



**Groupe de travail 7
« Flexibilité »**



**Cadrage des hypothèses sur les gisements de
flexibilité de la demande**

Document de travail

Table des matières

Table des matières	2
1. Contexte et objectifs	3
1.1. Cadre général	3
1.2. Objectifs du groupe de travail « Flexibilité ».....	4
2. Gisements de flexibilité de la demande industrielle et tertiaire.....	8
2.1. Gisements techniques	8
2.2. Estimation des gisements accessibles	10
3. Gisements de flexibilité de la demande résidentielle	14
3.2. Véhicules électriques.....	21
3.3. Chauffage et climatisation.....	27
3.4. Eau chaude sanitaire	34
3.5. Usages blancs (lave-linge, sèche-linge et lave-vaisselle).....	37
3.6. Usages froids (réfrigérateurs et congélateurs).....	39
3.7. Cuisson	40
3.8. Éclairage	43
3.9. Technologies de l’information et de la communication (TIC)	44
4. Synthèse des gisements de flexibilité de la demande à l’horizon 2050, avec prise en compte des durées d’activation.....	46
5. Références.....	51

1. Rappel du contexte et des objectifs du groupe de travail

1.1. Cadre général

Dans le cadre de ses missions prévues par le Code de l'énergie, RTE établit périodiquement un Bilan prévisionnel pluriannuel de l'équilibre entre l'offre et la demande d'électricité en France. Celui-ci contribue à l'élaboration de la politique énergétique, en éclairant le paysage du système électrique à long terme.

Le prochain Bilan prévisionnel à long terme intégrera un volet portant sur l'horizon 2050 et proposera des scénarios d'évolution possibles du mix électrique français, dans un contexte de transition énergétique et d'ambition de l'atteinte de la neutralité carbone de la France à ce même horizon, portée par la Stratégie nationale bas carbone (SNBC).

Les éléments de cadrage pour la construction des scénarios à horizon 2050 ont été présentés par RTE et discutés avec l'ensemble des parties prenantes au cours des réunions plénières de la Commission perspectives système et réseau (CPSR)¹ qui se sont tenues les 17 mai et 27 septembre 2019 et les 28 février et 25 septembre 2020.

La gouvernance des travaux d'élaboration des scénarios 2050 est articulée autour de plusieurs piliers, visant notamment à renforcer la transparence et la robustesse des analyses :

- **la CPSR**, qui servira d'instance de cadrage stratégique des travaux, et d'arbitrage des orientations ;
- **des groupes de travail** réunissant l'ensemble des experts et parties prenantes intéressées sur des thématiques précises, notamment : la consommation, le référentiel climatique, la scénarisation, le couplage entre les différents vecteurs, la modélisation de la production, les flexibilités, l'acceptabilité sociétale ou encore l'inertie et la stabilité du réseau...
- **une consultation publique** très large, qui prendra la forme d'un appel à contributions organisé à l'automne 2020 et qui viendra enrichir les échanges initiés dans les premiers groupes de travail.

De nombreuses réunions des groupes de travail ont déjà eu lieu en 2019 et 2020 ou sont programmées pour la fin de l'année 2020.

Pour chacun de ces ateliers, RTE diffuse un document de cadrage visant à présenter de manière synthétique la méthodologie et les jeux d'hypothèses envisagés pour la construction des scénarios.

Le document présent porte sur le cadrage des gisements de flexibilité associés à la demande d'électricité.

¹ Les supports de présentation des réunions plénières de la CPSR sont disponibles sur le site de la concertation : <https://www.concerte.fr/content/actualite-de-la-commission-perspectives-systeme-et-reseau>

1.2. Rappel des objectifs du groupe de travail « Flexibilité »

Les scénarios 2050 étudiés dans le cadre du Bilan prévisionnel seront caractérisés par une part croissante d'énergies renouvelables variables (éolien et solaire) dans le mix en France mais également sur le reste de l'Europe interconnectée.

Cette diversification du mix rend nécessaire une analyse approfondie des enjeux liés à l'équilibre entre l'offre et la demande. La variabilité de la production solaire et éolienne soulève ainsi de nouvelles problématiques. Il convient donc de pouvoir caractériser finement les besoins de flexibilité du système électrique et d'estimer les gisements de flexibilité disponibles aux différents horizons temporels qui permettront de garantir la sécurité d'approvisionnement, l'équilibrage du système en temps réel ou encore l'optimisation de l'utilisation du mix électrique (sur le plan économique).

Ceci inclut la prise en compte des contraintes associées à ces flexibilités, comme par exemple leur acceptabilité ou les coûts de mise à disposition et d'activation. Les gisements de flexibilité étudiés seront notamment le pilotage de la demande d'électricité (effacements de consommations, recharge des véhicules électriques, etc.), le stockage (batteries, hydraulique...), le couplage sectoriel (*power-to-gas-to-power*) et la production des centrales thermiques pilotables. Un autre facteur fondamental pour l'analyse de flexibilité est le degré d'interconnexion des pays européens : des capacités d'échange plus élevées permettent d'une part le foisonnement des productions variables, en réduisant donc les besoins de flexibilité dans chaque pays, et d'autre part la mise en commun des gisements de flexibilité avec les pays voisins, en réduisant le volume de moyens nécessaires.

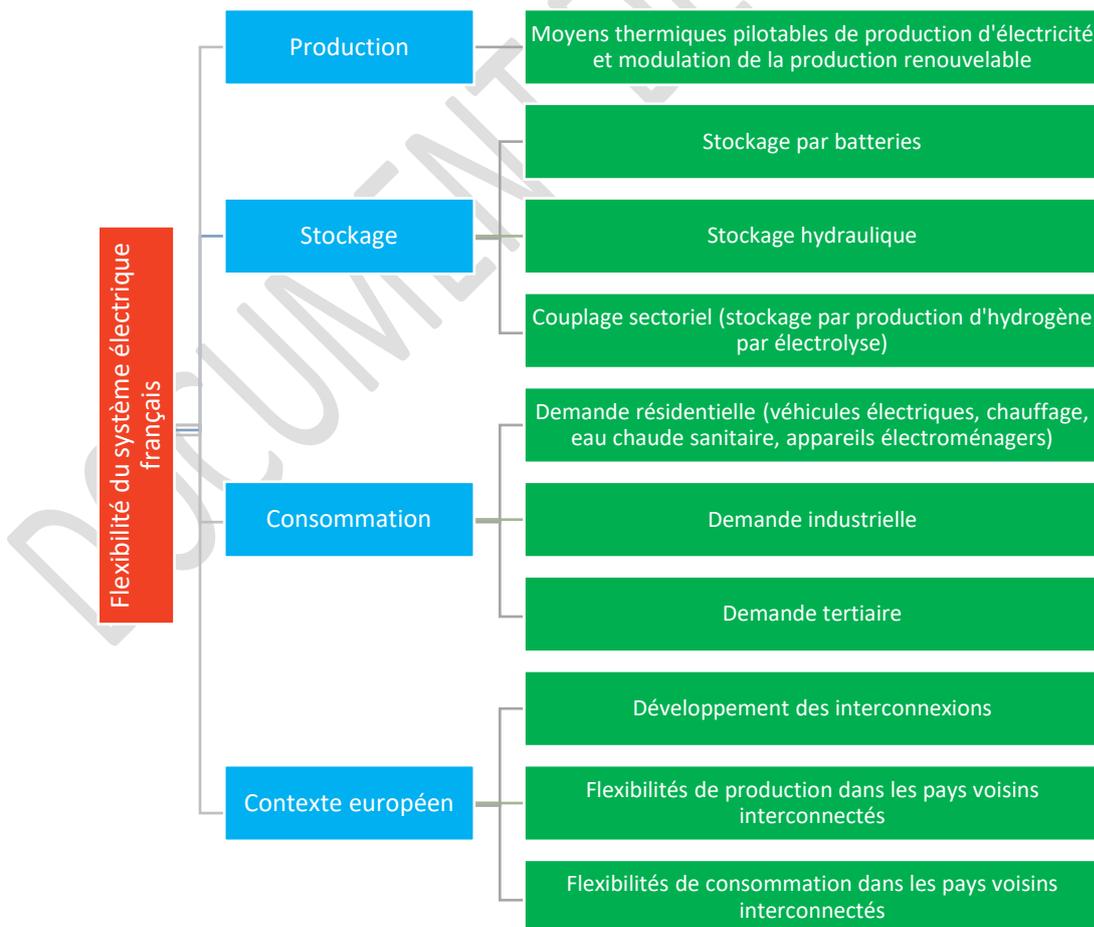


Figure 1. Composantes de flexibilité du système électrique français

Les différents leviers mobilisables peuvent être complémentaires. En effet, les besoins de flexibilité pour garantir l'équilibre du système électrique en tenant compte des fluctuations de la consommation et des productions variables dépendent de l'horizon considéré (journalier, hebdomadaire, saisonnier, pluri-annuel ou également pour la fourniture de réserves en temps réel). Etant donné leurs caractéristiques techniques (contraintes de stock, de disponibilité, de délai de mobilisation, etc.), les leviers de flexibilité identifiés peuvent fournir différents types de services et répondre à des besoins de différentes natures.

Dans le cadre de l'élaboration des scénarios 2050 du Bilan prévisionnel, l'étude des problématiques de flexibilité sera structurée autour de trois axes :

- 1- Une caractérisation des besoins de flexibilité dans les différents scénarios d'étude : des premiers éléments méthodologiques ont par exemple été présentés dans le cadre des réunions du groupe de travail sur les interfaces entre l'électricité et les autres vecteurs² et de premiers ordres de grandeur présentés lors de la CPSR du 25 septembre 2020 sont discutés dans le rapport que RTE et l'Agence internationale de l'énergie publieront mi-novembre sur la faisabilité technique d'un système électrique avec de hautes parts de production renouvelable variable. Cette description des besoins de flexibilité sera reprise et appliquée à l'ensemble des nouveaux scénarios d'étude du Bilan prévisionnel à l'horizon 2050.
- 2- Une définition des hypothèses et caractéristiques associées aux différents leviers de flexibilité considérés (stockage, flexibilité de la demande, capacités de production...) : gisement, coûts, contraintes, acceptabilité, etc. En particulier, différents niveaux possibles de flexibilisation des usages seront intégrés dans l'étude, en cohérence avec les réflexions sur les évolutions des comportements, modes de vie et structures sociétales, et l'acceptabilité ou la volonté des consommateurs de flexibiliser leurs usages.
- 3- Une analyse technico-économique sur les volumes de flexibilité à mobiliser pour répondre aux besoins identifiés dans les différents scénarios et assurer la sécurité d'approvisionnement : cette analyse sera basée sur des éléments économiques permettant d'estimer la pertinence des différentes solutions, par une analyse bénéfices – coûts à l'échelle de l'ensemble du système électrique et énergétique. Elle constituera la mise en relation et la synthèse des travaux des deux premiers axes.

Un des enjeux de cette analyse sera d'apporter un éclairage technique, économique, environnemental et sociétal sur le développement nécessaire des flexibilités dans les différents scénarios visant la neutralité carbone mais également d'identifier les échéances auxquelles ces flexibilités doivent être développées.

Lors de la première réunion du groupe de travail « Flexibilité » en mai 2020, la caractérisation du développement de la mobilité électrique et les hypothèses influençant le gisement de flexibilité associé ont été détaillées.³

La deuxième réunion du groupe de travail prévue le 16 octobre 2020 porte essentiellement sur le cadrage des hypothèses concernant l'estimation des gisements de flexibilité de la demande (résidentielle, industrielle et tertiaire). La suite de ce document détaille les éléments d'hypothèses.

² Voir en particulier le document de cadrage sur les interfaces entre l'électricité et les autres vecteurs [34] (section 5)

³ Voir le document de cadrage sur les hypothèses concernant la mobilité électrique [18]

1.3. Enjeux spécifiques liés à la modélisation de la flexibilité de la demande électrique dans les scénarios prospectifs

La caractérisation des possibilités de flexibilité de la demande électrique constitue un point central des études d'équilibre offre-demande sur des scénarios prospectifs de long terme. En effet, dans des scénarios de mix électrique décarbonés, la modulation de la demande permet d'optimiser l'utilisation des moyens de production renouvelables et nucléaires.

Ainsi, la flexibilité de la demande permet bien évidemment d'adapter en partie la demande aux fluctuations de la production d'origine renouvelable, qui dépend elle-même des conditions météorologiques. Mais elle permet également de placer la demande à des instants favorables pour le système électrique et éviter ainsi la perte de productible décarboné à faible coût variable, en particulier le nucléaire. Ceci contribue à la sécurité d'approvisionnement du système mais également à l'équilibre économique du mix et des moyens de production.

La flexibilité de la demande apparaît donc comme une composante cruciale de l'équilibre du mix électrique à long terme, tant sur le plan technique que sur le plan économique.

Dans les exercices prospectifs, la flexibilité de la demande constitue en conséquence une variable de bouclage importante. Certains scénarios existants dans la littérature intègrent ainsi un développement très significatif de cette flexibilité en vue de favoriser l'équilibre entre l'offre et la demande dans des scénarios avec une part importante d'énergies renouvelables et de limiter le recours à d'autres solutions de flexibilité pouvant être coûteuses ou émettrices de gaz à effet de serre. A l'inverse, d'autres scénarios publiés ne parient que sur un développement limité de ce type de flexibilité conduisant à devoir développer d'autres leviers (stockage par batterie, centrales à biogaz ou biomasse...).

Pour prendre en compte les enjeux associés à la flexibilité de la demande, l'analyse s'articulera autour de trois principes :

- 1- Il s'agit de disposer **d'une évaluation détaillée du gisement technique de flexibilité** sur la demande. Celui-ci doit être relié en particulier aux projections d'évolution de la consommation par usage et par secteur et dépend également de la capacité à « flexibiliser » les usages considérés.
- 2- Le développement du pilotage des usages électriques est susceptible d'avoir **un coût qu'il convient de pouvoir évaluer et intégrer au chiffrage économique des scénarios** (en lien avec les travaux du GT9 sur les coûts). Par exemple, le déploiement de la gestion active de la demande dans le secteur résidentiel peut nécessiter l'installation d'équipements spécifiques (boîtier dédié...), et / ou la mise en œuvre de ressources humaines ou informatiques pour piloter la charge en temps réel, dont les coûts doivent donc être pris en compte. C
- 3- Les projections de gisements de flexibilité sur la demande doivent tenir compte **des dynamiques sociétales et des enjeux d'appropriation par les consommateurs**. En effet, la capacité à développer des dispositifs de pilotage de la demande électrique à long terme dépend en partie de l'acceptabilité ou de la volonté des consommateurs à s'engager dans ce type de démarche. L'acceptabilité de cette flexibilité doit donc être caractérisée et précisée dans le cadrage. Son évolution à long terme reste toutefois incertaine : les motivations des consommateurs peuvent être multiples et leur niveau d'engagement peut évoluer dans le temps en fonction du contexte. Plusieurs variantes devront donc être considérées dans l'analyse.

1.4. Principes méthodologiques : du gisement technique au gisement accessible

Dans ce document, le terme flexibilité de la demande désigne tout type de **modulation de la consommation en réaction à des signaux (par exemple, des signaux de prix ou de commande) par rapport à un profil de consommation « naturel »** (sans flexibilité). Cette modulation peut être ponctuelle, sur la base d'un signal proche du temps réel, pour répondre par exemple à un besoin de capacité du système électrique lors d'une vague de froid. Elle peut également prendre la forme d'une modification durable du profil de consommation, notamment pour tirer profit au mieux des productions renouvelables, telles qu'une production d'électricité solaire photovoltaïque dans les heures centrales de la journée.

Les gisements de flexibilité sont dans un premier temps abordés sous l'angle technique, pour identifier un potentiel de puissance pilotable. Ce gisement technique est néanmoins limité par une identification préalable des secteurs et usages propices à une modulation de la consommation.

Dans un second temps, la prise en compte des contraintes économiques et sociétales (pour le secteur résidentiel) permet de passer de l'estimation du gisement technique au gisement effectivement accessible.



2. Gisements de flexibilité de la demande industrielle et tertiaire

Les secteurs industriel et tertiaire peuvent déjà fournir un volume important d'effacements de consommation. Aujourd'hui, les effacements explicites en France représentent environ 2 à 3 GW (2644 MW certifiés en 2020 sur le mécanisme de capacité par des opérateurs d'effacements) et une grande partie de cette capacité certifiée correspond à des effacements industriels.

L'évolution du potentiel de flexibilité de la demande associé à ces secteurs dépend des hypothèses techniques concernant les usages effaçables et l'évolution des consommations concernées sur le moyen-long terme, ainsi que des hypothèses économiques concernant les attentes de rémunération des acteurs. Cette section présente d'abord une estimation des gisements techniques concernant les consommations d'électricité qui peuvent être effacées. Dans un deuxième temps, les limitations de ce gisement dues aux coûts de mise en œuvre et aux attentes de rémunération des acteurs sont prises en compte, pour estimer le potentiel économiquement pertinent dans différentes configurations.

2.1. Gisements techniques

2.1.1. Secteur industriel

Les procédés industriels électro-intensifs représentent des gisements de flexibilité importants, qui sont déjà valorisés depuis longtemps en France. Les effacements sont réalisés dans l'industrie grâce au décalage de la production dans le temps ou sur d'autres sites, en exploitant l'inertie de certains process, le recours à l'autoproduction, ou encore dans quelques cas particuliers le renoncement définitif à la production (si la rémunération de l'effacement excède le revenu marginal de production).

D'après le rapport ADEME sur les effacements dans l'industrie et le tertiaire de 2017 [1], les principaux gisements de flexibilité dans l'industrie concernent les secteurs de la métallurgie, de la mécanique, du papier et de la chimie, qui représentent à eux seuls 75% du gisement technique d'effacement industriel en France. Parmi les usages d'électricité effaçables, 70% correspondent aux usages thermiques (fours, cuisson) et moteurs (broyage, laminage, air comprimé...). Le froid et l'électrolyse représentent également une part significative du gisement alors que l'éclairage et le chauffage sont minoritaires.

Le gisement technique total pour l'industrie se situe entre 4,5 GW et 5,7 GW selon les durées d'activation considérées. En effet, le gisement de puissance effaçable diminue avec la durée de l'effacement demandé.

Cette tendance est particulièrement marquée pour les usages thermiques, dominants dans le secteur tertiaire. Ceux-ci sont pilotés par des thermostats et impliquent un report de la consommation peu après l'effacement évitant ainsi l'inconfort des occupants ou un risque sanitaire dans le cas du froid.

La consommation de la plupart des process industriels peut en revanche être effacée sur des durées plus longues, ce qui rend plus faible la diminution du gisement technique de flexibilité en fonction de la durée d'effacement pour l'industrie. Ne sont considérés ici que des effacements sans recours à un groupe électrogène de substitution. En effet, du fait de leur impact carbone, ces effacements « gris »⁴ devraient disparaître sur le moyen/long terme au profit par exemple de moyens de stockage (notamment, des batteries).

⁴ Les effacements appuyés sur des groupes électrogènes ne sont désormais plus éligibles à l'appel d'offres portant sur le développement de capacités d'effacement de consommation.

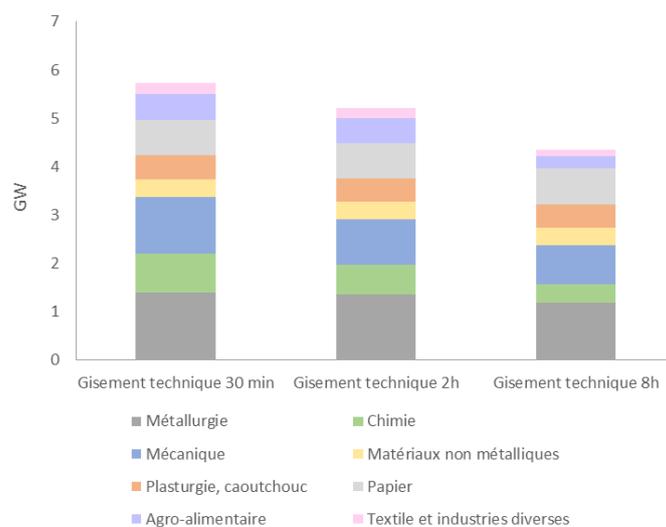


Figure 2 : gisements techniques dans l'industrie identifiés sur la base des consommations d'énergie en 2013 (source : ADEME 2017 [1])

2.1.1. Secteur tertiaire

Dans le secteur tertiaire, le chauffage et la climatisation constituent environ 40% du gisement technique effaçable identifié par l'ADEME [1], en particulier dans les bureaux et dans une moindre mesure dans la grande distribution alimentaire.

L'éclairage commercial, dans les grandes surfaces alimentaires ou les immeubles de bureaux, représente également un gisement potentiel important, qui pour l'instant n'est pas valorisé en France mais qui l'est par exemple aux États-Unis. Il correspond à 20% du gisement technique identifié.

Le secteur du traitement et de la distribution de l'eau présente également des consommations d'électricité potentiellement pilotables, notamment pour le pompage dans les stations de pompage et les installations de production d'eau potable, et l'aération dans les stations de traitement des eaux usées. Cependant, sur la plupart des sites une optimisation des appels de puissance pour minimiser la facture énergétique est déjà mise en place, ce qui peut limiter la puissance effaçable de ces usages aux moments de fortes consommations. Pour l'ADEME, 20% du gisement technique identifié dans le tertiaire est associé à ce secteur.

Le reste du gisement technique de flexibilité des consommations dans le tertiaire est identifié dans l'usage froid (en particulier dans les grandes surfaces alimentaires et dans une moindre mesure dans les entrepôts frigorifiques) et dans les data centers, même si les barrières concernant la sécurité et l'accessibilité des données constituent un frein à l'accessibilité de ce gisement.

De manière générale, les gisements du secteur tertiaire sont caractérisés par des attentes de rémunération plus élevées que celles du secteur industriel. En effet, la facture énergétique occupe généralement une part plus limitée dans le modèle économique des activités tertiaires, et fait donc l'objet d'une moindre optimisation. Les gestionnaires attendent alors des gains relatifs plus importants que dans l'industrie avant de mettre en œuvre des leviers de flexibilité. Ceci rend le gisement dans le tertiaire plus difficilement accessible (voir section 2.2).

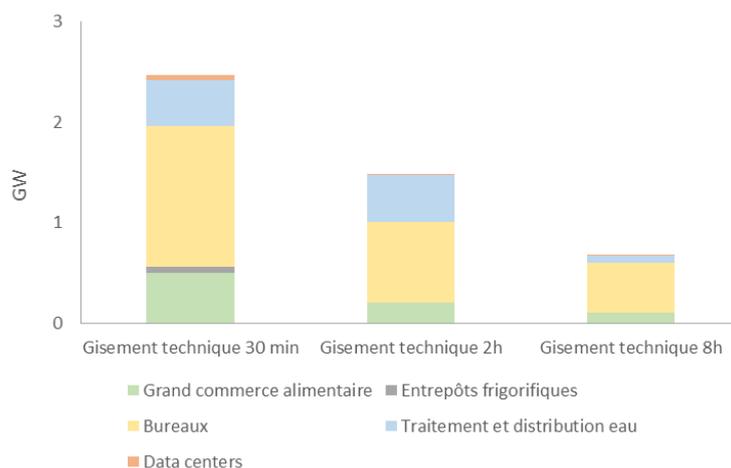


Figure 3: gisements techniques dans le tertiaire identifiés sur la base des consommations d'énergie en 2013 (source : ADEME 2017 [1])

2.2. Estimation des gisements accessibles

La mise en place d'une possibilité de recours à l'effacement présente des coûts pour l'entreprise, qu'il s'agisse de coûts fixes correspondant à l'installation, la gestion et la maintenance du dispositif de pilotage ou de coûts variables lors de l'activation de l'effacement, censés intégrer les contraintes liées à l'activation (désorganisation du process par exemple). Ces coûts se reflètent dans les attentes de rémunération des acteurs du secteur industriel ou tertiaire pour la participation aux mécanismes d'effacement : si la rémunération espérée n'est pas suffisante à couvrir les coûts de mise en place plus une certaine marge, le gisement technique existant ne sera pas mis à disposition des marchés.

Dans son étude de 2017, l'ADEME [1] a estimé les gisements accessibles dans les secteurs industriel et tertiaire pour différents niveaux de rémunération, sur la base de consommations de 2013. Les gisements sont déclinés selon trois scénarios qui permettent de refléter la sensibilité des résultats aux hypothèses sur les parts effaçables de chacun des usages étudiés et sur les attentes de rémunération des acteurs. Ces gisements technico-économiques peuvent être projetés à l'horizon 2050 sur la base des trajectoires d'évolution des consommations d'électricité dans les différentes branches industrielles et tertiaires. Il s'agit de premières estimations qui pourront évoluer suivant les évolutions des trajectoires de consommations considérées.

Pour plus de simplicité, dans la description détaillée des gisements accessibles, seuls les résultats concernant l'hypothèse centrale sur la part d'usages effaçables et les attentes de rémunération sont présentés. Dans la synthèse (section 0), les variantes basse et haute des gisements sont également exposées.

2.2.1. Secteur industriel

Dans le secteur de l'industrie, une électrification progressive de certains procédés est prévue dans le cadre de la SNBC pour atteindre l'objectif de neutralité carbone. Ceci pourra donc se traduire par des volumes plus importants de consommations d'électricité modulables.

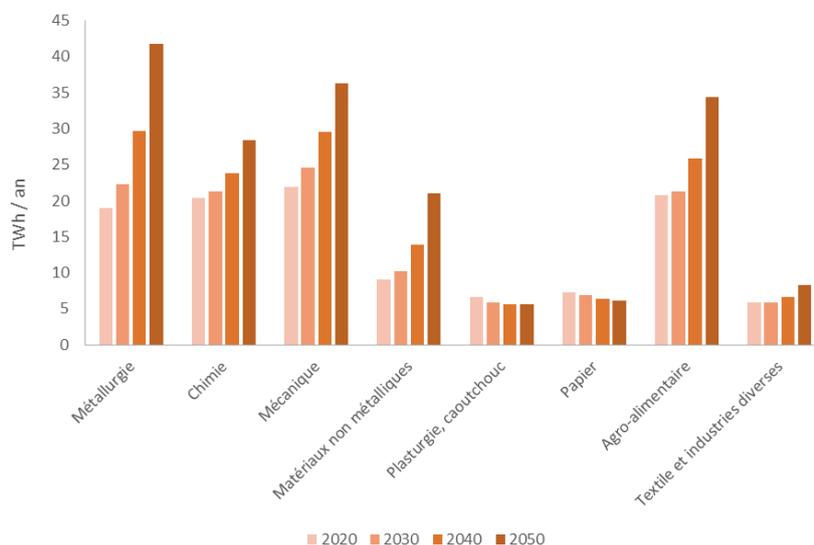


Figure 4: Hypothèses d'évolution des consommations d'énergie pour différentes branches industrielles dans la trajectoire de référence provisoire du Bilan prévisionnel à l'horizon 2050 (trajectoire compatible avec les orientations de la SNBC)

Vu la capacité technique à moduler certains process existants, une partie non négligeable du gisement technique de flexibilité pourrait déjà être accessible pour des niveaux de rémunération allant jusqu'à 30 k€/MW/an. Pour une durée d'activation de 8 heures, et dans le scénario médian (correspondant à des attentes de rémunération médianes), le gisement accessible pour le premier niveau de rémunération serait d'environ 2 GW en 2030 et de 3 GW en 2050. Avec des rémunérations très élevées (dépassant 60 k€/MW/an), les gisements accessibles représenteraient plus de 3 GW en 2030 et 5 GW en 2050.

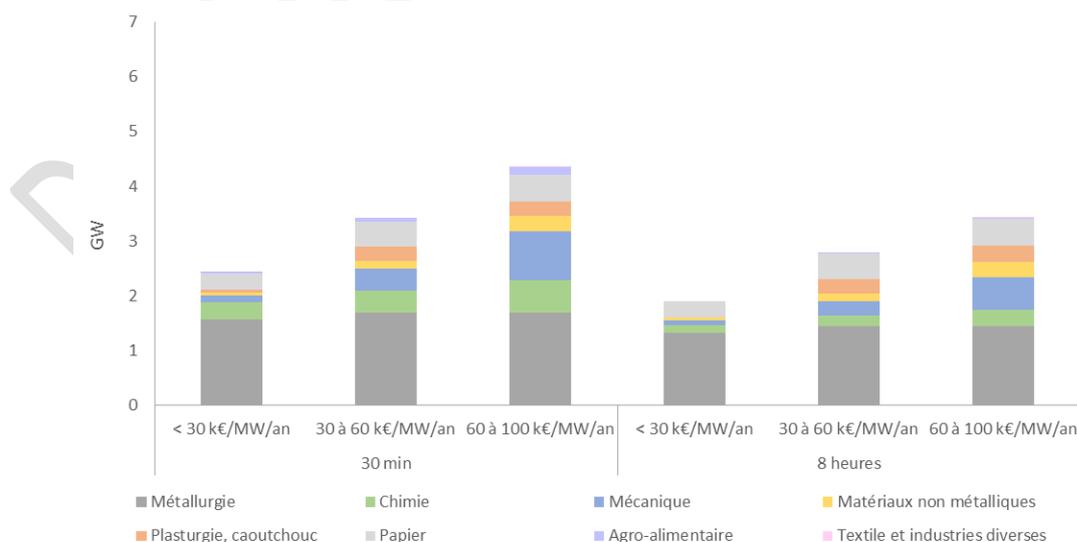


Figure 5: estimation des gisements technico-économiques accessibles dans l'industrie en 2030 pour différents niveaux de rémunération, en fonction de la durée d'activation (scénario médian)

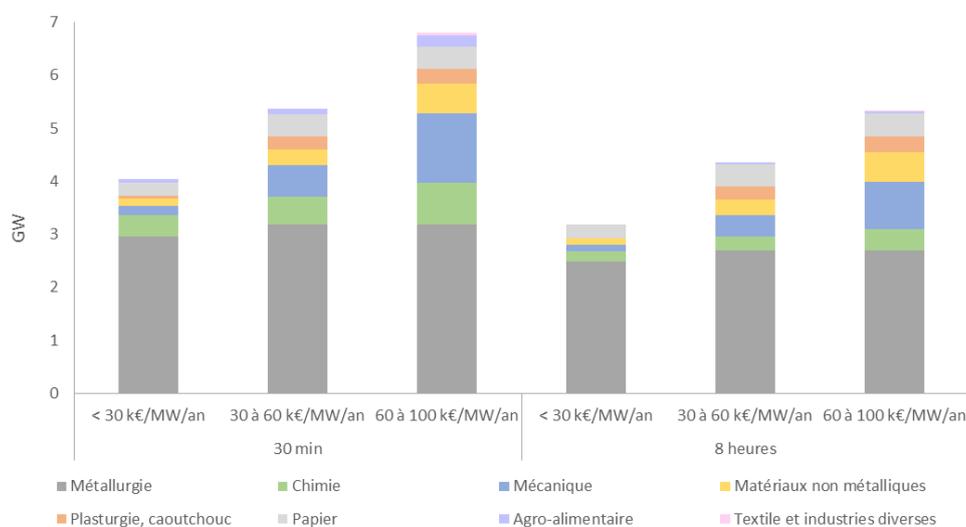


Figure 6: estimation des gisements technico-économiques accessibles dans l'industrie en 2050 pour différents niveaux de rémunération, en fonction de la durée d'activation (scénario médian)

2.2.2. Secteur tertiaire

Les consommations d'électricité des différentes branches du secteur tertiaire devraient diminuer dans les prochaines décennies du fait de l'amélioration des performances énergétiques des bâtiments, malgré une augmentation des surfaces et une électrification des usages. Le gisement technique de flexibilité pour le secteur suivra en conséquence une tendance baissière, ainsi que les gisements accessibles pour différents niveaux de rémunération.

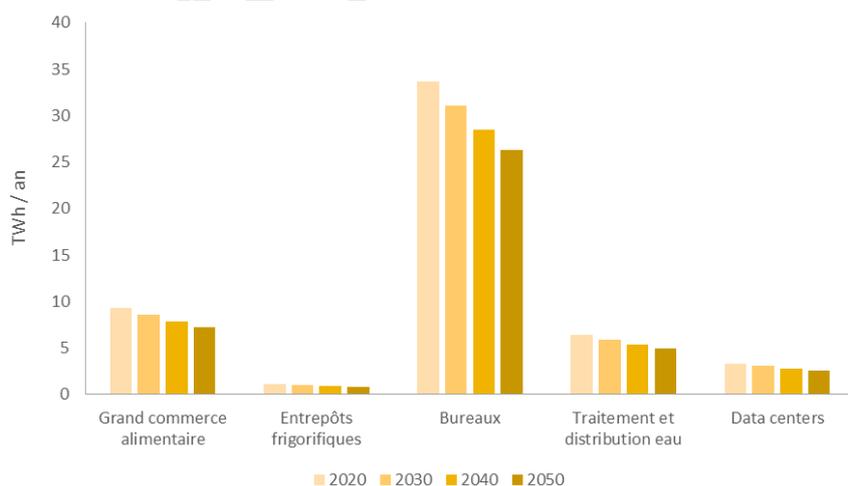


Figure 7: Hypothèses d'évolution des consommations d'énergie pour différentes branches du secteur tertiaire dans une trajectoire compatible avec la SNBC

La plupart du potentiel technique de flexibilité disponible dans le tertiaire ne devient accessible qu'à partir de niveaux de rémunération élevés. Par exemple, pour l'usage froid, seuls les plus grands hypermarchés et entrepôts frigorifiques seraient en mesure de mettre en place des effacements économiquement pertinents, et ces gisements ne deviennent significatifs que pour des hauts niveaux

de rémunération (> 60 €/kW/an) [1]. En ce qui concerne les data centers, il existe des barrières importantes du point de vue des opérateurs, concernant la sécurité et l'accessibilité des données ou les contraintes organisationnelles du fait de la multiplicité des acteurs dans le cas de data centers hébergeurs. Ces barrières rendent le gisement d'effacement associé aux data centers inaccessible en deçà de 100 €/kW/an pour la France [1].

Les usages thermiques sont prépondérants dans le secteur tertiaire : les contraintes liées à ces usages (confort des occupants pour chauffage et climatisation, risques sanitaires pour les réfrigérateurs et congélateurs) font que le gisement accessible économiquement (à un coût de moins de 100 k€/MW) et pour des activations supérieures à 30 minutes, est très faible. Le gisement est même quasiment nul pour des durées d'activation de 8 heures. Le potentiel d'effacement disponible pour des rémunérations allant jusqu'à 100 k€/MW/an est estimé à environ 0,5 GW, relativement stable sur la trajectoire 2020-2050, pour une durée d'activation de 30 minutes. Le potentiel pour des durées d'activation plus longues est nul.

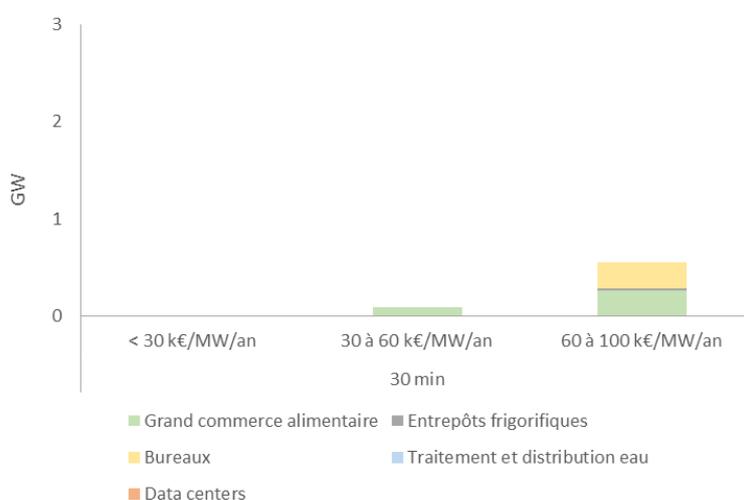


Figure 8: estimation des gisements technico-économiques accessibles dans le tertiaire en 2030 pour différents niveaux de rémunération, pour une activation de 30 minutes (scénario médian)

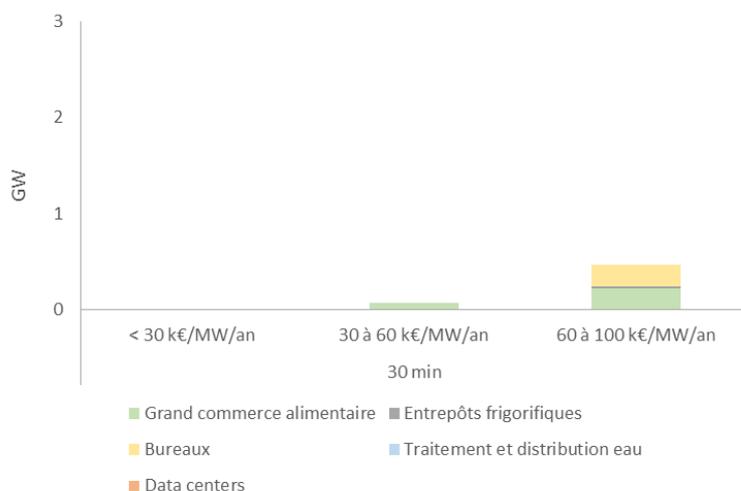


Figure 9 : estimation des gisements technico-économiques accessibles dans le tertiaire en 2050 pour différents niveaux de rémunération, pour une activation de 30 minutes (scénario médian)

3. La capacité de flexibilité de la consommation résidentielle à l'horizon 2050

3.1. Le gisement de flexibilité de la demande résidentielle s'estime à partir d'une analyse technique, économique et sociétale

Le gisement de flexibilité relatif aux consommations d'électricité résidentielles dépend en premier lieu des hypothèses techniques concernant l'évolution des consommations sur le moyen-long terme et les possibilités de pilotage des technologies mobilisées pour les différents usages. Ces éléments permettent d'estimer un gisement technique, qui ne tient pas compte des aspects économiques (coût de mise en œuvre, attentes de rémunération...) et sociétaux (acceptabilité du pilotage). La prise en compte de ces aspects est ensuite nécessaire pour l'estimation d'un gisement mobilisable de manière réaliste, à partir du gisement technique. **Ce document propose une estimation des gisements techniques à l'horizon 2050, ainsi que des considérations concernant les aspects économiques et d'acceptabilité qui permettent de fournir une première estimation des gisements potentiellement accessibles.**

Ces estimations nécessiteront d'être confirmées par des analyses approfondies et des simulations du fonctionnement du système électrique. Elles seront également amenées à évoluer en fonction des retours de la concertation et en cohérence avec l'évolution des hypothèses concernant les consommations d'électricité (travaux du GT2), ou celles concernant les dynamiques sociétales (travaux du GT5).

3.1.1. L'analyse du gisement technique de sa flexibilité nécessite d'estimer le profil de consommation

Le gisement technique de flexibilité de la demande nécessite d'évaluer tout d'abord l'évolution de la consommation électrique selon les différents usages.

A l'occasion de la réunion du GT2 consommation en date du 18 septembre 2020, RTE a présenté des premières trajectoires de consommation pour le secteur résidentiel, ainsi que les hypothèses sous-jacentes. Les hypothèses de flexibilité de la demande résidentielle présentées dans la suite de ce document s'appuient sur les trajectoires provisoires discutées dans le cadre du GT2.

Le chauffage est l'usage d'électricité résidentielle qui représente aujourd'hui le gisement le plus élevé en volume d'énergie dont la consommation peut potentiellement être reportée. À partir de l'horizon 2040, en considérant un développement de l'électromobilité compatible avec les ambitions publiques de décarbonation du secteur des transports, les consommations d'énergie pour la recharge des véhicules électriques dépasseraient celles du chauffage, pour devenir le premier poste de consommation électrique résidentielle.

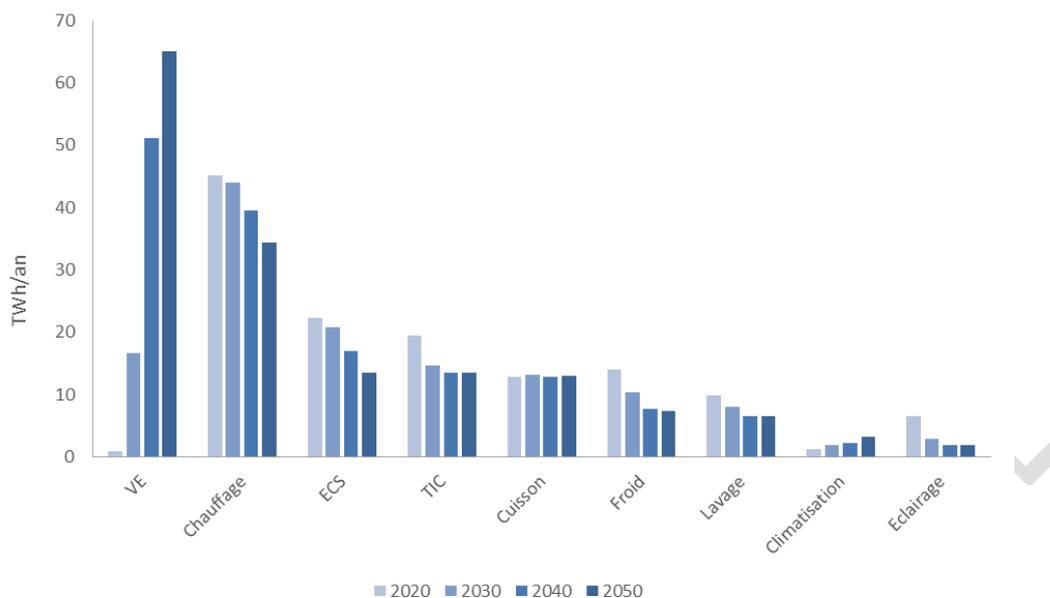


Figure 10 : trajectoires de consommations d'électricité annuelles relatives à différents usages résidentiels (trajectoire de référence provisoire du Bilan prévisionnel à l'horizon 2050, basée sur les orientations de la SNBC)

Le potentiel de flexibilité associé à chaque usage ne dépend pas seulement du volume d'énergie utilisée, mais également du profil des appels de puissance, ainsi que de la capacité à moduler la consommation dans le temps pour l'usage considéré. Par exemple, les appels de puissance liés au chauffage sont assez bien répartis tout au long de la journée, alors que les consommations d'électricité pour l'eau chaude sanitaire (non pilotée) ou la cuisson sont concentrées autour de quelques heures de la journée (matin – midi – soir). Pour un même volume d'énergie déplaçable dans le temps, la contribution à la flexibilité du système électrique sera donc plus élevée pour les usages qui présentent des pics de consommation coïncidant avec les moments les plus chargés pour le système électrique, par exemple à la pointe du soir en hiver (dans le mix actuel).

Dans la suite, les gisements techniques de puissance effaçable sont estimés sur la base de la contribution moyenne des différents usages à la pointe de consommation en hiver, sauf pour la climatisation, pour laquelle la contribution potentielle à des pointes de consommation estivales est considérée. En effet, même si aujourd'hui les périodes de tension pour le système électrique interviennent essentiellement pendant les mois d'hiver, leur distribution dans le long terme pourrait être plus différenciée, dans un contexte de consommations de climatisation grandissantes et d'incertitudes quant à la disponibilité des moyens de production lors d'épisodes de forte chaleur.

3.1.2. La flexibilité de la consommation est une innovation technique et organisationnelle qui s'inscrit dans des processus sociaux d'appropriation complexes

Une plus grande flexibilisation d'une part des consommations résidentielles est envisagée dans la plupart des scénarios énergétiques de long terme [2] [3] [4] [5], vu la nécessité d'adapter le mix électrique à une part grandissante de production renouvelable variable.

Cependant, le pilotage des usages domestiques est aujourd'hui encore peu répandu, avec l'exception notable, en France, des chauffe-eau électriques.

Le pilotage des consommations de chauffage se développe, avec des acteurs de marché valorisant cette flexibilité sur le marché, mais cela contribue encore de manière limitée à la sécurité d'approvisionnement. Ce type de flexibilité est toutefois pris en compte dans un large éventail d'études de prospective dans différents pays.

S'agissant des véhicules électriques, les expérimentations et les lancements commerciaux de programmes de pilotage des recharges se multiplient, même si elles restent encore marginales.

En revanche, peu d'études s'intéressent à d'autres usages que ceux déjà mentionnés, notamment l'éclairage, la cuisson (four, cuisinière, micro-ondes, bouilloires...) ou les différents équipements multimédias (TV, ordinateur, consoles,..). Bien que les consommations d'énergie associées à ces usages soient significatives (environ 40 TWh aujourd'hui et un peu moins de 30 TWh projetés à l'horizon 2050), leur flexibilisation apparaît plus délicate, puisqu'elle demanderait une modification des comportements des utilisateurs.

En effet, au-delà des considérations purement techniques, la flexibilisation des usages électriques, comme toute innovation, pose des questions en matière d'acceptabilité et d'appropriation sociale (Barthe et al. [6, p. 264]). En tant qu'innovation, elle va devoir s'insérer dans un système social et technique mêlant à la fois les prédispositions des acteurs sociaux (qui déterminent leur manière d'agir), des dispositifs techniques et organisationnels ainsi que les dynamiques sociales dans lesquels ils s'inscrivent.

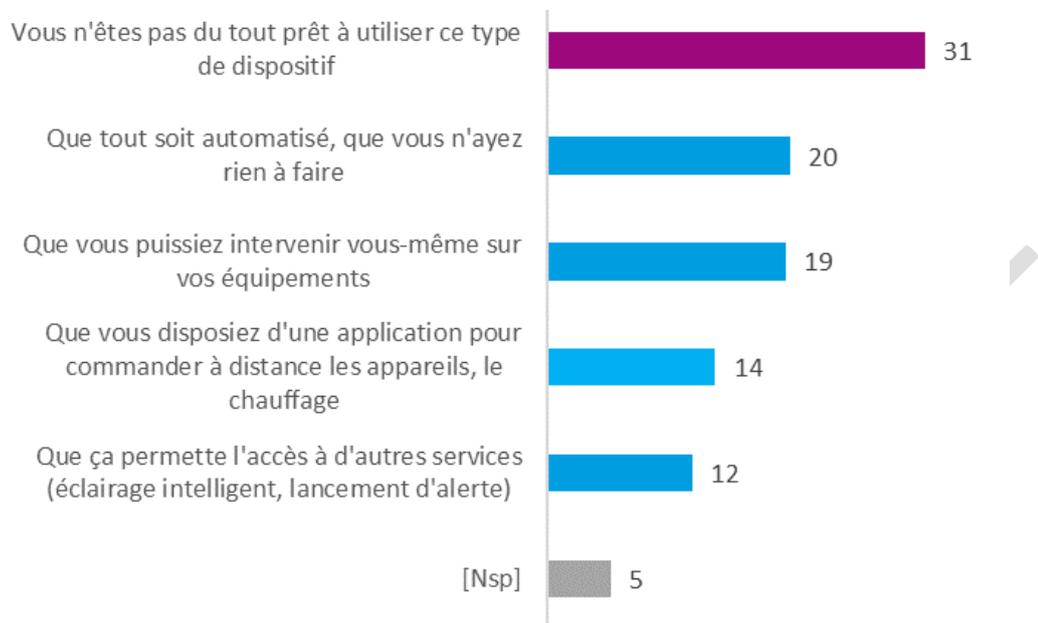
L'accessibilité du gisement de flexibilité va ainsi dépendre de la capacité qu'auront les ménages à s'approprier la flexibilité et à la mettre en œuvre au sein de leur foyer. L'appropriation sociale d'une innovation technique dépend de processus sociaux complexes qui reposent sur de nombreux éléments [6], notamment :

- Concernant les utilisateurs :
 - leur culture technique,
 - leurs pratiques et leurs usages,
 - leurs représentations sociales,
 - leurs modes de vie,
 - leur rapport au confort,
 - les dynamiques collectives dans lesquelles il est impliqué,
 - etc.
- Concernant l'innovation technique :
 - son origine,
 - la manière utilisée pour la présenter,
 - La communication qui l'accompagne,
 - etc.

À l'heure actuelle, selon une enquête récente réalisée par le CREDOC pour RTE [7], ces différentes dimensions conduisent un tiers des Français à déclarer ne pas être prêts à adopter des outils de pilotage des consommations d'énergie, en particulier pour des inquiétudes vis-à-vis du partage de données personnelles ou en matière de santé. A l'inverse, 70% des répondants sont susceptibles d'accepter un pilotage de leur consommation d'énergie mais pour des souhaits différents. Dans des proportions quasiment égales, se partagent ceux qui souhaitent que le pilotage soit complètement automatisé (20%) et ceux qui voudraient intervenir directement sur les équipements (19%). Viennent également dans des proportions très proches ceux qui souhaitent le piloter leur demande énergétique

à l'aide d'une application pour intervenir à distance (14%) et ceux qui souhaitent que cela s'accompagne d'autres services énergétiques (12%).

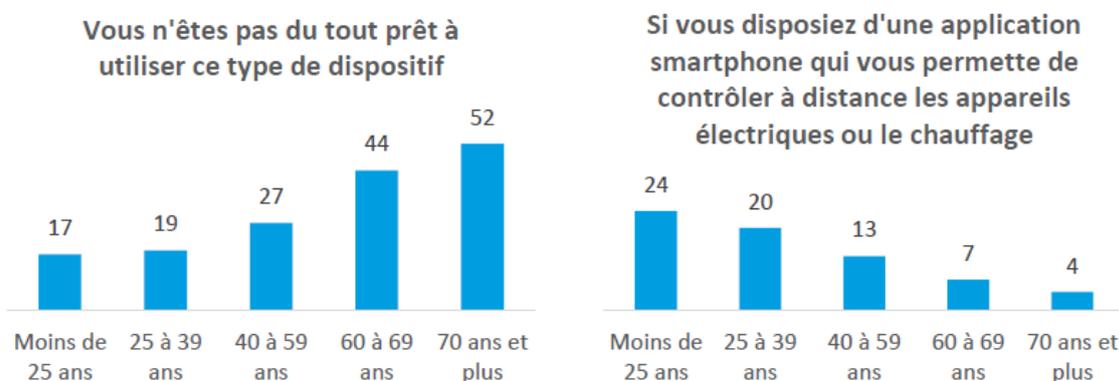
Dans l'idéal, dans quelles conditions aimeriez-vous pouvoir piloter votre consommation d'énergie ? Il faudrait ...



Source : CREDOC, Enquête « Conditions de vie et Aspirations », juin 2018
 Champ : France métropolitaine, 2 014 personnes de 18 ans et plus

La réticence au pilotage de la demande est particulièrement marquée pour les classes d'âge les plus élevées (c'est le cas d'une personne de 70 ans et plus sur deux). En revanche, les jeunes semblent plus favorables à la participation à ce type d'initiatives. Notamment, environ un quart des jeunes de moins de 25 ans seraient prêts à piloter leurs consommations si cela était rendu possible grâce à une application pour smartphone.

Les jeunes sont beaucoup moins réticents, et particulièrement attirés par la possibilité de commander à distance le chauffage et les appareils électriques (réponse en % à la question « Dans quelle condition aimeriez-vous pouvoir piloter votre consommation d'énergie ? »)



Source : CREDOC, Enquête « Conditions de vie et Aspirations », juin 2018
 Champ : France métropolitaine, 2 014 personnes de 18 ans et plus

Encadré n°1 : les hypothèses de flexibilité de consommation prises dans différentes études internationales

Les difficultés anticipées pour l'adoption du pilotage de certains usages se reflètent dans les hypothèses prises en compte par différentes études de prospective sur le système électrique, au niveau international.

Ainsi Li et Pye [4], dans leur évaluation du potentiel de flexibilité au Royaume-Uni pour 2050, considèrent que le gisement de flexibilité associé au déplacement de la charge des fours et cuisinières électriques, de l'éclairage et des TV/ordinateurs est nul, car relevant d'hypothèses de changement d'habitudes de consommation peu réalistes. Pour les mêmes raisons, Kwon et Ostergaard [5] expliquent ne pas prendre en compte la cuisson, l'éclairage, les ordinateurs et les usages liés au divertissement (TV, vidéos) pour l'estimation du gisement de flexibilité de la demande résidentielle dans le cadre d'un scénario avec 100% de production renouvelable pour le Danemark en 2050. Drysdale et al [8] ne voient aucun potentiel de flexibilité lié aux équipements de cuisson, d'éclairage, d'informatique et de petit électronique pour la Grande-Bretagne en 2030.

Yilmaz et al [9] comparent des programmes d'efficacité énergétique à des solutions de pilotage de la charge pour la Suisse en 2035. Ils estiment que, bien que les appareils de cuisson soient responsables de 26% du pic de demande résidentielle en soirée dans les projections de consommation pour 2035, ils se prêteront mal à la gestion active de la demande. L'étude conclut qu'il faudrait plutôt tabler sur des mesures d'efficacité énergétique pour les appareils de cuisson que sur des programmes de pilotage de la charge pour la maîtrise de la pointe de consommation. A l'inverse, l'Agence internationale de l'énergie dans son étude Re-powering markets [10] considère pour sa part que la contribution du secteur résidentiel à la flexibilité de la demande à l'échelle de l'Union européenne en 2050 peut s'envisager sur différents usages, bien sûr sur le chauffage (power-to-heat, de l'ordre de 20 GW pour l'ensemble de l'Union européenne) et le pilotage des véhicules électriques (recharge intelligente et vehicle-to-grid pour plus de 30 GW), d'autres flexibilités résidentielles pour moins de 20 GW d'effacement à l'échelle de l'Union européenne, puis la climatisation, les lave-vaisselle et l'éclairage pour une capacité cumulée effacement sur ces trois usages de l'ordre de 20 GW.

3.1.3. Bénéfices et motivations du recours à la flexibilité

Quatre grands types de motivations peuvent conduire les individus à flexibiliser leurs usages (selon Barthe et al. [6, p. 265]):

- une meilleure gestion de l'approvisionnement énergétique du pays ;
- une contribution à la préservation de l'environnement ;
- un bénéfice financier grâce à un allègement de facture ;
- une appétence pour les nouvelles technologies.

Des motivations aussi diverses rendent difficile l'introduction de signaux et incitations à vocation unique.

Par ailleurs, en regard de ces bénéfices perçus, les consommateurs peuvent émettre un certain nombre de réserves vis-à-vis de la flexibilité sur leurs usages de l'électricité traduisant un risque perçu et donc une limitation de l'accès à la réserve de flexibilité. Elle est notamment vue comme un risque quand par exemple elle menace le confort domestique. Que ces risques soient avérés ou potentiels,

ils peuvent représenter un puissant facteur de défiance vis-à-vis de la flexibilisation des usages et celle-ci ne peut pas dans tous les cas être inconditionnelle.

Il s'agira de faire des arbitrages entre risques perçus et potentiels bénéfiques, sachant qu'un faible gain financier ne saura pas forcément contrebalancer un risque perçu comme fort tel que la perte de confort notamment à des moments inopportuns de la vie (par exemple une baisse de la température de chauffage pesant ainsi sur la sociabilité du ménage).

Barthe et al. [6, p. 267] notent ainsi dans leur étude la bascule qui s'opère dans la relation traditionnelle consommateur/producteur, puisque le consommateur se met à rendre un service au système électrique. Les termes de l'échange entre les deux parties doivent ainsi être revus voire formalisés dans le cas d'une délégation par exemple. La redéfinition de ces termes de l'échange apparaît nécessaire afin de rendre le gisement potentiel réellement accessible. Dans la mesure où le producteur de flexibilité assume les risques associés, un bénéfice est donc attendu en contrepartie. Celui-ci peut prendre plusieurs formes comme vu précédemment, directement (rémunération par exemple) ou indirectement (utilité sociale, impact environnemental...). Alors que l'agrégateur raisonne de manière marchande et traditionnelle en termes de volumes accessibles (fiabilité des gisements, inconditionnalité de l'accès...), le producteur de flexibilité lui se positionne différemment sur des registres de maîtrise de la demande d'énergie, de réduction de dépenses, d'engagement citoyen.

On trouve dans la littérature scientifique des tentatives de quantification de l'acceptabilité du pilotage de la demande par l'estimation des attentes de rémunération des consommateurs (*willingness to accept*). Par exemple, Ruokamo et al. [11], dans une étude concernant la Finlande, trouvent qu'en moyenne les ménages attendent une compensation d'environ 80 € par an pour passer d'un tarif fixe à un tarif horaire calé sur le prix spot (on peut interpréter cette compensation en tant que gain minimal attendu pour ajuster la consommation sur la base du prix spot). L'article fournit également des estimations intéressantes concernant l'acceptabilité du pilotage de la consommation en fonction du moment et de l'usage. La compensation attendue pour le pilotage des usages hors chauffage serait d'environ 200 €/an pour le pic du soir et de 54 €/an pour le pic du matin. La compensation attendue pour le pilotage du chauffage serait autour de 80 €/an pour le soir et 60 €/an pour le matin.

Richter et Pollitt [12] évaluent la compensation financière attendue par les consommateurs britanniques, en fonction du profil (âge, sexe, catégorie socio-professionnelle, type de logement...) et du service proposé. Alors que les consommateurs demandent une compensation pour la cession d'informations sur leur consommation, pour le pilotage automatique des usages et pour le partage des informations personnelles avec des tiers, ils sont disposés à payer pour obtenir des services de support technique. Pour le suivi des consommations avec pilotage automatique, les consommateurs demanderaient environ 30 €/an. Avec le partage de données avec des tiers, la rémunération attendue monterait à environ 70 €/an. Les attentes de rémunération dépendent fortement du profil des consommateurs, et notamment de leur ouverture vers le partage de données. En particulier, une compensation de l'ordre de 130 €/an (9,82 £/mois) permettrait d'obtenir la participation de 99% des consommateurs à un service incluant la diffusion de données, mais une compensation de seulement 60 €/an environ (4,51 £/mois) suffirait à motiver 99% des consommateurs du groupe le plus enclin au partage de données.

D'autres motivations que les motivations financières peuvent compenser les désagréments qu'une modification des habitudes et le partage de données peuvent engendrer. Par exemple, selon l'étude déjà citée de Ruokamo et al. [11], les participants au sondage seraient disposés à payer en moyenne environ 80 €/an pour une réduction des émissions du système électrique de 10% et environ 130 €/an pour une réduction de 30%. Pour Richter et Pollitt [12], la valeur pour les consommateurs d'un support

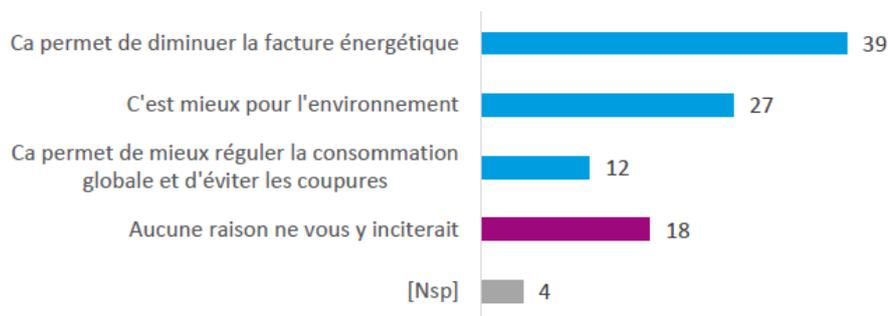
technique et de conseils personnalisés sur les consommations d'énergie serait de 6 €/an. Le bilan du projet « Smart Electric Lyon » financé par l'ADEME [13] conclut que seulement une part faible des ménages impliqués (10% à 15%) aurait choisi de participer au programme de flexibilité seulement sur la base de la réduction attendue sur la facture. Une part importante des ménages (24%) étaient motivés par les services associés au pilotage (programmation du chauffage, confort, image sociale) et la moitié d'entre eux étaient disposés à payer jusqu'à 2,8 €/mois (donc environ 30 €/an) pour ces services.

La traduction en termes monétaires de l'acceptabilité du pilotage des consommations d'électricité résidentielles reste un exercice délicat. En effet, l'énergie n'est pas consommée pour elle-même mais pour le service énergétique qu'elle rend. Les consommations dépendent directement des activités réalisées, qui s'insèrent au sein de modes de vie et de pratiques quotidiennes [14]. Les habitudes et valeurs des personnes sont des déterminants fondamentaux d'une part de la disposition à participer aux initiatives de pilotage des consommations, et d'autre part des possibilités matérielles de les mettre en place (pensons aux contraintes liées aux horaires de travail, aux temps de transport, à la présence de jeunes enfants sur les moments de présence au domicile et l'utilisation de certains appareils).

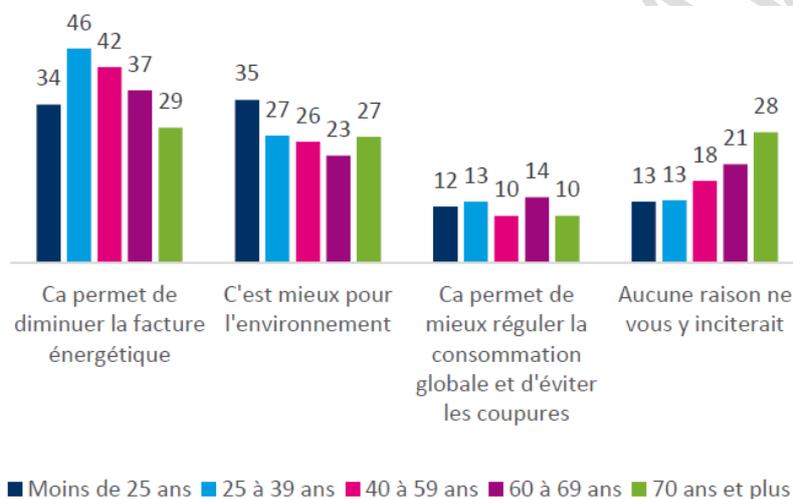
En tant qu'innovation, il est donc intéressant de se questionner sur la manière dont la flexibilisation de la consommation peut intervenir sur les trois piliers soutenant une pratique énergétique, selon l'approche de Shove, Pantzar et Watson [15]: quelles compétences cela nécessite-t-il ? Sur quel objet et au travers de quel objet agir ? Quelles valeurs vont jouer pour inscrire la pratique de flexibilité dans le temps et dans le système de quotidienneté ?

En France, le rôle que les motivations autres que financières peuvent jouer sur l'acceptabilité du pilotage apparaît important. En effet, selon l'enquête du CREDOC mentionnée plus haut [7], presque un tiers des Français considère que la principale incitation pour le pilotage des consommations d'énergie serait une amélioration des impacts environnementaux de ces consommations. Les motivations financières restent tout de même prépondérantes : environ 40% de la population serait motivé principalement par la réduction de la facture énergétique. Enfin, un peu plus de 10% des Français considère l'amélioration de la sécurité d'approvisionnement électrique la motivation principale pour le pilotage des consommations, alors que 18% de la population n'accepterait en aucun cas le pilotage de ses consommations d'énergie. Sur ces questions également, la distribution des réponses est assez différente selon l'âge des répondants. En particulier, pour les jeunes de moins de 25 ans, l'incitation principale au pilotage serait liée aux aspects environnementaux.

Quatre Français sur dix estiment que la principale incitation à piloter sa consommation d'énergie serait de pouvoir réduire sa facture (réponse en % à la question « Parmi les raisons suivantes, laquelle vous inciterait le plus à utiliser [certains dispositifs qui permettent de piloter sa consommation d'énergie] ? »)



Source : CREDOC, Enquête « Conditions de vie et Aspirations », juin 2018
 Champ : France métropolitaine, 2 014 personnes de 18 ans et plus



Source : CREDOC, Enquête « Conditions de vie et Aspirations », juin 2018
 Champ : France métropolitaine, 2 014 personnes de 18 ans et plus

3.2. Flexibilité des véhicules électriques

3.2.1. Gisement technique de flexibilité sur les véhicules électriques

RTE a publié en mai 2019 un rapport concernant les enjeux du développement de la mobilité électrique pour le système électrique [17], en s'appuyant sur les travaux d'un groupe de travail copiloté avec l'AVERE-France qui a réuni l'ensemble des parties prenantes intéressées des secteurs de l'énergie et de la mobilité.

Les résultats de l'étude montrent que le système électrique sera en mesure d'accueillir 15 millions de véhicules électriques à l'horizon 2035 sans difficulté majeure. Dans tous les scénarios analysés, le parc de production électrique français sera largement capable de fournir l'électricité nécessaire pour alimenter les véhicules. Un minimum de pilotage des recharges, même simple (suivant un tarif heures pleines – heures creuses) serait suffisant pour garantir la capacité du système à couvrir les appels de

puissance associés. Même si une adoption généralisée du pilotage des recharges ne constitue pas un prérequis technique pour une forte électrification du parc automobile, le pilotage des recharges des véhicules et la diffusion de l'injection *vehicle-to-grid* peuvent accroître la résilience du système électrique, faciliter l'intégration des énergies renouvelables intermittentes et réduire les coûts du système.

Le profil « naturel » d'appels de puissance des véhicules électriques présente des pics dans la journée liés aux moments où un grand nombre d'utilisateurs branchent leurs véhicules sur un point de charge, notamment en arrivant sur leur lieu de travail ou en rentrant au domicile. Le pic le plus important a lieu le soir entre 19h et 21h, en léger décalage par rapport au pic de retours au domicile, du fait du cumul des appels de puissance sur des heures successives. Les recharges peuvent être décalées d'un jour à l'autre, ou par exemple au week-end, en fonction des moments où les prix (et/ou les émissions du système) sont les plus intéressants, en particulier aux moments de forte production renouvelable.

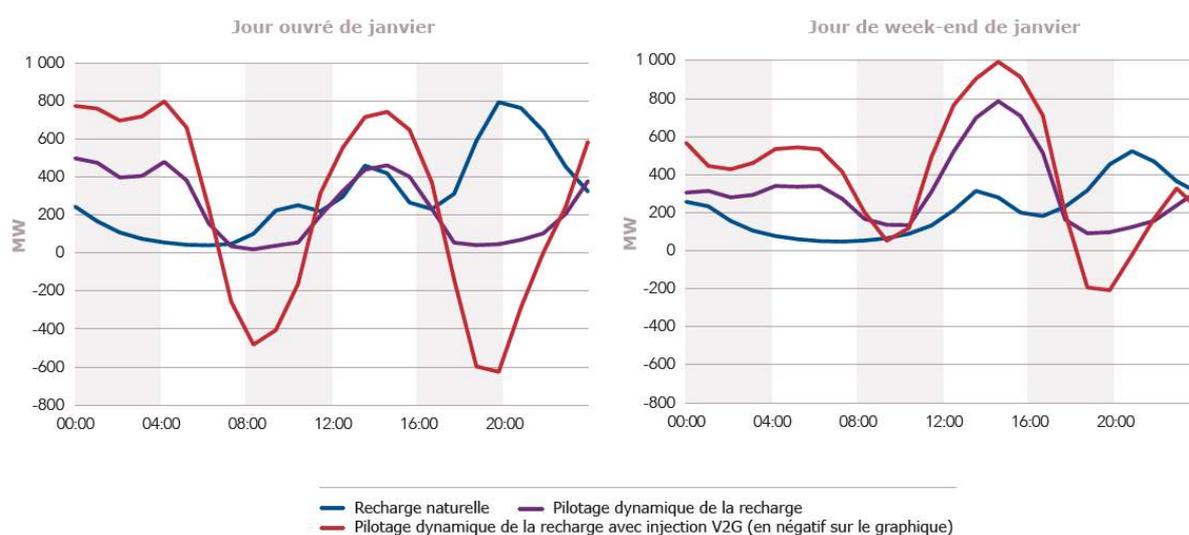


Figure 11 : Courbes de charge liée aux déplacements de mobilité locale pour un million de véhicules électriques à l'horizon 2035 dans le scénario Crescendo médian du rapport RTE sur la mobilité électrique [17], selon le type de pilotage

Les analyses menées par RTE ont permis de quantifier précisément le gisement de flexibilité associé aux pilotage des recharges des véhicules, tout en tenant compte des moments et des puissances de connexion, de l'état de charge des batteries et des besoins de mobilité des utilisateurs.

Une analyse comparant des variantes extrêmes de niveau de pilotage des recharges (absence totale de pilotage ou pilotage de la totalité des recharges selon différentes modalités) (Figure 12) permet d'estimer le gisement de flexibilité maximal associé aux véhicules électriques à l'horizon 2035. Pour le parc de véhicules considéré dans la trajectoire médiane de développement (11,7 millions de véhicules), le gisement de flexibilité lié au pilotage de recharges (sans injection) serait d'environ 7 GW sur l'ensemble des véhicules, dont la plus grande partie serait déjà accessible avec un pilotage simple de type tarifaire. La généralisation de l'injection *vehicle-to-grid* permettrait de dégager un gisement de flexibilité supplémentaire de l'ordre de 7 GW. Le gisement de flexibilité n'augmente pas de manière linéaire par rapport au nombre de véhicules pilotés : en effet, la contribution à la sécurité d'approvisionnement des premiers véhicules dont la recharge est pilotée est plus significative que celle des derniers véhicules.

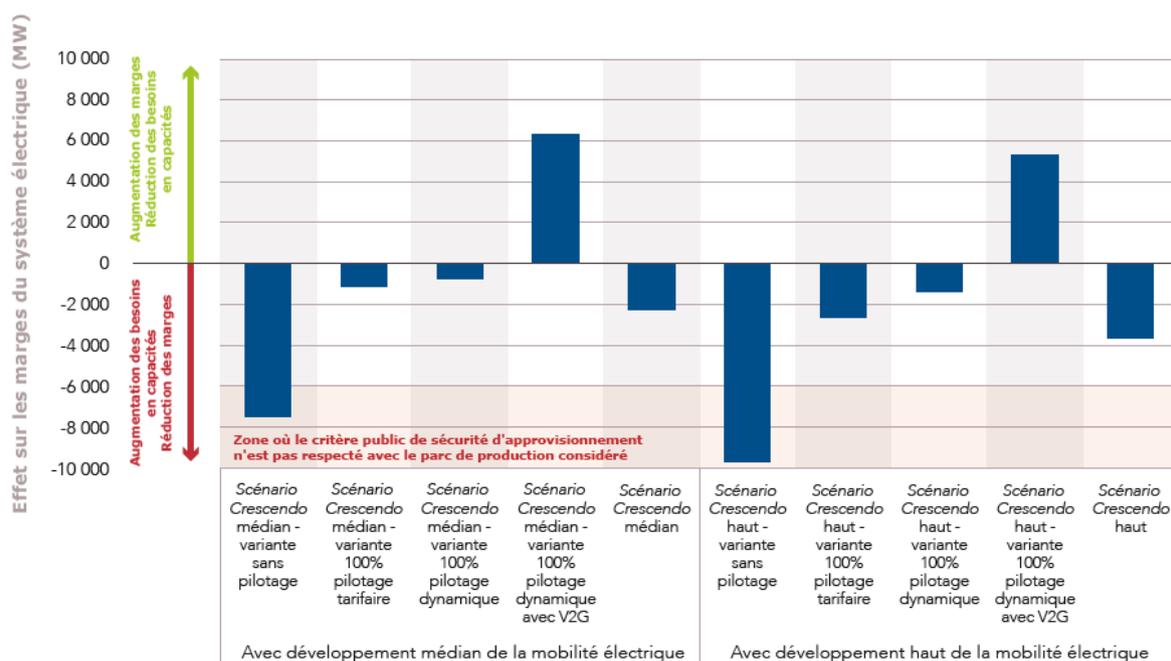


Figure 12 : Effet du développement de la mobilité électrique sur les marges du système électrique selon différentes variantes du scénario Crescendo du rapport RTE 2019 [8] (comparaison avec un scénario sans développement de la mobilité électrique à l'horizon 2035)

Dans le cadre de la première réunion du GT7 sur la flexibilité du 29 mai 2020, RTE a détaillé l'ensemble des hypothèses relatives au développement de la mobilité électrique et aux possibilités de flexibilité sur la recharge. Pour plus de précisions, le lecteur pourra se référer au document de cadrage diffusé en accompagnement de la première réunion du GT [18].

Sur la base de ces hypothèses, une estimation du gisement de flexibilité maximal en 2050 peut être réalisée. La trajectoire de développement de la mobilité électrique considérée dans la trajectoire de référence conduit à environ 7 millions de véhicules en 2030, 24 millions en 2040 et 36 millions de véhicules en 2050. Les gisements techniques de flexibilité qui en découlent seraient alors rapidement croissants dans les prochaines décennies, jusqu'à atteindre plus de 10 GW en 2040 en supposant le pilotage de l'intégralité des recharges des véhicules électriques en circulation, voire même jusqu'à près de 20 GW dans le cas théorique où tous les véhicules disposeraient en plus d'une possibilité d'injection *vehicle-to-grid*. La flexibilité maximale associée aux recharges des véhicules resterait ensuite globalement stable entre 2040 et 2050, avec une progression de l'efficacité énergétique des véhicules qui compenserait l'augmentation du nombre de véhicules en circulation sur cette décennie.

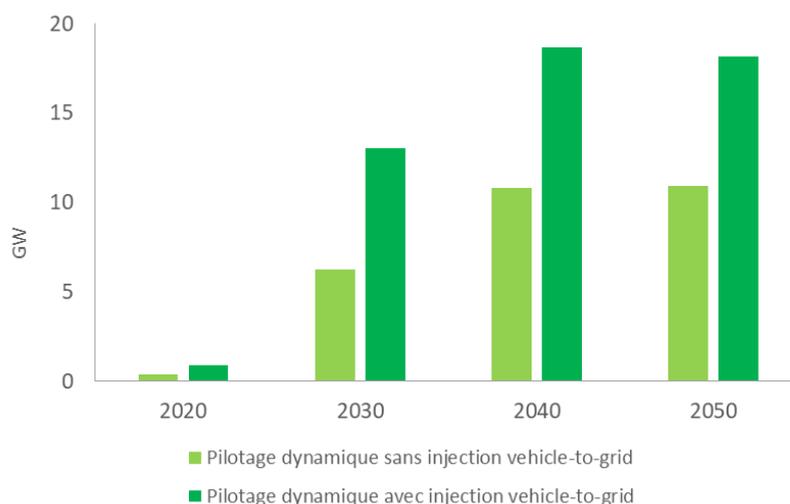


Figure 13 : Estimation du gisement technique maximal de flexibilité associé au pilotage des recharges des véhicules électriques

3.2.2. Gisement accessible de flexibilité sur les véhicules électriques

L'autonomie des véhicules actuellement commercialisés est déjà suffisante à garantir environ une semaine de déplacements en moyenne, ce qui rend possible le report des recharges d'un jour sur l'autre, ou même vers le week-end. De plus, les véhicules sont statiques la plupart du temps (ils sont utilisés 4% du temps en moyenne [17]), ce qui fait qu'avec un nombre suffisant de points de charge, un volume de stockage par batterie important pourrait être raccordé au système électrique en permanence.

Le pilotage des recharges ne présente donc pas de grandes contraintes pour les utilisateurs. En particulier, le pilotage le plus simple, sur la base d'un signal tarifaire heures pleines / heures creuses, est déjà rendu possible par les compteurs intelligents, sans besoin d'équipements supplémentaires. Un pilotage plus sophistiqué, consistant à adapter chaque semaine, voire chaque jour le pilotage de la recharge en fonction des conditions réelles du fonctionnement du mix de production, requiert des solutions techniques plus complexes : elles peuvent engendrer des coûts (mise en place d'un service d'agrégation) et nécessiter un niveau d'implication plus important des utilisateurs, par exemple avec le renseignement des besoins de mobilité à travers une application pour smartphone. Le coût pour la collectivité des solutions de pilotage dynamique devrait tout de même rester limité : l'hypothèse considérée est de 10 €/an/véhicule.

Le développement massif du *vehicle-to-grid* pose plus de défis sur le plan technique et économique, pour la nécessité d'équipements spécifiques de conversion en courant alternatif (pour l'injection dans le réseau) de l'électricité en courant continu provenant de la batterie. Les coûts des convertisseurs sont aujourd'hui très importants : une borne de recharge permettant la recharge réversible peut coûter plusieurs milliers d'euros. Cependant, les constructeurs considèrent que ces coûts devraient fortement baisser dans les années à venir grâce à l'implémentation du convertisseur dans le véhicule et à sa production à large échelle, pour ne représenter qu'environ 200 € par véhicule sur sa durée de vie. D'autres points d'attention peuvent être la compatibilité des matériels, notamment des bornes de recharge, et les effets potentiels sur l'usure de la batterie. L'acceptabilité pour les utilisateurs peut également être différente que celle pour un pilotage monodirectionnel, du fait de la perception d'un impact accru sur les besoins de mobilité, de la nécessité d'une participation plus active de l'utilisateur et de la perception d'un risque d'usure des batteries prématurée. Compte tenu de ces aspects, un

développement de la technologie sur l'ensemble du parc de véhicules ne semble pas réaliste ni pertinente d'un point de vue économique [17], mais le développement sur une partie importante du parc pourrait apporter une valeur significative pour le système électrique.

En particulier, le passage du scénario le plus contraignant pour le système électrique (Forte) au scénario le plus favorable, incluant un développement important de la flexibilité (Opera) permettrait d'améliorer les marges du système électrique par rapport au critère de sécurité d'approvisionnement⁵ de plus de 10 GW à l'horizon 2035 pour des scénarios compatibles avec les ambitions publiques de développement de la mobilité électrique (scénarios hauts).

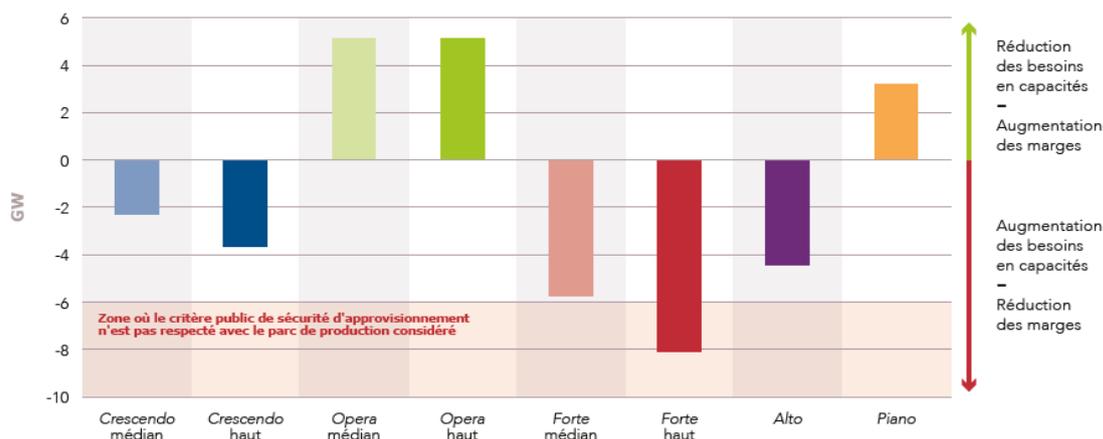


Figure 14 : Effet du développement de la mobilité électrique sur les marges du système électrique selon les scénarios du rapport RTE 2019 [17] (comparaison avec un scénario sans développement de la mobilité électrique à l'horizon 2035)

La trajectoire de pilotage de référence suppose un développement progressif des formes les plus affinées de pilotage (pilotage dynamique sans ou avec *vehicle-to-grid*), en passant par un point 2035 correspondant au scénario *Crescendo* du rapport RTE 2019 [17]. Le pilotage dynamique (par smartphone ou boîtier dédié) se répand largement à partir de 2040 pour devenir majoritaire en 2050 (30% pilotage dynamique et 25% pilotage dynamique avec *vehicle-to-grid*).

⁵ Le critère de sécurité d'approvisionnement électrique défini par les pouvoirs publics ne correspond pas à une absence de défaillance mais à un niveau de risque de défaillance limité à moins de trois heures par an en espérance. Les analyses présentées dans le Bilan prévisionnel 2019 détaillent la définition de ce critère.

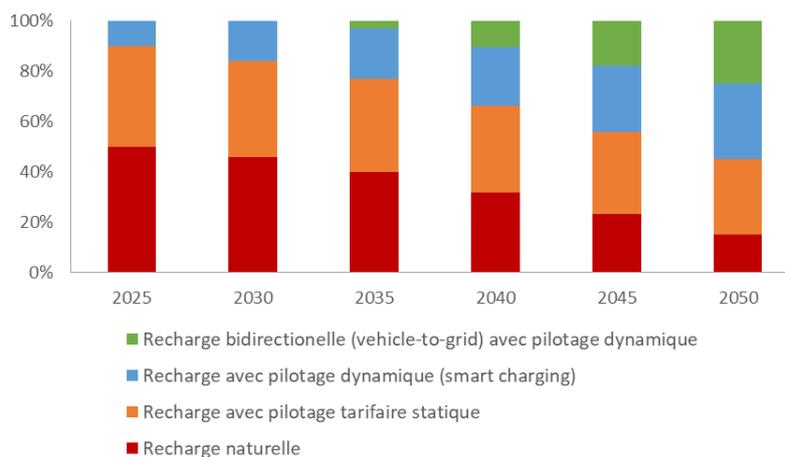


Figure 15 : Hypothèse de pilotage des recharges des véhicules électriques légers dans la trajectoire de référence (% en nombre de véhicules)

Avec cette trajectoire d'acceptabilité du pilotage des recharges et du *vehicule-to-grid*, le gisement de flexibilité associée aux véhicules électriques correspondrait à un peu moins de 4 GW à l'horizon 2030, et pourrait dépasser les 15 GW à l'horizon 2050.

En considérant une diffusion plus lente des différentes formes de pilotage, le gisement serait réduit à environ 5 GW. A l'inverse, une diffusion plus rapide (35% de recharge bidirectionnelle en 2050), permettrait d'atteindre un gisement de flexibilité proche du maximum dès 2040. Il s'agit ici d'une première estimation : l'espace économique pour le pilotage des recharges des véhicules nécessitera d'être affiné par la suite avec des simulations détaillées.

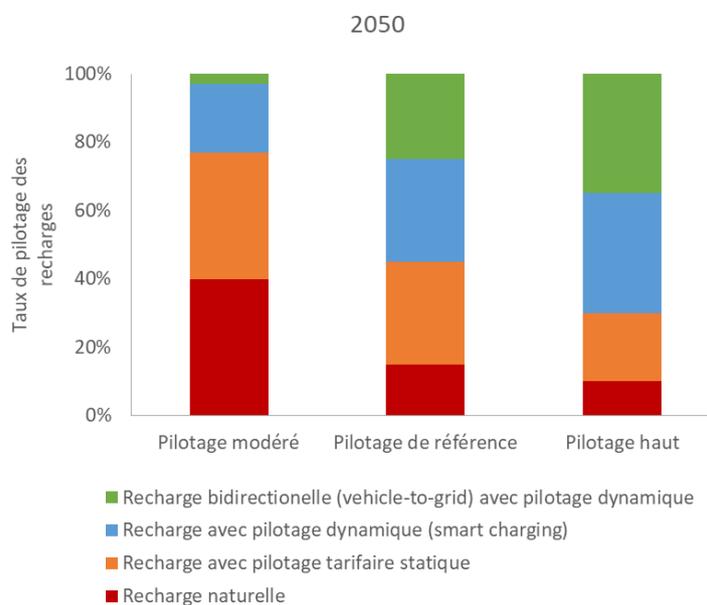


Figure 16 : Hypothèses de répartition des formes de pilotage des recharges à l'horizon 2050

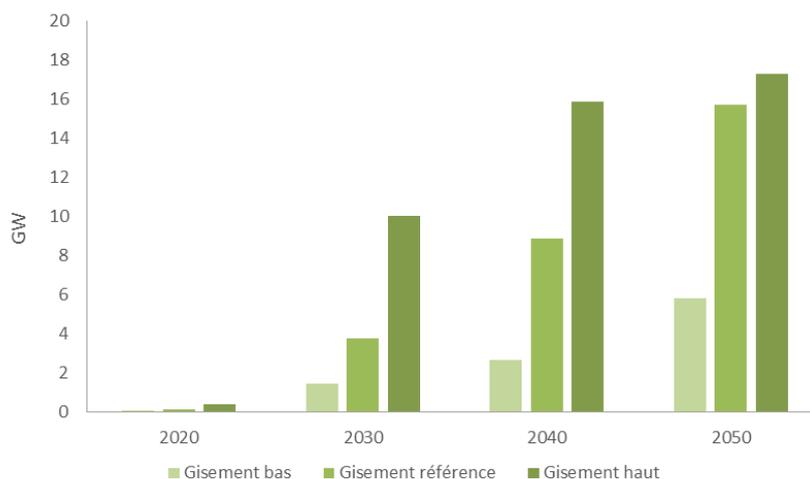


Figure 17 : Estimation du gisement de flexibilité accessible associé au pilotage des recharges des véhicules électriques

3.3. Chauffage

3.3.1. Gisement technique de flexibilité sur le chauffage

La modulation de charge considérée pour le chauffage électrique résidentiel concerne des effacements diffus de courte durée (une heure maximum), aussi bien pour des radiateurs de type Joule et que pour des pompes à chaleur. Ces effacements peuvent prendre la forme d'une coupure complète pendant une période donnée, ou d'effacements tournants plus courts (quelques minutes) sur un ensemble de logements.

Dans la littérature scientifique, le pilotage de la consommation des pompes à chaleur est très souvent associé à la présence d'un stockage thermique (ballon tampon) qui permet de limiter le nombre de démarrages et arrêts du compresseur, permettant une amélioration de la durée de vie et une préservation des performances [19] [20] [21] [22]. Les effacements plus longs avec recours à une énergie alternative ne sont ici pas considérés.

La prise en compte du **report de consommation** dû à l'effacement de chauffage, avec une représentation correcte de ses caractéristiques (puissance et volume totaux), sont fondamentales pour obtenir une estimation réaliste du potentiel de flexibilité associé à cet usage. Une étude publiée par RTE en 2016 [23], fondée sur diverses expérimentations d'effacements de chauffage électrique en France réalisées entre 2013 et 2015 ainsi que sur des simulations théoriques, a permis de constater qu'un report de consommation est systématiquement observé après l'effacement. Le report est caractérisé par des puissances additionnelles relativement faibles, qui s'étalent sur un temps long après l'effacement (au moins une vingtaine d'heures). Le taux de report⁶ observé dans les expérimentations après 24 h est inférieur à 100% : à cette échéance, l'effacement semble donc associé

⁶ On peut définir le « taux de report » d'un effacement de chauffage comme le rapport entre le volume d'énergie utilisée en plus avant ou après l'effacement pour compenser l'énergie effacée, et le volume d'énergie effacée. Dans le cadre des travaux, RTE a cherché à évaluer uniquement le report de consommation associé aux effacements résidentiels (rattrapage de consommation postérieur à l'effacement). Un éventuel effet d'anticipation (possible lorsque le consommateur sait à l'avance qu'un effacement va être activé chez lui a été supposé plus marginal que le report et n'a pas été pris en considération.

à des économies d'énergies. Cependant, l'observation du report est plus difficile au-delà de 24 heures, et une poursuite du phénomène est possible. Les éléments complémentaires apportés par les simulations permettent de conclure que le taux de report est **supérieur à 85% dans la majorité des cas, et que le report s'étale sur une durée longue, pouvant aller jusqu'à trois jours**. Les transferts de chaleurs entre logements dans les immeubles peuvent également compenser la baisse de consommation du logement dont la puissance de chauffage a été effacée par une augmentation des consommations des logements voisins. La possibilité de tels transferts incite également à la prudence concernant les économies d'énergie éventuelles.

Le **gisement technique de flexibilité** associé au chauffage dépend du volume de consommation et du profil d'appels de puissance pour cet usage, ainsi que des hypothèses concernant la durée et le nombre d'activations réalisables et le report de consommation. Le rapport RTE sur les Réseaux Électriques Intelligents publié en 2017 [24] estime une puissance effaçable en moyenne par logement, sur les heures de pointe des mois d'hiver d'un peu moins de 1 kW à l'horizon 2030⁷. Cette puissance est calculée sur la base d'un profil de consommation résidentielle représentatif d'un ménage utilisant un chauffage de type Joule en tant que mode de chauffage principal et dépend du volume de consommation annuelle. Le gisement de puissance effaçable peut par ailleurs varier dans le temps en fonction des conditions météorologiques.

Dans la trajectoire considérée ici, les consommations unitaires par logement sont d'environ 3200 kWh/an à l'horizon 2030 pour les logements équipés de chauffage Joule ou biénergie Joule-bois (légèrement plus élevées pour les logements biénergie parmi lesquels les maisons individuelles sont plus représentées) et d'environ 2000 kWh/logement en 2030. L'amélioration des performances à la fois pour les systèmes de chauffage et pour l'isolation des bâtiments via l'accélération des rénovations fait que les consommations moyennes des ménages équipés de chauffage électrique diminuent progressivement dans le temps, pour toutes les technologies considérées.

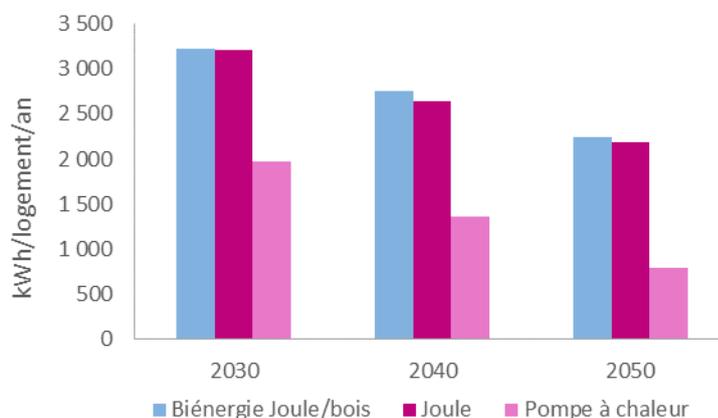


Figure 18 : projections des consommations d'énergie de chauffage pour un ménage moyen équipé de chauffage électrique, en fonction du type d'équipement

⁷ A conditions de température normales, hors événements extrêmes, pour un ménage consommant 3000 kWh/an d'énergie de chauffage. En cas de vague de froid importante, les appels de puissance à la pointe et les gisements de flexibilité associés peuvent être plus élevés.

Il est possible d'estimer les puissances effaçables par logement, en fonction de la technologie, sur la base des profils de consommation correspondants. Les puissances seraient de l'ordre de 0,9 kW/logement en 2030 pour les logements équipés de chauffage Joule ou biénergie Joule/bois, et d'environ 0,6 kW/logement pour les logements équipés de pompes à chaleur. D'autres études menées sur différents pays trouvent des ordres de grandeur similaires : Georges et al [20] montrent que pour des logements représentatifs du parc belge et chauffés par des pompes à chaleur, la puissance effaçable moyenne par logement serait d'environ 0,5 kW⁸. Dans une étude concernant la Californie, Mathieu et al [25] estiment un gisement de flexibilité compris entre 1,6 kW et 4,6 kW par logement (chauffé par pompe à chaleur), selon la zone climatique considérée.

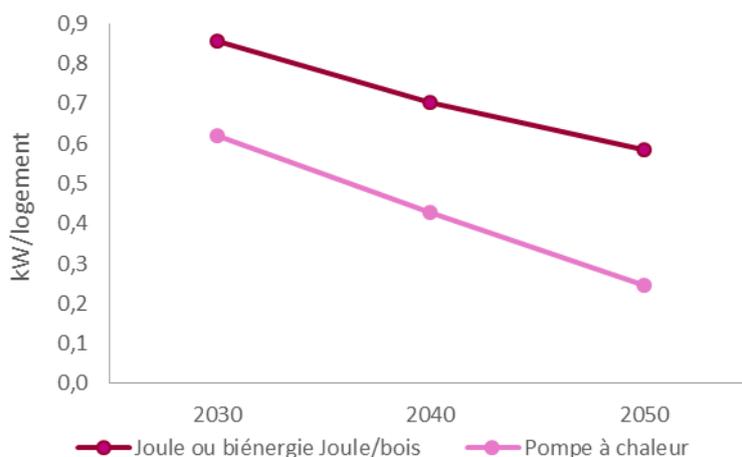


Figure 19 : Puissance de chauffage effaçable lors des heures de pointe en hiver pour un ménage moyen équipé de chauffage électrique (estimation)

Selon les premières estimations de RTE, l'augmentation du nombre de ménages équipés de chauffage électrique attendue dans les prochaines décennies compenserait partiellement la réduction du gisement de flexibilité par ménage lié à l'efficacité énergétique⁹, de sorte que le gisement maximal d'effacement théoriquement accessible passerait d'environ 12 GW en 2030 à un peu moins de 9 GW en 2050. Cependant, **seule une partie de ce gisement technique est accessible**, à la fois pour des raisons techniques concernant les équipements, pour des raisons économiques (les revenus attendus doivent être suffisants pour justifier le coût de mise en œuvre du pilotage de la demande) et d'acceptabilité du consommateur (acceptation du partage de données, perte de confort perçue, etc.). La section 3.3.2 fournit des considérations concernant le passage du gisement technique au gisement accessible.

⁸ Les activations sont contraintes de manière à ce que la température varie de maximum 1°C par rapport à la température de consigne pendant les périodes d'occupation du logement, et que la température respecte une valeur minimale pendant les périodes où le logement est inoccupé.

⁹ RTE publiera prochainement, en partenariat avec l'ADEME, un rapport sur les enjeux associés à l'accélération des rénovations et du déploiement des pompes à chaleur dans le secteur des bâtiments et fournira en particulier des résultats détaillés sur les impacts en matière de consommation électrique.

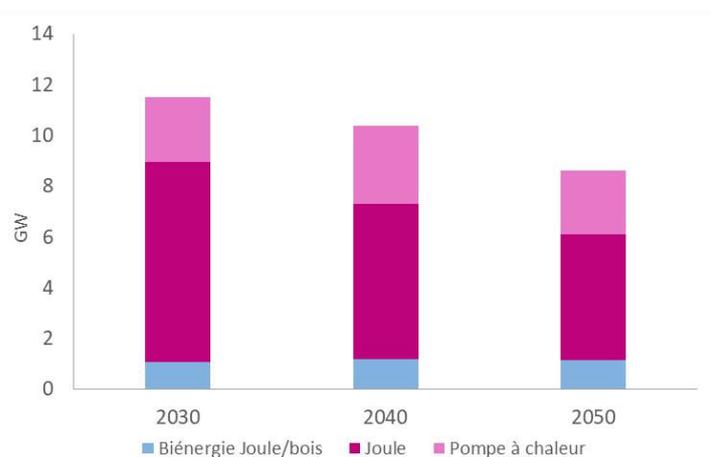


Figure 20 : Estimation du gisement technique maximal de flexibilité associé au chauffage résidentiel

3.3.2. Gisement accessible de flexibilité sur le chauffage

Dans le cadre de l'étude de RTE sur les réseaux électriques intelligents publié en 2017 [24], les échanges avec les acteurs avaient permis d'établir une hypothèse d'accessibilité des gisements de flexibilité de chauffage correspondante à 25% des gisements théoriques, à l'horizon 2030. Ce chiffre, élaboré au sein du groupe de travail piloté par RTE et l'ADEME, ne faisait cependant pas consensus. L'ADEME, dans son rapport sur un mix électrique 100% renouvelable en 2050 [2] ainsi que dans les trajectoires d'évolution du mix électrique 2020-2060 [26], suppose qu'à cet horizon de temps 75% du chauffage électrique résidentiel pourrait être piloté grâce à un développement massif de compteurs électriques intelligents.

Pour un développement large du pilotage des consommations de chauffage, certains obstacles persistants devront être levés. Dans son premier retour d'expérience sur les démonstrateurs smart grid de 2016 [27], l'ADEME soulignait que 15% à 20% des habitations ciblées s'étaient révélées inéligibles à l'installation d'un système de pilotage de la consommation, que ce soit en raison de la difficulté d'accès au compteur pour y connecter un émetteur ou capteur, de la taille trop petite du tableau électrique pour accueillir le matériel de pilotage, de l'absence d'une box internet chez le client, de l'absence d'un compteur communicant proche du tableau électrique ou encore à cause d'une incompatibilité des systèmes de chaleur par PAC déjà installés avec la technologie d'interruption déployée. L'adaptation des installations peut par ailleurs nécessiter l'intervention d'un technicien et engendrer des coûts importants, qui peuvent justifier des refus de participation de la part des utilisateurs.

Un autre élément à prendre en compte est le confort des habitants des logements concernés par les effacements. En effet, la baisse de température résultante est d'autant plus marquée que les déperditions thermiques du logement sont importantes. La participation aux programmes de flexibilisation des consommations de chauffage sera donc vraisemblablement plus élevée parmi les habitants des logements les mieux isolés. En conséquence, la puissance qui pourra être effacée par logement participant sera plus faible que la puissance moyenne présentée en section 3.3. Dans l'hypothèse centrale d'accessibilité du gisement, il est supposé qu'initialement le pilotage se concentrera sur les logements chauffés à l'électricité (Joule ou pompe à chaleur) construits ou rénovés depuis 2010, qui représentent environ 20% des logements actuels. La part de consommations

pilotables progresserait en même temps que l'électrification du chauffage et le renouvellement du parc de logements. À l'horizon 2050, grâce à une importante amélioration de l'efficacité thermique des bâtiments, la proportion de pilotage pourrait atteindre des valeurs plus élevées (mais pour des consommations par logement plus faibles) : pour 50% des logements participant (hors logements équipés de chauffage biénergie), le gisement de flexibilité accessible représenterait autour de 1,5 GW. Les logements disposant d'une autre source d'énergie de chauffage en plus de l'électricité, notamment le bois, constituent un gisement de flexibilité supplémentaire. Pour ces logements, nous considérons que les effacements peuvent concerner également des logements non rénovés, la présence d'un chauffage alternatif pouvant compenser l'inconfort généré par les déperditions énergétiques. Les logements biénergie pourraient donc représenter un gisement de flexibilité supplémentaire d'environ 1 GW sur la période.

Cette hypothèse centrale s'accompagne d'une variante basse et d'une variante haute. Dans la première, on suppose que, même parmi les logements les mieux isolés, équipés de pompe à chaleur ou chauffage de type Joule, la participation aux programmes de pilotage de la consommation ne serait pas largement répandue (environ 50% des logements de ce type en 2030), et que la participation des logements biénergie serait également un peu plus faible que dans l'hypothèse centrale. Dans cette variante, environ 15% des logements équipés de chauffage électrique participeraient au pilotage à l'horizon 2030. En revanche, dans une variante haute, il est supposé que même des logements avec des caractéristiques intermédiaires d'isolation acceptent le pilotage des consommations de chauffage. Les consommations unitaires élevées de ces logements, unie à l'augmentation du nombre de logements participant, fait que le gisement de flexibilité dans cette variante est bien plus élevé que dans l'hypothèse centrale, pour s'établir autour de 4 GW entre 2040 et 2050 (la croissance du taux de logements participants compense la baisse du gisement de flexibilité par logement liée à la diminution des consommations).

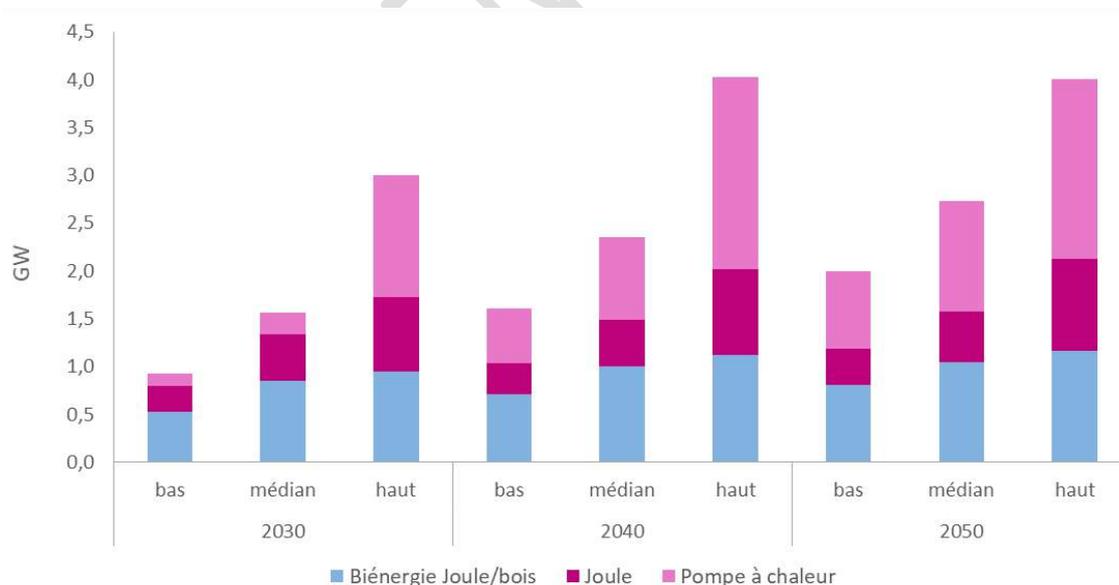


Figure 21: estimation du gisement de flexibilité accessible associé au chauffage résidentiel, pour les trois variantes considérées

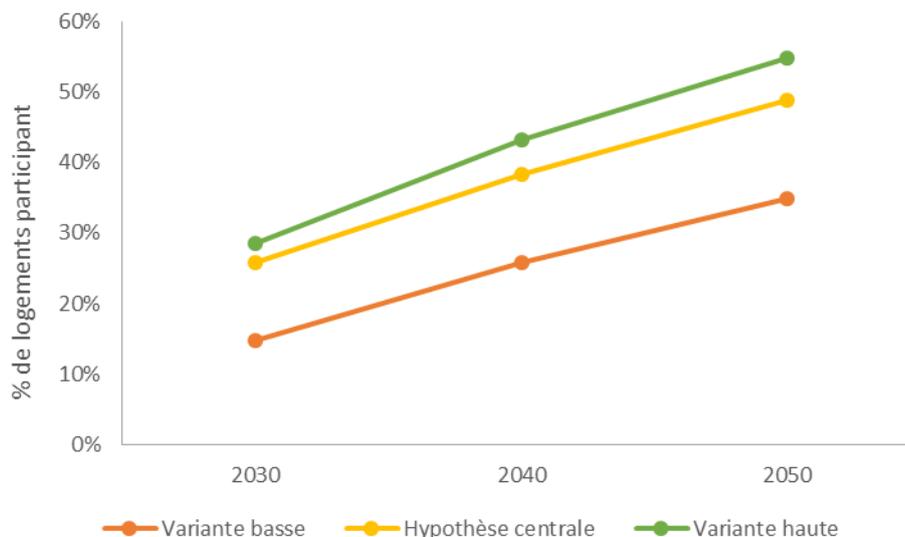


Figure 22: part de logements participant au pilotage des consommations de chauffage, dans les trois variantes considérées (exprimé sur la base du parc de résidences principales équipées de chauffage électrique ou biénergie électrique/bois)

Parmi les solutions de chauffage flexibles existe également la pompe à chaleur hybride, déjà existante sur le marché bien que peu développée dans le parc aujourd'hui – cette technologie constitue seulement quelques pourcents des ventes de pompes à chaleur [28]. Cette technologie se compose d'une pompe à chaleur couplée à une chaudière gaz venant prendre la relève de la pompe à chaleur lorsque la performance de celle-ci se dégrade, notamment en période de froid intense. Cette solution peut présenter certains avantages pour le système et pour le consommateur : elle permet de limiter les appels de puissance électrique en vague de froid, tout en maintenant le confort pour l'utilisateur et en limitant la combustion de gaz à certaines périodes spécifiques. En matière de gisement technique, en première approximation, tous les logements et bâtiments raccordés au réseau de gaz pourraient potentiellement être candidats pour l'installation de ce type de dispositif, représentant environ 10 millions de logements dans le parc résidentiel aujourd'hui et un tiers des surfaces tertiaires. Néanmoins, pour l'évaluation du gisement réellement accessible, se pose la question de la place disponible dans ces bâtiments, ainsi que de l'acceptabilité pour le consommateur – une pompe à chaleur hybride étant plus encombrante qu'une chaudière gaz seule (et plus coûteuse également).

3.4. Climatisation

3.4.1. Gisement technique de flexibilité sur la climatisation

La consommation d'électricité pour la climatisation d'été dans le secteur résidentiel est actuellement bien plus faible que celle pour le chauffage, avec environ 1 TWh de consommations annuelles. Une forte augmentation des consommations est attendue dans les prochaines décennies, malgré l'amélioration de l'efficacité énergétique des équipements. Dans la trajectoire de consommations considérée, ces consommations seraient trois fois plus importantes en 2050, du fait de l'augmentation significative du taux d'équipement des ménages (qui passerait d'un peu moins de 10% aujourd'hui à

environ 30% en 2050). Le gisement maximal de flexibilité, estimé sur la base de la moyenne des appels de puissance de pointe pour cet usage lors des jours de fortes consommations en été, pourrait en conséquence dépasser 1 GW à partir de 2040.

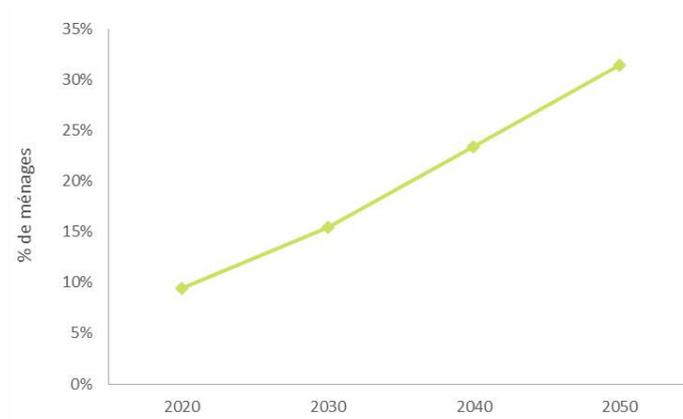


Figure 23: taux d'équipement en climatisation dans le résidentiel

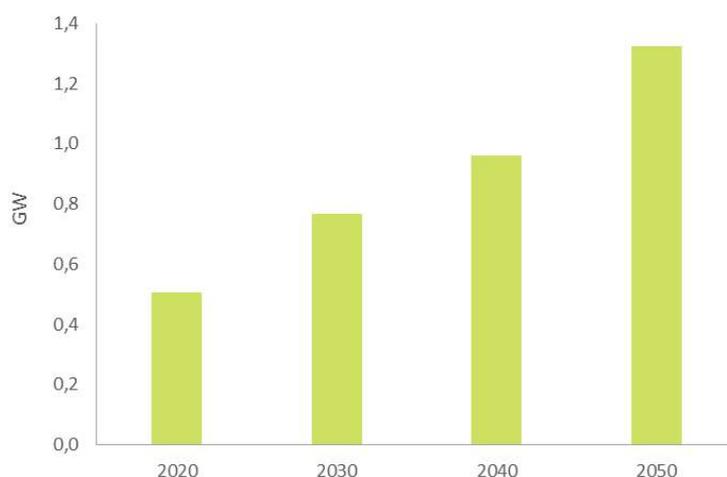


Figure 24 : estimation du gisement technique maximal de flexibilité associé à la climatisation résidentielle

3.4.2. Gisement accessible de flexibilité sur la climatisation

En supposant des taux d'accessibilités semblables à ceux considérés pour le pilotage du chauffage, la contribution en puissance à la sécurité d'approvisionnement lors des périodes de fortes consommations en été dépasserait 0,5 GW à l'horizon 2050 dans les variantes médiane et haute.

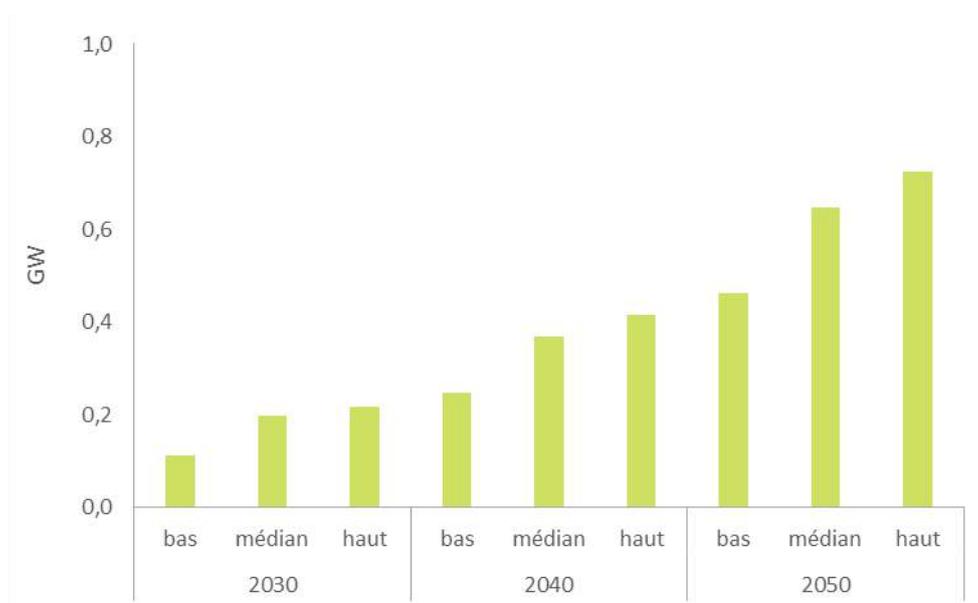


Figure 25: estimation du gisement de flexibilité accessible associé à la climatisation résidentielle, pour les trois variantes considérées

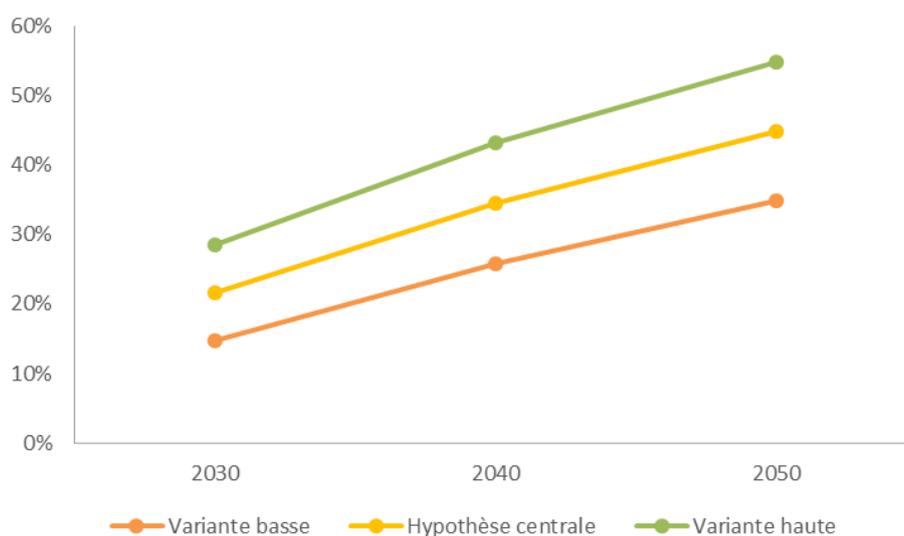


Figure 26 : part de logements participant au pilotage des consommations de climatisation, dans les trois variantes considérées

3.5. Eau chaude sanitaire

3.5.1. Gisement technique

Le pilotage des consommations d'électricité pour l'eau chaude sanitaire est déjà mis en œuvre en France depuis plusieurs décennies, grâce un signal tarifaire statique de type heures pleines / heures creuses. La part des ballons d'eau chaude asservis à ce type de pilotage avoisine aujourd'hui 80%, ce qui permet de réduire l'appel de puissance d'environ 4 GW sur les heures de pointe de consommation

électrique. La généralisation de l'asservissement du fonctionnement des chauffe-eau à un signal tarifaire permettrait d'atteindre un gisement de flexibilité de 1 GW additionnel, pour un gisement technique total qui approche les 5 GW.

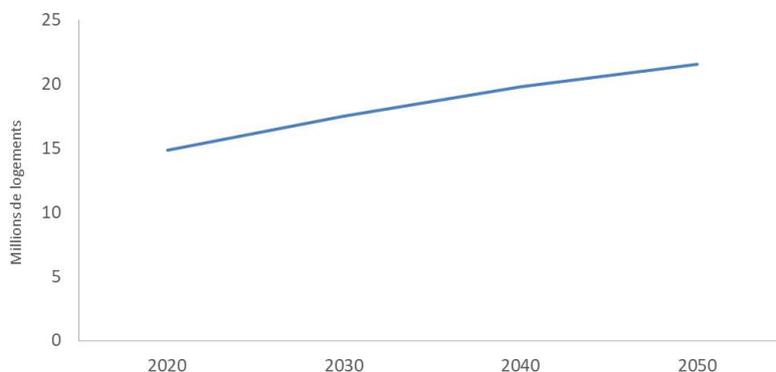


Figure 27 : Trajectoire de nombre de logements équipés d'eau chaude sanitaire électrique en France

Comme pour le chauffage, deux tendances aux impacts opposés interviennent dans l'évolution du gisement de flexibilité associé au pilotage des ballons d'eau chaude. D'une part, le progrès de l'électrification de cet usage et donc l'augmentation du nombre d'appareils pilotables conduisent à une augmentation du volume de consommations d'énergie qui peuvent être déplacées dans le temps. D'autre part, la baisse des consommations unitaires des appareils grâce à la diffusion des chauffe-eau thermodynamiques a pour conséquence de réduire ce volume. Avec la combinaison de ces deux effets, le gisement de flexibilité augmente dans un premier temps, pour ensuite baisser à partir de 2040 et tomber à un niveau inférieur à celui d'aujourd'hui.

À l'horizon 2050, le pilotage de la totalité des chauffe-eau à cet horizon fournirait un gisement technique de flexibilité de l'ordre de 3 GW. L'expérience a montré que ce potentiel de flexibilité est très largement accessible. Même en supposant un taux d'asservissement légèrement inférieur à celui d'aujourd'hui (environ 70%), les appels de puissance pendant les heures de pointe pourraient être réduits de 2 GW.

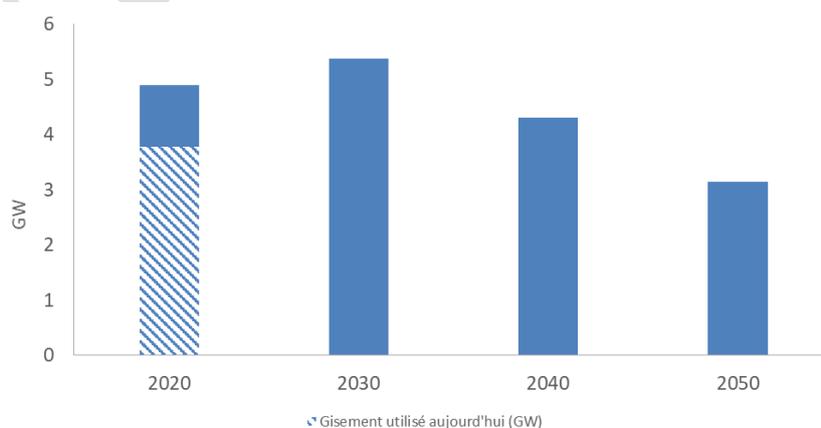


Figure 28: Estimation du gisement technique maximal de flexibilité associé aux ballons d'eau chaude

3.5.1. Gisement accessible

Le pilotage automatisé des consommations des ballons d'eau chaude fondé sur le tarif heures pleines – heures creuses est largement accepté par la population et déjà très diffusé aujourd'hui, puisqu'il n'impose pas de grandes contraintes aux utilisateurs. Tout en gardant le même principe de commande, se posera la question de revoir le positionnement des heures pleines et creuses avec l'évolution du mix de production. Un pilotage plus fin n'apporterait pas de bénéfices additionnels significatifs sur le court terme, mais il pourrait permettre de mieux optimiser le système électrique dans un contexte de fort développement des énergies renouvelables intermittentes. Même en supposant un taux de pilotage légèrement croissant entre aujourd'hui et 2050 (passage de 80% à 90%), le gisement de flexibilité associé à cet usage serait d'un peu moins de 3 GW en 2050, inférieur au gisement actuel du fait des meilleures performances énergétiques des appareils.

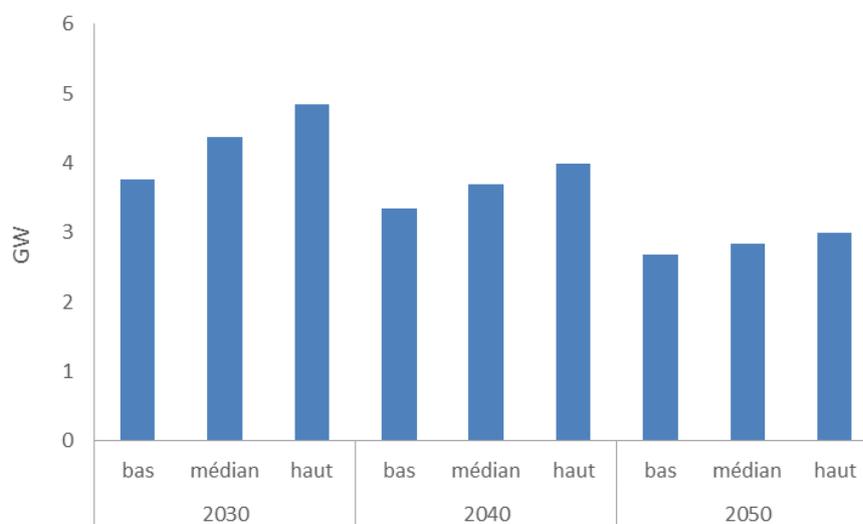


Figure 29 : estimation du gisement de flexibilité accessible associé à l'eau chaude sanitaire, pour les trois variantes considérées

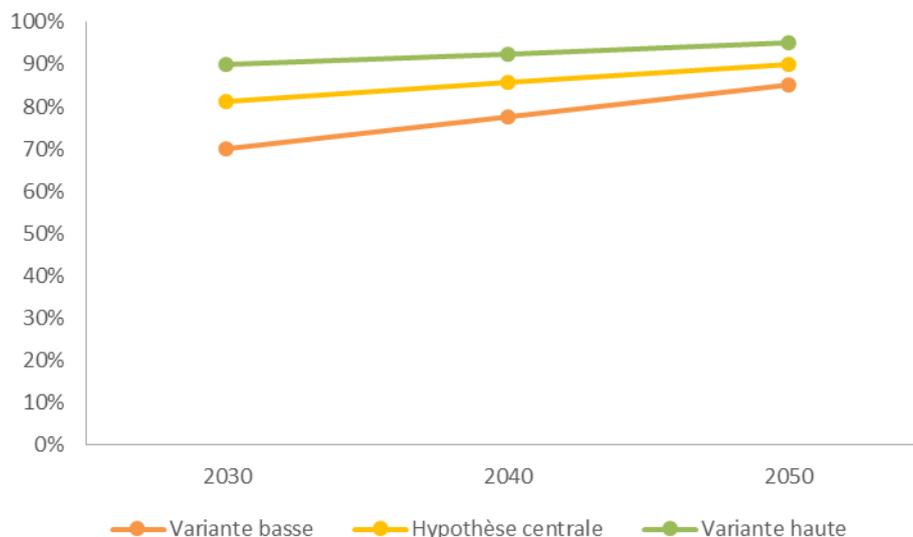


Figure 30: part de logements participant au pilotage des consommations d'électricité pour l'eau chaude sanitaire, dans les trois variantes considérées

3.6. Usages blancs (lave-linge, sèche-linge et lave-vaisselle)

3.6.1. Gisement technique de flexibilité sur les usages blancs

Les usages blancs (lave-linge, sèche-linge et lave-vaisselle) des ménages français représentent aujourd'hui environ 10 TWh de consommation annuelle d'électricité. Ces usages se prêtent potentiellement à un report de consommation long : en effet, un décalage de quelques heures ou du jour au lendemain pourrait avoir un impact limité sur le confort des utilisateurs.

Aujourd'hui, la puissance appelée par les usages blancs en correspondance de la pointe de consommation du soir (18h-21h), lors des jours les plus chargés pour le système électrique, correspond à environ 2 GW. Si toutes les utilisations de ces appareils pouvaient être reportées lors d'un jour de pointe, le gisement technique de flexibilité serait donc de 2 GW. Du fait de la progression de l'efficacité énergétique des appareils électroménagers, les consommations énergétiques et les appels de puissance vont baisser de manière significative dans les deux prochaines décennies, malgré l'augmentation du nombre de ménages et du nombre d'appareils, pour ensuite se stabiliser entre 2040 et 2050. Le gisement maximal de flexibilité décroît en conséquence, pour atteindre une estimation de l'ordre d'1 GW.

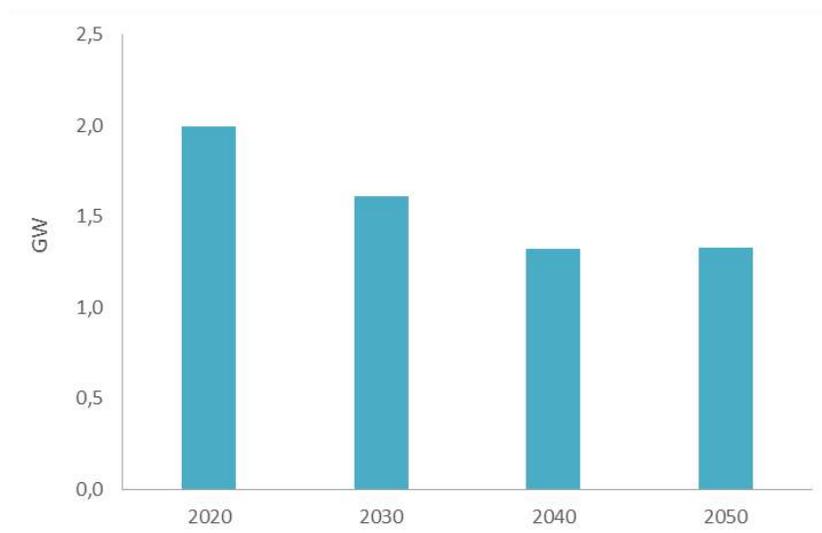


Figure 31 : Estimation du gisement technique maximal de flexibilité associé aux usages blancs (lave-linge, sèche-linge, lave-vaisselle)

3.6.1. Gisement accessible de flexibilité sur les usages blancs

Selon un sondage réalisé en 2015 par Stamminger et al. [29], 40% des ménages français équipés de lave-linge utilisent régulièrement la fonction de « départ différé » du lavage : sur ces 40%, un peu plus de la moitié (55%) le font pour profiter des heures où le tarif de l'électricité est le moins cher. Parmi les 12 pays européens pris en compte dans l'étude, la France est le pays où le pourcentage de répondants déclarant décaler le début du cycle de lavage « souvent » ou « quelques fois » est le plus élevé, suivi par l'Italie et l'Espagne. En Italie également, la raison principale du décalage est l'adaptation au tarif de l'électricité, alors qu'en Espagne les raisons de praticité et d'adaptation au rythme de vie du ménage sont prévalentes. En ce qui concerne l'utilisation du lave-vaisselle, 38% des ménages en France déclarent utiliser la fonction de programmation, dont 80% pour des raisons tarifaires [29]. Pour la Belgique, grâce à un sondage mené sur 500 foyers en Flandres en 2010, Labeeuw et al [16] estiment un taux de participation au pilotage des usages de lavage de 29%, qui permettrait de décaler 4% de la consommation résidentielle d'électricité.

En plus de ce pilotage « manuel » réalisé par les utilisateurs, un pilotage semi-automatique du fonctionnement des appareils de lavage/séchage peut être envisagé, avec un boîtier connecté au compteur intelligent, qui permettrait à l'utilisateur de définir une plage horaire au sein de laquelle le démarrage du cycle de lavage ou séchage peut être optimisé. C'est le cas d'une expérience menée entre 2013 et 2014 au Danemark par Kobus et al. [30] : 50 ménages ont été équipés de lave-linges programmables, de panneaux photovoltaïques, d'un tarif d'électricité proche du temps réel avec des variations toutes les deux heures et d'un système de suivi des prix, des tarifs et de la production photovoltaïque. Malgré les incitations (visualisation de la production photovoltaïque et du tarif, facilité de pilotage), seulement 14% des cycles de lavage ont été programmés par les utilisateurs.

En partant des résultats de Stamminger [29] et en supposant une augmentation progressive de la flexibilisation des usages, le gisement de flexibilité accessible grâce aux usages blancs approcherait 0,5 GW en 2050 dans la trajectoire centrale. A partir des parts de logement minimale et maximale de logement pilotant leurs usages blancs évoquées ci-dessus, des variantes basses et hautes sont décrites ci-dessous, avec des ordres de grandeur d'effacements sur ces usages variant entre 300 et 600 MW.

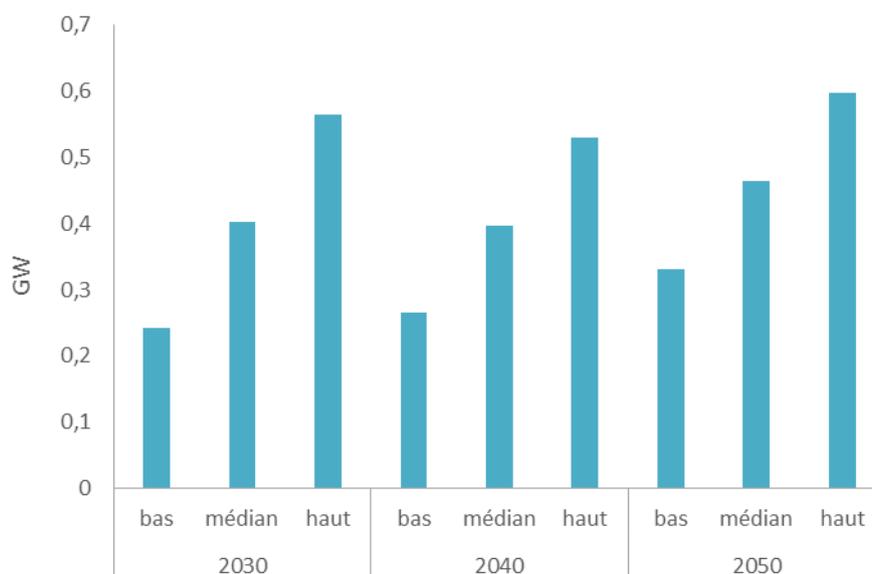


Figure 32 : estimation du gisement de flexibilité accessible associé aux usages blancs, pour les trois variantes considérées

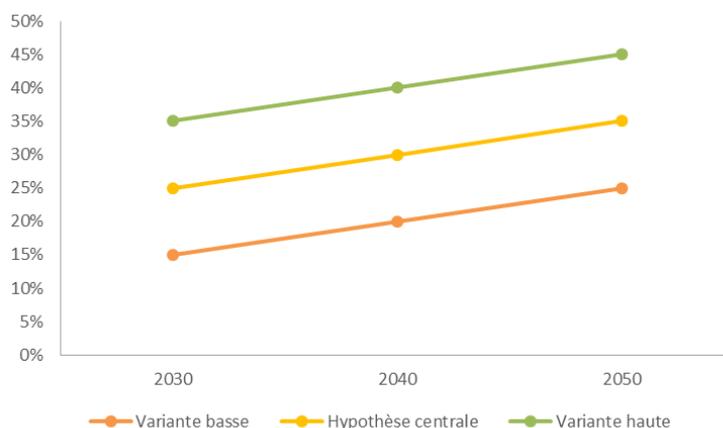


Figure 33: part de logements participant au pilotage des consommations d'électricité des usages blancs, dans les trois variantes considérées

3.7. Usages froids (réfrigérateurs et congélateurs)

3.7.1. Gisement technique de flexibilité sur les usages froids

Le principe du pilotage des usages froids est d'exploiter l'inertie thermique de l'appareil, en modulant la température intérieure dans une plage de températures garantissant l'hygiène alimentaire. La modulation des températures est gérée par un thermostat connecté à un compteur communicant, de manière à déclencher des cycles de « sur refroidissement » aux heures de prix les plus bas, pour un report d'une ou deux heures. Les appels de puissance cumulés des appareils de réfrigération domestiques atteignent aujourd'hui environ 1,5 GW lors des jours de plus grande consommation d'électricité en hiver et environ 2 GW en été. Du fait de l'amélioration importante de l'efficacité énergétique de ces appareils dans les décennies à venir, et malgré l'augmentation du nombre de ménages, les appels de puissance lors des moments les plus chargés pour le système électrique baisseront progressivement, jusqu'à devenir inférieurs à 1 GW. L'effacement de consommation sur de tels usages ne pourrait toutefois pas porter sur des durées longues.

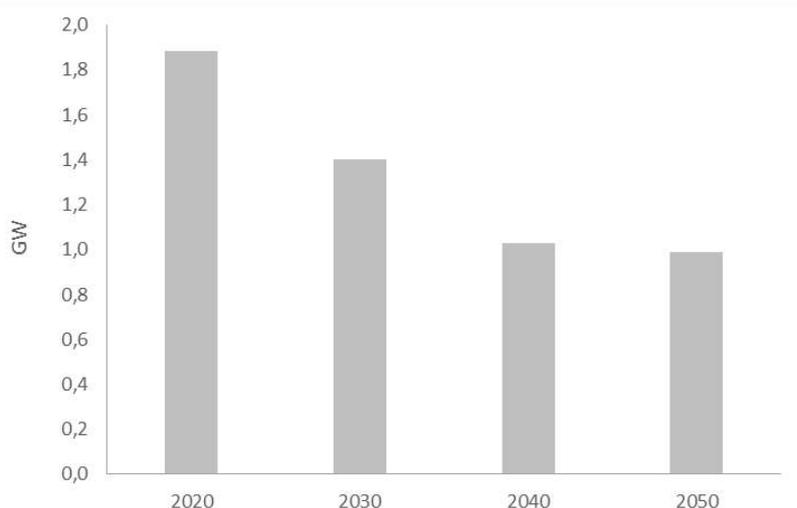


Figure 34 : Estimation du gisement technique maximal de flexibilité associé aux usages froids résidentiels

3.7.1. Gisement accessible de flexibilité sur les usages froids

Dans la pratique, les heures les plus tendues pour le système électrique sont également celles où ont lieu des ouvertures fréquentes des réfrigérateurs et congélateurs, réduisant l'inertie thermique et rendant ce pilotage de fait difficilement envisageable. De plus, comme indiqué ci-dessus, les consommations totales des usages froids devraient être divisées par deux d'ici 2050 grâce à une meilleure efficacité énergétique des appareils.

Pour ces raisons, la flexibilité des usages froids résidentiels ne devrait pas constituer un gisement de flexibilité significatif pour la sécurité d'approvisionnement dans les années à venir. Elle pourrait néanmoins être mobilisée pour des services de modulation courte comme le réglage de fréquence.

3.8. Cuisson

3.8.1. Gisement technique de flexibilité sur la cuisson

Les usages de cuisson représentent aujourd'hui environ 12 TWh de consommation d'électricité résidentielle. Les appels de puissance sont globalement concentrés pendant les heures les plus chargées pour le système électrique, autour des pics de consommation de midi et du soir. La contribution du pilotage intelligent de l'utilisation des appareils de cuisson à la sécurité d'approvisionnement pourrait donc théoriquement être importante : le gisement technique maximal de flexibilité serait proche de 6 GW entre 2020 et 2050, l'augmentation du nombre de ménages et des équipements compensant la baisse des consommations par appareil.

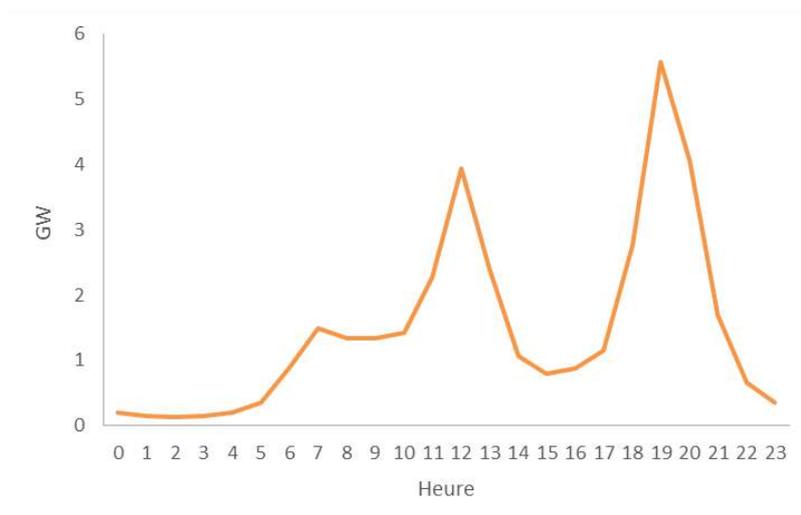


Figure 35 : Appels de puissance pour les usages de cuisson résidentielle sur un jour moyen de l'année, aujourd'hui

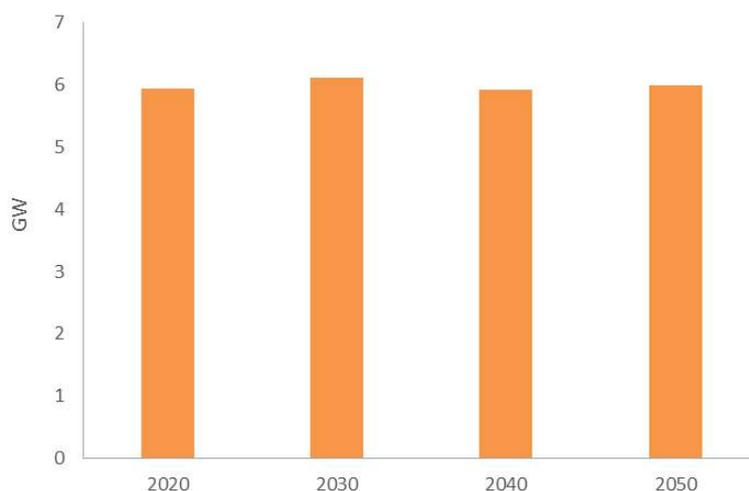


Figure 36 : Estimation du gisement technique maximal de flexibilité associé aux usages de cuisson résidentiels

3.8.1. Gisement accessible de flexibilité sur la cuisson

Quelques études évoquant un potentiel de flexibilité liée aux usages de cuisson existent : notamment, une enquête menée en 2013 sur 1526 foyers au Royaume-Uni [31] interrogeait les sondés sur leur disposition à accepter deux programmes de pilotage de ces usages. Environ 30% des répondants accepteraient un effacement de la consommation du four et de la cuisinière 10 fois par an pendant des intervalles de 30 minutes, pour un niveau de rémunération inférieur à 20 £ par an. Les tarifs Effacements Jours de Pointe (encore disponibles pour les quelques 300 000 particuliers qui y ont souscrit avant 1998) et Tempo (trois tarifs de l'électricité différents selon que le jour est bleu, blanc ou rouge, avec 22 jours rouges entre le 1^{er} novembre et le 31 mars), en France, peuvent également inciter au report de certains usages de cuisson (notamment le four). Pour un foyer moyen français, ce tarif est estimé réduire de 45% la consommation pendant les jours rouges et de 15% pendant les jours blancs pour une économie de 10% sur la facture d'électricité [32].

En supposant une participation de 10% des ménages à des effacements des consommations pour la cuisson en 2030 (hypothèse centrale), le gisement de flexibilité serait d'environ 0,5 GW. Avec une augmentation de la participation jusqu'à 20% en 2050, la flexibilité disponible dépasserait 1 GW, pour arriver à 1,5 GW dans la variante haute.

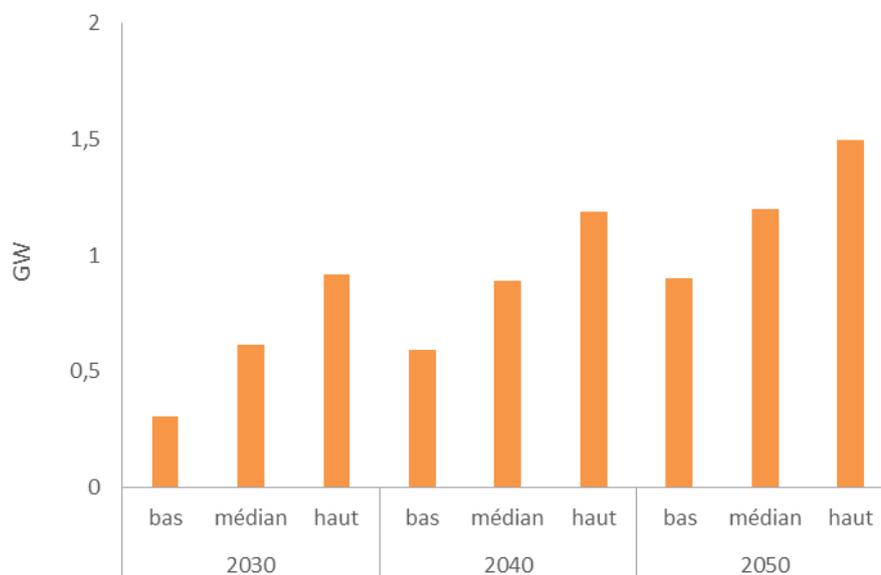


Figure 37 : estimation du gisement de flexibilité accessible lié aux consommations pour la cuisson, pour les trois variantes considérées

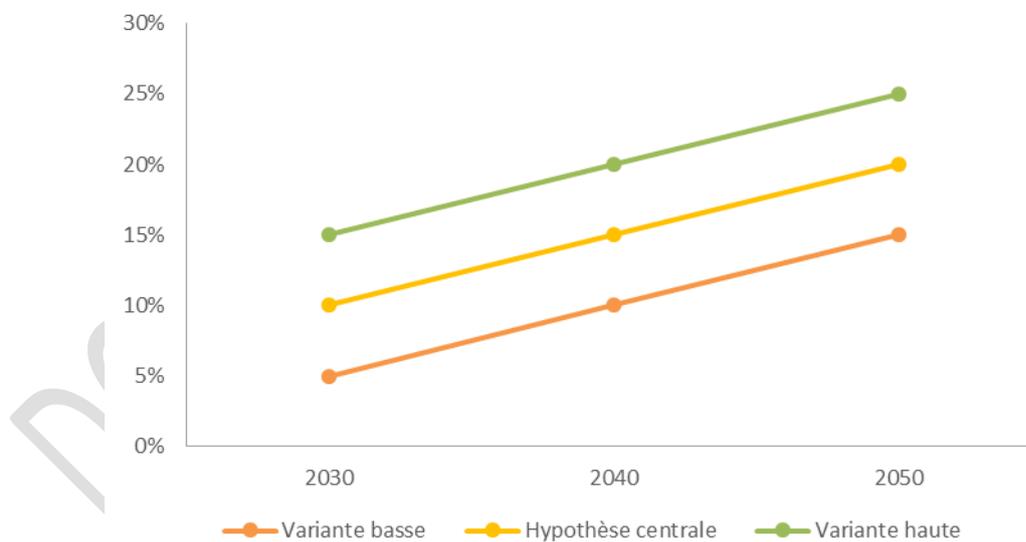


Figure 38 : part de logements participant au pilotage des consommations d'électricité pour la cuisson, dans les trois variantes considérées

3.9. Éclairage

3.9.1. Gisement technique de flexibilité sur l'éclairage

La gestion active de la consommation d'éclairage pourrait prendre la forme d'une modulation de la puissance d'éclairage en réponse à un signal prix, sous réserve de disposer d'une technologie d'éclairage adaptée. Les appels de puissance liés à l'éclairage présentent deux pics, un pic relativement faible le matin entre 7h et 9h et un pic le soir entre 19h et 22h. La forme des appels de puissance varie selon le moment de l'année, en fonction des heures de lever et coucher de soleil. En particulier, le pic du soir a lieu plus tôt en hiver qu'en été, de sorte à ce pendant les jours de plus forte consommation d'électricité en hiver, il se situe entre 18h et 21h, en correspondance des moments les plus chargés pour le système. Les appels de puissance d'éclairage pendant cette plage horaire en hiver peuvent dépasser les 3 GW, mais du fait d'évolutions technologiques majeures (généralisation de l'éclairage LED), les appels de puissance décroîtront fortement dans les prochaines années, jusqu'à être divisés par quatre à l'horizon 2050. Le gisement de flexibilité théorique maximal est réduit en conséquence.

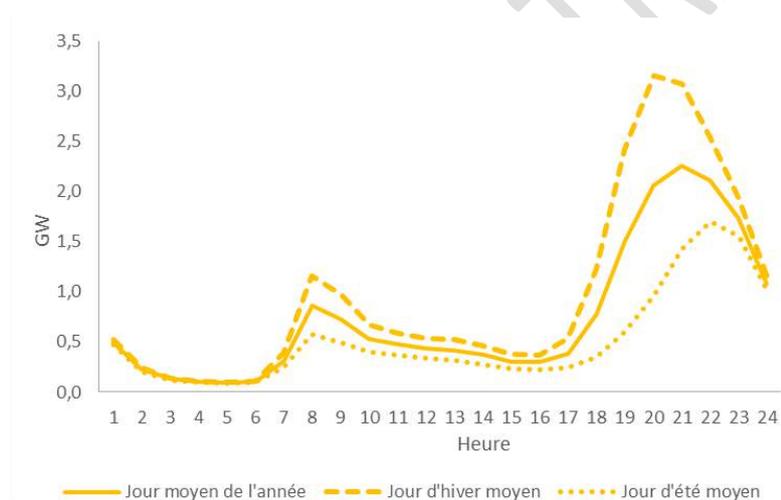


Figure 39: Appels de puissance pour l'éclairage résidentiel sur un jour moyen, aujourd'hui

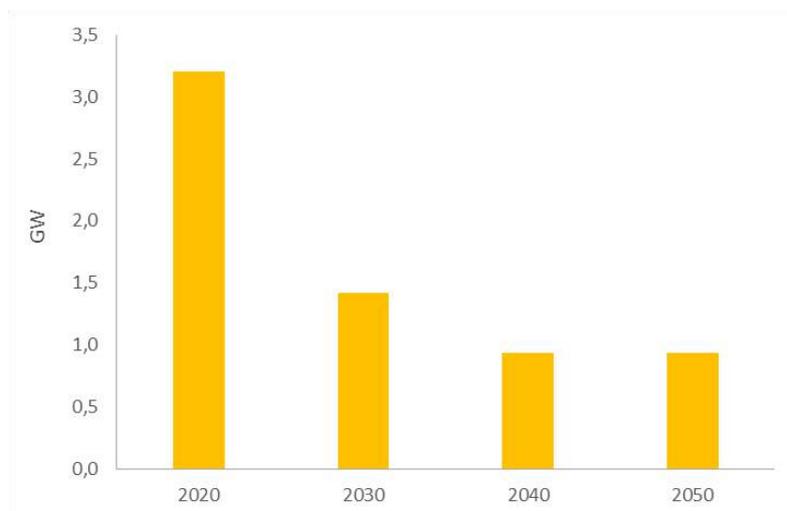


Figure 40 : Estimation du gisement technique maximal de flexibilité associé à l'éclairage résidentiel

3.9.1. Gisement accessible de flexibilité sur l'éclairage

La flexibilisation de l'éclairage dans le secteur résidentiel est rarement prise en compte dans les études concernant le système électrique. Un exemple en est l'étude de Nan et al [33] qui, dans le cadre de la simulation du fonctionnement d'un réseau intelligent à l'échelle d'un quartier chinois, envisagent la possibilité de réduire la puissance d'éclairage de 20% dès lors que le prix de l'électricité dépasse un certain seuil. La réduction des appels de puissance entre 15 h et 18 h serait d'environ 0,3 kW par ménage. Les études concernant les pays européens excluent presque systématiquement un pilotage de cet usage, du fait de la faible acceptabilité sociétale. Vu la baisse importante des consommations d'éclairage attendues grâce à l'efficacité énergétique, la flexibilisation de cet usage ne constituerait pas une priorité : pour cette raison, unie aux difficultés de mise en œuvre, nous considérons que l'éclairage résidentiel n'apportera pas de gisement de flexibilité significatif dans les décennies à venir.

3.10. Technologies de l'information et de la communication (TIC)

3.10.1. Gisement technique de flexibilité sur les TIC

Les consommations d'électricité résidentielles pour les appareils électroniques (ordinateurs, télévisions, consoles de jeu...) représentent aujourd'hui environ 20 TWh par an, plus que les consommations pour les appareils de cuisson ou de lavage. Les appels de puissance présentent une faible saisonnalité (ils sont légèrement plus élevés en hiver qu'en été) et ils sont caractérisés par un pic pendant les heures méridiennes (14h – 16h) et un autre pic le soir (après 20h). En théorie, s'il était possible de décaler l'utilisation de tous appareils de quelques heures en cas de besoin, le gisement technique de flexibilité serait compris entre 1,5 et 2 GW dans les prochaines décennies.

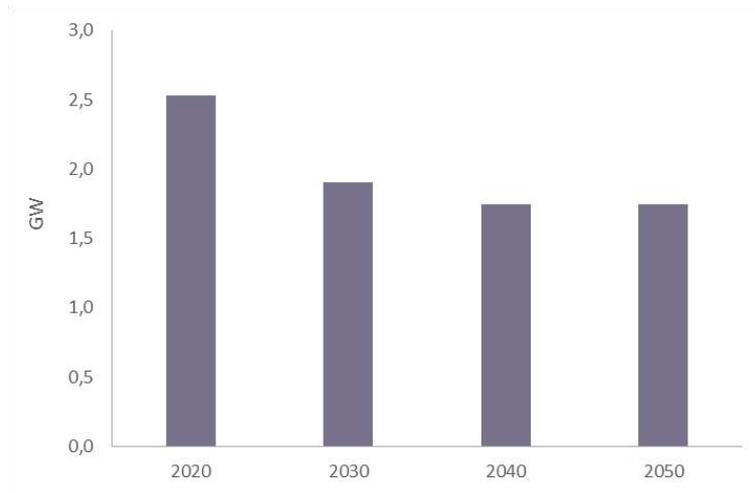


Figure 41 : Estimation du gisement technique maximal de flexibilité associé aux technologies de l'information et de la communication dans le secteur résidentiel

3.10.1. Gisement accessible de flexibilité sur les TIC

La flexibilisation de l'utilisation des appareils électroniques n'apparaît pas réaliste : les consommateurs devraient accepter de programmer leurs activités de loisirs domestiques en fonction d'un signal reflétant les situations de tension pour le système électrique.

4. Synthèse des gisements de flexibilité de la demande à l'horizon 2050 et des modalités d'activation

4.1. Éléments économiques

Cette section présente une synthèse des gisements potentiels de flexibilité présentés dans les sections précédentes, avec la description des **modalités d'activation** envisagées et des **coûts d'équipement** pour le pilotage des consommations résidentielles.

Les hypothèses de coûts pour le pilotage des recharges des véhicules électriques sont établies sur la base de la concertation qui a accompagné le rapport de RTE sur la mobilité électrique de 2019 [17]. Pour les autres usages résidentiels, les coûts des équipements nécessaires au pilotage sont repris des hypothèses du rapport RTE sur les réseaux électriques intelligents de 2017 [24]. Des analyses supplémentaires seront menées dans la suite des travaux pour étudier les rémunérations perçues par les ménages et la comparaison avec les coûts de déploiement des solutions de flexibilité, ainsi que pour approfondir les aspects d'acceptabilité de la participation aux mécanismes de flexibilité.

Les compteurs communicants déjà largement répandus permettent le pilotage d'une partie des usages résidentiels, avec des coûts additionnels (notamment concernant l'intervention d'un technicien) potentiellement limités. Ces compteurs permettent l'asservissement des consommations à un signal tarifaire qui peut être modulé en fonction des périodes, par exemple entre jours de semaine et week-end, ou entre hiver et été. Le signal peut également évoluer au fil des années pour prendre en compte la mutation des besoins de flexibilité du système électrique. L'asservissement des consommations pour l'eau chaude sanitaire au signal tarifaire est normalement assuré sans dépense supplémentaire lors de l'installation du compteur. Pour les véhicules électriques, l'asservissement des recharges pourra être mis en place en même temps que l'installation de la borne de recharge, sans coût supplémentaire. Dans le cas du chauffage¹⁰, l'intervention d'un technicien serait nécessaire pour réaliser l'asservissement. Pour les logements équipés de pompe à chaleur, l'installation d'un ballon tampon pourrait également être requise pour limiter le nombre d'activations du compresseur et donc réduire les impacts sur la durée de vie de l'équipement.

Le pilotage sur la base du signal tarifaire apporte des bénéfices au système électrique en matière de réduction des besoins d'installation de capacités de production et d'optimisation des coûts de production grâce au placement de la consommation sur les périodes de production à prix faible.

Pour un pilotage plus proche du temps réel, capable de tenir compte des besoins du système électrique à l'échelle de quelques minutes ou de quelques heures, différentes solutions sont envisageables. Le pilotage « dynamique » des recharges des véhicules électriques peut se faire soit directement en passant par le véhicule (équipés d'une carte SIM) soit par la borne de recharge. L'utilisateur peut alors gérer ses préférences de pilotage à travers une application pour smartphone. Le pilotage des autres usages résidentiels nécessiterait l'installation d'un « boîtier » dédié, dont le coût avait été chiffré dans le cadre du rapport REI 2017 [24] à environ 300 €/foyer, plus un coût de fonctionnement de 30€/an/foyer. Des premiers retours conduisent à considérer que ce coût pourrait être plus faible (environ la moitié) selon les solutions déployées. Dans tous les cas, la production à large échelle en cas de généralisation du pilotage pourrait porter à une réduction des coûts dans le futur.

¹⁰ Le pilotage du chauffage par le compteur communicant ne suivrait pas les mêmes signaux tarifaires que celui de l'ECS ou des recharges de véhicules, pour respecter les contraintes d'activation propres à cet usage.

Il est supposé que les activations des flexibilités ne présentent pas de coût supplémentaire (au sens de la collectivité), pour tous les modes de pilotage dans le secteur résidentiel. Les bénéfices économiques seront alors à mettre en regard des coûts fixes annualisés et des attentes de rémunération ou des autres motivations des utilisateurs.

Tableau 1: Gisements de flexibilité de la demande résidentielle en 2050 (hypothèse centrale) et équipements nécessaires

	Gisement accessible en 2050	% ménages concernés (parmi les ménages équipés)	Durée d'activation	Équipement nécessaire	Coût d'équipement
Véhicules électriques	~ 16 GW	80%	Modélisée finement sur la base des périodes de connexion et les besoins de mobilité des utilisateurs (voir [17])	Compteur communicant pour pilotage simple des recharges (HP/HC), application smartphone pour pilotage proche du temps réel + convertisseur courant alternatif/continu pour le V2G	Infrastructure SI pilotage temps réel : 10€/an/véhicule (pour la collectivité) Convertisseur : ~ 20 €/an/véhicule*
Chauffage	~ 3 GW	50%	Deux activations non consécutives d'une heure sur une journée	Compteur communicant + déplacement d'un technicien, boîtier dédié pour pilotage proche temps réel	Intervention technicien : ~ 15 €/foyer/an** Boîtier : ~ 75€/foyer/an***
Climatisation	~ 0,5 GW	45%	Deux activations non consécutives d'une heure sur une journée	Compteur communicant + déplacement d'un technicien, boîtier dédié pour pilotage proche temps réel	Intervention technicien : ~ 15 €/foyer/an** Boîtier : ~ 75€/foyer/an***
Eau chaude sanitaire	~ 3 GW	90%	Possibilité de reporter la consommation de 10 heures	Compteur communicant	-
Usages blancs	~ 0,5 GW	35%	Possibilité de reporter la consommation de 10 heures	Boîtier dédié	Boîtier : ~ 75€/foyer/an***
Cuisson	~ 1 GW	20%	Deux activations de 30 minutes sur une journée	Boîtier dédié	« Boîtier » : ~ 75 €/foyer/an***

* CAPEX 200€/véhicule. Durée de vie : 15 ans.

** CAPEX 100€/foyer. Durée de vie : 10 ans.

*** CAPEX 300 €/foyer + OPEX 30 €/foyer/an. Durée de vie : 10 ans.

4.2. Modalités d'activation

Le pilotage dynamique permettrait en particulier la participation du pilotage de la demande à la fourniture de réserves d'équilibrage et au mécanisme d'ajustement. La capacité à fournir ces différents services au système électrique dépend néanmoins des usages considérés.

Dans le secteur industriel, des capacités fournissent dès aujourd'hui des services d'équilibrage court terme avec la participation aux services système fréquence ou aux réserves rapides et complémentaires.

S'agissant des véhicules électriques, de nombreuses expérimentations menées au cours des dernières années conduisent à penser que la flexibilité sur la recharge permettra de fournir des services d'équilibrage court terme au système électrique, y compris pour le réglage automatique de fréquence sur des échelles de temps courtes.

De même, la flexibilité sur le chauffage pourrait à terme fournir des services de réserves et d'équilibrage à court terme. Des expérimentations sont également menées pour tester la fourniture de réglage automatique de fréquence.

Pour les autres usages en revanche, les capacités de flexibilité à court terme restent plus incertaines. Les contraintes sur les usages laissent à penser que le pilotage dynamique permettrait éventuellement de fournir des services de réserves et d'équilibrage pour des échéances de quelques minutes à quelques heures, voire sur quelques secondes (réglage automatique de fréquence) dans certains cas particuliers.

4.3. Synthèses des capacités de flexibilité

Les différents usages présentent donc des capacités de flexibilité variées mais également des contraintes de stock et d'activations potentiellement très différentes, qui ne fournissent pas le même service au système électrique. Ainsi, un gigawatt de flexibilité sur le chauffage, qui ne peut être activé que sur des durées courtes et limitées dans une même journée, ne fournit pas le même service qu'un report de la recharge d'un véhicule électrique sur une période de plusieurs jours.

Le calcul d'une capacité « équivalente » permettant de rapporter l'ensemble des gisements de flexibilité à un indicateur de puissance unique et d'additionner ces différents gisements reste un exercice délicat. En effet, un tel calcul nécessite de définir le service et les périodes les plus critiques pour le système électrique, qui sont nécessairement adhérents à un contexte particulier de système électrique. Ainsi, les besoins pour la sécurité d'approvisionnement ne se définiront pas par rapport aux mêmes déterminants dans un scénario prospectif à l'horizon 2050 (risque de défaillance lors des périodes de faible disponibilité de la production et / ou de forte consommation) que dans le mix actuel (risque concentré lors des vagues de froid).

Une comparaison des différents gisements avec prise en compte des contraintes de stock est également proposée ci-dessous, sur la base des principes de certification des capacités considérés actuellement dans le cadre du mécanisme de capacité. Ces principes reflètent la contribution des différents moyens à la sécurité d'approvisionnement sur le court/moyen terme et ne sont donc valables que pour cet horizon. Dans un scénario long terme, les épisodes de tension sur la sécurité d'approvisionnement pourraient avoir des caractéristiques différentes en matière de durée, distribution ou profondeur. Les coefficients d'abattement de la puissance disponible selon les règles du mécanisme de capacité actuel sont ici appliqués pour pouvoir sommer des grandeurs homogènes, mais les éventuels coefficients qui reflèteraient les contributions effectives des moyens de production ou des effacements à la sécurité d'approvisionnement sur le long terme seraient potentiellement différents.

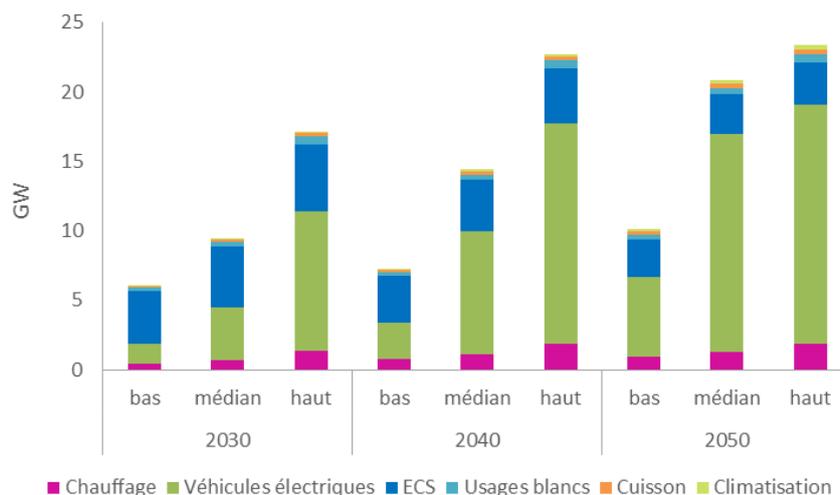


Figure 42 : gisements de flexibilité théoriquement accessibles dans le secteur résidentiel, avec prise en compte des contraintes de stock selon les règles actuelles du mécanisme de capacité, dans les trois variantes considérées

Concernant les effacements industriels, le gisement considéré est celui correspondant à une durée d'activation de 8 heures, pour laquelle 97% de la puissance peut être certifiée au sens du mécanisme de capacité¹¹. Pour le tertiaire, deux activations possibles de la durée de 30 minutes chacune sont prises en compte, avec une puissance certifiée qui correspond à 25% du gisement en puissance accessible. Le scénario central détaillé précédemment et complété par un scénario haut et un scénario bas reflétant différents niveaux d'attentes de rémunération des acteurs. Les gisements totaux en 2050 sont compris entre environ 1,5 et 3 GW dans le scénario bas et entre environ 4,5 et 6 GW dans le scénario haut.

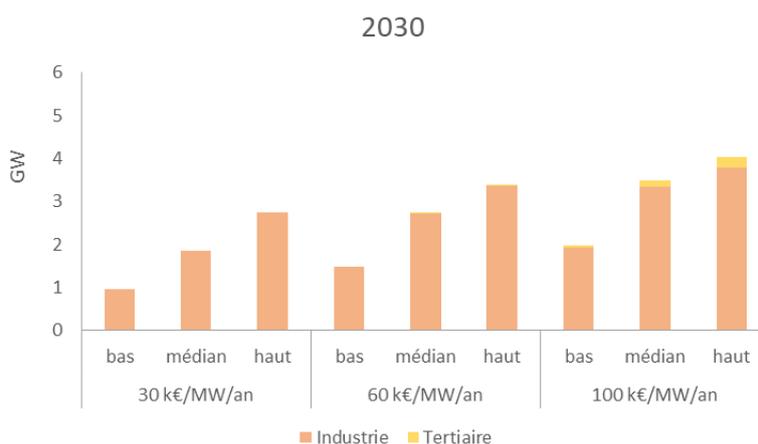


Figure 43 : gisements de flexibilité disponibles à l'horizon 2030 dans les secteurs industriel et tertiaire avec prise en compte des contraintes de stock

¹¹ A partir de l'année de livraison 2023

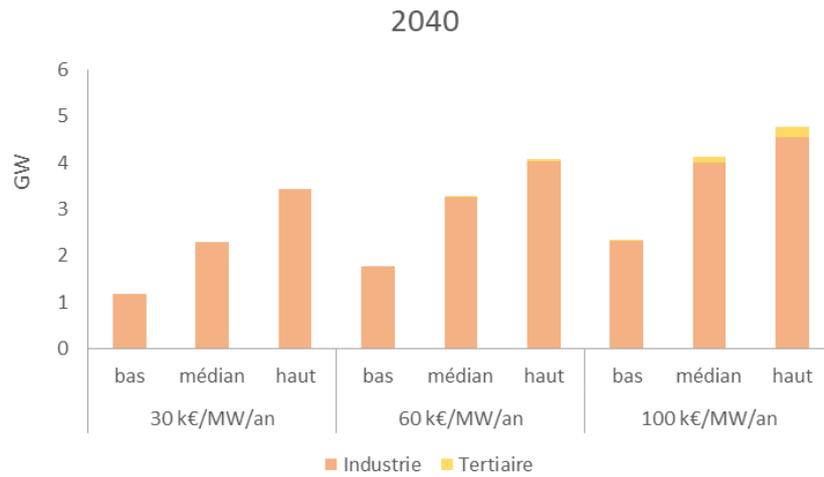


Figure 44: gisements de flexibilité disponibles à l'horizon 2040 dans les secteurs industriel et tertiaire avec prise en compte des contraintes de stock

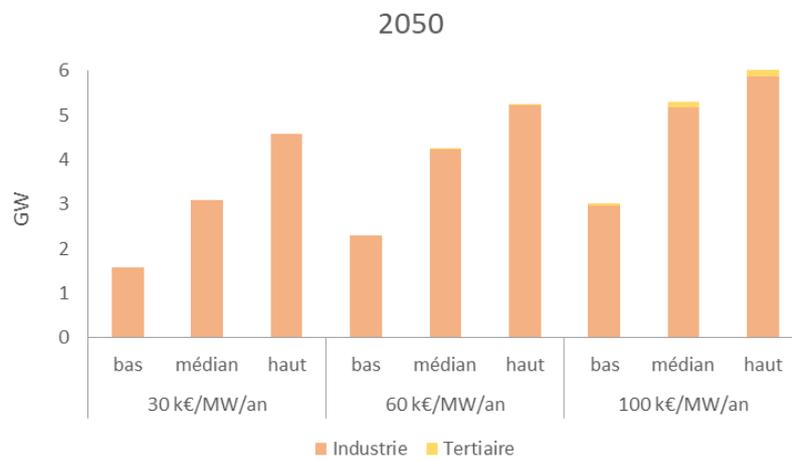


Figure 45 : gisements de flexibilité disponibles à l'horizon 2050 dans les secteurs industriel et tertiaire avec prise en compte des contraintes de stock

5. Références

- [1] ADEME, «L'effacement de consommation électrique en France - rapport final,» 2017. [En ligne]. Available: <http://www.ademe.fr/effacement-consommation-electrique-france>.
- [2] ADEME, «Un mix électrique 100% renouvelable ? Analyses et optimisations,» 2015. [En ligne]. Available: <https://www.ademe.fr/mix-electrique-100-renouvelable-analyses-optimisations>.
- [3] European Commission, «Study on energy storage. Contribution to the security of the electricity supply in Europe,» 2020. [En ligne]. Available: <https://op.europa.eu/en/publication-detail/-/publication/a6eba083-932e-11ea-aac4-01aa75ed71a1>.
- [4] P.-H. Li et S. Pye, «Assessing the benefits of demand-side flexibility in residential and transport sectors from an integrated energy systems perspective,» *Applied Energy*, vol. 228, pp. 965-979, 2018.
- [5] P. S. Kwon et P. Østergaard, «Assessment and evaluation of flexible demand in a Danish future energy scenario,» *Applied Energy*, vol. 134, pp. 309-320, 2014.
- [6] J.-F. Barthe, C. Beslav et M. Minoustchin, «Acceptabilité et appropriation sociales de la flexibilité énergétique par les consommateurs,» *Sociologie de l'énergie, gouvernance et pratiques sociales, CNRS Éditions, Paris*, pp. 263-271, 2015.
- [7] CREDOC, «Les comportements et opinions en matière de consommation d'énergie en 2018. Rapport d'étude réalisé à la demande de Réseau Transport d'Electricité (RTE),» 2019. [En ligne].
- [8] B. Drysdale, J. Wu et N. Jenkins, «Flexible demand in the GB domestic electricity sector in 2030,» *Applied Energy*, vol. 139, pp. 281-290, 2015.
- [9] S. Yilmaz, A. Rinaldi et M. Patel, «DSM interactions: What is the impact of appliance energy efficiency measures on the demand response (peak load management)?,» *Energy Policy*, vol. 139, 2020.
- [10] Agence Internationale de l'Énergie, «Re-powering markets. Market design and regulation during the transition to low-carbon power systems,» 2016. [En ligne].
- [11] E. Ruokamo, M. Kopsakangas-Savolainen, T. Meriläinen et R. Svento, «Towards flexible energy demand – Preferences for dynamic contracts, services and emissions reductions,» *Energy Economics*, vol. 84, p. 104522, 2019.
- [12] L.-L. Richter et M. G. Pollitt, «Which smart electricity service contracts will consumers accept? The demand for compensation in a platform market,» *Energy Economics*, vol. 72, pp. 436-450, 2018.
- [13] ADEME, «Systèmes électriques intelligents : le soutien de l'ADEME à l'innovation depuis 2010,» 2020. [En ligne]. Available: <https://www.ademe.fr/systemes-electriques-intelligents-soutien-lademe-a-linnovation-depuis-2010>.

- [14] C. Wilson et H. Dowlatabadi, «Models of decision making and residential energy use,» *Annual review of environment and resources*, vol. 32, n° 11, pp. 169-203, 2007.
- [15] E. Shove, M. Pantzar et M. Watson, *The Dynamics of Social Practice: Everyday Life and How It Changes*, Los Angeles London New Delhi Singapore Washington DC: Sage, 2012.
- [16] M. Akrich, M. Callon et B. Latour, *Sociologie de la traduction: textes fondateurs*, Paris: Collection Sciences Sociales. École des Mines de Paris, 2006.
- [17] RTE, «Enjeux du développement de l'électromobilité pour le système électrique : principaux résultats,» 2019. [En ligne]. Available: <https://assets.rte-france.com/prod/public/2020-05/RTE%20-%20Mobilite%20electrique%20-%20principaux%20resultats.pdf>.
- [18] RTE, «Groupe de travail 7 "Flexibilité" - Cadrage des hypothèses sur la mobilité électrique. Document de travail,» 2020. [En ligne]. Available: https://www.concerte.fr/system/files/evenement_agenda/2020-05-29 GT_flexibilite_vehicules_electriques_v1.pdf.
- [19] I. Vorushylo, P. Keatley, N. Shah, R. Green et N. Hewitt, «How heat pumps and thermal energy storage can be used to manage wind power: A study of Ireland,» *Energy*, vol. 157, pp. 539--549, 2018.
- [20] E. Georges, B. Cornélusse, D. Ernst, V. Lemort et S. Mathieu, «Residential heat pump as flexible load for direct control service with parametrized duration and rebound effect,» *Applied Energy*, vol. 187, pp. 140--153, 2017.
- [21] A. Arteconi, D. Patteeuw, K. Bruninx, E. Delarue, W. D'haeseleer et L. Helsen, «Active demand response with electric heating systems: impact of market penetration,» *Applied energy*, vol. 177, pp. 636--648, 2016.
- [22] K. Hedegaard et O. Balyk, «Energy system investment model incorporating heat pumps with thermal storage in buildings and buffer tanks,» *Energy*, vol. 63, pp. 356--365, 2013.
- [23] RTE, «Évaluation des économies d'énergie et des effets de bord associés aux effacements de consommation,» 2016. [En ligne]. Available: https://clients.rte-france.com/htm/fr/mediatheque/telecharge/20160401_Rapport_report_complet.pdf.
- [24] RTE, *Réseaux électriques intelligents : Valeur économique, environnementale et déploiement d'ensemble*, 2017.
- [25] J. L. Mathieu, M. E. Dyson et D. S. Callaway, «Resource and revenue potential of California residential load participation in ancillary services,» *Energy Policy*, vol. 80, pp. 76-87, 2015.
- [26] ADEME, «Trajectoires d'évolution du mix électrique 2020-2060. Analyses complémentaires,» 2019. [En ligne]. Available: https://www.ademe.fr/sites/default/files/assets/documents/etude-trajectoires-mix-electrique-2020-2060_analyses-comple_769_mentaires.pdf.
- [27] ADEME, «Systèmes Electriques Intelligents. Premiers résultats des démonstrateurs,» 2016. [En ligne]. Available: <https://www.ademe.fr/sites/default/files/assets/documents/systemes-electriques-intelligents-premiers-resultats-demonstrateurs-010039-rapport.pdf>.

- [28] Uniclimate, «Bilan 2019 et perspectives 2020 du génie climatique, dossier de presse,» 2020. [En ligne]. Available: https://www.uniclimate.fr/userfiles/Doc/presse/2020_02_04_DP_UNICLIMATE_RESULTATS.pdf.
- [29] R. Stamminger et A. Schmitz, «Load profiles and flexibility in operation of washing machines and dishwashers in Europe,» *International Journal of Consumer Studies*, vol. 41, n° 12, pp. 178-187, 2017.
- [30] C. B. Kobus, E. A. Klaassen, R. Mugge et J. P. Schoormans, «A real-life assessment on the effect of smart appliances for shifting households' electricity demand,» *Applied Energy*, vol. 147, pp. 335-343, 2015.
- [31] M. O. Oseni, M. G. Pollitt, D. M. Reiner, L.-L. Richter, K. Chyong et M. Baddeley, «2013 EPRG Public Opinion Survey: Smart Energy – Attitudes and Behaviours,» EPRG Working Paper 1327, Cambridge Working Paper in Economics 1352 .
- [32] J. Torriti, M. G. Hassan et M. Leach, «Demand response experience in Europe: Policies, programmes and implementation,» *Energy*, vol. 35, n° 14, pp. 1575-1583, 2010.
- [33] S. Nan, M. Zhou et G. Li, «Optimal residential community demand response scheduling in smart grid,» *Applied Energy*, vol. 210, pp. 1280-1289, 2018.
- [34] RTE, «Groupe de travail "Interfaces entre l'électricité et les autres vecteurs" - Document de cadrage,» 2020. [En ligne]. Available: https://www.concerte.fr/system/files/document_travail/2019%2012%2019%20-%20GT%20interfaces%20électricité%20autres%20vecteurs%20-%20document%20de%20travail%20v2.pdf.
- [35] Données et études statistiques pour le changement climatique, l'énergie, l'environnement, le logement, et les transports, «Le parc de logements par classe de consommation énergétique,» 2020. [En ligne]. Available: <https://www.statistiques.developpement-durable.gouv.fr/le-parc-de-logements-par-classe-de-consommation-energetique>.