

Flexibilité de la demande et équilibre du système électrique

Quels sont les leviers les plus pertinents

Réalisé par : Oscar LAVIOLETTE
Amine EL ARABI
Alexandre MALPAUX

Rapport de Soutenance Project CREDEN
Présenté en vue du diplôme de Mastère Spécialisé® (MS)
Optimisation des Systèmes Energétiques (OSE)

Mines Paris – PSL – Le Centre de Mathématiques Appliquées (CMA)
Centre de Recherche en Economie et Droit de l'Energie **CREDEN** – Equipe
ART Dev – Université Montpellier 1



Encadrant : Jacques PERCEBOIS
François MIRABEL
Boris SOLIER

Janvier 2025

Résumé

La transition énergétique en cours, caractérisée par l'intégration croissante des énergies renouvelables non pilotables (ENR), engendre un décalage horaire structurel dans les systèmes électriques entre la production des ENR et les profils de consommation électrique. Ce constat met en lumière un besoin croissant de flexibilité pour équilibrer le système électrique, rôle qui peut notamment être assuré par les flexibilités de la demande (section 2.1).

Le rapport met alors en évidence les bénéfices de la flexibilité de la demande pour le système électrique et plus largement pour la collectivité sur les plans technique, économique, environnemental ainsi que sur le plan stratégique pour les états (sections 2.2 et 2.3).

Ensuite, les différents gisements de flexibilité identifiés dans la littérature ont permis d'établir les potentiels de flexibilités dans les secteurs industriel, tertiaire et résidentiel, tout en soulignant les différents obstacles à leur déploiement (sections 3.1 et 3.2).

Enfin, le rapport examine les différents mécanismes de valorisation de cette flexibilité, existants ou jugés pertinents à développer par la littérature. Cette partie a permis de faire une revue de marchés adaptés aux différents types de flexibilités (structurelles et régulières, dynamiques, et d'équilibrage) (section 3.3) elle a aussi permis d'opposer les mécanismes de tarification implicite et de tarification explicite (section 3.4), conduisant à une clarification du rôle des différents acteurs, particulièrement les fournisseurs et les opérateurs de flexibilités.

En Europe, après un développement significatif des flexibilités de la demande sur des mécanismes capacitaires, l'enjeu principal réside désormais dans l'extension de ces flexibilités à des mécanismes de valorisation en énergie, où se concentrent la majorité des besoins de flexibilité du système (section 3.3.4).

Parallèlement, un second défi consiste à transmettre aux consommateurs la structure des prix des marchés de gros, afin qu'ils disposent d'une information transparente sur la valeur générée par la mise en œuvre de leurs flexibilités. Ce défi n'est pas purement technico-économique mais aussi sociétal et politique étant donné l'importance de facteurs telles les questions de justice sociale que peut poser la mise en place de certains leviers tels l'instauration de tarifs dynamiques (section 3.4.1) ou l'acceptabilité du pilotage à distance des usages (3.4.2). Néanmoins, il est évident qu'il reste un potentiel important de flexibilité de la demande non exploité dont le développement est crucial pour répondre aux enjeux futurs du système électrique français.

Table des matières

Table des matières	3
Table des figures	4
Table des équations	4
Table des tableaux	4
1 Introduction	4
2 Contexte Général	6
2.1 La transformation structurelle des systèmes électriques européens	6
2.1.1 Transition énergétique et transformation des systèmes électriques	6
2.1.2 Impact de l'intégration croissante des ENR dans les mix électriques sur la formation des prix sur les marchés de gros de l'électricité	8
2.1.3 Les besoins de flexibilité pour les systèmes électriques	9
2.2 Le rôle des flexibilités de la demande pour les systèmes électriques	10
2.2.1 Flexibilités structurelles et régulières	10
2.2.2 Flexibilités dynamiques	11
2.2.3 Flexibilités d'équilibrage	12
2.3 Les bénéfices de la flexibilité de la demande pour les systèmes électriques	13
2.3.1 Bénéfices pour le système électrique	13
2.3.2 Les bénéfices pour la collectivité	15
3 Leviers Principaux de la flexibilité	16
3.1 Les différentes sources de flexibilité de la demande	16
3.2 Les alternatives à la flexibilité de la demande	20
3.3 Quel secteur pour quelle flexibilité ?	22
3.3.1 Structurelle	22
3.3.2 Dynamique	24
3.3.3 Équilibrage	25
3.3.4 Valorisation de la flexibilité sur les marchés de l'électricité	28
3.4 Agrégateurs et Fournisseurs : quel acteur pour valoriser la flexibilité de la demande ?	34
3.4.1 Flexibilité via l'offre de fourniture	34
3.4.2 Flexibilité via un opérateur d'effacement	36
3.4.3 Arbitrer entre effacement implicite et explicite	37
4 Conclusion : quels leviers pour la flexibilité de la demande ?	39
5 Annexes :	40
Annexe 1 : Mécanismes et marchés de valorisation de la flexibilité de la demande	40
Bibliographie	42

Table des figures

Figure 1. Profil saisonnier du secteur électrique en France.	7
Figure 2. Exemple de merit order	8
Figure 3. Illustration de l'effet des décalages et des modulations d'usages.	11
Figure 4. Gisements techniques de flexibilité de la demande industrielle et tertiaire en fonction de la durée d'activation.	19
Figure 5. Répartition horaire des situations de défaillance dans le scénario de référence du bilan prévisionnel 2023 de RTE.	23
Figure 6. Fonctionnement des réserves pour rétablir l'équilibre production / consommation	26
Figure 7. Évolution du prix des garanties de capacité en €/MW.....	28
Figure 8. Évolution du prix de plafond des AOFD et des offres émises.....	29
Figure 9. Comparaison de la durée du produit peakload du marché à terme à la durée du creux solaire dans la courbe de consommation moyenne en France.	30
Figure 10 Carte de capacité du réseau des sous-stations 110 kV et 150 kV de TenneT.....	33

Table des équations

Équation 1 Élasticité de la demande :	34
Équation 2. Conditions d'activation d'un agrégateur sans réforme du NEBEF	36
Équation 3. Conditions d'activation d'un agrégateur avec réforme du NEBEF	36

Table des tableaux

Tableau 1 Variations du besoin total en flexibilités de la demande en 2050 selon les différents scénarios de RTE.	17
Tableau 2. Mécanismes de rémunération capacitaire (€/MW)	40
Tableau 3. Mécanismes de rémunération capacitaire (€/MWh)	41

Introduction

L'accord de Paris, adopté par 195 parties lors de la COP21 en 2015, vise à limiter le réchauffement climatique global à + 2°C à l'horizon 2050. Pour atteindre cet objectif, il s'appuie sur une transition énergétique axée sur l'élimination progressive des énergies fossiles des mix énergétiques mondiaux et sur l'intégration de sources d'énergies renouvelables (ENR), notamment pour décarboner la production d'électricité.

En Europe, les objectifs les plus récents, fixés par le Green Deal européen de 2023, visent à atteindre 42,5 % d'énergies renouvelables dans le mix énergétique global d'ici 2030 (European Union, 2019). Dans ce contexte, le secteur de la production d'électricité est un levier majeur grâce à l'intégration croissante des technologies renouvelables, en particulier le solaire photovoltaïque et l'éolien. Alors qu'en 2010, ces deux sources représentaient 5,5 % de la production d'électricité européenne, leur part a atteint 30 % en 2023. Cette croissance massive, et largement favorable au sujet climatique, pose tout de même un certain nombre de défis. En particulier, dans le secteur de la production d'électricité, le remplacement d'une part importante des centrales thermiques de base par des sources d'énergie renouvelable intermittentes a engendré un besoin croissant de flexibilité pour maintenir en permanence l'équilibre entre la production et la consommation, indispensable au bon fonctionnement du système électrique.

Pour une transition énergétique réussie, il est essentiel que le système s'appuie sur les ressources de flexibilité les plus adéquates sur les plans technico-économique, climatique et en matière de souveraineté nationale. Ces services de flexibilité peuvent être fournis par divers acteurs et différentes ressources. Traditionnellement, ces services étaient principalement assurés par les producteurs d'électricité, notamment par la filière hydraulique et par les centrales thermiques pilotables. Ces besoins de flexibilités étant croissants, la filière hydraulique n'est pas suffisante pour répondre à l'entière du besoin tandis que la filière thermique pilotable voit réduire progressivement sa part dans la production électrique (RTE, 2022a). Il devient donc nécessaire de cibler d'autres acteurs. Depuis plusieurs décennies, en France notamment, les consommateurs jouent un rôle en apportant une capacité à moduler leur consommation électrique. Cette capacité permet d'adapter les périodes de consommation aux moments où la production d'électricité renouvelable est abondante, tout en réduisant la demande lorsque la production renouvelable est faible. Ce mécanisme est désigné sous le terme de « flexibilité de la demande électrique ».

Ce rapport a pour objectif d'analyser le rôle de la flexibilité de la demande dans les systèmes électriques, d'évaluer son potentiel et d'explorer les leviers permettant d'en optimiser les bénéfices pour le système. La première partie expose le contexte général, précisant les différents types de flexibilités de la demande et leur rôle potentiel au sein du système. La deuxième partie examine les leviers et mécanismes tarifaires existants pour valoriser ces flexibilités. Enfin, la troisième partie s'attarde sur les obstacles et les défis rencontrés, ainsi que sur les réflexions en cours pour mettre en place des mécanismes permettant d'exploiter pleinement le potentiel de ces flexibilités.

Contexte Général

2.1 La transformation structurelle des systèmes électriques européens

2.1.1 Transition énergétique et transformation des systèmes électriques

La transition énergétique en cours entraîne une transformation profonde des systèmes électriques en Europe. Pour répondre aux objectifs de décarbonation, deux évolutions majeures structurent les systèmes électriques européens. D'une part, la proportion d'ENR dans la production d'électricité ne cesse d'augmenter, avec pour ambition qu'elles dominent à moyen terme les sources traditionnelles dans le mix énergétique européen. D'autre part, l'électrification progressive de nombreux usages s'accélère : dans les transports, avec la montée en puissance des véhicules électriques ; dans le bâtiment, via la conversion du parc de chauffage à l'électrique ; et dans l'industrie, avec l'électrification des procédés industriels. La consommation d'électricité devrait alors augmenter (malgré un gain d'efficacité énergétique des usages existants). En France, par exemple, la consommation annuelle d'électricité, oscillant aujourd'hui à environ 470 TWh, pourrait atteindre 630 TWh d'ici 2050 (AIE & RTE, 2021). Parallèlement, la production d'électricité devra se verdifier en s'appuyant sur un développement massif des énergies renouvelables.

Le caractère intermittent et difficilement pilotable des sources de production solaire et éolienne, appelées à remplacer les moyens thermiques carbonés, engendre certaines contraintes. Ces deux modes de production sont marqués par des variations saisonnières, hebdomadaires et journalières. La production solaire est élevée en été mais faible en hiver. Elle suit une courbe caractéristique sur une journée en forme de « cloche » : nulle pendant la nuit, elle démarre le matin, atteint un pic en début d'après-midi, puis diminue progressivement jusqu'au coucher du soleil, où elle cesse complètement. Quant à l'éolien, la production dépend de la force et de la régularité des vents. Ceux-ci sont généralement plus soutenus en hiver qu'en été, offrant une certaine stabilité sur une journée, mais peuvent varier considérablement d'une semaine à l'autre. Par exemple, en cas d'anticyclone sur l'Europe, la production éolienne peut chuter, parfois sur plusieurs jours consécutifs. Le niveau de production électrique résultant de ces ENR est donc très variable et difficilement prévisible à long terme (RTE, 2022a).

Parallèlement, la consommation d'électricité dans les pays européens présente également des variations structurelles à la fois saisonnières, hebdomadaires et journalières, voir figure 1. Elle est plus élevée en hiver, principalement en raison des besoins liés au chauffage. Cette tendance est particulièrement marquée en France, où le parc de chauffage est historiquement très électrifié. Cette consommation est qualifiée de "thermosensible" car elle est fortement influencée par les variations de température extérieure. Selon RTE, le gestionnaire du réseau de transport d'électricité français, une baisse d'1 °C en hiver entraîne une augmentation de 2400 MW de la demande électrique. En revanche, la consommation est généralement moins importante en été. À l'échelle hebdomadaire, la demande est plus forte les jours ouvrés, alors qu'elle diminue le week-end, lorsque les bâtiments tertiaires sont inoccupés et l'activité industrielle ralentie. À l'échelle de la journée, la consommation augmente au réveil de la population et au démarrage de l'activité économique, atteint un pic entre 10 h et midi, diminue progressivement dans l'après-midi, avant

de connaître un second pic entre 18 h et 20 h dû à la hausse de l'activité des ménages, puis rediminue tout le long de la nuit.

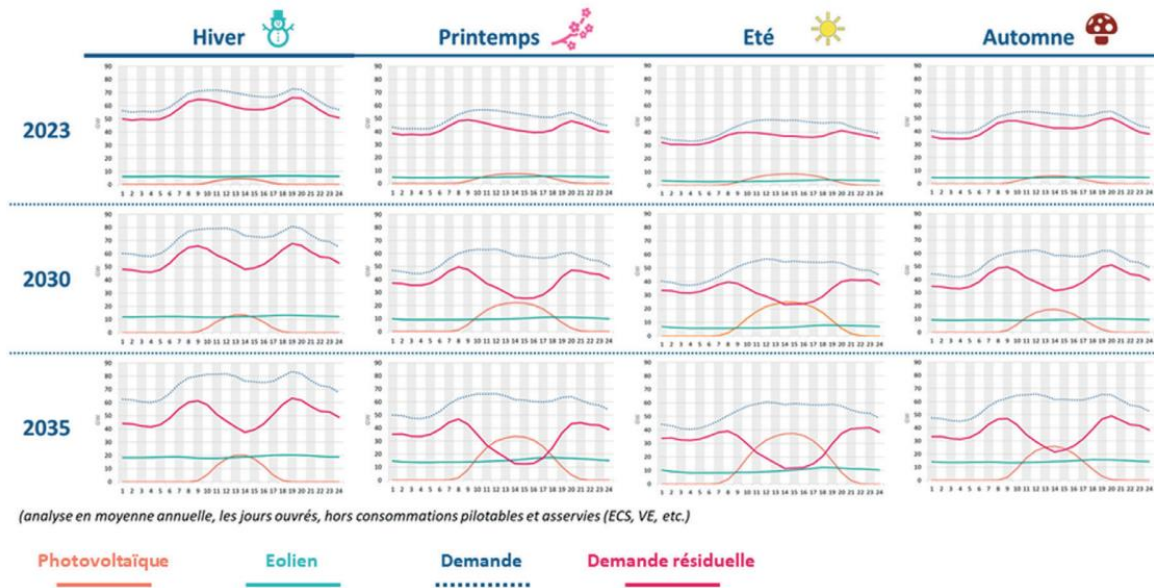


Figure 1. Profil saisonnier du secteur électrique en France.

Source : (Jacquemart et al., 2024)

On observe ainsi un décalage physique entre la structure de la production des ENR et celle de la consommation électrique dans nos pays. Ce déséquilibre est particulièrement marqué pour l'énergie solaire, qui produit davantage durant la saison estivale où la demande est la plus faible. De plus, au sein d'une journée la production solaire se concentre sur le milieu de journée, une période correspondant à un creux dans le niveau de consommation. Ces décalages intrinsèques entre la production et la consommation, couplés à l'imprévisibilité à long terme du niveau de production ENR, génèrent un besoin croissant de flexibilité dans les systèmes électriques, en particulier à mesure que la part des ENR dans le mix de production augmente.

On qualifie de demande résiduelle la différence entre la demande totale d'électricité à un instant donnée et la production ENR à ce même moment. Cette demande est donc la part de la consommation à couvrir par d'autres moyens de productions pilotables (nucléaires, hydrauliques, thermique). Cette demande résiduelle constitue un bon indicateur pour gérer l'équilibre du réseau électrique.

2.1.2 Impact de l'intégration croissante des ENR dans les mix électriques sur la formation des prix sur les marchés de gros de l'électricité

En Europe, les prix de l'électricité sur les marchés de gros sont déterminés selon le principe de l'offre et de la demande, heure par heure, en appliquant une méthode de tarification marginale. Cela signifie que le prix du marché est fixé par le coût variable du groupe de production le plus cher, le dernier groupe mobilisé pour répondre à la demande. Les producteurs d'électricité soumettent des offres basées sur leurs coûts variables de production. Ainsi, les ENR, l'hydraulique et le nucléaire sont prioritairement utilisés en raison de leurs faibles coûts variables, tandis que les centrales thermiques, plus coûteuses en raison du prix des combustibles, sont appelées en dernier (EpexSpot, 2022)

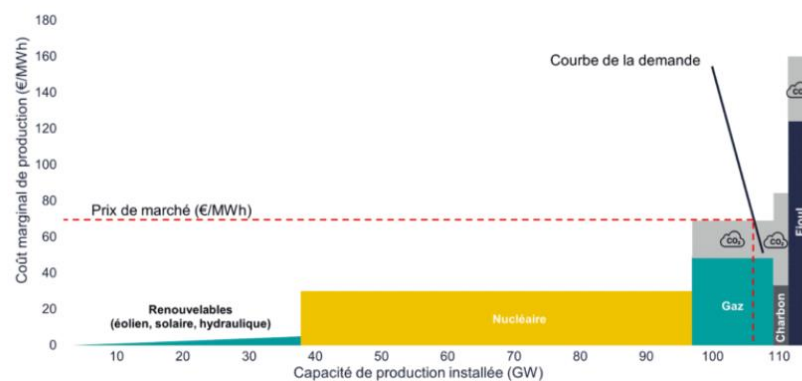


Figure 2. Exemple de merit order

Source : (Sunmind, 2022)

La demande en électricité est généralement considérée comme peu élastique, car il s'agit d'un bien essentiel pour lequel il existe peu d'alternatives d'utilisation. Par ailleurs, les consommateurs finals sont généralement peu exposés aux variations de prix visibles sur les marchés de gros, le risque associé à ces fluctuations étant géré par les fournisseurs dans le cadre de leur stratégie d'approvisionnement (Cabot, 2023).

La pénétration progressive des ENR dans les mix de production décrits dans la partie précédente, a un impact fort sur la formation des prix de l'électricité sur les marchés. En effet le caractère intermittent de leur production et le décalage structurel entre la courbe de production ENR et la courbe de consommation impliquent une augmentation des périodes de décalage entre production et consommation. Les périodes de forte production et de faible consommation, comme celles observées en milieu de journée durant l'été lorsque la production solaire est particulièrement élevée, entraînent une baisse des prix sur les marchés de gros, voire l'apparition d'épisodes de prix négatifs. Le nombre d'heures à prix négatifs est en augmentation constante, passant en France de 147 heures en 2023 à 275 heures au cours du seul premier semestre 2024 (CRE, 2024). Cette situation s'explique par le fait que les ENR proposent des prix nuls sur les marchés pour garantir leur appel ou fonctionnent sous un mécanisme d'obligation d'achat (OA), où leur production est

rachetée à un tarif fixe tout au long de l'année. Lorsqu'une forte production d'ENR survient à court terme, certaines centrales pilotables, en raison des coûts élevés de redémarrage et de montée en puissance, préfèrent proposer des prix négatifs pour rester en fonctionnement quelques heures. Dans les situations les plus critiques, où une surproduction d'ENR menace de déséquilibrer le réseau, deux solutions peuvent être envisagées : soit les producteurs d'ENR réduisent volontairement leurs injections sur le réseau à certaines heures, soit le gestionnaire de réseau de transport électrique (GRT) intervient à distance pour ajuster les productions et rétablir l'équilibre du système. Par exemple, en Allemagne, 19 TWh de production éolienne ont été écrêtés en 2023, représentant 4 % de la production totale du pays cette année-là (Finon, 2024). Ces écrêtements entraînent une sous-utilisation des capacités de production des ENR, ce qui pose un problème pour la viabilité économique de ces projets et freine ainsi les efforts de décarbonation de nos systèmes électriques.

Dans le cas inverse d'une faible production ENR et de forte consommation, comme lors des périodes d'anticyclone en hiver, le recours nécessaire à des moyens de production thermiques dont le coût dépend du coût du combustible, provoque une hausse importante des prix sur les marchés. La crise énergétique de 2022 a entraîné une forte hausse des prix, avec des moyennes hebdomadaires dépassant 600 €/MWh sur le marché SPOT durant l'été 2022 (EpexSpot, n.d.). Cette flambée des prix s'explique principalement par les craintes d'une interruption de l'approvisionnement en gaz russe via le gazoduc Nord Stream, combinées à une faible disponibilité du parc nucléaire français.

2.1.3 Les besoins de flexibilité pour les systèmes électriques

Les paragraphes précédents ont démontré la nécessité physique de flexibilités pour aligner les périodes de production des ENR avec celles de consommation, en adaptant la structure de la demande à celle d'une production non pilotable. Ces ajustements présentent également une opportunité économique. En effet, les périodes de forte production ENR, qui coïncident avec des prix bas sur les marchés, incitent à encourager les soutirages d'électricité durant ces moments. À l'inverse, lorsque la production ENR est faible et que les prix de l'électricité augmentent, il devient stratégique de limiter la consommation.

Ces services de flexibilité pour le système peuvent être assurés par différents moyens. Il peut s'agir de centrales de production pilotables, capables d'ajuster leur production pour suivre la demande, de dispositifs de stockage comme les batteries ou les stations de transfert d'énergie par pompage (STEP), qui absorbent l'électricité excédentaire lorsque la production est abondante pour la restituer en période de forte demande. Enfin, ces services peuvent également être rendus par des mécanismes de flexibilité de la demande, qui consistent à piloter la consommation pour l'aligner sur la production disponible.

2.2 Le rôle des flexibilités de la demande pour les systèmes électriques

La flexibilité de la demande dans le secteur électrique désigne la capacité des consommateurs à adapter leur consommation d'électricité en fonction des conditions du réseau, notamment les variations de production ou de prix. Elle vise à équilibrer l'offre et la demande en ajustant la consommation pour mieux correspondre à la production, notamment celle des ENR, qui sont souvent intermittentes et non pilotables.

Cette terminologie englobe plusieurs types de mécanismes. Elle inclut le déplacement de la consommation, qui concerne les usages dits flexibles, dont la consommation peut être reportée à un moment ultérieur, comme par exemple, la recharge des véhicules électriques. Elle inclut également l'effacement sans report de consommation, par exemple l'arrêt de certains procédés industriels, entraînant des pertes de production.

Dans le chapitre 6 relatif à l'équilibre offre-demande et aux flexibilités de son bilan prévisionnel 2023 à horizon 2035, RTE, le GRT Français, introduit trois types de flexibilités : les flexibilités structurelles et régulières, les flexibilités dynamiques, et les flexibilités d'équilibrage (RTE, 2022a).

2.2.1 Flexibilités structurelles et régulières

La flexibilité structurelle et régulière répond au besoin d'aligner le profil régulier de la demande avec celui de la production renouvelable afin de minimiser les coûts de production du réseau et son empreinte carbone.

Le besoin de flexibilité structurelle peut-être mesuré en analysant les courbes moyennes de de consommation résiduelle, c'est-à-dire la consommation totale diminuée de la production renouvelable fatale (RTE, 2022a, p. 11). Le but étant de minimiser celle-ci en diminuant les pics de consommation quand la demande est importante mais que les renouvelables produisent peu et encourageant la consommation quand les renouvelables sont abondantes. La flexibilité structurelle représente le gros des besoins en flexibilité du système. En termes d'optimisation de la consommation électrique avec la production ENR, structurer les habitudes de consommation autour des pics de production ENR assure déjà d'éviter une grande partie d'écêtement (voir figure 3). Il est donc nécessaire d'aligner deux profils saisonniers différents. D'un côté, le saisonner de la consommation, à savoir :

- Un profil intersaisonnier qui correspond à l'évolution de la structure de la demande au cours des saisons, c'est-à-dire, avant tout une évolution de la demande liée au climat. Ainsi, on observe une augmentation du besoin de chauffage dans les mois hivernaux et une augmentation du besoin de climatisation en été. Le pic de demande varie en fonction du climat et du mix technologique du pays analysé.
- Un profil interhebdomadaire est le profil induit par le cycle jours ouvrés/jours non travaillés, et dont la magnitude varie avant tout en fonction de la structure économique du pays. Ainsi, des pays avec une forte présence de l'industrie électro-intensive, verront un profil interhebdomadaire bien plus marqué.

Et de l'autre, la saisonnalité de la production renouvelable fatale, avec une plage de production du PV qui s'élargit en été et une production éolienne, en France, généralement plus importante en hiver. Le défi de la flexibilité structurelle est donc de mettre en place des mesures afin de faire concorder les structures de la production renouvelable et de la demande et d'adapter ces mesures afin de prendre en compte leurs profils saisonniers.

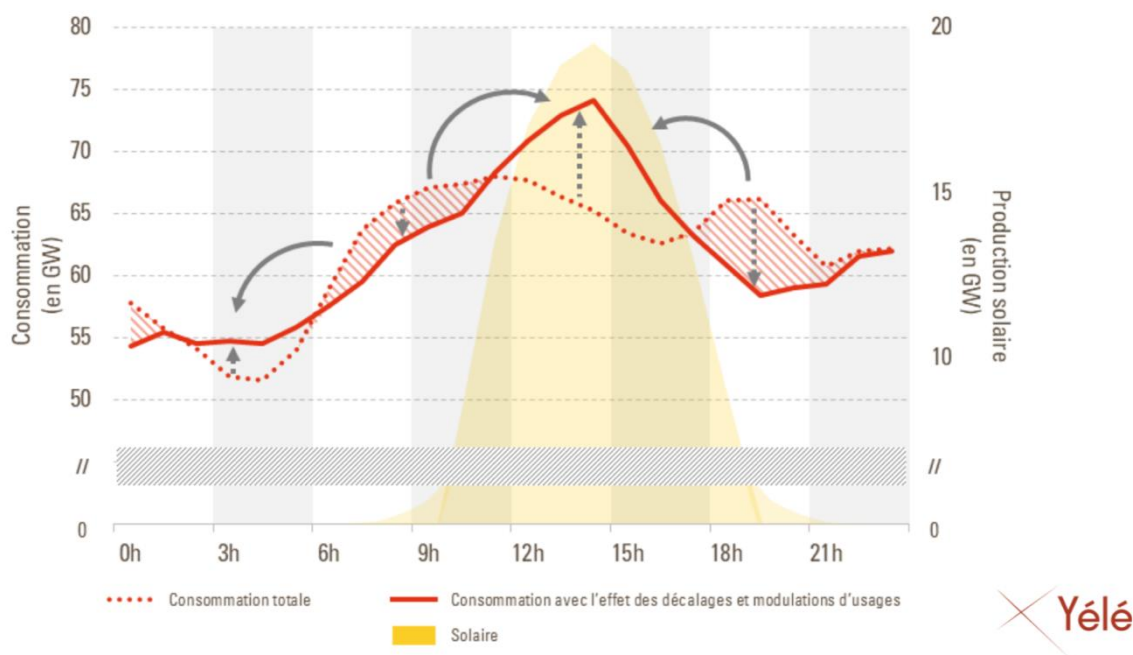


Figure 3. Illustration de l'effet des décalages et des modulations d'usages.

Source : Yele Consulting, 2024b

2.2.2 Flexibilités dynamiques

Alors que les flexibilités structurelles et régulières ont pour objectif principal de réorganiser la consommation à long terme en l'ajustant à l'évolution de la production d'électricité, notamment en décalant les pics de consommation matinaux et en soirée vers les périodes de forte production photovoltaïque au milieu de la journée, les flexibilités dynamiques interviennent, quant à elles, sur des échelles de temps plus courtes.

Leur rôle est, d'une part, de s'adapter à la variabilité de la consommation électrique sur le système. La température extérieure exacte étant difficilement prévisible à long terme, ou même d'un jour à un autre, la consommation est difficilement prévisible avec précision. C'est pourquoi il existe un besoin de flexibilités adaptées à ces échelles temporelles. D'autre part, la part croissante des ENR non pilotables constituant désormais une base importante du mix électrique, engendre une variabilité infra-journalière et intra-hebdomadaire de la production, directement liée aux conditions météorologiques, telles que le vent et la nébulosité.

À titre d'illustration de la variabilité de la production éolienne et de son évolution croissante : en 2014, sur un pas de temps de 2h la production éolienne a montré une variation maximale de son niveau de production de 1200 MW alors qu'en 2024 cette variation de 1200 MW a eu lieu 1 % du temps sur des pas de temps d'1h (RTE, 2025). Cette variabilité rapide qui tend à croître en volume avec le développement des moyens de productions renouvelables non pilotables crée là aussi de nouveaux besoins de flexibilités à court terme permettant de pallier cette variabilité.

Ces nouvelles contraintes imposées au système nécessitent des flexibilités prévisibles, avec des délais de planification allant de quelques jours à quelques heures. Agissant en complément des flexibilités structurelles et régulières, ces flexibilités permettent d'ajuster finement l'équilibre entre la production et la consommation. Ces spécificités ont conduit RTE à désigner ce type de flexibilités sous le terme de « flexibilités dynamiques » dans son Bilan Prévisionnel 2023, une terminologie que nous adopterons également tout au long de ce travail (RTE, 2022a).

En plus de contribuer à l'optimisation du système électrique, ces flexibilités jouent un second rôle dans la sécurité d'approvisionnement en électricité. Les périodes de tension sur le réseau sont les journées durant lesquelles le parc de production électrique s'approche de ses capacités de production maximale. Ces périodes peuvent être anticipées plusieurs jours à l'avance. Historiquement, ces périodes correspondaient aux jours les plus froids de l'année, mais en conséquence des transformations en cours sur le système, à l'avenir, les jours critiques seront davantage associés à des conditions hivernales combinant des températures basses et des vents très faibles, comme cela peut se produire lors d'un anticyclone accompagné d'une vague de froid. Ces conditions entraîneraient une forte consommation énergétique couplée à une production éolienne réduite. Ce type de flexibilités peut être qualifié de « flexibilités dynamiques assurantielles ».

Du côté de la demande, certains usages offrent des possibilités de flexibilité dynamique, par exemple, dans le secteur industriel, il est possible de planifier des arrêts de production pour maintenance au cours d'une semaine. De plus, le nombre d'applications compatibles avec ce type de flexibilité est amené à croître à mesure que l'électrification des usages progresse. Par exemple, il sera envisageable de programmer la recharge des véhicules électriques à l'échelle d'une semaine ou d'une journée (RTE, 2022a). Ces décalages sont possibles avec des coûts associés nuls ou limités. Le principal frein au développement de ce type de flexibilités réside dans la capacité à transmettre efficacement la structure des prix du marché de l'électricité au client final, afin de l'inciter à consommer aux moments les plus opportuns. Si cette transmission est insuffisante, l'acceptabilité par le consommateur pourrait devenir un obstacle, celui-ci ne percevant pas les avantages liés au service qu'il rend au système électrique.

2.2.3 Flexibilités d'équilibrage

Le troisième type de flexibilité vise à assurer l'équilibre entre la production et la consommation d'électricité à très court terme, dans un délai compris entre une heure et quelques secondes avant le moment t . Ces flexibilités ont essentiellement pour rôle de répondre à des aléas sur le système ou à des variations très rapides du niveau de consommation. Lorsque ce type d'événement survient, un déséquilibre entre la production et la consommation apparaît et entraîne une déviation de la fréquence du réseau par rapport à sa valeur de référence : 50Hz en Europe (60Hz aux Etats-Unis). Si la production devient inférieure à la consommation, les groupes de production ralentissent et la

fréquence diminue alors qu'à l'inverse si c'est la consommation qui devient inférieure à la production, les groupes de production accélèrent et la fréquence sur le réseau augmente. Pour limiter ces déviations et rétablir la fréquence à sa valeur de référence, il est nécessaire de disposer de mécanismes de flexibilité dits « d'équilibrage », activables soit à la hausse (augmentation de la production ou réduction de la consommation), soit à la baisse (réduction de la production ou augmentation de la consommation).

En Europe, la gestion de cet équilibre production-consommation devient la responsabilité des GRT, lorsque les marchés de gros infra-journaliers se clôturent, soit une heure ou deux heures avant le temps réel selon le pays (RTE, 2022c). Avant ce délai, la responsabilité des déséquilibres production-consommation est imputé aux responsables d'équilibres (producteurs, fournisseurs, agrégateurs) qui se doivent de maintenir l'équilibre production = consommation dans le périmètre qui leur est attribué.

2.3 Les bénéfices de la flexibilité de la demande pour les systèmes électriques

A l'échelle Française, nous pouvons nous appuyer sur les objectifs de la politique énergétique française pour déterminer les bénéfices de la flexibilité de la demande pour la collectivité. Le code de l'énergie formule dans son article 100-1 les objectifs suivants (Article 100-1, Code de l'énergie, 2021):

« Article L100-1 : La politique énergétique garantit l'indépendance stratégique de la nation et favorise sa compétitivité économique. Cette politique vise à :

- Assurer la sécurité d'approvisionnement ;
- Maintenir un prix de l'énergie compétitif ;
- Préserver la santé humaine et l'environnement, en particulier en luttant contre l'aggravation de l'effet de serre ; »

2.3.1 Bénéfices pour le système électrique

2.3.1.1 Une triple valeur : Energie, Capacité, et flexibilité

Au même titre que les capacités de production d'électricité, la flexibilité de la demande constituent un moyen de gestion de l'équilibre offre-demande et participent de ce fait à la sécurité d'approvisionnement du système électrique. En particulier, les effacements peuvent être utilisés lors des périodes de pointe afin de garantir l'équilibre du système électrique.

La mise en place de capacités d'effacement peut alors réduire le besoin de construction de nouvelles unités de production ou le maintien en fonctionnement d'unités existantes dites de pointes, souvent thermiques, qui seraient nécessaires à la sécurité d'approvisionnement du système électrique.

La flexibilité de la demande peut aussi constituer une valeur énergie, en particulier lors de la mise en place d'effacement dont la consommation n'est pas reportée. Dans ce cas, les effacements constituent une non-consommation d'un volume d'électricité et une économie proportionnelle aux coûts variables associés. Cette « valeur énergie » constitue un « gain net » pour la collectivité si la demande reportée engendre l'activation de moyens de production à coût inférieurs et/ou moins carbonés et s'il y a un gain d'efficacité engendré par le report de cette consommation.

Toujours dans le cas d'effacements pilotés, au même titre que certaines unités de production, les effacements peuvent être utilisés pour leur capacité à compenser rapidement des aléas techniques ou des erreurs de prévisions de l'équilibre offre/demande sur le système électrique, ce qui constitue une valeur de flexibilité. Certains effacements sont en effet particulièrement « flexibles » (délai d'activation très court, montée en puissance, atteinte de la capacité d'effacement cible très rapide).

2.3.1.2 Une valeur économique : l'amélioration de l'efficacité et la diminution des prix de marchés

Les flexibilités de la demande viennent renforcer la concurrence et dynamiser les échanges sur le marché de l'électricité. A ce titre, ils permettent donc une diminution du pouvoir de marché potentiel des acteurs de la production. Cette diminution du pouvoir de marché des producteurs peut avoir une influence particulièrement importante lors des périodes de pointe de consommation pendant lesquelles certaines unités de production peuvent être, sans élasticité de la demande au prix, « incontournables » pour répondre à la demande. De plus, les opérateurs d'effacements permettent d'améliorer l'élasticité de la demande au prix en compensant le manque d'information des clients vis-à-vis de l'évolution en temps réel des prix de marché. Ces deux effets combinés rapprochent de l'optimum économique d'un marché de l'électricité caractérisé par une concurrence pure et parfaite et une élasticité parfaite de la demande au prix de marché.

Pour étudier plus en détail la baisse de pouvoir de marché induites par les flexibilités de la demande dans le cas de la France, le cabinet de conseil E-Cube (ECube, 2013) nous propose l'analyse suivante : « Une façon d'apprécier la baisse de pouvoir de marché résultant de l'effacement est de considérer le marché de pointe, en capacité installée. D'après les données RTE, 33 GW de pointe (et semi-base), correspondant aux capacités installées de charbon, gaz, fioul et hydraulique lac, se répartissent entre 5 producteurs en France : EDF (80%), E.ON (8%), GDF Suez (8%), POWEO (3%), Alpiq (1%) (RTE, 2025). Ainsi, sans considérer les éventuelles importations en période de forte consommation, l'indice HHI actuel de la production de pointe est de 6600 environ. La prise en compte des 1500 MW de capacités d'effacement actuelles, qu'opèrent principalement Energy Pool (~1 GW d'effacement industriel) et Voltalis (~500 MW d'effacement diffus), dans le calcul du HHI réduit légèrement cette valeur à ~ 6000. Le marché de la production de pointe est donc aujourd'hui très concentré, qu'on prenne ou non en compte l'effacement. Un développement massif de l'effacement permettrait de diminuer fortement ce pouvoir de marché des producteurs de pointe, pouvant diviser d'un facteur ~2 le HHI (calculé sur les capacités installées des producteurs de pointe). En effet, en supposant le parc de production de pointe inchangé, le développement de 5 nouveaux GW d'effacement opérés par 10 agrégateurs permettrait de diminuer le HHI (calculé sur les capacités de pointe installées) à ~5000 ; avec le développement de 10 nouveaux GW d'effacement opérés par 20 agrégateurs, le HHI passerait à ~4000. » (ECube, 2013).

Ces flexibilités contribuent aussi à lisser les variations des prix sur les marchés de l'électricité. Elles encouragent la consommation lorsque les prix sont bas, ce qui, en comparaison à une situation sans flexibilité, atténue leur baisse excessive. À l'inverse, elles réduisent les prix dans des contextes où, sans flexibilité, ils auraient été élevés. Dans le cas de l'effacement sans report de consommation, les prix de marché diminuent grâce à la réduction de la demande, notamment durant les périodes tension sur le réseau.

Cet effet sur les marchés offre aux différents acteurs une meilleure visibilité à long terme, leur permettant de planifier et de prévoir plus efficacement leurs investissements.

2.3.2 Les bénéfices pour la collectivité

2.3.2.1 Une valeur environnementale

Les flexibilités de la demande permettent, en principe, de déplacer des consommations pendant les périodes où le contenu en CO₂ marginal de l'électricité est élevé, résultant de la production par des centrales thermiques de pointe, vers des périodes de forte production d'ENR, caractérisées par un contenu en CO₂ faible. Les émissions évitées peuvent ainsi être significatives si le facteur d'émissions des unités marginales de production durant la période de report est inférieur à celui des unités marginales actives durant la période d'effacement.

Dans le cas d'effacements sans report de consommation, la réduction de la demande entraîne une baisse directe de la production d'électricité et, par conséquent, une diminution des émissions de CO₂ associées. Toutefois, si ces effacements sont compensés par une production locale d'électricité fortement carbonée, alors le bilan en termes d'émissions de CO₂ évitées peut s'avérer négatif.

2.3.2.2 Une valeur d'indépendance stratégique

L'utilisation des flexibilités de la demande pour gérer l'équilibre entre production et consommation permet de diversifier les sources d'approvisionnement tout en réduisant les importations de combustibles fossiles habituellement employés à cet effet. Cela présente un double avantage : d'une part, renforcer l'indépendance stratégique d'un État, et d'autre part, offrir une protection à l'économie d'un pays grâce à une moindre exposition aux variations des prix des énergies fossiles.

2.3.2.3 Une valeur de compétitivité industrielle

Les entreprises industrielles qui participent à des mécanismes de valorisation de leur capacité d'effacement bénéficient d'une nouvelle source de revenus et réduisent en parallèle leur facture énergétique globale. Ces revenus supplémentaires renforcent leur compétitivité industrielle. Particulièrement dans le cas d'entreprises internationales dont la concurrence ne bénéficie pas de ce type de mécanismes de valorisation de leur capacité.

Ces différents bénéfices apportés par la flexibilité de la demande au système et à la collectivité en général s'alignent pleinement avec les objectifs de la politique énergétique française, tels qu'énoncés dans l'article L.100-1 du code de l'énergie (Article 100-1, Code de l'énergie, 2021). Ces mécanismes apportent une valeur ajoutée en renforçant la sécurité d'approvisionnement, en contribuant à maintenir des prix de l'électricité compétitifs, et en améliorant le bilan environnemental du système électrique.

La flexibilité de la demande est donc associée à de nombreux avantages pour le système électrique. Dans le cadre de ce rapport, nous nous intéresserons plus particulièrement à la question de l'intégration de celle-ci dans le système électrique français en analysant sa pertinence technique pour contribuer à un système électrique stable, moins cher et décarboné.

Leviers Principaux de la flexibilité

3.1 Les différentes sources de flexibilité de la demande

Estimer et qualifier le potentiel de flexibilité de la demande est particulièrement compliqué et nécessite une évaluation à la fois technique et économique.

Une estimation de son potentiel technique requiert l'identification des facteurs techniques qui déterminent la nature de la flexibilité tel sa réactivité, la puissance modulable, la durée possible de modulation, les contraintes techniques nécessitant des investissements, etc. Cet exercice requiert une série d'hypothèses. On peut citer :

- Des hypothèses sur l'évolution de la faisabilité technique de la modulation de certains usages. Par exemple, des avancées techniques dans des processus industriels pourraient rendre certains processus actuellement coûteux à arrêter potentiellement plus flexibles. À un niveau plus systémique, l'électrification des usages amènera un plus grand potentiel de flexibilité de la consommation (ainsi qu'un besoin plus important de flexibilité).
- L'infrastructure installée. Un investissement dans des équipements plus intelligents facilitera le pilotage à distance de leur consommation, augmentant ainsi le potentiel technique de la flexibilité. Par exemple, le développement des GTB/GTC a fortement augmenté le potentiel de flexibilité du chauffage résidentiel (ADEME, 2017). On peut aussi citer la nécessité de faire des hypothèses sur le développement de certaines politiques publiques dont la réalisation est incertaine. On peut citer l'exemple des efforts du gouvernement pour accélérer la rénovation énergétique des bâtiments, ce qui devrait augmenter la durée possible d'effacement du chauffage résidentiel sans impacter le confort des résidents (Ministère de l'Écologie, 2025).
- De plus, la nature de l'économie présente sur le territoire impactera cette évaluation. Par exemple, en fonction des scénarios de réindustrialisation de la France, l'arrivée d'une industrie de nature plus flexible pourrait augmenter le gisement techniquement exploitable de flexibilité de la demande.

On peut illustrer l'impact de ces différentes hypothèses sur le gisement total de la flexibilité de la demande en analysant la variation du besoin total de flexibilité de la demande dans les différents scénarios du rapport Futurs énergétiques 2050 de RTE :

Tableau 1 Variations du besoin total en flexibilités de la demande en 2050 selon les différents scénarios de RTE.

Scénarios 2050	Sobriété	Référence	Réindustrialisation
100% ENR en 2050	91%	116%	109%
ENR diffus sur le territoire	106%	118%	126%
ENR centralisé autour de grands parcs (M2& M3)	91%	11.4 GW	109%
Relance de la filière nucléaire, trajectoire haute et basse (N1 & N2)	91%	11.4 GW	109%
50% de nucléaire et 50% d'énergies renouvelables	55%	68%	109%

Source : RTE, 2022b

Après une évaluation du potentiel technique de la flexibilité de la demande, le potentiel économiquement exploitable nécessite aussi une série d'hypothèses difficile à évaluer. Estimer le coût économique de l'effacement requiert non seulement d'évaluer son coût d'activation, mais aussi les coûts d'activation d'alternatives qui pourraient être moins chères (voir section 3.2) ainsi que du besoin de flexibilité pour le système, plus ce besoin est grand, plus un €/MWh de flexibilité aura des chances d'être compétitif.

Le profil de coût d'activation de la demande dépend du profil du consommateur :

- Pour l'industrie, le coût de flexibilité de la consommation électrique représente en grande partie le report de production sur une certaine période de temps. Ainsi, plus une industrie a une forte valeur ajoutée par MWh de consommation, plus elle demandera une compensation forte (ADEME, 2017, p. 74). A l'inverse, une industrie dont les marges sont beaucoup plus faibles par unité d'électricité consommée, sera bien plus sensible à un signal d'effacement et donc moins chère à activer. Un autre facteur important est la 'densité temporelle' du besoin de consommation, c'est-à-dire la durée de consommation nécessaire pour produire, transporter ou stocker un bien sur une échelle de temps. Ainsi, certaines chaînes de production peuvent reporter leur consommation de quelques heures sans

impacter la création de valeur à l'échelle d'une journée. Par exemple, l'industrie agroalimentaire bénéficie d'une importante inertie thermique ce qui lui permet d'effacer la consommation de ses frigos sur des plages de 3 à 4h sans impacter la qualité, et donc la valeur, de son stock (Yele Consulting, personal communication, 2025).

- Pour le secteur tertiaire, la consommation énergétique n'a pas un impact direct sur la création de valeur. Ainsi, l'analyse coût bénéfice entre consommation et effacement n'est pas applicable de la même manière. De plus, le secteur tertiaire a bénéficié d'une haute valeur ajoutée par unité de consommation, ce qui le rend moins sensible aux incitations économiques d'optimisation de la consommation. De fait, les bénéfices d'une meilleure optimisation de la consommation risquent d'être ignorés par des retours sur investissements inférieurs aux attentes de rentabilité du secteur. En effet, tandis que l'industrie bénéficie d'un certain nombre de procédés déjà pilotables et donc à haut potentiel flexible, une grande partie du gisement de flexibilité dans le tertiaire requiert des investissements dédiés (tel l'installation d'une GTB/GTC ou d'un boîtier de pilotage par un agrégateur) (ADEME, 2017, p. 168). De plus, une analyse du profil de coût de la flexibilité pour le secteur tertiaire requiert d'évaluer l'impact de la flexibilité sur le confort des employés ou des clients. Ces estimations sont généralement plus compliquées et incertaines car elles requièrent de traduire en termes économiques l'inconfort induit par une baisse de consommation (tel l'inconfort dû à une baisse du chauffage).
- Le profil coût du secteur résidentiel est assez similaire au profil coût du tertiaire, dépendant lui aussi de notions de confort et difficiles à évaluer ainsi que d'investissements initiaux à amortir. Comme le souligne RTE dans son Bilan Prévisionnel, étant donné la nature diffuse de la demande résidentielle, le coût d'investissement pour exploiter ce gisement pèse proportionnellement plus : « le développement de la flexibilité de la demande dans ce secteur est plus coûteux quand il nécessite le déploiement de systèmes dédiés pour interfacer le consommateur et le système électrique (boîtiers pour l'effacement diffus, bornes pour la recharge électrique etc.) » (RTE, 2024, p. 26). Enfin, outre la quantification du confort et de l'investissement initial, l'estimation du profil coût pour le résidentiel requiert une évaluation de l'acceptabilité de certaines mesures de flexibilisation tel le pilotage à distance des usages ou l'instauration de prix dynamiques (RTE, 2020). Ces questions d'acceptabilités pourraient augmenter le coût de compensation demandé par les ménages pour participer aux marchés de flexibilité.

Malgré ces difficultés, différents rapports ont estimé les gisements techniques et économiques par secteurs pour les secteurs industriels et tertiaires. Il est important de noter que ces rapports analysent avant tout le coût de pilotage de la consommation. Le profil coût de la flexibilité implicite, à savoir la flexibilité en réponse à des variations de prix peut être fortement différent car ne nécessitant pas de coûts liés à l'intervention de l'agrégateur. En France, RTE base encore la major partie de ses estimations, dont pour le bilan provisionnel 2023-2025, sur un rapport de l'ADEME de 2017 (RTE, 2024, p. 26). On peut noter que le secteur de l'industrie représente la major partie du gisement technique économique avec un potentiel technique estimé entre 4,5 et 6,5 GW, concentré dans quatre secteurs : la métallurgie, la chimie, l'industrie mécanique et le papier. Les usages principaux incluent des procédés thermiques (fours) et moteurs (broyage,

laminage, air comprimé) (ADEME, 2017, p. 145). Pour le secteur tertiaire, le potentiel est évalué entre 2 et 3 GW, principalement concentré sur les bureaux, le grand commerce alimentaire et les entrepôts frigorifiques, avec comme principale source de flexibilité le chauffage, la climatisation et la production de froid. Le potentiel est estimé entre 1,5 et 3,6 GW pour des rémunérations inférieures à 30 €/kW/an et estimé entre 2 et 5 GW pour des rémunérations inférieures ou égales à 60 €/kW/an. Les secteurs les plus accessibles économiquement sont donc la métallurgie, la chimie et le papier. En termes de durée d'activation, le secteur tertiaire est fortement sensible, avec un potentiel qui baisse de 2,5 GW pour une durée de 30 minutes à 0,7 GW pour des durées de 8h, tandis que le potentiel de l'industrie passe de 5,7 à 4,5 GW pour les mêmes durées (voir figure 4) (ADEME, 2017, p. 145).

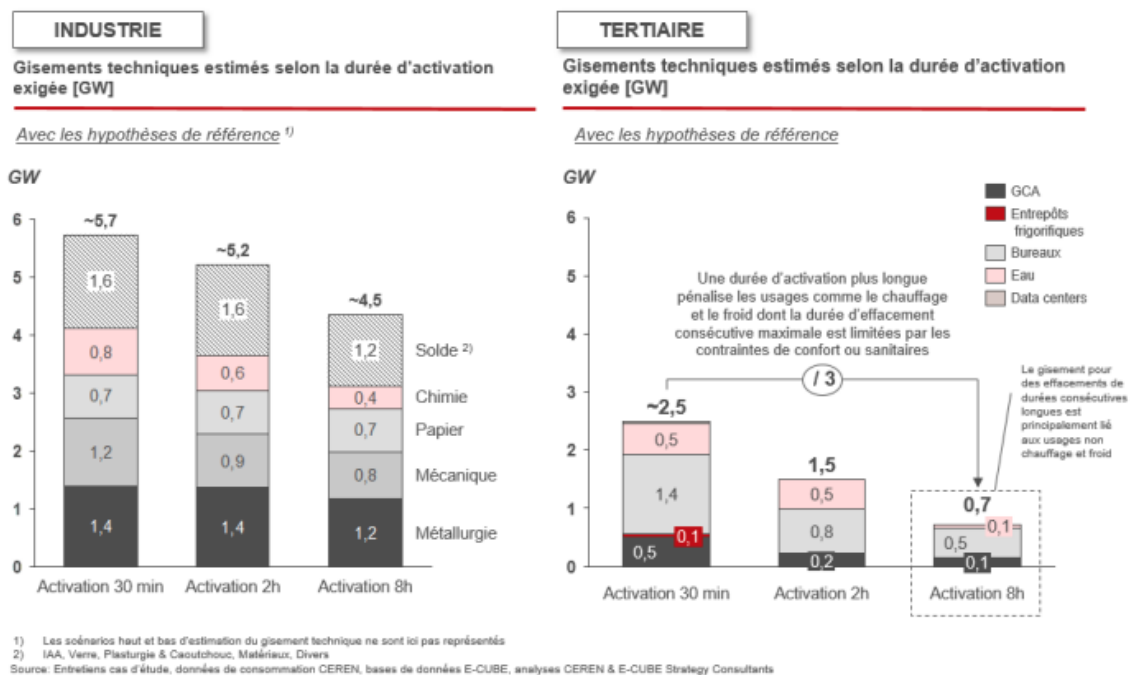


Figure 4. Gisements techniques de flexibilité de la demande industrielle et tertiaire en fonction de la durée d'activation.

Source : ADEME, 2017

Bien que le rapport de l'ADEME n'ait pas d'évaluation chiffrée du gisement technique dans le secteur résidentiel, un rapport de juillet 2024 du Sénat sur le rôle des flexibilités donne l'estimation de 15GW de potentiel pour ce secteur, chiffres donnés par l'opérateur d'effacement Voltalis (Delahaye, 2024). Malgré un gisement technique important, la littérature s'accorde à dire que l'élasticité de la demande résidentielle est plus faible que l'élasticité de l'industrie (Lijesen, 2007), avec, en France, une élasticité plus forte en été qu'en hiver (Auray et al., 2019). À noter qu'étant donné le caractère fortement diffus de la demande résidentielle, les investissements nécessaires pour exploiter ce gisement, tel l'installation de boîtiers pour l'effacement diffus ou de bornes pour la recharge électrique sont aussi relativement plus onéreux selon RTE (RTE, 2024, p. 29). On peut donc estimer que le gisement résidentiel, bien que plus important, est relativement plus cher à piloter et, à cause de contraintes économiques, de confort et d'acceptabilité, a des limites similaires au secteur tertiaire en termes de durée d'effacement.

3.2 Les alternatives à la flexibilité de la demande

Le besoin de flexibilité sur le système électrique étant largement admis pour mener à bien la transformation du système électrique nécessaire à la transition énergétique, à savoir l'intégration massive des modes de production renouvelables solaire et éolien, il reste à savoir quel type de flexibilité, provenant de quel type de ressources est à développer pour minimiser le coût et l'impact carbone d'un système électrique.

La partie précédente a montré que la flexibilité de la demande est composée de différents types de ressources qui peuvent être catégorisés en fonction du type d'usage, du coût et des caractéristiques techniques.

Plusieurs alternatives à la flexibilité de la demande peuvent être développées pour répondre aux besoins de flexibilité du système. Ces alternatives incluent tout d'abord les centrales de production pilotables, qu'il s'agisse de centrales thermiques de pointe ou de centrales de base modulables. Elles peuvent également reposer sur des moyens de stockage, principalement par des batteries et des STEP. Enfin, le renforcement des interconnexions avec les pays voisins constitue une autre option pour bénéficier de capacités de réserve supplémentaires.

Au même titre que dans la section précédente, trois critères principaux doivent être évalués pour déterminer le potentiel d'une technologie et la comparer à la flexibilité de la demande :

1. Critère technique : Il s'agit d'évaluer la capacité d'une technologie à moduler la puissance qu'elle absorbe ou fournit au réseau. Cela inclut aussi le délai de mobilisation nécessaire pour activer cette modulation et la durée pendant laquelle elle peut être maintenue.
2. Critère économique : Ce critère porte sur l'analyse des coûts pour le système, de l'intégration de la technologie dans le système.
3. Critère environnemental : Les systèmes électriques visent à réduire fortement leur empreinte carbone, il est donc nécessaire de limiter le recours à des sources de production d'électricité fossiles. Historiquement, les besoins en flexibilité étaient majoritairement couverts par des centrales thermiques de pointe. Il est nécessaire de reconcevoir ces services pour en limiter le coût environnemental, et bénéficier pleinement de l'intérêt de l'intégration des ENR.

3.2.1.1 Les Centrales thermiques de pointe ou de semi-base modulable

Les centrales de pointe ou de semi-base sont souvent des centrales thermiques à gaz, à charbon ou au fioul, ce sont historiquement des centrales de pointe du fait de leur caractère fortement pilotable. En comparaison à d'autres types de sources de production, ce type de centrales présente un coût d'investissement relativement faible - 830k€/MW pour une centrale CCG d'après Cour la des comptes - mais des coûts d'opération relativement élevés en raison du coût du combustible (Cour des Comptes, 2021). C'est pour ces raisons qu'elles sont fréquemment utilisées en tant que centrales de pointes, puisque les centrales à fort coût d'investissement et plus faible coût d'opération sont préférés en tant que centrales de base.

La proportion de ces centrales a diminué fortement ou tend à diminuer fortement dans les prochaines années dans tous les systèmes électriques ayant des objectifs de réduction des émissions de carbone. En effet comme rappelé précédemment c'est ce type de centrales qui présentent d'importants niveaux d'émissions de carbone. C'est pourquoi malgré leur caractère pilotable et réactif, et malgré le besoin de flexibilité grandissant, leur part tend à diminuer pour laisser place à des flexibilités décarbonées.

En France, le parc de centrales thermiques a diminué de 12GW depuis 2010, il en reste 18GW en 2023, et 6GW sont voués à fermer d'ici 2035 (RTE, 2022a). Dans son bilan prévisionnel 2023-2035, RTE estime dans son scénario de référence, que même en maintenant le parc de production thermique à un niveau de 14GW, il manquerait 10GW de capacité en 2030 pour satisfaire le critère réglementaire. C'est pourquoi de nouvelles sources de flexibilités doivent être développées.

3.2.1.2 Les stations de transfert d'énergie par pompage (STEP)

Les STEP sont une solution de stockage gravitaire d'énergie par un cycle de pompage-turbinage d'eau. Elles sont adaptées à la fourniture de services de flexibilité sur le système électrique car elles permettent de pomper de l'électricité lorsque celle-ci est abondante et de la restituer lorsqu'il y'a un besoin sur le réseau avec un rendement de l'ordre de 70-80%. Elles présentent des caractéristiques techniques qui les rendent fortement adaptés pour des flexibilités courtes et longues. Elles sont réactives, leur activation peut se faire en quelques secondes à la hausse comme à la baisse et la puissance délivrée ou absorbée est modulable. Elles ont aussi la capacité à maintenir des stocks longs et présente une pertinence particulière pour les besoins de flexibilités de plusieurs heures. En France, 5GW de STEP sont en service depuis les années 1970-1980 et permettent de stocker environ 30TWh chaque année (dépendant des conditions hydrologiques). La moitié des capacités française présente une durée de décharge supérieure à 30h.

Les limites de ces solutions sont d'une part le coût d'investissement important, RTE estime pour les constructions actuelles un coût de 1.7M€/MW pour la puissance doublée de 25 €/kWh pour le stockage. La volatilité croissante sur les marchés rend ces projets spéculatifs et freine les projets de développement.

Dans son bilan prévisionnel 2023, RTE prévoit dans son scénario de référence une augmentation massive de l'utilisation des STEPS en France, d'une durée d'utilisation de 1000h/an actuellement vers une durée de 2100h/an en 2030 (RTE, 2022a).

3.2.1.3 Les Batteries

Les Batteries, autre solution de stockage d'électricité sous forme chimique, connaît un très fort développement dans le monde pour délivrer des services de flexibilité. Le développement de l'industrie des batteries à grande échelle a permis une diminution de leur coût de 90% en 15 ans. Dans le secteur de l'énergie, on compte 85GW de nouvelles installations dans le monde en 2023 (AIE & RTE, 2021).

Elles présentent des caractéristiques intéressantes, notamment une forte réactivité, et une modulation possible de la puissance soutirée ou délivrée sur le réseau, ainsi qu'un rendement de l'ordre de 90% sur un cycle de stockage-déstockage.

Jusqu'à maintenant leur développement a porté sur des types de batterie à rapport Puissance/stock d'énergie important, en raison du coût d'investissement liée à la puissance relativement faible, estimé à 0.18M€/MWh mais couplé à un coût de stockage estimé à ~250 €/kWh, un coût de stockage relativement important par rapport au STEP notamment (10 fois supérieur). C'est pourquoi elles présentent actuellement une pertinence particulière pour rendre des services de flexibilités courtes, besoins pour lesquels la puissance délivrée doit être importante sur de courtes périodes, par exemple quelques minutes pour les services systèmes en France.

Depuis l'autorisation de participation des batteries à la réserve primaire en 2017, on a noté une forte évolution des capacités certifiées de batteries sur ce mécanisme, atteignant 483 MW certifiés en 2023, soit près de 80% du besoin pour cette réserve. Le développement de la filière sur cette réserve a d'ailleurs conduit à une forte baisse des prix sur les appels d'offres FCR, en passant d'un prix moyen annuel de 15€/MW/h à leur introduction en 2017, à un prix de 9€/MW/h en 2019 (RTE, 2022a).

Sur les moyens de stockage, on note une complémentarité entre les STEP ayant des stocks d'énergie importants, et capables de fournir des réserves d'énergie pendant de longues durées alors que les batteries sont plutôt adaptées pour fournir une puissance importante sur une durée courte. Le modèle d'affaire des batteries vise essentiellement les mécanismes capacitaires, notamment les services systèmes alors que les STEP sont intéressantes à valoriser sur les marchés de gros de l'énergie.

3.3 Quel secteur pour quelle flexibilité ?

Comme expliqué dans la partie 3, les besoins en flexibilité du système électrique peuvent être catégorisés en besoins structurels, dynamiques et d'équilibrage. Suite à la discussion du gisement technique et économique des différentes sources de flexibilité, cette section discutera de la compatibilité de ces gisements avec les besoins structurels, dynamiques et d'équilibrage, ainsi que le type d'incitation économique le mieux adapté à leur exploitation. Les barrières au développement de ces incitations seront discutées plus en détail dans la partie suivante.

3.3.1 Structurelle

La flexibilité structurelle se caractérise par un besoin régulier d'activation avec un positionnement des creux et pointes connu à l'avance. Selon le rapport provisionnel de RTE, ces heures seront généralement les périodes 7h-10h et 18h-20 (RTE, 2022a, p. 64), voir figure 5. Ceci implique un faible coût de transaction associé étant donné la nature régulière et certaine du besoin. Ainsi, toute source de demande pertinente pour la flexibilité structurelle doit pouvoir moduler sa consommation sur des plages de 3 à 4h à la baisse et ce sur des périodes de plusieurs mois et adapter le placement de ces plages en fonction des besoins saisonniers. Le type de consommation compatible avec la flexibilité structurelle est donc tout type de demande pouvant être décalée de plusieurs heures et ce de manière régulière. Le besoin de flexibilité structurelle favorise donc des gisements dont le coût en énergie d'effacement est faible, mais peut justifier un investissement initial plus important étant donné que celui-ci sera amorti rapidement grâce à une activation

régulière. Enfin, le faible coût de transaction associé ne pénalise que peu les demandes diffuses qui sont plus susceptibles de souffrir d'un coût important de transaction dû à leur coordination.

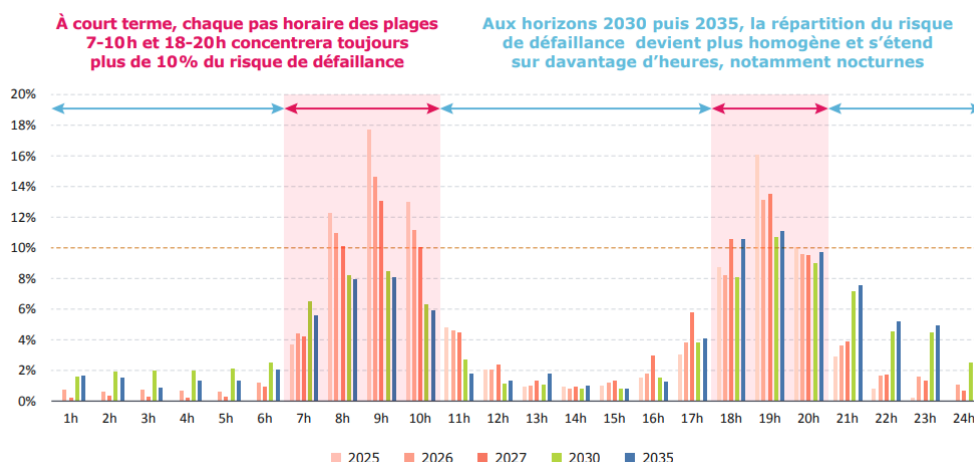


Figure 5. Répartition horaire des situations de défaillance dans le scénario de référence du bilan prévisionnel 2023 de RTE.

Source : (RTE, 2022a)

Concrètement, nous identifions deux catégories de consommateurs pertinents pour répondre aux besoins de flexibilité structurelle :

- Les consommations diffuses dont l'activation a un coût nul ou très bas. Le résidentiel est particulièrement propice à ce marché étant donné qu'elle ne nécessite qu'un décalage de certaines habitudes de consommation. Bien que la partie 3.1 note que la flexibilité du secteur résidentiel a un coût qui augmente rapidement pour des durées d'activations longues dues à un coût d'inconfort qui augmente rapidement, la nature diffuse de la demande permet de foisonner ces effacements courts sur la période de tension sur le réseau, permettant ainsi de maintenir un coût total en €/MWh de flexibilité bas (ADEME, 2017, p. 61).
- Des consommateurs industriels qui n'ont pas besoin de produire en continu et dont les besoins quotidiens en électricité peuvent se concentrer sur des plages horaires plus réduites afin d'optimiser leur consommation électrique.

Ce potentiel est principalement exploitable via des incitations tarifaires au décalage de la consommation régulières. En France, les tarifs en HC/HP sont typiquement le type d'offre offrant une incitation pour les consommateurs à adapter structurellement leurs habitudes. Une utilisation d'agrégateurs pour contractualiser une certaine quantité de flexibilité structurelle chaque saison, pour lisser les pointes journalières est théoriquement envisageable. Néanmoins, une incitation tarifaire au décalage de la consommation est plus économique étant donné son coût nul, voir négatif, tandis que l'intervention d'un agrégateur nécessitera des coûts de rémunération de celui-ci. Cette possibilité n'est pas envisagée dans ce rapport car actuellement pas discutée en France.

3.3.2 Dynamique

La flexibilité dynamique crée un besoin tout aussi récurrent en activation, les besoins dynamiques étant quotidiens, mais avec un délai d'activation de quelques jours proportionnel à l'incertitude inhérente du système électrique (qui augmente avec la pénétration de plus d'ENR). En conséquent, la flexibilité dynamique concerne des consommateurs capables de moduler leur consommation relativement rapidement.

Du côté de la demande, certains usages offrent des possibilités de flexibilité dynamique. Par exemple pour le secteur industriel, il est possible de planifier des arrêts de production pour maintenance au cours d'une semaine (RTE, 2022a). De plus, le nombre d'applications compatibles avec ce type de flexibilité est amené à croître à mesure que l'électrification des usages progresse. Par exemple, il sera envisageable de programmer la recharge des véhicules électriques à l'échelle d'une semaine ou d'une journée (RTE, 2022a). Ces décalages sont possibles avec des coûts associés nuls /ou limités. Le principal frein au développement de ce type de flexibilités réside dans la capacité à transmettre efficacement la structure des prix du marché de l'électricité au client final, afin de l'inciter à consommer aux moments les plus opportuns. Si cette transmission est insuffisante, l'acceptabilité par le consommateur pourrait devenir un obstacle, celui-ci ne percevant pas les avantages liés au service qu'il rend au système électrique.

Historiquement, la France a développé le tarif Effacement Jour de Pointe, le premier mécanisme de tarification dynamique implicite dans les années 1980 (Delahaye, 2024). Cette tarification avait pour but de réduire la consommation d'électricité lors des pointes hivernales, garantissant alors la sécurité d'approvisionnement dans un contexte d'électrification du chauffage, en proposant une tarification dissuasive lors de 22 jours de l'hiver où la demande était la plus importante, ces jours étant signalés la veille au consommateur. Leur efficacité a été démontrée, puisque ces tarifs permettaient d'effacer plus de 6GW de consommation sur le système lors de ces jours de pointe (Sénat, 2024).

Bien que ce type de tarifs soit moins utilisé aujourd'hui, le déploiement massif de compteurs intelligents en France et la réduction des coûts de transaction qui en découle devraient favoriser au cours des prochaines années, l'adoption de prix dynamiques plus adaptés aux caractéristiques actuelles du système, c'est-à-dire à la variabilité de la production renouvelable. Le développement d'offres de fourniture présentant des signaux adossés au prix SPOT permettrait d'inciter les consommateurs finaux à placer leur consommation aux moments où l'électricité est la plus abondante. Cependant, ce type d'offre exposerait le consommateur à la volatilité du marché, volatilité tendant à s'amplifier à mesure que la pénétration de la production ENR s'intensifie.

À ce sujet, la directive 2019/944 du Parlement européen du 5 juin 2019, partie intégrante du paquet législatif « Clean Energy for All » impose dans son article 11 que les fournisseurs d'électricité proposent des offres permettant aux clients finals d'adapter leurs consommations en fonction de signaux de prix en temps réel reflétant la valeur et le coût de l'électricité ou de son transport à une variation au pas horaire (European Union, 2019). Pour autant, cette directive impose aux fournisseurs d'informer les consommateurs sur les risques engendrés par cette exposition au marché de gros.

Pour illustrer l'intérêt grandissant de ce type de tarification mais aussi ses limites nous pouvons citer l'exemple du fournisseur d'électricité danois « Barry Energy » arrivé sur le marché français en février 2021, en proposant une offre de fourniture d'électricité, pour les particuliers et les entreprises, basée sur une vente d'électricité à prix coûtant. Le principe est simple, l'entreprise se rémunère uniquement sur la partie abonnement et propose de l'énergie au prix du marché SPOT à ses clients, transférant alors le risque relatif à l'achat de l'énergie. Via des systèmes de communication intelligents et une application smartphone, le consommateur est informé un jour à l'avance du coût de l'électricité sur les marchés SPOT et peut ainsi moduler sa consommation en fonction de ces signaux. Lors de son implantation en France, le fournisseur bénéficiait d'analyses empiriques sur les prix de l'électricité permettant de justifier la viabilité du modèle puisque le prix moyen sur le marché SPOT était inférieur au Tarif réglementé de vente (TRV), sur les années précédentes. Cependant, l'exposition au risque a posé ses limites lorsqu'en fin d'année 2021, la crise énergétique débutait en Europe et les prix sur les marchés de gros s'envolaient. En effet, face à cette explosion des prix de marchés le fournisseur perdait son avantage sur le TRV ce qui mettra fin à son activité en France quelques mois plus tard en mai 2022 (Fournisseurs-electricite.com, 2020).

3.3.3 Équilibrage

À l'inverse des flexibilités structurelles et dynamiques, la flexibilité d'équilibrage requiert une activation courte à l'échelle, bien que ces activations puissent être jusqu'à plusieurs heures consécutives.

En tenant compte de ces délais d'activation, les GRT peuvent mobiliser deux catégories d'outils : les services systèmes et le mécanisme d'ajustement. Ces outils se différencient par leur délai d'intervention et par les puissances mises en jeu. Les services systèmes sont constitués de deux types de réserve activés automatiquement (RTE, 2022c):

- La réserve primaire, également appelée FCR (Frequency Containment Reserve) au niveau européen, a pour objectif de contenir les variations de fréquence et constitue la première réserve activée en cas de déséquilibre. Elle est mobilisable en moins de 30 secondes, avec un dimensionnement fixé à l'échelle européenne pour compenser la perte des deux plus grandes unités de production du continent, correspondant à deux importants réacteurs nucléaires, soit 3000 MW. Chaque pays membre du réseau interconnecté y contribue, la part de la France s'élevant à environ 600 MW.
- La réserve secondaire, appelée aFRR (automatic Frequency Restoration Reserve) au niveau européen, prend le relais de la réserve primaire a pour but de rétablir la fréquence à son niveau de 50Hz avec un délai d'activation de moins de 5 minutes. En France, le dimensionnement de cette réserve varie entre 500 et 1180 MW en fonction des plages horaires et des périodes de l'année. Tous les groupes de production dont la puissance est supérieure à 120MW ont l'obligation de participer à la réserve secondaire.

Ces deux mécanismes de “services systèmes” sont complétés par un troisième, le mécanisme d’ajustement également appelé réserve tertiaire en France ou mFRR (manual Frequency Restoration Reserve) au niveau européen. La réserve tertiaire remplit plusieurs fonctions. Face aux limites de temps d’activation des réserves primaires et secondaires, elle prend leur relais en cas d’épuisement, assurant ainsi une réponse plus durable dans le temps. Elle sert également de ceinture de sécurité supplémentaire en cas d’insuffisance de ces deux réserves. Sa spécificité est qu’elle peut aussi jouer un rôle préventif en permettant l’activation anticipée de capacités pour gérer les déséquilibres futurs sur le réseau. Ce mécanisme se divise en deux composantes : une partie contractualisée par les GRT et une partie non contractualisée, dite libre. En France, la partie contractualisée comprend :

- Une “réserve rapide” de 1000 MW, mobilisable en moins de 13 minutes.
- Une “réserve complémentaire” de 500MW, mobilisable en moins de 30 minutes.

La partie non contractualisée repose sur des offres libres proposées par les acteurs, avec un volume qui varie en fonction de leur disponibilité. Elle peut être activée à la hausse comme à la baisse, dans des délais variables. En France, le code de l’énergie impose à tous les producteurs raccordés au réseau de transport, de mettre à disposition leur puissance techniquement disponible à disposition de RTE pour une valorisation sur les mécanismes d’équilibrage (RTE, 2022c).

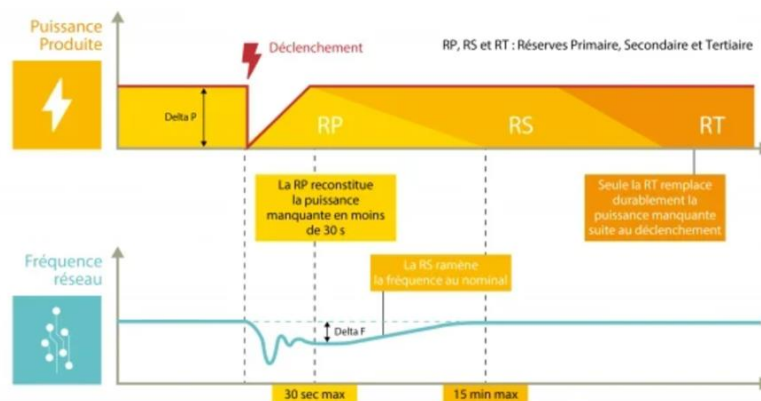


Figure 6. Fonctionnement des réserves pour rétablir l’équilibre production / consommation

Source : (CRE, 2023f)

3.3.3.1 Le développement de la filière effacement pour l’équilibrage du système électrique

Ces différents services de flexibilités au système peuvent être assurés du côté “offre” et du côté “demande, par les producteurs d’électricité et par les consommateurs qui valorisent leur potentiel en modulant leur consommation d’électricité, souvent par l’intermédiaire d’agrégateurs. Historiquement, ces services étaient fournis principalement par des unités de production, notamment des centrales de pointe, capables de moduler rapidement leur puissance. Cependant, à partir de 2007, l’ouverture de l’accès des consommateurs aux différents marchés de l’électricité a permis à la demande de contribuer également aux services système (CRE, 2023d).

Ce potentiel est particulièrement mis en valeur par les consommateurs industriels, notamment les entreprises électro-intensives (aluminium, papier, ciment, verre), qui peuvent ajuster de grandes puissances en un temps réduit. L'effacement diffus, présente aussi un potentiel important via la coupure simultanée du chauffage électrique de nombreux foyers sur de courtes durées. L'effet d'agrégation permet de proposer une capacité significative pour l'équilibrage du réseau.

3.3.3.2 Le poids de la filière effacement sur les services système et sur le Mécanisme d'ajustement

Au cours de la dernière décennie, ce développement a favorisé l'émergence d'une véritable filière, qui joue désormais un rôle significatif dans la participation aux services systèmes (SSY) et au mécanisme d'ajustement. En 2017, les capacités d'effacement représentaient 50 % de la réserve rapide et 14 % de l'énergie activée sur la réserve primaire (CRE, 2023d).

En 2023, 2 900 MW d'effacements ont été retenus lors de l'Appel d'Offres Effacement (AOE) pour être valorisés sur le mécanisme d'ajustement ou via le dispositif de Notification d'Échanges de Blocs d'Effacement (NEBEF). Malgré l'émergence de cette filière, les volumes d'énergie échangés sur ces mécanismes restent marginaux en comparaison des volumes d'énergie traités sur les marchés de gros de l'électricité, qui atteignaient 120 TWh en 2021. À titre d'exemple, sur le mécanisme d'ajustement à la hausse, en 2023, les effacements de consommation ne représentaient que 0,3 % des 3 TWh d'énergie échangés sur le dispositif (Données RTE, 2025).

On note alors que la flexibilité de la demande a acquis un rôle pour l'équilibrage du système grâce à des mécanismes de rémunération essentiellement capacitaires : Services systèmes, et Mécanisme de capacité doublé de l'Appel d'Offres Effacement. Ces mécanismes ont permis de développer la filière. En effet, historiquement, l'accent mis sur la rémunération de la capacité découle du fait que les agrégateurs étaient des nouveaux entrants sur les marchés de l'électricité, confrontés à des coûts d'entrée élevés pour déployer le contrôle direct de la consommation de ses clients, en particulier pour ceux qui ciblent les clients résidentiels. Pour déployer un modèle commercial viable, des sources de revenus stables sont nécessaires pour couvrir les coûts, ce qui contraste avec la rareté de l'activation des ressources axées sur la demande sur les marchés de l'électricité. En conséquence, la rémunération de la capacité associée aux programmes d'équilibrage a été favorisée au détriment du paradigme de l'énergie seule, incapable de fournir des revenus suffisants aux acteurs de la filière (Cabot, 2023).

En Europe, les besoins en flexibilités d'équilibrage restent limités, Ce besoin représente seulement quelques gigawatts, et ne devrait pas croître de manière significative (RTE, 2022a). Il est donc crucial de se tourner vers des perspectives de valorisation de la flexibilité de la demande sur des horizons plus longs, en développant à grande échelle les flexibilités structurelles et dynamiques, dont les besoins augmentent constamment. La flexibilité de la demande pourrait jouer un rôle plus important dans ce type de besoin si les mécanismes de valorisation en énergie se développent et s'avèrent compétitifs par rapport à d'autres formes de flexibilité, notamment en proposant une rémunération attractive pour les consommateurs.

3.3.4 Valorisation de la flexibilité sur les marchés de l'électricité

La valorisation de l'électricité se fait sur plusieurs marchés et sur plusieurs temporalités. La structuration et l'agencement de ces différents marchés est critique pour envoyer des signaux incitatifs aux différents acteurs du marché pour maximiser la flexibilité de la consommation. Ainsi, il convient d'en faire une analyse. La facturation d'énergie (moins les taxes et autres) dépend avant tout de trois composantes : une partie accès et utilisation du réseau qui rémunère les gestionnaires de réseau, une partie liée à la fourniture d'énergie et une partie rémunérant la capacité du système à garantir un équilibre offre et demande lors des pointes de consommation. Afin de maximiser le potentiel de la flexibilité de la demande, il est impératif de bien structurer ces trois briques.

Une liste complète des aides et mécanismes pour la flexibilité est en annexe 1. Il en ressort que la flexibilité de la demande est avant tout valorisée sur les marchés de capacité et assurantiels. Pourtant, ces marchés ne valorisent pas le gros du besoin en flexibilité qui est structurel. De plus un bon nombre de ces marchés sont soit saturés soit pas compatibles avec le profil coût d'une grande partie du gisement de flexibilité. En effet, l'année 2024 a vu l'effondrement du prix sur le marché de capacité (pour l'année 2025) qui a atteint le prix de 0 €/MW (voir figure 7) indiquant un surplus de capacité disponible, ainsi qu'une forte baisse du prix des aides sur le marché Appel d'Offres Effacement (voir figure 8), et la flexibilité de la demande a progressivement été évincée des marchés de réserve par les batteries qui ont un ratio puissance/énergie plus compatible pour l'équilibrage du réseau (ACCIONA Energia, 2024). En effet, si une grosse partie du gisement de flexibilité industrielle peut être activée sur de courtes périodes avec un délai d'activation assez bref, ce qui rend ces usages intéressants pour des effacements « irréguliers », le gros du potentiel résidentiel est quant à lui caractérisé par un coût d'effacement quasiment nul si le consommateur peut structurellement modifier ses habitudes de consommation. Afin de débloquent ce potentiel, il est nécessaire de réformer les composantes accès au réseau, marché à terme et marché SPOT.

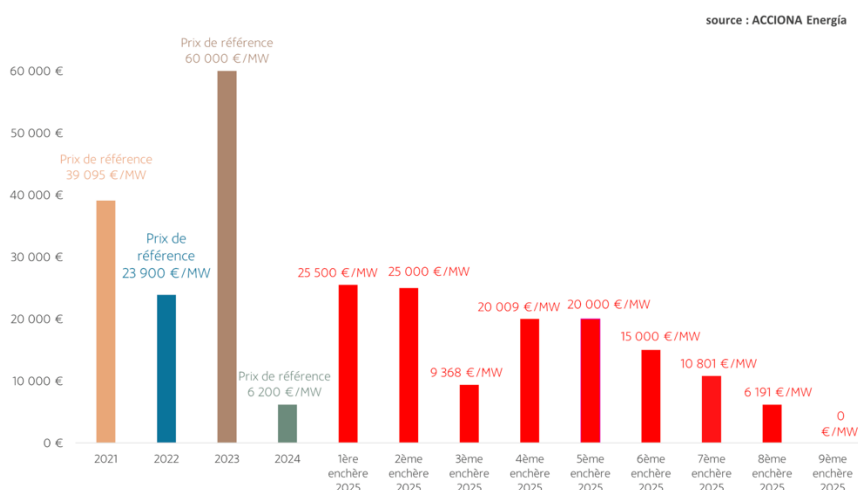


Figure 7. Évolution du prix des garanties de capacité en €/MW

Source : ACCIONA Energia, 2024

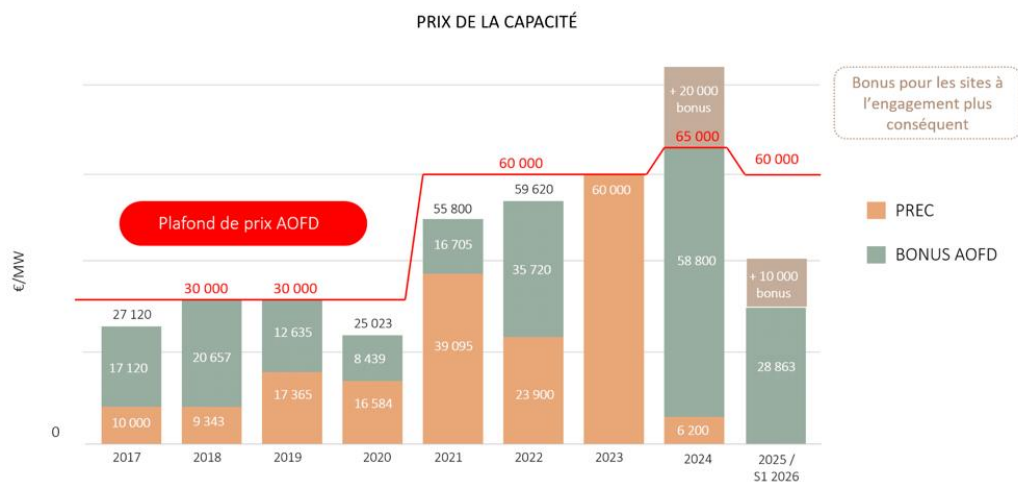


Figure 8. Évolution du prix de plafond des AOFD et des offres émises.

Source : ACCIONA Energia, 2024

3.3.4.1 Composante accès au réseau.

L'utilisation du réseau pour la consommation d'électricité est payée via le Tarif d'Utilisation du Réseau Public d'Electricité (TURPE) qui rémunère directement les GRT. Afin de mieux répartir la consommation électrique, le principe d'horosaisonnalité de la facture d'électricité a été mis en place dès les années 80 avec le système des heures creuses / heures pleines, censé inciter les consommateurs à décaler leur consommation hors des périodes de pic afin d'alléger la tension sur le système. Les HC/HP permettent d'envoyer un signal prix clair et à long-terme, ce qui devrait contribuer significativement au déploiement de la flexibilité structurelle de la demande.

Pourtant, le placement actuel des HC/HP n'a pas fortement changé depuis leur mise en place, ce qui crée un décalage important entre l'incitation tarifaire et la réalité du réseau. Par exemple, bien que la CRE ait introduit une saisonnalité été / hiver lors du TURPE 5, le placement des HC / HP reste le même dans les deux périodes. Ainsi, la CRE recommande premièrement d'augmenter le nombre d'heures creuses en été afin de mieux incorporer le pic de production solaire en été, et deuxièmement d'accentuer le différentiel de prix entre le HC / HP pour augmenter l'incitation à décaler sa consommation (CRE, 2023e). Cette deuxième proposition permettrait aussi d'augmenter l'incitation pour les fournisseurs de transmettre ces signaux prix aux consommateurs finaux, car actuellement 58% des offres de fourniture d'électricité n'ont pas de signaux horaires (Think Smartgrids, 2024b), et ne reçoivent ainsi aucune incitation à moduler leur consommation. Ces mesures sont en cours de discussion et seront probablement incorporées dans le TURPE 7 qui sera annoncé ce février 2025.

3.3.4.2 Marché à terme

La major partie du portefeuille de consommation d'une fourniture est contractualisée sur les marchés à terme, souvent plusieurs années en avance. La structuration du marché à terme est donc clé pour inciter les fournisseurs à proposer des offres de fournitures flexibles compétitives. Pourtant, le marché à terme ne propose actuellement que trois produits (EEX, 2024):

- Deux produits de consommation de base (EEX French Power Base Week Future, EEX French Power Base Week Future), permettant aux fournisseurs de couvrir le gros de leur consommation prévisionnel ;
- Un peakload jours ouvrables (EEX French Power Base Week Future) couvrant la plage de 8h à 20h, censé refléter les périodes de forte demande

Ces produits ne reflètent pas les pics de consommation le matin et le soir, et pire, ignorent la situation de surproduction lors des pics de production solaire en milieu de journée.

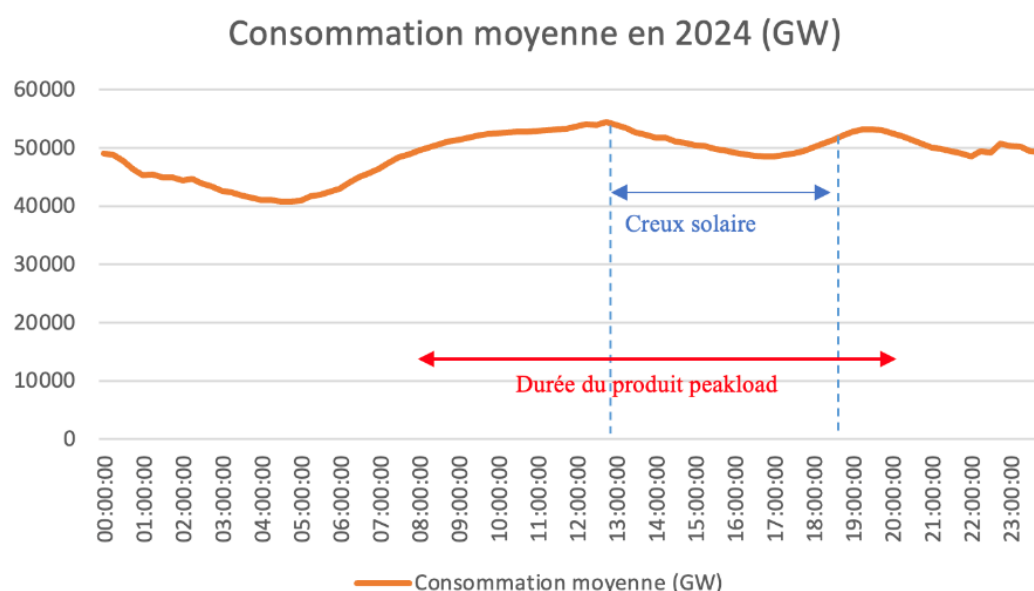


Figure 9. Comparaison de la durée du produit peakload du marché à terme à la durée du creux solaire dans la courbe de consommation moyenne en France.

Source : Données (RTE, 2025) et (EEX, 2024)

Outre le manque d'horosaisonnalité dans les produits vendus sur le marché à terme, la transmission du signal prix horosaisonnier sur l'offre tarifaire est compromise par d'autres distorsions de marché :

- L'ARENH est un mécanisme qui contribue à lisser les signaux prix étant donné qu'elle permet aux fournisseurs alternatifs d'accéder jusqu'à 100 TWh de production électrique à un coût fixe de 42 €/MWh (CRE, 2023c). L'attribution des droits ARENH dépend des HC / HP, et ne peut être livrée qu'en HC, sauf pour les mois de juillet et août où elle peut aussi couvrir les HP. Ceci renforce le lissage de la pointe solaire, particulièrement forte les mois de juillet et août, et renforce l'importance de mieux définir les HC / HP.

- Les Garanties d'Origine (GO) sont un autre frein. Les GO permettent de garantir qu'un MWh de consommation a rémunéré la production d'autant de MWh de production renouvelable le même mois. Le prix de ce MWh est fixe et ne dépend donc pas de l'heure à laquelle il a été produit ni de quand il a été consommé dans la journée, ce qui n'incite pas à un meilleur alignement entre consommation et production. Une solution pourrait être de garder une fenêtre d'un mois entre l'émission de la GO et sa consommation virtuelle, mais d'assurer que l'heure où l'énergie a été produite coïncide avec l'heure de consommation (Yele Consulting, 2024a). Cette mesure va dans le sens des objectifs Européens en termes de comptabilité des GO (Magnus, 2023).
- Le TRV en option de base contribue, de la même façon que les autres offres à prix fixe, à limiter une répartition plus optimale de la demande. Lors de sa consultation publique du 10 juillet 2024, la CRE a ainsi cité la possibilité de supprimer l'option de base du TRV pour certaines catégories de consommateurs (Autorité de la concurrence, 2024, p. 38).

3.3.4.3 Marché SPOT

La structure actuelle du marché à terme ne joue pas son rôle de signalisation des contraintes structurelles du réseau et empêche donc une incitation tarifaire au décalage de la consommation. En ce qui concerne le marché SPOT (day-ahead et intrajournalier), une limite identifiée est le manque de possibilité pour valoriser le décalage de consommation. Actuellement, la flexibilité de la consommation peut se valoriser sur le marché SPOT via le NEBEF qui permet aux agrégateurs de vendre sur le marché une quantité d'électricité effacée comme un bloc de production. Il n'est cependant pas possible de valoriser une consommation à la hausse sur le NEBEF. Comme l'indique le Sénat, l'enjeu pour le NEBEF doit être d'inciter non seulement un effacement de la consommation, mais aussi un décalage de celle-ci vers les périodes de creux (Delahaye, 2024). Actuellement, un agrégateur n'est rentable que si le coût de décalage de la consommation pour le client effacé, à savoir le coût en MWh de sa consommation reportée au prix de son tarif est inférieur à la valeur créée par l'effacement. Ainsi, faire appel à un agrégateur n'est rentable que si l'effacement crée une valeur supérieure au coût de la consommation reportée, le coût d'inconfort pour le client et la marge de rentabilité pour l'agrégateur (ECube, 2013) (voir section 3.4.2). L'instauration d'une valorisation de la consommation à la hausse permettrait aux agrégateurs d'arbitrer sur le marché infra-journalier, en vendant de l'effacement à la baisse lors des pointes de marchés et en achetant une consommation à la hausse pour son client lors des pics. Le barème de compensation, qui permet aux fournisseurs dont la consommation prévue et sourcée sur les marchés est effacée de recevoir une compensation de la part de l'agrégateur (calculée comme la moyenne du TRV sur les deux dernières années), devrait être inversé pour que le fournisseur compense le consommateur ou l'agrégateur pour que la hausse de consommation du client ne soit pas tarifée deux fois (sur le NEBEF et via son offre tarifaire classique). En ce qui concerne l'équilibrage du périmètre du fournisseur il est possible pour RTE, de soustraire la consommation induite par le NEBEF au périmètre d'équilibrage du fournisseur, ne nécessitant donc pas de compensation de ce point de vue là (EnergyPool, personal communication, 2024). Le marché du NEBEF a déjà fait l'objet de plusieurs dérogations de la part de la CRE dans le cadre de bacs à sable réglementaires pour évaluer la pertinence de la vente à la hausse de blocs de consommation (CRE, 2024).

3.3.4.4 Gestion des congestions

La gestion des congestions par le GRT s'effectue sur plusieurs horizons temporels. À long terme, sur une échelle de plusieurs années, RTE réalise une évaluation prévisionnelle des besoins du système électrique et identifie les points du réseau susceptibles de devenir des goulots d'étranglement. Ces blocages peuvent être dus soit à un excès de production qui ne peut être évacuée hors d'une zone donnée, soit à une demande excessive difficilement satisfaite. À moyen terme, RTE élabore des solutions pour anticiper les congestions, notamment dans le cadre des schémas décennaux de développement du réseau (SDDR). Ces schémas permettent de planifier des investissements en infrastructures pour répondre aux besoins identifiés.

À court terme, RTE peut être amené à gérer des congestions en activant des moyens de production hors du merit order, ou en réorganisant les programmes d'ajustement des producteurs et fournisseurs d'électricité. Ces interventions visant la gestion des congestions sont un coût important pour le système. En 2023 les coûts de gestion de la congestion du réseau ont coûté 272 millions d'euros à RTE, soit 87 millions de plus que l'année précédente (CRE, 2023a). La flexibilité de la demande émerge alors comme un levier crucial pour atténuer les congestions. En ajustant localement sa consommation, elle permet de lisser les pointes de demande, réduisant ainsi le risque de saturation du réseau. Par exemple, en incitant certains utilisateurs industriels à décaler leur consommation vers des périodes de creux ou à des zones où le surplus de production est difficile à évacuer, la flexibilité de la demande peut éviter des coûts de gestion des congestions.

Cette flexibilité peut s'organiser à travers une gestion 'horo-géographique' des demandes de connexion au réseau pour certains grands consommateurs, en faisant varier le coût de raccordement en fonction de la tension du réseau local ou en mettant en place un accord d'effacement lors des pointes de consommation afin d'éviter de contribuer à la congestion du réseau. C'est le cas notamment aux Pays-Bas où Tennet publie une carte interactive de l'état de congestion du réseau et a régulièrement recouru à des accords de raccordement flexible, où le consommateur raccordé accepte de s'effacer lors de périodes de pointe, et ce potentiellement de manière très régulière en fonction de l'état de tension du réseau (Pato, 2024)

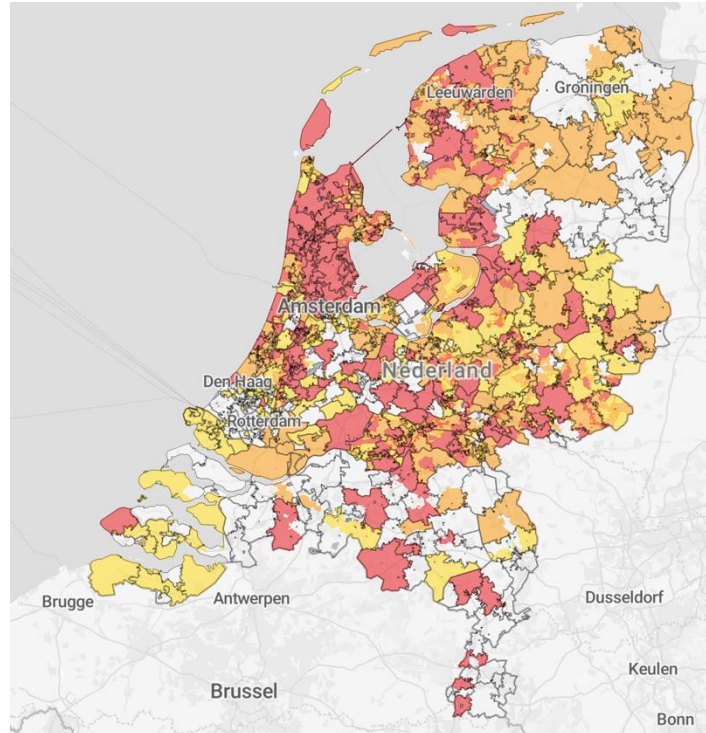


Figure 10 Carte de capacité du réseau des sous-stations 110 kV et 150 kV de TenneT

Source : TenneT, n.d.

Une mesure plus structurelle peut consister à segmenter le marché électrique en zones de prix pour refléter les contraintes locales. La Suède, par exemple, a divisé son marché en quatre zones tarifaires afin de favoriser l'installation d'activités industrielles dans le nord du pays, où la production hydraulique est abondante. Bien que cette approche soit efficace pour relocaliser la demande, elle peut être politiquement sensible en raison des disparités de prix qu'elle engendre.

Une autre alternative pour inciter une flexibilité géographique de la demande est un passage d'un marché zonal à un marché nodal où le prix de l'électricité varie en chaque nœud du réseau, reflétant en temps réel, et ce à chaque point, l'équilibre offre-demande. Cette recommandation était notamment présente dans un rapport d'expert fourni à la CRE suite à la crise énergétique de 2022 (CRE, 2023b).

Enfin, on peut considérer la structure de rémunération des GRT qui n'encourage que peu le recours à la flexibilité de la demande. En effet, sont rémunérés en fonction de leurs investissements en infrastructures. Il pourrait donc y avoir une incitation perverse pour le GRT à gonfler le besoin en investissement pour maintenir le réseau et à sous-évaluer des solutions moins coûteuses, comme la flexibilité de la demande (DR4EU, personal communication, 2024).

Outre les mesures citées précédemment qui peuvent contribuer à la gestion des congestions, des mesures moins 'structurelles' sont en cours d'implémentation, telle une meilleure incitation de l'utilisation des flexibilités dans la gestion de congestion dans le TURPE 7 ; un décalage des HC/HP aux niveaux des consommateurs d'une même zone afin de lisser les passages entre HC/HP et éviter ainsi de déséquilibrer le réseau localement ; ou la mise en place d'appels d'offres flexibilités locales par ENEDIS pour contribuer à la gestion des congestions (ENEDIS, 2024).

3.4 Agrégateurs et Fournisseurs : quel acteur pour valoriser la flexibilité de la demande ?

Comme expliqué dans la partie 3.1.1.2, on compare généralement deux mécanismes d'activation du potentiel de flexibilité de la demande. D'un côté un mécanisme qui repose sur l'activation de la flexibilité par des signaux de prix envoyés directement aux consommateurs via des offres de fourniture dynamique. De l'autre côté, un mécanisme qui repose sur la possibilité pour un opérateur d'effacement d'optimiser le profil des consommateurs en pilotant leur consommation pour arbitrer entre des écarts importants des prix de l'électricité ou en répondant à un signal d'effacement envoyé par le gestionnaire de réseau. Les deux approches se différencient par une distribution différente des flux de coûts et bénéfices de la flexibilité, bien que théoriquement les deux moyens doivent pouvoir fournir les mêmes services à la collectivité.

3.4.1 Flexibilité via l'offre de fourniture

La flexibilité de la demande via l'offre de fourniture repose sur la capacité des consommateurs à réagir à un signal prix. Dans ce cas, le potentiel de flexibilisation de la demande dépend de son élasticité :

Équation 1 Élasticité de la demande :

$$E = \frac{\Delta D}{\Delta P}$$

Où :

- E est l'élasticité-prix de la demande
- ΔD est le taux de variation de la demande
- ΔP est le taux de variation du prix

Le défis pour l'incitation de la flexibilité de la demande revient donc à soit augmenter ΔD , la réactivité de la demande au signal prix, soit à augmenter ΔP , la variation du signal prix en fonction des besoins du réseau.

Faciliter ΔD :

Plusieurs facteurs contribuent à augmenter la réactivité de la demande :

- La durée de préavis : Plus un consommateur sera informé en avance d'un signal prix, plus il aura le temps d'adapter sa consommation. En effet, la littérature a depuis longtemps identifié une augmentation de l'élasticité de la demande si le consommateur peut anticiper le signal prix (Auray et al., 2019, p. 97). Concrètement, cela implique des tarifications qui permettent d'envoyer un signal prix long-terme, par exemple en pouvant anticiper les variations de prix entre pic et creux sur les marchés à terme, ou pouvoir envoyer un signal de tension exceptionnel sur le système le plus à l'avance possible.

- La régularité : De la même façon qu'un signal anticipé augmente l'élasticité de la demande, la régularité d'un signal prix facilite l'adaptation des habitudes de consommation et rend l'investissement dans de l'infrastructure flexibilisante plus rentable étant donné que son utilisation est garantie.
- Le coût de transaction : le coût de transaction reflète les coûts que « le recours au marché engendre [...] liés à la coordination entre les agents (collecte de l'information, négociation des contrats, etc.) » (Faciléco, 2024). Dans ce cas, les coûts de transaction sont les coûts de coordination entre le consommateur et le fournisseur. Pour le consommateur c'est le coût lié au besoin de s'informer régulièrement de l'évolution des prix, afin d'optimiser sa consommation, et pour le fournisseur, ce coût reflète l'incertitude quant à la réaction du consommateur. En effet, le fournisseur peut mal prévoir la réaction de ses clients et ainsi être en déséquilibre à l'instant t . Ce coût de transaction augmente avec la régularité des échanges d'informations nécessaires. Par exemple, un contrat de fourniture dynamique, engendre un nombre plus important d'échanges d'information entre le consommateur et le fournisseur (le prix de l'électricité pour le lendemain) comparé à un contrat HC / HP et a donc des coûts de transactions associés plus importants.
- Facteur d'inconfort : le facteur d'inconfort représente le coût de modulation de la consommation pour le client. Par exemple, le coût associé à un report de certaines activités (chauffer, cuisiner, produire un bien). Ce facteur d'inconfort dépend de nombreux facteurs, dont par exemple le niveau d'isolation des bâtiments ou la capacité technique des consommateurs à moduler leur consommation. Ce dernier point est particulièrement important dans le secteur tertiaire où le pilotage de la consommation énergétique de grands bâtiments tels les bureaux requiert des compétences techniques qui restent à développer (Think Smartgrids, 2024b). Il y a ainsi un enjeu important d'investissement pour diminuer ce facteur.

Faciliter ΔP :

- Le design du marché. La structure du marché de l'électricité a un impact direct sur la possibilité ou l'incitation des fournisseurs à répercuter les fluctuations de prix sur ses consommateurs via des offres plus ou moins dynamiques. Voir la section 3.3.4 pour une discussion plus poussée du rôle du marché.
- Acceptabilité sociale : La capacité à répercuter un certain degré de fluctuation des prix sur les consommateurs pose des questions d'équité sociale et d'acceptabilité politique. Bien que la théorie économique préconise un signal prix de l'électricité le plus dynamique possible pour garantir un respect de l'équilibre offre-demande, la nature essentielle de l'accès à électricité rend difficile la possibilité d'exclure les consommateurs les plus élastiques (donc généralement les plus précaires¹) en cas de tension sur le marché. Cela s'est vérifié lors de la crise énergétique de 2022 où le gouvernement français a décidé de limiter la hausse des prix via le bouclier tarifaire. Ceci limite donc la possibilité d'instaurer

¹ Du moins les plus précaires auront tendance à avoir une élasticité qui s'exprime en un renoncement de la consommation et donc du bien-être, tandis que les plus fortunés auront tendance à avoir une élasticité due à la possibilité d'investir dans des infrastructures flexibilisant leurs usages, de fait évitant d'avoir à compromettre sur leur bien-être. Cette inégalité est politiquement difficile à justifier.

des offres tarifaires fortement dynamiques, sans mesures de protection des consommateurs, bien qu'il y ait des exemples de marchés avec une généralisation des offres dynamiques, comme la Suède (Think Smartgrids, 2024a).

3.4.2 Flexibilité via un opérateur d'effacement

Les opérateurs de flexibilités se distinguent de la flexibilité tarifaire en permettant un pilotage à distance de la consommation. De ce fait, ils diminuent fortement les coûts de transaction car ils répondent avec plus de fiabilité au signal prix, le rapport du Sénat avance le chiffre de 98% de fiabilité pour l'effacement piloté en 2022 (Delahaye, 2024), et requièrent moins de préparation de la part du consommateur, réduisant ainsi la durée nécessaire de préavis du signal d'activation.

On peut décrire le potentiel d'activation de la flexibilité par un agrégateur comme un arbitrage entre un besoin de flexibilité du système (de plus ou moins de consommation à un instant t) et le coût auquel certains consommateurs sont prêts à répondre à ce signal. L'agrégateur se rémunère en vendant la flexibilité du consommateur au prix du marché, moins un versement d'une partie des bénéfices au consommateur.

Condition d'activation d'un agrégateur sans réforme du NEBEF (ADEME, 2017):

Équation 2. Conditions d'activation d'un agrégateur sans réforme du NEBEF

$$[P_e E] - [CE] > [T\alpha(E)] + [\gamma(E)] + M$$

Condition d'activation du décalage de la consommation avec une réforme du NEBEF :

Équation 3. Conditions d'activation d'un agrégateur avec réforme du NEBEF

$$[P_e E] - [CE] + [P_h \alpha(E)] - [T\alpha(E)] > +[\gamma(E)] + M$$

Où

- P_e est le prix de vente du bloc d'effacement (€/MWh) ;
- E est le bloc d'électricité échangée (MWh) ;
- C est le prix du barème de versement (€/MWh) ;
- P_h est le prix de vente du bloc de consommation à la hausse (€/MWh) ;
- α est le coefficient de gain d'efficacité dû au report de la consommation ;
- T est le tarif de consommation électrique du consommateur (€/MWh) ;
- γ est le coefficient d'inconfort dû au report de la consommation ;
- M est la marge minimale pour l'agrégateur.

Les facteurs pour un développement des opérateurs d'effacement sont :

- Diminuer E_{min} : une diminution du E minimal pour entrer sur le marché (qui est actuellement de 100 kW sur le NEBEF (RTE, n.d.)) permettrait aux opérateurs d'effacement d'accéder à des gisements de flexibilité plus importants et économiquement plus compétitifs. En effet, comme expliqué dans la section 3.1, plus la puissance d'activation augmente, plus il est onéreux pour un consommateur de moduler sa

consommation. Néanmoins, plus la puissance minimale diminue, plus la demande devient diffuse et donc onéreuse à coordonner, nécessitant plus de boîtiers de pilotage par MW d'activés. Il existe donc un équilibre économique entre taille minimale d'activation et coûts fixes.

- Assurer un marché infra-journalier avec des pics P_e et des creux P_h les plus corrélés possible avec la réalité du réseau. Plus un marché spot répond aux contraintes du réseau, plus celui-ci fournira une opportunité d'arbitrage pour l'agrégateur. Pour ce faire, il faut éviter les distorsions au signal prix du marché SPOT expliquées dans la partie précédente.
- Assurer une compensation $P_e - CE$ équitable et encourage la création de valeur pour la collectivité et qui évite la création de rente induite pour l'agrégateur.
- Diminuer la marge d'activation M : dans son rapport sur le développement de la flexibilité de la demande, le Sénat note qu'un frein supplémentaire au développement des agrégateurs est le risque d'une perte rapide de ses clients alors que le coût d'investissement initial pour piloter sa consommation prend du temps à amortir. La France a une réglementation stricte sur ce point, qui empêche l'agrégateur de demander une compensation proportionnelle aux coûts d'investissement non-amortis en cas de résilience du contrat durant la période d'amortissement de l'investissement initial. Ainsi, une réforme de la réglementation pour garantir un engagement d'une certaine durée de la part du consommateur pourrait encourager plus d'investissement dans le pilotage de la consommation (Delahaye, 2024).
- Acceptabilité du pilotage : De nombreuses études montrent que le pilotage à distance peut poser des questions d'acceptabilité. Dans une note de 2022, RTE note que le niveau d'acceptabilité du pilotage à distance chez les consommateurs résidentiels varie en fonction de l'âge (RTE, 2020, p. 20). Néanmoins, il est aussi intéressant de noter que le pilotage peut renforcer l'acceptabilité des leviers de flexibilisation de la consommation pour ne pas avoir à intervenir directement. La question de l'acceptabilité se pose aussi pour l'industrie. Un rapport de l'ADEME souligne que certains industriels peuvent être retissant à l'idée de s'effacer, considérant « tout arrêt d'une ligne de production comme un événement malheureux » (ADEME, 2017, p. 165).

3.4.3 Arbitrer entre effacement implicite et explicite

Le développement de la flexibilité passera forcément à la fois par de l'effacement implicite et explicite. Néanmoins, chaque option n'est pas forcément économiquement optimale pour chaque type de flexibilité. Ainsi, chaque acteur joue un rôle complémentaire. Il est probable que le gros des besoins en flexibilité structurelle soit couvert par la mise en place d'offres dynamiques de la part des fournisseurs, à condition que les marchés soient réformés afin d'inciter une plus forte transmission de signaux horo-saisonniers aux consommateurs. En calant les habitudes de consommation sur des heures où les renouvelables sont abondants, les coûts d'ajustements sont relativement bas pour les consommateurs et la nature régulière des HC/HP diminue fortement les coûts de transaction. En ce qui concerne les besoins en flexibilité dynamique, plus les besoins sont incertains et requièrent une activation rapide, plus les agrégateurs ont un rôle à jouer en limitant le coût de transaction inhérent à l'effacement implicite. Enfin, il n'est pas nécessaire de voir ces deux acteurs comme en compétition, et il est possible d'envisager une coopération entre les deux où le fournisseur s'occupe de la gestion des clients et de leurs offres, avec une possibilité en plus

de services d'agrégation, telle la participation sur des marchés de capacité ou infra-journaliers. C'est notamment le cas pour le fournisseur Engie et l'agrégateur Tiko qui proposent des offres ensemble (ENGIE, 2019).

Conclusion : quels leviers pour la flexibilité de la demande ?

Pour conclure, ce rapport met en avant la diversité des bénéfices associés au développement de la flexibilité de la demande électrique, notamment une meilleure valorisation des énergies renouvelables, une diminution du coût de l'électricité, une diminution de la dépendance aux énergies fossiles importées, une amélioration du niveau de sécurité d'approvisionnement et une augmentation de la résilience du réseau.

Ces mécanismes présentent un intérêt dans tous les systèmes électriques intégrant une part croissante d'ENR. En France, on observe un développement mature et un potentiel bien identifié des flexibilités de la demande pour participer à des mécanismes de capacité et d'équilibrage à très court terme, ces derniers offrant une rémunération fixe annuelle et prévisible.

Bien que ces dispositifs aient favorisé le développement de la filière en France, les besoins croissants en flexibilité du système concernent principalement des horizons plus longs, impliquant des volumes d'énergie plus importants. Il est alors nécessaire de poursuivre le développement d'un cadre qui permette d'exploiter pleinement le potentiel de ces flexibilités. D'autant plus, sur le segment des flexibilités d'équilibrage, le marché est marqué par la montée en puissance des batteries, qui occupent une place de plus en plus importante au détriment des flexibilités de la demande.

Deux mécanismes de valorisation contribueront à développer ces flexibilités afin de répondre aux besoins du système. D'abord, les mécanismes de valorisation implicite, comme les offres de fourniture à plusieurs niveaux de type Heures pleines/Heures creuses, permettront de mieux refléter auprès des consommateurs la structure des prix des marchés. Cela encouragera une réorganisation structurelle des profils de consommation, en particulier chez les consommateurs résidentiels, grâce à la programmation horaire de certains usages. En complément, les mécanismes de tarification explicite, gérés par des opérateurs d'effacement, offriront un niveau supérieur de flexibilité. Ils permettront une réaction directe aux signaux de prix des marchés tout en garantissant une meilleure fiabilité pour le réseau grâce au pilotage des flexibilités par l'opérateur.

Annexes :

Annexe 1 : Mécanismes et marchés de valorisation de la flexibilité de la demande

RTE liste les mécanismes suivants ([RTE](#))

Tableau 2. Mécanismes de rémunération capacitaire (€/MW)

Mécanisme	Description	Rémunération
Mécanisme de capacité	Certification Vous vous engagez à être disponible les jours PP2 via un mécanisme de marché organisé par RTE (mécanisme d'ajustement ou NEBEF ou services système fréquence) soit à activer votre capacité sur condition de prix de marché de l'électricité.	Prix marginal (enchères EPEX) ou prix de l'offre (gré-à-gré)
Appel d'offres Réserves Rapide et Complémentaire	Appels d'offres annuel et journalier Vous vous engagez à être disponible sur le mécanisme d'ajustement.	Prix marginal
Réserve primaire (FCR - Frequency Containment Reserve)	Appel d'offres journalier en J-1 (FCR coopération) Vous vous engagez à moduler automatiquement votre processus en fonction de la fréquence.	Prix marginal
Réserve secondaire (aFRR - Automatic Frequency Restoration Reserve)	Prescription journalière aux acteurs obligés ou participation via marché secondaire Vous vous engagez à moduler automatiquement votre processus en fonction d'un signal envoyé par RTE (niveau N).	Prix forfaitaire de capacité pour les producteurs obligés (20,5 €/MW/h en 2022) ou prix de l'offre (marché secondaire)
Interruptibilité	Appel d'offres annuel Vous vous engagez à interrompre votre consommation en moins de 5 sec, pendant plus d'une heure.	Prix de l'offre (capé)
Appel d'offres effacement (mécanisme de soutien)	Appel d'offres annuel Vous vous engagez à être disponible sur le mécanisme d'ajustement ou NEBEF.	Prix marginal

Tableau 3. Mécanismes de rémunération capacitaire (€/MWh)

Mécanisme	Description	Rémunération
Mécanisme d'ajustement	Appel d'offres continu Vous activez votre offre sur ordre de RTE.	Prix marginal (pour une offre standard) ou prix de l'offre (pour une offre spécifique)
NEBEF	Marché J-1 et intrajournalier Vous activez votre offre sur signal de votre opérateur d'effacement.	Prix SPOT ou prix négocié de gré-à-gré
Réserve primaire (FCR - Frequency Containment Reserve)	Activation continue calée sur le niveau de fréquence européen.	Prix SPOT
Réserve secondaire (aFRR - Automatic Frequency Restoration Reserve)	Activation continue calée sur le niveau N.	Prix SPOT

Bibliographie

- ACCIONA Energia. (2024). *Enchère d'échanges de capacités: Les derniers résultats*. ACCIONA Energía. <https://solutions.acciona-energia.fr/blog/encheres-de-capacite-les-resultats/>
- ADEME. (2017). *Effacement de consommation électrique en France* (p. 178). <https://librairie.ademe.fr/energies/1772-effacement-de-consommation-electrique-en-france.html>
- AIE, & RTE. (2021). *Conditions et prérequis en matière de faisabilité technique pour un système électrique avec une forte proportion d'énergies renouvelables à l'horizon 2050*. 22.
- Article 100-1, Code de l'énergie (2021).
- Auray, S., Caponi, V., & Ravel, B. (2019). *Price Elasticity of Electricity Demand in France*. <https://doi.org/10.24187/ecostat.2019.513.2002>
- Autorité de la concurrence. (2024). *Rapport d'évaluation du 12 novembre 2024 sur le dispositif des tarifs réglementés de vente d'électricité* (p. 65).
- Cabot, C. (2023). *Economic considerations on the demand-side of electricity markets in a context of energy transition*. Univeristé Paris Sciences et Lettres.
- Cour des Comptes. (2021). *L'analyse des coûts du système de production électrique en France*. <https://www.ccomptes.fr/fr/documents/58078>
- CRE. (2023a). *Délibération de la Commission de régulation de l'énergie du 31 janvier 2023 portant décision sur la communication préalable de RTE concernant l'utilisation des recettes tirées de la congestion en 2023* (p. 5).
- CRE. (2023b). *Remise du rapport du groupe académique international à la CRE « Au-delà de la crise ; repenser le marché électrique européen »* (p. 37).
- CRE. (2023c, November 13). *Accès régulé à l'électricité nucléaire historique (ARENH)*. <https://www.cre.fr/electricite/marche-de-gros-de-lelectricite/acces-regule-a-lelectricite-nucleaire-historique-arenh.html>

- CRE. (2023d, November 13). *Effacements*. <https://www.cre.fr/electricite/reseaux-delectricite/effacements.html>
- CRE. (2023e, November 13). *La CRE transmet au Conseil supérieur de l'énergie ses projets de décision sur l'évolution exceptionnelle du TURPE au 1er février 2025*. <https://www.cre.fr/actualites/toute-lactualite/la-cre-transmet-au-conseil-superieur-de-lenergie-ses-projets-de-decision-sur-levolution-exceptionnelle-du-turpe-au-1er-fevrier-2025.html>
- CRE. (2023f, November 13). *Services système et mécanisme d'ajustement*. <https://www.cre.fr/electricite/reseaux-delectricite/services-systeme-et-mecanisme-dajustement.html>
- CRE. (2024). *Délibération de la Commission de régulation de l'énergie du 28 mars 2024 portant communication de l'avancement des projets bénéficiant de dérogations accordées dans le cadre du dispositif d'expérimentation réglementaire* (p. 34).
- Delahaye, V. (2024). *Éclairer l'avenir: L'électricité aux horizons 2035 et 2050 - Rapport*. Sénat. <https://www.senat.fr/rap/r23-714-1/r23-714-1.html>
- DR4EU. (2024). *Interview avec Pierre Bivas* [Personal communication].
- ECube. (2013). *Etude des avantages que l'effacement procure à la collectivité et de leur intégration dans un dispositif de prime* (p. 87).
- EEX. (2024, September 17). *Data Alert—Incomplete publication Week and Weekend Power Futures with first trading day on 16 September 2024*. https://www.eex.com/en/newsroom/detail?tx_news_pi1%5Baction%5D=detail&tx_news_pi1%5Bcontroller%5D=News&tx_news_pi1%5Bnews%5D=12819&cHash=9636cc6db8329affc7ce1cbb506fd100
- ENEDIS. (2024). *Flexibilités locales: Enedis lance un appel d'offres pour contribuer à la performance du réseau électrique et au développement des énergies renouvelables /*

- Enedis. <https://www.enedis.fr/presse/flexibilites-locales-enedis-lance-un-appel-doffres-pour-contribuer-la-performance-du-reseau>
- EnergyPool. (2024). *Interview avec Romain Saint-Léger* [Personal communication].
- EpexSpot. (n.d.). *Market Results | EPEX SPOT*. Retrieved January 19, 2025, from <https://www.epexspot.com/en/market-results>
- EpexSpot. (2022). *Comment le prix de l'électricité est-il fixé?* (p. 2).
- European Union. (2019). *Directive—2019/944—EN - EUR-Lex*. <https://eur-lex.europa.eu/eli/dir/2019/944/oj/eng>
- Facileco. (2024). *Ronald Coase*. <https://www.economie.gouv.fr/facileco/ronald-coase>
- Finon, D. (2024). Les marchés de l'électricité sont-ils devenus fous? *Le Monde*. https://www.lemonde.fr/actualite-medias/article/2010/11/03/la-charte-d-ethique-et-de-deontologie-du-groupe-le-monde_1434737_3236.html
- Fournisseurs-electricite.com. (2020, April 7). *Barry: Disparition du fournisseur d'électricité du futur*. <https://www.fournisseurs-electricite.com/fournisseurs/barry>
- Jacquemart, Y., Janvier, T., & Oriol, L. (2024). Flexibilités de la demande: Un levier essentiel pour décarboner et optimiser le système électrique. *La Revue de l'Énergie*, 671, 51–61.
- Lijesen, M. G. (2007). The real-time price elasticity of electricity. *Energy Economics*, 29(2), 249–258. <https://doi.org/10.1016/j.eneco.2006.08.008>
- Magnus. (2023, December 11). RED III and its impact on PPAs and GOs. *Magnus Commodities*. <https://magnuscmd.com/red-iii-and-its-impact-on-ppas-and-gos/>
- Ministère de l'Écologie. (2025). *Tableau de suivi de la rénovation énergétique dans le secteur résidentiel*. Données et études statistiques pour le changement climatique, l'énergie, l'environnement, le logement, et les transports. <https://www.statistiques.developpement-durable.gouv.fr/tableau-de-suivi-de-la-renovation-energetique-dans-le-secteur-residentiel>
- Pato, Z. (2024). *Gridlock in the Netherlands*. 11.

- RTE. (n.d.). *Valoriser des effacements sur le marché NEBEF - RTE Portail Services*. Portail Services RTE. Retrieved January 19, 2025, from <https://www.services-rte.com/fr/decouvrez-nos-offres-de-services/valorisez-des-effacements-nebef.html>
- RTE. (2020). *Groupe de travail 7 « Flexibilité » Cadrage des hypothèses sur les gisements de flexibilité de la demande* (p. 53). https://www.concerte.fr/system/files/document_travail/2020-10-15_GT7-Flex-Gisements-flexibilite-demande-electrique-vlight.pdf
- RTE. (2022a). *BP2023 Chapitre 6 Equilibre Offre-Demande et Flexibilités* (p. 137). RTE. <https://assets.rte-france.com/prod/public/2024-07/BP2023-chapitre6-Equilibre-offre-demande-flexibilite.pdf>
- RTE. (2022b). *Futurs énergétiques 2050: Les chemins vers la neutralité carbone à horizon 2050 / RTE* (p. 989). <https://www.rte-france.com/analyses-tendances-et-prospectives/bilan-previsionnel-2050-futurs-energetiques>
- RTE. (2022c). *Règles Services Système Fréquence* (p. 114).
- RTE. (2024). *BP2023 Chapitre 9 Economie du système électrique* (p. 88). <https://www.rte-france.com/analyses-tendances-et-prospectives/les-bilans-previsionnels#Lesdocuments>
- RTE. (2025). *Analyses et données de l'électricité—Bilan Electrique / RTE*. <https://analysesetdonnees.rte-france.com/>
- Sénat (Director). (2024, March 20). *La flexibilité, un enjeu méconnu pour la sécurité d'approvisionnement électrique* [Video recording]. <https://www.youtube.com/watch?v=D9JdUJ9CwJs>
- Sunmind. (2022, November 29). *La fluctuation des prix de l'électricité, une réalité aux causes multiples*. *SunMind*. <https://sunmind.co/la-fluctuation-des-prix-de-lelectricite-une-realite-aux-causes-multiples/>

- Tennet. (n.d.). *Grid capacity map*. TenneT. Retrieved January 19, 2025, from <https://www.tennet.eu/nl-en/grid-capacity-map>
- Think Smartgrids. (2024a). *ÉTAT DES LIEUX ET DÉFIS POUR LE PASSAGE À L'ÉCHELLE DES FLEXIBILITÉS DE LA CONSOMMATION ÉLECTRIQUE* (p. 26). https://digital-energy.eu/sites/default/files/2024-02/1704800427-ThinkSmartgrids_Etatdeslieuxetdfisdelaflexibilit_9janvier2024.pdf
- Think Smartgrids. (2024b). *PLAN DE PASSAGE À L'ÉCHELLE DES FLEXIBILITÉS DANS LES BÂTIMENTS Recommandations techniques de la filière smart grids France* (p. 39). <https://www.thinksmartgrids.fr/publications>
- Yele Consulting. (2024a). *Garanties d'origine et label Vertvolt: Quelles actions mettre en œuvre pour encourager les flexibilités de la demande?* - Yélé Consulting. <https://www.yele.fr/garanties-d-origine-et-label-vertvolt-queelles-actions-mettre-en-oeuvre-pour-encourager-les-flexibilites-de-la-demande/>
- Yele Consulting. (2024b, October 25). *Vers un passage à l'échelle des flexibilités de la consommation d'électricité en vue de l'horizon 2030*. Yélé Consulting. <https://www.yele.fr/vers-un-passage-a-l-echelle-des-flexibilites-de-la-consommation-d-electricite-en-vue-de-l-horizon-2030/>
- Yele Consulting. (2025). *Interview avec Thibault Janvier* [Personal communication].