

NOTE DE RÉFLEXION

LE DÉVELOPPEMENT DES FLEXIBILITÉS :

un impératif pour concilier électrification
des usages, intégration des EnR sur le réseau
électrique et trajectoire de décarbonation



EURO
GROUP
CONSULTING

Leading positive transformation



L'électrification des usages, portée par la décarbonation des transports, du bâtiment et de l'industrie, et par le développement des datacenters pour répondre aux besoins croissants des technologies, va entraîner une hausse significative de la demande d'électricité ainsi qu'une accentuation des pointes de consommation (recharge des véhicules le soir, chauffage...). Dans le même temps, la poursuite de l'intégration des énergies renouvelables (EnR), notamment éoliennes et solaires, accroît la variabilité de la production et réduit la part des moyens pilotables traditionnels. Dans ce contexte, le développement et recours aux flexibilités électriques devient de plus en plus nécessaire. Cet essor des flexibilités doit répondre à la fois à des enjeux nationaux et locaux.

Cet article vise à décrypter le rôle croissant des flexibilités électriques dans le système électrique français, en analysant à la fois leurs fonctions historiques au niveau national et leur développement plus récent au niveau local. Il propose une lecture structurée des différents types de flexibilités mobilisables pour piloter le système électrique, des mécanismes associés et des impacts et enjeux liés à la transformation du système. L'objectif est également d'éclairer les nouveaux enjeux techniques, économiques, organisationnels et contractuels auxquels sont confrontés les gestionnaires de réseau, dans un contexte d'accélération de la transition énergétique.

QU'EST-CE QU'UNE FLEXIBILITÉ ÉLECTRIQUE ?

La flexibilité électrique désigne la capacité d'un acteur (site de production, stockage ou consommation) à modifier son injection ou son soutirage d'électricité sur le réseau, généralement en réponse à un signal (prix, demande du gestionnaire de réseau, contrainte technique). Les flexibilités peuvent être mobilisées à différentes échelles du système électrique : à l'échelle nationale pour assurer notamment l'équilibre offre-demande en temps réel et la sûreté globale du réseau, et à une échelle locale pour traiter des contraintes spécifiques localisés sur le réseau de transport ou de distribution.

A noter : certains termes utilisés (*) dans ce document le sont à des fins de regroupement, clarification analytique et pédagogique. Ils ne correspondent pas à des catégories formellement définies dans les cadres réglementaires ou normatifs en vigueur.

LES FLEXIBILITÉS POUR RÉPONDRE À DES ENJEUX NATIONAUX : UN LEVIER HISTORIQUE À ADAPTER À LA NOUVELLE DONNE ÉNERGÉTIQUE

L'équilibre instantané entre production (offre) et consommation (demande), fondement du bon fonctionnement du réseau électrique et activité assurée par le gestionnaire de réseau de transport RTE, devient plus complexe.

Les pics de consommation sont plus élevés, la part de production intermittente (EnR) raccordée au réseau électrique augmente, et la multiplication des phénomènes de prix négatifs en Europe (situations où l'offre de production excède largement la demande, conduisant les producteurs à payer pour injecter) engendrent des arrêts brusques et importants d'EnR. Pour assurer l'équilibre offre-demande et assurer la sûreté du système électrique, le gestionnaire de réseau RTE fait appel à des flexibilités. Celles-ci ont toujours existé, cependant, les gestionnaires de réseau doivent s'adapter et augmenter le gisement de flexibilités pour répondre aux nouveaux enjeux liés à l'évolution du système électrique.

Plusieurs types de flexibilités existent pour répondre à ces enjeux nationaux :

• **Les flexibilités « structurelles »*** visent à lisser les pics de consommation sur le long terme (tendance annuelle), sans intervention directe du gestionnaire de réseau. Elles reposent sur des signaux économiques et contractuels incitant les consommateurs à adapter durablement leurs usages afin de réduire les pointes de demande. Elles permettent notamment de décaler une partie de la consommation dans le temps, via des dispositifs existants tels que la tarification heures pleines / heures creuses, ou encore le respect de la puissance souscrite, qui incite les consommateurs à limiter leurs appels de puissance et à optimiser le dimensionnement de leurs installations. Afin de mieux répondre aux nouveaux besoins du système électrique — en particulier par rapport au développement massif du photovoltaïque et l'abondance de la production solaire lors des après-midis d'été — le TURPE 7 a fait évoluer ces signaux tarifaires. Cette évolution se traduit par une différenciation des heures creuses entre l'été et l'hiver, et notamment un allongement des plages d'heures creuses en après-midi pendant la période estivale, afin d'encourager la consommation lors des périodes de forte production solaire.

• **Les flexibilités « dynamiques »*** ont pour objectif de déplacer la consommation vers les périodes où l'électricité est la plus abondante et la moins chère, sur des horizons journaliers à hebdomadaires, sans intervention du gestionnaire de réseau. Elles reposent sur les décisions des consommateurs et/ou des fournisseurs, guidées par des signaux de prix ou des stratégies d'optimisation énergétique. Elles peuvent notamment s'appuyer sur :

- le stockage d'énergie, via des batteries stationnaires ou des stations de transfert d'énergie par pompage (STEP),
- le développement de l'autoconsommation, en particulier photovoltaïque,
- le pilotage de la recharge des véhicules électriques, par exemple en privilégiant les périodes de production solaire locale,
- plus largement, le pilotage des usages flexibles (notamment chauffage, eau chaude sanitaire et procédés industriels).

• **Les flexibilités de marché permettent un pilotage court terme voire en temps réel, à travers l'intervention du gestionnaire de réseau, principalement RTE.** Elles constituent une variable d'ajustement du système électrique, mobilisée pour assurer en permanence l'équilibre entre l'offre et la demande ou pour répondre à des problématiques de tension. Dans ce cadre, les sites de production, de stockage ou de consommation peuvent proposer leurs services à travers plusieurs mécanismes comme le mécanisme de capacité ou le mécanisme d'ajustement. Un enjeu important aujourd'hui et demain est d'augmenter le gisement en faisant participer les acteurs EnR aux différents mécanismes de flexibilités de marché pour augmenter la part de leviers utilisables par RTE.

• **Les flexibilités de sauvegarde sont des mécanismes exceptionnels, activés par RTE en dernier recours,** en cas de situation critique ou de tension extrême sur le réseau électrique. Elles visent à préserver la sécurité d'approvisionnement et l'intégrité du système électrique lorsque les autres leviers sont insuffisants.

En synthèse : au niveau national, la flexibilité constitue le principal levier pour assurer en permanence l'équilibre entre production et consommation. La transformation du système électrique, marquée par des pics de demande plus élevés et une production renouvelable plus variable, impose d'élargir et de diversifier les leviers activables afin de faire face à des déséquilibres parfois rapides et imprévisibles.

LES FLEXIBILITÉS POUR RÉPONDRE À DES ENJEUX LOCAUX : UN NOUVEAU LEVIER CLÉ À DÉVELOPPER FORTEMENT DANS UN SYSTÈME ÉLECTRIQUE DÉCENTRALISÉ

La forte pénétration des énergies renouvelables et l'électrification croissante des usages ont profondément transformé le système électrique. Celui-ci est devenu plus décentralisé, parfois bidirectionnel, et ne repose plus uniquement sur un schéma de flux « descendant » depuis les grands moyens de production vers les consommateurs. Dans ce nouveau contexte, le développement des flexibilités locales constitue un levier essentiel pour adapter le fonctionnement du système électrique, en limitant le recours à des investissements lourds et coûteux dans les infrastructures de réseau.

• **Les flexibilités locales* pour gérer des contraintes de congestions** (gestion des transits / intensités sur les ouvrages) se sont fortement développées ces dernières années. Elles se traduisent notamment par des demandes ponctuelles de limitation d'injection adressées aux producteurs d'EnR terrestres (éolien et photovoltaïque) par les gestionnaires de réseau.

Afin d'accompagner l'accélération des raccordements et de maximiser la capacité d'accueil des productions renouvelables, les gestionnaires de réseau et le régulateur ont fait le choix d'optimiser le dimensionnement de leurs ouvrages, plutôt que de renforcer systématiquement le réseau pour couvrir les situations de pointe les plus extrêmes. Cette stratégie permet d'accueillir davantage de capacités EnR à coût maîtrisé, mais implique, lors des périodes de forte production locale, de devoir limiter temporairement certaines injections afin de respecter les contraintes physiques du réseau. Ce compromis vise à réduire les investissements lourds et coûteux de renforcement, et donc à limiter les coûts pour la collectivité. Dans un contexte de poursuite du développement des EnR, le recours à ce type de flexibilité locale est appelé à s'intensifier dans les prochaines années.

• **Les flexibilités locales pour répondre à des contraintes de tension,** sont également vouées à se développer d'ici 2030-2035. L'usage croissant de l'électronique de puissance, utilisée dans les sites EnR (conversion en courant alternatif stable) ou dans les nouveaux équipements ménagers, et la part de plus en plus importante de câbles enterrés en souterrain, impacte la stabilité du réseau et peuvent augmenter les contraintes de tension. Le principal enjeu est de maintenir au niveau local une variété de leviers en nombre suffisant pour pouvoir régler la tension et répondre ainsi aux phénomènes de tensions hautes et basses.

En synthèse : à l'échelle locale, la flexibilité constitue un levier majeur de performance du système électrique. Elle permet de traiter des contraintes techniques ciblées — congestions et variations de la tension — appelées à se multiplier avec la décentralisation de la production et l'électrification des usages. En limitant le recours systématique au renforcement des infrastructures, ces flexibilités contribuent à maîtriser les coûts pour la collectivité tout en accompagnant l'intégration croissante des énergies renouvelables dans le système électrique.



UN NOUVEAU PARADIGME AUX ENJEUX MULTIPLES POUR LES GESTIONNAIRES DE RÉSEAU AVEC LE FORT DÉVELOPPEMENT DES FLEXIBILITÉS LOCALES

À la différence des flexibilités dites « nationales », **le recours aux flexibilités locales est relativement récent** — il s'est développé principalement au cours des dernières années — **et est appelé à s'intensifier fortement dans les années à venir**. Historiquement, le système électrique reposait sur un réseau dimensionné pour accueillir l'ensemble de la production, y compris dans des situations dégradées. Dans ce modèle, le recours à des mécanismes de flexibilités au niveau local restait exceptionnel et ponctuel, essentiellement pour faire face à des événements spécifiques tels que la perte d'un ouvrage ou des situations incidentelles. **Le développement des flexibilités locales marque aujourd'hui un changement de paradigme profond. Comme leur nom l'indique, les flexibilités locales reposent sur des leviers activables à l'échelle territoriale, sur les réseaux HTA et BT** (moyenne et basse tensions), là où se concentrent les raccordements des productions EnR terrestres et des nouveaux usages électriques. A court terme, le cas d'usage principal de flexibilités locales à développer est la limitation d'injection sur le réseau, auprès des sites de productions EnR et/ou des sites de stockages pour gérer les congestions locales. Ce nouveau paradigme fait émerger **plusieurs enjeux majeurs** pour les gestionnaires de réseau.

Des enjeux de coordination entre les acteurs

Le développement des flexibilités locales s'inscrit dans un écosystème multi-acteurs complexe et distribué où interviennent à la fois les gestionnaires de réseau, les producteurs d'EnR, les opérateurs de stockage, les agrégateurs, les fournisseurs, les consommateurs flexibles (industriels, tertiaires ou résidentiels), les responsables d'équilibres (l'activation d'une flexibilité générant un écart sur leur périmètre d'équilibre) ainsi que les autorités de régulation et les pouvoirs publics. La mise en œuvre efficace des flexibilités locales nécessite avant tout une coordination renforcée entre le gestionnaire de réseau de transport (RTE) et les gestionnaires de réseaux de distribution (GRD) : RTE a besoin d'activer des leviers disponibles sur le réseau des GRD pour lever ses propres contraintes locales, tandis que les GRD doivent s'assurer que ces activations restent compatibles avec leurs contraintes locales. Au-delà de cette articulation transport-distribution, la coordination doit également porter sur le partage d'informations (prévisions, signaux d'activation, gestion post activation) avec les principaux acteurs concernés par l'activation d'une flexibilité, la gestion des impacts sur le système électrique (ex : périmètre d'équilibre), la priorisation des usages de la flexibilité et la cohérence des mécanismes de rémunération. L'enjeu est d'éviter les activations contradictoires, les doubles sollicitations ou les effets de bord économiques, tout en garantissant la sûreté du système et l'efficacité collective.

Des enjeux opérationnels et organisationnels

Le déploiement des flexibilités locales induit des évolutions significatives des organisations internes des gestionnaires de réseau, avec notamment la mise en place de nouveaux processus opérationnels, à la fois temps réel mais également en back-office (ex : indemnisation des producteurs écrêtés). Ces processus doivent être outillés pour anticiper la hausse importante du nombre à venir de flexibilités qui sera à activer.

Des enjeux techniques et numériques

Sur le plan technique, plusieurs défis structurants doivent être relevés par les gestionnaires de réseau. Les processus de décision doivent être automatisés pour être le plus réactif possible dans la levée des contraintes afin de maîtriser l'impact économique pour la collectivité – une limitation plus longue ou plus profonde que nécessaire impliquera une perte d'énergie produite. Ce processus est d'autant plus complexe à automatiser qu'il peut faire intervenir plusieurs acteurs : la levée d'une contrainte de transit sur le réseau HTB (haute tension) de RTE peut impliquer RTE, Enedis, un agrégateur et le site de production / stockage. Un autre défi majeur concerne la capacité à piloter des acteurs raccordés en basse tension (BT) : en effet, de plus en plus de contraintes apparaissent dans des zones où les seuls acteurs « limitables » sont des producteurs BT, des producteurs non équipés de dispositif de contrôle commande permettant de recevoir des ordres de limitations. Enfin, l'intégration des solutions de stockage, appelées à jouer un rôle croissant dans la gestion locale des contraintes réseau, peut représenter plusieurs défis – pas uniquement techniques d'ailleurs (contractuel, modèle de rémunération...).



Des enjeux contractuels et réglementaires

Pour répondre rapidement à des situations de congestion locale, tant sur les réseaux de transport que de distribution, les gestionnaires de réseau ont utilisé comme levier contractuel les contrats de raccordement des producteurs (CART, CARD). L'utilisation de ce dispositif a permis de pouvoir rapidement déployer des capacités de limitation de production EnR. Toutefois, la réglementation européenne encourage le recours prioritaire à des mécanismes de marché pour les flexibilités. Cela soulève des enjeux importants de transition vers des flexibilités de « marché », mobilisées via des appels d'offres et des dispositifs de contractualisation avec des acteurs de la flexibilité, afin de traiter efficacement les problématiques locales tout en respectant le cadre réglementaire. Cette transition se fera nécessairement sur un temps long. De manière plus générale, la flexibilité locale étant un levier clé pour accélérer la transition énergétique, son traitement réglementaire peut être amené à évoluer tant au niveau national qu'euro péen (ex : loi de finances 2025 qui a fait évoluer les règles et circuit financier des indemnisations ou rémunérations dans certains cas).

Des enjeux financiers et perspectives économiques

Les gestionnaires de réseau doivent trouver le juste équilibre entre développement du réseau et usage des flexibilités afin d'optimiser les coûts pour la collectivité. Cet arbitrage est particulièrement complexe dans un contexte où les besoins d'investissement dépendent des dynamiques locales – électrification des usages – et où chaque acteur du système électrique poursuit sa propre logique d'optimisation économique et de valorisation de ses actifs — qu'il s'agisse des producteurs, des opérateurs de stockage, des agrégateurs ou des consommateurs.

Dans ce contexte, un enjeu clé pour les gestionnaires de réseau consiste à anticiper leurs besoins en flexibilités locales tant en volume qu'en temporalité, afin d'en maîtriser les coûts associés. Cette capacité d'anticipation nécessite notamment une bonne visibilité sur l'évolution des usages et des raccordements EnR.



CONCLUSION

Réussir le déploiement des flexibilités est un incontournable pour réussir la transition énergétique de la France.

Pour les gestionnaires de réseau, la flexibilité devient un pilier structurant et indispensable pour garantir la stabilité et sûreté du réseau, et pour réussir la transition énergétique tout en maîtrisant les coûts pour la collectivité. Cette évolution implique un changement profond du système électrique et des pratiques : passage d'un modèle historiquement centré sur le renforcement des infrastructures à un modèle optimisé reposant davantage sur le pilotage actif du système. Elle suppose une coordination renforcée entre acteurs, une digitalisation accrue des réseaux, une meilleure anticipation des besoins et l'intégration progressive de nouveaux actifs, notamment le stockage. Au-delà des aspects techniques, la réussite de ce nouveau paradigme reposera sur la capacité à articuler de manière cohérente solutions techniques, cadres contractuels et mécanismes de marché, dans un environnement réglementaire.



Loïc
FAVIER

Directeur



Thibault
GUIBERT

Associé



- **Eurogroup Consulting est le 1^{er} cabinet de conseil en stratégie, organisation et management français 100% indépendant.**
- **Créé en 1982, il compte 400 collaborateurs en France et développe son rayonnement à l'international depuis plus de 10 ans.** Eurogroup Consulting est notamment membre fondateur du réseau international Nextcontinent. Présent dans 30 pays, avec plus de 3000 consultants, il est reconnu auprès des dirigeants des entreprises de tous les secteurs d'activités privés et publics partout dans le monde.
- Dans un contexte d'accélération des grandes transitions, **les équipes d'Eurogroup Consulting s'engagent aux côtés des femmes et des hommes qui font les organisations**, pour générer des transformations positives et durables.
- Nos experts vous accompagnent sur la maîtrise des transitions énergétiques avec pragmatisme opérationnel et engagement durable, au service de la performance et de la résilience des acteurs du secteur. Chaque mission répond à des enjeux critiques et vise un résultat concret : **garantir un impact mesurable et durable.**



**EURO
GROUP
CONSULTING**

Leading positive transformation