



Livre blanc

Septembre 2024

PROPOSITIONS

I. Organisation du marché et le signal-prix

- PROPOSITION 1.** Donner de la visibilité long terme aux consommateurs sur les modalités et le prix d'accès au parc nucléaire dans le cadre de la loi de finances pour 2025 (Législatif).
- PROPOSITION 2.** Renforcer les contrôles de l'activité des fournisseurs d'énergie pour redonner confiance aux consommateurs finals et assurer la sécurité d'approvisionnement (Réglementaire).
- PROPOSITION 3.** Adapter le processus d'autorisation de fourniture à l'émergence de nouveaux acteurs (Réglementaire).

II. L'autoconsommation solaire

- PROPOSITION 4.** Revoir les objectifs et le cadre du développement de l'autoconsommation solaire en le faisant passer du côté de la performance énergétique des maisons, un cadre familial des particuliers (Législatif & Règlementaire).
- PROPOSITION 5.** Expérimenter et soutenir, via un appel à projet par exemple, le développement d'offres « vertes ajustées en temps réel » basées sur le niveau de production d'électricité d'origine renouvelable disponible à chaque instant.
- PROPOSITION 6.** Publier l'arrêté nécessaire à accélérer la création d'offres dynamiques au bénéfice du consommateur engagé à moduler sa consommation en fonction de signaux tarifaires incitatifs (Réglementaire).

III. Sobriété

- PROPOSITION 7.** Rendre automatique l'enregistrement par le gestionnaire de réseau de distribution des courbes de charge issues du compteur sur 12 mois glissants, sauf avis contraire du consommateur (opt-out) (Réglementaire).
- PROPOSITION 8.** Développer une plateforme commune à tous les gestionnaires de réseau, et en priorité pour toutes les entreprises locales de distribution, pour l'accès des consommateurs à leurs données énergétiques propres (règlementaire).
- PROPOSITION 9.** Rendre accessible la sortie Télé-Information Client et activer le mode Producteur par défaut sur les compteurs Linky (Réglementaire).
- PROPOSITION 10.** Revoir et prolonger les incitations CEE (Prime coup de pouce) pour les thermostats connectés jusqu'en juin 2025

IV. Efficacité énergétique

- PROPOSITION 11.** Doubler le volume d'obligation CEE à l'occasion de la 6^{ème} période du dispositif et revoir les modalités de répartition de l'assiette (Législatif & Règlementaire).
- PROPOSITION 12.** Designier un régulateur pour assurer la surveillance des marchés du dispositif des Certificats d'économie d'énergie

- PROPOSITION 13.** Aligner les exigences de temps de retour sur investissement (TRI) à 24 mois pour l’octroi des soutiens financiers aux industriels (Réglementaire).
- PROPOSITION 14.** Ouvrir les opérations standardisées CEE aux sites de moins de 50 MWhth soumis au PNAQ (Réglementaire).
- PROPOSITION 15.** Valoriser dans le secteur tertiaire, comme cela est déjà le cas dans l’industrie, la mise en place d’un système de suivi d’indicateurs de performances énergétique (Réglementaire).
- PROPOSITION 16.** Systématiser le suivi des consommations ex-post pour chaque rénovation financée par des aides publiques afin de permettre de mesurer les économies d’énergies réelles (Législatif).
- PROPOSITION 17.** Pérenniser une incitation aux travaux de rénovation énergétique via MaPrimeRenov’ pour tous les parcours (Monogestes et Rénovation d’ampleur)

V. Flexibilité

- PROPOSITION 18.** Définir des objectifs ambitieux en matière d’effacement dans la prochaine PPE, cohérents avec les besoins identifiés par RTE (Réglementaire), et développer des dispositifs adéquats pour atteindre ces objectifs (Législatif).
- PROPOSITION 19.** Définir l’ensemble des formes de flexibilité de consommation dans le code de l’énergie, en particulier introduire la notion de flexibilité à la hausse dont les besoins sont croissants (Législatif).
- PROPOSITION 20.** Apporter plus de visibilité sur l’appel d’offres flexibilités décarbonées et refusionner, à terme, le mécanisme de capacité avec cet appel d’offres (Législatif).
- PROPOSITION 21.** Demander à l’ADEME de mettre à jour la caractérisation technico-économique du gisement de flexibilité disponible et associer un collectif d’acteurs publics et privés à la gouvernance de la filière “flexibilisation” de la consommation électrique (Réglementaire).
- PROPOSITION 22.** Rendre obligatoire la flexibilisation des bâtiments tertiaires et des bornes de recharge dès 2025 (Législatif).
- PROPOSITION 23.** Simplifier, pérenniser et de-risquer la réglementation à laquelle les opérateurs de flexibilité sont soumis (Réglementaire).
- PROPOSITION 24.** Entériner dans le code de l’énergie que RTE peut se fonder sur les données des opérateurs de flexibilité pour faire le contrôle du réalisé et notamment, que la sous-mesure est autorisée (Législatif).

1. Présentation de Luciole.....	5
2. Edito	5
3. Organisation du marché et le signal-prix.....	6
Réguler l'accès au parc nucléaire au bénéfice de tous les Français	6
Mettre en place des contrôles qualité sur les fournisseurs d'énergie	8
4. L'autoconsommation	9
Les freins au développement du marché l'autoconsommation solaire sont identifiés, il s'agit de proposer un nouveau cadre libéré de la rigidité de l'obligation d'achat.....	10
Nous proposons de revoir les objectifs et le cadre du développement de l'autoconsommation solaire en le faisant passer du côté de la performance énergétique des maisons, un cadre familial des particuliers	11
Un potentiel de développement qui concernerait presque $\frac{1}{4}$ des maisons françaises d'ici 10 ans.....	12
Imposer la création d'offres « vertes ajustées en temps réel » par les fournisseurs d'énergie	13
Introduire des signaux tarifaires véritablement incitatifs.....	14
5. Sobriété	15
Faciliter l'accès du consommateur à ses données historiques de consommation énergétique	15
Simplifier les démarches du consommateur pour lui permettre de suivre sa consommation	15
6. Efficacité énergétique	15
Avoir une approche plus ambitieuse et mieux régulée du dispositif CEE.....	16
Soutenir la réalisation de projets d'efficacité énergétique dans l'industrie et le tertiaire.....	17
Introduire la mesure de la performance énergétique dans les politiques publiques	18
7. Flexibilité.....	21
Définir l'ensemble des formes de flexibilité de consommation dans le code de l'énergie.....	21
Apporter de la visibilité sur l'appel d'offres d'effacement (désormais appel d'offres flexibilités décarbonées) (art. L271-4 du code de l'énergie)	22
Lever la barrière économique au développement de la flexibilité et modifier sa gouvernance	22
Flexibiliser les usagers du tertiaire et les bornes de recharge dès 2025.....	23
Rendre la filière attractive pour les investisseurs	24

1. Présentation de Luciole

LUCIOLE – l’Union pour une consommation optimisée et intelligente de l’énergie – est une association fondée en 2017, dont les membres développent des solutions permettant aux consommateurs domestiques et aux entreprises d’appréhender au mieux leurs usages, leurs consommations d’énergie et leurs coûts d’accès à l’énergie.

Elle regroupe une vingtaine de PME innovantes et indépendantes qui ont fait le choix de participer au débat public pour :

- Libérer l’innovation et l’expérimentation de nouvelles solutions de performance énergétique ;
- Donner les clefs au consommateur pour éclairer ses choix en matière de consommation d’énergie ;
- Accompagner les consommateurs dans leur transition énergétique et digitale.



Ses membres fondateurs, Deepki, Effy, Eqinov et Opéra Energie, ont été rejoints par Augmented Energy EcoCO2, Energy Pool, Enerdigit, Enoptea, Eveler, Flexcity, Lite, McMa Solutions, Monabee, My Light Systems, Qualiteo, Ubigreen et Tiko services.

L’association est présidée par Natacha Hakwik.

2. Edito

Si la crise énergétique mondiale a atteint son paroxysme en 2022 – le prix de l’électricité sur le marché de gros avait été atteint le 30 août 2022, 743 € /MWh contre 57€ le 19 juin 2024 – la prégnance du pouvoir d’achat dans le contexte de la transition énergétique demeure aujourd’hui.

Cette thématique a été au cœur de l’ensemble des programmes énergétiques pour les élections européennes et législatives de 2024.

Ces crises énergétiques et environnementales imposent un engagement fort de tous pour lutter contre le changement climatique. Au niveau international et européen, le cadre d’action s’est renforcé considérablement à travers Fit for 55. **Au niveau national, le Gouvernement finalise l’actualisation de la programmation pluriannuelle de l’énergie et de la stratégie nationale bas carbone qui vont nourrir la planification écologique du pays pour 2030.**

Enfin, les objectifs de réindustrialisation, de décarbonation et d'électrification des usages, de pénétration des EnR et de réduction drastique de la consommation d'énergie (-40%) exigent de repenser comment maintenir à horizon 2050, les niveaux actuels de sécurité d'approvisionnement et d'économie française.

Pour Luciole, la politique énergétique de la France doit intégrer une dimension nouvelle et centrale : la volonté d'agir des individus et des entreprises sur les questions énergétiques rendue possible par les technologies du numérique. Les consommateurs doivent avoir l'ensemble des leviers pour s'informer, optimiser, partager et produire leur propre énergie. La politique énergétique ne doit pas s'écrire, comme ce fut le cas jusqu'alors, envers et contre le désir des consommateurs. C'est au travers de la sensibilisation des consommateurs sur les questions énergétiques, la prise en compte de leurs aspirations, leur implication concrète et le soutien financier dont bénéficieront les outils mis à leur disposition que résidera le succès de la transition énergétique.

A ce titre, Luciole formule des propositions concrètes à mettre en œuvre au plus vite.

Ces propositions s'articulent autour de cinq axes que sont :

- **L'accès à l'électricité nucléaire produite en France au bénéfice de tous les Français ;**
- **L'appropriation des données de consommations d'énergie pour davantage de sobriété**
- **Le développement massif de l'autoconsommation solaire ;**
- **L'essor des gisements de flexibilité de consommation électrique et**
- **Le renforcement de l'efficacité énergétique.**

Reposant pour une large part sur l'accessibilité des données de consommation énergétique, la digitalisation des services, l'innovation dans de nouvelles solutions et l'émergence de nouveaux modèles économiques, les propositions de LUCIOLE s'inscrivent dans une volonté d'accélération sans précédent des efforts pour optimiser et rendre plus intelligente la consommation d'énergie, clé de la réussite de la transition vers un mix décarboné et résilient.

3. Organisation du marché et le signal-prix

Vingt ans après l'ouverture à la concurrence du segment de la fourniture d'énergie, la position dominante d'EDF en France et son développement à l'international ont conduit les pouvoirs publics à instaurer un droit d'accès pour ses concurrents à une part de sa production nucléaire afin de leur permettre de s'approvisionner en électricité dans des conditions économiquement équivalentes. Pour autant, environ 30% seulement des consommateurs ont fait le choix de quitter EDF pour un opérateur alternatif, ce qui est très faible après 20 ans d'ouverture du marché à la concurrence. Au-delà de l'attachement des Français à l'entreprise EDF et du maintien des tarifs réglementés de vente d'électricité pour les particuliers et les petits professionnels qui expliquent en partie ce résultat, l'idée est partagée que les rigidités du cadre réglementaire actuel ne permettent pas aux consommateurs de tirer tous les bénéfices du marché de l'énergie.

Réguler l'accès au parc nucléaire au bénéfice de tous les Français

Instauré par la loi NOME (2010), le dispositif d'Accès Régulé à l'Électricité Nucléaire Historique (ARENH) devait permettre à tous les consommateurs français, clients particuliers ou entreprises, qu'ils soient clients d'EDF ou d'un fournisseur d'électricité alternatif, de bénéficier de la compétitivité du parc nucléaire français, via un prix fixé par les pouvoirs publics à 42€/MWh. Il aurait donc dû permettre d'assurer une protection efficace des Français face à la hausse récente des prix.

Malheureusement, le volume global maximal d'ARENH, fixé à 100 TWh¹, n'a pas été relevé par les pouvoirs publics bien que la loi relative à l'énergie et au climat permît de le porter à 150 TWh et que le régulateur l'ait appelé de ses vœux à plusieurs reprises. Si le relèvement du plafond à 120 TWh par la loi pouvoir d'achat a permis en partie de limiter la hausse du prix de l'électricité, en particulier pour les entreprises et collectivités, il reste insuffisant.

Aussi, compte-tenu du développement progressif de la concurrence sur le marché de la fourniture d'énergie, les volumes d'ARENH demandés par les fournisseurs lors du guichet de novembre excèdent depuis trois ans le plafond fixé et engendrent une hausse des factures d'énergie pour tous les consommateurs, y compris pour ceux d'EDF. En effet, la Commission de Régulation de l'Énergie (CRE) étant contrainte d'écarter les volumes demandés, les fournisseurs alternatifs doivent compléter en décembre leur approvisionnement pour l'année suivante au prix fort sur le marché de gros, et la méthode de construction des Tarifs Réglementés de Vente d'Électricité (TRVE) appliqués par EDF consiste à répliquer mécaniquement ce processus d'approvisionnement.

Pour prémunir l'ensemble des consommateurs d'électricité d'une telle hausse et plafonner notamment celle des résidentiels à 4% en 2022, puis à 15% en 2023, des mesures d'urgence avaient été annoncées par le Gouvernement dont le coût dépassera *in fine* 20 milliards d'euros. Le bouclier tarifaire et l'allocation exceptionnelle de 20 TWh d'ARENH supplémentaires sont salutaires, en revanche elles n'auront qu'un effet limité dans le temps. De surcroît, le dispositif ARENH avait été pensé comme un mécanisme transitoire, raison pour laquelle il disparaîtra d'ici la fin 2025, sans qu'aucun dispositif alternatif n'ait encore été déterminé pour lui succéder.

Dans le cadre de la réforme du marché européen de l'électricité, l'option des CfD a été un temps mise en place pour prendre la suite de l'Arenh. Les contrats pour différence apportent de la visibilité aussi bien au consommateur, pour savoir à combien il va acheter son électricité, qu'au producteur, qui a besoin de connaître à combien il va la vendre s'il veut investir.

Or, l'option retenue dans le cadre de l'accord entre l'Etat et EDF présenté le 14 novembre 2023, n'est pas celui d'un CfD. La commission d'enquête sénatoriale portant sur la production, la consommation et le prix de l'électricité aux horizons 2035 et 2050 a récemment plaidé pour la mise en place d'un CfD en remplacement de l'Arenh. Cependant, le mécanisme issu de l'accord entre EDF et l'Etat repose notamment sur un système de redistribution ex post des revenus nucléaires, aux modalités toujours imprécises. Il n'y a pas de redistribution des recettes par EDF tant que le prix de l'électricité sur les marchés de gros est inférieur à 78 €/MWh. Si le prix s'établit entre 78 et 100 €/MWh, EDF doit reverser 50 % des recettes à l'Etat et 90 % si le prix dépasse le seuil de 110 €/MWh.

La nouvelle régulation repose ainsi sur deux volets principaux, chacun visant à répondre à des aspects spécifiques de la transition post-ARENH.

Déploiement de contrats de moyen et long terme adaptés aux besoins des consommateurs

L'objectif est de fournir aux consommateurs une visibilité et une stabilité sur les prix de l'électricité à moyen et long terme (5 ans).

Ces contrats seront adaptés aux besoins spécifiques des consommateurs, tenant compte de leur profil de consommation et de leurs préférences en matière de tarification.

Ils permettront aux consommateurs de sécuriser leur approvisionnement en électricité à des prix compétitifs, tout en offrant aux fournisseurs une prévisibilité sur leurs revenus.

¹ Soit en théorie le quart de la production nucléaire annuelle

Cependant, ces contrats que seuls EDF peut proposer ont rencontré très peu de succès.

Mise en place d'un mécanisme de régulation économique du nucléaire existant

Ce mécanisme vise à contrôler les revenus excédentaires générés par la production nucléaire au-dessus de certains seuils prédéterminés.

Les fonds ainsi prélevés seront redistribués aux consommateurs sous forme de déductions sur leur facture d'électricité. Ce qui contribue ainsi à atténuer les effets de la volatilité des prix sur le marché, tout en maintenant un prix de vente cible pour le nucléaire.

Or, ce mécanisme repose largement sur des prix de gros qui seraient supérieurs à 70 ou 78 euros du mégawattheure. Cependant les prix de gros ont pu s'établir durablement par le passé à des niveaux inférieurs. Dans ce cas, EDF ne serait plus capable de couvrir les coûts du nucléaire. L'Etat serait alors obligé de couvrir directement ces coûts

Au-delà de ces considérations, il est primordial pour l'ensemble des acteurs de l'énergie et industriels d'avoir de la visibilité sur le mécanisme qui sera mis en place. En l'absence d'un projet de loi de programmation énergétique, le projet de loi de finances pour 2025 est une opportunité de traduire législativement les dispositions de l'accord entre l'Etat et l'opérateur historique et de poser les bases d'une nouvelle régulation des prix.

Luciole invite les pouvoirs publics à donner de la visibilité sur le long terme aux consommateurs concernant les modalités d'accès et le prix d'accès au parc nucléaire existant et nouveau. La nouvelle régulation devra également garantir la séparation des activités monopolistiques de celles en concurrence au sein de l'entreprise EDF.

PROPOSITION 1 : DONNER DE LA VISIBILITE LONG TERME AUX CONSOMMATEURS SUR LES MODALITES ET LE PRIX D'ACCES AU PARC NUCLEAIRE DANS LE CADRE DE LA LOI DE FINANCES POUR 2025 (LEGISLATIF).

Mettre en place des contrôles qualité sur les fournisseurs d'énergie

A la suite de la hausse des prix de l'énergie sur les marchés de gros de l'électricité et du gaz, certains fournisseurs n'ont pas été en mesure d'honorer leurs engagements et ont rompu de manière unilatérale leurs contrats de fourniture. Les entreprises, ministères ou collectivités locales de ces fournisseurs se sont ainsi retrouvés exposés sans contrat dans un contexte de marchés de l'énergie sous tension. De même, certains fournisseurs ont revu, voire interrompu, de manière brutale leur engagement de prix de fourniture à leurs clients particuliers, sans mettre en œuvre un dispositif d'accompagnement adéquat.

Si l'obtention de l'autorisation de fourniture est conditionnée à une instruction de la Direction Générale de l'Energie et du Climat, la Commission de régulation de l'énergie n'y est pas associée de manière systématique et, une fois l'autorisation accordée, les fournisseurs ne sont que très peu contrôlés.

A l'inverse, les nouvelles filières du secteur de l'énergie auxquelles appartiennent les opérateurs d'efficacité énergétique ou les opérateurs d'effacement sont, chaque année, et de manière renforcée, contrôlés par l'administration. La poursuite de leur activité est conditionnée à l'obtention et au renouvellement d'agrèments dont les contours sont très stricts. Il est donc surprenant de constater que les fournisseurs d'énergie ne sont pas soumis à des contrôles similaires de la part de l'administration.

PROPOSITION 2 : RENFORCER LES CONTROLES DE L'ACTIVITE DES FOURNISSEURS D'ENERGIE POUR REDONNER CONFIANCE AUX CONSOMMATEURS FINALS ET ASSURER LA SECURITE D'APPROVISIONNEMENT (REGLEMENTAIRE).

D'autre part, les exigences liées aux autorisations de fourniture sont inadaptées pour les nouvelles activités comme celles des producteurs commercialisant des CPPAS ou les consommateurs voulant approvisionner leur propre site, etc. Il devient de plus en plus important de réformer le processus d'obtention des autorisations de fourniture afin d'éviter les congestions actuelles aux niveaux de la DGEC et d'avoir des autorisations adaptées aux nouveaux acteurs.

Au regard des situations de sous-couverture des fournisseurs d'électricité constatées ces dernières années, et même si elles restent marginales, Luciole estime nécessaire de renforcer les contrôles de l'activité des fournisseurs d'énergie pour redonner confiance aux consommateurs finals et assurer la sécurité d'approvisionnement. Il convient de s'assurer que les fournisseurs d'électricité et de gaz proposant à leurs clients des contrats à prix fixe disposent d'un système de couverture suffisamment solide pour garantir la continuité de fourniture de leur portefeuille. Ce renforcement des obligations pesant sur les fournisseurs pourrait prendre la forme d'une régulation prudentielle, comme l'a notamment suggéré le Directeur Général des Services de la CRE. En parallèle le processus d'autorisation ex-ante actuel doit être réformé afin d'éviter un goulot d'étranglement administratif freinant certains projets.

PROPOSITION 3 : ADAPTER LE PROCESSUS D'AUTORISATION DE FOURNITURE A L'EMERGENCE DE NOUVEAUX ACTEURS (REGLEMENTAIRE).

4. L'autoconsommation

L'autoconsommation résidentielle : un potentiel de forte baisse de la facture d'énergie pour des millions de ménages. L'autoconsommation solaire résidentielle permet de faire participer les consommateurs à la transition énergétique, en les incitant à consommer leur propre production d'électricité.

Le secteur résidentiel est celui présentant la plus importante consommation finale d'électricité, devant le secteur tertiaire et l'industrie. Cette prédominance du secteur résidentiel est vouée à se renforcer à mesure de l'électrification des usages, du développement des pompes à chaleur, du télétravail et de la mobilité électrique. Une majorité de Français (61%) se dit d'ailleurs intéressée pour produire et autoconsommer sa propre électricité photovoltaïque, même si elle coûte un peu plus chère².

Or, le marché de l'autoconsommation solaire français souffre d'un retard considérable sur nos voisins alors même que ses fondamentaux sont solides

L'autoconsommation solaire résidentielle concerne des installations photovoltaïques de moins de 9 kWc installées sur des maisons individuelles. Une partie de la production est directement consommée par les usages domestiques et le surplus est valorisé sur le réseau, soit via un tarif de rachat garanti dans le cadre de l'obligation d'achat, soit via des fournisseurs alternatifs (tarif de rachat fixe, stockage virtuel).

² Baromètre les Français et l'environnement - vague 7, ADEME, 2020

L'autoconsommation, malgré son accélération récente avec 250 000 nouvelles installations en moins de deux ans, demeure très en retard par rapport d'une part au scénario RTE de 8 millions de foyers équipés en 2050³ et d'autre part à l'accélération réussie par nos voisins :

- La France a passé les 400 000 maisons équipées en 2023. L'Allemagne a atteint les 4 millions de maisons équipées. Les Pays-Bas ont dépassé les 3 millions. Le marché espagnol, qui n'a vraiment démarré que fin 2021, a dépassé les 500 000 installations.

Pourtant, les fondamentaux de ce marché montrent qu'il a atteint une maturité (voir détail plus bas) :

- Une période de retour sur investissement < 8 ans. Des économies de plusieurs centaines d'euros par an, matérialisable sur la facture d'électricité des ménages dès le premier mois suivant l'installation
- Un coût de revient du kWh de 80€/MWh sur 25 ans (durée minimum de garantie des panneaux), compétitif avec le TRV.
- Une forte disponibilité en termes d'espace (moins de 2% des maisons équipées aujourd'hui).

En permettant de **sécuriser une partie de la facture d'énergie d'un ménage** dans la durée (matériel garanti au moins 25 ans), le développement de **l'autoconsommation solaire résidentielle répond aux objectifs décrits dans le cadre de votre** commission à horizon 2030 et 2050.

Les freins au développement du marché l'autoconsommation solaire sont identifiés, il s'agit de proposer un nouveau cadre libéré de la rigidité de l'obligation d'achat

Le cadre actuel de l'autoconsommation résidentielle date de 2016. Il est issu du cadre de l'obligation d'achat mis en place en 2006. Adapté aux conditions d'un marché immature, non rentable et contraint sur son potentiel impact sur le réseau (marché dominé par l'injection totale jusqu'à 2020), ce cadre est en décalage avec les besoins d'aujourd'hui et de demain :

- Permettre aux propriétaires de maisons individuelles de diminuer fortement leur facture d'électricité en sécurisant au moins 30% et jusqu'à plus de 70% de la facture d'électricité d'un ménage dans la durée.
- Être un accélérateur de l'électrification des usages en diminuant le temps de retour sur investissement d'un changement de chauffage vers une pompe à chaleur ou de l'achat d'un véhicule électrique.
- Permettre de piloter soutirage et injection pour répondre aux enjeux croissants de flexibilité du réseau pour les 10 ans à venir induits par le poids des usages domestiques électriques sur la pointe et la part du renouvelable dans le mix.

Du fait des récentes hausses des tarifs régulés de vente de l'électricité, la rentabilité des installations photovoltaïques en autoconsommation a gagné deux ans de ROI. Cette rentabilité ne va faire que s'améliorer avec l'électrification des usages.

Les points de blocage qui nous différencient de nos voisins et écueils du cadre actuel sont identifiés :

³ Futurs Énergétiques 2050, RTE, 2022

- **Un mauvais cadre de dimensionnement induit par la différence de TVA entre les installations de moins de 3 kWc (10%) et celles de plus de 3 kWc (20%),** induisant un dimensionnement sous-optimal. A titre de comparaison, les installations allemandes en autoconsommation sont en moyenne 50% plus puissantes que les installations françaises...
- **Des délais longs dans la mise en injection par Enedis, de quelques mois à parfois plus d'un an dans certaines régions,** allongeant d'autant la durée de retour sur investissement et nuisant à la satisfaction client. A titre de comparaison, la durée de mise en activation est de **12 jours en Espagne**.
- **Des difficultés dans certains territoires liées aux autorisations en mairie et aux contraintes des ABF.** Ces difficultés pourraient être en partie levées par une meilleure coordination au niveau national et une meilleure communication (par voie de circulaire).
- **Un mécanisme de valorisation du surplus, via un tarif fixe garanti de rachat quelle que soit l'heure de l'injection, qui n'incite pas à la maximisation de l'autoconsommation et à la synchronisation avec les besoins du réseau** tels que définis par RTE.
- **Les contraintes posées par le cadre de l'obligation d'achat :** versement de la prime un an après l'installation, révision trimestrielle des tarifs de rachat et des montants de primes (que l'Etat lui-même ne parvient pas à tenir), obligation de déclarer son surplus.
- **L'impossibilité de déduire le montant de prime du devis des travaux :** la plateforme EDF OA n'autorise pas le ménage à désigner un mandataire à l'inverse de la rénovation énergétique.
- **L'absence de solution de financement du reste à charge,** alors même que l'éco-PTZ serait une solution idoine et bien connue des ménages (105 000 bénéficiaires en 2023).

Nous proposons de revoir les objectifs et le cadre du développement de l'autoconsommation solaire en le faisant passer du côté de la performance énergétique des maisons, un cadre familial des particuliers

Les pays qui ont réussi le développement de l'autoconsommation conjuguent 2 principaux éléments :

1. **Un cadre de soutien simple,** commun avec celui des autres travaux et équipements de la maison réalisés par les mêmes professionnels (électriciens, chauffagistes, etc.) qui ne nuit pas au bon dimensionnement des installations.
2. **Une valorisation du surplus par les fournisseurs d'électricité,** simplifiant la mise en injection et incitant à la multiplication d'offres commerciales plus intéressantes pour le particulier autoconsommateur.

Il est proposé l'évolution suivante pour libérer le potentiel de ce marché tout en diminuant les coûts et charges de service public pour l'Etat :

- **Refondre le cadre fiscal du soutien à l'autoconsommation photovoltaïque résidentielle avec injection du surplus en abaissant et harmonisant sa TVA à 5,5%,** c'est-à-dire un taux bien connu des ménages pour les travaux de rénovation énergétique ou déjà pour certains modes de production d'énergie utilisant une source d'EnR comme les chauffages solaires. Un verdissement des travaux éligibles à la TVA à 5,5%

permettra de rendre l'intégration du PV indolore pour les finances publiques, voire de réaliser des économies.

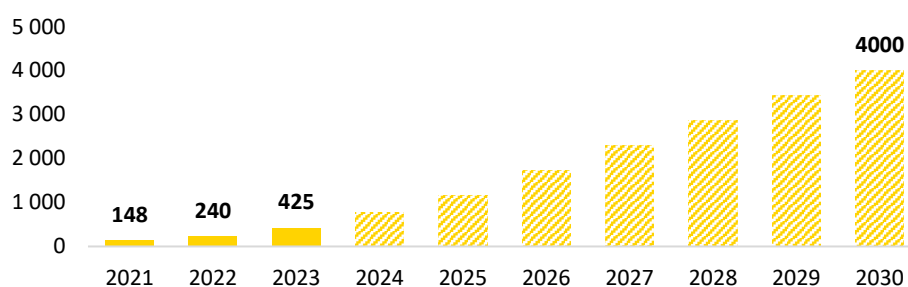
- **En contrepartie, ouvrir une consultation sur l'avenir du mécanisme d'obligation d'achat.** Cette consultation sera l'occasion de formuler des pistes alternatives de soutien, plus adaptées.
- **Penser l'intégration de l'aide à l'autoconsommation solaire dans le cadre des aides existantes pour la rénovation/performance énergétiques des maisons.** Exemple : aide de type « bundle » pour une installation photovoltaïque associée à un dispositif de pilotage (maximiser l'autoconsommation et diminuer l'usage du réseau) ou à une pompe à chaleur, borne de recharge... Intégration dans l'éco PTZ auquel le solaire thermique est éligible mais pas le photovoltaïque.
- **Prendre en compte le PV dans la notation énergétique des maisons (DPE),** celui-ci ayant un impact direct sur la facture et rendant service au réseau. Il est utile de noter l'incohérence avec la RE2020 qui valorise l'installation de panneaux photovoltaïques pour la performance énergétique du logement, ou avec le décret tertiaire qui permet aux entreprises de comptabiliser la part d'énergie autoconsommée comme une économie d'énergie pour justifier de l'atteinte de leurs objectifs éco-énergie tertiaire.

Etudier la possibilité de rendre obligatoire pour les fournisseurs d'électricité de proposer une offre de valorisation du surplus (modèle espagnol), sur le modèle de ce qui a été fait sur l'obligation de développer des tarifs dynamiques pour les fournisseurs disposant de plus de 120 000 clients.

Un potentiel de développement qui concernerait presque $\frac{1}{4}$ des maisons françaises d'ici 10 ans

Un triplement du rythme annuel de déploiement des installations grâce à ce nouveau cadre permettrait d'équiper au total 4 millions de maisons en 2030.

Projection du nombre d'installations PV en autoconsommation individuelle, en milliers.

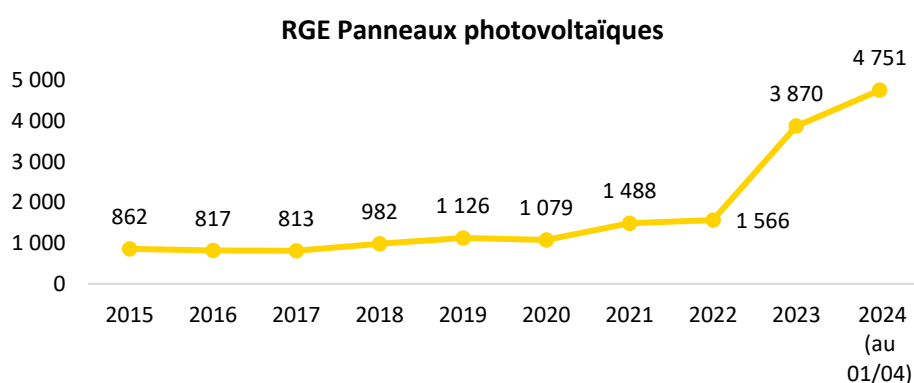


La production atteindrait 20 TWh en 2030, soit l'équivalent de 2 EPR, à un coût compétitif avec le TRV.

La perspective d'un triplement du rythme annuel du nombre d'installations permettrait d'atteindre un déploiement de 2GWc par an, soit autour de 5 millions de panneaux. Dans le contexte actuel de baisse des prix des panneaux tirée par la production chinoise, **les installations de type autoconsommation résidentielle, où le prix du panneau solaire ne représente qu'une petite partie du coût total de l'investissement (15% en moyenne)**

peuvent permettre d'absorber le surcoût de futurs panneaux *made in France* / UE par rapport à leurs concurrents asiatiques et de garantir aux futurs producteurs français un débouché dans la durée.

Un impact direct sur l'emploi local, sinistré par les difficultés de la construction neuve, la rénovation, ou la baisse du marché de la PAC : la planification du marché de l'autoconsommation offrirait un potentiel de débouché des professionnels du bâtiment pénalisés par l'atonie de la construction et permettrait de dynamiser le label RGE. A ce titre, le nombre d'entreprises RGE Quali PV a été multiplié par 5 en 4 ans, pour atteindre bientôt les 5000. Par ailleurs, ce marché ouvrirait un potentiel de développement de métiers hautement qualifiés du génie climatique pour nos artisans électriciens et couvreurs via le dimensionnement d'installations complexes alliant production d'électricité et pilotage de la consommation.



PROPOSITION 4 : REVOIR LES OBJECTIFS ET LE CADRE DU DEVELOPPEMENT DE L'AUTOCONSOMMATION SOLAIRE EN LE FAISANT PASSER DU COTE DE LA PERFORMANCE ENERGETIQUE DES MAISONS, UN CADRE FAMILIER DES PARTICULIERS (LEGISLATIF & REGLEMENTAIRE)

Imposer la création d'offres « vertes ajustées en temps réel » par les fournisseurs d'énergie

Depuis la première directive sur les énergies renouvelables (2009), le mécanisme des garanties d'origine a permis un développement rapide des offres vertes. Soucieux de leur manière de consommer et de s'inscrire davantage dans la lutte contre le réchauffement climatique, les consommateurs sont de plus en plus nombreux à privilégier ce type d'offres. A la fin de l'année 2019, près de 4 millions de consommateurs avaient souscrit une offre 100% verte. Cette appétence des consommateurs pour les offres vertes, alors même qu'elles sont souvent plus coûteuses, mérite d'être saluée. Cependant, il convient de rappeler qu'une garantie d'origine sert seulement à certifier au consommateur qu'une quantité d'électricité renouvelable équivalente à sa consommation a été injectée sur le réseau. La majorité de ces offres s'appuie sur des installations EnR déjà amorties – hydraulique en France ou grande hydraulique du nord de l'Europe – et ne soutient pas directement le développement de nouvelles capacités de production d'origine renouvelable.

Avec l'objectif d'atteinte de la neutralité carbone, les énergies renouvelables doivent prendre une part croissante dans le mix électrique français. Dans son rapport Futurs Énergétiques 2050, RTE confirme que quel que soit le scénario retenu, les capacités ENR représenteront à *minima* la moitié du mix électrique. Cela renforcera mécaniquement les enjeux d'intermittence, avec une amplitude plus marquée des périodes de production d'électricité excédentaire ou d'absence de production. Les consommateurs doivent être sensibilisés à ces nouvelles réalités et ils devraient pouvoir moduler leurs habitudes de consommation en fonction. **Ainsi, la commercialisation d'offres « vertes ajustées en temps réel » en fonction de la production d'électricité d'origine renouvelable disponible serait de nature à inciter les consommateurs à corréliser leur consommation avec la**

production d'EnR effective, à baisser leur empreinte carbone et à profiter de prix compétitifs lorsque la production renouvelable est excédentaire.

PROPOSITION 5 : EXPERIMENTER ET SOUTENIR, VIA UN APPEL A PROJET PAR EXEMPLE, LE DEVELOPPEMENT D'OFFRES « VERTES AJUSTEES EN TEMPS REEL » BASEES SUR LE NIVEAU DE PRODUCTION D'ELECTRICITE D'ORIGINE RENOUEVELABLE DISPONIBLE A CHAQUE INSTANT.

Introduire des signaux tarifaires véritablement incitatifs

La facture d'énergie se décompose aujourd'hui en trois parts de même importance : les taxes, l'acheminement (transport et distribution) et la fourniture. Pour la réduire, le consommateur final a pour principal levier la diminution de son volume d'énergie consommé ou sa modulation en fonction des incitations tarifaires dont il dispose, ce qu'il ne fait que trop peu souvent aujourd'hui. Cela est non seulement regrettable au titre de la perte d'économies potentielles, mais également parce que des **solutions existent pour l'y aider**. Ainsi, Luciole formule plusieurs propositions destinées à sensibiliser le consommateur et à le rendre plus pro-actif dans sa manière de consommer l'énergie.

Pour responsabiliser et orienter le consommateur dans ses usages, la priorité devrait être de restaurer de véritables signaux tarifaires permettant de générer des économies tangibles.

Si depuis 2017, tous les points de production et de consommation résidentielle doivent être équipés du compteur communicant Linky, le déploiement de ce dernier n'a pas bouleversé les modes de production et de consommation. Il apparaît en effet que les fonctionnalités des compteurs communicants ne peuvent pas être exploitées par les fournisseurs et distributeurs pour envoyer des signaux tarifaires plus fins et plus dynamiques aux consommateurs. **A titre d'exemple, la consommation d'un chauffe-eau n'est souvent pas alignée à la production photovoltaïque diurne locale faute d'une offre de fourniture incitative.**

Dans les années 1980 avaient été mis en place des signaux tarifaires incitatifs pour modifier les modes de consommation lors des périodes de tension du système électrique, tels que les offres EJP. Malheureusement, ces tarifs ont progressivement été perçus comme trop contraignants pour les consommateurs par rapport au bénéfice économique et ont donc disparu. Aujourd'hui, certains fournisseurs d'électricité proposent des offres à prix modulés sur quelques périodes de consommation spécifiques (« heures super-creuses », « offres week-end »). Cependant, aucune offre suffisamment dynamique n'existe pour s'adapter aux conditions d'approvisionnement réelles sur les marchés de l'énergie.

Or, au-delà de l'intérêt économique pour le consommateur d'optimiser sa consommation en fonction de signaux tarifaires adéquats, il existe des bénéfices indirects des offres de fourniture dynamiques que sont l'amélioration de la sécurité d'approvisionnement du système électrique, la baisse des émissions de CO₂ grâce à un moindre recours à des centrales polluantes lors des épisodes de tension, et la baisse des coûts de congestion sur les réseaux de transport et de distribution pour les gestionnaires de réseaux.

La directive sur l'électricité (n°2019/944), transposée par voie d'ordonnance en mars 2021, prévoit que les fournisseurs de plus de 200 000 clients sont tenus de proposer une offre à tarification dynamique aux consommateurs équipés d'un compteur communicant. La mise en œuvre effective de cette disposition reste encore conditionnée à la publication d'un arrêté visant à garantir la parfaite information du consommateur (capacité du consommateur à moduler sa consommation, fréquence d'évolution du prix du kWh...). Cet arrêté doit être publié au plus vite, afin d'accélérer la création d'offres dynamiques au bénéfice du consommateur engagé à moduler sa consommation fonction de signaux tarifaires incitatifs.

PROPOSITION 6 : PUBLIER L'ARRETE NECESSAIRE A ACCELERER LA CREATION D'OFFRES DYNAMIQUES AU BENEFICE DU CONSOMMATEUR ENGAGE A MODULER SA CONSOMMATION EN FONCTION DE SIGNAUX TARIFAIRES INCITATIFS (REGLEMENTAIRE).

5. Sobriété

Faciliter l'accès du consommateur à ses données historiques de consommation énergétique

La souscription des consommateurs à des offres de services innovantes se heurte aujourd'hui à plusieurs obstacles, au premier rang desquels l'absence d'historique de consommation disponible permettant la construction de l'offre de service. Pour rappel, aujourd'hui, l'enregistrement des données brutes de consommation d'un consommateur ne commence que lorsque ce dernier le demande explicitement, compte tenu de l'entrée en vigueur du règlement général sur la protection des données personnelles (RGPD).

Or, comme l'Administrateur Général des données le soulignait dans son rapport annuel 2018, « *le manque de circulation et d'exploitation des données, leur indisponibilité représentent une perte nette pour l'ensemble de la société* ».

Lorsque le consommateur souhaite agir sur sa consommation, la visualisation de ses données historiques de consommation en parallèle de sa donnée de consommation instantanée est indispensable. Elle lui permet de la comprendre puis de la suivre plus finement et la comparer à celle d'autres ménages aux caractéristiques identiques.

Sauf avis contraire explicite du consommateur (opt-out), LUCIOLE propose par conséquent que l'enregistrement et le stockage pour une durée de 12 mois de la courbe de charge issues du compteur par le gestionnaire de réseau de distribution soient automatiques afin que les consommateurs puissent, lorsqu'ils en auront besoin à l'avenir, demander à disposer de leur historique de consommation et ainsi bénéficier d'opportunités pour baisser leur facture d'énergie (changement du mode de chauffage, isolation, autoconsommation, pilotage de bornes de recharge électrique, pilotage de chauffe-eau...).

PROPOSITION 7 : RENDRE AUTOMATIQUE L'ENREGISTREMENT PAR LE GESTIONNAIRE DE RESEAU DE DISTRIBUTION DES COURBES DE CHARGE ISSUES DU COMPTEUR SUR 12 MOIS GLISSANTS, SAUF AVIS CONTRAIRE DU CONSOMMATEUR (OPT-OUT) (REGLEMENTAIRE).

Simplifier les démarches du consommateur pour lui permettre de suivre sa consommation et la piloter

Par ailleurs, la procédure de recueil du consentement du consommateur pour l'accès à ses données de consommation énergétique par lui ou son opérateur de service, mise en place par certains Gestionnaires de Réseau est inutilement complexe et souvent archaïque. Certains gestionnaires de réseaux n'ont même aucun service de mise à disposition des données de consommation des sites raccordés à leurs réseaux (Entreprises Locales de Distribution (ELD) par exemple). Cela freine de manière importante la digitalisation des solutions de suivi de consommation et d'accompagnement à la sobriété des consommateurs. Les consommateurs et les opérateurs de service appellent de leurs vœux que soit développée une plateforme commune à tous les Gestionnaires de Réseaux, et en priorité pour toutes les ELD, pour permettre au consommateur et aux opérateurs qu'ils autorisent l'accès à leurs données énergétiques.

PROPOSITION 8 : DEVELOPPER UNE PLATEFORME COMMUNE A TOUS LES GESTIONNAIRES DE RESEAU, ET EN PRIORITE POUR TOUTES LES ENTREPRISES LOCALES DE DISTRIBUTION, POUR L'ACCES DES CONSOMMATEURS A LEURS DONNEES ENERGETIQUES PROPRES (REGLEMENTAIRE).

Par ailleurs, LUCIOLE propose que, par souci d'efficacité, par défaut sur les compteurs Linky, la sortie Télé-Information Client (transmission des données à un rythme plus élevé, permettant de bénéficier des nouvelles

capacités des compteurs communicants) soit accessible par défaut et que le mode Producteur soit activé afin de permettre au consommateur de suivre sa consommation au plus près du temps réel ainsi que sa production solaire, sans qu'un déplacement d'agent du gestionnaire de réseau soit requis.

PROPOSITION 9 : RENDRE ACCESSIBLE LA SORTIE TELE-INFORMATION CLIENT ET ACTIVER LE MODE PRODUCTEUR PAR DEFAULT SUR LES COMPTEURS LINKY (REGLEMENTAIRE).

Enfin, LUCIOLE s'est félicitée du lancement d'un « Plan Thermostat » en octobre 2023 pour inciter massivement les Français à s'équiper de systèmes de régulations du chauffage, avant de rendre ces dispositifs obligatoires en 2027. Ce plan s'accompagne d'un coup de pouce CEE valable jusqu'à fin 2024 sur les thermostats intelligents permettant une régulation pièce par pièce. Au regard de la difficulté au démarrage du dispositif de soutien et de l'intérêt de couvrir la période de chauffe 2024-2025, LUCIOLE demande qu'un REX du dispositif soit tiré dès l'autonome 2024 pour tirer tous les enseignements permettant sa prolongation jusqu'en juin 2025.

PROPOSITION 10 : REVOIR ET PROLONGER LES INCITATIONS CEE (PRIME COUP DE POUCE) POUR LES THERMOSTATS CONNECTES JUSQU'EN JUIN 2025 (REGLEMENTAIRE)

6. Efficacité énergétique

Avoir une approche plus ambitieuse et mieux régulée du dispositif CEE

L'actuelle programmation pluriannuelle de l'énergie fixe un objectif de réduction de la consommation énergétique finale de -50% en 2050 par rapport à 2012, avec un objectif intermédiaire de -20% en 2030. Pour l'heure, cet objectif intermédiaire est loin d'être atteint puisque la baisse de la consommation constatée en France est de l'ordre de 10 à 15 TWh/an, contre un objectif de -45 TWh/an d'ici 2030 pour l'atteindre. Les efforts de réduction de la consommation vont donc devoir *a minima* être multipliés par un facteur 4. Qui plus est, cet objectif est soutenu et pourrait être amené à évoluer à la hausse dans les prochains mois sous l'effet de la révision de la directive efficacité énergétique, adoptée en septembre 2023⁴. La Direction générale de l'Energie et du Climat a ainsi annoncé que « *les CEE concourront significativement à l'atteinte* » du nouvel objectif d'économie d'énergie de la France.

Afin de créer les conditions de cette multiplication du rythme de réduction de la consommation, **LUCIOLE propose de doubler le volume d'obligation CEE pour la 6^{ème} période du dispositif**. Ce doublement permettra d'absorber la demande croissante de travaux en efficacité énergétique et d'assurer un niveau de financement suffisant sur un horizon pluriannuel.

PROPOSITION 11 : DOUBLER LE VOLUME D'OBLIGATION CEE A L'OCCASION DE LA 6^{EME} PERIODE DU DISPOSITIF ET REVOIR LES MODALITES DE REPARTITION DE L'ASSIETTE (LEGISLATIF & REGLEMENTAIRE).

La 5^{ème} période du dispositif des CEE (2022-2025) représente avec 3 100 TWhc cumac plus de 20 milliards d'euros de financement fléché vers la rénovation énergétique. L'atteinte des objectifs européens d'économies d'énergie de la France est quasi-exclusivement remplie via le dispositif des CEE.

Le dispositif CEE est régulé d'un point de vue technique par l'Etat (fiches, modalités de preuves et de contrôles ainsi que l'administration du registre de comptabilité des CEE) mais non régulé d'un point de vue financier. Un Certificat d'Economies d'Energie est un bien meuble immatériel qui par sa nature peut être échangé et revendu. Ainsi le

⁴ DIRECTIVE (UE) 2023/1791 DU PARLEMENT EUROPÉEN ET DU CONSEIL du 13 septembre 2023 relative à l'efficacité énergétique

dispositif CEE répond à des fondamentaux de marchés conventionnels fixés par une logique de volume produits en rapport avec l'obligation fixée pour la période.

Pourtant la Commission de régulation de l'énergie (CRE) n'a pas, au contraire des marchés de l'électricité et du gaz, de compétence de contrôle des transactions, communications et informations échangées sur le dispositif CEE. Le « coût » des CEE est cependant dans la majorité des cas refacturé au consommateur final dans une logique d'empilement des coûts.

La CRE intègre d'ailleurs dans le tarif réglementé de vente d'électricité (TRV) ainsi que dans le tarif de référence du gaz ce « coût » CEE sans pour autant être en capacité juridique ni technique de l'apprécier comme pour la valeur molécule du gaz et de l'électricité.

Malgré un renforcement récent de la transparence des transactions CEE (volume et prix) vis-à-vis de l'administration, les informations, communications, indices de prix non-officiels peuvent avoir des impacts non négligeables sur le marché.

La stabilité des prix des CEE est importante à la fois pour donner de la prévisibilité pour le co-financement d'opérations d'efficacité énergétique mais aussi pour ne pas faire courir un risque trop important sur les prix de l'énergie notamment quand le cours des CEE explose.

LUCIOLE propose ainsi que la mise en place d'une réglementation ou le rattachement d'une nouvelle compétence de contrôle de la CRE doit être envisagé dès à présent afin d'anticiper l'augmentation de l'obligation CEE sur la 6^{ème} période et donc de son poids financier global. Les CEE doivent rester un instrument au service des politiques publiques d'efficacité énergétique et non un instrument de logique financière.

PROPOSITION 12 : DESIGNER UN REGULATEUR POUR ASSURER LA SURVEILLANCE DES MARCHES DU DISPOSITIF DES CERTIFICATS D'ECONOMIE D'ENERGIE
--

Soutenir la réalisation de projets d'efficacité énergétique dans l'industrie et le tertiaire

Les CEE constituent l'un des principaux outils de maîtrise de la demande énergétique, en cela qu'ils permettent le financement des travaux dont l'objectif est la réduction de la facture énergétique. Les obligés que sont les fournisseurs d'énergie et de carburant peuvent satisfaire à leur obligation en acquérant des certificats de différentes manières : opérations standardisées, opérations spécifiques, financement de programmes d'accompagnement ou achat de CEE sur le marché secondaire.

Si les opérations dites standardisées constituent aujourd'hui un mécanisme bien rôdé, le champ des opérations dites « spécifiques » a longtemps souffert d'un manque d'attrait, faute de garanties suffisantes pour les acteurs de se voir délivrer des CEE à l'issue de travaux longs et extrêmement coûteux. Ainsi, en 4^{ème} période, les CEE spécifiques n'ont représenté que 3,6% du total des CEE délivrés (2,4% à fin juin 2023). Si l'administration a, ces derniers mois, apporté davantage de sécurité dans l'analyse de l'éligibilité des projets, un frein de nature économique demeure : les porteurs de projets doivent justifier d'un surcoût d'investissement par rapport à une solution dite « de référence » qui présente un temps de retour sur investissement (TRI) au moins égal à trois ans. Cet effet de seuil empêche de nombreux projets de voir le jour.

Pourtant, pour les aides gérées par l'ADEME (fonds chaleur, plan de relance, aide à la décarbonation de l'industrie...), leur montant est ajusté pour aboutir à un TRI de 24 mois. **Aussi, afin d'accroître la lisibilité des dispositifs d'aide pour le consommateur et accompagner la réalisation de projets d'efficacité énergétique ambitieux, LUCIOLE suggère d'aligner les règles à un temps de retour sur investissement (TRI) de 24 mois pour l'octroi des soutiens financiers.**

PROPOSITION 13 : ALIGNER LES EXIGENCES DE TEMPS DE RETOUR SUR INVESTISSEMENT (TRI) A 24 MOIS POUR L'OCTROI DES SOUTIENS FINANCIERS AUX INDUSTRIELS (REGLEMENTAIRE).

Enfin, la FEDENE et l'UFE ont proposé l'ouverture des opérations standardisées CEE aux sites de moins de 50 MWth soumis au Plan national d'allocation des quotas carbone (PNAQ) afin de permettre leur engagement rapide dans des travaux d'économie d'énergie en leur apportant une vision claire de l'incitation perceptible. LUCIOLE soutient pleinement cette proposition, qui compléterait utilement le déverrouillage des opérations spécifiques.

PROPOSITION 14 : OUVRIR LES OPERATIONS STANDARDISEES CEE AUX SITES DE MOINS DE 50 MWH TH SOUMIS AU PNAQ (REGLEMENTAIRE).

Par ailleurs, le catalogue des fiches d'opérations standardisées éligibles à l'obtention de CEE se structure autour de grands secteurs : agriculture, résidentiel, tertiaire, industrie, réseau et transport. Au sein du secteur industriel, une opération dénommée IND-UT-134 est consacrée au soutien à la mise en place d'un système de mesurage d'Indicateurs de Performance Énergétique (IPE). Elle vise à mesurer, relever et conserver les données nécessaires au calcul des IPE ; à communiquer vers l'utilisateur les résultats obtenus afin de réaliser un suivi des IPE, et enfin à l'alerter en cas de dérive.

En vigueur depuis trois ans, cette fiche d'opération standardisée demeure circonscrite au seul secteur industriel alors qu'elle pourrait être utilement transposée au secteur tertiaire. LUCIOLE souhaite donc que les acteurs mobilisés (DGEC, ATEE, PNCEE) puissent initier une telle évolution. D'autant plus que la directive européenne sur la performance énergétique des bâtiments impose aux Etats membre la mise en place d'un système de « passeport de rénovation », à destination des propriétaires de bâtiments tertiaires. Ainsi l'audit énergétique français devra être étendu au secteur tertiaire.

PROPOSITION 15 : VALORISER DANS LE SECTEUR TERTIAIRE, COMME CELA EST DEJA LE CAS DANS L'INDUSTRIE, LA MISE EN PLACE D'UN SYSTEME DE SUIVI D'INDICATEURS DE PERFORMANCES ENERGETIQUE (REGLEMENTAIRE).**Introduire la mesure de la performance énergétique dans les politiques publiques**

En 2023, plus de **600 000 rénovations** ont été financées par l'ANAH, soit 10 fois plus qu'il y a 5 ans. Compte tenu de la nécessité d'accélérer le rythme dans les années à venir, il est essentiel de pouvoir **mesurer la performance des biens à une très large échelle**.

Pour ce faire, il est primordial de commencer par dresser un **état des lieux de la consommation énergétique** d'un foyer pour **identifier et qualifier les besoins en travaux de rénovation**. L'analyse de la performance énergétique réelle des logements est cruciale dès le démarrage du processus.

Techniquement, c'est aujourd'hui possible. L'ensemble des foyers français sont désormais équipés de **compteurs communicants** qui permettent de **mesurer la performance d'un bien très rapidement** (accès immédiat à l'historique avec l'autorisation du client si celui-ci a donné son accord pour l'enregistrement de sa consommation, voir proposition 8) et pour un **coût faible** (pas d'intervention, pas d'équipement). A l'issue, des indicateurs détaillés sont disponibles : consommation du chauffage, analyse précise des déperditions thermiques, consommation réelle surfacique, classement énergétique.

Ces analyses, que nous appelons “bilans de performance énergétique”, représentent un puissant levier pour soutenir la stratégie d’accélération des travaux de rénovation lancée par le gouvernement.

Ils présentent deux avantages majeurs :

- **Fiabilité** : les données utilisées provenant des compteurs communicants, elles garantissent des résultats extrêmement fiables ;
- **Flexibilité** : elles peuvent être menées avant, mais aussi après travaux pour mesurer les gains réalisés. Elles deviennent un puissant outil d’optimisation de la politique des travaux de rénovation.

En matière de rénovation énergétique, le suivi des consommations d’énergies *ex post* est le dernier maillon manquant des politiques publiques. Aujourd’hui, les économies d’énergie générées grâce aux dispositifs d’aides (CEE, MaPrimeRénov’) ne sont évaluées que sous le prisme de calculs théoriques qui ne permettent pas de refléter au réel les habitudes de consommation des ménages. Pour remédier à ce maillon manquant, l’État a lancé en avril 2023 une première campagne de collecte des données de consommation d’un million de foyers répartis sur 3 000 communes. Le champ de cette étude reste toutefois limité à une comparaison de la consommation de logements rénovés et de biens non rénovés.

Pour aller plus loin, LUCIOLE propose donc de systématiser pour chaque rénovation énergétique le suivi des économies d’énergie réalisées grâce aux compteurs communicants sans le cadre des fiches standardisées et au-delà des projets sélectionnés dans le cadre des programmes CEE 2024

PROPOSITION 16 : SYSTEMATISER LE SUIVI DES CONSOMMATIONS EX-POST POUR CHAQUE RENOVATION FINANCEE PAR DES AIDES PUBLIQUES AFIN DE PERMETTRE DE MESURER LES ECONOMIES D’ENERGIE REELLES (LEGISLATIF).

Enfin LUCIOLE rappelle l’importance de la stabilité des politiques pour l’accélération du rythme des rénovations énergétiques. Ainsi l’année 2024 a connu des soubresauts qui ont fortement nuit au volume de travaux avec un décrochage pour la quasi-totalité des monotravaux par rapport à l’année précédente. C’est pourquoi LUCIOLE souhaite que soit pérennisé réintroduction des mono-gestes dans le périmètre des travaux éligibles à MaPrimeRénov’ en 2025.

PROPOSITION 17 : PERENNISER UNE INCITATION AUX TRAVAUX DE RENOVATION ENERGETIQUE VIA MA PRIME RENOV’ POUR TOUS LES PARCOURS (MONOGESTES ET RENOVATION D’AMPLEUR)

7. Flexibilité

La transition énergétique ne consiste pas à dimensionner un parc de centrales de production d’électricité pilotable pour faire face à une consommation vue comme fatale. Elle consiste à accompagner l’émergence d’un modèle d’adéquation dynamique de la consommation à la production disponible. Cette adéquation à horizon 2030 doit correspondre à l’émergence de plus de 10 GW de flexibilités de consommation.

La flexibilité de consommation électrique est définie actuellement uniquement comme la capacité d’un consommateur à effacer, sur sollicitation d’un opérateur tiers, sa consommation d’électricité. Le code de l’énergie ne permet pas encore de reconnaître et valoriser des flexibilités de consommation à la hausse, permettant d’absorber des excédents d’EnR.

Depuis 15 ans, malgré une appétence de la grande industrie française qui a gagné en compétitivité en valorisant sa flexibilité de consommation au travers des mécanismes réglementaires naissants, **le gisement de flexibilité de**

consommation en France est passé péniblement de 1 à 3,6 GW et n'a jamais atteint les objectifs fixés par les différentes Programmations Pluriannuelles de l'Énergie (PPE).

Unaniment en Europe et en particulier en France, les institutionnels conviennent que la flexibilité de consommation est la clé de la réussite de la transition énergétique. A titre d'illustration, au regard de la situation critique actuelle du système électrique, **la Cour des Comptes a directement interpellé les pouvoirs publics, dans son rapport public annuel 2022, sur la nécessité de développer à brève échéance les effacements de consommation pour restaurer des marges suffisantes.** L'Assemblée nationale (*mission flash sur la hausse des prix de l'énergie*) et le Sénat (rapport d'information *La France est-elle en risque de "black-out" ?*) ont également appelé de leurs vœux que les leviers de pilotage de la production et de la consommation soient mobilisés, via notamment le renforcement de l'Appel d'Offres Effacement.

Pourtant, **les mécanismes de valorisation de la flexibilité se complexifient chaque année, n'offrent ni valeur économique suffisante, ni certitude sur la pérennité du cadre réglementaire** (voir à cet égard la note de LUCIOLE sur le projet de réforme du mécanisme de capacité), ce qui explique que la filière peine à se développer et à attirer des investisseurs. A ces facteurs intrinsèques s'ajoutent un manque d'attention et de confiance envers les opérateurs de flexibilité de la part des pouvoirs publics dans leur ensemble et les organes assurant la régulation de la filière en particulier.

La France vit d'ores et déjà les néfastes conséquences de cette lenteur de développement de la flexibilité de consommation puisqu'elle est contrainte d'écrêter la production EnR (marginale « gratuite ») et de prolonger le fonctionnement des centrales à charbon au-delà de 2022, au détriment de l'intérêt de la collectivité.

Dans l'actuelle PPE, l'objectif de gisements de flexibilité de consommation disponibles en 2023 est de 4,5 GW puis de 6,5 GW en 2028. RTE fixe, de son côté, un objectif de 15 GW de flexibilité de consommation en 2050 quel que soit le scénario, dans son rapport Futurs Énergétiques 2050. Or, les usages de consommation flexibles, quel que soit le secteur (résidentiel, tertiaire ou industriel) sont et seront en forte progression grâce à l'électrification des usages, à la digitalisation permettant le pilotage distant de la consommation de plusieurs équipements et à la réindustrialisation. **Il n'y a donc aucune barrière technique ou technologique à l'émergence de gisements de flexibilité.** Les uniques freins à la valorisation des gisements existants sont la rémunération jugée insuffisante pour engager le consommateur, combinée à une réglementation trop stricte qui fait porter un risque de perte financière excessive pour les opérateurs de flexibilité. A titre d'illustration, la hausse de 107% des volumes de flexibilité lauréats de l'AOE (Appel d'Offres Effacement) en 2020 était directement lié au rehaussement du soutien de 30 000€/MW à 60 000€/MW voulu par le Gouvernement pour répondre aux enjeux de passage de l'hiver 2020-2021. Actuellement, RTE, dans son scénario de référence, estime que le critère réglementaire de sécurité d'approvisionnement ne serait pas atteint en 2030 si l'on se contente de développer les flexibilités de consommation au même rythme. En revanche, il pourrait être respecté dès lors que l'on adopterait la configuration haute de la flexibilité de consommation (9,5 GW, contre 4 GW aujourd'hui), et que l'on développerait des moyens de stockage (batteries) et 2 GW additionnels de moyens de production thermique.

PROPOSITION 18 : DEFINIR DES OBJECTIFS AMBITIEUX EN MATIERE D'EFFACEMENT DANS LA PROCHAINE PPE, COHERENTS AVEC LES BESOINS IDENTIFIES PAR RTE, ET DEVELOPPER DES DISPOSITIFS ADEQUATS POUR ATTEINDRE CES OBJECTIFS.

Définir l'ensemble des formes de flexibilité de consommation dans le code de l'énergie

Les besoins en flexibilité anticipés par RTE dans ses différents exercices de prospective (Rapport « *Futurs Energétiques 2050, Bilan prévisionnel* ») sont non seulement colossaux – jusqu'à 17 GW - mais également bidirectionnels.

Ainsi, pour absorber les excédents de production d'origine renouvelable, **il apparaît indispensable de développer des capacités de flexibilité de type stockage d'énergie et d'encourager la flexibilité de la demande** (i.e. effacements ou décalage des consommations lors de ces périodes d'abondance d'énergie à bas-prix et peu carbonée, notamment encouragé par le Gouvernement lors de l'hiver 2022-23 avec la campagne « Je baisse, j'éteins, je décale »). C'est d'ailleurs le sens du règlement relatif à la réforme du marché de l'électricité⁵ adopté par l'Union européenne et publié au Journal officiel de l'Union en mai 2024. C'est également une des préconisations formulées par la Commission d'enquête sénatoriale portant sur la production, la consommation et le prix de l'électricité aux horizons 2035 et 2050⁶.

A ce jour, le code de l'énergie n'envisage la flexibilité de la consommation électrique que sous l'angle des effacements de consommation, mais aucun cadre juridique ne permet et encore moins n'encourage le développement des flexibilités de consommation « à la hausse », tant sur les marchés de gros que sur le mécanisme d'ajustement.

Deux bacs à sable réglementaires ont été mis en place par la CRE au profit de la société Eqinov en 2022 d'une part, et de la société Elax en 2024 d'autre part, pour permettre de tester la valorisation des hausses de consommation sur les marchés de gros de l'énergie. L'expérimentation, d'une durée de quatre ans, a débuté le 1^{er} août 2023.

Sur le mécanisme d'ajustement, le cadre réglementaire demeure incomplet et ne facilite pas le dépôt d'offres correspondant à une hausse de consommation. Il est nécessaire de le pérenniser dans la loi. En effet, le dispositif actuel prendra fin au premier semestre 2026, et la loi n'a pas encore entériné le dispositif suivant, faute de véhicule législatif identifié.

L'article L271-1 du code de l'énergie pourrait ainsi être modifié comme suit :

“La flexibilité de consommation d'électricité se définit comme l'action visant à modifier temporairement, sur sollicitation ponctuelle envoyée à un ou plusieurs consommateurs finals par un opérateur de flexibilité de consommation ou un fournisseur d'électricité, le niveau de soutirage effectif d'électricité sur les réseaux publics de transport ou de distribution d'électricité d'un ou de plusieurs sites de consommation, par rapport à la consommation qu'aurait eu le site en l'absence de sollicitation.

La flexibilité de consommation d'électricité via un effacement peut avoir pour effet d'augmenter la consommation du site de consommation effacé avant ou après la période d'effacement. La part de consommation d'électricité effacée qui n'est pas compensée par ces effets et qui n'est pas couverte par de l'autoproduction est une économie d'énergie.

⁵ Communiqué de presse : Réforme du marché de l'électricité : le Conseil approuve des règles actualisées, mai 2024

⁶ Recommandation n°18 (https://www.senat.fr/fileadmin/Structures_temporaires/commissions_d_enquete/CE_Electricite/Les_recommandations_de_la_CE.pdf)

Des catégories de flexibilité de consommation sont définies par arrêté du ministre chargé de l'énergie en fonction".

PROPOSITION 19 : DEFINIR L'ENSEMBLE DES FORMES DE FLEXIBILITE DE CONSOMMATION DANS LE CODE DE L'ENERGIE, EN PARTICULIER INTRODUIRE LA NOTION DE FLEXIBILITE A LA HAUSSE DONT LES BESOINS SONT CROISSANTS (LEGISLATIF).

Apporter de la visibilité sur l'appel d'offres d'effacement (désormais appel d'offres flexibilités décarbonées) (art. L271-4 du code de l'énergie)

L'appel d'offres flexibilités décarbonées (AOFD) est un dispositif visant à soutenir le développement des flexibilités de consommation d'électricité, contribuant ainsi à l'atteinte des objectifs de la programmation pluriannuelle de l'énergie (article L271.4 du code de l'énergie). **Il est primordial de maintenir cet appel d'offres et d'envisager une augmentation des volumes pour renforcer leur impact.**

A la suite de nombreux échanges avec les ministères, l'AOFD a finalement été lancé. Il prend en compte les modifications suivantes dans le cahier des charges : une réduction du volume à 2 900 MW pour 2025 et 2 900 MW pour le premier semestre 2026 au lieu de 4 800 MW et 5 800 MW ; une réduction du prix de clearing maximal à 60 k€/MW au lieu de 65 k€/MW ; une réduction du complément de rémunération AOFD à 10 k€/MW au lieu de 20 k€/MW ; la suppression de la dérogation qui permettrait aux lauréats, dans le cas où la rémunération AOFD est nulle ou négative, de ne pas conclure le contrat.

Si LUCIOLE salue la poursuite de l'AOFD, l'association regrette que les différents paramètres soient considérablement diminués.

Le marché de l'effacement repose, comme tout autre marché, sur la confiance de ses participants (consommateurs, producteurs, investisseurs). Maintenir cette confiance requiert une visibilité claire des appels d'offres d'effacement.

À long terme, LUCIOLE propose d'envisager de refusionner l'appel d'offres flexibilités décarbonées et le mécanisme de capacité. L'appel d'offres flexibilités décarbonées offre une rémunération complémentaire à celle du mécanisme de capacité, basée sur le niveau des prix de ce dernier. **La fusion de ces deux entités permettrait une meilleure VISIBILITE POUR TOUS LES ACTEURS.**

PROPOSITION 20 : APPORTER PLUS DE VISIBILITE SUR L'APPEL D'OFFRES FLEXIBILITES DECARBONEES ET REFUSIONNER, A TERME, LE MECANISME DE CAPACITE AVEC CET APPEL D'OFFRES (LEGISLATIF).

Lever la barrière économique au développement de la flexibilité et modifier sa gouvernance

Pour atteindre les objectifs fixés par les différentes PPE, il convient d'inciter plus fortement le consommateur à mettre à disposition du système électrique sa flexibilité en contrepartie d'une réduction significative de son coût d'achat d'énergie. A titre d'exemple, l'ADEME a identifié dans son rapport « *L'effacement de consommation électrique en France* » 6 GW de flexibilités de consommation accessibles en cas de réévaluation à la hausse du soutien de l'Etat de 250 M€ par an. Ce rapport a été mis à jour en mars 2024 dans son avis d'experts « Flexibilité du système électrique », mais il reprend les chiffres datant de 2017. Ainsi, il ne tient pas compte des phénomènes d'électrification en cours, qui doivent permettre d'augmenter sensiblement le gisement. Il apparaît désormais indispensable de revoir l'analyse technico-économique du gisement identifié à l'époque, à la lumière des nouveaux enjeux présentés par RTE dans son rapport « *Futurs Énergétiques 2050* ».

En effet, l'importance de la contribution de la flexibilité de la demande à la sécurité d'approvisionnement du système électrique n'est plus à démontrer, mais elle ne déploiera sa pleine efficacité qu'une fois l'ensemble des autres externalités positives identifiées et prises en compte par les pouvoirs publics : enjeu de décarbonation du parc de production d'électricité, essor de la mobilité électrique, réindustrialisation, réduction des coûts

d'investissement en réseaux de distribution et transport, augmentation de la compétitivité industrielle, augmentation du pouvoir d'achat des ménages...

Autrement dit, le sujet a toujours été porté et instruit par RTE au regard de ses seuls besoins opérationnels de court terme en matière d'équilibrage et de sécurité d'approvisionnement. Pour que le système électrique français puisse disposer des flexibilités dont il a besoin, **il semble désormais nécessaire de confier la gouvernance de la « flexibilisation de la consommation électrique », non plus uniquement au gestionnaire de réseau de transport, mais à un collectif d'acteurs associant le Ministère de l'Économie, le Ministre de l'Énergie et de l'Industrie (le cas échéant), la Direction Générale des Entreprises, la Direction Générale Énergie Climat, la Commission de Régulation de l'Énergie, l'ADEME et les Gestionnaires de Réseaux de Transport et de Distribution (Enedis et Entreprises Locales de Distribution). Ce collège serait chargé d'assurer, dans l'intérêt de la collectivité, le pilotage des évolutions réglementaires rendues nécessaires pour développer les potentiels de flexibilité à mesure du rythme de développement des EnR.**

PROPOSITION 21 : DEMANDER A L'ADEME DE METTRE A JOUR LA CARACTERISATION TECHNICO-ECONOMIQUE DU GISEMENT DE FLEXIBILITE DISPONIBLE ET ASSOCIER UN COLLECTIF D'ACTEURS PUBLICS ET PRIVES A LA GOUVERNANCE DE LA FILIERE "FLEXIBILISATION" DE LA CONSOMMATION ELECTRIQUE (REGLEMENTAIRE).

Flexibiliser les usagers du tertiaire et les bornes de recharge dès 2025

Le secteur tertiaire est le second secteur pour la consommation finale d'électricité, dont il représente le tiers de la consommation totale. Le décret BACS (Building Automation & Control Systems) paru en juillet 2021 prévoit qu'à compter de 2025, tous les bâtiments tertiaires dont les systèmes de chauffage ou de climatisation présentent une puissance supérieure à 290 kW devront être équipés de systèmes d'automatisation et de contrôle visant à faciliter le pilotage de la consommation.

Pour autant, la réglementation ne prévoit aucune disposition visant à ce que la flexibilité, qui sera ainsi identifiée, soit valorisée. **LUCIOLE propose que la valorisation des flexibilités liées à l'usage du chauffage et de la climatisation soit rendue obligatoire, au bénéfice des consommateurs qui se verraient redistribués l'essentiel du soutien financier alloué à la filière effacement, en contrepartie du service rendu au système électrique.**

Tirer le meilleur parti du potentiel des véhicules électriques pour les besoins de flexibilité représente un véritable enjeu de notre futur système électrique. La recharge intelligente permet de mieux piloter la consommation de la voiture électrique et d'effectuer une recharge au meilleur moment. La recharge peut devenir bidirectionnelle : la voiture ne sera plus seulement une charge pour le réseau mais elle pourra être une source d'alimentation utilisable pour répondre à divers besoins de consommation énergétique. Les nouvelles lignes directrices concernant les aides d'Etat au climat, à la protection de l'environnement et à l'énergie présentées par la Commission européenne prévoient que les nouvelles infrastructures de recharge permettant un transfert d'électricité d'une puissance utile maximale de 22 kW doivent pouvoir supporter les fonctionnalités de recharge intelligente. Ce seuil, qui exclut les installations domestiques, gagnerait à être abaissé. La directive européenne sur la performance énergétique des bâtiments fixe également de nouvelles obligations en matière de déploiement de bornes électriques dans les parkings des bâtiments, où au moins 10% des places devront être équipées d'une borne et le précâblage s'imposera pour 50% des places. **En tout état de cause, afin d'accompagner l'essor de la mobilité électrique tout en préservant le niveau de sécurité d'approvisionnement, la flexibilisation de la consommation des bornes de recharge doit être rendue obligatoire, comme l'a préconisé il y a quelques années RTE.**

À partir de 2025, la flexibilisation des bâtiments tertiaires et des bornes de recharge permettra aux consommateurs et aux PME de bénéficier de **rémunérations ou de réductions sur leurs factures d'électricité**. En

fournissant de l'énergie supplémentaire lors des pics de demande, ils contribueront à stabiliser le réseau électrique, évitant ainsi des coûts supplémentaires. La flexibilité énergétique favorise également l'augmentation du pouvoir d'achat des consommateurs grâce à la réduction de leurs factures d'électricité. De plus, l'obligation de flexibilisation de ces usages s'accompagne d'une simplification des procédures, offrant un accès généralisé, simplifié et clair aux entreprises et PME. **Ces dernières pourront ainsi plus facilement bénéficier de réductions sur leurs factures d'électricité, renforçant leur compétitivité et leur résilience énergétique.**

PROPOSITION 22 : RENDRE OBLIGATOIRE LA FLEXIBILISATION DES BATIMENTS TERTIAIRES ET DES BORNES DE RECHARGE DES 2025 (LEGISLATIF).

Rendre la filière attractive pour les investisseurs

Au-delà de la principale barrière qui est économique, la multiplicité des mécanismes de soutien (Mécanisme de capacité, Appel d'Offres Effacement explicite annuel, Appel d'Offres Effacement explicite pluriannuel, Appel d'Offres Effacement indissociable de la fourniture, Appel d'Offres Long Terme, Appels d'Offres Flexibilités Locales...) et les sophistications des dispositifs ont rendu les règles de marché illisibles pour la plupart des acteurs et incohérentes avec les objectifs fixés (par exemple l'écêtement des volumes à l'AOE alors que l'objectif annuel n'est pas atteint et la situation du système électrique critique). Cela a pour conséquence un usage *in fine* sous-optimal de la « flexibilité » dans le fonctionnement du système électrique au détriment de la collectivité et un désintérêt des investisseurs.

Par ailleurs, la réticence des investisseurs s'explique par l'exception française en Europe de faire encourir aux opérateurs de flexibilité des sanctions potentielles excédant leur espérance de gain et par l'incertitude des revenus des opérateurs du fait d'un horizon réglementaire n'excédant pas 5 ans.

De plus, le code de l'énergie devrait être simplifié, notamment en supprimant la référence à la prime prévue pour les opérateurs d'effacement par la loi du 25 avril 2013, dite « loi Brottes », jamais mise en œuvre.

LUCIOLE souligne l'importance de clarifier dès que possible le cadre réglementaire de la flexibilité pour 2026 et au-delà, afin de fournir une visibilité et un cap clair aux acteurs de la filière.

Dans une optique de clarification, il semble nécessaire de travailler au développement de flexibilités actives, en dehors de la fenêtre opérationnelle de RTE. Le suivi et le pilotage serait alors assuré par une entité « neutre », comme la CRE par exemple. Dans un premier temps, une clarification du rôle de RTE dans la gestion des flexibilités de consommation aux différentes échéances de temps pourrait être nécessaire.

PROPOSITION 23 : SIMPLIFIER, PERENNISER ET DE-RISQUER LA REGLEMENTATION A LAQUELLE LES OPERATEURS DE FLEXIBILITE SONT SOUMIS (REGLEMENTAIRE).

La réforme du marché de l'électricité européen autorise les gestionnaires de réseau à se fonder sur les données des opérateurs de marché pour certifier les effacements (ou modulations à la hausse de consommation) réalisés est primordial de transposer cette disposition dans le code de l'énergie et de s'assurer que RTE peut se fonder sur les données des opérateurs de flexibilité pour faire le contrôle du réalisé.

PROPOSITION 24 : ENTERINER DANS LE CODE DE L'ENERGIE QUE RTE PEUT SE FONDER SUR LES DONNEES DES OPERATEURS DE FLEXIBILITE POUR FAIRE LE CONTROLE DU REALISE ET NOTAMMENT, QUE LA SOUS-MESURE EST AUTORISEE.