

# Le rôle de la flexibilité dans le système électrique d'aujourd'hui et de demain

Par Alain BURTIN

Responsable des activités Management d'énergies  
au sein de la R&D du groupe EDF

L'électricité ne se stocke pas. Il faut la produire, la transporter et la distribuer quand on en a besoin. Il faut pour cela disposer de marges et de leviers de flexibilité afin d'assurer l'ajustement physique de l'offre et de la demande d'électricité à chaque instant, en respectant des critères prédéfinis de sécurité et de fiabilité des réseaux électriques. La décarbonation des mix électriques avec le développement massif des EnR modifie en profondeur les fondamentaux d'exploitation des systèmes électriques, dont les besoins de flexibilité augmentent pour pouvoir gérer la variabilité des EnR, tandis que les principales sources de flexibilité constituées par les centrales conventionnelles se réduisent. Dans cet article, nous abordons la montée des enjeux de flexibilité dans le système électrique d'aujourd'hui et les leviers actionnés pour y répondre, les adaptations nécessaires pour atteindre les objectifs européens à l'horizon 2030, ainsi que les perspectives post-2030.

## Introduction

Le système électrique est probablement le plus grand système industriel du monde. On lui demande d'être disponible vingt-quatre heures sur vingt-quatre, sept jours sur sept et immédiatement, tout en se faisant « oublier » pour l'immense majorité des utilisateurs. L'électricité ne se stockant pas, il est nécessaire de gérer l'équilibre entre l'offre et la demande d'électricité en temps réel et pour cela de disposer de leviers de flexibilité pour assurer cet ajustement physique, tout en respectant des critères prédéfinis de sécurité et de fiabilité.

Ce sont les moyens de production conventionnels centralisés (le nucléaire, l'hydraulique et le thermique à flamme) qui constituent aujourd'hui les principaux leviers de flexibilité des systèmes électriques. L'objectif de neutralité carbone et de décarbonation du mix électrique et le développement de la production renouvelable variable (éolien et photovoltaïque (PV)) et des usages de l'électricité (*smart home*, véhicules électriques, pompes à chaleur, production d'hydrogène (H<sub>2</sub>)...) dans le cadre de la transition énergétique et numérique, modifient en profondeur l'exploitation du système électrique fondée historiquement sur les propriétés physiques des réseaux. Émergent ainsi de nouveaux besoins de flexibilité, mais aussi de nouvelles opportunités de contrôle et de pilotage reposant sur les technologies de l'information afin de mobiliser et de coordonner des leviers de flexibilité de plus en plus décentralisés et diffus dans les réseaux.

## Fonctionnement dynamique des systèmes électriques

L'électricité ne se stockant pas, il convient de la produire lorsque l'on en a besoin. Le développement des réseaux a permis de bénéficier du foisonnement des courbes de charge des différents consommateurs à des mailles locales. L'intérêt d'étendre les réseaux de transport pour couvrir tout le territoire d'un pays est vite apparu. Cela a permis de bénéficier de la complémentarité entre les courbes de charge résidentielles, industrielles et tertiaires, ainsi que des complémentarités entre les parcs de production (mix hydraulique/nucléaire/thermique), tout en bénéficiant d'économies d'échelle avec le développement de centrales de plus en plus puissantes.

L'électricité devant être produite lorsque l'on en a besoin, il est nécessaire de gérer l'équilibre entre l'offre et la demande d'électricité (EOD) en temps réel. Il s'agit pour ce faire d'optimiser un système production-réseau-consommation d'électricité sur une zone électrique, et ce en mettant en commun les capacités de production disponibles pour satisfaire la demande d'électricité.

Compte tenu des conséquences des accidents électriques et des enjeux économiques associés, il est indispensable de bien maîtriser la sûreté de fonctionnement des systèmes électriques. Cette maîtrise est au cœur des responsabilités confiées au Gestionnaire du réseau de transport (GRT), lesquelles s'exercent sur

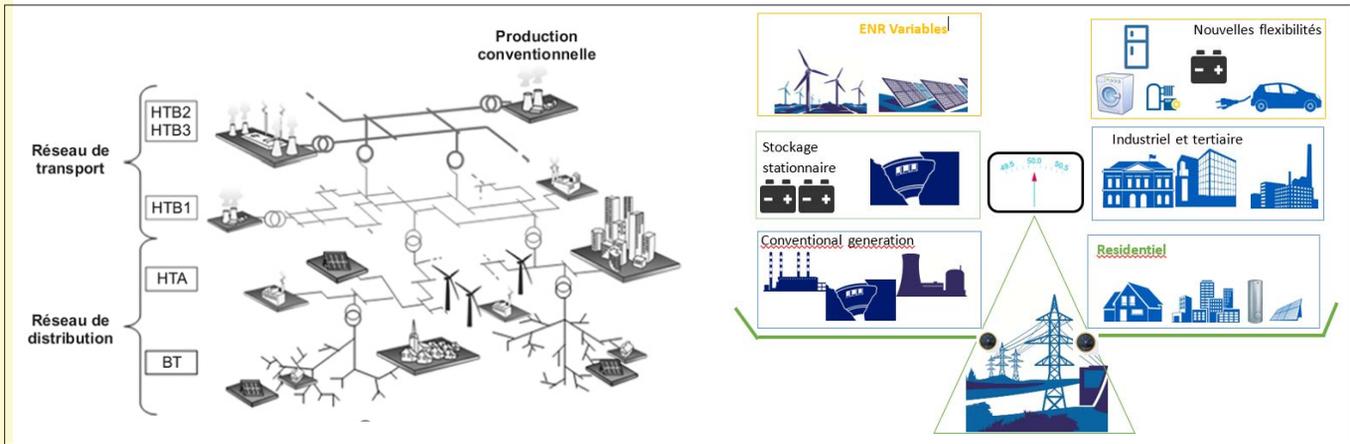


Figure 1 : Mécanismes de réglage de la fréquence (équilibre O/D) et de la tension (GRT/GRD).

la base des critères de sécurité fixés par les pouvoirs publics et déclinés dans les codes réseaux<sup>1</sup>.

Les propriétés physiques des réseaux ont été mises à profit pour assurer ce bon fonctionnement du système électrique, le pilotage fin en temps réel de l'EOD étant assuré *via* les mécanismes de réglage de la fréquence et de la tension. En dehors des plages normales de fréquence et de tension, des protections s'activent pour délester la consommation et découpler les groupes de production, afin d'éviter un risque d'effondrement par des déclenchements en cascade.

## Flexibilité et gestion de l'équilibre offre-demande

Afin d'assurer la sécurité et la fiabilité du système électrique, il est nécessaire de disposer de marges et de leviers de flexibilité pour gérer les variations prévisibles, mais aussi imprévisibles de la consommation, de la production et des flux dans les réseaux.

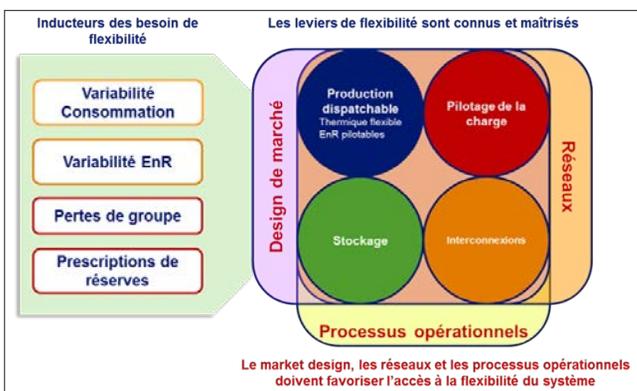


Figure 2 : Besoins et leviers de flexibilité – Source : EDF R&D.

<sup>1</sup> Les codes réseaux européens définissent les prescriptions techniques de raccordement au réseau pour les producteurs et les installations de consommation, les règles de sécurité et de planification opérationnelle, les règles de dimensionnement des réserves et de contrôle de la fréquence, ainsi que les règles de gestion des interconnexions de couplage des marchés et d'équilibrage du système.

Les besoins de flexibilité pour la gestion de l'EOD sont ceux relatifs au suivi de la charge relativement prévisible (cycles journaliers, hebdomadaires et annuels), à la gestion des indisponibilités des groupes de production, ainsi qu'à la couverture des aléas météo-climatiques qui affectent les usages thermosensibles (pointes mobiles en hiver, climatisation en été), la gestion des réservoirs hydrauliques et la production EnR variable.

Les leviers de flexibilité pour la gestion de l'EOD reposent sur la flexibilité des usages, sur le pilotage des capacités programmables de production d'électricité adossées à des stockages d'énergie sous différentes formes (les réservoirs hydrauliques (les centrales de lac, les installations éclusées ou au fil de l'eau), le combustible nucléaire stocké en réacteur, les centrales des mines de lignite, les réseaux et stockages gaziers, les stocks de charbon, la biomasse, les bacs de fioul, les batteries stationnaires, le stockage d'hydrogène...), sur le pilotage et la flexibilité des EnR variables (écrêtement, stockage), ainsi que sur des stations de transfert d'énergie (pompage hydraulique (STEP), batteries).

Le développement des interconnexions et le couplage des marchés en Europe au cours des vingt dernières années ont permis de tirer parti des synergies entre les mix électriques européens pour la gestion de l'équilibre offre-demande, de partager les marges de capacité disponibles en pointe, d'optimiser les arbitrages entre l'utilisation des centrales à charbon et celles au gaz avec la mise en place du marché européen des quotas de CO<sub>2</sub>, tout en facilitant l'intégration d'un volume croissant d'EnR variables dans les réseaux européens.

## Flexibilité et usages électriques

L'implémentation de tarifs horo-saisonniers en France a permis de lisser les consommations dans les réseaux de distribution à l'échelle de la journée, de la semaine et même de l'année, et de réduire les besoins de flexibilité pour le suivi de charge, ainsi que le besoin de capacité globale du système en augmentant le facteur d'utilisation des moyens installés, et ce au bénéfice de

l'ensemble des consommateurs<sup>2</sup>. Les consommateurs bénéficient d'options tarifaires valorisant leur flexibilité (tarifs effacements jours de pointe, tempo, tarif heures pleines/heures creuses, avec asservissement de la production d'eau chaude sanitaire, du chauffage, de la charge des véhicules électriques (*smart charging* V1G ou V2G)...). Tandis que l'effacement de la consommation de sites industriels et tertiaires les jours de pointe sur les marchés de gros permet de réduire de plusieurs GW les besoins de capacités de pointe du système, tout en optimisant les coûts d'approvisionnement.

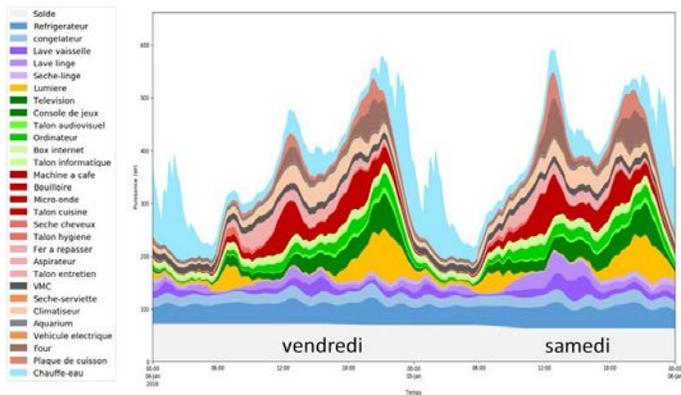


Figure 3 : Consommations d'électricité des ménages français par usage – Source : EDF R&D.

et au réglage de tension. Ils constituent aujourd'hui les principaux leviers de gestion des marges de capacité à l'horizon annuel et contribuent à la flexibilité dynamique, dans la limite de leurs performances techniques (délai de mobilisation pouvant aller de quelques heures à quelques minutes avant leur couplage au réseau, puissance minimale de fonctionnement, gradient de variation de charge, capacité de participation aux réglages primaires et secondaires de fréquence...).

Sur le plan économique, pour satisfaire la demande, les moyens de production sont mobilisés selon le coût croissant du combustible ; la fourniture des services système est optimisée pour en minimiser le coût. Dans la plupart des systèmes électriques, les moyens ont été développés pour répondre à des besoins de base ; les moyens plus anciens les moins compétitifs assurent les besoins de semi-base et de pointe.

### Flexibilité et EnR variables

Comme pour la demande, l'intégration des EnR variables dans les réseaux permet de bénéficier du foisonnement naturel entre les sites et de lisser les courbes de charge EnR agrégées à l'échelle des systèmes électriques.

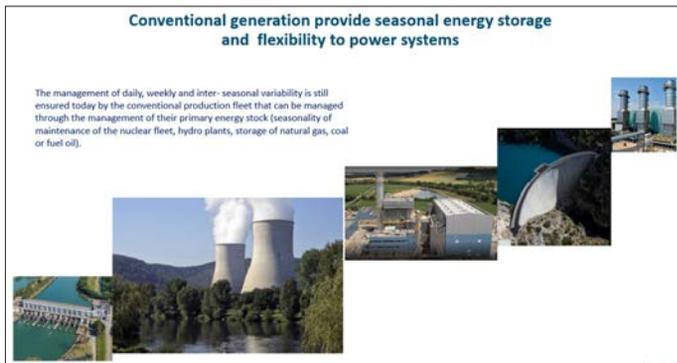


Figure 4 : Moyens de production conventionnels – Source : EDF.

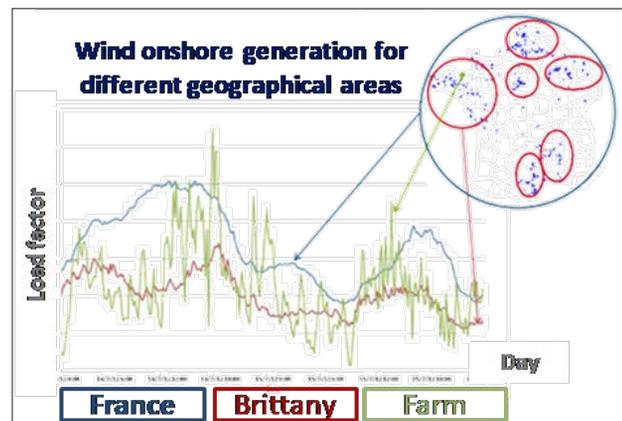


Figure 5 : Facteur de charge éolien – Source : RTE.

### Flexibilité et moyens de production conventionnels

Les moyens de production conventionnels – l'hydraulique, le nucléaire, les centrales charbon ou cycle combiné gaz naturel, les turbines à combustion (TAC) ou les groupes diesel – sont, en dehors de leurs périodes de maintenance, susceptibles de fonctionner en continu en base, dans la mesure où ils sont approvisionnés en combustible ou disposent d'énergie en stock pour l'hydraulique. Ils sont également susceptibles de contribuer au suivi de charge en modulant leur niveau de production, de contribuer au réglage de fréquence

Le développement à grande échelle des filières éoliennes et photovoltaïques fait cependant apparaître de nouvelles problématiques pour l'exploitation des systèmes électriques :

- Leur taux de pénétration instantané peut varier énormément et rapidement, ce qui influe sur la dynamique et la stabilité du système électrique. Leur raccordement *via* une interface d'électronique de puissance conduit à une baisse de l'inertie du système à la différence des moyens de production conventionnels qui, au travers de leurs machines tournantes, contribuent à cette inertie, mais aussi à la stabilité du système.
- Ces énergies renouvelables sont dites variables (EnRv), dans la mesure où leur production peut varier fortement d'une heure à l'autre, en fonction des conditions météo-climatiques. Elles ne sont

<sup>2</sup> Un consommateur résidentiel isolé présente un facteur de charge de l'ordre de 500 heures, alors que la courbe de charge agrégée du secteur résidentiel est proche de 5 000 heures.

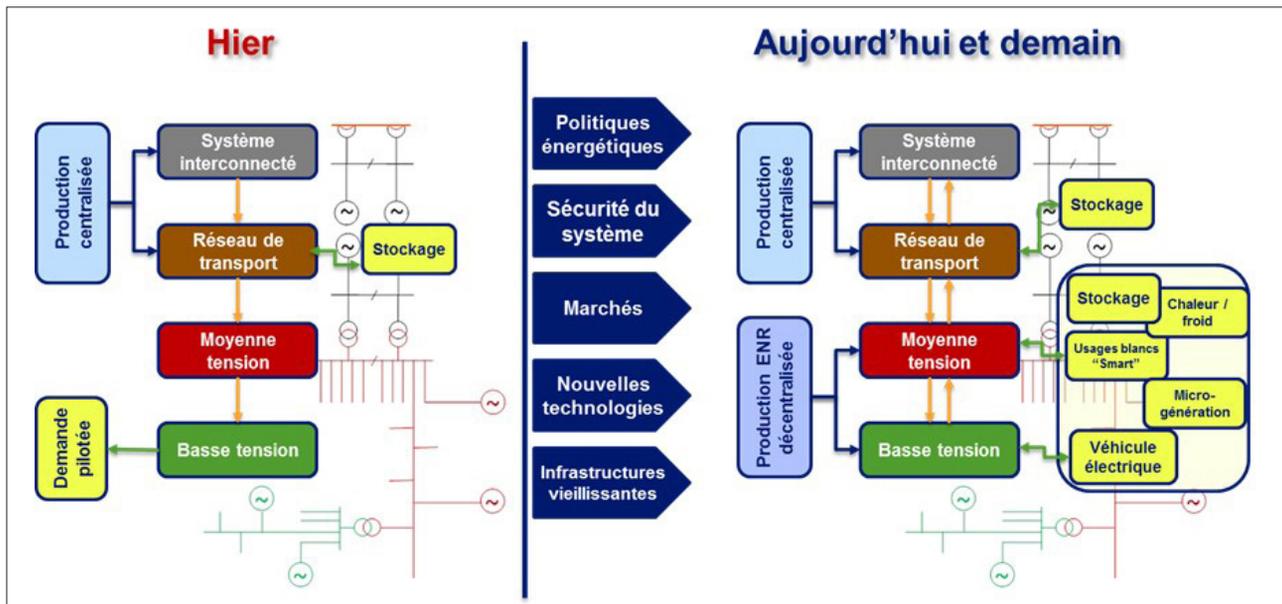


Figure 6 : Les enjeux de la flexibilité dans le système électrique actuel et ses évolutions dans le système de demain – Source : EDF R&D.

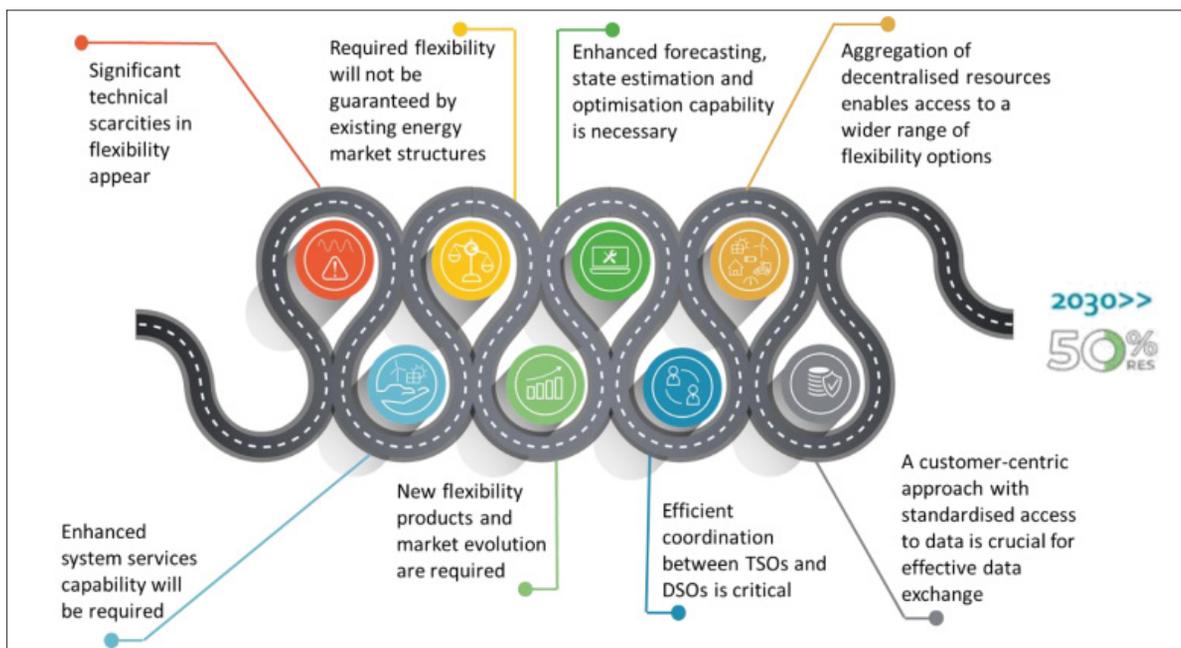


Figure 7 : Flexibility road Map – Source : EU-SysFlex.

pas programmables à la différence des moyens conventionnels adossés à des stockages d'énergie et génèrent des besoins de flexibilité (EOD, réseaux, inertie) pour gérer la variabilité et l'incertitude associée à leur production.

- Décentralisées et diffuses, elles modifient l'exploitation des réseaux de distribution auxquels elles sont raccordées et nécessitent de renforcer la coordination entre les opérateurs des réseaux de transport (GRT) et ceux des réseaux de distribution (GRD). Elles rendent les flux dans les réseaux de transport moins prévisibles et augmentent les risques de congestion.

Dans le cadre du projet européen EU-SysFlex, a été développée une feuille de route visant à répondre aux défis techniques posés par l'intégration de 50 % d'EnRv dans le mix électrique européen à l'horizon 2030 : contrôle de l'inertie et de la stabilité du système, coordination GRT/GRD, agrégation de ressources décentralisées (VPP), prévisions et gestion prévisionnelle des marges d'exploitation du système et des réseaux, nécessité de renforcer les services système et d'adapter les règles de marché afin de développer, de mobiliser et de valoriser les services de flexibilité nécessaires au bon fonctionnement du système.

## Évolution des besoins de flexibilité en matière de gestion de l'EOD

Avec le développement des EnR variables, la gestion de l'EOD devient de plus en plus dépendante des conditions météo-climatiques : conditions de température, d'hydraulicité, de nébulosité et de vent.

À l'horizon journalier, l'amplitude des besoins de suivi de charge et de réglage ainsi que les erreurs de prévision de la veille pour le lendemain augmentent très fortement. Cela nécessite de développer les processus infra-journaliers afin d'optimiser la production au plus près du temps réel. Le développement en cours de plateformes d'optimisation de l'utilisation des interconnexions en infra-journalier (TERRE, PICASSO, MARI) vise à renforcer le couplage des marchés en

mutualisant les réserves au niveau européen. La capacité à contrôler, à écrêter et/ou à stocker la production EnR devient critique dans les périodes de très forte production d'EnR afin de maîtriser l'équilibre en dynamique et conserver la stabilité du système électrique.

## Flexibilité et stockage d'énergie

La plupart des systèmes électriques ont développé des stations de transfert d'énergie par pompage (STEP) en tant qu'outils de flexibilité permettant de gérer les variations de demande à l'horizon journalier/hebdomadaire. Les volumes de stockage d'électricité restent cependant limités aujourd'hui dans les systèmes électriques (- 1 % de la demande), l'essentiel étant fourni par des STEP (160 GW).

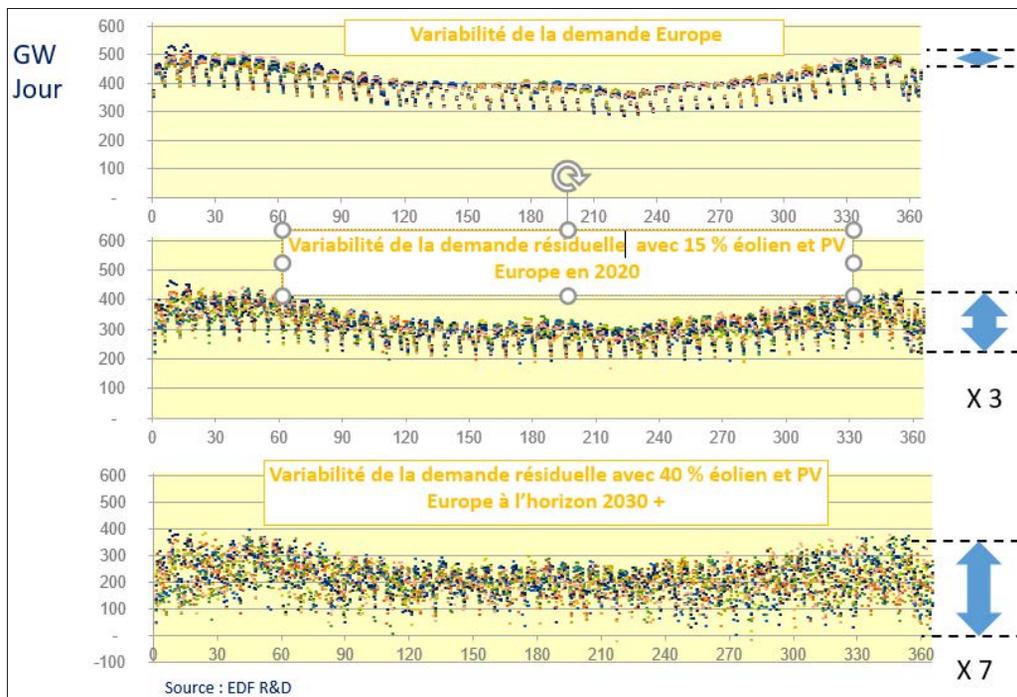


Figure 8 : Variabilité journalière de la demande résiduelle d'électricité en Europe en 2010, en 2020 et en 2030 – Source : EDF R&D.

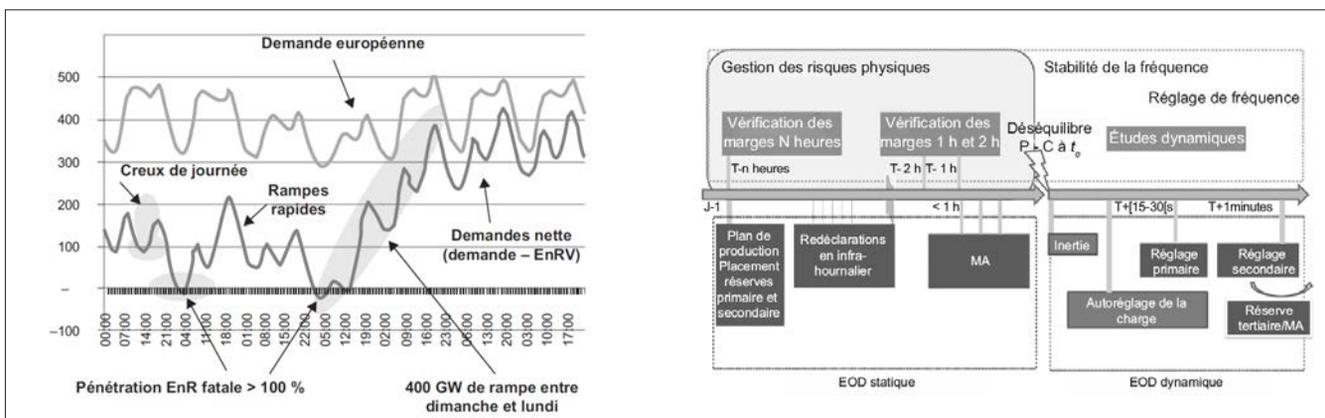


Figure 9 : Gestion EOD à l'horizon journalier et infra-journalier – Source : EDF R&D.

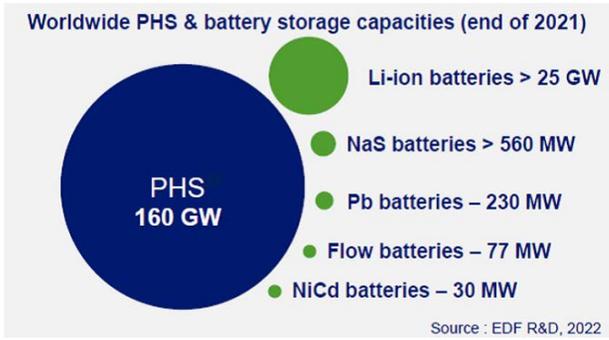


Figure 10 : Capacités de stockage de l'électricité au niveau mondial – Source : EDF R&D 2022.

Avec le développement des énergies renouvelables variables, le stockage de l'électricité est appelé à se développer : les batteries contribuent aujourd'hui au réglage primaire rapide de la fréquence dans un contexte de baisse de l'inertie des systèmes électriques. Elles se développent en association avec des centrales photovoltaïques pour permettre le lissage de la production à l'horizon journalier.

L'objectif de neutralité carbone va conduire à développer de nouvelles solutions en substitution des centrales thermiques : stockage de longue durée de l'électricité

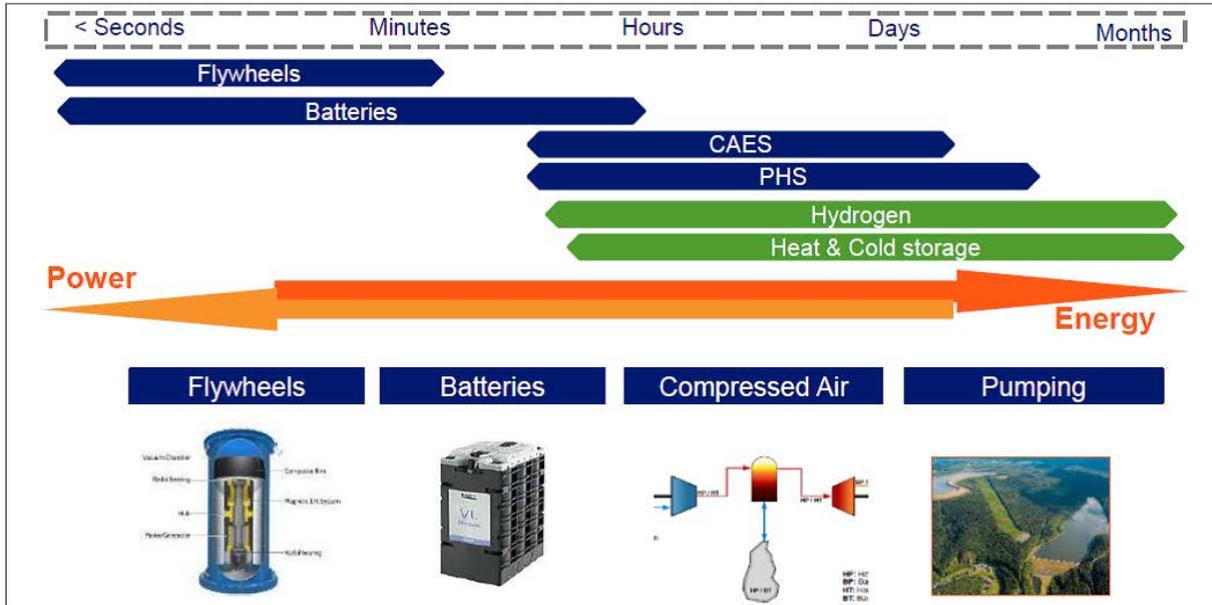


Figure 11 : Technologies de stockage de l'électricité et flexibilités associées – Source : EDF R&D.

NB : L'énergie décarbonée fournie par les EnR contribue à réduire fortement les émissions de CO<sub>2</sub> du système électrique, en se substituant à la production de centrales utilisant des énergies fossiles. Si ces centrales thermiques voient leur durée d'appel se réduire, les services de flexibilité rendus par ces centrales dotées de capacités de stockage de l'énergie restent essentiels pour assurer la sûreté d'exploitation et d'approvisionnement du système électrique.

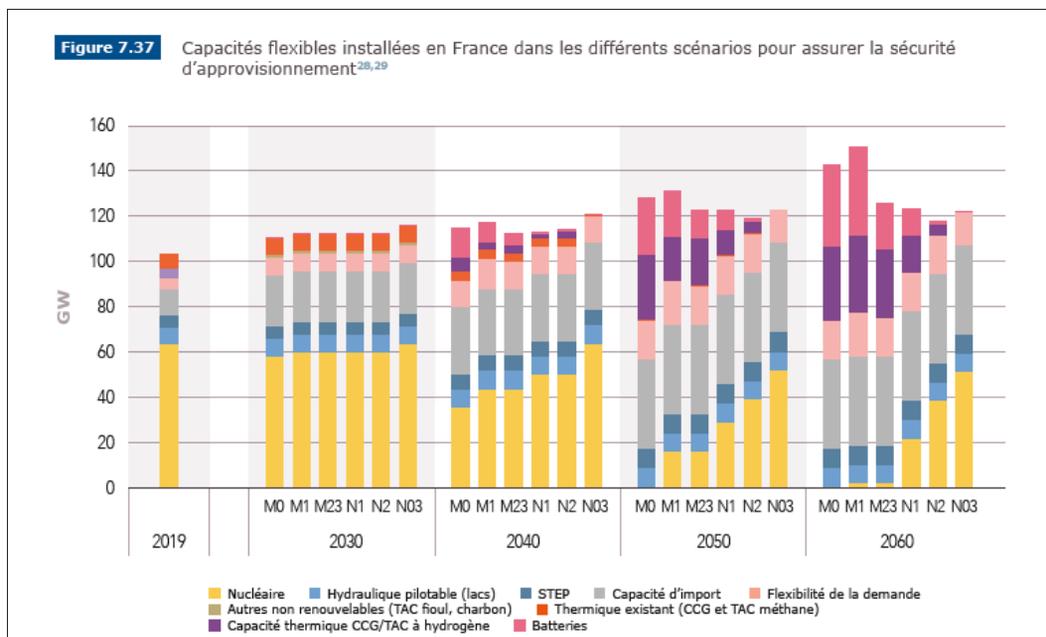


Figure 12 : Figure extraite du rapport « Futurs énergétiques 2050 – Capacités flexibles » – Source : RTE.

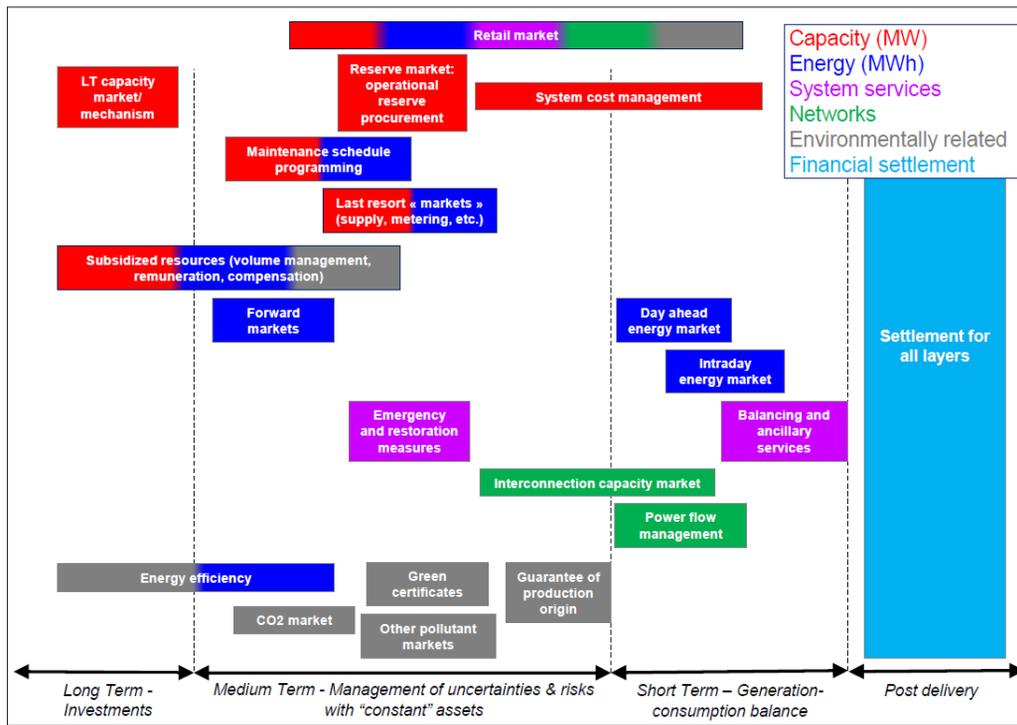


Figure 13 : Valorisation des produits et services sur les marchés de gros en Europe – Source : EDF R&D.

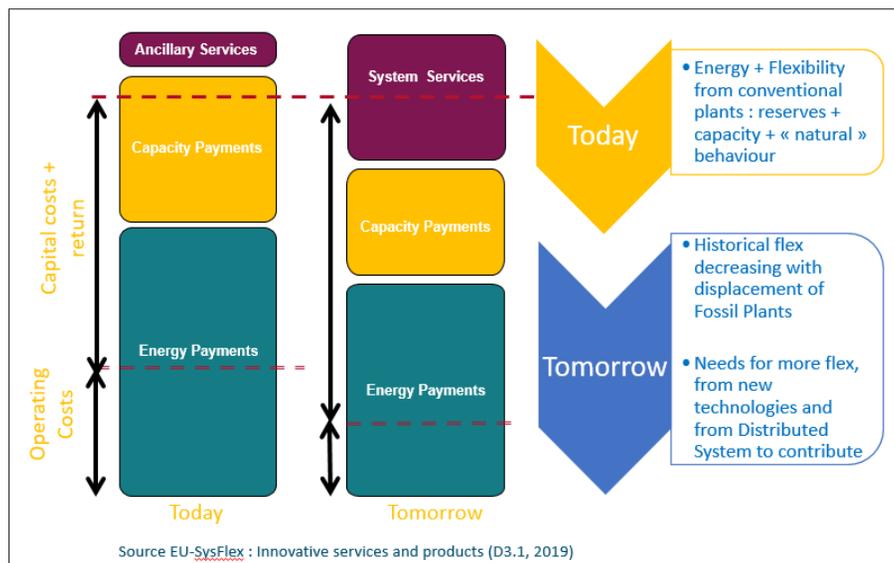


Figure 14 : Une valorisation croissante des services de flexibilité – Source : EU-SysFlex, "Innovative services and products", D 3.1, 2019.

ou solutions thermiques décarbonées (biomasse, biométhane, H<sub>2</sub>, e-fioul...).

### Responsabilité d'équilibre et marchés de gros de l'électricité

Le processus d'équilibre Production-Consommation-Réseau, pour être réalisé à chaque instant, fait l'objet d'une activité continue dans le temps, allant de plusieurs années à l'avance jusqu'au temps réel, faisant intervenir de nombreux mécanismes et acteurs en inter-

action sur les marchés de gros de l'électricité. Il nécessite une coordination assurée en Europe en temps réel sur chaque zone de réglage par les gestionnaires de réseaux de transport (GRT) en lien avec les acteurs responsables de l'équilibre (producteurs, fournisseurs, agrégateurs, *traders*) et les gestionnaires des réseaux de distribution (GRD).

La hausse des besoins de flexibilité se traduit par le poids croissant de la rémunération des services système et de la capacité sur les marchés de gros par rapport à la rémunération de l'énergie produite.

## Conclusion

Le développement et la valorisation de la flexibilité constituent un enjeu essentiel en tant que supports de la pénétration des EnR variables dans des systèmes et marchés électriques en transition.

Ce sont les centrales conventionnelles (le nucléaire, l'hydraulique, le thermique à flamme) qui fournissent aujourd'hui l'essentiel des besoins de flexibilité du système électrique (inertie, services système, stockage d'énergie et capacités flexibles).

Pour atteindre les objectifs européens à l'horizon 2030, il est cependant nécessaire d'adapter l'exploitation des systèmes électriques et de développer de nouveaux leviers de flexibilité (réglage rapide de fréquence, systèmes de prévision, marchés infra-journaliers, *smart grid*, VPP, *smart charging*...) afin de répondre aux nouveaux besoins de flexibilité des mix décarbonés.

Si la durée de l'appel aux centrales thermiques à flamme diminue fortement, ainsi que leur impact sur le bilan carbone des systèmes électriques, leur rôle reste essentiel pour assurer la sécurité d'alimentation en complément des moyens EnR variables. La décarbonation profonde des systèmes à l'horizon 2050 nécessitera pour assurer la sécurité d'alimentation de développer de nouvelles solutions de stockage d'énergie : stockage de longue durée de l'électricité ou thermique décarboné.

## Références bibliographiques

- BURTIN A. & SILVA V. (2015), "Technical and Economic Analysis of the European System with 60% RES", EDF Technical Report, Sustainable Development Week, Bruxelles, June.
- BELHOMME R., TROTIGNON M. *et al.* (2016), "Overview of the electricity system market and service layers in France, UK and Germany", EEM.
- EDF R&D (2018), « Les systèmes électriques de demain », éd. Lavoisier.
- EU-SysFlex.com (2022), "European power system flexibility roadmap".
- EVANS M.-A., BONO C., MONNOT E., NEAU E. & PRIME G. (2021), « Les défis posés par les EnR variables aux systèmes électriques », *Revue de l'énergie*, janvier-février.
- EVANS M.-A., BONO C. & WANG Y. (2022), "Toward Net Zero Electricity in Europe: What Are the Challenges for the Power System?", *IEEE Power & Energy magazine*, july-august.
- RTE (2021), « Futurs énergétiques 2050 ».