

ÉVOLUTION DE LA DEMANDE ÉLECTRIQUE À MOYEN ET LONG TERME : QUELS IMPACTS POUR LA GESTION DE LA POINTE ÉLECTRIQUE EN 2030 ET 2050 ?

Pôle Énergie
Novembre 2019

Jean-Marc Jancovici
Associé fondateur

Aurélien Schuller
Manager

Sébastien Timsit
Manager

Zénon Vasselin
Consultant

Contact :
aurelien.schuller@carbone4.com

Pour remplir l'objectif de la **neutralité carbone** en 2050, la Stratégie Nationale Bas Carbone (SNBC) de la France s'appuie sur un scénario avec un **développement important de l'électrification des usages dans tous les secteurs**. La SNBC exploite en effet pleinement l'électricité bas-carbone pour décarboner l'économie française.

Cette forte électrification pose la question de la **pointe de demande électrique** : **quel est l'impact d'un tel développement de la consommation électrique sur la puissance à la pointe ?**

Pour éclairer cette question, **cette étude de Carbone 4 projette à moyen et long terme la pointe de demande électrique en France**, sur la base du scénario de référence de la SNBC.

Elle fait apparaître que, du strict point de vue des évolutions des usages électriques dans la SNBC, **la puissance appelée à la pointe électrique évolue dans des proportions qui sont raisonnables et semblent admissibles pour le système électrique**, compte tenu de l'horizon temporel lointain et des perspectives des solutions d'effacement.

TABLE DES MATIÈRES

SYNTHÈSE	3
GLOSSAIRE	7
1 INTRODUCTION	8
2 SITUATION ACTUELLE	14
3 ÉVOLUTIONS FUTURES	23
4 DISCUSSIONS ET CONCLUSION	33

SYNTHÈSE

LES MESSAGES CLÉS DE L'ÉTUDE

CONTEXTE ET OBJECTIFS DE CETTE ÉTUDE

La France s'est dotée de la Stratégie Nationale Bas Carbone (SNBC) pour éclairer les perspectives sur le chemin ambitieux d'une neutralité carbone en 2050. Selon le scénario qui permet d'atteindre cet objectif, la consommation nationale d'électricité, en incluant les pertes de transport et distribution, s'élèvera à cet horizon à 623 TWh, soit près de 150 TWh de plus qu'en 2015. La consommation est tirée vers le haut par le développement important de l'électrification dans les secteurs des transports et de l'industrie, ainsi que par une cinquantaine de TWh destinés à la production d'hydrogène par électrolyse.

Dans le même temps, l'électricité consommée dans les bâtiments diminue, pour le résidentiel comme pour le tertiaire. Plus particulièrement, l'électricité fournit en 2050 deux fois plus de chaleur utile qu'en 2015 à volume quasi-stable de consommation d'énergie finale, grâce à l'effort de performance énergétique sur le parc de bâtiments d'une part, et le recours aux pompes à chaleur permettant de valoriser les calories de l'air d'autre part.

De façon générale, à horizon 2050, les taux d'électrification sont bien supérieurs à ceux d'aujourd'hui dans les différents secteurs d'activité.

De façon générale, dans ce scénario à 2050 les taux d'électrification sont bien supérieurs à ceux d'aujourd'hui dans les différents secteurs d'activité : **la SNBC exploite pleinement l'électricité bas-carbone pour décarboner l'économie française.** Cette forte électrification pose la question de la pointe de demande électrique : **quel est l'impact d'un tel développement de la consommation électrique sur la puissance à la pointe ?**

Pour éclairer cette question, **cette étude de Carbone 4 projette à moyen et long terme la pointe de demande électrique en France, sur la base du scénario de référence de la SNBC.** Les analyses qui suivent sont focalisées sur cette perspective de la demande électrique, et les résultats obtenus sont à mettre en regard d'un parc prévisionnel de production à moyen et long terme, puisque le sujet de la défaillance n'est pas du ressort de la seule demande mais bien de l'équilibre entre offre et demande. Toutefois on identifie ici les enjeux importants sur le pilotage de la demande électrique pour permettre au législateur et aux industriels d'anticiper les évolutions à venir.

MÉTHODE

La consommation électrique est décomposée par secteurs et par usages, et les profils journaliers d'appel de puissance sont pour la plupart déformés en proportion de l'évolution de l'énergie électrique consommée à l'année. Cette méthodologie simplifiée est complétée par **deux usages traités plus finement.**

1. L'évolution de la consommation de chauffage dans le bâtiment, modélisée en intégrant deux effets :

L'évolution de la thermosensibilité hivernale du parc de bâtiments dans le contexte de la dérive des températures engendrée par le dérèglement climatique : la puissance de chauffage baisse à proportion de la meilleure performance énergétique des enveloppes des bâtiments, mais il y a une dérive de la distribution des températures hivernales qui est intégrée, sur la base d'un scénario climatique cohérent avec la SNBC, celui d'un réchauffement mondial de 2°C.

L'intégration croissante de pompes à chaleur dans le parc de bâtiments et la non-linéarité sur la demande électrique : en effet quand la température extérieure est plus froide, la dissipation thermique des bâtiments évolue de façon proportionnelle à l'évolution de la température, ainsi le besoin de chauffage en termes de puissance utile évolue lui aussi de façon proportionnelle (dans le cadre d'une approche simplificatrice). Mais le rendement des pompes à chaleur se détériore lorsque la température extérieure baisse, ainsi la puissance électrique appelée par les pompes à chaleur évolue de façon non linéaire en fonction de la température extérieure.

2. La puissance électrique pour la charge des véhicules électriques :

Le **secteur des transports**, quasiment pas électrifié à ce jour, est transformé de façon très importante dans le scénario de référence de la SNBC avec un **taux d'électrification de près de 50% à l'horizon 2050**. Cela représente **de l'ordre de 100 TWh**, servant notamment à l'alimentation de plus de 30 millions de véhicules routiers.

L'appel de puissance des véhicules

électriques lorsqu'ils sont en charge est un sujet d'attention, régulièrement soulevé dans le débat public. Une récente étude réalisée par RTE et l'association AVERE a permis d'éclairer quelles seraient les courbes de puissance appelée pour différents scénarios d'électrification du parc en circulation, compte tenu des modalités possibles de pilotage de la charge. Les profils obtenus sont d'une grande précision, ils ont été intégrés dans la modélisation pour pallier le manque actuel de données sur cet usage naissant de la consommation électrique. Dans la modélisation retenue, **la charge des véhicules électriques fait l'objet d'hypothèses de pilotage raisonnables** étant données les technologies déjà disponibles, ce qui répartit sa contribution à la pointe de demande hivernale en soulageant le pic journalier.

Dans l'ensemble, nous avons étudié **la pointe pour les jours ouvrés d'hiver, en projetant les appels de puissance pour plusieurs catégories de rigueur de l'hiver, en termes de température extérieure.**

1. Une situation de **froid moyen**, correspondant à une **température extérieure normale pour l'hiver, c'est-à-dire autour de 4,5°C en moyenne journalière** (actuellement comme en 2050 car cette moyenne varie peu selon le scénario climatique).
2. Une situation de **froid rigoureux** correspondant à une moyenne journalière de **-1,5°C (soit le 1^{er} décile de la distribution de températures)**.
3. Une situation de **froid très rigoureux** : une température extérieure de **-5,5°C**, soit une **situation analogue au 8 février 2012, date de la pointe historique de demande électrique en France.**

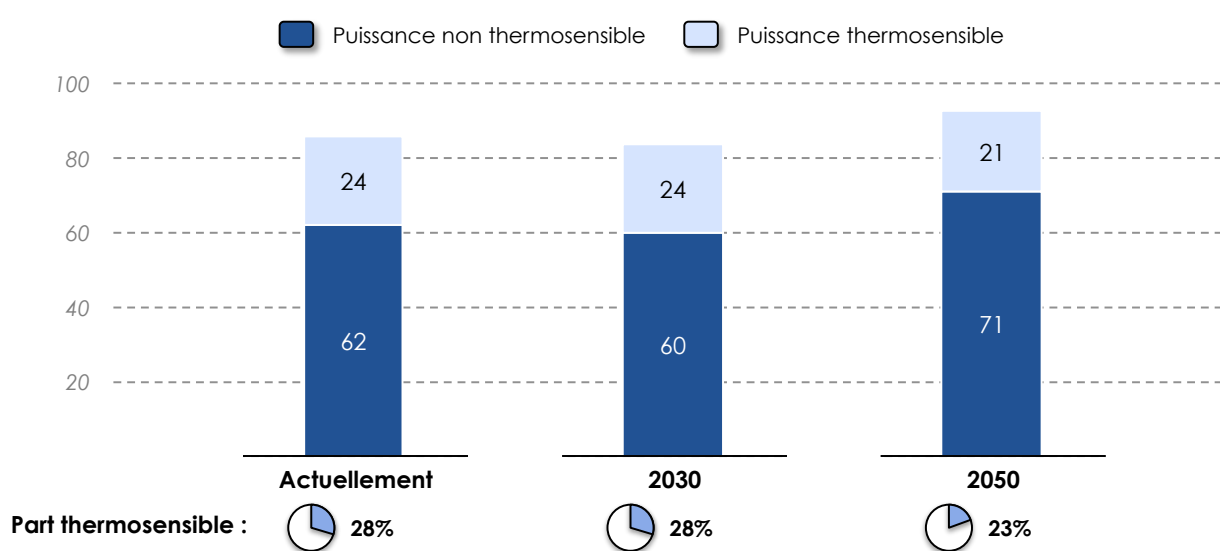
La dérive climatique est prise en compte, mais elle a peu d'effet car dans les scénarios d'un réchauffement 2°C, la distribution des températures hivernales en France évolue peu.

RÉSULTATS ET ENSEIGNEMENTS

Comme illustré sur la figure ci-dessous pour le cas d'un froid moyen, **la plus grande partie de l'appel de puissance à l'avenir provient d'usages non thermosensibles, comme dans la situation actuelle, c'est-à-dire les usages qui sollicitent le système électrique tout au long de la journée.** Ce sont **ces usages qui déterminent au premier ordre la puissance moyenne journalière appelée.** Cela est valable pour les autres catégories de froid, et aux deux horizons temporels considérés. Ainsi, du fait notamment des usages électriques dans l'industrie qui se développent de façon très significative dans le scénario de la SNBC, les usages non thermosensibles augmentent de près de 10 GW entre la situation actuelle et la situation projetée en 2050.

Les usages thermosensibles quant à eux se maintiennent à 2030 en termes de volumes, mais baissent de l'ordre de 3 GW à long terme, horizon 2050. **La part thermosensible de la pointe électrique passe ainsi de 28% actuellement à 23% à l'horizon 2050 pour un hiver moyen.** **L'électrification du chauffage, couplant recours aux pompes à chaleur et rénovations performantes des bâtiments conformément à l'ambition de la politique énergétique française, permet de chauffer, à consommation égale, un nombre bien plus conséquent de logements tout en diminuant la puissance thermosensible appelée en pointe.** L'électrification des bâtiments et le programme de rénovation de la SNBC sont ainsi **des mesures sans regret du point de vue de la gestion du réseau électrique.**

Cas de la journée d'hiver moyenne¹ : puissance appelée² et part thermosensible lors de la pointe de demande électrique reconstituée par la modélisation (GW)

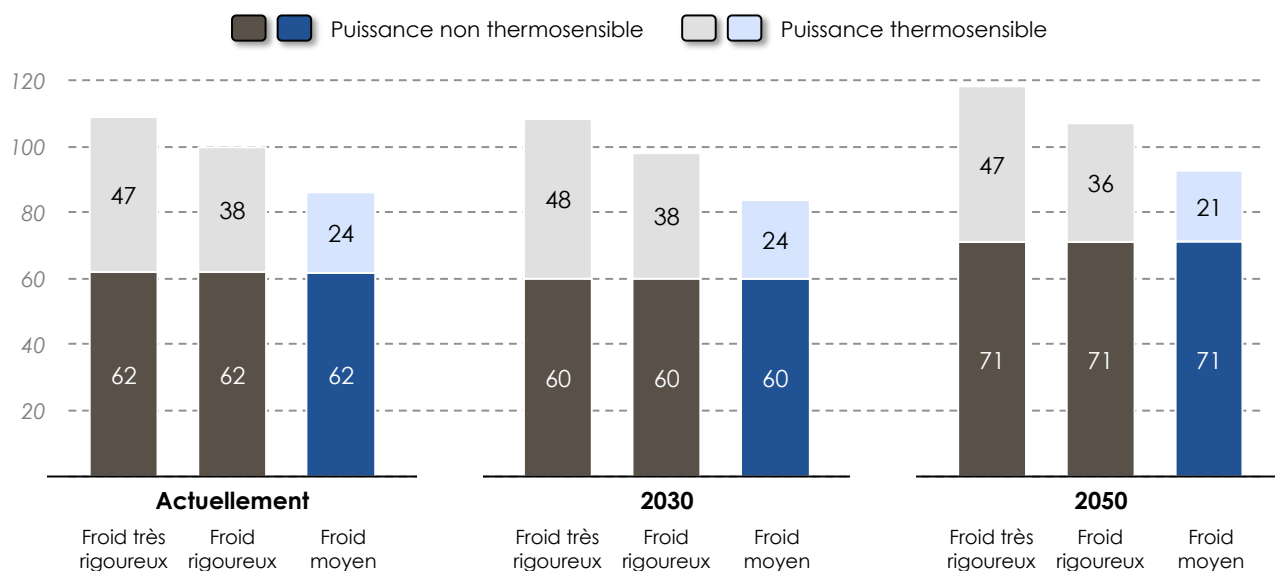


Notes : (1) le froid moyen correspond à une température moyenne journalière de 4,5°C (moyenne des hivers actuels et futurs) ;
 (2) il s'agit de la puissance à 19h pour la situation actuelle, ou à 20h pour 2030 et 2050

Source : analyses et calculs Carbone 4

L'impact de la dégradation des rendements des PAC à très basse température extérieure a été étudié, il n'introduit pas un phénomène de débordement car son impact est faible. En 2050, toutes choses égales par ailleurs, la pointe de demande électrique serait de 107 GW en froid rigoureux (+7% par rapport à la situation actuelle telle que nous la reproduisons à 100 GW), et 118 GW en froid très rigoureux (+8% par rapport à 109 GW dans la situation actuelle reproduite).

Variation selon la rigueur climatique¹ : puissance appelée² et part thermosensible lors de la pointe de demande électrique reconstituée par la modélisation (GW)



Notes : (1) le froid moyen correspond à une température moyenne journalière de 4,5°C (moyenne des hivers actuels et futurs), le froid rigoureux correspond à une température de -1,5°C (1^{er} décile de température) et le froid très rigoureux à un phénomène similaire au 8 février 2012 avec une température moyenne de -5,5°C ; (2) il s'agit de la puissance à 19h pour la situation actuelle, ou à 20h pour 2030 et 2050
 Source : analyses et calculs Carbone 4

De façon générale, les **évolutions entre la situation actuelle et la situation en 2030 sont peu marquées** : c'est à l'horizon 2050 que des effets significatifs sont notables, avec une **augmentation de la puissance appelée à la pointe de l'ordre de 7 à 8%** selon la rigueur de la température extérieure considérée. Ainsi, du strict point de vue des évolutions des usages électriques dans la SNBC, **la puissance appelée à la pointe électrique évolue dans des proportions qui sont raisonnables et semblent admissibles pour le système électrique**, étant donné l'horizon temporel lointain dont il est question. Les évolutions sont d'autant plus limitées que **l'augmentation totale de la consommation électrique annuelle est de 20%, voire 30% en intégrant la production d'H₂ par électrolyse**, qui est un usage effaçable durant les heures les plus chargées de l'hiver.

Par ailleurs **cette évolution peut être mise au regard du développement des effacements de consommation finale aux mêmes horizons**. En ordre de grandeur, **les effacements industriels sont susceptibles d'augmenter de +1 à +3 GW par rapport à la situation actuelle**. Ils seraient **combinés à d'autres leviers de pilotage de la demande, non modélisés ici, notamment l'effacement diffus** permis par le développement d'applications numériques. En tout et pour tout, **l'ensemble des mécanismes d'effacement, à commencer par le pilotage de la charge des véhicules électriques, sont à développer et à encourager** pour accompagner l'électrification des usages énergétiques. Ils donneront à l'avenir des marges de lissage de la pointe de demande électrique, et plus généralement pourraient permettre de parer certains aléas de l'offre, enjeu qui sort du champ d'analyse de cette étude.

GLOSSAIRE

- **COP** : Coefficient de Performance : désigne le rapport entre l'énergie utile produite par une pompe à chaleur et l'énergie électrique consommée pour produire cette énergie utile. Ce coefficient est supérieur à 1.
- **GES** : Gaz à Effet de Serre
- **PAC** : Pompe à Chaleur
- **SNBC** : Stratégie Nationale Bas Carbone, disponible ici :
<https://www.ecologique-solidaire.gouv.fr/strategie-nationale-bas-carbone-snbc>
D'après la page du Ministère, « Elle dresse la feuille de route pour mener la transition écologique et solidaire de la France vers la neutralité carbone en 2050. »
- **VE** : Véhicule Électrique. On désignera dans ce document les VE comme étant les véhicules 100% électrique avec batterie
- **VHR** : Véhicule Hybride Rechargeable

INTRODUCTION

MESSAGES CLÉS

L'électrification des usages énergétiques est un enjeu majeur de l'objectif de neutralité carbone de la France en 2050, ambition qui est déclinée dans la Stratégie Nationale Bas Carbone (SNBC).

Les modélisations prospectives traitent généralement de l'électricité à travers des bilans annuels en termes d'énergie électrique consommée ou produite. Le raisonnement en puissance est un complément nécessaire aux paysages prospectifs, notamment l'appel de puissance électrique en heure de pointe – ou « pointe de demande électrique » – car c'est un **phénomène dimensionnant pour l'avenir du système électrique**.

L'objet de cette étude est l'évolution de la pointe de demande électrique dans un exercice prospectif déduit du développement des usages électriques de la SNBC. Cette étude est destinée à éclairer le débat sur la pointe, contribuant ainsi à identifier des enjeux importants sur l'évolution du mix énergétique et sur le pilotage de la demande d'électricité.

CONTEXTE DE L'ÉTUDE : LA STRATÉGIE NATIONALE BAS CARBONE REPOSE SUR UNE FORTE ÉLECTRIFICATION DES USAGES

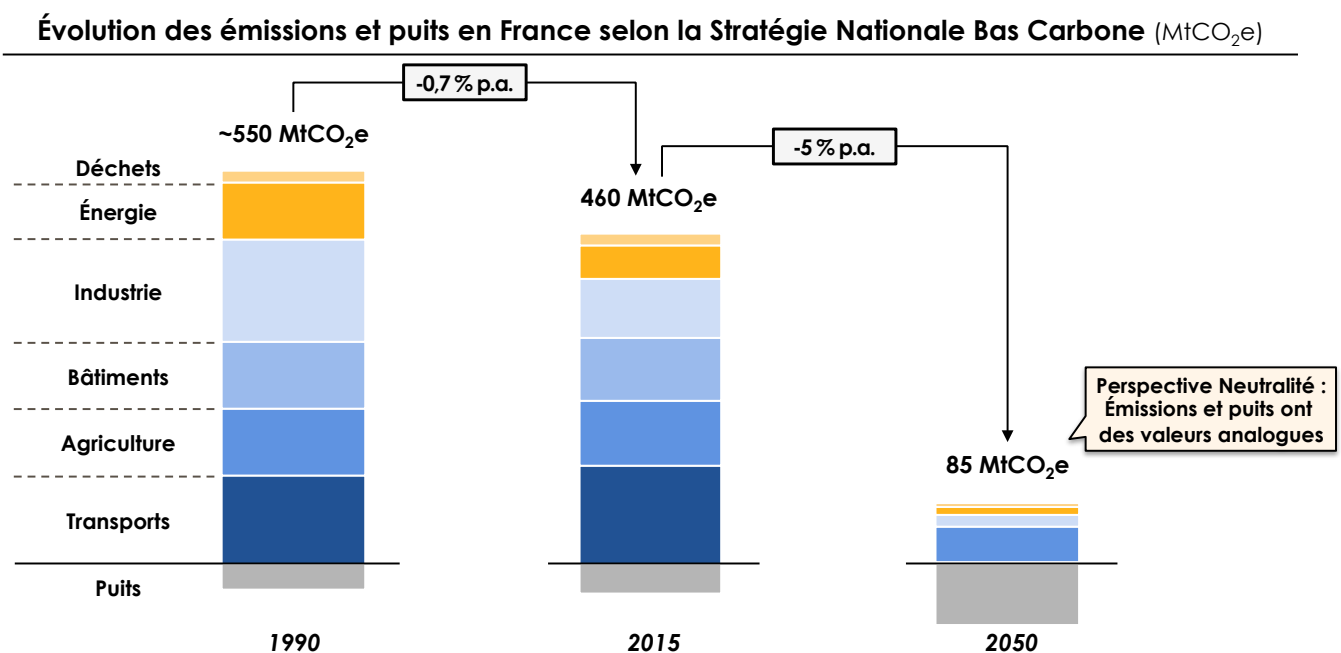
Pour répondre au défi climatique et amorcer la transition énergétique, la France s'est fixée un cap : celui de l'objectif d'atteindre la neutralité carbone en 2050. Cet objectif, entériné récemment dans la loi, détermine le cadre de la Stratégie Nationale Bas Carbone (SNBC). Pour l'atteindre, il est indispensable de réduire drastiquement les émissions de Gaz à Effet de Serre (GES) et d'augmenter la capacité des puits de carbone sur le territoire français jusqu'à atteindre un équilibre. La trajectoire nationale de réduction des émissions de GES repose ainsi sur une baisse des émissions de 5% par an, avec une ambition déclinée par secteur, comme détaillé dans la figure 1.

Cette étude prend la SNBC pour cadre de référence : l'évolution de la pointe électrique est étudiée dans le scénario de

transition énergétique servant aux pouvoirs publics comme référence pour la SNBC¹.

Ce scénario tient compte des **contraintes sur la biomasse** (essentiellement calorigène) et de la **nécessité d'éradiquer les fossiles dans les usages énergétiques** pour tenir l'objectif de neutralité carbone, ce qui induit l'électrification de tous les secteurs afin de tirer parti de l'électricité française très bas carbone. **Le vecteur électrique demeure en effet l'un des vecteurs énergétiques les moins carbonés en France**, tandis que les carburants et le gaz de réseau restent très émissifs en termes de GES.

Tenir l'objectif de neutralité carbone induit l'électrification de tous les secteurs afin de tirer parti de l'électricité française très bas carbone.



Source : évolution des émissions de la France entre 1990 et 2050 pour atteindre la neutralité carbone, données du Projet de Stratégie Nationale Bas-Carbone, version décembre 2018, analyses et calculs Carbone 4

Figure 1 : Évolution des émissions et puits en France selon la Stratégie Nationale Bas Carbone (MtCO₂e)

¹ « Synthèse du scénario de référence de la stratégie française pour l'énergie et le climat » pour les versions provisoires de la SNBC et de la Programmation Pluriannuelle de l'Énergie ; publication de la DGEC de mars 2019.

Pour illustrer ce choix, la figure 2 permet de comparer les émissions actuelles de GES de différents systèmes électriques européens pour satisfaire leur consommation nationale. On y constate notamment que **l'intensité carbone de l'électricité française calculée au pas horaire excède très rarement 100 gCO₂e par kWh²**. L'électricité allemande balaye des intensités carbone allant de 180 à 620 gCO₂e/kWh. Les deux pays produisent dans des amplitudes de puissance horaire comparables, de 40 à 90 GW.

La SNBC substitue donc l'électricité française faiblement carbonée aux énergies fossiles dans les secteurs du bâtiment (électrification des moyens de chauffage grâce aux PAC notamment), de l'industrie et du transport.

Parmi les autres mesures notables de la SNBC, citons :

- **l'efficacité énergétique** de façon générale, notamment dans le bâtiment à travers la rénovation du parc résidentiel et tertiaire à un niveau très performant ;
- **le développement de l'hydrogène comme vecteur énergétique et matière première bas carbone pour l'industrie** ; cet hydrogène, pour être lui aussi bas carbone, devrait être produit pour l'essentiel à partir d'électricité par électrolyse de l'eau.

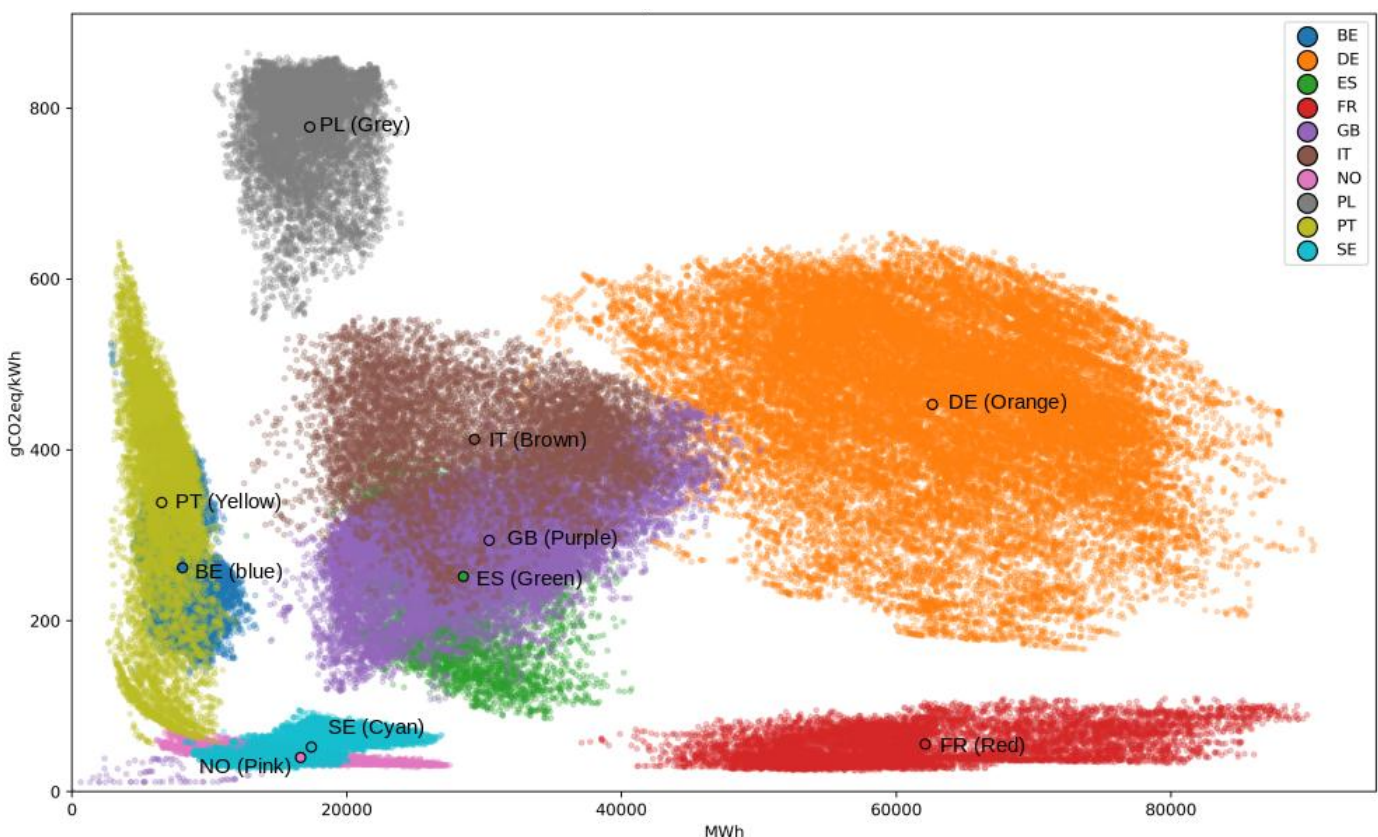


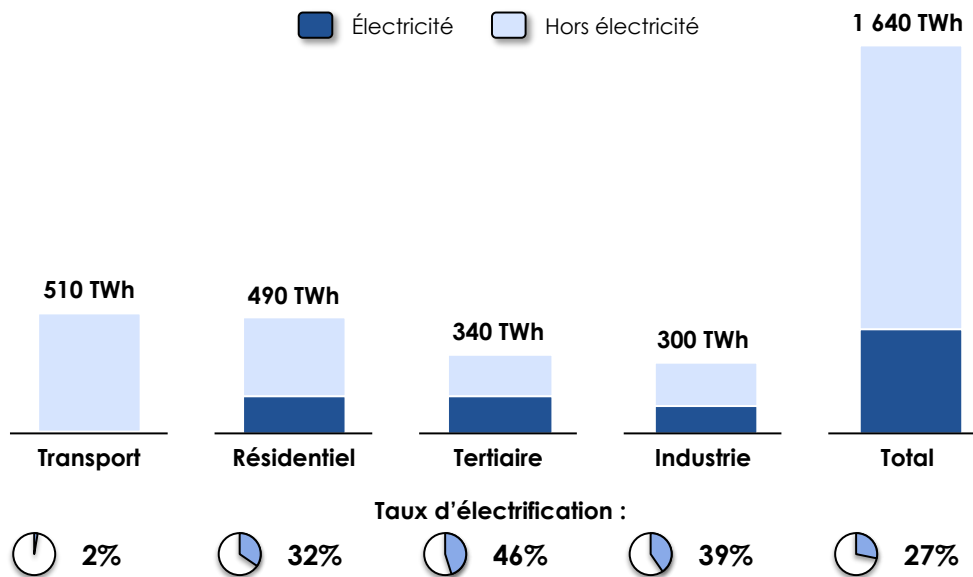
Figure 2 : Émissions de GES de la production d'électricité³ dans différents pays d'Europe, en 2018
Graphique réalisé par Thomas Auriel à partir des données du GIEC pour le calcul des émissions, et de l'ENTSO-E pour les données de production

² Voir aussi le BP 2017 de RTE pour l'évolution des émissions de CO₂ de la production d'électricité française.

³ Chaque point correspond à une heure de production et d'émissions, ce qui permet de se ramener à une vision en puissance moyenne horaire.

Comme illustré dans les figures 3 et 4, la **part de l'électricité dans la consommation finale en 2050 est multipliée par 2 environ**, mais **l'efficacité énergétique dans les usages permet une augmentation limitée à 20% de la consommation d'électricité en volume**. Le taux d'électrification est plus ou moins important selon les secteurs, mais il augmente dans tous les secteurs. L'électrification augmente très significativement dans les secteurs des transports et de l'industrie.

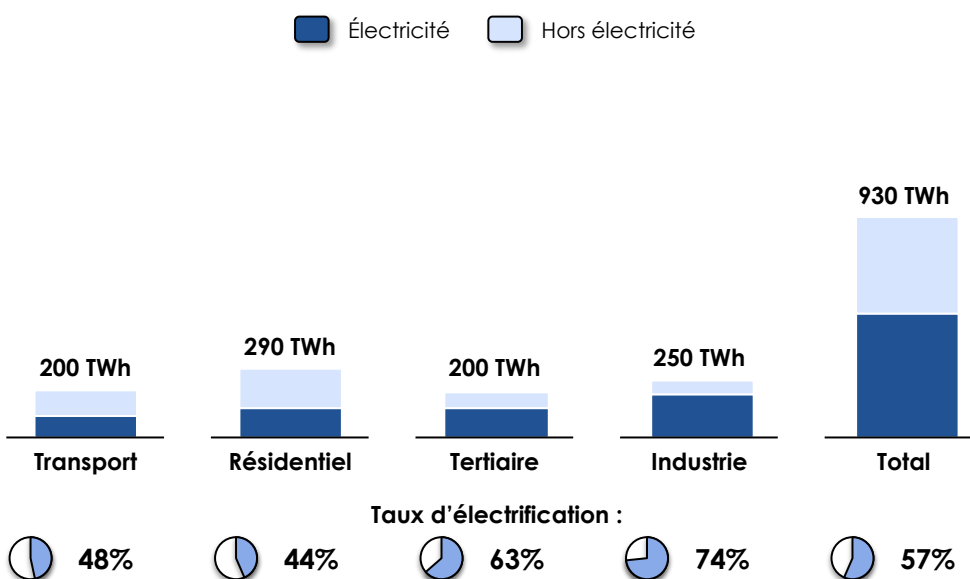
Consommation énergétique par secteur en 2015 selon la Stratégie Nationale Bas Carbone (TWh)



Source : analyses et calculs Carbone 4 d'après « Synthèse du scénario de référence de la stratégie française pour l'énergie et le climat » pour la version provisoire de la SNBC et de la Programmation Pluriannuelle de l'Énergie, publication de la DGEC de mars 2019

Figure 3 : Consommation énergétique par secteurs en 2015 selon la Stratégie Nationale Bas Carbone (TWh)
Hors pertes et autoconsommation du secteur énergétique

Consommation énergétique par secteur en 2050 selon la Stratégie Nationale Bas Carbone (TWh)



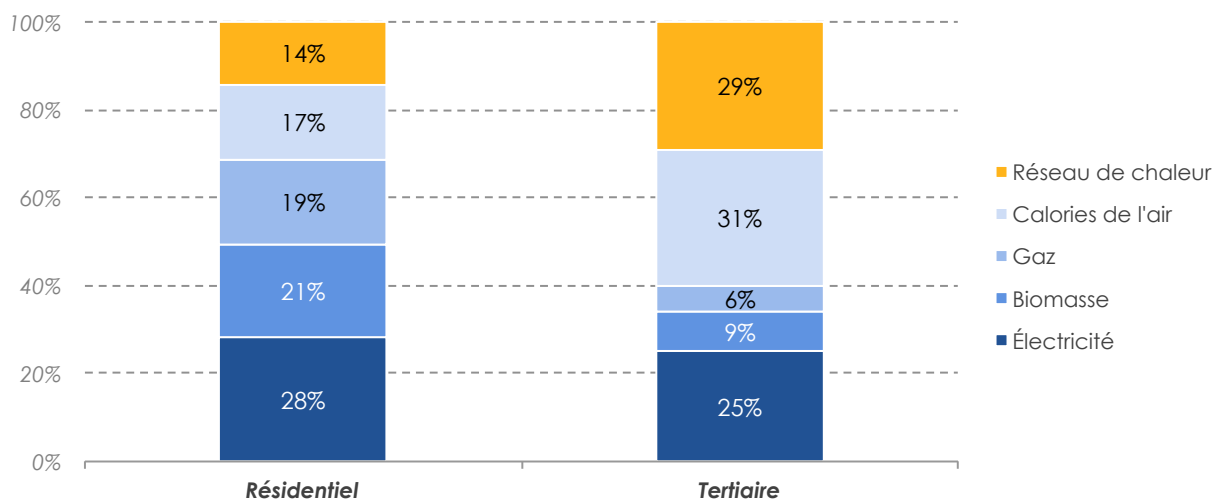
Source : analyses et calculs Carbone 4 d'après « Synthèse du scénario de référence de la stratégie française pour l'énergie et le climat » pour la version provisoire de la SNBC et de la Programmation Pluriannuelle de l'Énergie, publication de la DGEC de mars 2019

Figure 4 : Consommation énergétique par secteur en 2050 selon la Stratégie Nationale Bas Carbone (TWh)
Hors pertes et autoconsommation du secteur énergétique, hors consommation électrique pour la production d'hydrogène

Les évolutions des consommations d'énergies dans le secteur du bâtiment sont plus singulières : **isolation et PAC permettent, pour une consommation d'électricité analogue à 2015, de chauffer beaucoup plus de logements en 2050.** La figure 5 détaille la répartition de l'énergie de chauffage dans le bâtiment résidentiel et tertiaire en 2050.

La chaleur renouvelable issue de l'environnement (calories des PAC) occupe une place centrale dans le mix énergétique de chauffage, avec environ 20% du chauffage résidentiel et 30% du chauffage tertiaire en 2050. Notons que l'électricité consommée pour le chauffage en 2050 produit deux fois plus de chaleur utile qu'en 2015.

Mix énergétique du chauffage des bâtiments en 2050 selon la Stratégie Nationale Bas Carbone (%)



Source : analyses et calculs Carbone 4 d'après « Synthèse du scénario de référence de la stratégie française pour l'énergie et le climat » pour la version provisoire de la SNBC et de la Programmation Pluriannuelle de l'Énergie, publication de la DGEC de mars 2019

Figure 5 : Mix énergétique du chauffage des bâtiments en 2050 selon la Stratégie Nationale Bas Carbone (%)

L'ÉLECTRIFICATION DES USAGES ET LA POINTE : D'UNE VISION EN BILAN ÉNERGÉTIQUE À UNE VISION EN PUISSANCE

Les modélisations prospectives traitent généralement de l'électricité à travers des bilans annuels en termes d'énergie électrique consommée ou produite. Or l'électricité est un vecteur énergétique qui ne se stocke pas, du moins dans sa forme d'électricité. Il est possible de convertir l'électricité sous une autre forme d'énergie pour générer à nouveau de l'électricité ultérieurement, c'est le principe du turbinage en lacs de haute montagne, et cela peut être à long terme le cas de la production d'hydrogène par électrolyse. Cela rend nécessaire l'articulation entre raisonnements en énergie (les bilans énergétiques annuels) et raisonnements en puissance.

La puissance électrique appelée fluctue en permanence. Il y a beaucoup d'attention autour de ce sujet car **le système électrique est sous contrainte lorsque l'appel de puissance est très élevé.** C'est une problématique qu'on peut appréhender pour partie à travers l'examen de la **situation de pointe de demande électrique**, autrement dit le maximum de l'appel de puissance électrique sur une plage de temps donnée (à la maille journalière ou annuelle par exemple) qui est un paramètre dimensionnant pour le système électrique.

Cette étude se focalise sur la pointe de demande hivernale, qui est historiquement la plus élevée et qui se produit le soir des jours ouvrés, généralement en janvier ou en février.

La situation de tension du système électrique autour de cette pointe se matérialise possiblement de différentes façons :

- **Une hausse des prix de l'électricité ;**
- **Une mobilisation accrue à des moyens fossiles**, donc émetteurs de gaz à effet de serre ;
- **Des recours à des mécanismes d'équilibrage entre offre et demande d'électricité**, ce qui peut se traduire dans les cas les plus critiques par des délestages.

OBJECTIFS ET PRINCIPES DE LA DÉMARCHÉ DE CETTE ÉTUDE

L'objectif de cette étude est de **mieux appréhender l'évolution de la demande pour éclairer le débat sur la pointe de demande électrique**. L'électrification des usages scénarisée dans la SNBC aura des impacts sur le système électrique, nous développons ici l'aspect lié à la pointe de demande électrique.

Toute cette étude est à mettre en regard du parc prévisionnel de production à moyen et long terme, puisque **le sujet de la défaillance n'est pas du ressort de la seule demande mais bien de l'équilibre entre offre et demande**. Ainsi, on identifie ici les enjeux importants sur le pilotage de la demande électrique pour **permettre au législateur et aux industriels d'anticiper** les évolutions à venir.

La pointe hivernale de demande électrique est ici modélisée aux horizons 2030 et 2050 avec les données issues de la synthèse des scénarios servant d'appui à la SNBC et les profils d'appels de puissance de RTE (courbes de charge) durant les jours de pointe électrique typiques (notamment la puissance observée le 15 janvier 2016). La plupart de ces profils d'appel de puissance sont déformés proportionnellement à l'évolution des consommations électriques aux horizons 2030 et 2050.

Le sujet de la défaillance n'est pas du ressort de la seule demande mais bien de l'équilibre entre offre et demande.

L'effacement industriel est projeté de la même manière.

Certains usages électriques font cependant l'objet d'un traitement plus fin.

En particulier, les appels de puissance des Véhicules Électriques (VE) et Véhicules Hybrides Rechargeables (VHR) modélisés en 2030 et 2050 s'appuient sur les données de l'étude de RTE publiée en 2019 sur la mobilité électrique et les consommations énergétiques présentées dans la SNBC⁴.

La présence ou non d'électrolyseurs (pour la production d'hydrogène) en heure de pointe est analysée sous l'angle microéconomique.

Enfin, les consommations électriques liées au chauffage des bâtiments sont étudiées à travers la question de la thermosensibilité. Nous modélisons d'abord l'impact conjoint de l'électrification et de l'amélioration des enveloppes du bâtiment (isolation) à partir des données de consommations énergétiques de la SNBC. Nous intégrons ensuite la non-linéarité de la variation du rendement des PAC dans la thermosensibilité du chauffage. Ainsi, **nous calculons les appels de puissance lors d'une journée hivernale typique d'un phénomène de pointe à climat 2030 et 2050** selon le scénario climatique RCP 4.5, correspondant à un réchauffement limité « bien en-dessous » de 2°C ce qui aligné avec l'ambition de la SNBC.

⁴ La thermosensibilité des consommations des véhicules électriques est prise en compte dans l'étude RTE, et de facto dans cette étude.

2

SITUATION ACTUELLE

Cette section présente un panorama de la situation actuelle en termes de bilan électrique par secteur et par usage, de courbes de charge, de pointe électrique, de thermosensibilité et d'effacements. C'est le point de départ des évolutions qui sont présentées dans la section suivante.

MESSAGES CLÉS

On ne s'intéresse ici qu'à la **pointe hivernale de demande électrique**, que les notions de pic et de bandeau permettent d'appréhender plus finement. **Les usages de « pic » sont responsables des variations rapides de la demande électrique autour de la pointe** et nécessitent le recours à des mécanismes de pilotage, d'effacement et de production flexibles. **Les usages de « bandeau » sont responsables de la plus grande partie de l'appel de puissance de pointe.**

Parmi ces usages de bandeau, **le chauffage est responsable d'une partie conséquente de l'appel de puissance en situation de pointe hivernale**, d'autant plus si la température extérieure est basse bien sûr. **Cette thermosensibilité est au cœur du débat de l'électrification des équipements de chauffage.** Pour chaque degré de température extérieure en moins par rapport à la température normale en hiver, RTE évalue à 2,3 à 2,4 GW l'augmentation de puissance moyenne journalière appelée.

Les mécanismes d'effacement améliorent la flexibilité du système électrique, qu'ils soient intégrés sur le marché de l'énergie et dans le mécanisme de capacité, ou simplement sollicités de manière implicite par des signaux tarifaires. Le gisement d'effacement industriel est d'environ 2,3 GW aujourd'hui.

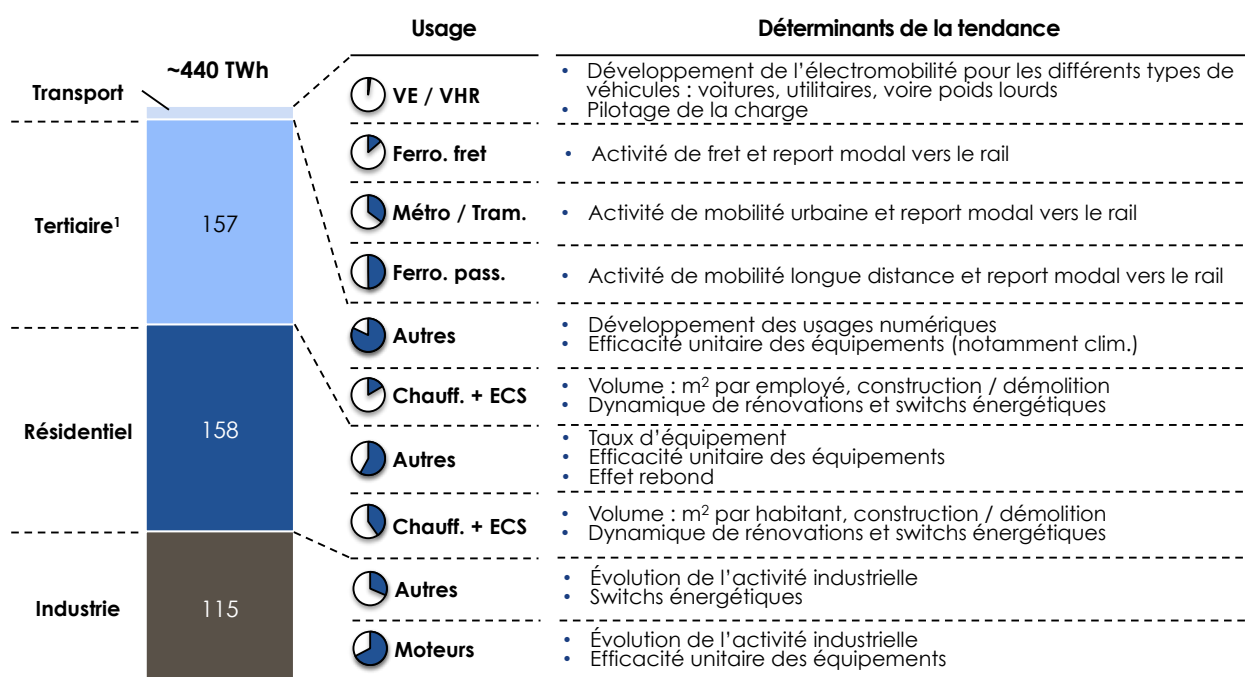
CONSOMMATION ÉLECTRIQUE ACTUELLE

La figure 6 détaille les consommations annuelles d'électricité par secteur et par usage en France en 2015. Elle précise aussi les facteurs de tendance d'évolution de ces consommations à long terme.

La consommation d'électricité dans le transport devrait croître significativement aux horizons 2030 et 2050, portée principalement par le développement de l'électromobilité et de manière plus marginale par le report modal de la route et de l'avion vers le rail.

L'industrie va connaître une très forte électrification, avec une hausse de la quantité d'électricité consommée toutefois tempérée par les gains d'efficacité des procédés. Les tendances sont plus complexes dans le secteur du bâtiment : l'efficacité énergétique des équipements, la percée des PAC et l'isolation des bâtiments tendent à diminuer la consommation d'électricité, tandis que la forte électrification, l'effet rebond et les tendances démographiques tendent à l'augmenter⁵.

Consommation d'électricité en France en 2015 par secteur et par usage (TWh)



Note : (1) comprend agriculture ; le tertiaire comprend aussi les activités de distribution d'eau, traitement des déchets et eaux usées, consommations électriques comptabilisées comme tertiaire par le SOeS dans les bilans énergétiques, mais comptabilisées hors tertiaire dans la comptabilité du CEREN
Sources : CEREN, SOeS

Figure 6 : Consommation d'électricité en France en 2015 par secteurs et par usages (TWh)
Hors pertes et autoconsommation du secteur énergétique

⁵ Les tendances démographiques sont prises en compte dans la SNBC. L'effet rebond quant à lui n'est pas explicitement identifié, on supposera ici qu'il est intégré dans les projections de la SNBC.

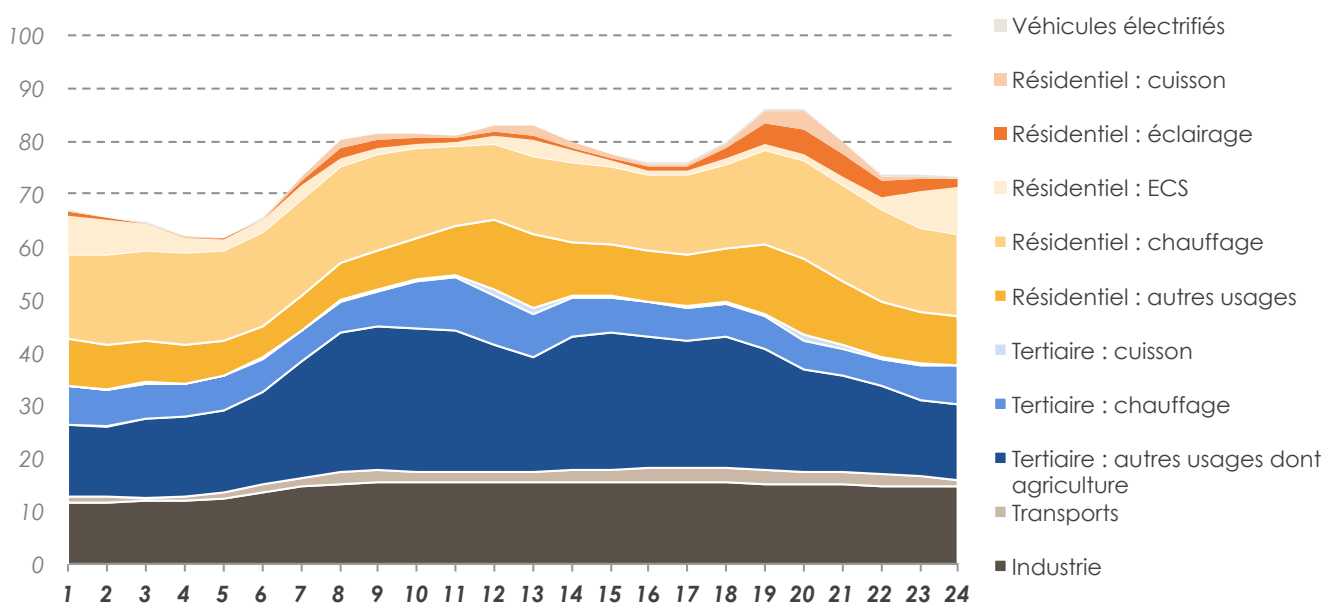
COURBES DE CHARGE ET POINTE ACTUELLES

Une **courbe de charge** est, pour un usage donné, **l'appel de puissance électrique de cet usage en fonction du temps**, en général au pas horaire ou demi horaire, à l'échelle du territoire français métropolitain. Pour chaque usage, la puissance appelée dépend de l'heure de la journée, de la température, de la nébulosité et du calendrier (jour ouvré, départ en vacances, week-end, été, hiver etc.)

Le **gestionnaire du réseau de transport, RTE, s'intéresse ainsi à une grande diversité de chroniques météorologiques pour anticiper la demande dans un ensemble varié de situations**. RTE réalise des prévisions à des échelles de temps courtes (prévisions journalières, infra-journalières, pour le lendemain) aussi bien que longues (prévision pour la semaine et prévision annuelle). Pour chaque chronique météorologique, ces courbes de charge (ou profils d'appel de puissance) sont calculées, puis additionnées (« empilées ») sur la journée pour former une courbe de charge totale.

La figure 7 illustre l'empilement des courbes de charge des différents usages, formant ainsi la **courbe de charge journalière** de la journée du 15 janvier 2016, jour ouvré montrant une pointe de demande électrique typique à 19h. On observe sur cette courbe une première augmentation de l'appel de puissance, majoritairement portée par le secteur tertiaire à partir de 6h du matin. La demande se stabilise ensuite autour de 80 GW jusqu'à une plage horaire correspondant à la fin usuelle d'une journée de travail. Une deuxième augmentation de la puissance appelée survient alors, à partir de 17h, largement portée par les usages résidentiels avec le retour au domicile coïncidant avec le besoin d'éclairage à la tombée de la nuit. L'appel de puissance atteint son maximum journalier à 19h, se maintient pendant une heure avant de décroître vers le profil de puissance nocturne. **Cette rapide montée puis descente en charge correspond au phénomène de pointe de demande électrique que nous étudions**. Il s'agit d'une pointe hivernale typique, causée par la conjonction des usages de fin de journée (usages résidentiels, transports en commun) avec la tombée de la nuit (éclairage).

Courbe de charge typique par usage, journée du 15 janvier 2016 (GW)



Source : RTE

Figure 7 : Courbe de charge typique par usage, journée du 15 janvier 2016 (GW)

On peut définir de manière très générique la pointe de demande électrique comme **le maximum local de l'appel de puissance électrique**. La loi française définit les périodes de pointe de la manière suivante : « **Une période de pointe désigne les heures d'une année de livraison durant lesquelles le risque de défaillance est le plus élevé, en particulier celles durant lesquelles la consommation nationale est la plus élevée.** »

RTE, dans ses bilans prévisionnels, définit la « *pointe à une chance sur dix* » comme « **le niveau de puissance qui a une chance sur dix d'être dépassé au moins une heure au cours d'un hiver** ». Cet indicateur de la pointe à une chance sur dix est considéré par RTE comme dimensionnant pour le réseau électrique et les infrastructures de production.

Dans cette étude, nous étudions un phénomène de pointe en particulier : le maximum journalier de la puissance horaire appelée lors d'un jour ouvré d'hiver représentatif d'une « pointe à une chance sur dix ». Plus précisément, nous utilisons comme référence la journée du 15 janvier 2016, considérée comme typique d'une journée de pointe hivernale par RTE. Nous employons parfois le terme de pointe de demande à 19h : il s'agit là du même phénomène de pointe hivernale du soir, peu importe que la pointe ait lieu à 19h ou 20h. Nous n'étudions pas le maximum absolu annuel de l'appel de puissance, mais bien **une pointe de demande électrique représentative d'un phénomène se produisant une dizaine de fois chaque hiver**. Les pointes extrêmes sont couvertes par le volet de l'étude consacré à la thermosensibilité, qui simule la demande électrique en 2050 au climat du 8 février 2012, jour du record absolu de l'appel de puissance électrique en France.

Les enjeux de la gestion de ces pointes de demande sont multiples. **Le premier enjeu est celui du dimensionnement du parc de production d'électricité**. La pointe de demande électrique n'induit pas en elle-même de défaillance ni même une moindre qualité de fourniture.

La pointe de demande électrique implique des contreparties liées aux enjeux économiques et carbone.

Elle implique **des contreparties sur le dimensionnement du réseau et sur le parc des moyens de production et d'effacement**. Ces contreparties sont liées à des enjeux économiques et aussi à des enjeux carbone.

Un des enjeux économiques est de **dimensionner le parc de production de sorte qu'il puisse répondre aux variations de la demande** (rapides et/ou de forte amplitude) **à moindre coût**. Toute amélioration du pilotage de la demande diminue ces contraintes sur le parc de production et permet de limiter le recours aux moyens de production fossiles à faibles rendements (turbines à combustion notamment). L'autre enjeu économique de gestion de la pointe de demande électrique réside dans la **capacité à limiter les consommations d'électricité au moment où celle-ci est particulièrement chère**.

En France, le principal enjeu carbone ne réside pas tant dans le recul des moyens fossiles de production d'électricité que dans le fait de rendre possible l'électrification des usages. Toute opportunité de déclassement de moyens de production carbonés compatible avec le critère de sécurité d'approvisionnement reste toutefois bienvenue.

Enfin, notons qu'**il y aura toujours une pointe**. L'anticipation et le pilotage de la demande ont des limites qu'il convient de prendre en compte dans le dimensionnement des capacités de production électriques pilotables, qui sont encadrées par le corpus réglementaire autour du critère de défaillance.

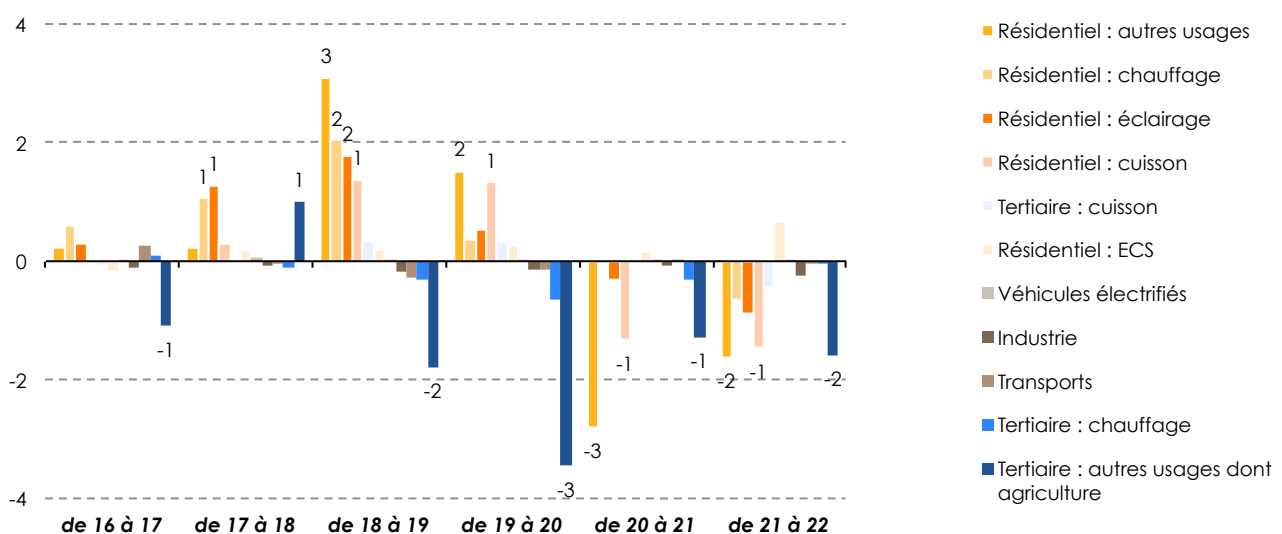
Pour comprendre plus finement le phénomène de pointe hivernale, on peut distinguer deux composantes dans ce maximum d'appel de puissance :

- Le « **bandeau** » peut être vu comme la hauteur de la marée. Il regroupe **les usages qui sollicitent le système électrique tout au long de la journée**, et qui sont ainsi majoritairement responsables du volume de l'appel de puissance en pointe, sans pour autant varier fortement autour de l'heure de pointe.
- Le « **pic** » pourrait s'apparenter à la hauteur des vagues : il ajoute ou soustrait ponctuellement de la hauteur d'eau, mais la plus grande partie de la hauteur d'eau reste déterminée au premier ordre par la marée. Il regroupe **les usages qui s'ajoutent à l'appel de puissance au moment de la pointe de consommation**. Ces usages se manifestent soudainement, et atteignent leur maximum de puissance soutirée puis se résorbent en deux ou trois heures. La cuisson est un exemple typique d'un usage que l'on qualifiera de « pic » dans cette étude.

Le maximum d'appel de puissance a deux composantes : le « bandeau » et le « pic ».

Ces deux composantes, « bandeau » et « pic » (niveau de la marée et hauteur de vague) contribuent à faire de la pointe le maximum de puissance appelée sur une journée. Dans cette note, les usages « bandeau » sont parfois étudiés via la puissance moyenne journalière appelée. La notion de pic est importante : **une courbe de demande lisse impose moins de contraintes sur la pilotabilité des systèmes de production, et moins de recours aux moyens de production fossiles à faibles rendements**. Les usages « bandeau » n'en demeurent pas moins importants, car ils représentent la majeure partie de l'amplitude de l'appel de puissance. **Tout gain de pilotabilité sur ces usages pouvant les effacer à la pointe permet de diminuer le maximum d'appel de puissance, donc de limiter les tensions sur le système**. La figure 8 étudie la vitesse de variation des appels de puissance autour de l'heure de pointe de demande, et permet ainsi de discriminer les usages au prisme de ces deux catégories.

Incréments d'appel de puissance par usage le 15 janvier 2016 (GW)



Source : RTE

Figure 8 : Incréments d'appel de puissance par usage le 15 janvier 2016 (GW)

POINTE HISTORIQUE DU 8 FEVRIER 2012

À l'origine du maximum absolu d'appel de puissance électrique en France se trouve une vague de froid particulièrement longue et intense. Outre l'empilement usuel des consommations en début de soirée, la pointe extrême de février 2012 est due aux consommations record du chauffage électrique, qui forment alors un bandeau particulièrement épais.

Pour gérer cette situation, tous les moyens de production disponibles en France ont été sollicités. Les réservoirs hydrauliques ont été remplis préalablement à la vague de froid. La production éolienne, assez élevée durant le début de la vague de froid, s'est révélée assez faible au moment du pic de 19h. L'équilibre offre-demande a été assuré *in fine* par des importations (environ 7,5 GW à 19h dont près de la moitié en provenance de l'Allemagne).

THERMOSENSIBILITÉ DE CETTE POINTE

Il n'existe pas de définition univoque de la thermosensibilité. RTE la définit comme le **phénomène de sensibilité de la consommation électrique à la température extérieure**. En fait, dans ses prévisions, RTE va au-delà de la simple corrélation entre température et appel de puissance, mais réalise ses **prévisions en tenant aussi compte de la nébulosité**. Une définition plus large de la thermosensibilité peut même s'appliquer aux autres formes de consommation d'énergie. La thermosensibilité peut être vue comme la **conséquence de la tendance des individus à solliciter leurs moyens de chauffage et d'éclairage davantage quand il « fait froid »** (il peut s'agir plutôt d'une température perçue que de la température effective) **et sombre**.

La thermosensibilité peut représenter jusqu'à 40% de l'amplitude des appels de puissance en période de grand froid.

Les usages thermosensibles pouvant représenter jusqu'à 40% de l'amplitude des appels de puissance en période de grand froid. C'était le cas durant la vague

de froid emblématique de février 2012 par exemple. **Lors de la pointe électrique plus usuelle du 15 janvier 2016 que nous prenons ici comme référence, les usages thermosensibles représentaient 28% de l'appel de puissance.**

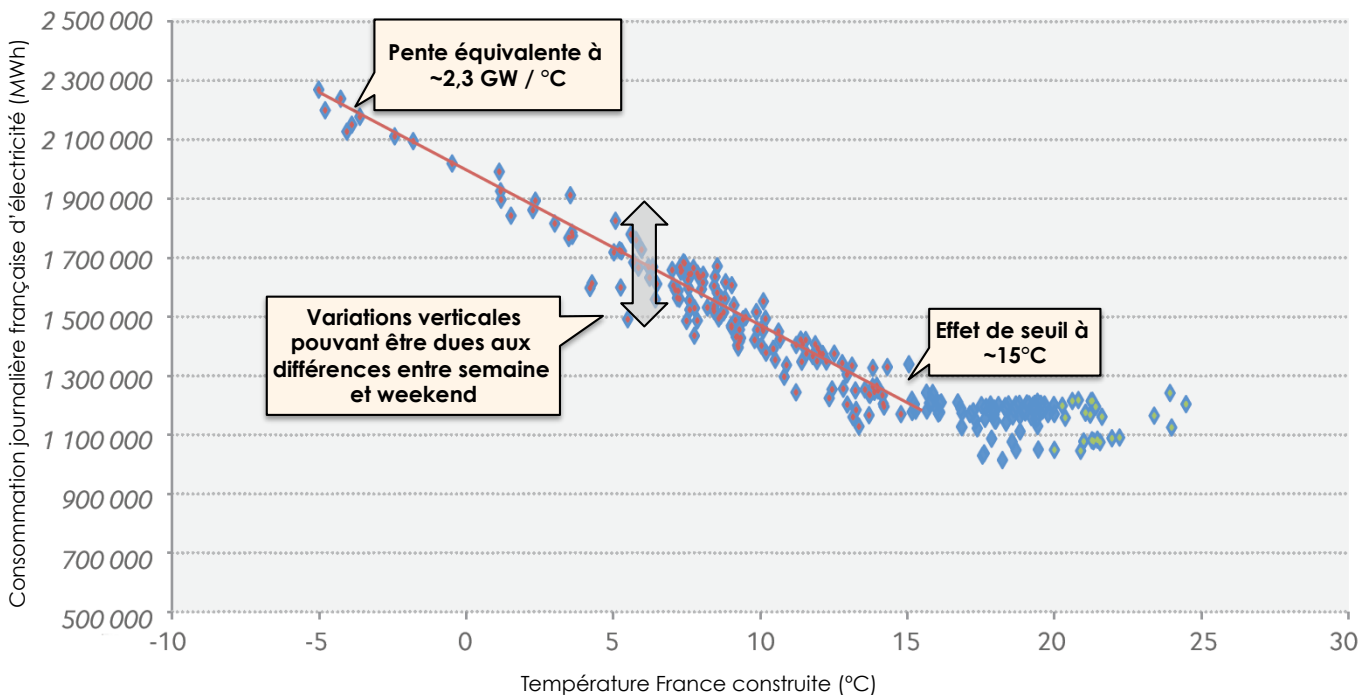
Il est donc important de s'intéresser à la thermosensibilité pour réaliser des prévisions fines des consommations électriques à court terme, mais aussi dans une modélisation prospective comme celle-ci.

Le chauffage étant le principal contributeur à la thermosensibilité, nous concentrons l'étude sur la modélisation de la thermosensibilité sur les seuls usages de chauffage dans le tertiaire et le résidentiel, durant l'hiver (et non sur la totalité de la période de chauffe).

Le chauffage contribue davantage au bandeau de l'appel de puissance qu'au pic

Le chauffage contribue davantage au bandeau de l'appel de puissance qu'au pic : il détermine la hauteur de la marée plutôt que l'amplitude des vagues. C'est sous cet angle qu'est appréhendée dans cette étude la thermosensibilité du chauffage.

Une illustration possible de la thermosensibilité



Note : la thermosensibilité est ici construite à partir des consommations journalières d'électricité, proportionnelles à la puissance journalière moyenne appelée
 Source : BP RTE 2012

Figure 9 : Une illustration de la thermosensibilité

-fage électrique : à travers **l'effet de la température extérieure sur le bandeau de puissance moyenne pour le chauffage dans la journée**. Comme illustré sur la figure 9, c'est avec cette logique d'approche en bandeau qu'est exprimé par RTE le gradient thermique de la puissance appelée : en hiver, chaque degré de moins conduit à une augmentation de la puissance moyenne appelée autour de 2,3 à 2,4 GW (BP 2012 et BE 2018 de RTE).

Dans l'approche utilisée il n'y a **pas de modélisation spécifique pour la variation de la puissance de chauffage autour de la pointe**. Cela revient à faire l'hypothèse qu'à l'avenir le profil journalier normalisé de l'usage de chauffage ne sera pas significativement déformé, et en particulier qu'il ne provoquera pas des variations fortes autour de l'heure de pointe. L'hypothèse peut sembler conservatrice compte tenu que des moyens de pilotage fin des systèmes de chauffage sont susceptibles de déplacer ou lisser les éventuels pics de puissance liés au chauffage. Ce lissage est favorisé

par l'inertie thermique des bâtiments qui s'y prête bien, d'autant plus quand le parc de bâtiments est performant sur le plan énergétique.

Dans cette étude nous estimons donc les variations des appels totaux de puissance en fonction de la température extérieure, en intégrant notamment les effets combinés de la dérive climatique et de l'évolution du parc d'équipements. Nous étudions par la suite l'effet de la non-linéarité du Coefficient de Performance (COP) des PAC sur la thermosensibilité et a fortiori sur la pointe hivernale de 19h.

Les variations des consommations des Véhicules Électriques (VE) et des Véhicules Hybrides Rechargeables (VHR) en fonction de la température dues aux propriétés des batteries et au chauffage de l'habitacle sont prises en compte dans l'étude menée par RTE avec l'AVERE, étude dont sont issues les données de consommations que nous utilisons. Il est donc normal que cet usage n'apparaisse pas dans la partie de l'étude dédiée à la thermosensibilité.

EFFACEMENTS

Pour absorber les pics de demande et maintenir l'équilibre offre-demande, il existe différents leviers de flexibilité au niveau de la production mais aussi du pilotage de la demande. Les effacements font partie de cette deuxième catégorie, et peuvent être mobilisés durant la pointe électrique pour atténuer son amplitude.

On parle d'effacement dès lors qu'**un usager décide, après réception d'un signal et potentiellement contre rémunération, de consommer seulement une partie de la puissance électrique souscrite sur une plage horaire donnée.** Ce faisant, la demande de puissance électrique diminue d'autant. Le terme de « flexibilité » est aussi couramment employé. On distingue les **mécanismes de flexibilité implicites** – de simples incitations à ne pas consommer via un signal indirect, un signal tarifaire par exemple – et les **mécanismes de flexibilité explicites** – qui passent par le marché de l'énergie et rémunèrent l'utilisateur qui s'efface en vertu de cet effacement.

On peut **classer les effacements en fonction des acteurs concernés.** On distingue ainsi :

- **L'effacement industriel** : il fait l'objet d'un contrat d'effacement entre l'industriel et son fournisseur ou le gestionnaire du réseau électrique. La caractéristique principale de ce type d'effacement est la rapidité d'activation et le volume unitaire potentiel. Ainsi, chaque année, RTE contractualise des capacités d'effacement auprès des industriels qui sont en contrepartie rémunérés pour le service que cela offre au système.
- **L'effacement résidentiel** : il est aujourd'hui principalement implicite, c'est-à-dire stimulé par un signal prix porté par une tarification type « heures pleines / heures creuses ».

- **L'effacement tertiaire** : comme pour le résidentiel, il est encore principalement implicite mais des modalités explicites, autrement dit qui peuvent se valoriser directement sur le marché de l'énergie, commencent à émerger. Ses caractéristiques (activation rapide voire très rapide, pour des durées courtes) le rendent complémentaire de l'effacement industriel.

Les **équipements effacés** sont variés. Dans l'industrie, il s'agit des électrolyseurs, fours et autres systèmes de chauffage ou de froid. Ces appareils sont rarement éteints complètement, mais fonctionnent plutôt à une fraction de la puissance souscrite. Dans les secteurs résidentiel et tertiaire, ce sont les appareils d'électroménager « blanc » et les systèmes évolués de chauffage.

Les signaux d'effacements varient en fonction des acteurs. Dans l'industrie et le tertiaire, le signal dépend du contrat entre le fournisseur et le gestionnaire du site. Dans le résidentiel, en plus de l'émblématique signal heures pleines/heures creuses, de nouvelles typologies de signaux sont rendues possibles avec le compteur Linky.

Le délai d'activation correspond au temps entre la réception du signal d'effacement par le site de consommation et l'horaire de la plage concernée. Il peut varier entre un jour et moins de quinze minutes. Plus ce délai est court, plus l'offreur d'effacement est rémunéré. La durée d'activation est le temps durant lequel l'utilisateur s'efface, usuellement trente minutes ou deux heures.

Dans cette étude, nous ne considérons que les capacités d'effacement d'une durée d'activation d'une demi-heure.

Avoir recours à l'effacement permet d'éviter de solliciter les moyens de production, et d'optimiser le dimensionnement du parc de production en moyens fortement pilotables (turbines à combustion notamment). Les coûts des effacements sont à mettre en perspective avec les investissements et les coûts d'exploitation de ces moyens de production. Le volume des gisements actionnables d'effacement donne la mesure de la facilité qu'aura le gestionnaire de réseau à gérer les situations de pointe de demande pour un parc de production donné.

On appelle « **effacement gris** » l'effacement d'un acteur à un moment où cela lui coûte moins cher de produire son électricité avec un groupe électrogène. Ces effacements gris sont cependant voués à disparaître en raison notamment de leurs émissions de GES.

Les évolutions des capacités d'effacement sont à mettre au regard des évolutions de la pointe de demande électrique au même titre que l'évolution des moyens de production.

ÉVALUATIONS FUTURES

Une fois la situation de départ posée, cette étude se concentre sur les **conséquences de l'évolution des usages de l'électricité dans le cadre de la SNBC sur le phénomène de pointe électrique hivernale.**

Le bilan de l'énergie présenté dans la SNBC est utilisé pour reconstruire des courbes de charge lors d'une journée typique de pointe hivernale. Dans les courbes de charge représentées, les usages thermosensibles sont calculés à partir de la dérive climatique (changement des distributions de température en hiver), d'une déformation de la thermosensibilité qui tient compte de l'électrification des équipements, de l'amélioration de leurs performances et de la dégradation des performances des PAC en fonction de la température. L'impact de la forte croissance de la mobilité électrique sur la pointe fait aussi l'objet d'une attention particulière. Enfin, les capacités d'effacement sont projetées à 2050.

MESSAGES CLÉS

La pointe électrique de 19h en hiver 2050 est estimée à 92 GW en période de froid hivernal moyen (et 83 GW en 2030), soit **un incrément de +6 GW par rapport à une situation actuelle analogue**. Pour un froid plus rigoureux, tel que celui connu lors de la pointe historique du 8 février 2012, la pointe pourrait aller jusqu'à 118 GW en 2050 (et 108 GW en 2030).

La part thermosensible lors des pointes baisse, passant de 28% à 23% : l'électrification des bâtiments est totalement compensée par l'amélioration de l'enveloppe des bâtiments et la forte pénétration des PAC (qui utilisent moins d'électricité pour un même besoin de chauffage que les autres équipements de chauffage). L'effet de dégradation du coefficient de performance des PAC aux très basses températures n'accroît que légèrement les pointes hivernales extrêmes.

Les effacements dans l'industrie sont voués à se développer, passant de 2,3 GW actuellement à 3,3 GW en 2050 de façon mécanique par la seule augmentation des consommations d'électricité dans l'industrie. Une hausse significative de la rémunération de l'effacement industriel conduirait à un accroissement net de 3 GW.

Grâce à un minimum de pilotage de la recharge des VE/VHR, **la mobilité électrique représente 9 GW dans l'appel de puissance en situation de pointe en 2050**, offrant ainsi des perspectives significatives d'effacement pour la gestion de ces situations.

Des formes poussées de pilotage des systèmes de chauffage dans le résidentiel et le tertiaire pourraient dégager de nouvelles marges de manœuvre en heure de pointe.

CONSOMMATIONS ÉLECTRIQUES

La figure 10 présente les consommations électriques par secteur en 2030 et 2050 telles que projetées dans la SNBC, en incluant la production d'H₂ par électrolyse. **L'augmentation notable (près de 25%) des consommations d'électricité entre 2030 et 2050 s'explique en grande partie par l'électrification de l'industrie et des véhicules.**

Projection des consommations d'électricité par secteur en 2030 et 2050 (TWh)

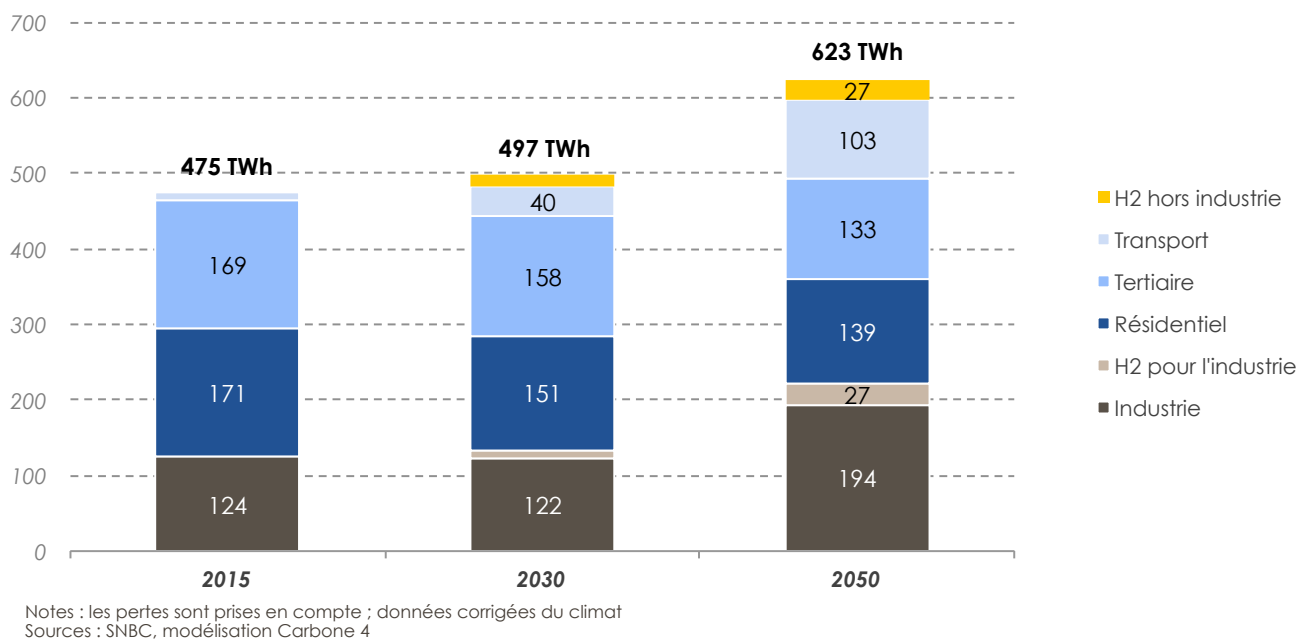


Figure 10 : Projection des consommations d'électricité par secteur en 2030 et 2050 (TWh)

Les évolutions des consommations d'électricité au sein d'un secteur sont détaillées par usage dans les figures 11, 12 et 13. Pour l'industrie : les branches produisant des métaux primaires et des matériaux non métalliques sont les plus concernées par l'électrification du secteur industriel.

Projection des consommations d'électricité par branche de l'industrie hors H₂ en 2030 et 2050 (TWh)

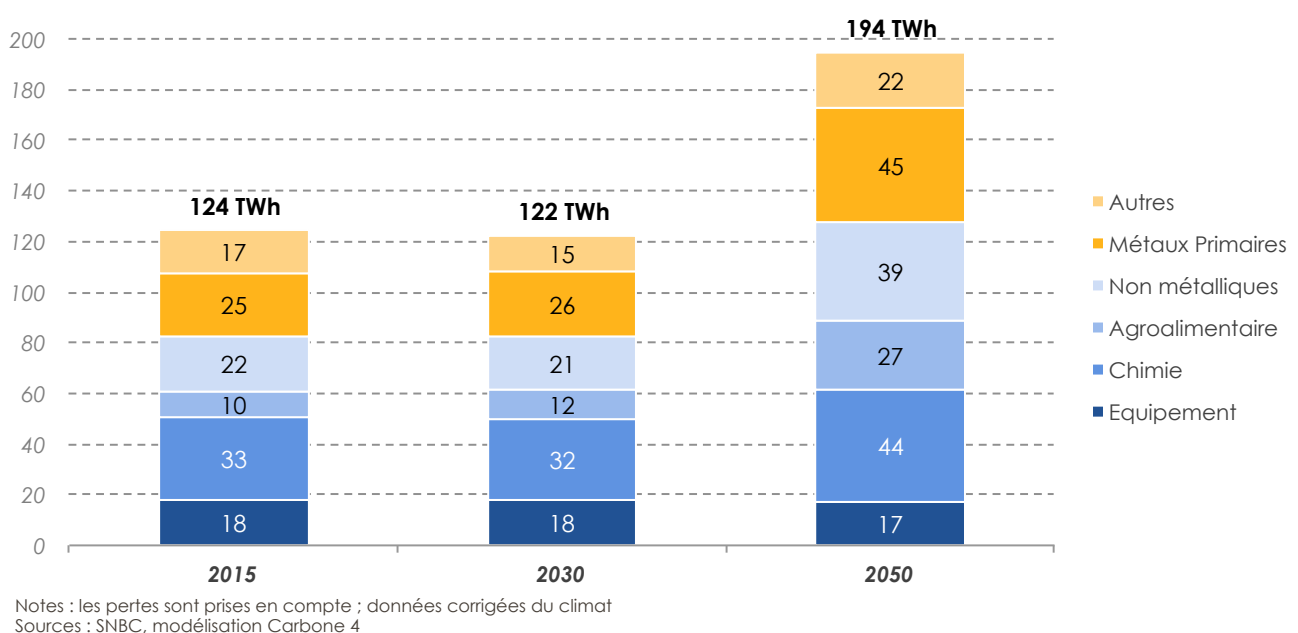


Figure 11 : Projection des consommations d'électricité par branches de l'industrie hors H₂ en 2030 et 2050 (TWh)

Dans le secteur résidentiel, l'efficacité énergétique des équipements contribue à la réduction des consommations d'électricité. Concernant le chauffage, les performances des PAC et l'isolation des bâtiments permettent de compenser l'électrification du chauffage, et de maintenir ainsi les consommations d'électricité pour cet usage à leur niveau de 2015, soit environ 50 TWh. Enfin, le remplacement des chauffe-eau par des systèmes thermodynamiques est responsable de la baisse de consommation observée dans cet usage.

Projection des consommations d'électricité dans le résidentiel par usage en 2030 et 2050 (TWh)

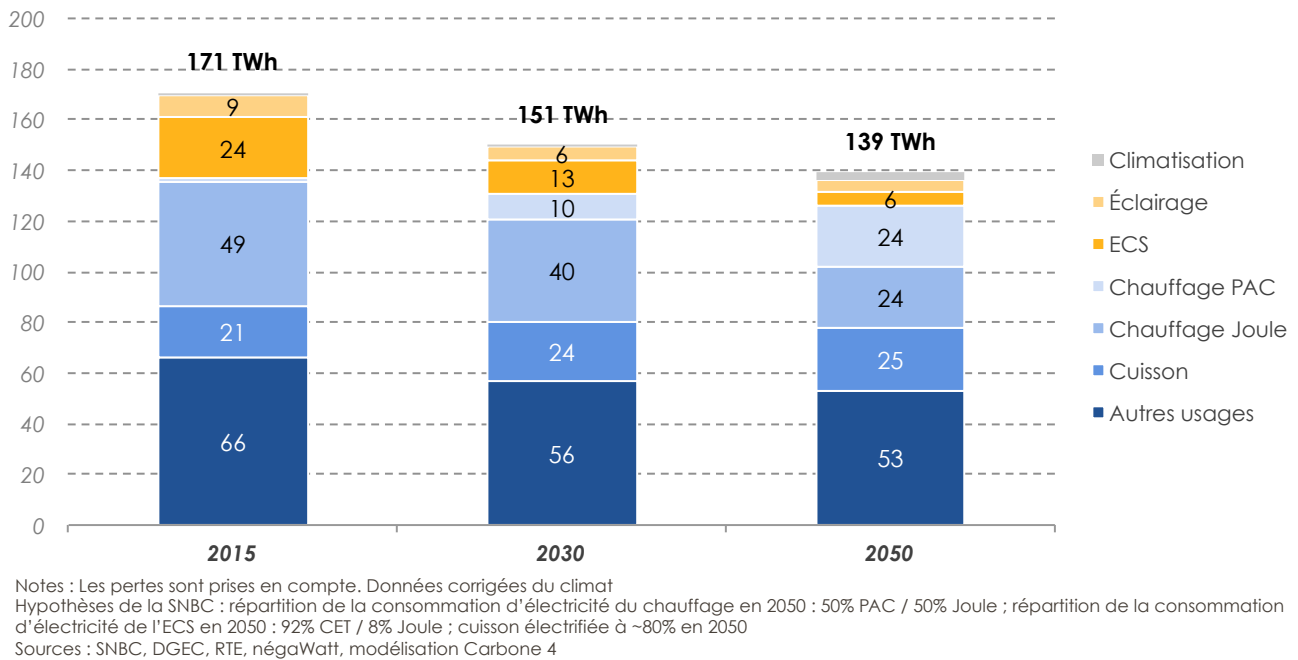


Figure 12 : Projection des consommations d'électricité dans le résidentiel par usage en 2030 et 2050 (TWh)

Les mêmes tendances sont observées sur les bâtiments tertiaires.

Projection des consommations d'électricité dans le tertiaire par usage en 2030 et 2050 (TWh)

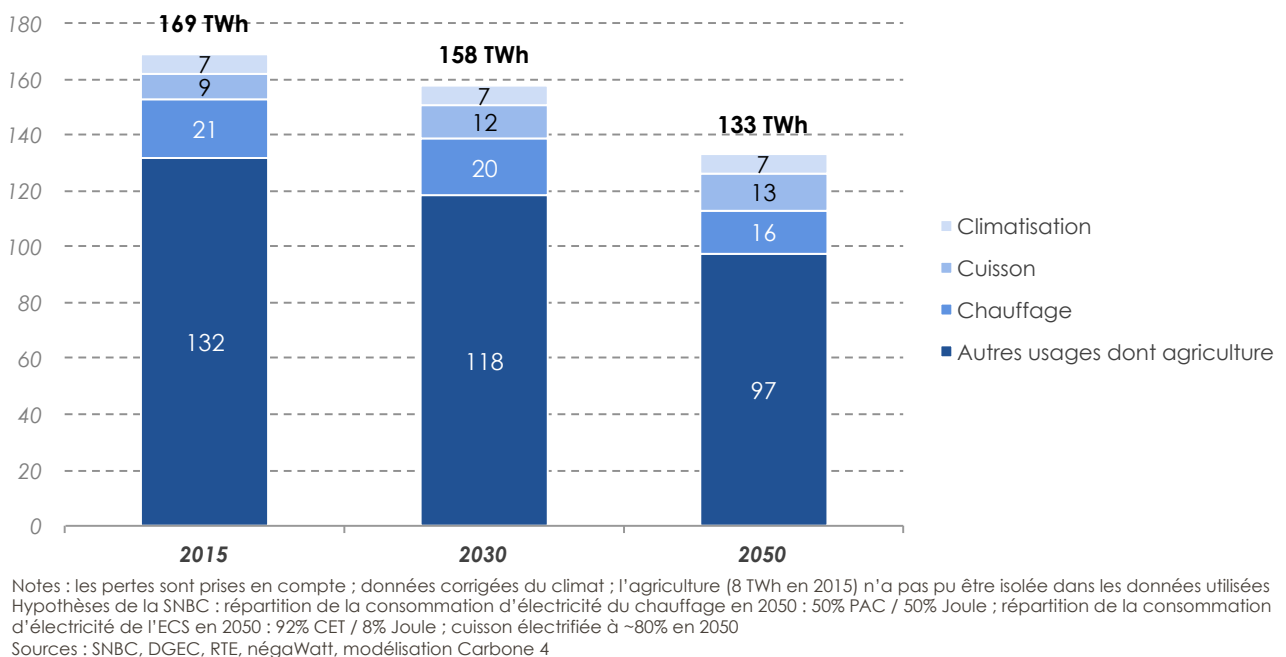


Figure 13 : Projection des consommations d'électricité dans le tertiaire par usage en 2030 et 2050 (TWh)

THERMOSENSIBILITÉ ET COURBES DE CHARGE

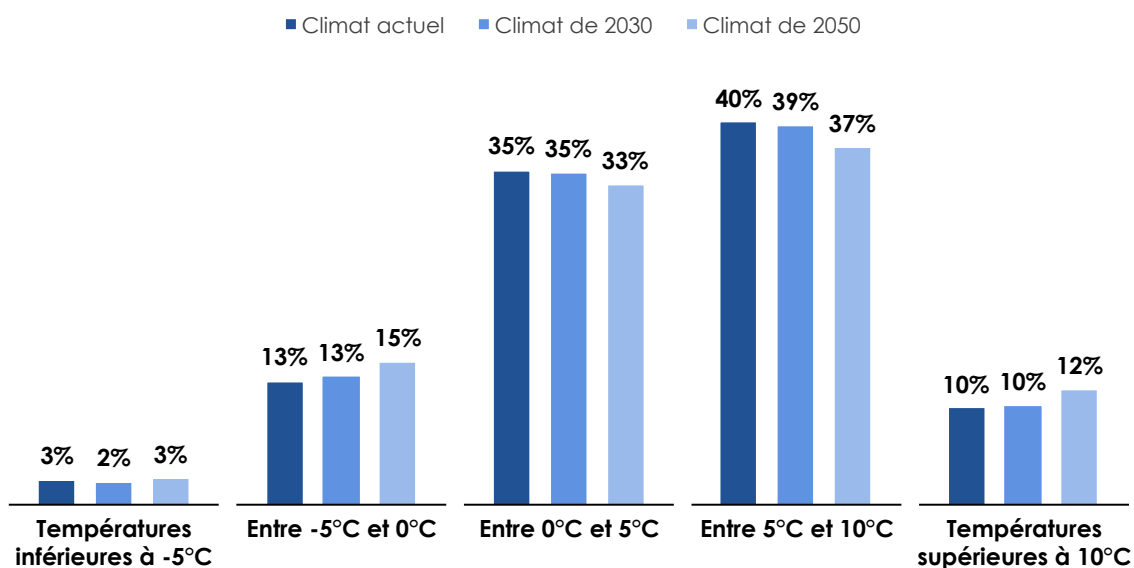
Trois tendances vont changer la thermosensibilité du parc français : l'électrification du chauffage, l'isolation des bâtiments et la non-linéarité des performances des PAC en fonction de la température extérieure.

De plus, le changement climatique va faire évoluer les profils de températures hivernales à moyen et long termes. La figure 14 donne les distributions des températures hivernales en 2030 et 2050 dans le scénario climatique RCP4.5 dans lequel se plonge la SNBC. On observe que

la distribution de températures évolue peu entre aujourd'hui et les deux horizons temporels considérés.

Enfin, le développement du pilotage des systèmes de chauffage (non pris en compte à son plein potentiel dans notre étude) permettra de réduire les effets de pic. Nous prenons ici la même hypothèse⁶ conservatrice que RTE : les profils d'appel de puissance de l'usage chauffage sont supposés inchangés entre 2015 et 2050. À l'avenir, il sera certainement possible de lisser davantage encore la courbe de demande de puissance du chauffage en tirant parti de l'isolation accrue des bâtiments.

Distributions des températures hivernales moyennes simulées¹ en France vers 2015, 2030 et 2050 dans le scénario climatique RCP 4.5



Notes : (1) pour être comparables entre elles, les températures sont aussi simulées pour l'année 2015 afin d'éviter les biais dus au modèle. Les simulations sont faites sur des périodes d'au moins 11 ans, centrées sur l'année examinée. Source : modèle climatique DRIAS

Figure 14 : Projection de la distribution des températures hivernales moyennes en France en 2030 et 2050 dans le scénario climatique RCP 4.5

Sous l'effet du développement du chauffage électrique et de la non-linéarité due aux COP des PAC, la thermosensibilité évolue. En effet, **plus la température extérieure diminue, et moins les PAC sont efficaces**. Cela pourrait devenir un problème durant un épisode de froid extrême, où le besoin de chauffage est au plus haut et l'efficacité des équipements de chauffage se retrouve au plus bas. *A contrario*, **une meilleure isolation diminue les besoins de chauffage** et par là-même la puissance moyenne appelée sur la journée par cet usage (le « bandeau » tel que défini précédemment).

⁶ Cette hypothèse simplificatrice justifie également l'utilisation de la puissance moyenne journalière dans la définition de la thermosensibilité qui est employée ici.

Le pilotage des équipements de chauffage permet de lisser l'appel de puissance sur la journée. Il contribue donc à la diminution de l'appel de puissance maximal (le « pic »). En revanche, le pilotage n'a aucune influence (positive en tout cas) sur l'appel de puissance moyen journalier (le « bandeau »). Hors gestes de sobriété de la part du consommateur, seules l'enveloppe des bâtiments et les propriétés physiques des équipements (efficacité énergétique, thermodynamique) permettent de diminuer l'appel de puissance moyen des usages thermosensibles.

Comme le montrent les différentes courbes de thermosensibilité juxtaposées dans la figure 15, **un événement de froid extrême en 2050 mobilise moins de puissance thermosensible pour la pointe électrique qu'en 2015.** Cela est valable pour une température moyenne journalière en France comprise entre -6°C et 10°C.

En dessous de -6°C de température moyenne journalière à l'échelle de la France (moins de 2% des jours d'hiver), les usages thermosensibles commencent à aggraver la pointe par rapport à 2015⁷.

Projection de la thermosensibilité en 2030 et 2050
(puissance journalière moyenne d'électricité de chauffage appelée GWé en fonction de la température journalière moyenne)

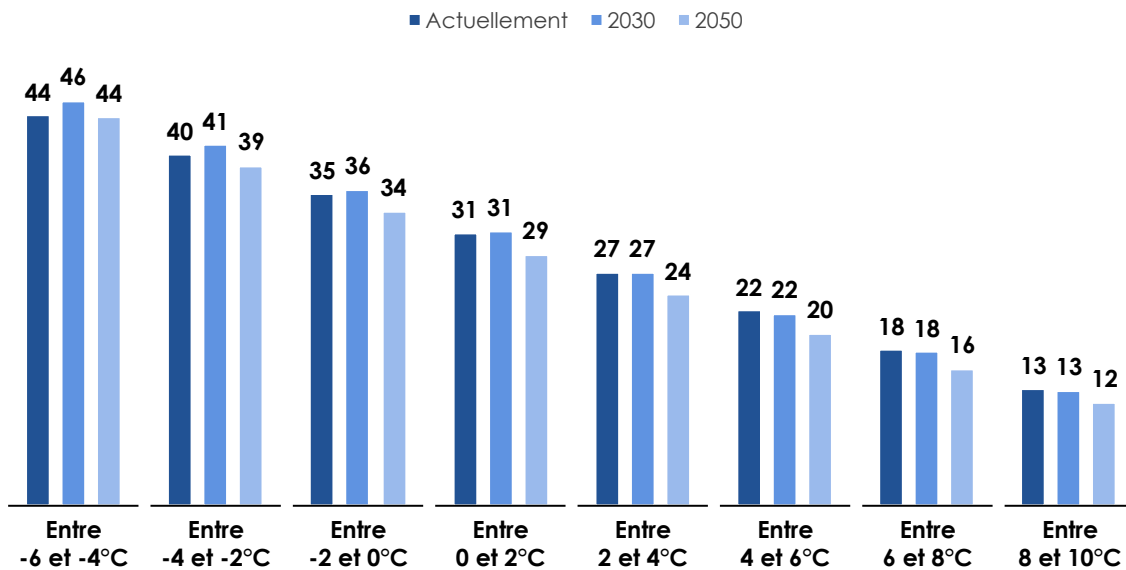


Figure 15 : Projection de la thermosensibilité en 2030 et 2050
Puissance journalière moyenne d'électricité de chauffage appelée GWé en fonction de la température journalière moyenne)

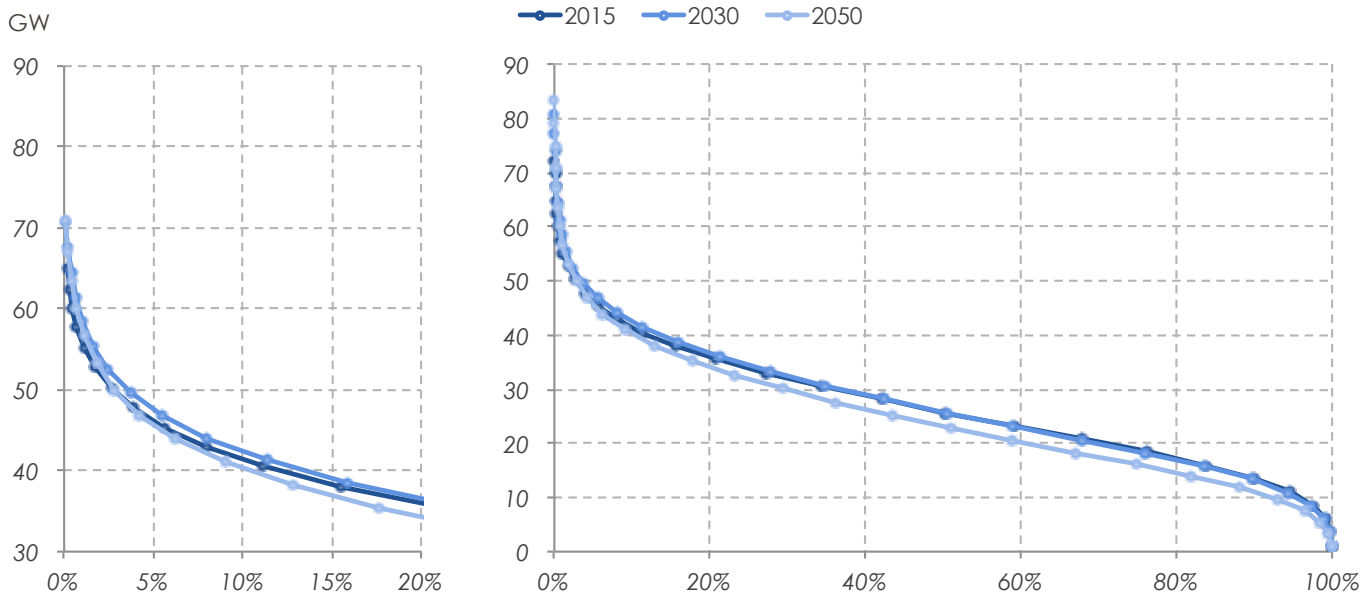
Le pilotage n'a aucune influence sur l'appel de puissance moyen journalier. Seules l'enveloppe des bâtiments et les propriétés physiques des équipements permettent de le diminuer.

⁷ Le COP moyen annuel des PAC en France en 2050 est supposé égal à 3. À cet horizon toujours, le COP pour une température donnée du parc de PAC est supposé égal à 2,5 (respectivement 2,7 et 3) pour une température extérieure de -5,5°C (respectivement -1,5°C et 4,5°C).

Sur les monotones de puissance présentées en figure 16 on voit cette **dualité entre gestion facilitée de la pointe la plupart du temps et hausse de la pointe en situation très extrême.**

Notion de probabilité sur la puissance thermosensible en 2015, 2030 et 2050

(distribution de la probabilité de puissance journalière moyenne d'électricité de chauffage appelée GWé en fonction de la probabilité de température journalière moyenne)



Notes : distribution complète sur la partie de droite ; focus sur la partie [> 0,1% ; ≤ 20%] sur la gauche

Figure 16 : Notion de probabilité sur la puissance thermosensible en 2015, 2030 et 2050
Distribution de probabilité de la puissance journalière moyenne d'électricité de chauffage appelée⁸ (GWé)

Une fois la thermosensibilité modélisée, il devient possible de **projeter les courbes de charge en 2030 et 2050 pour différentes températures moyennes**. Les figures 17 et 18 montrent les résultats de ces projections pour une température d'hiver moyenne. **Les usages de l'électricité pour production d'hydrogène par électrolyse sont exclus des courbes de charge** représentées ci-dessous car **il n'est pas dans l'intérêt économique des exploitants d'électrolyseurs pour la production d'H₂ de faire fonctionner leur parc en heure de pointe de demande électrique**. Les 5 000 à 8 000 heures de production requises pour rentabiliser les installations se trouvent aisément en-dehors de ces plages horaires de pointe de demande électrique où les prix sont susceptibles d'être élevés.

Pour la **mobilité électrique**, les hypothèses

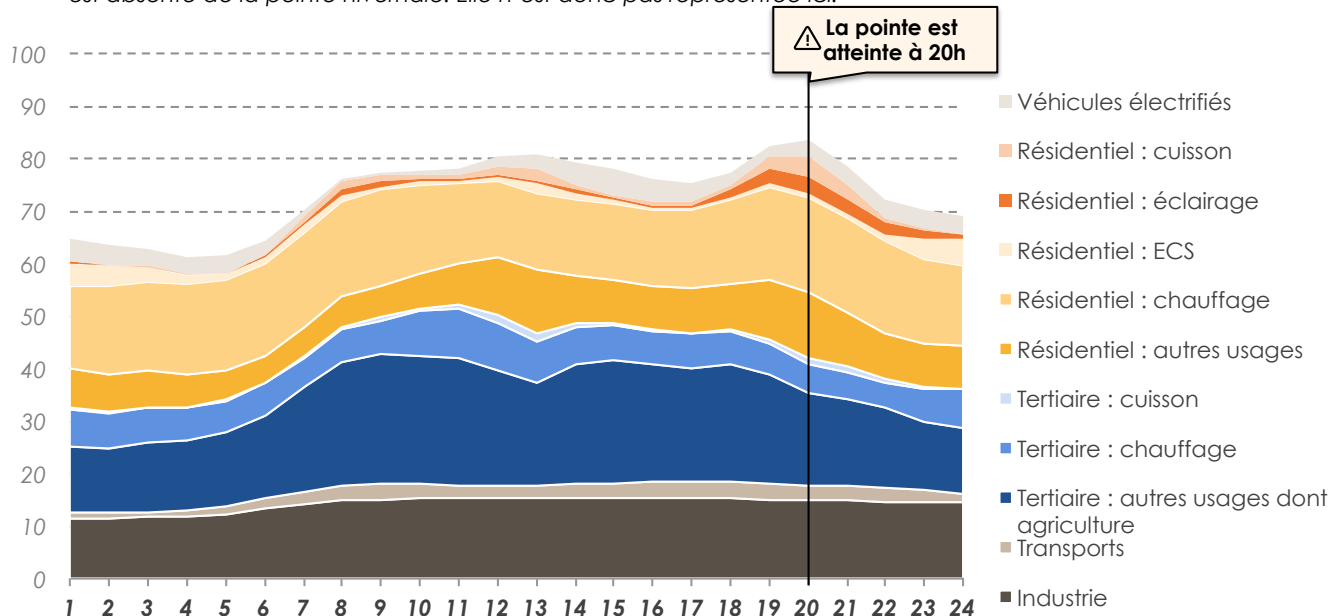
retenues correspondent au **scénario Crescendo Médian de RTE : 40% de la recharge des VE/VHR s'effectue sans pilotage, et 60% avec pilotage dynamique, dont 3% de Vehicle to Grid (V2G)**. Le parc de VE/VHR compte 10 millions de véhicules en 2030 et 32 millions en 2050, dont 40% de VHR.

RTE souligne d'ailleurs l'**importance du développement du pilotage de la charge des VE/VHR**, notamment de l'intégration de ce pilotage dans des marchés adéquats. Avec des hypothèses de pilotage assez conservatrices et **à condition de développer des infrastructures de recharge sur le lieu de travail, la contribution des VE/VHR à la pointe hivernale pourrait descendre à 9 GW en 2050, contre près de 20 GW sans aucune forme de pilotage** (pas même un signal tarifaire).

⁸ Cette distribution est modélisée à partir de la distribution des températures moyennes journalières françaises dans le scénario climatique RCP 4.5.

Appel de puissance par usage un jour ouvré d'hiver 2030 (GW)

⚠ Conformément à la remarque ci-dessus sur l'économie des électrolyseurs, la production d'hydrogène par électrolyse est absente de la pointe hivernale. Elle n'est donc pas représentée ici.

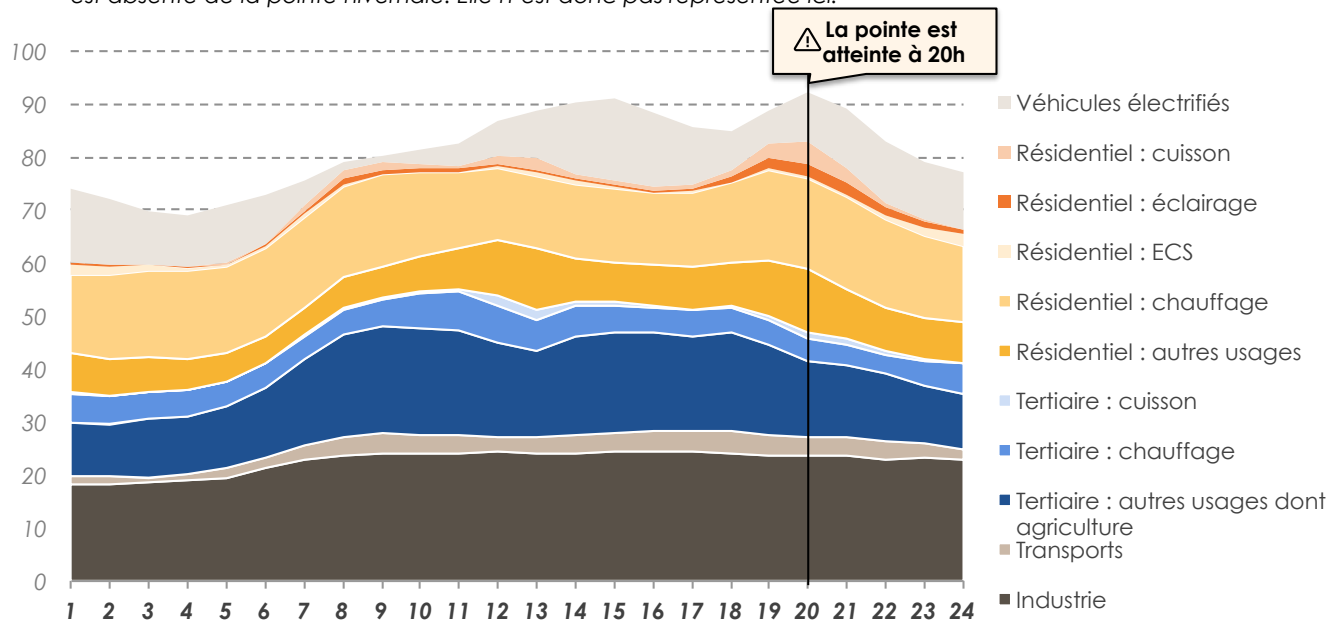


Note : la répartition des modes de recharge des véhicules électrifiés est de 40% de charge sans pilotage (« dumb charging ») et de 60% de charge avec pilotage dynamique dont 3% avec Vehicle to Grid
Sources : RTE, modélisation Carbone 4. Données corrigées du climat

Figure 17 : Appel de puissance par usage un jour ouvré d'hiver 2030 (GW)

Appel de puissance par usage un jour ouvré d'hiver 2050 (GW)

⚠ Conformément à la remarque ci-dessus sur l'économie des électrolyseurs, la production d'hydrogène par électrolyse est absente de la pointe hivernale. Elle n'est donc pas représentée ici.

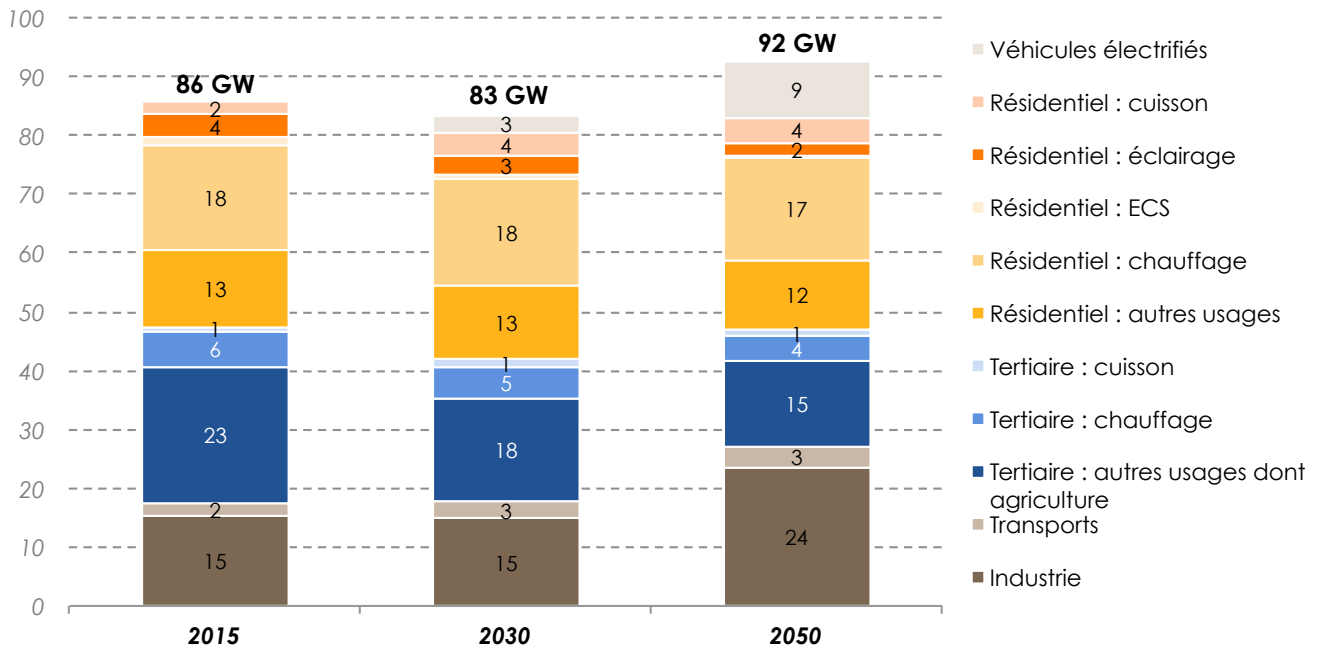


Note : la répartition des modes de recharge des véhicules électrifiés est de 40% de charge sans pilotage (« dumb charging ») et de 60% de charge avec pilotage dynamique dont 3% avec Vehicle to Grid
Sources : RTE, modélisation Carbone 4. Données corrigées du climat

Figure 18 : Appel de puissance par usage un jour ouvré d'hiver 2050 (GW)

La figure 19 donne le découpage fin par usage des heures de pointe de demande en 2015, 2030 et 2050. La figure 20 donne le détail des parts thermosensibles dans cet appel de puissance. On observe **une diminution de la puissance thermosensible appelée en 2050 par rapport à 2015**, et une **nette diminution de la part de puissance thermosensible appelée**.

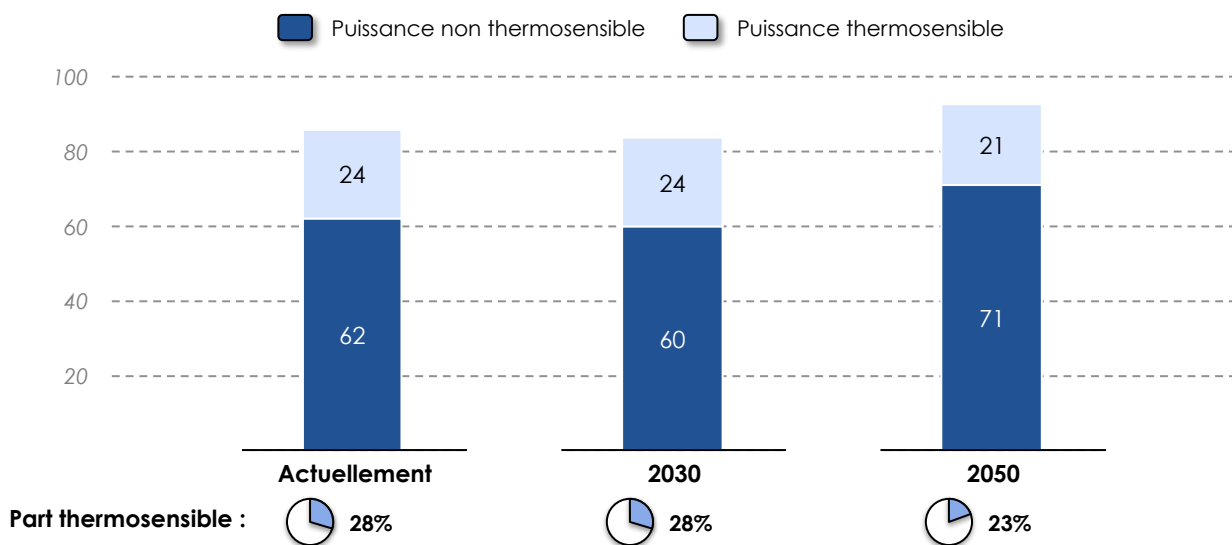
Projection de l'appel de puissance maximum en hiver à 2030 et 2050 (GW)



Note : l'évolution des puissances peut être différent du prorata de l'évolution des bilans annuels pour un usage donné, compte tenu du déplacement de l'heure de pointe qui est à 20h en 2030 comme en 2050 dans nos modélisations
Sources : RTE, SNBC, modélisation Carbone 4

Figure 19 : Projection de l'appel de puissance maximum en hiver à 2030 et 2050 (GW)

Cas de la journée d'hiver moyenne¹ : puissance appelée² et part thermosensible lors de la pointe de demande électrique reconstituée par la modélisation (GW)



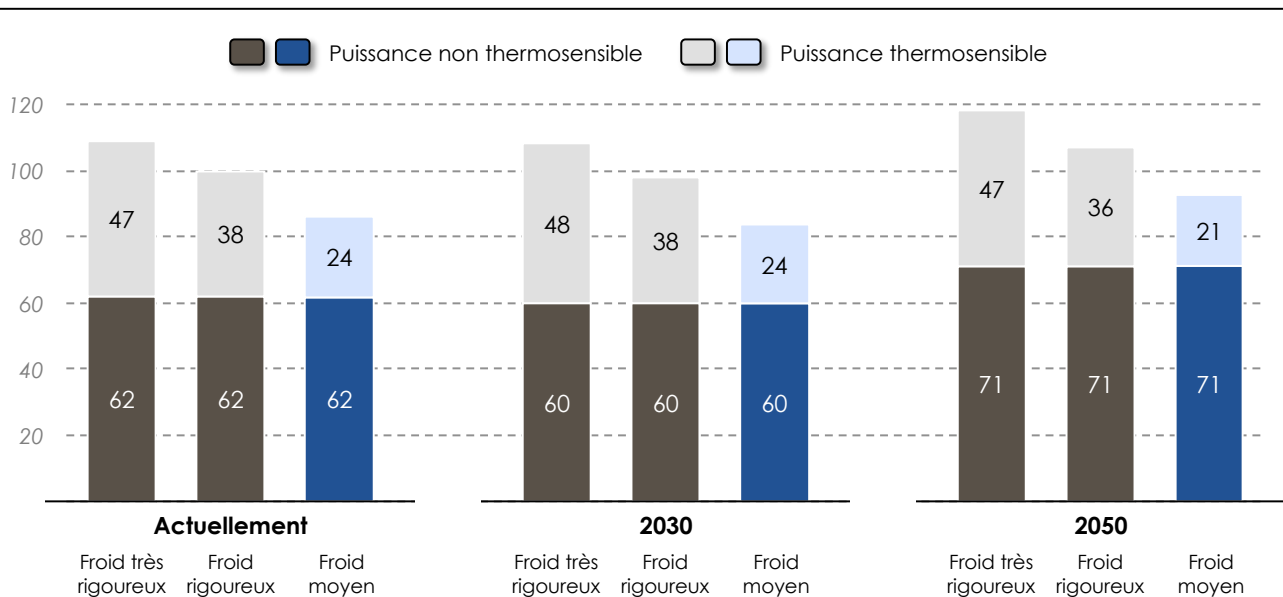
Notes : (1) le froid moyen correspond à une température moyenne journalière de 4,5°C (moyenne des hivers actuels et futurs) ; (2) il s'agit de la puissance à 19h pour la situation actuelle, ou à 20h pour 2030 et 2050
Source : analyses et calculs Carbone 4

Figure 20 : Puissance appelée lors de la pointe de demande électrique reconstituée par la modélisation et part thermosensible pour une journée d'hiver moyenne (GW)

L'électrification du chauffage avec le recours à la PAC permet de chauffer un nombre bien plus conséquent de logements, sans augmenter la consommation d'électricité tout en diminuant la puissance thermosensible appelée en pointe.

Ce constat est même valable en situation de froid très rigoureux, comme le montre la figure 21. **L'électrification des bâtiments, couplée au programme de rénovation de la SNBC, est donc une mesure sans regret du point de vue de la gestion du réseau électrique.**

Variation selon la rigueur climatique¹ : puissance appelée² et part thermosensible lors de la pointe de demande électrique reconstituée par la modélisation (GW)



Notes : (1) le froid moyen correspond à une température moyenne journalière de 4,5°C (moyenne des hivers actuels et futurs), le froid rigoureux correspond à une température de -1,5°C (1^{er} décile de température) et le froid très rigoureux à un phénomène similaire au 8 février 2012 avec une température moyenne de -5,5°C ; (2) il s'agit de la puissance à 19h pour la situation actuelle, ou à 20h pour 2030 et 2050
Source : analyses et calculs Carbone 4

Figure 21 : Puissance appelée lors de la pointe de demande électrique reconstituée par la modélisation selon la rigueur climatique (GW)

EFFACEMENTS

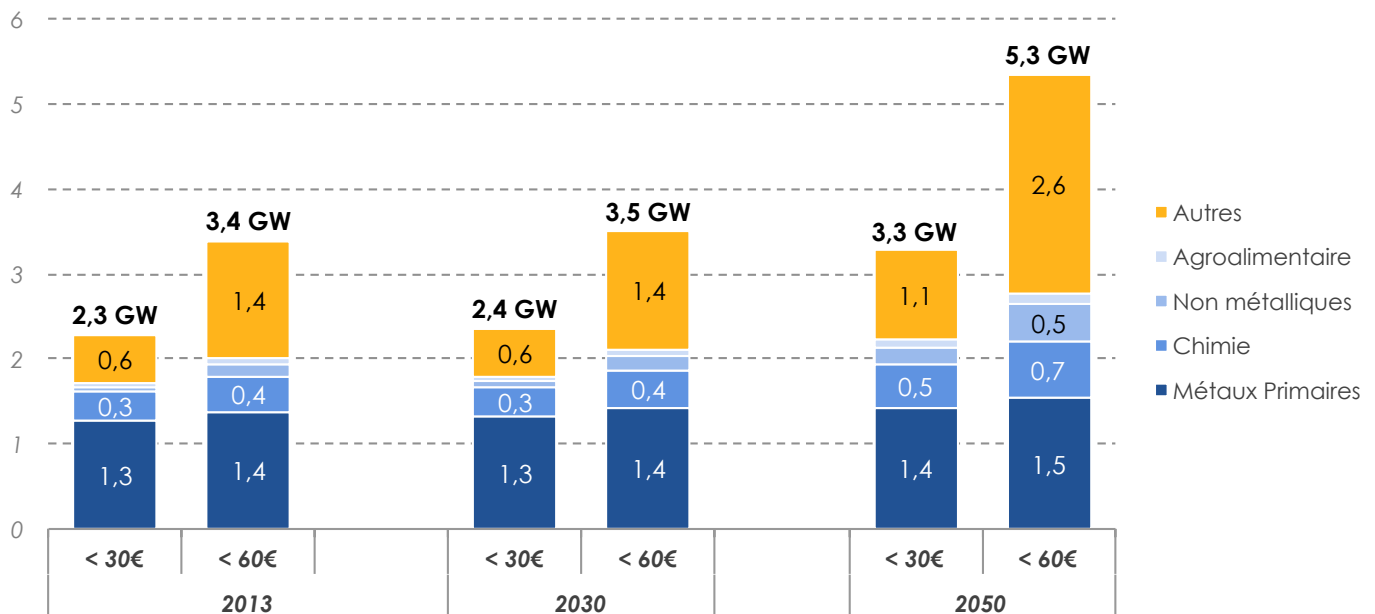
La forte électrification de l'industrie prévue par la SNBC pourrait largement bénéficier aux capacités d'effacement. En déformant le gisement d'effacement au prorata de l'augmentation des consommations d'électricité par le secteur de l'industrie, c'est-à-dire sans même supposer une systématisation de l'intégration des problématiques de puissance dans les nouveaux équipements, **le gisement technico-économique d'effacement industriel mobilisable en 2050 pour une durée d'une demi-heure à moins de 30€/MW est de 3,3 GW, contre 2,3 GW en 2030.** Si l'on suppose rémunération 2x supérieure pour

l'effacement, le gisement pourrait même augmenter de +3 GW à l'horizon 2050.

Cela ne suffit cependant pas à absorber l'incrément d'appel de puissance en pointe de près de 10 GW engendré par l'électrification de l'industrie.

Concernant **l'effacement résidentiel**, Linky peut comptabiliser les consommations énergétiques pour plus de dix signaux tarifaires différents. Des appareils configurés sur ces signaux tarifaires pourraient moduler leurs appels de puissance de manière automatique, et ainsi **Linky pourrait rendre possible un effacement implicite à grande échelle dans le résidentiel, en parallèle avec le développement de l'autoconsommation.**

Projection des gisements d'effacements par branche de l'industrie en 2030 et 2050 (GW)



Note : représentation du gisement technico-économique d'effacement pour une durée d'activation d'une demi-heure
 Sources : ADEME, E-CUBE Strategy Consultants, CEREN, SNBC, modélisation Carbone 4

Figure 22 : Projection des gisements d'effacements par branches de l'industrie en 2030 et 2050 (GW)

La situation dans le tertiaire semble analogue, avec un potentiel d'effacements pouvant être plus simple sur le principe à mobiliser du fait que les sites de bureaux agrègent de plus fortes consommations que les résidences.

Enfin, **les VE et VHR pourraient substantiellement contribuer au mécanisme d'effacement**, que ce soit de manière implicite via un pilotage de la recharge sur simple signal tarifaire, ou explicite via des injections dans le réseau électrique local.

Plusieurs entreprises et start-ups mettent en place des solutions pour les effacements diffus dans le résidentiel, le tertiaire ou encore pour la charge des véhicules électrifiés. Ces moyens de flexibilités potentiels s'additionneront à ceux précédemment mentionnés provenant du secteur industriel. **L'effacement diffus pourrait ainsi contribuer à la gestion de la pointe de demande électrique comme à la gestion de certains aléas de l'offre.**

DISCUSSIONS ET CONCLUSION

Dans le paradigme de la SNBC, et notamment sur la base de l'évolution de la consommation électrique annuelle par secteur et par usage, **nous avons modélisé l'évolution de la puissance électrique appelée à la maille horaire, pour différentes journées d'hiver selon la rigueur climatique.** Cette modélisation intègre les effets de la dérive climatique liée au réchauffement global, ainsi que la **dégradation des rendements des PAC** en fonction de la température extérieure.

Les modélisations aboutissent sans surprise au **maintien d'une pointe de demande électrique les soirs des jours ouvrés d'hiver** : comme aujourd'hui **la plus grande partie de l'appel de puissance en situation de pointe provient des usages dits « bandeau »**, qui déterminent au premier ordre la puissance moyenne journalière appelée. Ce bandeau comprend des usages thermosensibles tels que le chauffage électrique, mais aussi des usages non thermosensibles comme la consommation d'électricité dans le secteur industriel. S'y ajoutent ponctuellement les usages de « pic », comme l'éclairage ou encore la cuisson électrique, qui font survenir la pointe vers 19h chaque jour.

Le niveau de la pointe évolue principalement avec le niveau du bandeau d'usages, et plus particulièrement avec les usages électriques non thermosensibles de l'industrie. En effet l'électrification de l'industrie est très significative dans le scénario de la SNBC. Ainsi, **dans une situation de température extérieure normale pour l'hiver, c'est-à-dire autour de 4,5°C en moyenne journalière**, les usages non thermosensibles augmentent de près de 10 GW entre la situation actuelle et la situation projetée en 2050.

À moyen terme il y a peu d'évolution pour cette catégorie de la puissance appelée en 2030.

Le niveau de la pointe évolue principalement avec le niveau du bandeau d'usages, et plus particulièrement avec les usages électriques non thermosensibles de l'industrie.

Les usages thermosensibles quant à eux se maintiennent à 2030 en termes de volumes, mais baissent de l'ordre de 3 GW à long terme, horizon 2050. **L'électrification du chauffage, couplant recours à la PAC et rénovation performante des bâtiments**, ce qui est l'ambition de la politique énergétique française, permet de **chauffer un nombre bien plus conséquent de logements, sans augmenter la consommation d'électricité et tout en diminuant la puissance thermosensible appelée en pointe.**

La rénovation performante des bâtiments couplée au recours à la PAC permet de chauffer un nombre plus conséquent de logements tout en diminuant la puissance thermosensible appelée en pointe.

L'électrification des bâtiments et le programme de rénovation de la SNBC sont ainsi des **mesures sans regret du point de vue de la gestion du système électrique**.

L'un dans l'autre, les effets contraires entre usages non thermosensibles et usages thermosensibles aboutissent à une **situation agrégée qui est assez analogue à la situation actuelle pour la puissance de pointe d'un hiver moyen en 2030. En 2050 la puissance appelée augmente de l'ordre de 6 GW pour un hiver moyen par rapport à aujourd'hui, ce qui représente une augmentation de l'ordre de 7%, plus faible que l'augmentation totale de la consommation électrique annuelle de 20%, voire 30% en intégrant la production d'H₂ par électrolyse, qui est un usage susceptible de ne pas être présent à la pointe.**

En 2050 la puissance appelée augmente de l'ordre de 7% pour un hiver moyen, tandis que la consommation électrique annuelle augmente de 30% en intégrant la production d'H₂ par électrolyse.

L'évolution de la puissance de pointe fait surtout apparaître un **changement en termes de structure : la part thermosensible de cette consommation baisse de 28% actuellement à 23% à l'horizon 2050 pour un hiver moyen.**

La consommation industrielle, relativement stable sur la journée, joue un rôle de premier ordre sur l'évolution du ni-

-veau de la puissance à la pointe en 2050.

En intégrant dans la modélisation la **dérive climatique** et la **dégradation des rendements des PAC en fonction de la température extérieure**, nous pouvons parvenir à une **distribution probabilisée de la puissance à la pointe**.

La dérive climatique a peu d'effet car dans les scénarios d'un réchauffement 2°C, le scénario cohérent avec le niveau de l'ambition de la SNBC, la distribution des températures hivernales évolue peu. Il est notable d'ailleurs que la température moyenne reste à environ 4,5°C.

Par contre, **la dégradation des rendements des PAC introduit une non linéarité** dans la demande électrique en fonction de la température extérieure. **Cet effet se manifeste très peu à horizon 2030, mais joue de façon plus significative pour la situation à 2050** : ainsi la part thermosensible de la pointe électrique pourrait monter à 36 GW en 2050 en situation de froid rigoureux, voire 47 GW en froid très rigoureux. La notion de froid rigoureux correspond à une moyenne journalière de -1,5°C (soit le 1^{er} décile de la distribution de températures) et le froid très rigoureux est une température extérieure de -5,5°C, soit une situation analogue au 8 février 2012, date de la pointe historique de demande électrique en France.

Dans de telles conditions de températures extérieures, et toutes choses égales par ailleurs, **la pointe de demande électrique serait de 107 GW en froid rigoureux (+7% par rapport à la situation actuelle** telle que nous la reproduisons à 100 GW), et **118 GW en froid très rigoureux (+8% par rapport à 109 GW** dans la situation actuelle reproduite). Ainsi **la dégradation du COP des PAC n'est pas de nature à produire un phénomène de débordement sur-linéaire par rapport à la situation actuelle.**

Toutes les projections présentées et analysées dans ce document reposent sur **l'utilisation du scénario de référence de la SNBC**, sans chercher à moduler les contours de cet exercice prospectif. Il est notable que **les résultats auxquels nous parvenons sont tributaires de ces hypothèses sous-jacentes**, et notamment :

- De l'importante **électrification des consommations énergétiques**, notamment dans l'industrie (qui contribue beaucoup à la hausse de la puissance appelée en bandeau) ;
- Des **actions d'efficacité énergétique**, notamment dans les secteurs résidentiel et tertiaire où la rénovation est couplée avec l'équipement en PAC, car cela conditionne une limitation de la puissance électrique appelée pour le chauffage.

Par ailleurs, **le profil de puissance appelée pour la charge des véhicules électriques est un paramètre critique pour la pointe électrique**. Dans la modélisation retenue, **la charge des véhicules électriques fait l'objet d'hypothèses de pilotage raisonnables** étant données les technologies déjà disponibles, ce qui répartit sa contribution à la pointe de demande hivernale entre bandeau et pic.

L'évolution de la puissance électrique appelée à la pointe est donc faible à horizon 2030, mais de l'ordre de 7 à 8% en 2050, selon la rigueur de la température extérieure considérée. Ainsi, du strict point de vue des évolutions des usages électriques dans la SNBC, **la puissance appelée à la pointe électrique évolue dans des proportions qui sont raisonnables et semblent admissibles pour le système électrique**, étant donné l'horizon temporel lointain dont il est question.

La puissance appelée à la pointe électrique évolue dans des proportions qui sont raisonnables et semblent admissibles pour le système électrique.

Cette évolution peut être mise au regard du développement des effacements de consommation aux mêmes horizons. **Nous avons quantifié en ordre de grandeur l'évolution des effacements industriels**, principal gisement d'effacement actuellement, voué à un fort développement compte tenu de l'augmentation des usages électriques dans le secteur. Selon le niveau de rémunération pour ces effacements, ils sont **susceptibles d'augmenter de +1 à +3 GW par rapport à la situation actuelle, où ils se situent à environ 2 GW**. Ce développement des effacements sur les sites industriels n'est pas du même ordre de grandeur que la hausse de la puissance appelée à la pointe, mais **les effacements industriels seraient combinés à d'autres leviers de pilotage de la demande, non modélisés ici, notamment l'effacement diffus permis par le développement d'applications numériques**. En tout et pour tout, l'ensemble des mécanismes d'effacement, à commencer par le pilotage de la charge des véhicules électriques, sont à développer et à encourager pour accompagner l'électrification des usages énergétiques. Ils donneront à l'avenir des marges de lissage de la pointe de demande électrique, et plus généralement pourraient permettre de parer certains aléas de l'offre, enjeu qui ne figure pas dans cette étude.



Carbone 4 est le premier cabinet de conseil indépendant spécialisé dans la stratégie bas carbone et l'adaptation au changement climatique.

Animée par des valeurs d'engagement, d'intégrité et d'audace, l'équipe Carbone 4 est formée de 40 collaborateurs passionnés et experts : des compétences techniques à la stratégie, finance et gestion de projet.

Notre objectif commun depuis 2007 : **guider nos clients dans la compréhension du monde qui se dessine.**

En permanence à l'écoute des signaux faibles, nous déployons une vision systémique de la contrainte énergie-climat, et avons à cœur d'accompagner la nécessaire transformation technique d'une transformation humaine.

Nous mettons notre rigueur et notre créativité en œuvre pour transformer nos clients en leaders du défi climatique et embarquer les acteurs dans le changement.

