2689	956	558	10144	1543	12	1963	517	0	495	
Intermédiaire	oui		2088	1267	0	1160	543	0	955	0	1182	0	738	827	1187	1366	235	1	3210	822	0	1054	288	0	0	

Tableau 35: Potentiel maximal de fourniture d'électricité entre communes dans le scénario Volontariste 2050 en MWh

Annexe 11. Sélection des bâtiments pour la reconstitution du parc résidentiel



Figure 123: Sélection des bâtiments pour la reconstitution du parc résidentiel

Annexe 12. Caractéristiques du parc résidentiel reconstitué pour l'année 2015

Types de logement



Figure 124: Types de logement dans le parc résidentiel 2015

Périodes de construction des logements

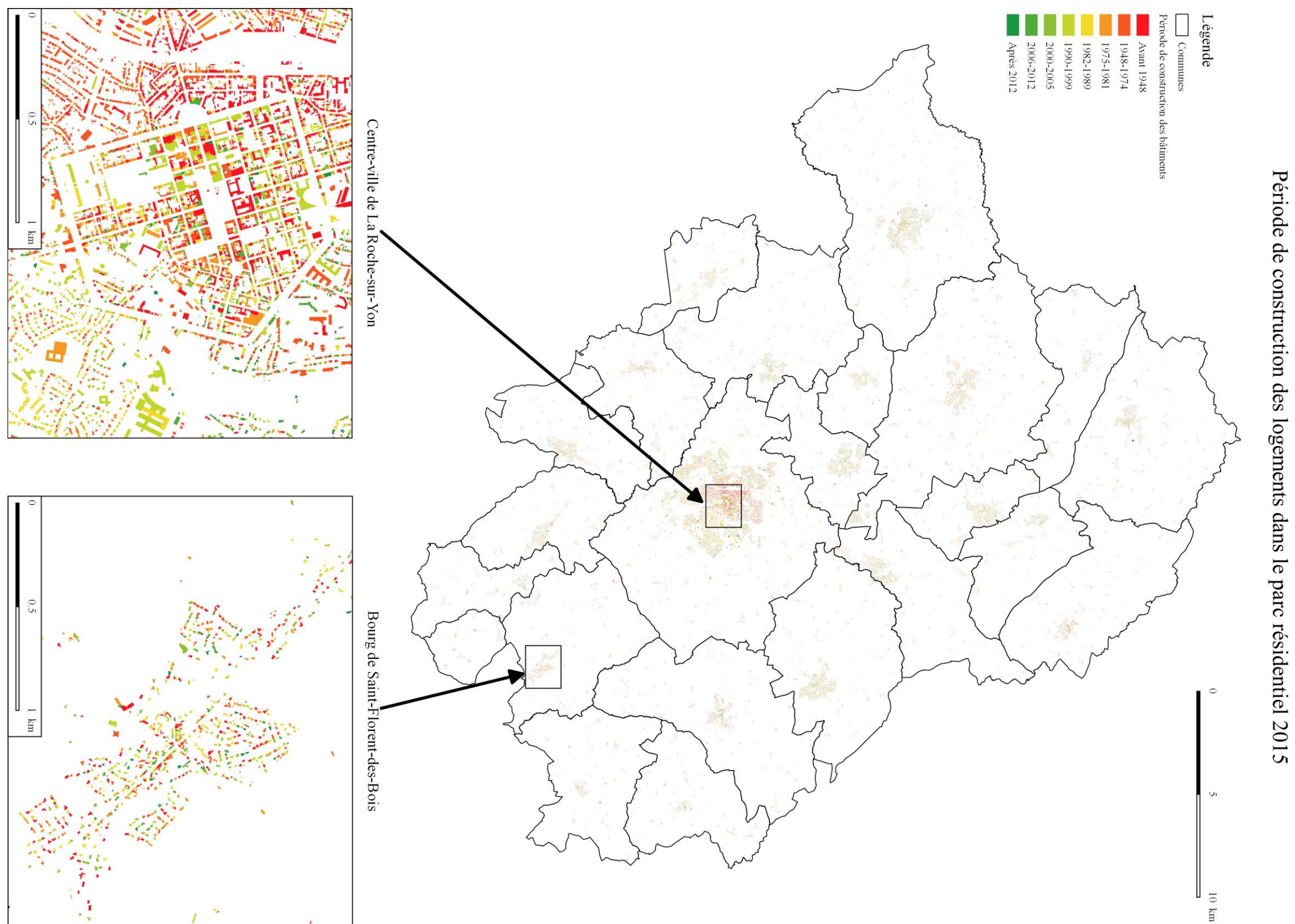


Figure 125: Période de construction des logements dans le parc résidentiel 2015

Combustibles de chauffage des logements



Figure 126: Combustibles de chauffage des logements dans le parc résidentiel 2015

Annexe 13. Gisement solaire sur toitures



Figure 127: Gisement solaire sur toitures

Annexe 14. Consommation unitaire d'énergie des logements

2015



Figure 128: Consommation unitaire d'énergie des logements en 2015

Scénario Référence 2050

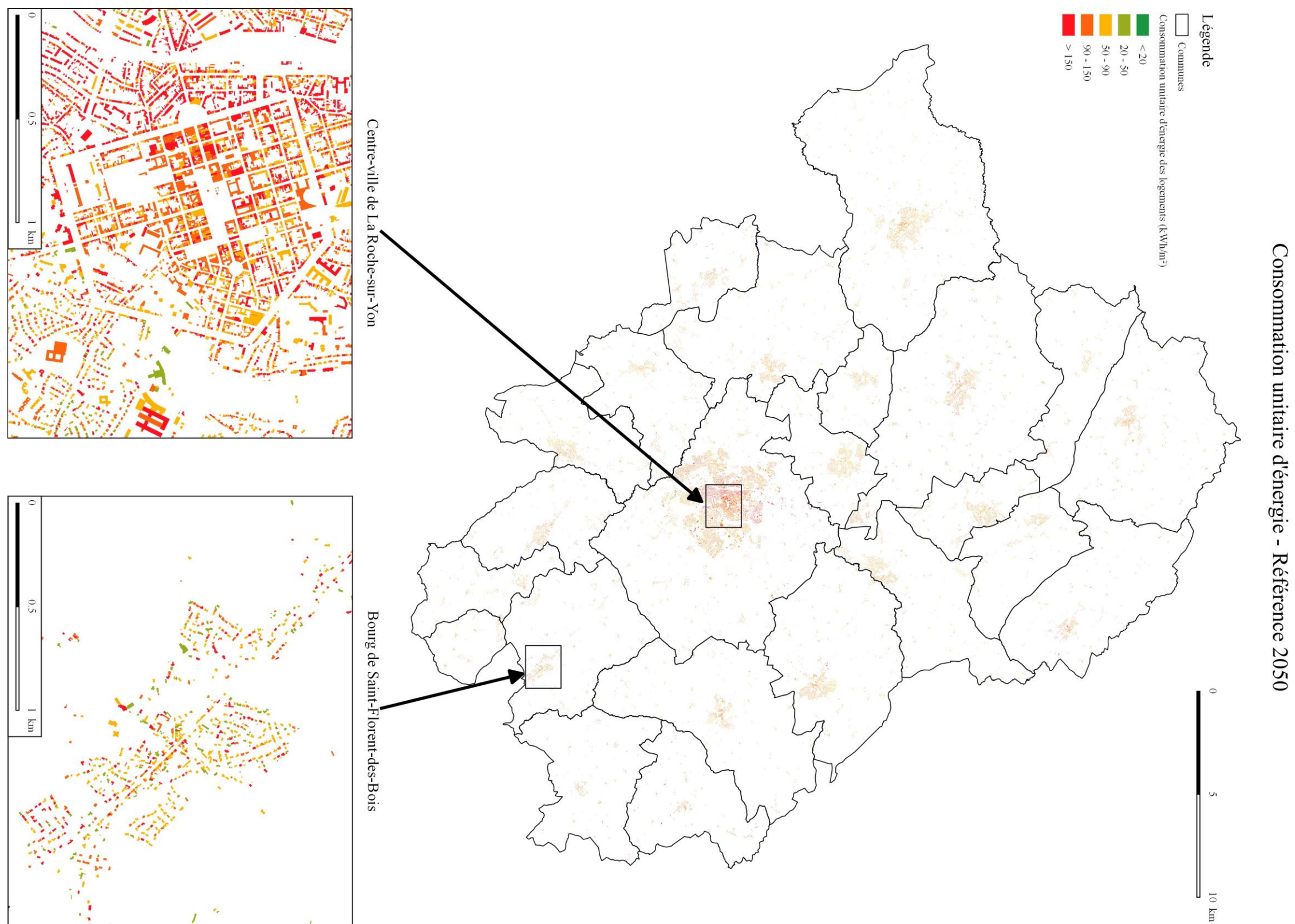


Figure 129: Consommation unitaire d'énergie des logements selon le scénario Référence 2050



Figure 130: Consommation unitaire d'énergie des logements selon le scénario Volontariste 2050

Annexe 15. Consommation unitaire de chauffage des logements

2015

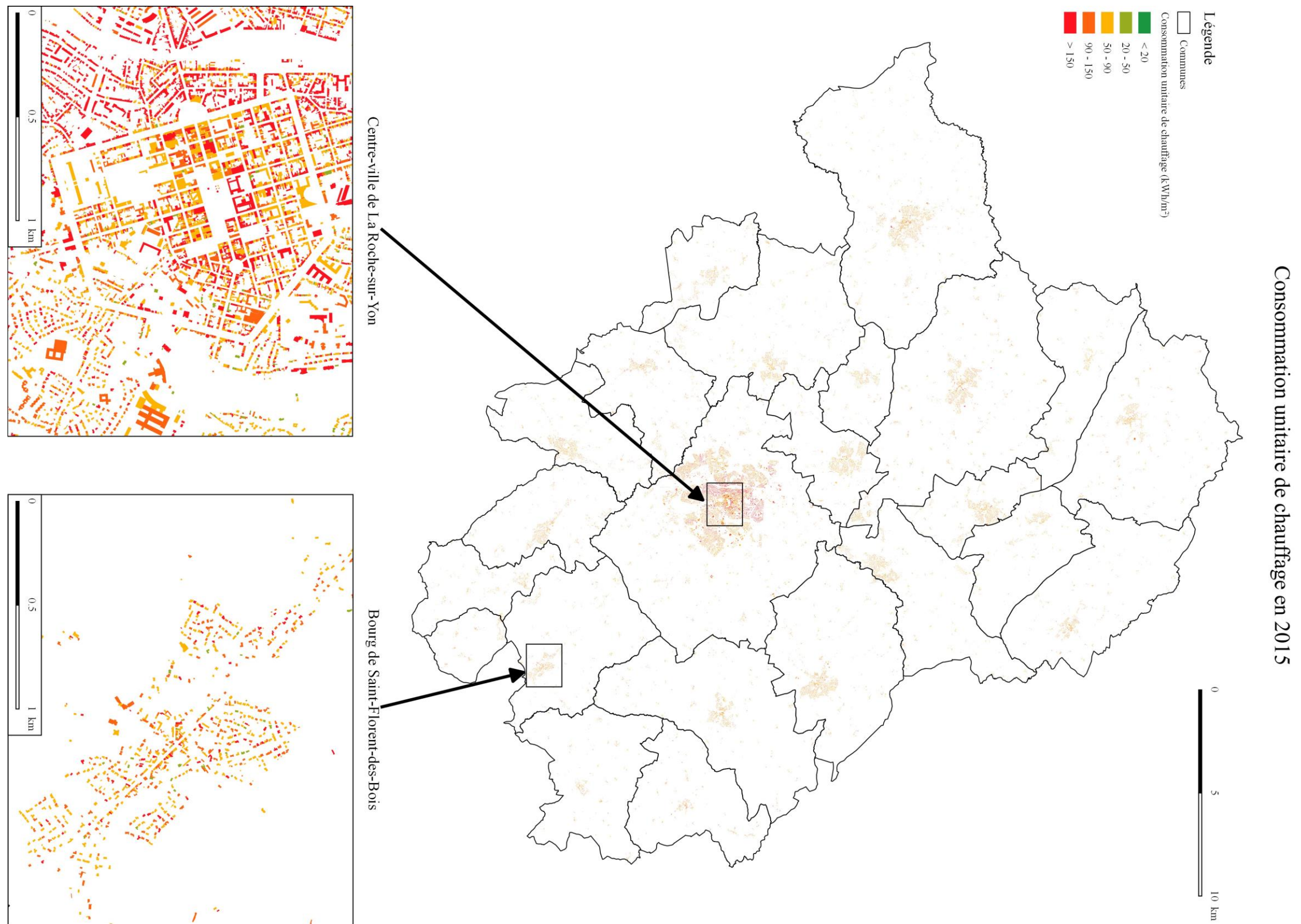


Figure 131: Consommation unitaire de chauffage des logements en 2015

Scénario Référence 2050



Figure 132: Consommation unitaire de chauffage des logements selon le scénario Référence 2050



Figure 133: Consommation unitaire de chauffage des logements selon le scénario Volontariste 2050

Annexe 16. Consommation électrique unitaire des logements

2015



Figure 134: Consommation électrique unitaire des logements en 2015

Scénario Référence 2050



Figure 135: Consommation électrique unitaire des logements selon le scénario Référence 2050



Figure 136: Consommation électrique unitaire des logements selon le scénario Volontariste 2050

