

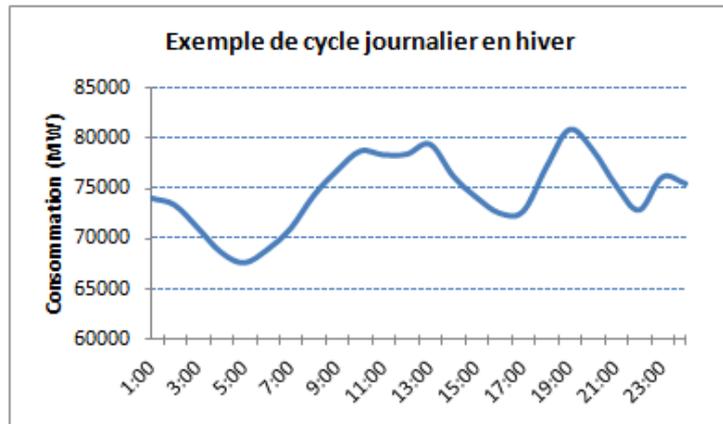
2. ESTIMATION DE LA THERMOSENSIBILITE DE LA DEMANDE ELECTRIQUE

Dans ce chapitre, on précise tout d'abord la distinction entre les consommations saisonnières et les consommations thermosensibles. On présente ensuite différentes approches pour l'analyse et l'estimation de la part thermosensible de la consommation d'électricité. On aborde d'abord l'approche top-down et les problèmes liés aux modèles existants pour la détermination de la part thermosensible. On explique ensuite comment l'approche bottom-up peut être complémentaire aux modèles top-down pour une meilleure estimation de la part thermosensible. Enfin, on introduit l'approche hybride qui bénéficie des avantages des deux approches.

2.1 Saisonnalité de la Demande d'Electricité

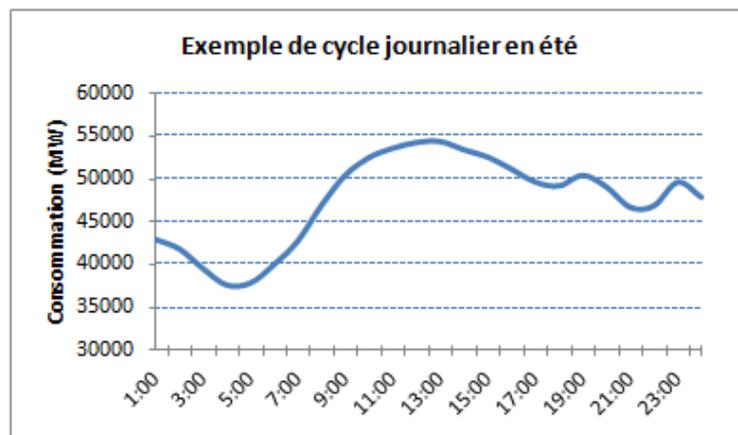
Les données de séries temporelles de consommation d'électricité représentent trois cycles saisonniers: journalier, hebdomadaire et annuel. Le cycle journalier reflète des pics (les heures de forte demande) et des creux (les heures de faible demande) de la consommation au cours de la journée. Le cycle hebdomadaire reflète la variation de la consommation entre jours ouvrés et week-end. Le cycle annuel est étroitement lié aux cycles des saisons et aux périodes de vacances [6].

Les données des historiques de la consommation d'électricité française montrent l'évolution cyclique de la demande d'électricité. Le profil de la consommation française sur une journée est caractérisé par quatre périodes: le creux de nuit qui correspond au minimum de la consommation sur les 24 heures de la journée, la pointe du matin, le creux d'après-midi et la pointe du soir. Le maximum de consommation est atteint à la pointe vers 13h en été (Figure 2.1a) et à la pointe du soir vers 19h en hiver (Figure 2.1b).



Source: Données publiques RTE [7]

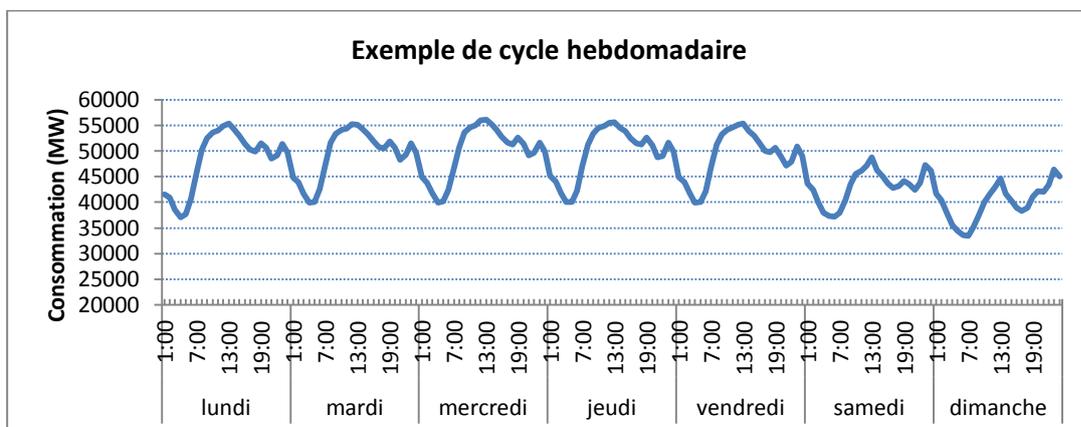
Figure 2.1a: Exemple de cycle journalier en hiver.



Source: Données publiques RTE [7]

Figure 2.1b : Exemple de cycle journalier en été.

Le cycle hebdomadaire est composé de cinq jours ouvrables où la consommation suit un même profil régulier (Figure 2.2). La consommation diminue le week-end en raison de la baisse d'activité.



Source: Données publiques RTE [7]

Figure 2.2 : Exemple de cycle hebdomadaire en mi-saison.

Le cycle annuel connaît des variations saisonnières avec une pointe de consommation pendant l'hiver et un creux en été. L'évolution des conditions climatiques tout au long de l'année est à l'origine des variations cycliques annuelles de la consommation [8]. L'ampleur de la variation saisonnière de la consommation d'électricité est liée à la forte pénétration du chauffage électrique dans les secteurs résidentiel et tertiaire qui rend la consommation d'électricité française très sensible aux conditions climatiques. Cette sensibilité mène à une forte augmentation de la consommation en électricité l'hiver, creusant ainsi un écart entre les pointes de consommation d'hiver et les consommations d'été [9].

La saisonnalité de la demande d'électricité du secteur industriel est relativement plate, car une petite partie de sa consommation d'électricité seulement est utilisée pour le chauffage et la climatisation. Les variables économiques jouent un rôle plus important que les facteurs liés aux conditions météorologiques.

L'impact de l'activité économique sur la courbe de charge nationale est observable (creux de consommation au moment des vacances d'été) et hebdomadaire (consommation moindre le week-end). Ainsi, les jours fériés modifient fortement le profil de la consommation (Figure 2.3).



Source : Au-delà des lignes [10]

Figure 2.3 : Courbe de consommation d'électricité en France, en 2011.

Tous ces cycles reflètent l'influence de l'activité économique et humaine, les effets calendaires et les conditions météorologiques. Ce sont les principaux facteurs à

prendre en considération afin de construire un modèle de prévision de consommation efficace [11].

Il est important de décomposer la charge en deux composantes :

- Une partie « *régulière* » qui reflète la tendance et la saisonnalité indépendante de la météo.
- Une partie « *thermosensible* » qui dépend de la météo (principalement de la température).

La partie dite *régulière* représente la consommation qui ne dépend pas de l'aléa climatique mais qui peut présenter des cycles annuels très marqués comme la consommation du secteur industriel ainsi que les usages comme l'éclairage, la cuisson, les produits bruns... Ces variations sont liées au rythme imposé par les saisons ou encore par des activités économiques et sociales [12]. Cette composante est une fluctuation de la demande au-dessus et en-dessous de la tendance et qui se répète à intervalles réguliers (semaine, mois, trimestre ou selon d'autres intervalles). Selon Bruhns et al. [11], la saisonnalité de la consommation électrique est assez similaire à celle des activités économiques, avec un effet supplémentaire créé par le changement d'heure en été et en hiver.

De nombreuses techniques de modélisation ont été adoptées dans la littérature pour répondre à la complexité de la saisonnalité. Les choix de modélisation de la saisonnalité dépendent de l'horizon temporel de prévision.

Munoz et al. (2010) [13] ont présenté une étude de synthèse sur les méthodes de prévisions à court terme. Ils ont reporté que la plupart des modèles de prévision à court terme ignore le cycle annuel, en se concentrant sur les cycles hebdomadaires et journaliers (comme les travaux de Weron (2006) [14] et Taylor (2008) [15]).

Par ailleurs, ils ont mentionné que certains auteurs ont récemment proposé la modélisation explicite de la tendance et de la saisonnalité annuelle. Par exemple, Soares et Medeiros (2008) [16] ont modélisé l'évolution de la charge comme une fonction déterministe du produit intérieur brut, alors que Dordonnat et al. (2008) [17] ont estimé les tendances locales pour chaque heure de la journée. En ce qui concerne le cycle annuel, Dordonnat et al. (2008) [17] et Soares et Medeiros (2008) [16] l'ont modélisé comme une combinaison de sinus et cosinus, comme dans une décomposition de Fourier.

La saisonnalité annuelle a été abordée dans la littérature par la décomposition de Fourier [14, 16, 18, 19]. En général, un seul modèle avec des variables muettes et des fonctions trigonométriques est utilisé pour modéliser les effets saisonniers [11]. En dehors de la décomposition de Fourier, la saisonnalité annuelle peut être traitée par des variables muettes mensuelles [20].

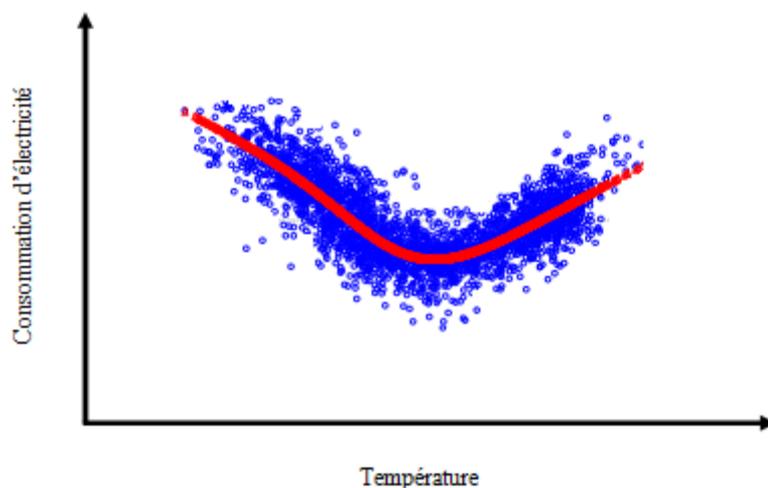
Lors de la modélisation de la charge horaire, la forme de la courbe de charge pour chaque jour dans le cycle hebdomadaire doit être modélisée de manière appropriée. Selon Munoz et al. (2010) [13], il existe deux approches principales pour traiter les profils intra-journaliers: un modèle à équation unique pour toutes les heures et un modèle à plusieurs équations pour les différentes heures de la journée. La première approche permet de modéliser la dynamique intra-journalière et hebdomadaire, comme le modèle ARIMA saisonnier ou la méthode de lissage exponentiel (voir, par exemple Taylor (2003) [21]). Une autre approche plus étendue consiste à traiter chaque heure comme une série temporelle séparée. La version la plus simple de cette approche utilise 24 modèles indépendants sur une échelle de temps journalier. Les versions plus sophistiquées comprennent des modèles de vecteurs où les équations pour chaque heure sont liées. Cette stratégie a été adoptée par plusieurs chercheurs [16, 17, 18, 20].

Le modèle utilisé par RTE pour la prévision de consommation utilise une décomposition des séries temporelles et une série de Fourier pour tenir compte de la saisonnalité annuelle [22].

2.2 Thermosensibilité de la Demande d'Electricité

Les conditions météorologiques ont une influence significative sur la demande d'électricité. Les facteurs météorologiques tels que la température, le rayonnement solaire, l'humidité, la vitesse du vent, la nébulosité et la précipitation ont été utilisés comme des variables exogènes pour améliorer les prévisions de consommation d'électricité [13]. Une enquête sur la prévision de consommation électrique [23] a indiqué que sur 22 rapports de recherche examinés, 19 études ont utilisé la température comme variable exogène, seulement six d'entre eux ont utilisé d'autres paramètres météorologiques supplémentaires. Les documents plus récents confirment que la majorité des auteurs supposent que la température est la variable météorologique principale qui influence la demande d'électricité [24-31].

La relation entre la consommation d'électricité et la température est très complexe pour plusieurs raisons. Principalement, la relation entre la demande d'électricité et la température est non-linéaire. Différents auteurs [24-29] ont rapporté une relation similaire en forme de U entre la demande d'électricité et la température extérieure illustrée dans la Figure ci-dessous.



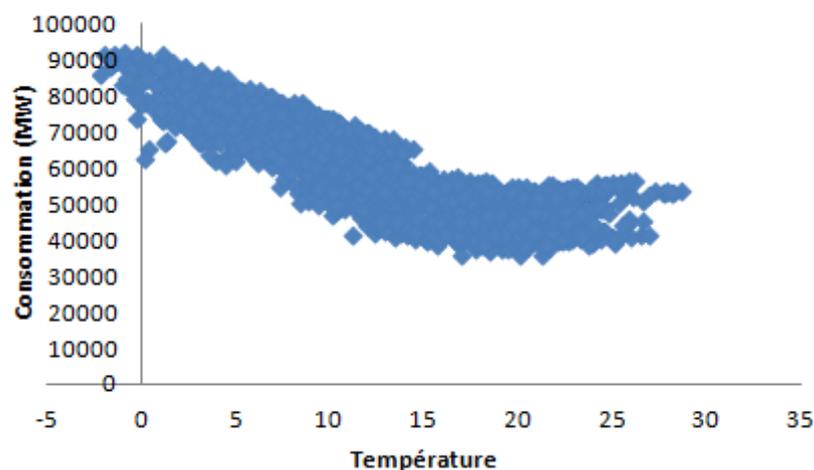
Source : Moral-Carcedo et Vicens-Otero (2005) [28]

Figure 2.4 : Relation entre la demande d'électricité et la température extérieure.

Selon Henley et Peirson (1997) [30], cette réponse provient des différences entre la température extérieure et la température de consigne intérieure. Lorsque la différence entre la température extérieure et intérieure augmente, le démarrage du chauffage ou de la climatisation cause une augmentation de la demande d'électricité. Par ailleurs, cette réponse de la demande est asymétrique, c'est-à-dire 1°C en plus lorsqu'il fait chaud et 1°C en moins lorsqu'il fait froid n'a pas le même impact sur la charge [26]. La courbe de la demande dépend particulièrement des caractéristiques climatiques de la zone géographique qui conditionnent le type d'équipements installés, et des conditions dans lesquelles ils fonctionnent. Cancelo et al. (2008) [29] soulignent que selon l'étude de Smith (2000) [30], la relation entre la température et la consommation d'électricité est différente pour les jours ouvrés et les jours non-ouvrés à cause de la différence de l'utilisation de systèmes de chauffage et de climatisation entre le secteur tertiaire et le secteur résidentiel. De plus, il existe un effet dynamique en raison de l'inertie thermique des bâtiments ; la charge à l'instant t ne dépend pas uniquement de la température à l'instant t , mais aussi des températures des jours précédents [32]. Il peut y avoir aussi l'effet de saturation à cause de la capacité limitée des appareils de chauffage et de climatisation installés. Dans ce cas,

il n'y aura aucune augmentation de la consommation d'électricité lorsque la température dépasse un certain niveau de saturation [30].

Les données publiques (RTE) de la consommation d'électricité à 19h de la période 2006-2010 permettent d'illustrer la relation entre la consommation et l'indice de température¹ France (Figure 2.5). On observe qu'en dessous d'une température seuil autour de 15°C, la variation de consommation est proportionnelle à la variation de température. La température seuil correspond à la température au-dessus ou en dessous de laquelle on considère qu'une variation de la température entraîne une variation de la consommation [33]. Schématiquement elle renvoie à la température à partir de laquelle les chauffages ou la climatisation sont activés.



Source: Données publiques RTE [7]

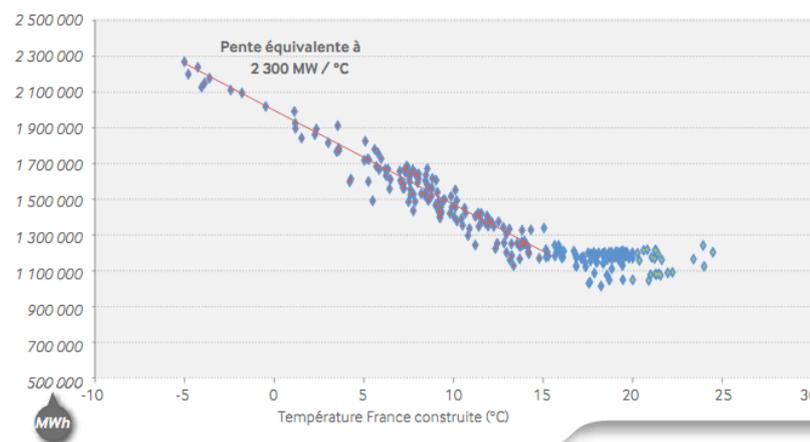
Figure 2.5 : Dépendance de la consommation électrique à la température extérieure.

Selon RTE [33], la sensibilité de la consommation à la température se définit comme le lien qui existe en-dessous (pour l'hiver) ou au-dessus (pour l'été) d'une certaine température, entre les consommations d'électricité et la température. La thermosensibilité représente la réponse rapide de la consommation à une variation de températures et est donc à distinguer de la composante cyclique/saisonnnière de la courbe de consommation.

¹ L'indice de température France est calculé à partir de 32 stations météorologiques réparties sur le territoire français

Selon le modèle de consommation développé à RTE [22], la sensibilité de la consommation d'électricité à la température est quantifiée pour une année donnée par plusieurs paramètres utilisés par exemple pour le lissage des températures qui intègre les effets d'inertie et les apports gratuits par ensoleillement, l'identification des seuils ou encore des gradients. Selon le Bilan Prévision publié par RTE en 2012 [34]:

- pour l'hiver 2012, 1°C en moins induit, vers 19h, une augmentation de la consommation électrique nationale d'environ 2300 MW. Sur la Figure 2.6 la droite rouge de pente équivalente à 2 300 MW/ °C correspond à ce qu'il est convenu d'appeler le « gradient d'hiver ».
- pour l'été 2012, 1°C en plus induit, vers 13h, une augmentation de la consommation électrique d'environ 500 MW. Cette pente équivalente à 500 MW/°C est appelé le « gradient d'été ».

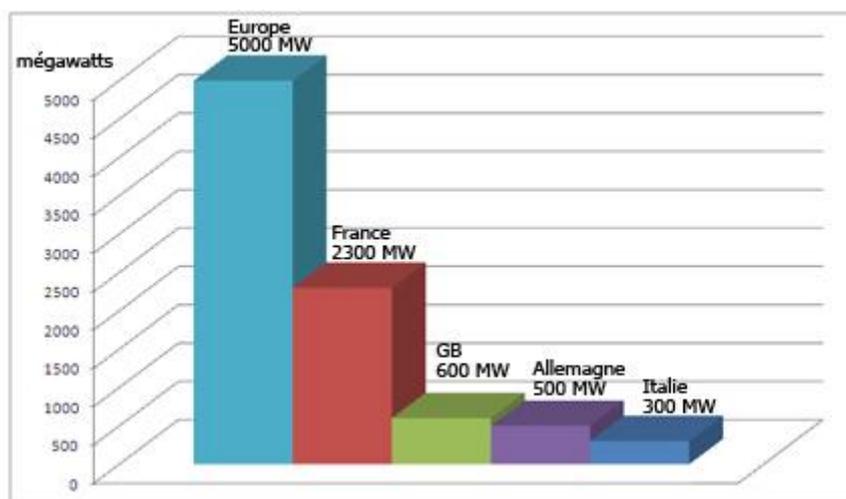


Source : RTE, Bilan Electrique 2012 [34]

Figure 2.6: Consommation électrique journalière en fonction de la température lissée.

Ces gradients sont des paramètres intrinsèques au modèle de correction climatique qui représentent le lien entre la puissance et la température lissée pour une année donnée. Chaque année RTE ré-estime l'ensemble des paramètres de son modèle sur la base des mesures de consommation collectées.

Dans le bilan prévisionnel publié en 2012 [34], RTE observe que sur les dix dernières années, la pointe électrique a augmenté 2,5 fois plus vite que l'énergie consommée. La thermosensibilité de la consommation française représente près de la moitié de celle de l'ensemble des pays européens (Figure 2.7).



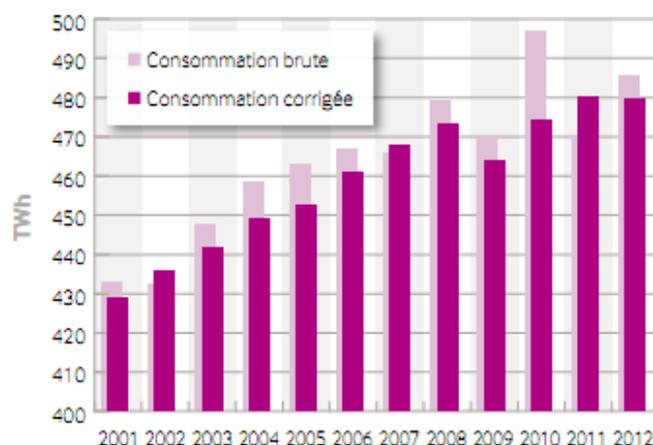
Source : RTE, « La vague de froid de février 2012 » [35]

Figure 2.7 : Sensibilité de la consommation électrique à la température extérieure en France et en Europe.

Le gradient d'hiver dont la valeur varie au cours de la journée, a augmenté de 35% à 19h, entre l'hiver 2001-2002 et l'hiver 2011-2012. Cette période d'hiver a également révélé des charges de pointe très élevées. Ainsi, le maximum de consommation est passé de 75 000 MW dans les années 2000 à plus de 100 000 MW pendant l'hiver 2012 [34].

Pour mieux analyser l'évolution de la demande et comparer des années climatiquement différentes, il faut quantifier leur degré de dépendance aux conditions climatiques et corriger les données en conséquence. La correction climatique consiste à évaluer, au moyen d'un modèle statistique, le niveau de consommation qui aurait été constaté pour un climat de référence [36]. Le climat de référence retenu par RTE est représentatif de la décennie 2011-2020. Il est constitué de chroniques trihoraires de température pour tout un jeu de stations météo. Il a été élaboré en 2011 par Météo France pour répondre aux besoins du secteur de l'énergie de prendre en considération les effets du changement climatique. En ce sens les températures de référence se distinguent des températures normales qui désignent le résultat de calculs arithmétiques fondés sur les valeurs de température observées à un endroit donné au cours d'une période spécifique. L'Organisation Météorologique Mondiale [37] considère qu'une période de 30 ans est assez longue pour éliminer les variations interannuelles. Les valeurs de température en temps réel sont comparées aux normales climatiques d'un endroit pour déterminer si elles sont inhabituelles ou à quel point elles s'éloignent de la normale [38].

Cette correction climatique permet de mieux expliquer les variations de consommation en séparant les aléas de climat des aléas économiques ou des tendances à long terme. En France, RTE publie des consommations d'électricité corrigées du climat (Figure 2.8). En 2012, la consommation corrigée de l'aléa a atteint 479,4 TWh. La consommation brute a augmenté de 2,1% comparativement à 2011, atteignant 489,5 TWh.



Source : RTE, Actualisation du Bilan Prévisionnel de l'équilibre offre-demande d'électricité en France, 2013 [4]

Figure 2.8 : Consommation électrique brute et corrigée de l'aléa climatique en France continentale (hors activité d'enrichissement d'uranium).

Selon Febvre et Drozdowski (2013) [39], l'apparente stabilité de la consommation d'électricité à climat normal cache une progression régulière des segments les plus thermosensibles. Ils ont souligné que si la consommation électrique française corrigée du climat semble se maintenir aux alentours de 480 TWh par an, cette apparente stabilité est le résultat d'un double effet: recul des consommations de la grande industrie à un rythme de -4% par an attribué au contexte de crise économique et progression régulière des consommations des particuliers et professionnels depuis 2002, au rythme de +2,4% par an en 2012. Cette évolution de la structure du parc consommateur augmente la thermosensibilité du parc français. Les conséquences sur la sensibilité de la consommation électrique à la température sont très importantes, surtout pendant les périodes de vague de froid. La capacité du réseau pourrait être insuffisante pour fournir la charge qui augmente, surtout aux heures de pointe. Ceci peut amener à délester des clients et dans le pire des cas à une insuffisance de l'approvisionnement susceptible de générer des dommages aux infrastructures et un black-out (effondrement du réseau électrique qui peut être la conséquence d'une pénurie s'étant aggravée ou d'un problème technique imprévu).

2.3 Estimation de la Thermosensibilité de la Demande Electrique par des Approches Conventionnelles

2.3.1 Modèles Top-Down pour Analyser la Thermosensibilité

Partant d'une représentation agrégée, un modèle top-down propose une vision globale et descendante. Les variables utilisées sont de nature macro-économique (l'énergie consommée sur des mailles géographiques agrégées par exemple). Les modèles sont construits sur des estimations économétriques permettant des résultats fiables à court terme, et sont complétés par des constructions microéconomiques qui permettent une meilleure vue à long terme. Cette approche privilégie l'intégration économique globale, en revanche, son degré de raffinement technologique est faible, l'empêchant par exemple d'évaluer l'essor d'une nouvelle technologie [40].

Les modèles top-down désagrègent la consommation totale en différentes composantes comme illustré dans la Figure 2.9. La plupart des modèles existants décompose la consommation totale en une partie régulière, une partie météo-sensible, une partie qui dépend des événements spéciaux et une composante aléatoire [21, 41].

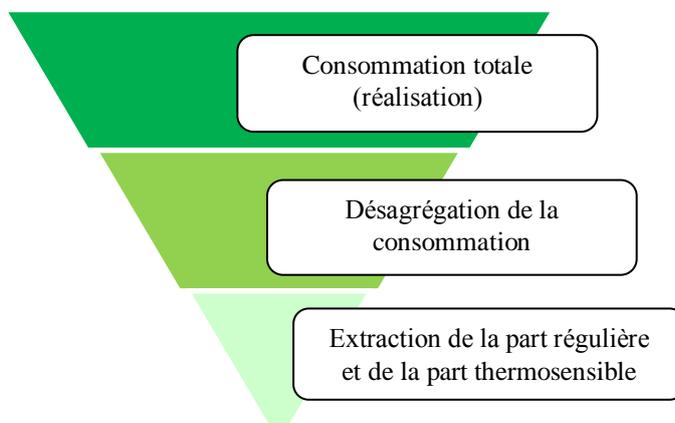


Figure 2.9: Démarche de l'approche top-down.

Dans la partie suivante, on aborde d'abord les différents modèles pour estimer la part thermosensible de la consommation. Ensuite, on décrit le modèle de prévision de type « top-down » utilisé par RTE. Les hypothèses et les paramètres du modèle pour l'identification de la partie thermosensible de la consommation sont détaillés. Par ailleurs, on discute les avantages et les inconvénients des modèles existants. Enfin, on introduit une méthode simple permettant d'estimer la part thermosensible.

2.3.1.1 Revue sur les modèles existants

Il existe deux grandes catégories de méthodes top-down pour modéliser la relation entre la température et la demande d'électricité : les méthodes paramétriques et non-paramétriques.

Les méthodes paramétriques forment un modèle mathématique ou statistique de la consommation par l'examen des relations qualitatives entre la consommation et les facteurs qui l'affectent. Les paramètres de modèles sont estimés à partir de données historiques. La pertinence de modèles est vérifiée par l'analyse des résidus du modèle [42]. Parmi ces modèles paramétriques, les modèles les plus populaires sont encore ceux de régression linéaire. Ces modèles sont attirants pour leurs facilités d'application et la compréhension de la relation entre les variables d'entrée et de sortie. Cependant, ils sont essentiellement des outils linéaires, et les séries de consommation qu'ils tentent d'expliquer sont connues pour être des fonctions non-linéaires des variables exogènes [23].

La plupart des études existantes [25-27, 32, 43-45] utilisent des modèles linéaires par morceaux avec deux variables climatiques : les degrés jours de chauffage (*HDD*) et les degrés-jours de climatisation (*CDD*). Les degrés-jours sont devenus particulièrement populaires pour les études portant notamment sur la demande d'énergie résidentielle pour le chauffage et la climatisation [46-47]. Selon cette approche, la demande d'électricité est liée à la différence entre la température extérieure et la température intérieure. Les degrés jours sont définis comme [48]:

$$\begin{aligned} HDD &= \sum_{nd} (T^* - T_t) ; 0 \\ CDD &= \sum_{nd} (T_t - T^*) ; 0 \end{aligned} \tag{2.1}$$

où

nd nombre de jours d'une année donnée

*T** température de seuil de chauffage ou de climatisation

T_t température observée le jour *t*

HDD et *CDD* représentent le nombre de jours où la température est respectivement en-dessous et au-dessus des seuils de climatisation et de chauffage prédéterminés, et pondéré par le nombre de degrés de dépassement. Le seuil est la température au-dessus ou en-dessous de laquelle les appareils de chauffage ou la climatisation

démarrent. Ces deux variables mesurent indirectement la demande de chauffage et de climatisation et permettent de segmenter les variations de température et donc de capter facilement l'augmentation de la demande d'électricité [48].

Cependant, cette méthode présente également quelques inconvénients. Comme l'a mentionné De Cian et al. [49], elle est dépendante d'une température de seuil et suppose que le passage du chauffage à la climatisation (ou vice versa) est soudain (Figure 2.10). Mais l'adaptation aux changements de température est susceptible d'être progressif. En plus, il n'existe pas une définition unique de la valeur de la température de seuil. Cette approche s'appuie sur un choix arbitraire de cette valeur au lieu d'estimer les niveaux de température qui dominent les comportements. Par exemple, Valor et al. (2001) [26] et Pardo et al. (2002) [27] ont supposé que la température de seuil est 18°C tandis que Mirasgedis et al. (2007) [45] ont supposé $18,5^{\circ}\text{C}$. Dans la plupart des cas 18°C est utilisé comme température de seuil.

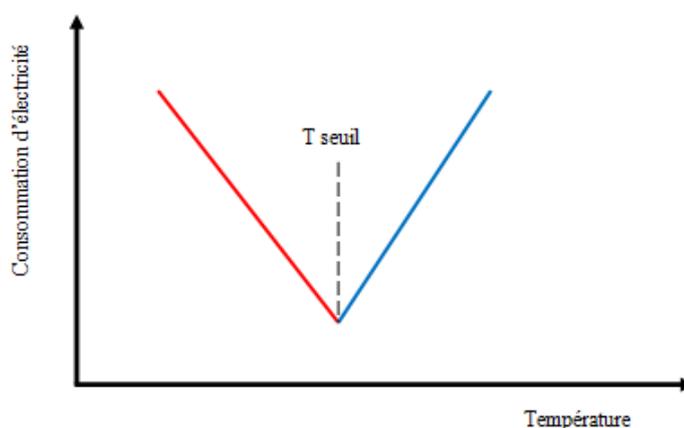


Figure 2.10 : Méthode de degré-jour avec une température de seuil.

Pour un certain intervalle de températures modérées, la demande pourrait être insensible à la température, il n'y aurait alors ni besoin de chauffage ni besoin de climatisation. L'utilisation de deux différents seuils pour les *HDD* et les *CDD* est également fréquente dans la littérature, avec un seuil de *HDD* à 18°C et un seuil de *CDD* à une température plus élevée (Figure 2.11) [25, 50].

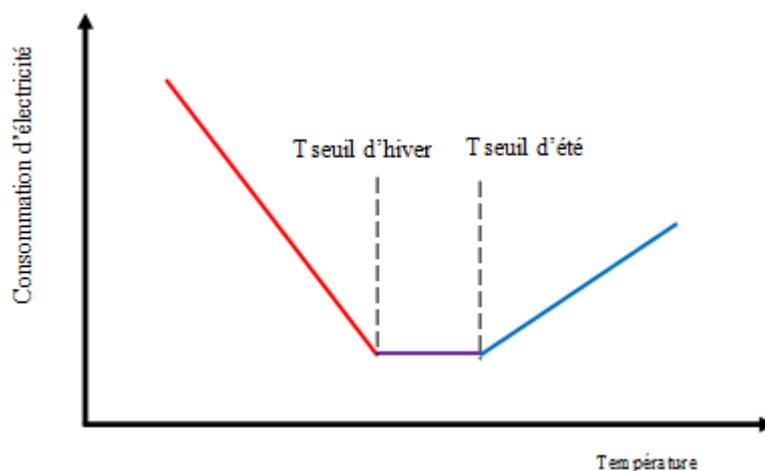


Figure 2.11 : Méthode de degré-jour avec deux températures de seuil.

Les études plus récentes, Moral-Carcedo et Vicens-Otero (2005) [28] et Bessec et Fouquau (2008) [51] ont estimé les températures de seuil en utilisant des modèles de régression non-linéaires. Ils ont utilisé des fonctions de la température qui permettent une transition d'un régime froid à un régime chaud. Les fonctions de transition peuvent être linéaires par morceaux ou lisses (exponentielle ou logistique). La limite de ces modèles est le choix de la fonction de transition [52].

Une autre solution consiste à utiliser des modèles non-paramétriques ou semi-paramétriques pour estimer la relation non-linéaire entre la demande d'électricité et la température [14,33]. Le principal avantage de la régression non-paramétrique est qu'elle ne suppose aucune forme spécifique pour l'estimateur, ce qui lui donne beaucoup plus de flexibilité. Elle peut donc être utilisée pour décrire la relation entre la consommation d'électricité et la température lorsque le modèle linéaire ne s'applique pas, ou pour suggérer la forme que devrait prendre un modèle de régression paramétrique [53]. Le choix d'une approche non paramétrique ne doit se faire que si les données à analyser sont suffisamment riches en informations pour permettre de déterminer la structure du modèle, et les nombreux paramètres correspondant, lors de la phase de régression [54]. Il existe plusieurs méthodes de régression non paramétrique. Les plus connues sont les fonctions de lissage loess, la méthode du noyau, ainsi que les fonctions splines [53].

Les modèles non paramétriques présentent l'inconvénient de ne pas spécifier analytiquement le lien entre la consommation électrique et la température. Lefieux (2007) [22] précise qu'un des inconvénients majeurs de ces modèles est de ne pas

converger rapidement dès que le nombre de variables à prendre en compte est grand. Ce problème se traduit en pratique par des erreurs d'ajustement importantes. Les erreurs obtenues peuvent être de l'ordre de 10% au niveau de la pointe de consommation, ce qui n'est pas acceptable en pratique [22]. Pour contourner cette difficulté, une partie paramétrique peut alors être incluse dans le modèle non-paramétrique. Ce modèle devient ainsi semi-paramétrique. Un des modèles semi-paramétriques importants dans la littérature est le modèle de régression linéaire partiel introduit par Engle et al. (1986) [24] pour étudier l'effet des conditions météorologiques sur la demande d'électricité. En France, Lefieux (2007) [22] a développé un modèle semi paramétrique pour la prévision de consommation. Il a obtenu des résultats prometteurs mais la convergence des estimateurs n'a pas pu être démontrée. Il a noté que le temps de calcul peut devenir important pour caler correctement le modèle. Powell (1994) [55] a affirmé que les estimateurs des modèles semi-paramétriques sont généralement moins efficaces que les estimateurs d'un modèle paramétrique correctement spécifié, et sont toujours sensibles à l'erreur de spécification de la fonction structurelle ou aux autres composants paramétriques du modèle.

Tous ces modèles décrits ci-dessus utilisent la température sous une certaine forme, que ce soit les degrés-jours de chauffage / climatisation, la température brute ou la température lissée. Ils créent des fonctions basées sur les données de températures qui sont ensuite ajustées en fonction de données de consommation. L'ensemble de ces approches utilisent une technique de régression et le meilleur ajustement est utilisé comme critère. Cependant, même si les modèles fournissent de bons ajustements statistiques, en pratique, les données sont assez bruitées et pourraient rendre les modèles indéterminés en ce qui concerne la séparation entre la partie thermosensible et la partie régulière. Comme le soulignent Engle et al. (1986), [24] le modèle de régression est trop réducteur et ne permet pas de prendre en compte toutes les interactions. L'identification des composantes saisonnières et thermosensibles réalisée par ces modèles ne semble donc pas bien saisir les interactions complexes entre la demande d'électricité et la température en raison de la présence de non-linéarités [22]. Une solution est d'avoir une connaissance a priori sur la partie régulière et thermosensible. Quand on n'a pas les données nécessaires pour les déterminer, on peut restreindre l'ajustement de régression pour qu'il corresponde à

une certaine mesure empirique [56]. Reichmuth (2008) [56] a proposé une approche servant comme une mesure empirique pour déterminer la puissance hors aléa climatique. Cette mesure est basée sur le fait que la part thermosensible de la demande d'électricité est plus faible quand les températures sont plus clémentes. On peut utiliser cette connaissance afin de séparer la partie régulière et la partie thermosensible de la consommation. On propose dans l'Annexe A, une méthode similaire à celle de Reichmuth pour séparer la part thermosensible de la part régulière. Cette méthode présente un avantage important qui est sa simplicité d'application. Ainsi, quelqu'un n'ayant pas accès à des données détaillées de consommation d'électricité (e.g. données par usages/par clients) pourra obtenir des résultats acceptables avec cette méthode (voir Annexe A pour plus de détails).

Un autre inconvénient de ces modèles est qu'ils ne sont pas basés sur une connaissance des lois régissant physiquement les liens entre les consommations d'électricité et les caractéristiques des usages. Moral-Carcedo et Vicens-Otero (2005) [29] ont conclu que la demande d'électricité estimée peut être significativement affectée par des facteurs non inclus explicitement dans les modèles tels que l'équipement installé et les différences des températures régionales. Les systèmes énergétiques qui affectent fortement la partie sensible à la température de la demande ne sont pas explicitement modélisés ainsi que les perturbations liées aux gains solaires et gratuits et à l'inertie des bâtiments. De plus, pour estimer les effets des nouvelles technologies ou d'un programme de gestion de la demande, les modèles devraient inclure les paramètres physiques qui seront influencés par ces changements et les saturations des usages thermiques et d'autres appareils.

2.3.1.2 Modèle RTE : METEHORE

Parmi les modèles top-down, les modèles de prévision de consommation utilisés par les gestionnaires du réseau électrique présentent une meilleure estimation de la part thermosensible et de la part régulière de la consommation grâce à une fine description des composantes de la demande. En France, RTE modélise la consommation grâce au modèle METEHORE [22]. Ce modèle est un modèle de régression où à chaque moment de l'année la consommation d'électricité est décrite par quatre composantes (Eq. 2.2). La puissance consommée (P) est décomposée heure par heure (h), jour par jour (j) et pour plusieurs années successives (n):

$$P = PHC + PCH + P^{eff} + \varepsilon \quad (2.2)$$

où

PHC puissance hors aléa climatique, liée à l'activité économique

PCH puissance dépendant de l'aléa climatique

P^{eff} puissance électrique correspondant à l'effacement de consommation aux jours de pointe.

ε résidu (erreur) de la modélisation

La première composante (PHC) regroupe les facteurs indépendants des conditions météorologiques (tendance, saisonnalité annuelle, jour de la semaine, moment dans la journée), tandis que le deuxième (PCH) capture les effets climatiques et dépend entre autres d'une température reconstruite qui intègre différentes inerties [57].

Le modèle de régression retenu par RTE s'écrit :

$$P_{h,j,n} = \left(\sum_{k=1}^7 \Pi_{h,k,n} \cdot \mathbf{I}_{\{\text{jour } j \text{ de type } k\}} \right) \cdot f_h \quad (2.3)$$

Puissance hors aléa climatique (PHC)

$$+ \sum_{k=1}^5 P_{h,k',n}^{eff} \cdot \mathbf{I}_{\{\text{jour } j \text{ EJP de type } k'\}}$$

Puissance effacée par le tarif EJP

$$+ g_{h,n}^{hiver} \cdot F_{hiver}(TR_{h,j,n}^{hiver}, T_h^{seuil\ hiver}) + g_{h,n}^{été} \cdot F_{été}(TR_{h,j,n}^{été}, T_h^{seuil\ été})$$

Puissance dépendant de l'aléa climatique (PCH)

$$+ \varepsilon_{h,j,n}$$

Résidu

On note h l'heure du jour j de l'année n. La puissance hors aléa climatique (PHC) dépend d'une part du type de jour considéré (lundi, mardi, mercredi..., dimanche) et d'autre part d'une fonction de saisonnalité (f_h) de la consommation hors chauffage estimée heure par heure. La fonction de saisonnalité comprend les sauts liés au passage à l'heure d'hiver en octobre et à l'heure d'été en mars (Eq. 2.4).

$$f_h(j) = 1 + \sum_{m=1}^4 \left[a_h \cos\left(\frac{2\pi mj}{365}\right) + b_h \sin\left(\frac{2\pi mj}{365}\right) \right]$$

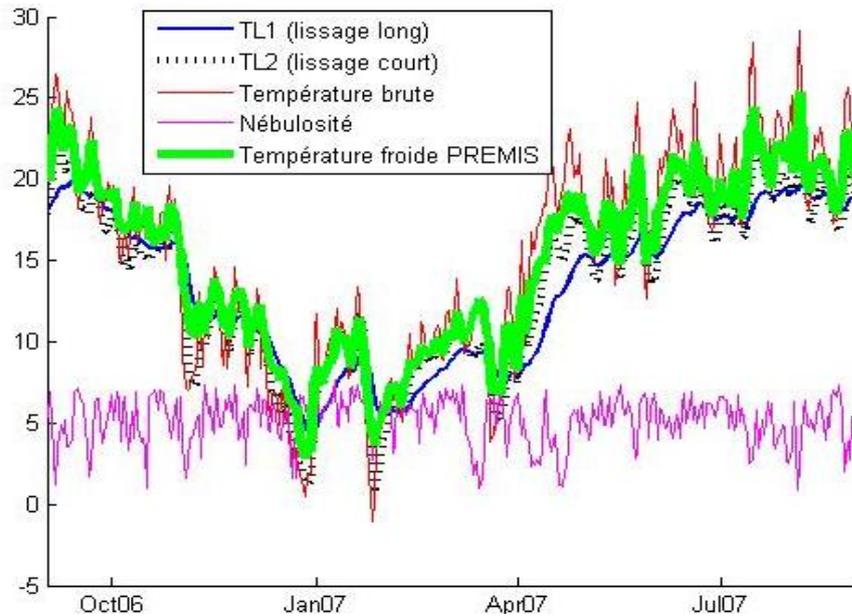
$$\begin{aligned}
 &+S_h^{octobre} \cdot \mathbf{I}_{\{\text{jour } j \text{ avant changement d'heure d'octobre}\}} \\
 &+S_h^{mars} \cdot \mathbf{I}_{\{\text{jour } j \text{ avant changement d'heure de mars}\}}
 \end{aligned} \tag{2.4}$$

De plus, un effacement de puissance (P^{eff}) est estimé pour les jours EJP (Effacement Jour de Pointe). L'existence des EJP tient à la politique tarifaire développée par EDF qui propose un prix avantageux toute l'année sauf sur 22 jours de forte consommation en hiver où s'applique un prix incitant les clients ayant souscrit à cette offre tarifaire à réduire leur consommation. Cette tarification permet de faire chuter la demande rendant ainsi plus facile la gestion des jours de pointe [21].

La puissance dépendant de l'aléa climatique (PCH) considère deux variables climatiques prédictives: la température et la nébulosité. La nébulosité ($N_{h,j,n}$) qui désigne la couverture nuageuse est prise en compte dans le calcul de la température reconstruite (TR), dont la valeur est estimée heure par heure par le modèle pour identifier la part chauffage de la consommation. La température reconstruite ($TR_{h,j,n}$) traduit d'une part l'inertie des bâtiments qui réagissent avec retard aux variations de température et d'autre part la l'inertie du comportement des habitants vis-à-vis du confort recherché. Elle est une combinaison de la valeur de la température brute ($T_{h,j,n}$) et de deux températures lissées ($TL_{h,j,n}$) ainsi que de la nébulosité ($N_{h,j,n}$).

$$TR_{h,j,n}^{hiver} = \frac{1}{1 + \alpha_h + \beta_h} (T_{h,j,n} + \alpha_h TL_{h,j,n}^1 + \beta_h TL_{h,j,n}^2) + \mu_h (8 - N_{h,j,n}) \tag{2.5}$$

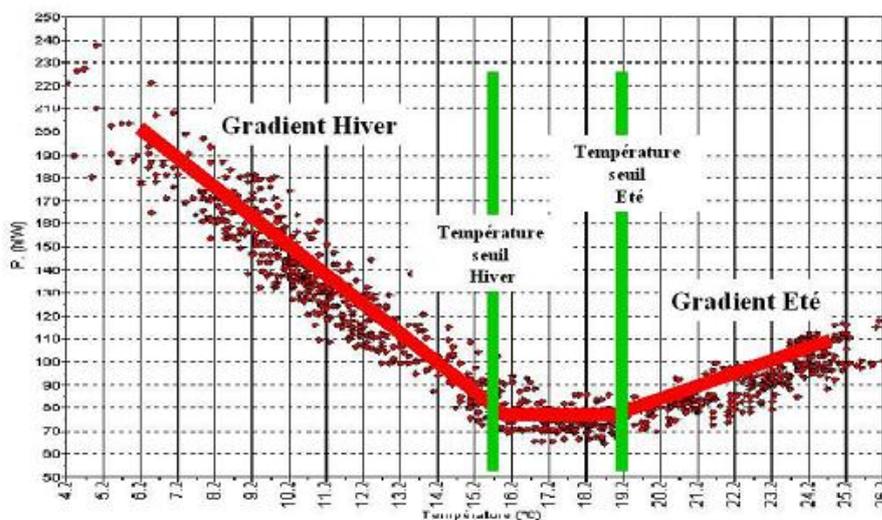
Les températures lissées ($TL_{h,j,n}$) sont introduites pour rendre compte de la dynamique du chauffage électrique. Du fait de l'inertie thermique des bâtiments et de l'inertie comportementale, la demande d'électricité pour le chauffage ne réagit pas instantanément aux variations de température extérieure. Cet effet est pris en compte par un lissage temporel des brutes températures brutes (obtenu en calculant une moyenne pondérée de la température instantanée et des températures passées, avec un poids décroissant avec l'éloignement dans le temps). Les coefficients de pondération permettant de relier au mieux les variations de demande aux variations de température lissée sont issus d'analyses statistiques mises à jour régulièrement [58]. Dans la Figure 2.12, les températures brutes et lissées sont représentées.



Source : RTE

Figure 2.12 : Représentation de la température brute et lissée et de la nébulosité.

Une autre température reconstruite destinée à identifier les besoins en climatisation est calculée sur un principe similaire avec une seule inertie. C'est en référence à ces valeurs de température reconstruite que sont calculés les gradients de température (g^{hiver} et $g^{\text{été}}$). Ces gradients sont différents selon les heures. Le volume sensible à l'aléa climatique se calcule en multipliant le gradient (estimé par heure et par année) par la différence entre la température reconstruite et la température seuil [22]. Cette relation entre puissance et climat est quasiment linéaire par morceaux (Figure 2.13).



Source : Lefieux (2007) [22]

Figure 2.13 : Relation entre puissance et climat.

Le modèle comporte un nombre élevé de paramètres (un millier environ) et nécessite comme historique, une longue période d'estimation pour garantir la robustesse de son estimation [57]. Les différents paramètres sont estimés de manière itérative par la méthode des moindres carrés et un algorithme d'optimisation (Hook et Jeeves) [22].

Même si le modèle de RTE est très performant en pratique et permet de satisfaire, aujourd'hui encore, les exigences et les besoins de RTE, les experts considèrent que ce type de modèles est très difficile à modifier pour faire face aux nouveaux enjeux (e.g. l'évolution des usages, la mise en place de nouveaux dispositifs de la maîtrise de la demande d'électricité) du domaine [57]. La qualité des prévisions est un enjeu fort pour RTE mais aussi pour l'ensemble des acteurs du marché de l'électricité. Même si les prévisions actuelles ont globalement de bonnes performances, il convient néanmoins d'améliorer leur qualité afin d'éviter des erreurs de prévision trop importantes et de fait pénalisantes tout particulièrement pendant les périodes tendues d'équilibre offre demande. Il convient également de prendre en compte les nouveaux éléments de contexte qui peuvent impacter la consommation française d'électricité comme l'évolution des usages et de la demande d'électricité. Le niveau de thermosensibilité dépend de la pénétration des usages thermosensibles raccordés au réseau. Il n'est pas toujours possible de mettre en évidence les phénomènes physiques liés à l'évolution de ces usages statistiquement avec les modèles peu évolutifs à cause de leur complexité d'écriture. Lefieux (2007) [22] précise que si les variations des usages sensibles à l'aléa climatique ne sont pas précisément modélisées, on obtient des erreurs de prévision très importantes surtout pour les prévisions journalières.

Les axes d'études menées par RTE s'articulent aujourd'hui autour d'une meilleure connaissance des usages afin d'améliorer les modèles existants en intégrant notamment une meilleure représentation des paramètres influents [59].

Dans les applications au cours de cette thèse (Chapitre 4), on utilisera la part thermosensible estimée par le modèle Metehore de RTE qui présente une meilleure estimation de la part thermosensible que les modèles cités précédemment.

2.3.2 Modèles Bottom-Up pour analyser la Thermosensibilité

La demande électrique à un instant t est la puissance agrégée appelée par l'ensemble des usages de l'électricité à cet instant. Un modèle bottom-up est un modèle dans

lequel l'information remonte, c'est-à-dire passe du niveau le plus désagrégé (niveau usage) au niveau le plus agrégé (niveau consommation totale). D'abord, les consommations par usages, par clients et par secteurs sont simulées et elles sont ensuite agrégées pour déterminer la consommation totale comme illustré dans la Figure 2.14.

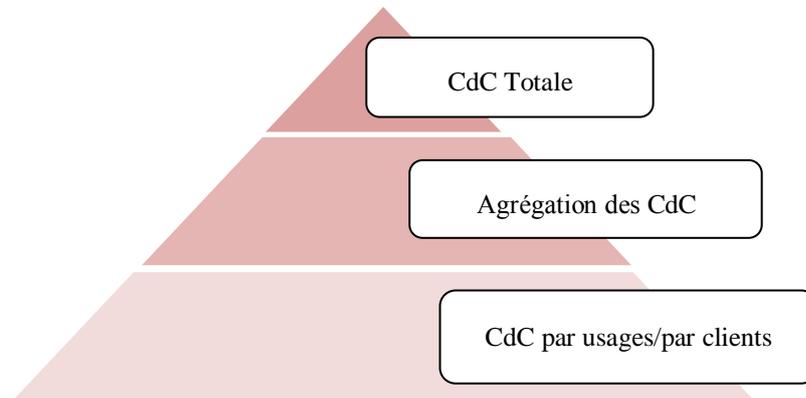


Figure 2.14 : Démarche de la modélisation bottom-up.

L'analyse bottom-up de la consommation d'électricité permet d'obtenir une image claire de la dynamique de la demande d'électricité et ainsi d'évaluer l'impact des nouvelles technologies et de synthétiser la composition de la charge de pointe. Elle aide également à prévoir la croissance future et les effets des stratégies de maîtrise de la demande.

L'approche bottom-up a été développée afin d'identifier la contribution de chaque utilisation finale dans la consommation d'énergie globale. Swan et Ugursal (2009) [60] ont mentionné qu'il existe deux catégories distinctes de l'approche bottom-up pour évaluer la consommation d'énergie des utilisations finales: les modèles bottom-up statistiques et les modèles bottom-up physiques appelés aussi « modèles d'ingénieur ».

2.3.2.1 Modèles bottom-up statistiques

Les modèles bottom-up statistiques reconstituent la courbe de charge d'électricité en partant de la description et du comportement de consommateurs à l'origine de la demande. Il existe des modèles bottom-up sectoriels basés sur des enquêtes/mesures qui utilisent les informations sur les clients (résidentiels, industriels, commerciaux). Par exemple, Chen et al. (2001) [61] ont généré les profils de consommation de clients résidentiels, commerciaux et industriels basés sur les enquêtes. A partir de ces

profils de consommation, ils ont obtenu la demande horaire de chaque catégorie de clients afin de déterminer la courbe de charge totale. Ils ont aussi analysé l'effet de la température sur la consommation de chaque type de clients. De manière similaire, Hwang (2001) [62] a utilisé les données de mesure de différents types de clients afin de modéliser la consommation de chaque catégorie de clients en fonction de la température. Ces deux études ont conclu que les clients résidentiels et tertiaires sont beaucoup plus thermosensibles que les clients industriels.

En France, ERDF [63] utilise une modélisation bottom-up sectorielle de la consommation d'électricité. Il établit les profils nationaux de consommation pour reconstituer au pas demi-horaire les flux d'énergie. Le profil d'un segment de clientèle est représenté par un jeu de coefficients défini sur une année-type, et construit pour refléter la façon dont un client "moyen" de ce segment consomme l'électricité au cours de cette année. L'effet des conditions de température sur le profil est modélisé via un coefficient de sensibilité climatique. Un profil est donc une représentation statistique de la réalité de consommation d'un groupe de clients. Ces profils sont représentatifs au niveau national et ne représentent pas la courbe de charge de chaque site.

Le principal avantage de ces modèles basés sur des enquêtes/mesures est leur capacité à tenir compte des changements de la demande des clients. Leurs inconvénients principaux sont le manque d'informations prospectives sur les clients.

D'autres modèles bottom-up statistiques pour la reconstitution de la courbe de charge sont des modèles au niveau des usages (ou utilisation finale - end use). Ces modèles reposent sur un échantillon et recherchent les relations entre l'utilisation des usages et la demande d'énergie, généralement par une certaine forme de régression avec des variables telles que la possession des usages et les données météorologiques [60]. La principale force de cette technique est la facilité d'obtenir les données d'entrée: une enquête simple des usages auprès des consommateurs, des données de facturation d'énergie auprès des fournisseurs d'énergie. Elle inclut les effets macro-économiques et socio-économiques. Cependant, elle exige un grand échantillon de données. De nombreuses études utilisent cette méthode surtout pour modéliser la courbe de charge du secteur résidentiel par usages [64-70].

En France, RTE utilise un modèle de prévision de la demande bottom-up statistique qui repose sur la reconstitution de consommation électrique nationale par usage et par secteur d'activité [71]. La consommation totale est alors la somme des consommations de ces secteurs et usages. Les paramètres associés à chaque secteur et usage sont estimés à partir de la connaissance des consommations réalisées pour un ensemble d'années du passé. Les profils sectoriels non sensibles à l'aléa climatique sont représentés à l'aide de jeux de coefficients multiplicatifs qui représentent les évolutions de la consommation. Ces coefficients sont définis grâce à une connaissance a priori de la consommation obtenue via des panels, des campagnes de mesure ou l'analyse d'historiques de données réalisées. Energies Demain [72] a aussi développé un modèle (CHARTER) qui décrit la charge d'un réseau grâce à une description fine des équipements, des puissances des appareils consommateurs et des heures de fonctionnement de ces derniers. Il décompose les consommations par secteur d'activité, par branche et par usage. La reconstitution se fait selon une cinquantaine d'usages et une soixantaine de typologies d'usagers.

Ces modèles ont besoin d'être actualisés de façon constante afin de suivre les évolutions des usages et ils nécessitent des vastes bases de données qui ne sont pas toujours publiques. En outre, ces modèles sont plus représentatifs au niveau national que régional alors que des effets très différents sur la courbe de charge peuvent être observés dans différentes régions pour les températures très basses. Les conditions climatiques de différentes régions sont très contrastées et il est primordial d'en tenir compte sur la répartition des impacts des usages thermosensibles.

2.3.2.2 Modèles bottom-up physiques

Les modèles physiques appelés aussi « modèles d'ingénieur » sont basés sur les caractéristiques de bâtiments et d'usages pour calculer la consommation d'énergie en fonction des lois physiques [60]. Un des atouts majeurs de ces modèles physiques est qu'ils sont la seule méthode capable de modéliser la consommation d'électricité sans information historique. Ils ont la capacité de calculer la consommation d'énergie en fonction du besoin. Cependant, le comportement des utilisateurs est très difficile à estimer et peut varier largement et de manière imprévisible. Au cours des dernières années, certains chercheurs ont commencé à utiliser les données d'enquêtes emploi du temps (time of use survey) pour établir une relation de causalité plus fiable entre

le comportement humain et la consommation d'énergie résidentielle [66, 69,73-75]. Le lecteur intéressé peut se référer à l'article de Grandjean et al. (2012) [76] pour plus de détails.

Les données d'entrée des modèles bottom-up de la consommation d'énergie incluent les propriétés physiques des bâtiments tels que la géométrie et l'enveloppe, les usages, les propriétés climatiques de la zone étudiée, ainsi que la température intérieure. Ce niveau de détails très élevé de la modélisation bottom-up lui donne la possibilité de modéliser les options technologiques. Les modèles bottom-up ont la capacité de déterminer la consommation d'énergie de chaque usage et permettent ainsi d'identifier les domaines à améliorer [60]. Ces modèles peuvent évaluer l'impact des mesures d'économie d'énergie, comme l'utilisation des appareils électroménagers plus efficaces [65-66]. En outre, il faut extrapoler les modèles bottom-up pour qu'ils puissent être représentatifs de la zone étudiée. L'extrapolation est faite en utilisant une pondération pour chaque équipement, chaque bâtiment ou chaque groupe de bâtiments modélisé selon leur représentativité du parc. Swan et al. (2009) [60] mentionnent que la seule option pour évaluer l'impact des technologies est d'utiliser des modèles d'ingénieur.

2.3.3 Modèles Hybrides

Les différences fondamentales qui existent entre les deux types d'approches top-down et bottom-up ont entraîné une prise de conscience croissante de l'intérêt de développer des méthodologies hybrides afin de bénéficier des avantages des deux démarches [77-78].

Les avantages et les inconvénients de modèles top-down et bottom-up sont résumés dans le tableau suivant.

Tableau 2.1 : Avantages et inconvénients de modèles top-down et bottom-up.

	Avantages	Inconvénients
Top-Down	<ul style="list-style-type: none"> • Capable de modéliser les relations entre les variables économiques et la demande d'énergie • Utilise des données économiques agrégées • Ne nécessite pas de données très détaillées 	<ul style="list-style-type: none"> • Dépend du passé pour projeter les tendances futures • Manque de détails technologiques • Pas approprié pour examiner différentes technologies
Bottom-Up	<ul style="list-style-type: none"> • Décrit les technologies en détails • Utilise des données physiques • Évalue et quantifie l'impact de différentes de technologies 	<ul style="list-style-type: none"> • Ne détermine pas le comportement d'utilisateurs • Néglige les relations entre la consommation et l'activité économique • Demande une grande quantité de données techniques

Les modèles top-down utilisent les historiques de consommation et ils sont capables de modéliser le comportement de la demande d'électricité mais ils négligent les descriptions physiques des usages. Les modèles bottom-up utilisent les lois physiques pour modéliser les usages mais ils négligent le comportement de la demande. La modélisation hybride représente un outil prometteur pour traiter la dynamique économique et technologique que les modèles bottom-up ou les modèles top-down ne parviennent pas à capter [79].

Il existe des modèles hybrides qui visent à compenser les limites d'une approche ou l'autre. Certains chercheurs intègrent dans leurs modèles bottom-up les évaluations macro-économiques, tandis que d'autres estiment les paramètres comportementaux micro-économiques dans leurs modèles. Certains chercheurs intègrent de manière explicite les paramètres technologiques concernant les taux de pénétration, les changements technologiques dans leurs modèles top-down [80]. Il s'agit donc de chercher des moyens efficaces de combiner les deux. Par exemple, Swan et al [78] ont utilisé une approche hybride pour modéliser la consommation d'énergie résidentielle. Ils ont utilisé des modèles physiques pour modéliser le chauffage et la climatisation et des modèles de réseaux de neurones pour les usages qui sont

beaucoup plus sensibles au comportement d'utilisateurs comme l'eau chaude sanitaire, l'éclairage etc.

On est surtout inspiré par le travail de Caves et al. [77] qui ont développé un modèle hybride pour estimer la consommation d'électricité résidentielle par un modèle top-down en intégrant les informations a priori issues d'un modèle bottom-up physique à travers l'utilisation de l'inférence bayésienne. L'analyse bayésienne fournit un moyen par lequel ces deux approches peuvent être combinées. Par exemple, les données de consommation observées (via approche top-down) peuvent être utilisées pour modifier un ensemble des a priori (issus de l'approche bottom-up) et l'analyse bayésienne les transforme en une distribution a posteriori qui reflète les informations fournies par les deux approches.

2.3.4 Conclusion

L'identification et l'estimation des composantes saisonnière et thermosensible est un enjeu majeur de la prévision de consommation et de la planification du système électrique. La construction de modèles statistiques influence l'identification de ces composantes. Les limites des estimateurs dépendent des modèles et des méthodes employées.

Les modèles "top-down" calent leurs prévisions sur des tendances historiques estimées par des méthodes économétriques. Par conséquent, ils peuvent s'avérer insuffisants lors de changements structurels de la demande d'électricité et notamment lors de changements technologiques sur les usages thermiques de l'électricité. Dans les modèles actuels existants, les variations liées aux usages sensibles à l'aléa climatique ne sont pas traitées explicitement. Pendant les périodes froides, le rendement des usages diminue lorsque la température extérieure diminue comme c'est le cas pour les pompes à chaleur. Ceci implique des erreurs d'autant plus importantes que la température extérieure diminue. Afin d'éviter les erreurs importantes dans les prévisions, le caractère des usages thermosensibles doit être pris en compte. Il y a donc un besoin d'une approche complémentaire aux modèles top-down qui tienne compte des caractéristiques physiques des usages afin d'estimer correctement la part thermosensible. Une réponse à ce problème consiste à exploiter les informations des usages obtenues par les modèles bottom-up d'ingénieur. Ces modèles sont basés sur les lois de physique et ils sont capables d'estimer l'impact de

la température sur la consommation des usages. Cependant les modèles bottom-up ne prennent pas en compte l'information historique de la consommation. L'hybridation des méthodes statistiques top-down par l'ajout des paramètres physiques identifiés par l'approche bottom-up semble être la meilleure piste pour identifier la part des usages thermosensibles à partir de courbes agrégées. L'approche bayésienne semble être un moyen efficace pour combiner ces deux méthodes.

Les parties suivantes s'intéressent donc à la classification des usages thermosensibles et aux modèles bottom-up d'ingénieur pour les analyser dans le but de développer un modèle hybride pour estimer la part des usages thermosensibles.

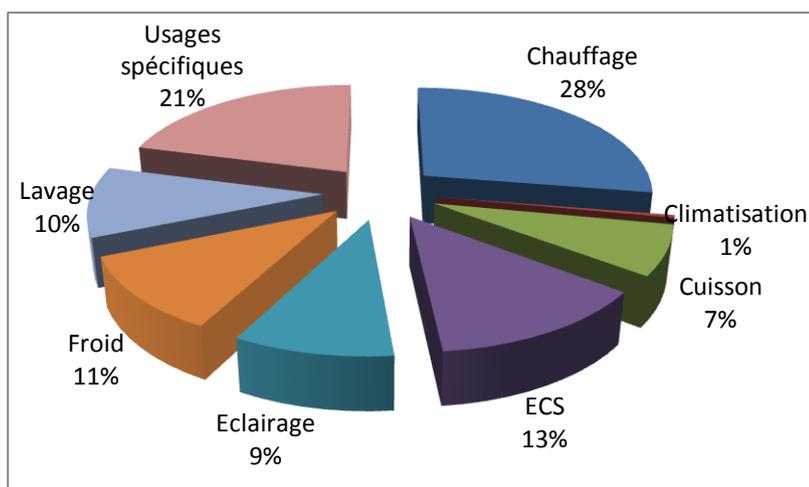
2.4 Classification et Sélection Des Usages Thermosensibles

Dans le chapitre précédent, on a mis l'accent sur le besoin d'une approche complémentaire bottom-up qui tienne compte des caractéristiques physiques des usages thermosensibles. Dans ce chapitre, on explique d'abord ce qu'on comprend par le terme « usages thermosensibles ». Ensuite, on précise le choix de la zone géographique dans le but de proposer des modèles bottom-up simplifiés adaptés à l'échelle régionale. Par la suite, on sélectionne les usages thermosensibles à modéliser pour cette zone.

2.4.1 Quels sont les Usages Thermosensibles?

Dans le cadre de cette thèse, on s'intéressera plutôt au secteur résidentiel étant donné que le secteur résidentiel est responsable de plus de 40% des consommations en pointe. Selon les données de RTE, cela peut monter jusqu'à 50% lors des extrêmes pointes [2].

La consommation d'électricité résidentielle se caractérise par l'importance de la consommation du chauffage qui représente 28 % de la consommation d'électricité du secteur résidentiel. L'eau chaude sanitaire (ECS), le froid et le lavage sont les postes les plus consommateurs après le chauffage électrique. La climatisation résidentielle représente seulement 1 % des consommations (Figure 2.15). Elle n'est encore que faiblement développée en termes de pourcentage de bâtiments résidentiels équipés (entre 3,5 % et 4,5% suivant les estimations) [81].

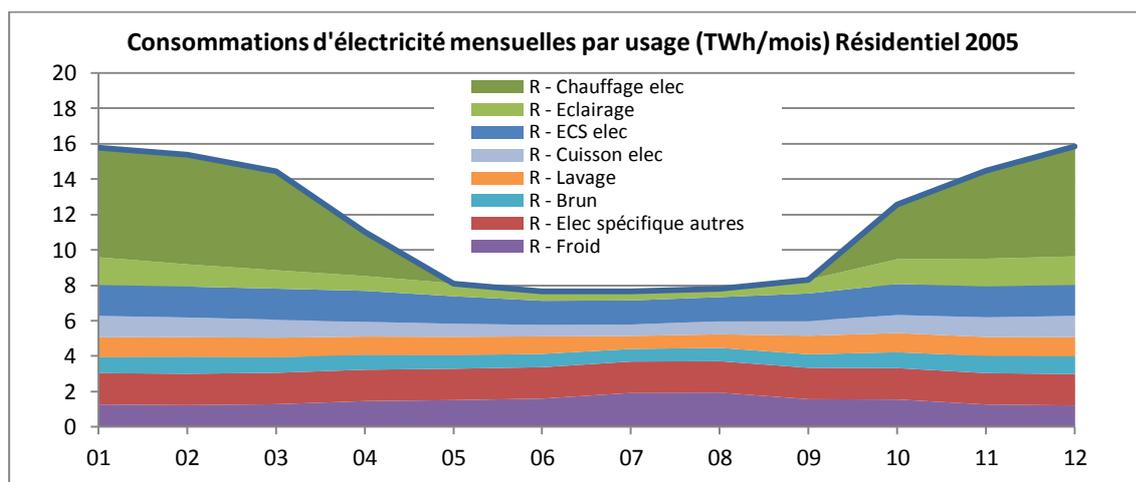


Source : Données NegaWatt, 2007 [82]

Figure 2.15 : Répartition par usages de l'électricité consommée dans le secteur résidentiel en France en 2007.

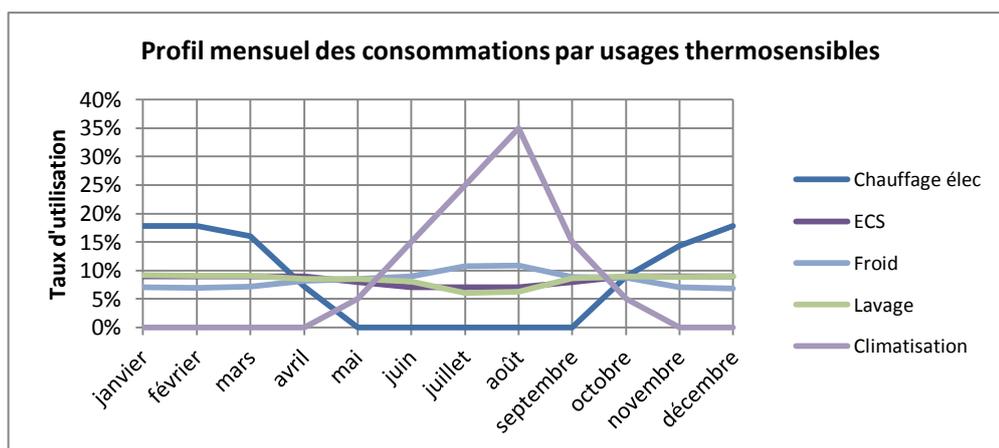
Dans les bilans prévisionnels de RTE, on constate une croissance continue de la dépendance des appels de puissance à la température extérieure. Il est donc important de distinguer les usages dont la variation dépend de l'heure de la journée (comme électroménager, cuisson, éclairage) des usages dont la variation est liée à la température.

Les consommations et les profils mensuels des consommations par usage dans le secteur résidentiel sont représentés dans la Figure 2.16 et 2.17. On y voit que les usages dont la consommation est directement liée à la température extérieure sont le chauffage et la climatisation.



Source: Données Bâtiments France 2050 sans fossile, ERDF R&D (2008) [83]

Figure 2.16 : Consommations d'électricité mensuelles par usage pour le secteur résidentiel en 2005.



Source: Données Bâtiments France 2050 sans fossile, ERDF R&D (2008) [83]

Figure 2.17 : Profil mensuel des consommations par usages thermosensibles.

En dehors du chauffage, d'autres usages peuvent contribuer, dans une moindre mesure, à amplifier la part thermosensible de la consommation d'électricité en hiver, par exemple la production de l'eau chaude sanitaire (ECS) et le lavage. On peut penser que l'eau qui alimente ces usages est plus froide en hiver et qu'il y a beaucoup plus de déperditions d'énergie du système d'ECS. Par conséquent, la consommation d'électricité pour chauffer l'eau sera plus élevée lors de la période hivernale. On observe que la consommation de la production du froid est plus élevée en été qu'en hiver. La consommation de ce poste dépend fortement de la température ambiante. Pour des températures ambiantes élevées, la production frigorifique sera importante ce qui entrainera un fonctionnement plus long du compresseur et donc une surconsommation électrique. En hiver, il n'y a pas de variations notables pour les appareils du froid qui sont situés dans le volume chauffé parce que la température dans les logements est à peu près stable grâce au chauffage [84]. Un usage très énergivore qui n'est pas présenté sur les graphiques est le sèche-linge dont la consommation spécifique est liée à la température et à l'humidité de l'air ambiant.

En se basant sur ces connaissances, on classe les usages thermosensibles dans deux catégories (Tableau 2.2) :

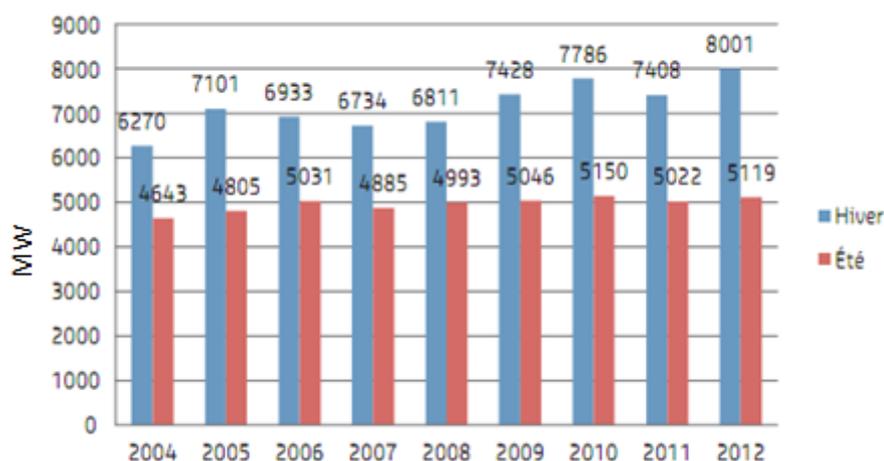
- Les usages directement thermosensibles dont la consommation dépend directement de la température extérieure.
- Les usages indirectement thermosensibles dont la consommation dépend de la température d'eau et/ou de la température ambiante qui sont des fonctions de la température extérieure.

Tableau 2.2 : Classification des usages thermosensibles.

Directement thermosensibles	Indirectement thermosensibles	
Usages sensibles à la T extérieure	Usages sensibles à la T d'eau	Usages sensibles à la T ambiante
Chauffage, Climatisation	ECS, Lavage	ECS, Froid, Séchage

2.4.2 Echelle de l'Analyse des Usages Thermosensibles

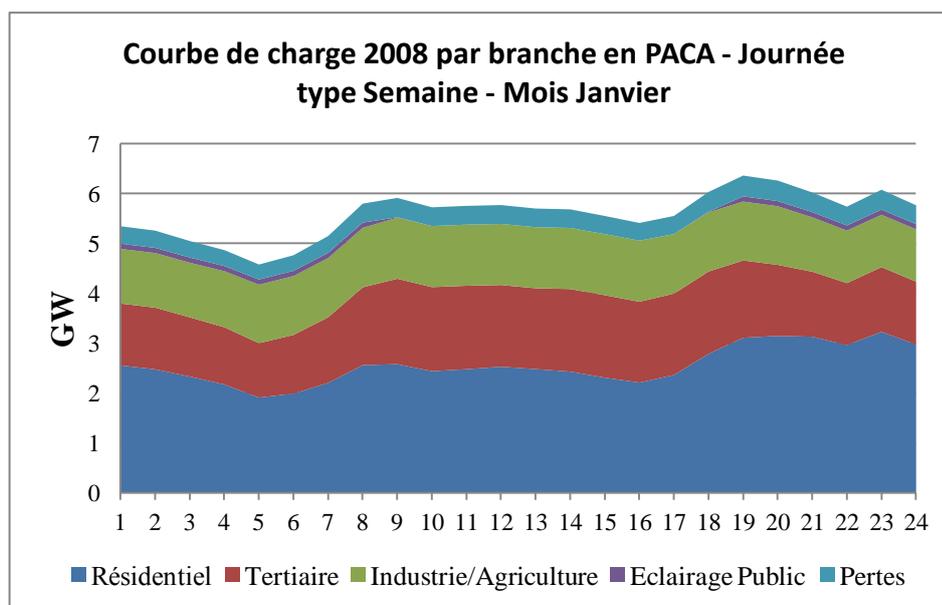
On s'intéresse à analyser l'impact des usages thermosensibles via un modèle bottom-up adapté à l'échelle régionale, en utilisant les données de consommation de la région Provenances-Alpes-Cotes d'Azur (PACA). Le choix de cette région s'explique par le fait que chaque hiver, notamment lors des pics de froid, l'est de la région PACA (Alpes-Maritimes et Var) fait face à des risques de coupures d'électricité. RTE [86] rapporte qu'en hiver 2012, la pointe de consommation régionale a atteint 8001 MW (Figure 2.18). Depuis 2004, cette pointe hivernale a augmenté de près de 28 % [85].



Source : RTE, Bilan Electrique de la Région PACA [85]

Figure 2.18 : Evolution des pointes de consommation en PACA de 2004 à 2012.

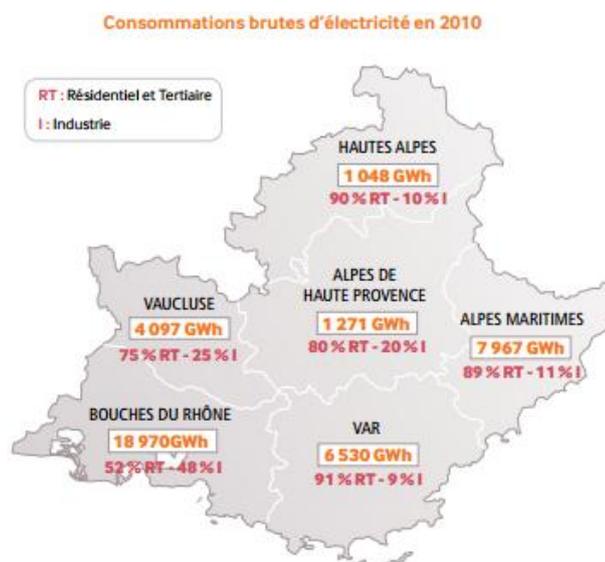
La courbe de charge par branche d'une journée de semaine du mois de janvier 2008 en PACA est précisée dans la figure suivante. On y observe que la pointe se situe à 19h, conformément à la pointe nationale et le secteur résidentiel représente la plus grande partie de la consommation d'électricité.



Source : Energies Demain [86]

Figure 2.19 : Courbe de charge par branche d'une journée de semaine du mois de janvier 2008 en PACA.

Selon RTE, à l'échelle de la région PACA, un jour d'hiver autour de 19h, la consommation croit en moyenne de 200 MW par °C en moins en 2012 [86]. Les consommations brutes d'électricité selon les départements de la région PACA sont données dans la figure ci-après.



Source: Bilan Prévisionnel 2011 RTE [87]

Figure 2.20: Répartition de la consommation électrique en PACA (2010).

Dans les départements du Var et des Alpes-Maritimes, la consommation des secteurs résidentiel et tertiaire est largement prédominante. Dans cette étude, on utilise les

données du département des Alpes-Maritimes. Cette zone présente l'avantage d'être essentiellement résidentielle (Figure 2.20), les aléas socio-économiques sont ainsi réduits, ce qui permet une meilleure identification des signaux thermosensibles.

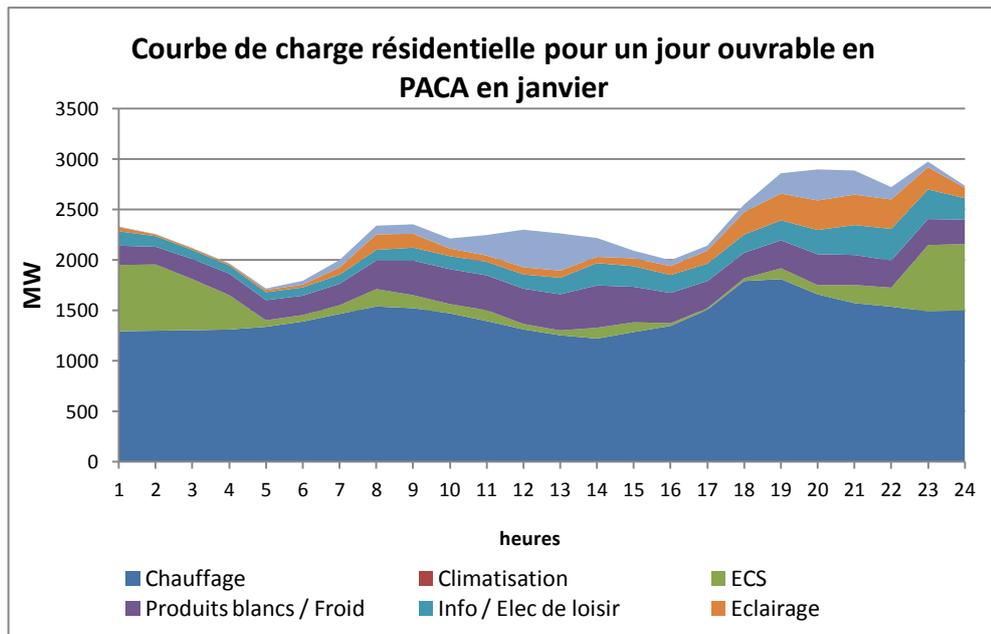
Notre but est d'analyser les usages thermosensibles à l'aide des informations sur le parc de logements dans ce département, puis d'extrapoler ces résultats pour qu'ils puissent être représentatifs au niveau régional. Avant cette étape, on sélectionne d'abord les usages thermosensibles à analyser à cette échelle.

2.4.3 Sélection des Usages Thermosensibles pour l'Analyse à l'Echelle Régionale

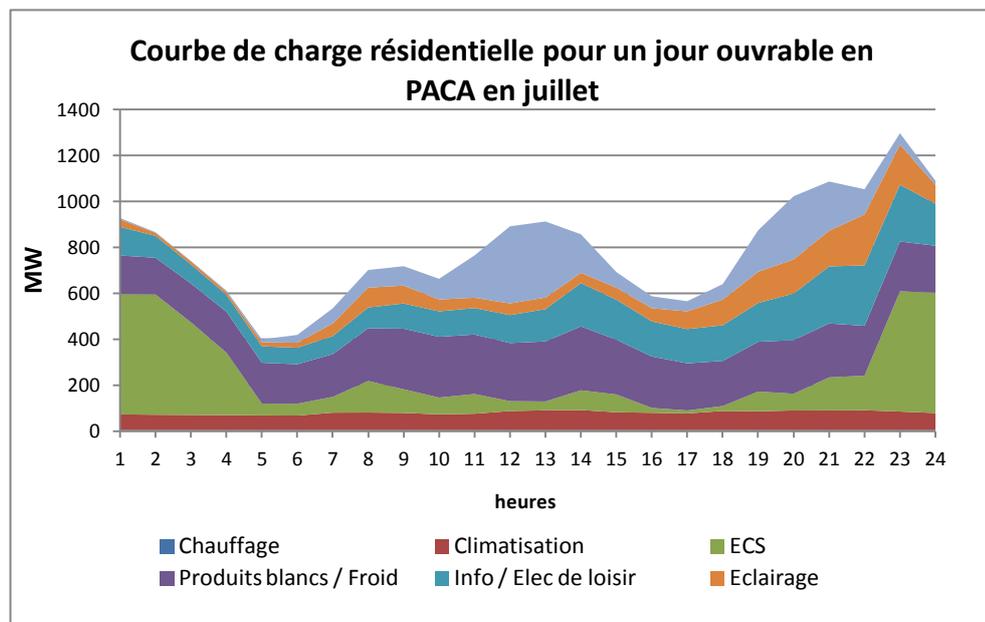
Dans le cadre de cette thèse, on analysera l'effet des usages thermosensibles qui contribuent à la pointe de consommation en hiver. Notre choix s'explique par le fait que la contribution des usages thermosensibles en région PACA est beaucoup plus importante en hiver qu'en été.

2.4.3.1 Usages directement thermosensibles

La courbe de charge résidentielle par usage d'une journée de semaine du mois de janvier et du mois de juillet de la région PACA est présentée dans la Figure 2.21. On y voit que le principal usage thermosensible est le chauffage électrique. La sensibilité aux températures en été est plus modérée qu'en hiver mais tend à augmenter dans les années à venir avec la diffusion de la climatisation. 12% des logements de la région PACA sont climatisés contre 3% des logements de la France métropolitaine [88]. Dans cette étude, la climatisation ne sera pas traitée mais reste un sujet très important à analyser en détail vue la contribution importante de la climatisation à la pointe estivale dans cette région.



Source: Données d'Energie Demain 2008 [86]



Source: Données d'Energie Demain 2008 [86]

Figure 2.21: Courbe de charge résidentielle PACA pour les mois de Janvier et de Juillet.

En raison du caractère prépondérant du chauffage électrique, on se concentre plus en détails sur cet usage. En région PACA, le chauffage individuel électrique est le moyen de chauffage le plus utilisé : 36,5% des logements en disposent [88] (Figure 2.22).

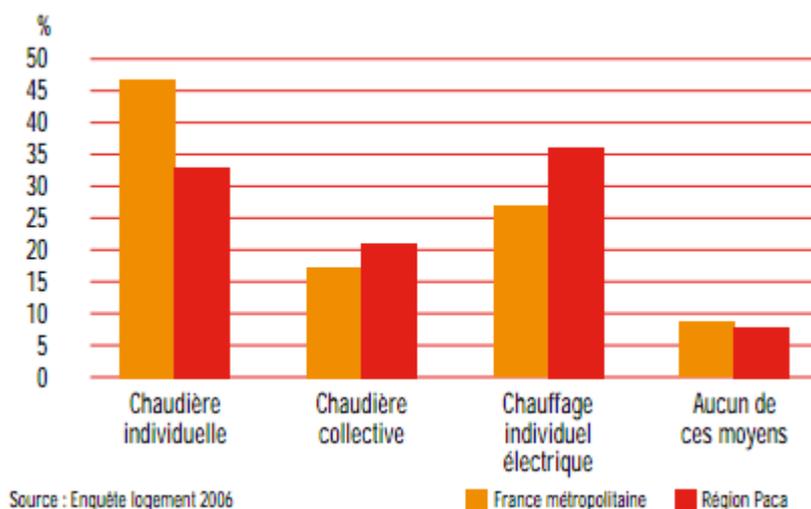


Figure 2.22: Modes de chauffage des résidences principales en PACA.

Le système le plus répandu dans les logements résidentiels est le chauffage électrique à effet Joule. La chaleur est produite par une résistance électrique comme par exemple dans un convecteur électrique. Cependant, les pompes à chaleur sont des systèmes dont les ventes ont progressé. Leur développement est renforcé par les réglementations thermiques [89] et est susceptible de modifier la courbe de charge nationale. L'impact des pompes à chaleur air/air et air/eau sur la pointe électrique peut être aussi important que celui du chauffage électrique direct. RTE rappelle que, «bien qu'efficaces en termes de consommation globale d'énergie primaire, les pompes à chaleur consomment d'autant plus d'électricité que les températures sont froides. En période de grand froid, une maison ancienne, relativement mal isolée et équipée d'une pompe à chaleur peut ainsi représenter aujourd'hui un appel de puissance comparable à un logement typique chauffé avec des convecteurs à effet Joule» [90]. Dans ce cas-là, la consommation des pompes à chaleur entraîne une consommation électrique additionnelle et représente un fort contributeur à la pointe et à la sensibilité du système électrique à la température extérieure [91]. Dans cette thèse, on focalisera notre attention sur les pompes à chaleur dont l'impact sur la courbe de charge peut être très important surtout pendant les vagues de froid. On ne traite pas du chauffage à effet Joule dont la thermosensibilité est linéaire (en fonction de la température extérieure) et mieux connue.

6% des logements de PACA disposent de radiateurs ou convecteurs mobiles et 1% seulement s'en servent comme chauffage de base [88]. Des incertitudes pèsent sur l'utilisation du chauffage d'appoint électrique par période de grand froid. La notion

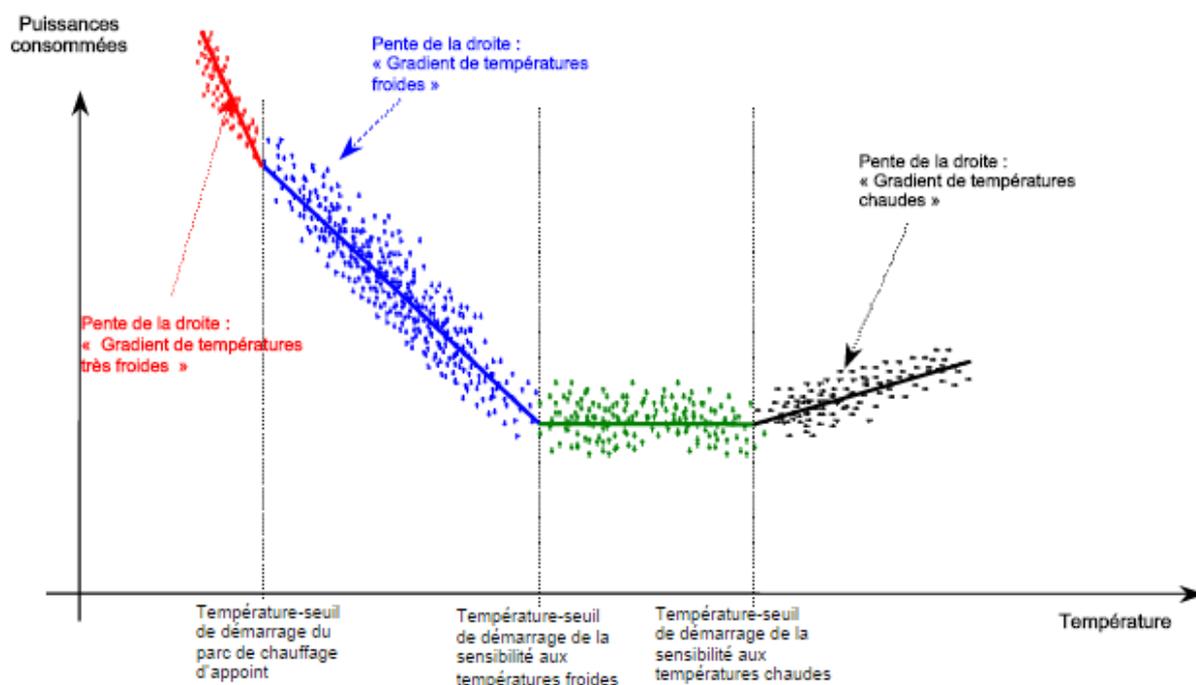
de confort thermique varie beaucoup d'un individu à l'autre. D'après une étude d'Energie Demain [92], la part de l'appoint électrique représente 1% de la consommation du chauffage électrique (Tableau 2.3).

Tableau 2.3: Part du chauffage d'appoint en région PACA.

Consommations d'énergie finale (GWh EF) Ensemble du parc	Chauffage principal	Chauffage d'appoint	Part de l'appoint
Chauffage urbain	339		-
Gaz	6 381		-
Fioul	4 377	332	7%
Electricité	4 164	61	1%
GPL	664	21	3%
Charbon	213	11	5%
Bois	2 960	1 563	35%
Total	19 099	1 988	9%

Source : Energie Demain [92]

On pourrait en théorie observer un deuxième gradient pour les températures plus froides comme présenté dans le figure ci-dessous :



Source : RTE

Figure 2.23: Gradient de températures.

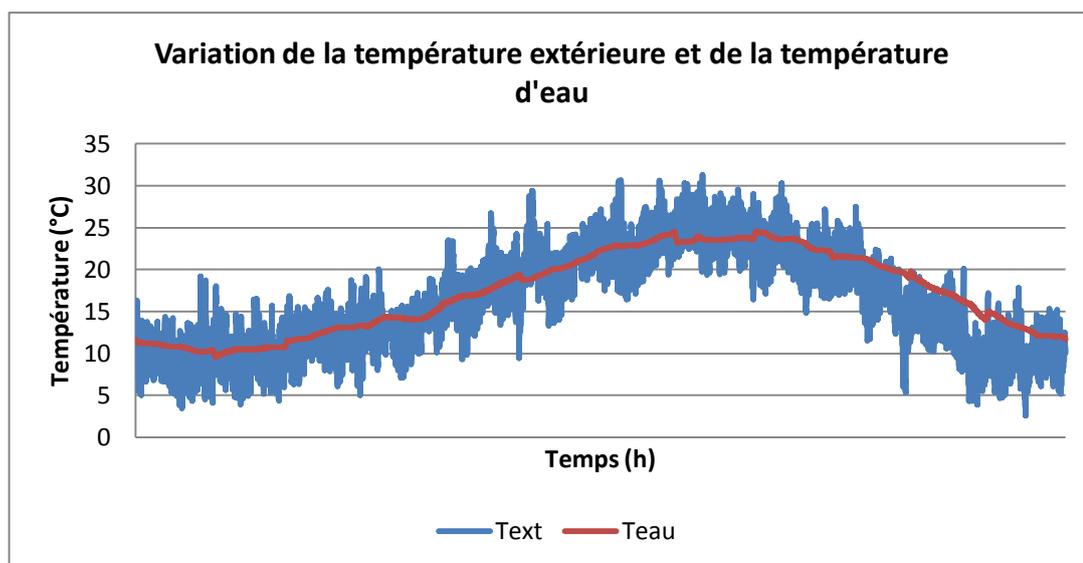
Ce phénomène n'a pas été observé sur les données disponibles. Il est important de déterminer l'influence du chauffage d'appoint sur la courbe de charge surtout pour les périodes les plus froides. Afin de modéliser cette influence, on a besoin de

certaines données comme le taux de pénétration et les comportements des utilisateurs. En raison de l'absence de données et la difficulté d'obtenir des informations exactes, il nous paraît difficile d'évaluer la thermosensibilité de cet usage.

2.4.3.2 Usages indirectement thermosensibles

Les usages indirectement thermosensibles sont les usages qui dépendent de la température d'eau (lave-linge, lave-vaisselle, ECS) et/ou de la température ambiante (ECS, sèche-linge). Sidler et al. [84] ont trouvé que les consommations estivales des lave-linge sont inférieures d'environ 10 % (correction de la période des vacances incluse) aux consommations hivernales quel que soit la température de lavage (30°C/40°C, 60°C, 90°C). La température de l'eau froide qui varie au cours de l'année a forcément un impact sur sa consommation. Par ailleurs, ils ont constaté une baisse de 20 % pendant les mois de juillet et d'août liée à la période des vacances. Il existe une baisse de la fréquence d'usage durant cette période. Pour les lave-vaisselle, ils ont noté que la variation de consommation entre hiver et été est de 30% (la correction de la période des vacances incluse). Ils ont constaté qu'au cours de l'année les usagers ne changent jamais de programme de lavage. Donc, il n'y pas un effet du type de cycles. Ils ont conclu que cette saisonnalité est due à la variation de la température de l'eau froide alimentant les appareils.

Ces usages sensibles à la température d'eau représentent une thermosensibilité moins importante que les usages qui sont directement sensibles à la température d'air extérieur parce que la variation de la température extérieure est plus importante que la variation de la température d'eau comme le montre la Figure 2.24.



Source : Fichier météo RT2012² [93]

Figure 2.24 : Variation de la température extérieure et de la température d'eau pour la zone H3³

On observe qu'il n'y a pas de variation instantanée de la température d'eau à la température extérieure. Pendant l'hiver/l'été quand la température extérieure diminue/augmente brusquement, on n'observera pas de pic de consommation de ces usages lié à la température extérieure. On a souligné dans la partie 2.2 que la thermosensibilité représente la réponse rapide de la consommation à une variation de températures extérieures et est donc à distinguer de la composante cyclique/saisonnaire de la courbe de consommation. On pense que les signaux de ces usages sont captés dans cette composante saisonnière et pas dans la part thermosensible de la demande d'électricité.

D'autre part, le sèche-linge présente une très forte variation saisonnière qui peut atteindre jusqu'à 56% [94]. Une des causes des variations été/hiver de sa consommation spécifique est liée à la température et à l'humidité de l'air ambiant. Mais cette variation expliquée par les caractéristiques de l'air ne peut pas atteindre

² La constitution de l'année type de référence a été effectuée sur la base de fichiers annuels des données mesurées par Météo-France sur la période de janvier 1994 à décembre 2008. La température du sol à 1m de profondeur a été prise en référence comme température d'entrée de l'eau froide du réseau.

³ La France comprend trois zones climatiques H1, H2, et H3. H3 est une zone plutôt chaude en bordure de la méditerranée.

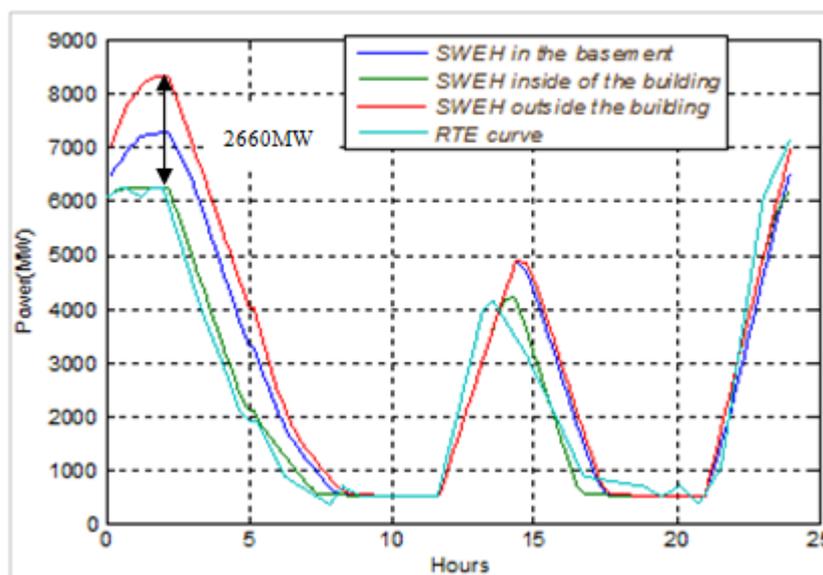
56%. D'autres explications tiennent dans la différence des textiles utilisés en hiver et en été et au fait que les usagers recourent plus fréquemment au séchage naturel dès le printemps [94]. C'est très difficile de quantifier l'impact de tous ces paramètres sur la consommation en raison de l'absence de données physiques et comportementales (si les appareils se trouvent dans une pièce chauffée ou non, taux de séchage naturel etc.). Il n'y aura pas de variations notables pour les appareils qui sont situés dans le volume chauffé parce que la température dans les logements est à peu près stable grâce au chauffage.

Le poste de froid est laissé en dehors de l'analyse car sa consommation est beaucoup plus thermosensible pendant l'été. Il n'y a pas de variations importantes pendant l'hiver parce que la plupart des appareils se trouvent dans des volumes chauffés.

La consommation de l'ECS est influencée à la fois par la température d'eau et par la température ambiante. Sa consommation correspond à la somme de l'énergie soutirée aux robinets d'usage sous forme d'eau froide réchauffée à une température confortable d'une part, et, d'autre part aux déperditions d'énergie du système. Une étude menée à l'Ecole des Mines [95] a analysé la thermosensibilité des chauffe-eau électrique au niveau national sous différentes hypothèses de température ambiante :

- 0°C (tous les chauffe-eau sont placés à l'extérieur des bâtiments)
- 5°C (tous chauffe-eau sont placés dans les garages)
- 20°C (tous chauffe-eau sont placés à l'intérieur des bâtiments)

Ils ont présumé que 77% des chauffe-eau sont contrôlés : 53% pendant la nuit entre 21h et 06h, 24% pendant la journée de 11h40 à 14h10. Ils ont trouvé que la consommation électrique varie de 133 MW pour 1°C (2660 MW de différence entre les chauffe-eau placés à 0°C et les chauffe-eau placés à 20°C). Dans la Figure 2.25, les courbes de charge générées pour ces trois cas et la comparaison avec la courbe RTE sont données. On observe que la courbe de charge des chauffe-eau placés dans les garages et placés à l'intérieur des bâtiments sont assez similaires. A partir de 17h-18h jusqu'à minuit, l'impact de la température sur la consommation des chauffe-eau diminue, toutes les courbes sont superposées.



Source : Zouari (2013) [95]

Figure 2.25 : Consommation électrique des chauffe-eau placés dans différents endroits.

Dans les conditions réelles, la majorité des chauffe-eau est placée à l'intérieur des bâtiments ou dans les garages. Il n'y a pas de variation importante de la consommation pour ceux qui sont placés à l'intérieur des bâtiments (la température de la pièce est stable et la fluctuation de la température d'eau est faible par rapport à la fluctuation de la température d'air). Les chauffe-eau installés dans les garages subit un retard de la température du à l'inertie thermique, leur réponse aux changements de la température est faible par rapport aux chauffe-eau placés à l'extérieur des bâtiments qui sont thermosensibles. En se basant sur l'étude citée ci-dessus, on suppose que la part des chauffe-eau placés à l'extérieur des bâtiments est de 10% dont la thermosensibilité serait 13,3 MW/°C au niveau national. On pense qu'on ne peut pas observer les signaux de cet usage sur la part thermosensible de la consommation à cause de son très faible niveau de thermosensibilité à l'échelle régionale.

Dans le contexte actuel de la construction neuve et notamment de l'application de la réglementation thermique (RT 2012) sur les maisons individuelles, l'ECS pourrait devenir le premier poste de consommation des logements neufs. Une des solutions qui se développe est le chauffe-eau thermodynamique (CET). Dans un CET, la résistance électrique est remplacée par un circuit de chauffage alimenté par une pompe à chaleur associée à une résistance électrique d'appoint. Ces produits

prendront très probablement une place de plus en plus importante, notamment du fait de l'évolution réglementaire [96]. Les CET sur air extérieur sont soumis aux variations des conditions extérieures qui dégradent leurs performances. Leur taux de pénétration reste encore faible ce qui rend très difficile aujourd'hui de caractériser leurs effets sur la partie thermosensible de la consommation électrique. Des analyses prospectives de leurs effets sur la courbe de charge seraient d'intérêt pour les utilitaires du réseau mais ce sujet sort du cadre de cette thèse.

Par conséquent, on a décidé de limiter l'analyse de la thermosensibilité aux usages affectés directement par le changement de température hors chauffage Joule, c'est-à-dire les pompes à chaleur. Dans la partie suivante, on modélisera l'influence de la température sur la consommation électrique des pompes à chaleur.