



AVIS D'EXPERTS

Mars
2024

Flexibilité du système électrique

Dans le système électrique, l'équilibre instantané nécessaire entre la production et la consommation a été historiquement assuré par des moyens de production flexibles, adaptant leur puissance pour couvrir le profil de la demande d'électricité, relativement prévisible mais essentiellement subi. Actuellement, et pour les années à venir, l'essor rapide de nouveaux usages de l'électricité, couplé à l'augmentation des moyens de production renouvelables entraînant une variabilité accrue, nécessite de piloter plus finement le système électrique, à la fois par l'offre et par la demande.

TABLE DES MATIERES

Synthèse	2
Les 20 recommandations de l'ADEME	4
1. Un enjeu systémique de la transition énergétique, encore mal appréhendé par la filière et les consommateurs	5
2. Un gisement et une valeur ajoutée pour tous les segments de consommation et de production	8
3. Un moyen de lisser la pointe de consommation et d'absorber les pics de production	11
4. Un garant de l'équilibre du marché de l'électricité	14
5. Un modèle économique à trouver pour impliquer l'ensemble de la chaîne de valeur sur la durée .	15
6. Un accélérateur de la pénétration des renouvelables	18
7. La flexibilité ne doit pas se résumer à un défi technologique	20
8. Une dynamique sociale favorable au développement des flexibilités	22
9. Un moyen de minimiser les besoins de stockage	23
10. Encore des perspectives de développement pour accompagner la transition vers un système zéro carbone	25
11. Mettre en place un plan d'action pour l'industrialisation des flexibilités	27
Pour en savoir plus	28

Synthèse

- 1. La flexibilité d'un moyen de production, de consommation ou de stockage d'électricité est sa capacité à modifier le moment de l'injection (ou du soutirage) à la demande. Nécessaire à assurer à tout instant l'équilibre du système électrique, cette capacité à décaler dans le temps la production ou la consommation est un enjeu systémique de la transition énergétique.** La flexibilité de la demande, beaucoup développée en France dès les années 80, est toutefois mal appréhendée par les acteurs de la filière et les consommateurs, davantage sensibilisés à la maîtrise de leur consommation d'énergie. Ces deux démarches sont pourtant complémentaires et toutes deux essentielles à l'atteinte des objectifs environnementaux. **Il s'agit non seulement de « consommer moins », mais aussi de « consommer mieux », à un moment optimal pour le système électrique.**
RTE estime dans l'édition 2023 de son bilan prévisionnel la consommation annuelle des véhicules électriques en circulation en 2035 à 35 TWh, soit une consommation journalière moyenne autour des 100 GWh qui sera nécessaire de piloter pour la placer au bon moment.
- 2. L'efficacité de la modulation de puissance réside dans la mutualisation des capacités flexibles activables par chacun des consommateurs et des producteurs. Les offres de marchés existantes et à créer pour encourager la flexibilité doivent s'adresser ainsi à tous les acteurs.**
A titre d'exemple, la flexibilité de la consommation offerte par le pilotage du chauffage électrique résidentiel représente 40 % de la puissance de pointe à l'échelle nationale (environ 35 GW). Par ailleurs, selon une étude ADEME de 2017, le gisement technique d'effacement de l'industrie et du tertiaire est compris entre 6,5 à 9,5 GW, supérieur aux capacités d'effacement des industriels existantes (environ 4 GW en 2023).
- 3. La flexibilité est un levier majeur pour limiter l'accroissement de la pointe hivernale** tout en permettant l'essor des nouveaux usages de l'électricité nécessaires à la baisse de nos émissions de CO₂. **La flexibilité visera à décaler massivement certains usages pour profiter des pics de production d'électricité renouvelable, notamment photovoltaïque,** de la même manière qu'elle a permis historiquement d'absorber la production nucléaire nocturne.
Dans son bilan prévisionnel toujours, RTE prévoit un déploiement de 65 GW de centrales solaires à l'horizon 2035, et estime dans le même temps à 18 millions le nombre de véhicules électriques en circulation en France. Un des leviers sera donc **de piloter la recharge de ces véhicules pour la faire correspondre aux moments où la production photovoltaïque sera la plus importante.**
- 4. La flexibilité doit répondre aux besoins d'équilibrage du système électrique à des échelles de temps variées :** équilibrage intersaisonnier (réduire la pointe hivernale, développer des consommations en été quand l'électricité est plus abondante), équilibrage horaire ou encore équilibrage de pointe localisée sur un territoire donné. **Pour y faire face, il est nécessaire de développer à la fois les flexibilités implicites** (modulation des tarifs des fournisseurs), et les **flexibilités explicites** (réactions des agrégateurs à des signaux de marché ou des gestionnaires à des signaux de contraintes réseau).
- 5. La flexibilité peut également contribuer à lisser les prix sur le marché de l'électricité,** le décalage des consommations et des productions permettant de protéger les consommateurs en limitant les pics de prix, et de protéger les producteurs d'épisodes de prix négatifs. Décaler ses consommations à un moment de forte production permettra au consommateur de profiter de prix plus faibles et au producteur de limiter ses pertes. **A cette fin, il est impératif que le déploiement des usages très contributeurs à la pointe électrique et des productions ayant un fort impact sur les prix du marché SPOT, s'accompagnent d'une solution de pilotage automatisée.**
- 6. Le développement timide de la flexibilité dans certains secteurs est en grande partie dû au manque de retombées financières pour le propriétaire de l'actif piloté, malgré une forte valeur pour le système électrique. Il est impératif de trouver un modèle économique incitatif et durable pour impliquer l'ensemble des acteurs** (gestionnaires, fournisseurs, agrégateurs, consommateurs et producteurs) grâce à une rémunération équilibrée entre la perte de valeur (confort thermique, production industrielle...) pour le propriétaire de l'actif piloté et le gain pour la collectivité.
- 7. La part des énergies renouvelables dans le mix électrique français devrait passer de 19 % en 2021 à près de 50 % en 2035 (45 % de la production totale dans le scénario A de référence du bilan prévisionnel de RTE). La flexibilité de la production sera un élément clé pour permettre l'intégration de ces nouvelles ENR au réseau local,** faciliter la gestion du plan de tension par les opérateurs, et diminuer les coûts et les délais de raccordement des moyens de production. Afin d'encourager ce

nécessaire accroissement de la flexibilité de la production, **il est nécessaire que le gestionnaire de réseau développe pour les producteurs des offres de raccordement alternatives à son offre de référence.** Compte tenu des objectifs extrêmement ambitieux de déploiement du PV affichés dans la SFEC (passer de 16 à 75 GW d'ici 2035), il apparaît nécessaire de découpler la puissance de raccordement de la puissance installée pour l'intégration au réseau. En effet, un site de production d'EnR n'injecte à la puissance maximale que quelques heures par an. Ainsi, étant donné le profil de production en cloche du PV, limiter la puissance de raccordement (en bridant les onduleurs) à 70 % de la puissance solaire installée ne générera une perte de production que de 1% sur l'année.

8. **Loin de relever majoritairement de défis technologiques, l'essentiel du gisement de flexibilité est déjà accessible ou mobilisable rapidement.** Ainsi, mobiliser les outils déjà existants et matures permettra de répondre aux besoins de flexibilités structurelles et régulières, qui représentent l'essentiel des besoins, sans nécessiter de lourds investissements. A titre d'exemple, Enedis a pu libérer 2 GW de puissance l'hiver 2022 à la demande de RTE en coupant les ballons d'eau chaude sanitaire lors de la pause méridienne. D'autres initiatives, offrant une rémunération aux usagers volontaires pour effacer leur consommation, ont également montré leur efficacité, mais nécessitent une forte implication des consommateurs.
9. **La flexibilité demande une forte adhésion de l'utilisateur, par des actions directes ou en acceptant le pilotage de son installation énergétique à distance.** On a constaté lors de la crise énergétique de l'hiver 2022-2023 une réelle implication de la société par des actions de sobriété et de soutien au système électrique, comme en témoigne l'intérêt porté au signal EcoWatt notamment. Ainsi, développer des offres tarifaires plus dynamiques représente une vraie opportunité, même si l'on constate encore une certaine réticence à la sortie des tarifs réglementés de vente, le sondage Harris mené dans le cadre du suivi du Plan Sobriété montre une dynamique : 89 % des Français y déclarent avoir réalisé au moins une action spécifique durant l'hiver 2022-2023, dont une majorité de façon plus poussée que les hivers précédents.
10. **La flexibilité de la demande est plus efficace économiquement et environnementalement que le stockage stationnaire dédié à l'équilibrage du système, et devrait donc permettre de réduire les besoins de stockage.** La flexibilité consiste en effet à recharger intelligemment les stockages d'énergie disponibles dans les usages de l'électricité (la chaleur stockée dans les cumulus, l'électricité stockée dans les batteries de véhicules). Le stockage stationnaire dédié (batterie, STEP...) sera réservé aux services au réseau pour lesquels la flexibilité de la consommation ne sera pas suffisante en raison des contraintes d'acceptabilité sociale ou de faisabilité technique.
11. **Dans son travail prospectif Transition(s) 2050 proposant quatre scénarios d'atteinte de la neutralité carbone à 2050, l'ADEME a établi à une puissance entre 12 et 28 GW (selon les scénarios) les besoins de pilotabilité de la consommation électrique pour garantir l'équilibrage d'un système. Dans Futurs énergétiques 2050, RTE estime ces besoins entre 13 et 44 GW. Si une grande partie de ces besoins peut être couverte par des flexibilités structurelles déjà exercées et matures, il reste à développer et industrialiser des nouvelles flexibilités plus fines et sur des pas de temps plus courts, comme le pilotage dynamique, la modulation à la hausse et la réinjection, dont le développement relève de la recherche.** Pour donner des ordres de grandeur, les premières capacités d'effacement se sont développées à travers les offres de fourniture à pointe mobile (contrats historiques « Effacement des Jours de Pointe » et Tempo). Après avoir atteint 6 GW dans les années 90, les effacements se développent à nouveau en France depuis 2018 (+1,1 GW en 4 ans) pour atteindre près de 4 GW en 2022. Cette progression nouvelle est en phase avec les objectifs de développement de capacités d'effacement de consommation électrique inscrits dans la PPE2, de 4,5 GW en 2023 et 6,5 GW en 2028.
12. **Sur la base des recommandations de cet avis, l'ADEME préconise le lancement d'un plan d'actions, porté par les pouvoirs publics nationaux et territoriaux, de développement des capacités mobilisables pour la flexibilité électrique reposant sur 3 axes : un programme industriel de déploiement d'équipements pour le pilotage des consommations et productions, une ouverture du marché pour une meilleure diffusion d'offres adaptées aux besoins du système électrique et aux attentes des usagers, un programme de recherche et de développement de nouvelles flexibilités techniques et d'optimisation en temps réel. Le succès de ce plan nécessitera de quantifier les gains apportés par ces flexibilités au système et de définir les mécanismes financiers permettant le partage de ces gains entre les acteurs.**

Les 20 recommandations de l'ADEME

1. Mettre en place des campagnes de communication pour promouvoir les bénéfices économiques et environnementaux de la flexibilité et généraliser les indicateurs de flexibilité ;
2. Rendre « flex-ready » et interopérables les automates de gestion énergétiques ;
3. Dans l'industrie et le tertiaire, faire des campagnes de diffusion et de soutien des dispositifs d'aide à la réalisation d'audits énergétiques, incluant un volet « flexibilité » ;
4. Développer les services de flexibilité, explicite comme implicite, et les offres de marchés associées autour d'une logique d'universalité en s'adressant à tous les segments de consommation et de production ;
5. Créer avec les acteurs publics territoriaux une ingénierie chargée de la planification énergétique qui fera le lien entre les acteurs énergétiques à l'échelle locale ;
6. Missionner les gestionnaires de réseau pour organiser des sessions de travail avec l'ensemble des acteurs énergétiques pour définir un socle commun minimum à implémenter par chaque acteur pour qu'une fonctionnalité de flexibilité soit opérationnelle de bout en bout ;
7. Faire évoluer la flexibilité implicite, historiquement orientée sur l'absorption des productions nucléaires disponibles la nuit, pour engager dès à présent un décalage des consommations pilotables sur les plages horaires de forte production renouvelable ;
8. Rendre obligatoire l'accompagnement du déploiement des usages très contributeurs à la pointe électrique (notamment la mobilité électrique ou les pompes à chaleur) et des productions ayant un fort impact sur les prix du marché SPOT, d'une solution de pilotage automatisée ;
9. Développer une incitation tarifaire et/ou un signal spécifique du gestionnaire de réseau de transport pour l'activation de l'ensemble des productions flexibles sur un territoire ;
10. Faire évoluer la structuration des marchés à terme en instaurant des périodes horaires avec des prix différenciés afin qu'un fournisseur ressente plus d'intérêt à inciter financièrement son client à consommer sur des périodes où la sécurisation d'achat d'énergie lui coûtera moins cher ;
11. Faire évoluer la partie énergie du TRV de façon plus dynamique pendant les périodes les plus critiques pour sensibiliser le consommateur à l'exposition au signal prix et au déplacement d'usages ;
12. Mener un travail de définition du gain pour le système par profondeur d'appel pour calculer la rémunération en conséquence des flexibilités apportées au système par les usagers et producteurs ;
13. Revoir le code de l'énergie pour dissocier puissance raccordée et puissance installée ;
14. Monter un groupe de travail entre gestionnaires de réseau et producteurs d'électricité pour revoir les conditions d'application des opérations de raccordement alternatives selon un optimum technique et économique ;
15. Diversifier le catalogue des offres tarifaires reposant sur les calendriers fournisseurs des compteurs Linky afin d'inciter au décalage des consommations ;
16. Mener un travail de profilage des usages en prenant en compte l'évolution des modes de consommation et les capacités de flexibilité ;
17. Assouplir les règles d'entrée de nouveaux acteurs sur les plateformes d'échanges de blocs d'effacement et proposer de nouvelles méthodes de contrôle du réalisé ;
18. Profiter de la dynamique sociale pour sensibiliser sur les enjeux d'approvisionnement et développer dès cet hiver des offres de transition entre les TRV et les offres de marchés ;
19. Poursuivre les expérimentations sur les électrolyseurs flexibles et inciter par voie réglementaire et/ou économique à la flexibilisation des capacités en installation, passant notamment par le déploiement de stockage géologique d'hydrogène ;
20. En cas de confirmation des gains globaux par le gestionnaire de réseau de distribution, généraliser à l'ensemble des producteurs concernés les outils d'équilibrage du plan de tension.

1. Un enjeu systémique de la transition énergétique, encore mal appréhendé par la filière et les consommateurs

L'équilibre du système électrique est historiquement assuré par des moyens de production flexibles, adaptant leurs puissances pour couvrir le profil de la demande d'électricité

La transition énergétique, marquée par l'essor rapide de nouveaux usages de l'électricité et l'augmentation de la part des moyens de production variables nécessite de piloter plus finement le système électrique. Cela demande à modifier notre rapport à l'énergie et donne un rôle plus central au consommateur à qui l'on demande de « consommer moins et mieux ».

Les enjeux de la flexibilité

La flexibilité électrique est un élément clé de l'efficacité et de la stabilité du système énergétique. Elle représente la capacité à ajuster la production, la distribution et la consommation d'électricité pour répondre aux fluctuations de la demande et de l'offre sur le réseau électrique.

Le développement de la flexibilité est orienté autour de plusieurs enjeux pour le système :

- **Intégration des énergies renouvelables** : La transition vers les sources d'énergie renouvelable, telles que l'énergie solaire et éolienne, a apporté des défis majeurs en matière de stabilité du réseau. La production d'énergie renouvelable dépend des conditions météorologiques, ce qui peut entraîner des variations importantes. La flexibilité électrique permet de gérer ces fluctuations et d'intégrer efficacement ces sources d'énergie renouvelables dans le réseau.
- **Gestion des pointes de demande** : Les réseaux électriques sont soumis à des pointes de demande, généralement causés par des usages de masse regroupés sur des plages temporelles spécifiques (par exemple le chauffage électrique en début de soirée l'hiver ou la recharge de véhicules électriques à l'arrivée au domicile ou au travail). La flexibilité permet de réduire la pression sur le réseau en décalant la demande pour lisser ces pointes.
- **Réduction des émissions de gaz à effets de serre** : En optimisant la flexibilité, il est possible de réduire la dépendance à des centrales électriques fossiles coûteuses et polluantes pour répondre aux pointes.
- **Amélioration de la résilience** : Les événements climatiques extrêmes peuvent avoir un impact significatif sur l'approvisionnement en électricité, par baisse de la production (semaine sans vent pour l'éolien, augmentation de la température des cours d'eau servant au refroidissement des réacteurs pour le nucléaire ...) ou par déconnection du réseau (destruction de lignes de dessertes). En investissant dans des solutions de flexibilité, les réseaux électriques deviennent plus résilients, capables de faire face à ces défis de manière plus efficace.
- **Opportunités économiques** : La flexibilité électrique permet aux producteurs et consommateurs de participer activement au marché de l'énergie en fournissant de la flexibilité aux opérateurs du réseau, créant ainsi de nouvelles sources de revenus.
- **Un paysage technologiques multi-secteurs** : Les technologies émergentes pour la mise en œuvre de solutions de flexibilité électrique avancées, telles que le stockage d'énergie, l'internet des objets (IoT), l'intelligence artificielle ou les réseaux intelligents, reposent sur une collaboration multi-filière.

Historiquement, la pilotabilité est principalement assurée : du côté de l'offre, par la mise en service des centrales de production thermique (gaz, fioul et charbon notamment), l'équilibrage par les interconnexions et le recours aux stations de turbinage-pompage ou STEP ; et du côté de la demande, par l'effacement d'industriels électro-intensifs pour assurer le passage des pics de consommation. Toutefois, avec la fermeture programmée de ces centrales (charbon et fioul) et l'augmentation des besoins de pilotabilité liée à la hausse de la demande électrique et de la variabilité de la production, de nouvelles solutions côté offre et côté demande se développent avec pour objectif de répondre à des besoins de réactivité précis, pour maintenir la fréquence et la tension du réseau dans les limites acceptables :

1. **Pas de temps long (année à jours) :** À cette échelle de temps, la flexibilité électrique concerne la planification à long terme et la gestion des ressources. Il s'agit de positionner les arrêts de centrales de production et de favoriser la consommation pendant les plages de production renouvelables avec des plages tarifaires avantageuses. On peut citer l'exemple du déclenchement en heures creuses des ballons d'eau chaude sanitaire (ECS). RTE parle de **flexibilités structurelles et régulières**. Il s'agit du principal besoin de développement en France pour préserver le système.
2. **Pas de temps intermédiaire (J-1 à heures) :** La flexibilité électrique doit également être capable de gérer les variations ponctuelles mais prévisibles de la demande (pointe de consommation liée à une vague de froid) et de la production (faible production renouvelable) en programmant un pilotage sur des plages temporelles précises. RTE parle de **flexibilités dynamiques**, ou de **flexibilités de sauvegarde** lorsque celles-ci répondent à des situations exceptionnelles qui n'ont pas pu être réglées via les mécanismes de marchés (exemple : le dispositif Eco-Watt)
3. **Pas de temps court à temps réel (H-1 à seconde) :** À cette échelle, la flexibilité électrique doit être capable de répondre instantanément aux fluctuations rapides de la demande et de la production, notamment en ajustant la fréquence et la tension du réseau. RTE parle alors de **flexibilités d'équilibrage**.

Pour illustrer ce besoin, la France comptait environ 1 million de véhicules 100% électriques en circulation fin 2023. Ainsi, en se basant sur une capacité moyenne des batteries installées dans les véhicules immatriculés en 2023 de 57kWh, recharger l'ensemble du parc automobile français en 1h demanderait une puissance de 57 GW¹, soit plus de 90% de la puissance de parc nucléaire national. **Pour la sauvegarde du système il est donc essentiel de mettre dès à présent en place :**

- des **flexibilités structurelles** pour **inciter par des tarifs adaptés** à la recharge des véhicules électriques dans les périodes les moins critiques, c'est-à-dire la nuit pendant les périodes les plus creuses, ou en milieu de journée quand la production solaire est importante,
- de **flexibilités dynamiques** pour **ajuster la charge en fonction de l'offre réelle** à l'instant donné,
- de **flexibilités d'équilibrage** pour offrir l'opportunité au gestionnaire de réseau d'utiliser les batteries des véhicules pour réinjecter de l'énergie dans le réseau afin **d'ajuster fréquence et tension**.

La flexibilité peut être apportée de façon complémentaire par **deux types de modèles de pilotage :**

- un pilotage indirect qui va consister à inciter à modifier le comportement de l'utilisateur via une tarification dynamique, on parle ici de **flexibilité implicite**. Elle est portée par les **fournisseurs**.
- un pilotage direct consistant à émettre un signal pour moduler la puissance à la hausse ou à la baisse sur des créneaux donnés, on parle alors de **flexibilité explicite**. Elle est pratiquée par deux types d'acteurs : les **agrégateurs d'énergie** pouvant fournir des services d'équilibrage en réagissant à des signaux de marché de plus court terme, et les **gestionnaires de réseau** via des signaux de sauvegarde.

Un besoin de sensibilisation et d'adhésion de la filière et des consommateurs

L'intégration réussie de la flexibilité électrique nécessite une adaptation à ces différents pas de temps, en utilisant une combinaison appropriée de technologies, de réglementations et de processus pour garantir la stabilité, la fiabilité et l'efficacité du réseau électrique. Il s'agit d'une démarche systémique qui, pour son intégration harmonieusement et transparente dans le réseau électrique existant, doit **emporter l'adhésion des acteurs de la filière et des utilisateurs récepteurs de ces pilotages**.

Cependant, on constate un manque d'intérêt de la part des récepteurs de ces solutions de flexibilité, par manque de connaissance des bénéfices engendrés et par manque de communication et d'offres proposées. Plusieurs expérimentations menées par l'ADEME ont eu du mal à aboutir compte tenu du manque de volontaires pour mettre à disposition bâtiments ou outils pour la réalisation de tests. Il est nécessaire de **généraliser la sensibilisation des consommateurs et des décideurs** : de nombreuses catégories de consommateurs (dans le secteur tertiaire, dans le secteur résidentiel) et de décideurs (élus)

¹ Calcul ADEME, selon un cas très hypothétique voire irréaliste sans foisonnement appliqué

ne sont pas sensibilisés aux problématiques de Maîtrise de la Demande en Energie (MDE) et de pilotage de la demande, et les mécanismes de valorisation sont difficiles à appréhender.

Des initiatives, comme le **concours Cube-Flex**, organisé par l'Institut français pour la performance du bâtiment (IFPEB) et récompensant les utilisateurs de bâtiments s'engageant à réduire leur consommation énergétique sur des plages ciblées, pourraient être davantage développées pour encourager cette adhésion.

Par ailleurs a été développé le **GoFlex**, qui est un indicateur de flexibilité énergétique adressé à l'immobilier tertiaire public et privé. A l'initiative du programme ACTEE (Action des Collectivités Territoriales pour l'Efficacité Energétique) porté par la Fédération nationale des collectivités concédantes et régies (FNCCR), son objectif est de contribuer à faciliter le « scoring » de la flexibilité, et donc l'identification de gisements par mutualisation des bâtiments. Il peut être un outil pour sensibiliser les propriétaires de bâtiments sur le potentiel de leur bâti en matière de soutien au système.

Recommandation 1

Mettre en place des campagnes de communication pour promouvoir les bénéfices économiques et environnementaux de la flexibilité et généraliser les indicateurs de flexibilité à l'ensemble des bâtiments.

Une complémentarité forte avec la maîtrise de l'énergie

La flexibilité électrique est une réponse essentielle aux défis actuels du secteur de l'énergie. Son développement reste cependant encore lent, freiné par un ressenti d'une forme d'intrusion, et d'effort demandé au consommateur par sa participation active. La flexibilité est également un vrai virage dans la conception du rapport de l'usager à l'énergie, requestionnant la notion de confort qui prévalait jusqu'à présent sans se soucier de la disponibilité de l'électricité. Il n'est en effet plus acquis que l'offre s'adapte à des besoins non maîtrisés.

La sensibilisation des consommateurs est principalement orientée vers les démarches de maîtrise de l'énergie, consistant à gérer et à optimiser la consommation d'énergie, en réduisant le gaspillage et en améliorant l'efficacité énergétique. La communication autour de la flexibilité s'ajoute ainsi à celles orientées sur la sobriété de consommation finale, portant un enjeu de complexité du message.

Essentiel à la réussite de la transition énergétique, il importe de poursuivre l'évolution du cadre réglementaire pour développer au maximum les démarches de maîtrise de l'énergie via notamment l'automatisation de système de gestion énergétique.

Au sein de son acte 2 du plan de sobriété nationale, le gouvernement a par exemple annoncé le lancement d'un plan thermostat : tous les bâtiments (logements, bureaux) devront être équipés de thermostats d'ici le 1er janvier 2027. C'est une étape fondamentale vers la sobriété, à la suite du décret BACS (Building Automation & Control System) s'appliquant aux bâtiments tertiaires.

Le cadre réglementaire devrait se développer également pour créer plus d'incitations au développement des flexibilités. En effet ces **deux démarches sont très complémentaires** en aidant à équilibrer plus efficacement l'offre et la demande d'électricité, en minimisant les pics de consommation et en optimisant l'utilisation des ressources énergétiques disponibles. Par exemple, des bâtiments intelligents dotés de systèmes de gestion de l'énergie peuvent ajuster automatiquement la consommation électrique en fonction des signaux du réseau, tout en utilisant des équipements économes en énergie pour réduire la demande globale. Autre exemple, la rénovation thermique des bâtiments renforce l'efficacité de la flexibilité, les bâtiments bien isolés pouvant grâce à l'inertie plus facilement décaler leurs consommations de chauffage sans impact sur le confort de leurs occupants, malgré un gisement moins important car les dépenses énergétiques en chauffage sont diminuées.

Un projet d'études technico-économiques de flexibilité dans des bâtiments tertiaires neufs, réalisé entre 2019 et 2021 (projet FlexEnR²), a permis de souligner que si les gains financiers apportés par la flexibilité

² FlexEnR (« Flexibilités Tertiaires pour la Pénétration des Energies Renouvelables »), projet d'étude porté par l'IFPEB, le CTSB, Dalkia et Setec, Août 2021

sur la facture énergétique d'un bâtiment optimisé étaient faibles (5 % de la consommation annuelle au périmètre chauffage déplacée et moins de 1 % évitée), l'apport pour le système à la pointe pouvait être conséquent avec des effacements de 70 à 75 % de la puissance de chauffage appelée sur 1 heure. Une sollicitation de modulation à la baisse dans un bâtiment optimisé entraîne ainsi une faible modification du fonctionnement du bâtiment pour un gain important pour le système à la pointe. Les incitations financières semblent donc aujourd'hui peu propices à un développement massif de la flexibilité.

L'activation des gisements de flexibilité nécessitant des outils de visualisation et pilotage communs à la MDE, **il est primordial de considérer les deux démarches comme complémentaires et indissociables.**

Recommandation 2

Rendre « flex-ready » les automates de gestion énergétiques, pour que leurs dispositifs de pilotage intégrés puissent participer aux services de flexibilité et disposent d'API (Application Programming Interface) ouvertes, permettant aux agrégateurs de flexibilité d'accéder au gisement de leurs clients.

Dans le cadre du projet FlexEnr, un cahier des charges fonctionnel et autoporteur a été publié pour proposer des architectures et performances attendues des systèmes pour atteindre le niveau de flexibilité souhaité pour les bâtiments neufs. Le cas des bâtiments existants est également pris en compte dans le cahier des charges par des propositions permettant de mettre en place a minima une capacité d'effacement diffus, c'est-à-dire chez les particuliers, via un agrégateur.

Cette recommandation fait écho à la proposition de la CRE sur le pilotage énergétique des bâtiments tertiaires³ consistant à « *systématiser la programmation, dans les systèmes de pilotage des bâtiments d'un mode d'urgence « EcoWatt d'urgence » permettant d'activer un effacement drastique des consommations d'énergie pendant des plages horaires courtes ».*

2. Un gisement et une valeur ajoutée pour tous les segments de consommation et de production

Le gisement technique est une estimation du maximum de capacité techniquement effaçable à un instant t dans chaque secteur, sans tenir compte des contraintes économiques (rentabilité des investissements notamment). Il s'agit d'un gisement théorique, basé sur une connaissance de la flexibilité technique des différents procédés. Il est complété du gisement technico-économique qui correspond à l'estimation de la puissance valorisable en fonction de la rémunération accordée à la puissance effaçable disponible et des contraintes de rentabilité économique liées aux investissements et aux coûts d'exploitation.

Tous les acteurs sont concernés par la flexibilité

L'efficacité de la modulation de puissance à l'échelle du système électrique réside dans la taille de ce gisement et la capacité à piloter une capacité électrique suffisante pour agir sur l'équilibrage entre l'offre de la demande. Compte-tenu du besoin d'instrumentation pour réaliser le pilotage à distance, il semble économiquement plus opportun de prioriser les acteurs regroupant les plus grosses capacités, c'est-à-dire les consommateurs électro-intensifs que sont les industriels, ou les centrales de production raccordées directement au réseau de transport. En complément, pour faire face à l'augmentation des besoins de pilotabilité il est nécessaire de développer des solutions allant chercher des gisements jusqu'à présent inexploités, par la mutualisation de capacités plus localisées et diffuses.

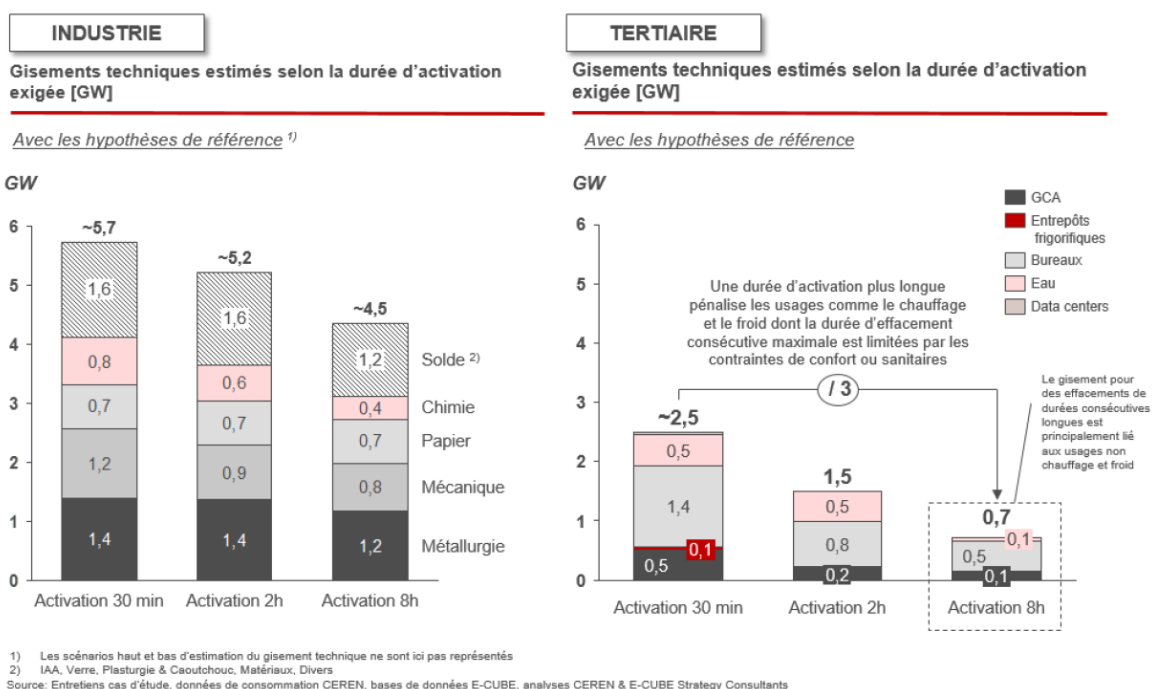
A titre d'exemple le chauffage électrique résidentiel représente 40% de la pointe électrique nationale (soit environ 35 GW), soit bien au-delà des gisements déjà actifs chez les industriels (autour des 4GW en 2023).

³ Rapport de la Prospective de la CRE, co-piloté avec Schneider Electric France, sur le pilotage énergétique des bâtiments tertiaires, publié en septembre 2023

Dans une étude⁴ de l'ADEME de 2017, le gisement technique d'effacement pour l'industrie et le secteur tertiaire a été estimé entre 6,5 à 9,5 GW, avec un scénario de référence à 8,2 GW, pour des durées d'effacement de 30 minutes. Ce gisement est principalement concentré sur l'industrie (environ 70 % de ce gisement soit ~5,7 GW).

Les usages thermiques représentent environ 40 % du gisement technique, que ce soit pour le tertiaire (froid, chauffage et climatisation) ou pour l'industrie (fours principalement)

Le passage d'une contrainte d'activation de 30 min consécutives à 2h ou 8h abaisse le gisement technique, en particulier dans les secteurs tertiaires (baisse de près de 70%). En effet, les besoins de refroidissement des data center (40 à 50 % de leur consommation électrique), peuvent être effacés temporairement, mais un arrêt prolongé nuit à la sécurité et au fonctionnement des serveurs. Concernant l'industrie, l'inertie thermique des processus industriels rend certains gisements peu sensibles à la durée d'effacement (en métallurgie par exemple).



S'agissant des consommateurs résidentiels, Voltalis, qui installe et exploite des solutions connectées d'économies d'énergie et de pilotage du chauffage électrique, estime, au regard du retour d'expérience sur les 200 000 sites équipés, à 15 GW le gisement technique du chauffage particulier (entre 1,2 et 1,5 kW par logement sur des pas de temps d'effacement de 10 minutes).

Pour la mise en perspective, l'article 11 du décret n° 2020-456 du 21 avril 2020 relatif à la programmation pluriannuelle de l'énergie (dite PPE2 2019-2028) dispose en effet que les objectifs de développement de capacité d'effacement de consommation électrique de tout type sont les suivants : 4,5 GW en 2023 et 6,5 GW en 2028.

D'un point de vue général, il y a un besoin d'accompagnement des acteurs pour définir leurs capacités techniques de flexibilité individuelles. Ainsi l'ADEME, dans le cadre de l'initiative EXPEDITE (*EXPERimentations d'accompagnement pour favoriser la Décarbonation Industrielle et la Transition Energétique*), a proposé aux industriels de participer à la réalisation d'un audit d'effacement de la consommation électrique de leur site.

Par ailleurs, la FNCCR a lancé l'appel à projets Eff'ACTE qui propose aux collectivités volontaires d'auditer leurs bâtiments pour déterminer leur potentiel d'effacement, de s'outiller pour mieux suivre leur consommation et de contractualiser, à terme, avec des opérateurs pouvant les rémunérer.

⁴ Potentiel d'effacement en France, groupement E-CUBE Strategy Consultants, CEREN – Septembre 2017

Recommandation 3

Pour référencer les gisements d'effacement et faciliter l'investissement dans des solutions de flexibilité, il est nécessaire de faire mieux connaître les dispositifs de soutien permettant la réalisation d'audits incluant un volet « flexibilité ».

En ce qui concerne les capacités de flexibilité des centrales de production renouvelables, celles-ci résident surtout dans la modulation à la baisse de la puissance injectée, ou écrêtement, en période de surproduction. En effet, ces centrales offrent un gisement de production, certes variable en fonction des conditions climatiques, mais également effaçable à tout moment sans risque technique pour les génératrices, contrairement aux centrales nucléaires ou thermiques.

Dans son panorama de l'électricité renouvelable, le gestionnaire du réseau de transport RTE indique que la puissance du parc de production d'électricité renouvelable en France métropolitaine s'élève à 64 802 MW au 31 décembre 2022. Les centrales raccordées au réseau de distribution opéré par Enedis et les ELD représentent plus de la moitié de cette puissance (36 617 MW soit 56%). Ainsi, l'apport des centrales de production de plus petite puissance est aussi important pour répondre aux besoins de flexibilité du système électrique que celui des centrales raccordées sur le réseau de transport.

Recommandation 4

Le développement des services de flexibilité, explicite comme implicite, et des offres de marchés associées doit répondre à une logique d'universalité et s'adresser à tous les segments de consommation et de production.

Un besoin de sécurisation du gisement par le partage des données

Pour massifier l'usage de la flexibilité et pérenniser son utilisation pour la sauvegarde du système, il est nécessaire de garantir l'accès à ce gisement, en premier lieu en facilitant l'accès à la donnée énergétique.

La collecte et le partage des données de consommation sont aujourd'hui réglementés, de manière à permettre au fournisseur ou agrégateur d'accéder à la courbe de consommation d'un usager avec son accord. Il doit alors savoir reconstituer cette courbe pour différencier les usages et définir plus précisément le gisement.

En revanche, un acteur souhaitant proposer des services d'aide au dimensionnement des réseaux et de modélisation des flux énergétiques se verra limité par le manque d'accès aux données. Sans les profils de consommation aux têtes des câbles (données non communiquées), il n'est en effet pas possible de faire de la reconstitution des flux (en temps réel ou à J-1) permettant de mettre en évidence les contraintes et de faire émerger des solutions de flexibilité, pour le moment donc réservées aux seules zones identifiées dans les appels d'offres pour des services de flexibilités locales lancés par Enedis.

En l'absence d'obligation, la réglementation actuelle n'est pas assez incitative pour faciliter l'échange de la donnée entre le GRD et la collectivité décisionnaire en matière de la planification énergétique.

Recommandation 5

Pour répondre à ces problématiques organisationnelles, il est proposé de créer avec les acteurs territoriaux une ingénierie chargée de la planification énergétique et qui fera le lien entre les acteurs (opérateurs de réseaux énergétique, agrégateur, syndicats d'énergie, fournisseurs...) pour faciliter leur complémentarité. L'objectif est de pouvoir assurer, en partenariat avec les acteurs de la filière, la collecte des données énergétiques multi-vecteurs et le développement de plateformes numériques permettant leur gestion, partage et normalisation.

Ce travail servira de base nécessaire à la modélisation des flux, à l'identification des zones de contraintes et à la prise de décision des investissements pour la planification énergétique. Pour faciliter l'adhésion du public à la flexibilité face à une réticence persistante autour de l'intrusion dans la vie privée (cf. la fronde sur la protection des données privé lors du déploiement des compteurs communicants Linky), **la collectivité territoriale a de toute façon un rôle à prendre, en tant qu'acteur de confiance, dans la collecte et la gestion de la donnée énergétique.**

Un besoin de concertation des acteurs pour l'interopérabilité des outils

En parallèle du déploiement massif des équipements de gestion énergétique (voir recommandation 2) il faut travailler à faciliter l'interopérabilité de ces outils.

Il s'agit d'un enseignement du projet Flexbat (2015-2018)⁵ testant les leviers de flexibilité via la mobilité électrique, et confirmé par le projet aVEnir (2020-2023)⁶ expérimentant les interactions entre le réseau public de distribution d'électricité, les bornes de recharges et les véhicules électriques. Ces projets ont montré la difficulté d'intégration des solutions de stockage et de mobilité électrique comme le V2G, souvent liée aux problèmes de compatibilité entre les systèmes, les protocoles de communication et l'accès aux informations étant spécifiques à chaque constructeur.

Recommandation 6

Pour l'harmonisation des solutions de pilotage énergétiques et assurer une interopérabilité au niveau européen, les gestionnaires de réseaux devraient organiser des sessions de travail avec l'ensemble des acteurs concernés (producteurs d'électricité, agrégateurs d'énergie, propriétaires de bâtiments, constructeurs automobiles, industriels d'automates de gestion...) pour définir un socle commun minimum à implémenter par chaque acteur pour qu'une fonctionnalité soit opérationnelle de bout en bout.

3. Un moyen de lisser la pointe de consommation et d'absorber les pics de production

RTE estime dans son Bilan Prévisionnel 2023-2035⁷ qu'un nouveau cycle d'investissements est nécessaire pour l'équipement des entreprises et des ménages, dans des solutions qui doivent être décarbonées et efficaces sur le plan énergétique. Il s'agit d'équipements de la vie quotidienne, dans les transports et les bâtiments :

- pour la mobilité, il s'agit de passer de **1 à 18 millions de véhicules électriques d'ici 2035** et d'augmenter la part modale du fret ferroviaire de 10 à 20 %,
- dans le bâtiment, l'électricité est amenée à se substituer de manière croissante au fioul (encore utilisé par 2,5 millions de ménages) et au gaz fossile, ce qui conduirait à **équiper près de 10 millions de logements en pompes à chaleur d'ici 2035** pour atteindre 11,5 millions de PAC installées sur le territoire. S'agissant du secteur tertiaire, la part des surfaces chauffées à l'électricité passera de 29 % en 2019 à 54 % en 2035.

Dans le même temps, le gestionnaire prévoit un déploiement de **65 GW de centrales solaires à l'horizon 2035** (15,7 GW installés au 1^{er} janvier 2023).

La flexibilité va ainsi conduire à déplacer massivement des usages pour profiter des pics de production renouvelable, notamment solaires, afin d'absorber la hausse de consommation prévue par ces nouveaux usages électriques de grande envergure. La démarche n'est pas nouvelle pour le système énergétique français qui a bénéficié par le développement du nucléaire d'une électricité abondante la nuit qui a été absorbée par la recharge des chauffe-eaux décalée pendant cette période. Avec l'essor des renouvelables, de nouvelles plages d'électricité abondante se dégageront entre 10h et 16h et le week-end, durant lesquels pourront être rechargés les véhicules électriques par exemple.

Dans son travail prospectif « Transition(s) 2050 », L'ADEME a défini les évolutions de la part flexible dans la consommation pour les différents scénarios pour l'atteinte de la neutralité carbone en 2050.

⁵ Projet Flexbat, coordonné par le Syndicat Morbihan Energies

⁶ Projet aVEnir (accompagnons le Véhicule Electrique avec la nécessaire intelligence de la recharge), conduit par Enedis, et réunissant 11 partenaires industriels et académiques

⁷ RTE, Futurs énergétiques 2050, Bilan prévisionnel Édition 2023, publié le 2 octobre 2023

Pour rappel et mise en perspective, les scénarios S1, qui mise principalement sur la sobriété et la baisse des consommations, et S4, qui nécessite des puits technologiques et la réduction des impacts malgré une production de masse, sont les scénarios qui font le moins appel aux solutions de flexibilité. A l'inverse, le scénario S3, qui met en avant un fort investissement dans le numérique et les technologies nouvelles, est celui qui fait le plus appel à la pilotabilité. Pour illustrer, voici le détail par usage de la part flexible de la consommation et son évolution entre 2020 et 2050 :

	2020				2050			
	S1	S2	S3	S4	S1	S2	S3	S4
Véhicules électriques	12%	12%	12%	12%	60%	60%	70%	30%
ECS ⁹	Pilotage heures pleines / heures creuses				90%	90%	95%	80%
Chauffage	0%	0%	0%	0%	40%	40%	45%	25%
Climatisation	0%	0%	0%	0%	40%	40%	45%	25%
Produits blancs	0%	0%	0%	0%	25%	40%	40%	20%
Industrie	20%	20%	20%	20%	50%	50%	50%	50%

Dans tous ces scénarios, les batteries des véhicules électriques sont le principal moyen de flexibilité au service du système :

	S1	S2	S3	S4
Véhicules électriques (charge à la maison)	Consommation quotidienne déplaçable, en semaine : 53 GWh/j	Consommation quotidienne déplaçable en semaine : 65 GWh/j	Consommation quotidienne déplaçable en semaine : 150 GWh/j	Consommation quotidienne déplaçable en semaine : 103 GWh/j
	Puissance instantanée moyenne effaçable : 1,8 GW	Puissance instantanée moyenne effaçable : 2,2 GW	Puissance instantanée moyenne effaçable : 5 GW	Puissance instantanée moyenne effaçable : 3,5 GW
	Production maximale absorbable par smart-charging, en semaine : 14 GW	Production maximale absorbable par smart-charging, en semaine : 17 GW	Production maximale absorbable par smart-charging, en semaine : 38 GW	Production maximale absorbable par smart-charging, en semaine : 26 GW
Véhicules électriques (charge au bureau)	Consommation quotidienne déplaçable, en semaine : 21 GWh/j	Consommation quotidienne déplaçable en semaine : 25 GWh/j	Consommation quotidienne déplaçable en semaine : 58 GWh/j	Consommation quotidienne déplaçable en semaine : 40 GWh/j
	Puissance instantanée moyenne effaçable : 1,8 GW	Puissance instantanée moyenne effaçable : 1,6 GW	Puissance instantanée moyenne effaçable : 1,7 GW	Puissance instantanée moyenne effaçable : 1,4 GW
	Production maximale absorbable par smart-charging, en semaine : 13 GW	Production maximale absorbable par smart-charging, en semaine : 12 GW	Production maximale absorbable par smart-charging, en semaine : 13 GW	Production maximale absorbable par smart-charging, en semaine : 11 GW

Malgré un développement plus fort des besoins de mobilité, la puissance absorbable par recharge intelligente est moins importante dans le scénario S4 que dans le scénario S3, compte tenu d'un plus faible développement de cette flexibilité de la recharge. Le recours à une charge naturelle, c'est-à-dire non pilotée, est privilégié dans ce scénario.

Dans tous les scénarios, la recharge des véhicules électriques reste un levier central de l'équilibrage offre demande, par la profondeur du gisement et la capacité à déplacer cette charge dans une plage horaire favorable pour le système électrique sans contrainte de saison.

Les usages thermiques (chauffage, climatisation...), malgré des contraintes plus fortes sur le confort des usagers, restent un gisement significatif de flexibilité. Si les démarches de MDE et d'efficacité énergétique, avec la rénovation des bâtiments et la transition technologique vers les pompes à chaleur (PAC) notamment, diminuent la profondeur du gisement technique, les puissances moyennes effaçables à la pointe progressent grâce au déploiement diffus de systèmes de gestion énergétique automatisés :

	S1	S2	S3	S4
Chauffage Joule	Puissance instantanée maximale effaçable : 0,8 GW	Puissance instantanée maximale effaçable : 1,0 GW	Puissance instantanée maximale effaçable : 1,2 GW	Puissance instantanée maximale effaçable : 0,7 GW
	Puissance moyenne effaçable sur octobre - mars : 200 MW	Puissance moyenne effaçable sur octobre - mars : 300 MW	Puissance moyenne effaçable sur octobre - mars : 400 MW	Puissance moyenne effaçable sur octobre - mars : 200 MW
Chauffage PAC	Puissance instantanée maximale effaçable : 3,5 GW	Puissance instantanée maximale effaçable : 2,9 GW	Puissance instantanée maximale effaçable : 3,8 GW	Puissance instantanée maximale effaçable : 2,5 GW
	Puissance moyenne effaçable sur octobre - mars : 600 MW	Puissance moyenne effaçable sur octobre - mars : 500 MW	Puissance moyenne effaçable sur octobre - mars : 700 MW	Puissance moyenne effaçable sur octobre - mars : 500 MW
Climatisation	Puissance instantanée maximale effaçable : 0,8 GW	Puissance instantanée maximale effaçable : 0,8 GW	Puissance instantanée maximale effaçable : 2,2 GW	Puissance instantanée maximale effaçable : 1,4 GW
	Puissance moyenne effaçable sur avril - septembre : 200 MW	Puissance moyenne effaçable sur avril - septembre : 200 MW	Puissance moyenne effaçable sur avril - septembre : 500 MW	Puissance moyenne effaçable sur avril - septembre : 300 MW
ECS	Consommation flexible quotidienne moyenne : 43 GWh/j	Consommation flexible quotidienne moyenne : 38 GWh/j	Consommation flexible quotidienne moyenne : 41 GWh/j	Consommation flexible quotidienne moyenne : 35 GWh/j
	Puissance instantanée maximale effaçable : 7,3 GW	Puissance instantanée maximale effaçable : 6,5 GW	Puissance instantanée maximale effaçable : 7 GW	Puissance instantanée maximale effaçable : 5,8 GW
	Puissance instantanée moyenne effaçable : 1,8 GW	Puissance instantanée moyenne effaçable : 1,6 GW	Puissance instantanée moyenne effaçable : 1,7 GW	Puissance instantanée moyenne effaçable : 1,4 GW

Enfin côté industrie, le gisement d'effacement continue à se développer par la démarche de décarbonation mais reste dans les ordres de grandeur actuels :

	S1	S2	S3	S4
Industrie	Puissance instantanée moyenne effaçable : 4 GW	Puissance instantanée moyenne effaçable : 5 GW	Puissance instantanée moyenne effaçable : 8 GW	Puissance instantanée moyenne effaçable : 9 GW

Dans Transition(s) 2050, la consommation industrielle est supposée partiellement effaçable, au coût marginal de 300 €/MWh. En pratique, ce coût représente le coût d'opportunité d'arrêt d'un processus industriel ou de basculement vers un combustible plus cher ou une production électrique d'appoint. Ce coût est tel que les effacements industriels sont appelés en dernier recours avant de mener à de la défaillance.

RTE souligne dans son bilan prévisionnel que « *le souci de prolonger la durée de vie des réacteurs actuels pourrait conduire à rechercher une moindre sollicitation de la flexibilité des réacteurs nucléaires* ».

Il sera alors essentiel d'exploiter l'ensemble des ressources flexibles en France, afin de garantir l'approvisionnement électrique et l'équilibrage offre/demande dans un premier temps, et dans un second temps d'optimiser les productions décarbonées et garantir la performance économique et environnementale du système.

Recommandation 7

Faire évoluer la flexibilité implicite, historiquement orientée vers l'absorption des productions nucléaires disponibles la nuit, pour engager dès à présent un décalage des consommations pilotables sur les plages horaires de forte production renouvelable.

4. Un garant de l'équilibre du marché de l'électricité

Les fortes croissances attendues de la consommation et de la production électrique peuvent mettre à mal le marché tel qu'il a été conçu.

Par exemple du côté des consommateurs, le déploiement de 18 millions de véhicules électriques en 2035 (projection RTE) associé à des équipements de charge de 3 kW de puissance représente un potentiel d'appel électrique sur le réseau de plus de 50 GW, soit l'équivalent de la pointe estivale de consommation électrique en France. Ainsi une recharge naturelle, c'est-à-dire sans pilotage, qui se déclencherait le soir quand le véhicule est branché au retour à domicile, risquerait de mettre en danger l'équilibrage du système, et de se traduire sur le marché par une envolée des prix.

Côté producteur maintenant, le développement des capacités de production d'origine renouvelable entraîne au contraire des périodes de surproduction plus fréquentes. Les premiers signes de cannibalisation se font ressentir sur les prix SPOT, avec des épisodes de prix négatifs, les producteurs d'énergie renouvelable étant prêts à vendre leur électricité à des prix très bas, voire à payer pour l'évacuation de leur énergie excédentaire afin de bénéficier de tarifs de rachat garantis. Pour stabiliser le marché, les installations renouvelables développées sous régime de complément de rémunération depuis 2016 s'effacent régulièrement pendant ces périodes de surproduction.

La flexibilité peut également contribuer à lisser les prix sur le marché de l'électricité, le décalage des consommations et des productions permettant de protéger les consommateurs d'une envolée des prix, et au contraire de protéger les producteurs d'épisodes de prix négatifs. Décaler ses consommations à un moment de forte production permettra au consommateur de profiter de prix plus faibles et au producteur de limiter ses pertes.

Recommandation 8

Il est impératif d'accompagner le déploiement des usages très contributeurs à la pointe électrique (notamment la mobilité électrique ou les pompes à chaleur) et des productions ayant un fort impact sur les prix du marché SPOT, d'une solution de pilotage automatisée.

Côté consommateur, cela consiste par exemple à accompagner le déploiement des bornes de recharge de véhicules électriques et des pompes à chaleur de **solutions d'asservissement**, avec, comme pour les systèmes de gestion thermique des bâtiments, des **API ouvertes permettant aux agrégateurs et fournisseurs de proposer des offres de rémunération des effacements en puissance**.

Côté producteur, il faut se reposer sur les solutions existantes pour impliquer au mieux les producteurs dans la sauvegarde du système via les marchés de flexibilité devant être généralisés à l'ensemble des installations. Ainsi, en cohérence avec une proposition faite par RTE, il est nécessaire que **les mécanismes de soutien intègrent des incitations pour les nouveaux parcs renouvelables à moduler leur injection lors des périodes de prix négatifs**, comme cela est désormais le cas pour les installations sous complément de rémunération.

Il est également possible de pratiquer de la modulation à la hausse pour répondre aux pics de consommation. C'est notamment le cas des Unités de Valorisation Énergétique (UVE) permettant de produire de l'électricité ou d'alimenter un réseau de chaleur via l'incinération des déchets. Cela nécessite cependant d'avoir du stock de déchets disponible pour activer cette capacité de modulation à la hausse quand le système électrique la sollicite, ou d'autres modèles d'optimisation avec stockage de chaleur notamment.

Recommandation 9

Développer une incitation tarifaire et/ou un signal spécifique du gestionnaire de réseau pour l'activation de l'ensemble des productions flexibles.

Une opportunité pour réduire les coûts de l'électricité en période critique

Réduire les coûts de l'effacement pourrait également avoir un impact favorable sur le prix du marché de l'électricité. En effet lors du pic de la crise énergétique en octobre 2022, les prix du marché à terme pour une livraison d'électricité sur les mois suivants étaient maintenus à des niveaux très hauts (supérieurs à 500€/MWh pour novembre et même supérieurs à 1000€/MWh en décembre et janvier) alors que le prix du gaz avait commencé à redescendre aux alentours des 130€/MWh à la mi-octobre, entraînant une baisse également du marché SPOT aux alentours des 190€/MWh à la même date. Ce maintien à un niveau élevé du prix sur le marché à terme pour livraison d'électricité était lié à l'anticipation des coupures pour l'hiver, reflétant alors le coût d'effacement des industriels au-delà du gisement initial (répondant à une situation de défaillance) prenant le rôle de coût marginal en lieu et place des centrales gaz. Ainsi massifier les effacements et en réduire les coûts avec l'arrivée de nouveaux acteurs pourrait également avoir un impact sur le prix du marché de l'électricité en limitant l'envolée des prix du marché à terme en période de rupture d'approvisionnement.

Comme cela est proposé par RTE, **la flexibilité doit être considérée comme un moyen de production à part entière** en priorisant son appel pour l'équilibrage avant l'utilisation des moyens de production de pointe (centrales thermiques et stockage).

5. Un modèle économique à trouver pour impliquer l'ensemble de la chaîne de valeur sur la durée

Le développement timide de la flexibilité dans certains secteurs est en grande partie dû aux manques de retombées financières pour le propriétaire de l'actif piloté.

En effet les flexibilités structurelles et régulières, représentant la plus grosse demande, ne sont pas rémunérées par les marchés. En effet les contrats de fournitures commercialisés n'incitent aujourd'hui que très peu au décalage de consommation dans la journée, que ce soit pour le secteur résidentiel ou pour les plus gros consommateurs.

En ce qui concerne les flexibilités dynamiques, permettant d'agir sur l'équilibrage le jour J, les marchés d'effacement opérés par RTE permettent de ressortir une valorisation pour les acteurs obtenant des capacités sur ces marchés. Certains dispositifs, comme ceux installés par l'agrégateur Voltalis, permettent aux plus petits consommateurs de profiter de ces offres, mêmes si leurs gains se résument aux économies d'énergies (faibles) réalisées sur leurs factures.

D'autres modèles sont à l'essai pour dynamiser cette valorisation des flexibilités, comme les effacements indissociables de la fourniture (EIF), permettant aux fournisseurs d'inciter leurs clients à abaisser leurs consommations pendant une période précise pour en retirer un gain sur l'équilibrage du système. On peut cependant souligner le manque d'intérêt des fournisseurs sur ce modèle de valorisation lors de l'Appel d'Offre Effacement 2024. En effet, pour la première fois, RTE avait appelés 350 MW de capacité d'effacement indissociables de la fourniture pour des sites de soutirage dont la puissance souscrite est inférieure ou égale à 1 MW, et la même capacité pour des sites de puissance souscrite supérieur à 1 MW. Sur ces 2 lots, le gestionnaire de réseau de transport n'a reçu que 3 candidatures pour un total de 22 MW de capacité sur le premier, et aucune candidature sur le second.

Autre démarche en essai, les appels à projets Eff'Acte, lancé en décembre 2022 par la Fédération nationale des collectivités concédantes et régies (FNCCR) avec le soutien de RTE et de l'État permettant aux collectivités d'obtenir des rémunérations pour l'effacement des consommations des bâtiments tertiaires publics, qui représentent un gisement de 5 à 6 gigawatts de puissance effaçable. Eff'Acte ne semble pas représenter un modèle durable, le programme étant financé par les certificats d'économie d'énergie à hauteur de 1,5 million d'euros, quand bien même la démarche de flexibilité ne peut être assimilé à des économies d'énergies, mais bien à du déplacement de consommation.

Il est nécessaire d'inciter les fournisseurs à diversifier leurs offres afin que soit valorisé pour les consommateurs le décalage de leurs consommations hors des périodes critiques pour le système électrique.

Une construction tarifaire des marchés n'incitant pas au pilotage des consommations

Les marchés de gros de l'électricité sont articulés autour de deux marchés principaux.

Le marché **SPOT**, dont les prix de référence sont calculés pour des produits demi-horaires, horaires, de plusieurs heures appelés « blocs » et livrés le jour même ou le lendemain pour refléter l'équilibre offre-demande à cette échéance.

Les **contrats à terme** portant sur des produits standardisés afin de faciliter leurs échanges, par exemple : la livraison pour l'année suivante de 1 MW d'électricité en base (pendant toutes les heures d'une période), ou en pointe (de 8h à 20h du lundi au vendredi). Ils permettent notamment la couverture de risques pour les fournisseurs et les producteurs, et servent généralement pour la définition des prix aux clients finals : en effet, lorsqu'un fournisseur signe un contrat avec un client, il se couvre généralement pour la majeure partie des livraisons qu'il devra effectuer, en prenant en compte ses actifs de production et en achetant les produits à terme nécessaires.

Recommandation 10

Faire évoluer la structuration des marchés à terme, en s'inspirant de celle du marché spot, en incluant des périodes horaires dont les prix permettraient aux fournisseurs d'avoir un intérêt significatif à inciter financièrement son client à consommer sur des périodes où la sécurisation d'achat d'énergie lui coûtera moins cher.

Cette évolution permettrait d'augmenter le gisement de flexibilité et l'efficacité du système, en faisant apparaître par exemple une plage horaire 10h-16h de pic de production solaire pour mobiliser une flexibilité structurelle et inciter les usagers à décaler les consommations. Les offres des fournisseurs pourraient ainsi évoluer vers des structures de prix d'offre avec plusieurs plages horaires en se basant sur les possibilités offertes par le compteur Linky.

Pour encourager la flexibilité de la demande, des évolutions dans l'élaboration des tarifs réglementés de vente (TRV) semblent pertinentes. Le TRV, fixé par les pouvoirs publics et proposé par les fournisseurs historiques, représente 21 millions de sites, soit 53% des 39,4 millions de consommateurs éligibles (particuliers et entreprises de moins de dix personnes et dont le chiffre d'affaires, les recettes ou le total de bilan annuels n'excèdent pas 2 millions d'euros).

Le TRV est calculé selon 3 composantes représentant chacune environ un tiers du prix : une part acheminement, une part énergie (coûts de commercialisation, la marge du fournisseur et les coûts d'approvisionnement en énergie) et une part fiscalité.

La part acheminement qui correspond au Tarif d'Utilisation du Réseau Public d'Electricité (TURPE) est composée d'une part fixe, en fonction de la puissance souscrite, et d'une part variable, en fonction de l'énergie consommée. Cette part variable, diffère fortement selon quatre périodes reflétant les tensions sur le système électrique :

Coefficient puissance (€ par an par kVA)	Coefficient énergie (c € par kWh)			
	HPH	HCH	HPB	HCB
8,52	6,32	4,33	1,35	0,84

Tarifs applicables dans le barème ENEDIS du TURPE 6 pour un client résidentiel en formule tarifaire d'acheminement CU4 (spécial Linky)

Les tarifs réglementés de vente d'électricité se présentent eux sous deux options :

Option Base (TTC)			Option Heures Creuses (TTC)			
Puissance Souscrite (kVA)	Abonnement mensuel (€ TTC/mois)	Prix du kWh (cts € TTC/kWh)	Puissance Souscrite (kVA)	Abonnement mensuel (€ TTC/mois)	Prix du kWh (cts € TTC/kWh)	
					Heures Pleines	Heures Creuses
3	9,47	22,76	6	12,85	24,60	18,28
6	12,44	22,76	9	16,55	24,60	18,28
9	15,63	22,76	12	19,97	24,60	18,28

Grille tarifaire du TRV électricité applicable au 1^{er} août 2023 aux clients résidentiels

La part énergie du TRV en option heures creuses, qui est la seule qui évolue périodiquement, est bien moins représentative des tensions sur le système électrique, sans saisonnalité et avec une variation moindre entre période, et n'encourage pas suffisamment l'utilisateur au pilotage de ses consommations.

Recommandation 11

Pour sensibiliser les consommateurs bénéficiant des tarifs réglementés de vente aux tensions sur le système électrique et encourager le déplacement de certains usages, une évolution de la partie énergie du TRV en intégrant une tarification différenciée par plage horaire (pour refléter davantage les coûts de production) semble pertinente.

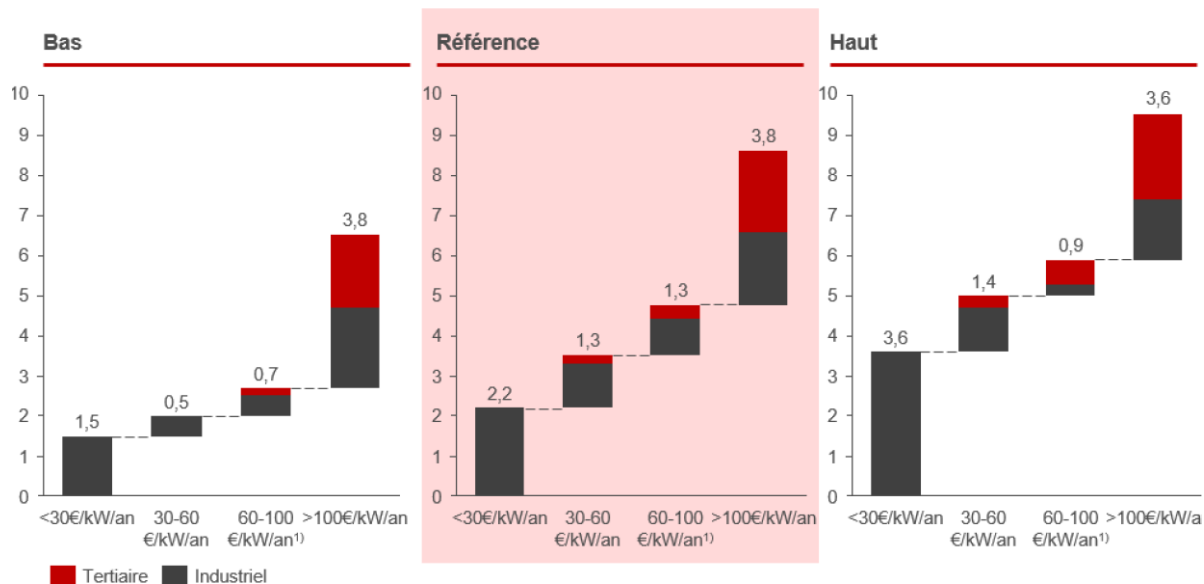
Dans son rapport sur le pilotage des consommations dans les bâtiments tertiaires publié en septembre 2023, la CRE propose également d'engager une réflexion sur la disparition progressive des structures d'offres « de base » (offres à prix unique) et sur le déploiement des structures de prix d'offre avec plusieurs plages horaires, voire de pointe mobile.

Une valeur forte pour le système mais des coûts d'effacements qui varient fortement en fonction du besoin

L'estimation des gisements de flexibilité est dépendante des parts de puissance effaçable (technique) et des attentes de rémunérations ou coûts des effacements (économique).

Dans l'étude de potentiel d'effacement de l'ADEME réalisé en 2017, il est constaté que le gisement technico-économique accessible pour des niveaux rémunérations plus faibles diminue avec l'augmentation des contraintes et notamment l'allongement de la durée consécutive d'effacement (voir ci-après pour des durées d'effacement de 30 minutes) peu importe le scénario retenu (variation sur les parts de puissance effaçable et les attentes de rémunérations).

GISEMENT TECHNIICO-ÉCONOMIQUE DES SECTEURS INDUSTRIELS ET TERTIAIRES (SCÉNARIOS DE RÉFÉRENCE, BAS ET HAUT) [GW]



1) 60 €/kW/an est pris ici comme seuil de référence car cette valeur correspond en ordre de grandeur aux coûts fixes annuels d'une Turbine à Combustion et représente donc un point de vue théorique un plafond de valeur pour les capacités d'effacement
 Source: Entretiens cas d'études, données CEREN, bases de données E-CUBE, CRE, Insee, analyses E-CUBE Strategy Consultants & CEREN

A titre d'exemple, afin de réaliser un effacement long avec des meubles frigorifiques dans le grand commerce alimentaire (durée consécutive d'effacement limitée pour des raisons sanitaires de maintien de la chaîne du froid), il sera nécessaire d'activer successivement plusieurs meubles qui devront être équipés d'autant de dispositifs de pilotage : le coût de mise en place d'un effacement sur une durée courte sera alors plus faible que pour un effacement plus long. Ce sont pourtant bien ces dernières capacités, les plus difficiles à aller chercher et non valorisables dans le système actuel d'enchères, qui ont le plus de valeur pour le système.

La complète exploitation du gisement de flexibilité national, en plus du déploiement de l'équipement de pilotage, demande aussi de garantir une **valorisation au regard de la valeur apportée pour le système**. Les besoins d'équilibrage du système vont être croissants, il faut aussi anticiper le déploiement d'actifs de pilotage et les offres de marchés associées avant qu'il ne soit trop tard.

Recommandation 12

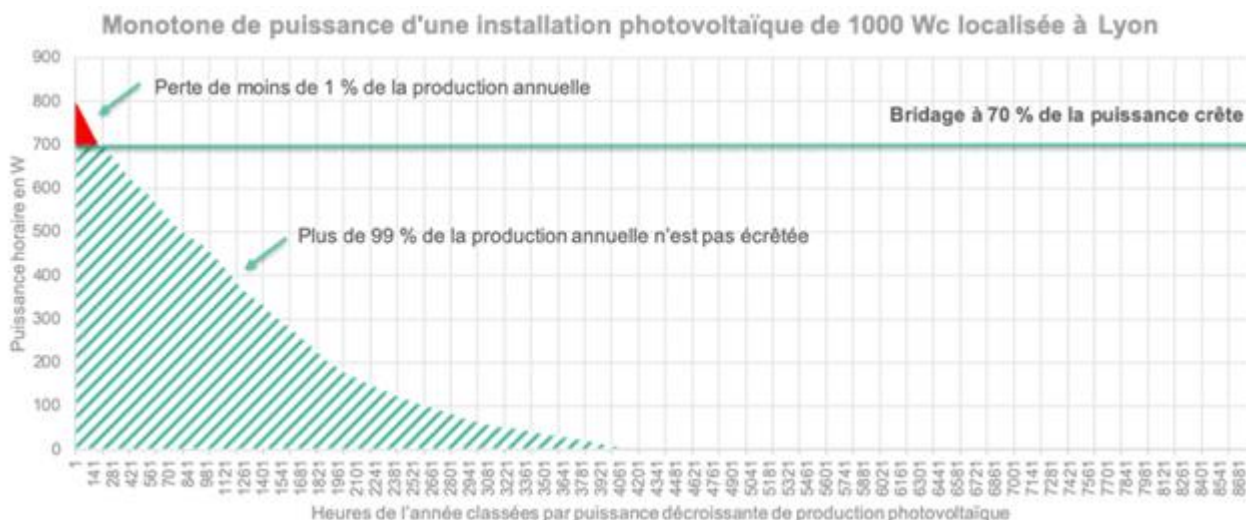
Il y a besoin de mieux chiffrer les gains apportés par les flexibilités au système électrique en fonction de la profondeur d'appel. Via une étude des gestionnaires de réseau encadrée par le régulateur national, l'objectif pourrait être de calculer le gain d'une flexibilité en € par puissance effacée par plage de puissance appelée (par bloc de 100 MW par exemple). Cette étude permettra d'adapter les appels d'offres pour rémunérer en conséquence les flexibilités apportées au système et valoriser l'ensemble des capacités disponibles. En effet, les premiers MW appelés qui permettent d'équilibrer en tension ou en fréquence le réseau ont un gain inférieur aux suivants qui ont plus d'impact sur le système et évitent notamment de faire appel à des centrales de production d'appoint. Ainsi les capacités les plus faciles à mobiliser pourront être appelées en premier, à moindre coût tout en assurant une rentabilité pour le propriétaire de l'actif piloté. Les capacités les plus coûteuses à mobiliser seront activées dans un second temps si la demande n'a pas déjà été satisfaite, avec une valorisation à la hauteur de la perte pour le propriétaire de l'actif effacé.

6. Un accélérateur de la pénétration des renouvelables

En retard dans son objectif d'augmentation de la part d'énergies renouvelables dans la consommation finale brute d'énergie (à 19% en 2020 au lieu des 23% attendus) et compte tenu des objectifs extrêmement ambitieux, notamment concernant le déploiement du Photovoltaïque qui doit passer de 16 à 75GW d'ici 2035⁸, il est nécessaire de réduire les délais et les coûts des raccordements.

La flexibilité de la production est un élément clé pour cette accélération notamment en désalignant la puissance raccordée à la puissance installée pour l'intégration au réseau.

En effet les projets d'énergie renouvelable sont raccordés à puissance nominale, mais la mobilisation de la connexion est faible. Effectivement près de la totalité de l'énergie est produite à une puissance inférieure à 70% de la puissance nominale de l'installation :



Source : www.photovoltaique.info

Les derniers mégawatts raccordés sont donc marginalement utilisés et représentent une perte économique pour le réseau et pour les producteurs qui doivent s'acquitter de quotes-parts en augmentation constante. Ces redevances, qui financent les travaux de renforcement et d'adaptation du

⁸ Objectif inscrit dans le scénario central de la Stratégie Française Energie Climat (SFC)

réseau, varient en fonction des régions et s'élèvent à plusieurs dizaines de milliers d'euros par MW (77k€/MW en Occitanie, 68k€ en PACA, ou encore 37k€/MW sur les S3REnR⁹ en vigueur en 2023).

Il y a donc une optimisation économique et environnementale à trouver lors du raccordement au réseau pour les producteurs et pour la collectivité, en allant plus loin que l'optimisation de la puissance de dimensionnement pour **prendre aussi en compte les capacités de modulation de puissance des installations.**

Recommandation 13

Pour accélérer le déploiement des nouvelles capacités renouvelables il est proposé de **revoir le code de l'Énergie pour dissocier puissance raccordée et puissance installée.** Si cette obligation freine le développement de flexibilité chez les producteurs, elle est en plus en décalage avec la réalité technique, les producteurs dimensionnant les onduleurs de leurs centrales entre 70 et 80% de la puissance installée pour une meilleure optimisation économique.

C'est un **enjeu important pour le développement des sites hybrides.** Plusieurs projets proposant de coupler à une centrale de production renouvelable une solution de stockage pour lisser l'injection au réseau et diminuer ses besoins de raccordement, se voient imposer une limite autour de leur dimensionnement par l'article 24 de l'arrêté du 9 juin 2020, qui dispose : « *Aucune installation de production ne peut être raccordée à un réseau public de distribution d'électricité en HTA lorsque sa puissance P installée excède 17 MW* »

C'est également un enjeu en prévision des **opérations de repowering** pour lesquels l'optimisation économique consistera à raccorder plus de puissance en reprenant le même raccordement. Il est nécessaire **d'anticiper ce besoin et d'adapter sans attendre les textes réglementaires.**

Il existe des moyens spécifiques à orienter sur le volet raccordement des producteurs pour y apporter la flexibilité nécessaire à la décongestion des demandes. Ainsi l'ADEME promeut le développement des opérations de raccordement alternatives (ORA) pour faciliter la participation des producteurs au maintien du système et pour diminuer les coûts de la flexibilité par une économie sur les investissements réseau. Cependant très peu d'opérations de raccordement alternatives voient le jour. En 2022, environ 1100 demandes de raccordement de production en HTA ont été validées, seulement 22 d'entre elles ont fait l'objet d'une ORA à la demande du producteur, et seulement 3 ont abouti¹⁰. Cela est notamment dû à la difficulté de respecter les conditions de l'arrêté du 12 juillet 2021, qui impose :

- 70 % de la puissance de raccordement maximale doit pouvoir être évacuée au minimum et à tout instant (puissance garantie) ;
- L'énergie écrêtée ne doit pas dépasser 5 % de la production annuelle de l'installation ;
- La puissance non garantie en injection dans le cadre prévu par le présent arrêté est inférieure à 1 % de la capacité globale des énergies renouvelables raccordées au réseau du GRD ;
- L'énergie maximale contractuellement écrêtée dans le cadre prévu par le présent arrêté sur un an est inférieure à 0,1 % de la production des énergies renouvelables raccordées au réseau du GRD constatée l'année précédente.

Ces offres alternatives ne garantissent pas un réel retour financier au producteur, dont le gain est concentré sur le montant du raccordement. Par ailleurs elle ne permet pas de réduction significative des délais de raccordement, les conditions d'applications étant définies sur une diminution des travaux et

⁹ Schéma régional de raccordement au réseau des énergies renouvelables

¹⁰ Donnée Enedis, Comité de Concertation avec les Producteurs et les opérateurs de Stockage (CCPS) du 2 février 2023

non une absence de travaux. Enfin les ORA ne concernent que les projets raccordés sur la HTA et ne s'adressent donc pas aux plus gros projets essentiels pour l'atteinte des objectifs environnementaux.

RTE et Enedis proposent cependant des offres de raccordement avec écrêtement sans renforcement du réseau amont. Cette offre autorise le producteur, raccordé sur le réseau HTA ou le réseau HTB, d'injecter sa production sur le réseau avant que les investissements d'adaptation du réseau soient effectués mais avec un écrêtement pouvant aller jusqu'à 1000h. Malgré cette perte de productible sur la période transitoire, le dispositif permet de gagner plusieurs années sur les délais de raccordement et donc d'énergie injectée au réseau. Ces offres ne permettent en revanche pas de gagner à terme de la flexibilité sur le réseau car elles consistent tout de même à réaliser les investissements nécessaires pour aligner la puissance raccordée à la puissance installée.

Recommandation 14

L'ADEME propose la formation d'un **groupe de travail entre gestionnaire de réseau et producteurs d'électricité afin qu'un optimum technique et économique soit trouvé** pour permettre une généralisation de ces opérations. La question de l'évolution de **la condition sur la puissance non garantie pourra être abordée dans ce cadre**, celle-ci devant se baser sur la capacité technique du réseau en absorption de productible. En contrepartie du service d'écrêtement fourni par le producteur pour limiter les coûts d'adaptation du réseau et l'équilibrage, **l'écrêtement doit être rémunéré à hauteur de sa valeur pour la collectivité.**

L'objectif est de tendre le plus rapidement possible vers une **proposition systématique d'une offre diminuant les congestions locales ou nationales en plus de l'offre de référence faite au demandeur**

Le but de cette démarche est de pouvoir accélérer le raccordement des renouvelables en agissant localement sur les contraintes du réseau, et non de s'opposer et désinciter les programmes d'investissements des schémas d'aménagement du territoire tels que les S3REnR.

Il est par ailleurs observé que de nombreux producteurs (la moitié selon l'opérateur SRD), pour contourner cette règle d'alignement des puissances installée et raccordée et diminuer leur coût et délai de raccordement, divisent leurs parcs pour faire plusieurs raccordements à plus petite puissance. Si cela s'avère plus économique pour le producteur, cela est plus coûteux pour l'adaptation du réseau et la gestion du plan de tension, le gestionnaire de réseau devant investir pour absorber le réactif remontant dans les plages de tension supérieures lorsque la production n'est pas consommée localement. Ainsi généraliser les opérations de raccordement alternatives permettant de raccorder sur une puissance inférieure à la puissance installée via un écrêtement incité économiquement pendant les périodes de pic de production pourrait offrir une autre solution à cette pratique coûteuse pour le système.

7. La flexibilité ne doit pas se résumer à un défi technologique

Un gisement important de flexibilité est accessible sans avoir à réaliser d'investissement massif en s'appuyant sur des dispositifs de pilotage simple. Il est ainsi possible de « faire simple » pour commencer, avec les outils matures et de profiter de l'accroissement des capacités flexibles pour accélérer le remplacement de la pilotabilité offerte par le parc thermique.

Le premier outil disponible est bien entendu le compteur communicant installé sur la quasi-totalité du territoire français. La capacité d'action des compteurs a notamment permis à Enedis de libérer 2GW de puissance l'hiver dernier à la demande de RTE en coupant les ballons d'eau chaude sanitaire lors de la pause méridienne.

Le compteur n'est cependant pas encore exploité à son plein potentiel par manque d'offre des fournisseurs s'approchant d'une tarification dite à pointe mobile via les calendriers fournisseur programmables dans les compteurs Linky.

Il est en effet possible d'incrémenter un contrat calculé jusqu'à 10 index pour compter sur des périodes identifiées, avec jusqu'à 11 créneaux horaires dans une journée du calendrier.

Ces périodes ne sont pas figées, il est possible de les rendre mobiles via un signal de basculement transmis par le fournisseur si possible au moins 1h avant le début de période. Le taux de réussite n'est cependant pas totalement garanti pour les signaux communiqués à l'infrastructure du système d'informations moins de 8 heures avant le début d'activation de la pointe. A titre d'expérience, des observations de la transmission d'ordres de pointe mobile tempo ou EJP portant sur 300 000 clients, ont démontré leur prise en compte par le compteur à hauteur de 87% environ 2h après, puis 97% 6h après¹¹.

S'il ne permet pas de réaliser un effacement à distance, le compteur Linky offre un support adapté aux déploiements d'offres de flexibilité implicite, c'est-à-dire de flexibilité encouragée par la tarification dynamique.

Recommandation 15

Diversifier le catalogue des offres tarifaires reposant sur les calendriers fournisseurs des compteurs Linky afin d'inciter le décalage des consommations.

Un défi majeur de la construction de ces offres est de garantir une bonne lisibilité pour le consommateur. Afin de ne pas soumettre l'utilisateur à une jungle tarifaire, il est important de proposer des offres en adéquation avec son profil de consommation.

Les profils de consommation gérés par Enedis reflètent des comportements liés aux offres de fourniture développées par les fournisseurs, et permettent de conditionner la structure de comptage. La question de créer un nouveau profil se pose dès lors qu'un nombre minimum de clients (autour de 100 000) a souscrit une nouvelle offre de marché.

Recommandation 16

Mener un travail de profilage des usages en prenant en compte l'évolution des modes de consommation et les capacités de flexibilité. L'objectif est de proposer des profils certifiés aux fournisseurs afin de construire sans attendre des calendriers tarifaires adaptés aux usagers.

Pour ce qui est de la flexibilité explicite, il existe aussi des solutions « low-cost » qui permettent aux consommateurs d'agir directement sur sa consommation sans investissement dans un boîtier d'effacement pilotable à distance. Le contexte énergétique de l'hiver 2022/2023, avec des prix de l'électricité très élevés, a permis d'expérimenter des dispositifs d'effacement volontaire de puissance. Certains agrégateurs ont ainsi proposé à leur base client, d'effacer volontairement leur consommation sur une plage horaire donnée, contre une rémunération. L'agrégateur valorisait alors cet effacement sur la plateforme de Notification d'Échanges de Blocs d'Effacement (NEBEF).

L'opérateur Winter (ex-Don de Chaleur) a ainsi lancé une plateforme de leviers incitatifs aux économies d'énergie avec comme résultat une baisse moyenne de 18% de la consommation d'énergie des 7500 foyers participants. Ont été implémentés sur cette plateforme des défis spécifiques sur les jours PP1 (journées de forte consommation d'électricité signalées à J-1 par RTE) ayant permis de bénéficier d'effacements entre 0,5 et 1kW de puissance par foyer, ce qui équivaut à **entre 6 et 12 GW de gisement national** en extrapolant aux 12 millions de foyers chauffés à l'électrique et équipés d'un compteur Linky en France¹², chiffre pouvant encore croître avec le passage à l'électrique pour la production de chauffage et d'eau chaude sanitaire (24 millions de foyers dotés d'un chauffage individuel en France). Ces effacements ont été réalisés à un **coût réduit d'environ 10€/kW**, couvrant essentiellement les frais de rémunération des consommateurs.

La réception du dispositif par les consommateurs et leur implication sont primordiales pour garantir que les puissances appelées soient effectivement effacées. En effet atteindre ces gisements nationaux impliquerait une très forte sensibilisation, ces résultats étant obtenus au sein d'expérimentations regroupant des usagers volontaires pour la grande majorité déjà sensibilisés aux enjeux de sobriété

¹¹ Données Enedis

¹² Voltalis estime ce gisement à 15GW sur le seul chauffage électrique résidentiel

énergétique. Cette première année d'expérimentation est encourageante au regard du taux de suivi des appels, l'agrégateur Survoltage ayant constaté de son côté une **participation oscillant entre 25 et 30%** sur les appels pratiqués dans l'hiver.

Impliquer directement le consommateur en lui permettant d'agir sur sa pratique est d'autant plus intéressant que les retours d'expérience montrent l'efficacité de ces démarches.

Le projet SOLENN (2014-2018), soutenu par l'ADEME et mené par un consortium autour du gestionnaire de réseau Enedis (à l'époque ERDF), avait pour objectif de tester des procédés d'écèlement ciblé via les compteurs Linky chez des consommateurs résidentiels selon plusieurs modes d'accompagnement. Les résultats ont montré que les ménages les moins coupés, c'est-à-dire ceux qui ont le plus agité sur leur consommation de manière à respecter la consigne de puissance, sont ceux qui ont suivi une visite individuelle et qui bénéficient de comptages détaillés.

Il reste cependant quelques freins au développement de ces solutions. Le premier étant la structuration même des mécanismes de valorisation et notamment du NEBEF.

En effet la règle de contrôle du réalisé pour valider l'effacement est construite pour un fonctionnement par automate d'effacement. Cette méthode, dite en « U », consiste à constater sur un pas de temps de 10 minutes un creux de consommation entre 2 points hauts, signifiant une reprise de la consommation après la période d'effacement, ce qui est difficilement contrôlable et compréhensible pour un particulier agissant lui-même sur cette baisse. Si d'autres méthodes existent, comme la méthode par historique ou par comparaison de panels, celles-ci ne sont pas autorisées sur le NEBEF.

Recommandation 17

Pour faciliter l'émergence d'offre de flexibilité basée sur la mobilisation citoyenne, proposer de nouvelles méthodes de contrôle du réalisé pour les effacements dans les marchés, en étudiant la possibilité d'étendre la méthode de comparaison de panels, rendue possible pour les EIF (effacements des fournisseurs), aux agrégateurs de flexibilité.

Par ailleurs, pour faciliter l'arrivée de nouveaux acteurs sur ces plateformes d'échanges, il est proposé d'assouplir pour une période d'entrée à définir la règle du portefeuille minimum de 100 MW de puissance et 3 000 sites clients.

Cette évolution pour ouvrir aux effacements sans pilotage automatisé permettrait par ailleurs de préparer la refonte de l'Appel d'Offre Effacement (AOE), qui deviendra AOFD pour Flexibilités Décarbonées en 2025, avec comme objectif de répondre à une neutralité technologique.

Un autre frein à la valorisation de l'effacement est le prix de remboursement du fournisseur pour compensation d'énergie non acheminée. Son montant lors de sa dernière revalorisation en février 2023 a été calculé dans un contexte de crise très particulier et ne semble pas représentatif de l'état du marché depuis. Il représente un frein aux effacements, à date de rédaction de cet avis en février 2024, aucune plage horaire du marché SPOT n'est passée au-dessus de la valeur de compensation depuis le 10 avril 2023, ainsi l'effacement n'est pas valorisable. Le prix du remboursement fournisseurs étant plus haut que le prix de l'électricité en 2022 à la pointe il n'y a aucun effacement valorisable depuis le 10 avril 2023 !

Il y a donc un besoin de revoir ce mode de calcul, que ce soit sur la méthodologie de calcul ou la fréquence d'évaluation.

8. Une dynamique sociale favorable au développement des flexibilités

La flexibilité demande une forte acceptabilité de l'utilisateur, que ce soit pour son implication ou pour l'accès à son installation électrique à distance.

L'adhésion sociale est d'autant plus importante que l'implication des usagers fait croître l'efficacité des démarches de flexibilité, en témoigne le projet Smart Electric Lyon, lancé en 2012, objectivant d'élaborer les outils permettant à chacun de devenir acteur de sa consommation énergétique au quotidien. Les résultats du suivi des consommateurs issus de ce test qui a duré 31 mois, permettent d'observer des baisses

progressives et significatives des consommations des foyers : de 0,9% en début d'expérimentation à 2,9% en clôture des tests.

D'un point de vue général, les projets soutenus par l'ADEME ont montré que les usagers avaient une réelle capacité d'appropriation des questions énergétiques et de leur consommation. Les projets ont permis de montrer que les solutions et les outils développés doivent être :

1. Faciles d'accès et d'utilisation,
2. Personnalisables,
3. Évolutifs pour pouvoir s'adapter aux besoins et possibilités des utilisateurs cibles,
4. Coconstruits avec les futurs utilisateurs concernés, afin de mieux répondre à leurs motivations intrinsèques (sentiment d'efficacité personnelle, d'autonomie, de relation à autrui), et, en ce qui concerne l'animation du territoire sur le thème de l'énergie et la transition écologique, avec les pionniers locaux que sont les associations et les habitants bénévoles, pour toucher plus efficacement le reste de la population et donc massifier.

Malgré l'intérêt toujours fort des TRV et la réticence d'aller vers des tarifs plus dynamiques et plus exposés à la variation des prix (EDF a indiqué avoir retrouvé 100 000 nouveaux clients aux TRV chaque mois au cœur de la crise énergétique¹³), l'hiver 2022 a montré une vraie implication de l'ensemble des consommateurs (particuliers, entreprises, collectivités ...) lors des actions de sobriété et de soutien au système autour du signal Eco Watt notamment. En complément, le sondage Toluna Harris mené pour le ministère de la transition écologique et de la cohésion des territoires dans le cadre du suivi du Plan Sobriété sur l'hiver 2022-2023 montre une dynamique, 89% des Français y déclarent avoir réalisé au moins une action spécifique l'hiver dernier, dont une majorité de façon plus poussée que les hivers précédents¹⁴.

Recommandation 18

Profiter de la dynamique sociale pour sensibiliser sur les enjeux d'approvisionnement et développer des offres de transition entre les TRV et les offres de marchés. En contrepartie d'une tarification plus exposée à la variation des prix de l'énergie ces offres pourront intégrer un système de participation aux bénéfiques lors de campagnes d'effacements les journées de tension sur le système électrique (jours PP1 et PP2).

9. Un moyen de minimiser les besoins de stockage

Le principal outil de l'équilibre offre-demande du système énergétique consiste donc à moduler la puissance appelée par les consommateurs afin d'augmenter l'élasticité du système. Ce potentiel est constitué essentiellement de consommations pilotables (dont la contrainte de placement dans le temps ne modifie pas ou peu la qualité d'usage : i.e. eau chaude sanitaire, véhicule électrique, usages blancs ...) et effaçables (dont le recours à la modulation voire l'arrêt peut contraindre l'usage : chauffage, lignes de productions, etc...).

En ayant recours à ces flexibilités de consommation, on minimise le recours aux énergies de stocks, notamment les plus carbonées.

Au-delà de la modulation de la consommation et de la production, le stockage représente la seconde flexibilité amenée à jouer un rôle croissant pour la flexibilité du système électrique en parallèle du développement des interconnexions.

Dans un système énergétique, le stockage est une fonction qui introduit de l'élasticité ou de la « flexibilité » nécessaire à l'équilibre production-consommation lorsque la production et/ou la consommation atteignent leurs limites de modulation.

¹³ Déclaration de Marc Benayoun, directeur du pôle clients du groupe EDF, octobre 2023

¹⁴ Plan Bâtiment Durable, ADEME, IFPEB, OID (2024), Accélérer et pérenniser la sobriété énergétique des bâtiments résidentiels

On appelle **énergie de stock** toute substance à même de produire à la demande une forme d'énergie, sans dépendances aux conditions météorologiques. Les énergies de stock englobent toutes formes liquides, gazeuses ou solides de l'énergie. Il s'agit du *pétrole et de ses dérivés, de l'uranium, du méthane, de la biomasse et ses dérivés, des déchets, de l'hydrogène, de la géothermie profonde ou encore de l'hydraulique de barrage.*

A l'inverse sont considérées comme des **énergies de flux** *l'éolien, le solaire, l'hydraulique fil de l'eau, les énergies marines renouvelables et la chaleur sensible*¹⁵

Dans le système électrique, lorsque la production est issue d'un stock d'énergie préconstitué, la modulation de puissance est la première des flexibilités auxquels les énergéticiens ont recours pour satisfaire la consommation. Ce faisant, on optimise l'énergie de stock en ne prenant « que ce dont on a besoin ».

Afin de caler la production au plus près de la consommation, la flexibilité dépend des caractéristiques du moyen de production (amplitude de la puissance de fonctionnement, la plage de rendement acceptable) mais aussi par la réactivité du système. Par exemple certains moyens de productions peuvent réduire fortement leurs puissances à seulement quelques pourcents de leur puissance nominale et réagir en quelques minutes (c'est le cas des centrales à gaz) et d'autres ne pourront pas réduire la puissance au-dessous d'un certain niveau (notamment le nucléaire).

Les moyens de production s'appuyant sur des flux variables (ensoleillement, vents, pluviométrie, etc..) entraînent un besoin plus important de flexibilités du système électrique. En effet, lorsque la production accueille des énergies de flux ou des énergies fatales dont le coût variable est négligeable, il est préférable économiquement de capter le maximum de la puissance qu'elles déploient à un instant donné et faire du suivi de charge avec les productions issues d'énergies de stocks dont le pilotage de production permet de préserver en partie la ressource. L'approche qui consisterait à imposer aux énergies de flux un suivi de charge en les associant systématiquement à du stockage induirait de facto un surcoût global. Dès lors, la charge résiduelle se compose de la consommation globale de laquelle on soustrait la production d'énergies de flux.

Ces amplitudes de charge résiduelle ne sont pas identiques d'un jour à l'autre et induisent, de surcroît avec la hausse de variabilité des centrales de production, un besoin plus important de flexibilité¹⁶. Dans l'arbitrage économique, la flexibilité de production a un coût qui doit être intégré comme une réserve de capacité ce qui permet au système de production basé sur des énergies de stock de se maintenir même lorsque ces outils de productions ne sont pas sollicités. Cette réserve de capacité correspond à la sécurité du système électrique. L'évaluation de ce coût est essentielle, il structure le coût global de l'énergie (il a été évalué entre 70 et 110€/MWh¹⁷).

Avec un faible facteur de charge (de 5 à 20%), ce modèle de mix énergétique repose sur le financement de la réserve de capacité des centrales à gaz. Celle-ci doit être rémunérée à sa juste valeur via le mécanisme de capacité qui permet de sécuriser le système énergétique, mais ne doit être **cantonné qu'à un rôle de support quand les capacités recherchées ne sont pas trouvées via la modulation de la consommation.**

La flexibilité de la demande, plus efficace économiquement et environnementalement, devrait ainsi permettre de minimiser les besoins de stockage. Le stockage stationnaire dédié (batterie, STEP...) sera réservé aux services au réseau pour lesquels une flexibilité consommateur ne sera pas suffisante (par des contraintes d'acceptabilité sociale ou de faisabilité technique).

¹⁵ Chaleur captée par thermo-dynamie

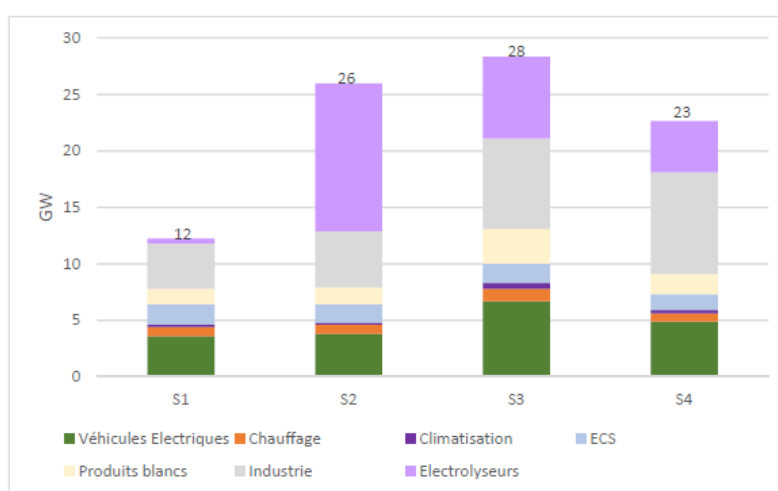
¹⁶ Cette vision est néanmoins nuancée lorsqu'on additionne productions éoliennes et solaires puisque la puissance moyenne mensuelle devient alors lissée (cf. Annexe 1).

¹⁷ Horizon 2050, pénétration max de 50% d'énergies renouvelables électriques, selon thèse Camille Cany Paris Saclay

10. Encore des perspectives de développement pour accompagner la transition vers un système zéro carbone

Dans tous les scénarios Transition(s) 2050 de l'ADEME, la pilotabilité de la demande progresse et s'étend plus particulièrement à la recharge des véhicules électriques (suivant les scénarios, 30 à 70 % des recharges sont supposées pilotables), au chauffage (suivant les scénarios, 25 à 40 % des besoins de chauffage sont supposés pilotables), mais aussi à la production d'hydrogène par électrolyse.

L'ADEME a établi entre 12 et 28 GW (en fonction du scénario retenu, cf. figure ci-après) les besoins de pilotabilité de la consommation électrique pour garantir l'équilibrage d'un système répondant à la neutralité carbone en France à l'horizon 2050 (RTE estime entre 13 et 44 GW ces besoins). Pour mettre en perspective, les premières capacités d'effacement se sont développées à travers les offres de fourniture à pointe mobile (contrats historiques EJP et Tempo). Après avoir atteint 6 GW dans les années 90, les effacements se développent à nouveau en France depuis 2018 (+1,1 GW en 4 ans) pour atteindre près de 4 GW en 2022, sur les bases des objectifs de développement de capacité d'effacement de consommation électrique de tout type inscrits dans la PPE : 4,5 GW en 2023 et 6,5 GW en 2028.



Capacité effaçable moyenne disponible en 2050 dans les scénarios Transition(s) 2050

L'essor rapide de nouveaux usages de l'électricité, couplée à l'augmentation des moyens de production renouvelables entraînant plus de variabilité, nécessite de piloter plus finement le système électrique. C'est particulièrement le cas dans le Scénario 3, qui est celui où le besoin de flexibilité de la demande est le plus haut. Ainsi, si une grande partie de ces besoins peut être couverte par des flexibilités structurelles déjà exercées et matures, il reste à développer et industrialiser des nouvelles flexibilités techniques, plus fines et sur des pas de temps plus courts comme le pilotage dynamique, la modulation à la hausse et la réinjection.

Parmi ces nouvelles formes de pilotage, un contributeur important consiste dans le **développement de la flexibilité des électrolyseurs**.

Celle-ci joue un rôle important dans les scénarios Transition(s) 2050 pour l'équilibrage du système en reposant sur deux principaux modes de fonctionnement des électrolyseurs :

1. **Electrolyseurs en base** : En l'absence de réseaux liant la production d'hydrogène par électrolyse à des actifs de stockage de forte capacité (stockage en cavité saline), les électrolyseurs en industrie fonctionnent en continu afin d'assurer l'approvisionnement des procédés. L'électrolyse a alors lieu en base sauf périodes difficiles hivernales qui correspondent aux effacements industriels d'autres actifs électro-intensifs.
2. **Electrolyseurs optimisés** : Les électrolyseurs liés à un réseau (gazier pour injection de méthane de synthèse ou hydrogène) n'ont pas les mêmes contraintes de fourniture. Dans ces cas, la production d'hydrogène et la consommation des électrolyseurs optimisés sont considérées parfaitement flexibles (pas de contrainte de démarrage, ni de contrainte sur le gradient de consommation entre deux heures consécutives) et résultent d'un arbitrage horaire entre le coût de l'électricité et la valorisation de l'hydrogène produit.

Ce serait le développement de stockages géologiques d'hydrogène qui permettrait le fonctionnement flexible d'électrolyseurs, ainsi qu'une augmentation du niveau de connaissance sur la possibilité technique de piloter des électrolyseurs à des rampes de puissances et des amplitudes de charge ambitieuses sans dégradation importante de la durée de vie des équipements. L'essentiel des électrolyseurs actuellement en déploiement prévoient de fonctionner en base, en l'absence d'incitations à leur flexibilisation.

Ce sont des incertitudes partagés par RTE dans son Bilan Prévisionnel, estimant que *« les électrolyseurs sont supposés constituer des flexibilités « par excellence », en pouvant moduler, mais cela ne sera possible que si les technologies d'électrolyseurs mises en conditions opérationnelles sont effectivement flexibles, si les usages qu'ils alimentent le sont eux-mêmes (ce qui n'est pas le cas de l'industrie) ou s'ils sont connectés à des capacités de stockage d'hydrogène (qui, à ce stade, n'existent pas) »*.

La localisation restreinte des capacités de stockage hydrogène (Est, Sud, Sud-Est), positionne le développement des canalisations hydrogène comme un facteur de premier ordre sur la part d'électrolyseur ayant accès à une flexibilité facilitée par ces stockages. En l'absence de déploiement de canalisation, seul une portion des consommations d'hydrogène (~40% dans l'étude RTE/GRTgaz) pourra compter sur un stockage géologique pour flexibiliser leur soutirage sur le réseau électrique. Un développement ciblé de canalisations entre les zones de forte consommation et les actifs de stockage augmenterait la part d'électrolyseurs flexibles.

Recommandation 19

Poursuivre les expérimentations sur les électrolyseurs flexibles et inciter par voie réglementaire et/ou économique la flexibilisation des capacités en installation, passant notamment par le déploiement de stockage géologique.

Un second enjeu est de développer la **participation des centrales renouvelables au maintien du plan de tension**. La loi d'accélération de la production d'énergies renouvelables, promulguée le 10 mars 2023, permet, à l'article 30, de solliciter les capacités existantes des producteurs HTA pour gérer les contraintes de tension sur les réseaux publics, y compris sur le réseau de transport : *« A titre expérimental et pour une durée de deux ans à compter de la promulgation de la présente loi, la prescription relative à l'énergie réactive par une installation de production, précisée dans les contrats d'accès au réseau de distribution des producteurs en cours d'exécution, est définie par les gestionnaires de réseau de distribution pour compenser les élévations de tension sur les réseaux publics de distribution et de transport lorsque cela est techniquement possible. »*

Le projet FlexCantal, mené par Enedis, a permis de tester 3 outils pour limiter les excursions de tension haute sans avoir recours à des renforcements de réseau. L'une de ses solutions consiste à apporter des correctifs par l'intermédiaire des producteurs raccordés sur des puissances allant de 36 kVA à 250kVA. La correction de la tangente phi à -0.35 permet d'accueillir entre 30 et 35% de production en plus en absorption au poste source et de diminuer la tension des lignes. La solution ayant un impact sur le productible, il convient de s'assurer du gain technique et économique pour le dimensionnement du réseau sur les différents segments de production (testés sur 0-100kVA et sur 100-250kVA) avant de proposer une application généralisée.

D'autres solutions consistant à instrumenter le réseau d'autotransformateur permettant de consommer le réactif en excès sont également à l'étude mais sont pour le moment plus coûteux pour le réseau.

Recommandation 20

Inviter le gestionnaire de réseau de distribution à partager un bilan des expérimentations sur la gestion du réactif via la correction de la tangente phi en présentant le chiffrage des économies segment par segment avec comparatif des offres de raccordement avant et après la mise en œuvre du correctif.

La confirmation des gains globaux pourra mener à la **généralisation à l'ensemble des producteurs concernés les outils d'équilibrage du plan de tension**.

11. Mettre en place un plan d'action pour l'industrialisation des flexibilités

Sur la base de la proposition de RTE au sein de son Bilan Prévisionnel 2023, publié le 2 octobre 2023, et des recommandations du présent rapport, l'ADEME propose d'établir **un plan d'action de développement des capacités mobilisables pour la flexibilité électrique reposant sur 3 aspects :**

1. un programme industriel de déploiement d'équipements pour le pilotage des consommations et production ;

Ce programme a pour objectif de sécuriser un gisement de flexibilité accessible pour garantir l'équilibrage offre/demande. Il consiste notamment à déployer des GTB compatibles pour des sollicitations d'effacement par des agrégateurs dans tous les bâtiments tertiaires non résidentiels, pour lesquels le système de chauffage ou de climatisation, combiné ou non à un système de ventilation, a une puissance nominale utile supérieure à 70 kW.

En ce qui concerne le pilotage des consommations chez les plus petits consommateurs, il s'agit de s'appuyer sur le plan sobriété 2 et de faire en sorte que l'ensemble des thermostats installés soient compatibles aux sollicitations de flexibilités implicite et explicite opérées pour le fournisseur d'énergie et/ou l'agrégateur du logement ou du bâtiment.

Enfin côté producteur, il s'agit de garantir la pilotabilité des onduleurs installés pour permettre la modulation à la baisse ou l'écrêtement pendant les périodes de surproduction.

2. une ouverture du marché pour une meilleure diffusion d'offres adaptées aux besoins du système et aux attentes des usagers ;

L'objet des travaux est de s'appuyer sur les dispositifs marchés existants et de travailler de concert entre organismes de régulation, gestionnaires de réseaux, collectivités et représentants des acteurs de la filière pour une adaptation de ces marchés aux enjeux de la transition vers un système zéro-carbone.

3. un programme de recherche et de développement de nouvelles flexibilités technique et d'optimisation en temps réel.

Des acteurs de la recherche et des industriels français de premier plan portent des programmes explorant de nouvelles pistes pour développer les flexibilités nécessaires à l'équilibrage du système électrique, en particulier sur les technologies d'ores-et-déjà ciblées par les exercices prospectifs.

Ainsi doivent être poursuivies la recherche et la démonstration dans plusieurs domaines. Celui des électrolyseurs flexibles permettant de produire de l'hydrogène renouvelable au gré de la disponibilité de production des sources d'énergies renouvelables, dont la priorisation sera de répondre à la demande électrique plutôt que de développer des productions renouvelables/décarbonées spécifiques. Un autre domaine est celui de la participation des renouvelables à la gestion du plan de tension, à prioriser par rapport aux batteries stationnaires.

Il y a un enjeu global fort pour garantir le remplacement des services offert par les machines tournantes des centrales de production thermiques et nucléaires, qui seront moins sollicitées à l'avenir malgré des besoins d'équilibrage grandissant.

Pour la réussite de chacun des volets de cette proposition de plan d'action, il sera nécessaire de quantifier les gains engendrés par ces flexibilités apportées au système électrique et de définir les mécanismes financiers permettant le partage de ces gains aux acteurs de ces solutions (agrégateurs et receveurs).

L'ADEME est à disposition de l'ensemble des acteurs pour étudier l'opportunité d'expérimenter des cas d'usages de développement des flexibilités afin de valider opérationnellement leur application technique.

Pour en savoir plus

Prospective - Transitions 2050 – Rapport, 2021/11

<https://librairie.ademe.fr/recherche-et-innovation/5072-prospective-transitions-2050-rapport.html>

Prospective - Transitions 2050 – Le Feuilleton Mix électrique, 2022/02

<https://librairie.ademe.fr/energies-renouvelables-reseaux-et-stockage/5352-prospective-transitions-2050-feuilleton-mix-electrique.html>

Avis d'experts : Le stockage dans la transition énergétique

<https://librairie.ademe.fr/energies-renouvelables-reseaux-et-stockage/6953-avis-d-experts-le-stockage-dans-la-transition-energetique.html>

Avis de l'ADEME sur l'Autoconsommation Individuelle

Publication à venir

Guide technique - Flexibilité électrique en industrie, 2021/06

<https://librairie.ademe.fr/changement-climatique-et-energie/4724-flexibilite-electrique-en-industrie.html>

Cahier des charges audit d'effacement électrique dans l'industrie, 2021/06

<https://librairie.ademe.fr/changement-climatique-et-energie/4725-cahier-des-charges-audit-d-effacement-electrique-dans-l-industrie.html>

Cahier des Charges Fonctionnel Bâtiment, FlexEnr, 2021/12

<https://www.ifpeb.fr/wp-content/uploads/2021/12/Cahier-des-Charges-FlexReady.pdf>

Evaluation du potentiel d'effacement en France, groupement E-CUBE Strategy Consultants, CEREN, 2017/09

<https://librairie.ademe.fr/energies-renouvelables-reseaux-et-stockage/1772-effacement-de-consommation-electrique-en-france.html>



www.ademe.fr