

Les défis posés par les EnR variables aux systèmes électriques

Caroline Bono*, Marie-Ann Evans*,
Etienne Monnot*, Emmanuel Neau*, Grégoire Prime*

@ 43071

Mots-clés : renouvelables, variabilité, stabilité, systèmes électriques, gestion des réseaux

Les énergies renouvelables doivent continuer à se développer de façon significative pour satisfaire les objectifs européens de décarbonation. Ce déploiement s'appuie sur la dynamique des filières éolienne et solaire, des sources renouvelables intrinsèquement variables, décentralisées et connectées au réseau électrique par électronique de puissance. Ces caractéristiques diffèrent des sources de production « historiques » et leur intégration impose une transformation profonde de la gestion des systèmes électriques, affectant la gestion de l'équilibre et de la stabilité du système à différents horizons de temps, la gestion du transport des flux électriques et la gestion opérationnelle des réseaux. Le développement des technologies bas carbone et flexibles demande de relever des défis techniques, qui s'accompagnent également d'enjeux économiques et de digitalisation.

Introduction

Le Pacte vert de décarbonation de l'Europe fixe un objectif à 32 % concernant la part des énergies renouvelables. Si l'hydroélectricité domine parmi les sources d'électricité renouvelable, ce sont principalement les filières éolienne et photovoltaïque (PV) qui se développent. Cette croissance est soutenue au niveau mondial avec près de 100 GW solaires et 60 GW éoliens mis en service chaque année. En France, la Programmation pluriannuelle de l'énergie (PPE) vise des objectifs à 2028 à plus de 35 GW installés pour l'éolien terrestre et jusqu'à 44,5 GW pour le photovoltaïque, soit un rythme de 2 GW/an par filière. Ces énergies présentent des caractéristiques différentes des sources de production historiques, dites

« conventionnelles », et s'en distinguent sur au moins trois plans :

1. Elles exploitent l'énergie de phénomènes naturels (rayonnement solaire, vent), ce qui incite à les installer là où la ressource est la plus abondante, et ce qui rend leur production dépendante des conditions météorologiques. Ce sont des énergies renouvelables dites variables (EnRV), leur énergie primaire n'est pas stockable, contrairement à l'énergie primaire transformée par les moyens de production conventionnels, qui représente une source de stockage endogène importante pour le système électrique, et rend cette production programmable et pilotable ;
2. Les EnRV sont majoritairement de plus petites tailles et décentralisées, ce qui fait voler en éclat le paradigme historique selon lequel les flux de puissance étaient unidirectionnels et descendants vers les réseaux de plus faibles

* EDF (cf. bibliographies p. 83-84).

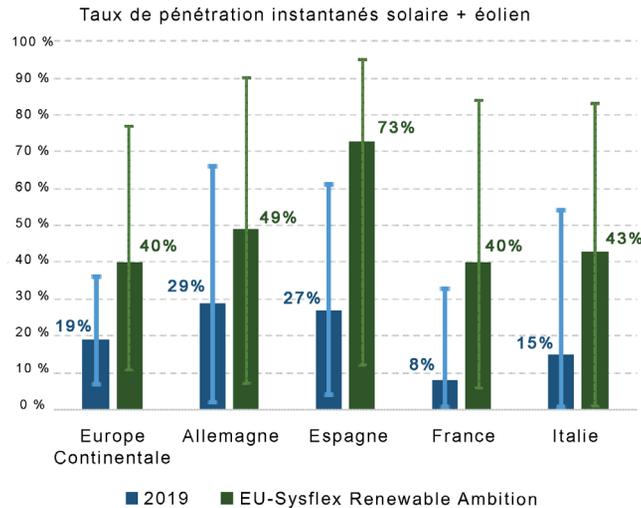


Figure 1. Progression des taux d'injection instantanés des EnRV

Source : EDF R&D

tensions. L'éolien *offshore* fait exception avec des parcs de grande taille et des problématiques spécifiques de raccordement aux réseaux de transport et de développement des interconnexions à des mailles régionales ;

3. Les EnRV injectent de l'électricité dans le réseau non pas par le biais d'alternateurs synchrones, mais par des convertisseurs à base d'électronique de puissance (EP). Là encore, un paradigme tombe et un certain nombre de mécanismes permettant d'assurer la stabilité et la résilience du réseau grâce à des caractéristiques propres aux machines synchrones équipant les centrales électriques nucléaires, thermiques ou hydrauliques, disparaissent progressivement.

Afin d'étudier l'impact de la croissance des EnRV sur le fonctionnement dynamique du système électrique, il ne suffit pas de considérer la part moyenne de production dans le mix de ces sources. C'est leur taux d'injection instantanée dans le système qui affecte la gestion de l'équilibre à court terme et la stabilité du système électrique. Dans le cadre du projet européen Eu-SysFlex, des scénarios partagés entre producteurs et gestionnaires de réseaux ont été construits, avec des mix électriques à plus de 50 % d'EnR à l'horizon 2030, dont une

part croissante d'EnRV. La Figure 1 montre que le scénario «*Renewable Ambition*», pour lequel la part moyenne des EnR monte de 17 % en 2016 à 66 % en Europe, dont 34 % d'éolien et PV, conduit à des taux d'injection instantanée très élevés. Ils augmenteraient par exemple de 19 % à 40 % en moyenne pour l'Europe continentale, avec des maxima passant de 38 % à 18 %, et pour l'Espagne des maxima atteignant 95 % en 2030, avec aux heures de forte production EnRV peu de moyens conventionnels couplés au réseau pour gérer la stabilité du système et la qualité de service !

À la maille de l'Europe continentale, on constate des écarts entre les taux instantanés minimum et maximum, qui varient de 11 % à 77 %, et des amplitudes encore supérieures aux mailles nationales : de 6 % à 90 % par exemple pour l'Allemagne. Ces variations ont des impacts significatifs sur le fonctionnement dynamique du système électrique.

Compte tenu des caractéristiques des EnRV et des taux considérés pour atteindre les objectifs du Pacte vert en 2030, les simulations et essais menés par EDF R&D à l'échelle européenne dans divers travaux récents et en cours mettent en évidence que le déploiement massif

des EnRV pose 5 principaux défis pour la gestion des systèmes électriques, détaillés dans les chapitres de cette synthèse :

1. La gestion de la variabilité du productible sur différents horizons de temps ;
2. Le renforcement des réseaux et la gestion des plans de tension et de protection pour l'acheminement de ces productions décentralisées et le maintien de la qualité de service ;
3. La gestion de la stabilité du système avec de nombreuses sources connectées au réseau par une interface d'électronique de puissance ;
4. La refonte des plans de délestage et de restauration pour la gestion du système en situation exceptionnelle ;
5. Le contrôle de conformité par rapport aux exigences des codes de réseau des installations avec la multiplication de sources diffuses.

1. Gérer la variabilité du productible EnRV sur tous les horizons de temps

L'équilibre entre production et consommation d'un système électrique est un impératif qui requiert des processus complexes sur plusieurs horizons de temps

Le rôle du système électrique est de fournir de l'électricité en temps réel aux consommateurs, en bénéficiant du foisonnement entre les différentes sources de production et de consommation, pour répondre aux besoins fluctuants des consommateurs, tout en maintenant la qualité de service malgré des aléas comme une panne fortuite sur un groupe de production ou un incident sur une ligne haute tension.

La consommation est variable au cours de la journée, entre le jour et la nuit, entre un jour ouvré et le week-end, entre les saisons, et les amplitudes peuvent être importantes. Pour répondre aux fluctuations de la demande, plusieurs options sont possibles : soit la production s'adapte en temps réel, soit une partie de la demande doit être effacée. L'équilibrage en temps réel par le gestionnaire du réseau de transport est le dernier maillon d'un processus

pluriannuel qui permet un dimensionnement du parc de production afin de répondre à différents aléas.

La première étape est la planification des investissements, qui permet d'assurer que le parc et le réseau électriques seront en mesure de répondre à la demande en toute situation de production des EnRV et de demande de pointe, en suivant des critères de défaillance probabilisée définis en amont. En effet, plus la couverture technique des risques est importante, plus elle est coûteuse ; le niveau de risque sur la sécurité d'alimentation est donc défini avec les pouvoirs publics, consistant à accepter de devoir recourir dans de rares cas à des moyens d'urgence, voire de délester des consommateurs. Le développement des EnRV augmente très significativement l'exposition du système électrique aux aléas climatiques extrêmes et modifie en profondeur le paysage de défaillance, ce qui peut nécessiter de réinterroger les critères de sécurité d'alimentation historiques.

L'étape suivante est la gestion prévisionnelle des approvisionnements en combustible pour les centrales thermiques et la gestion des stocks de combustible nucléaire et des réservoirs hydrauliques. Des opérations de rechargement du combustible nucléaire en dehors des mois d'hiver permettent d'avoir une disponibilité maximale des centrales sur ces mois de plus forte demande. De la même façon, les stocks hydrauliques sont gérés sur une base intermensuelle, voire intersaisonnière, pour fournir de la production en hiver pendant les pointes de consommation.

Ensuite, des programmes d'appel de la production conventionnelle sont réalisés à partir des prévisions de demande et des productions renouvelables la veille pour le lendemain, puis retouchés en infrajournalier pour s'adapter aux prévisions plus précises. Ces prévisions court terme (de quelques jours à quelques minutes avant le temps réel) des EnR et de la demande s'appuient sur des outils de plus en plus performants et des données météorologiques en constante amélioration.

Une dernière étape est réalisée automatiquement ou manuellement pour équilibrer en temps réel la fréquence et la tension du réseau, ce qui permet de fournir une électricité de bonne qualité aux consommateurs. Dans la plupart des systèmes électriques actuels, les marges de capacités flexibles nécessaires au fonctionnement dynamique du système électrique sont fournies par les moyens de production conventionnels existants nucléaire, thermique, hydraulique et STEP (station de transfert d'énergie par pompage d'eau).

Ces étapes techniques doivent être coordonnées entre les différents acteurs du système (producteurs, fournisseurs, gestionnaires de réseaux) via des mécanismes de régulation et de marché adaptés (marchés de l'énergie, mécanismes d'ajustement, mécanismes de capacité, etc.).

La gestion de l'équilibre se complique avec la variabilité des EnRV

Les énergies éolienne et solaire ne pouvant être stockées, les EnRV ne peuvent pas être programmées comme des centrales conventionnelles. En raison de leur moindre prévisibilité et observabilité, leur développement introduit des aléas supplémentaires dans l'équilibre en temps réel et nécessite des marges de capacités et réserves additionnelles pour assurer la gestion de l'équilibre offre-demande. Par ailleurs, les capacités dites « pilotables » devront être de plus en plus flexibles pour compenser la variabilité de la part croissante de productible renouvelable. Des besoins en flexibilité et d'équilibrage de plus en plus différenciés sur des échelles de temps très différentes se manifestent suivant le niveau d'intégration de ces énergies variables dans le système électrique. Initialement, la flexibilité des moyens pilotables disponibles est fortement sollicitée (temps de démarrage, puissance minimale, gradient de suivi de charge...) pour assurer l'équilibre production-consommation. Ensuite, au fur et à mesure du remplacement des moyens pilotables par des énergies renouvelables variables, des besoins de flexibilité de natures différentes touchent des horizons de

temps d'un côté de plus en plus longs, et de l'autre très courts. Sur les horizons de temps courts, le besoin est d'assurer la stabilité du réseau, par exemple le réglage de la fréquence. Sur des horizons de temps de quelques jours à plusieurs mois, le besoin est un déplacement de charge des périodes de forte production EnR vers des périodes de forte demande. Les moyens de stockage (batteries, STEP...) et les solutions de pilotage de la consommation à l'échelle de la journée trouvent alors leur justification en complément de la production journalière solaire dans certains contextes. Les solutions de stockage de longue durée pour déplacer significativement la production EnRV à l'échelle mensuelle ou saisonnière, sont peu matures et présentent des coûts prohibitifs. La gestion de la variabilité intersaisonnière reste aujourd'hui encore assurée par le parc de production conventionnelle pilotable à travers la gestion de leur stock d'énergie primaire (saisonnalité de la maintenance du parc nucléaire, de l'hydraulique gravitaire des lacs, du stockage de gaz naturel, de charbon ou de fioul).

Des études approfondies sont nécessaires pour se projeter sur le long terme

Des analyses prospectives permettent de préparer les mix électriques de demain. Ces études s'appuient sur des scénarios prospectifs complexes qui prennent en compte, entre autres, l'évolution de la demande, l'évolution du parc de production conventionnel, notamment le développement des EnR variables, ainsi que l'évolution des réseaux et des interconnexions entre pays. Ces scénarios sont construits à partir des projections énergétiques et des cibles pour les différents pays du périmètre, des évolutions réglementaires et des projections macroéconomiques. Une partie importante de ces scénarios est la construction de la production des énergies renouvelables variables ainsi que de la demande. Pour représenter leurs variations en fonction des conditions atmosphériques, un scénario comprend un grand nombre de réalisations météorologiques obtenues entre autres à partir d'historiques (vitesse et direction du vent, température, nébulosité, rayonnement solaire). Il prend en compte les nouvelles

Les défis posés par les EnR variables aux systèmes électriques

caractéristiques des installations éoliennes et PV (modèles des machines, emplacement des installations, estimations des capacités installées à l'horizon de temps considéré) ainsi que les évolutions de la demande comme le développement du transport électrique ou l'électrification de certains usages. Sur des horizons de temps lointains, il est également nécessaire de prendre en compte les effets du changement climatique.

Dans le projet européen EU-Sysflex, qui étudie les besoins de flexibilité dans un contexte de forte insertion des EnR en Europe, deux scénarios prospectifs centraux, «*Energy Transition*» et «*Renewable Ambition*», et des sous-scénarios avec des parts croissantes d'EnRV (vRES), ont été créés à partir des scénarios de référence de la Commission européenne. Les simulations menées dans ce cadre montrent qu'il est possible d'atteindre des seuils de décarbonation inférieurs à 100 gCO₂/kWh à l'horizon 2030 en Europe en limitant l'usage des combustibles fossiles essentiellement aux productions de pointe et de semi-base. Comme illustré sur la Figure 2, activer le seul levier de

développement des EnR ne suffit plus à faire baisser les émissions de CO₂ au-delà. En effet, les productions EnRV se concentrent sur des périodes où la demande est déjà couverte par les capacités renouvelables installées. Pour atteindre les objectifs de décarbonation profonde du mix électrique à l'horizon 2050, il sera nécessaire de réduire les recours aux combustibles fossiles au profit de technologies bas carbone pilotables maîtrisées comme le nucléaire, le biogaz et la biomasse au côté des EnRV, tout en cherchant éventuellement à développer des turbines à gaz flexibles associées avec du captage-stockage de carbone ou des productions de gaz verts à des fins de stockage intersaisonnier.

Une évolution vers une rémunération adéquate de l'ensemble des actifs du système est nécessaire

Du point de vue économique, il ne suffit pas de disposer d'un mécanisme de rémunération incitant à investir dans la production EnR pour développer ces technologies, il est aussi nécessaire de rémunérer les actifs existants et

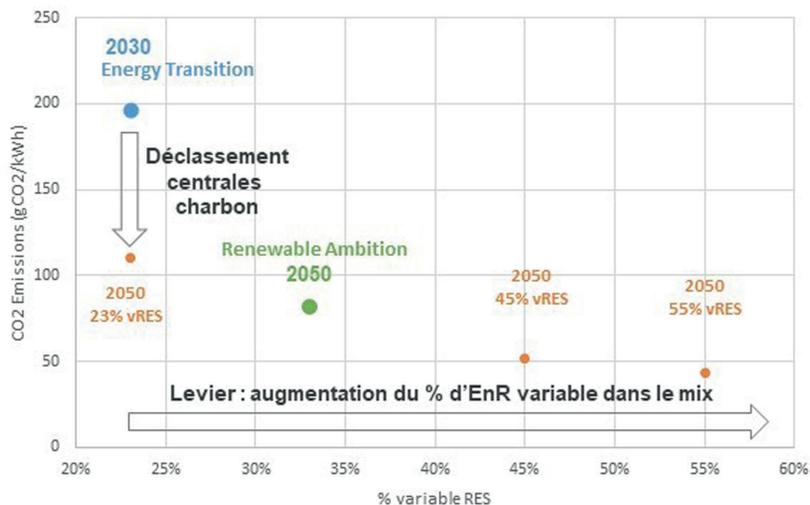


Figure 2. Émissions de CO₂ directes par kWh en fonction du % d'EnRV dans le mix électrique européen

Source : EDF R&D

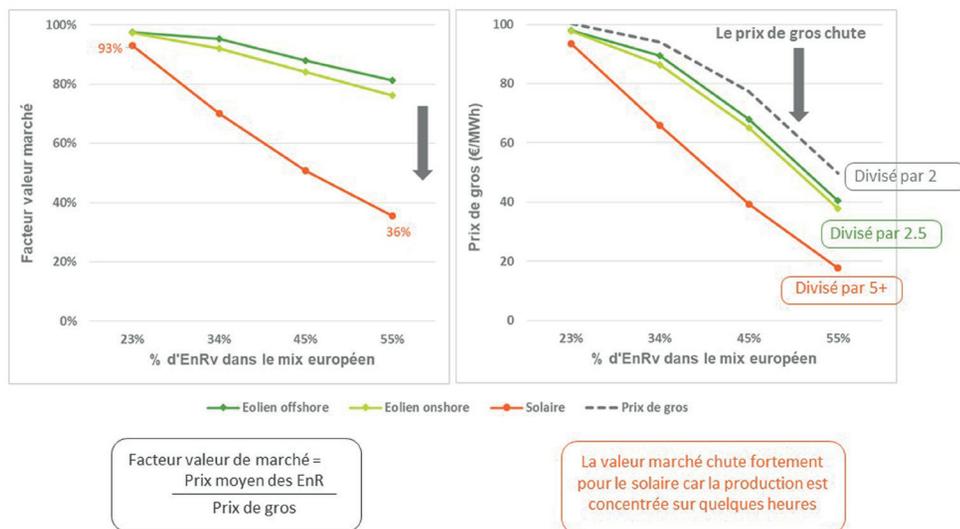


Figure 3. Les prix de gros et la valeur marché de l'énergie chutent avec des taux d'EnRV croissants

Source : EU-SysFlex H2020 project

les nouvelles sources de flexibilité, nécessaires à la gestion de l'équilibre et au maintien de la stabilité, pour les services rendus en termes de fourniture d'énergie, de capacité et de flexibilité. Le développement des EnRV ne peut se faire sans ces capacités flexibles complémentaires.

Les caractéristiques économiques des EnRV sont fondamentalement différentes de celles des moyens de production traditionnels. Leur source étant « gratuite » (soleil, vent), leur coût variable est nul et quand leur part dans le mix augmente, cela modifie la structure de coût de l'ensemble du système, et renforce la part des coûts fixes liés au développement des capacités et aux coûts de raccordement. Un des effets principaux de cette structure de système basée sur des technologies capitalistiques est sa sensibilité au risque d'investissement. Il est alors nécessaire d'adapter l'architecture de marché afin de permettre de partager ces risques. Le marché de l'énergie actuel ne satisfait pas cette condition quand la part des EnRV est importante : avec une part croissante d'EnRV à coût variable nul dans le mix, les prix de gros de l'électricité chutent. Les revenus en énergie

baissent pour l'ensemble des productions, y compris la production renouvelable, car comme souligné dans la Figure 3, leur valeur marché baisse par effet de « cannibalisation » : leurs productions s'additionnent à des heures où la demande est faible, en particulier pour le solaire dont la production est concentrée en milieu de journée.

Les règles de marché devront être adaptées pour accompagner la transition énergétique afin de rémunérer les services rendus par les acteurs du système et inciter les acteurs à investir dans des moyens de production d'énergie bas carbone et à développer les capacités flexibles nécessaires au bon fonctionnement du système électrique.

2. Acheminer la production renouvelable variable vers le consommateur

Les installations EnRV se concentrent essentiellement là où le productible est le plus élevé, et pas forcément à proximité des centres de

Les défis posés par les EnR variables aux systèmes électriques

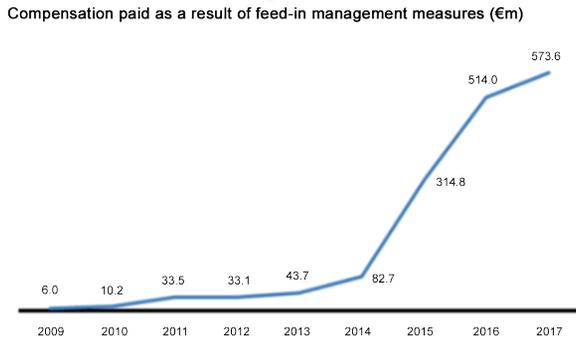


Figure 4. Évolution des coûts d'écrêtement des EnR en Allemagne

Source : Innogy

consommation, ce qui peut nécessiter de développer ou renforcer le réseau de transport afin d'acheminer l'électricité produite. Par ailleurs, les EnRV, en dehors de l'éolien en mer, se développent majoritairement sur les réseaux de distribution, réseaux non conçus pour accueillir massivement de la production. Cette insertion nécessite des investissements pour raccorder les productions et pour renforcer les réseaux (ajout ou remplacement de câbles, transformateurs...). Les plans de tension et les plans de protection chargés d'éliminer les défauts doivent être révisés. L'ensemble des coûts engendrés est très important, en particulier pour le solaire, généralement plus diffus que l'éolien, et raccordé en grande partie sur le réseau basse tension. Dans certaines régions d'Italie, comme l'Émilie-Romagne, le développement de fermes PV cause des phénomènes de surtensions ainsi que de *back-feed* (inversion des flux) sur les réseaux moyenne tension. Les enjeux liés à l'intégration de volumes importants d'EnRV en distribution sont principalement d'ordre financier. Les publications des gestionnaires de réseau montrent que les coûts de raccordement des renouvelables terrestres et les coûts de renforcement associés, incluant transport et distribution, peuvent atteindre plusieurs dizaines d'euros par MWh produit.

À titre d'exemple, en Allemagne, le coût de gestion des congestions par les gestionnaires de réseau s'est envolé avec le développement

A Long Way to Go

Important high-voltage transmission line projects* at the end of 2018

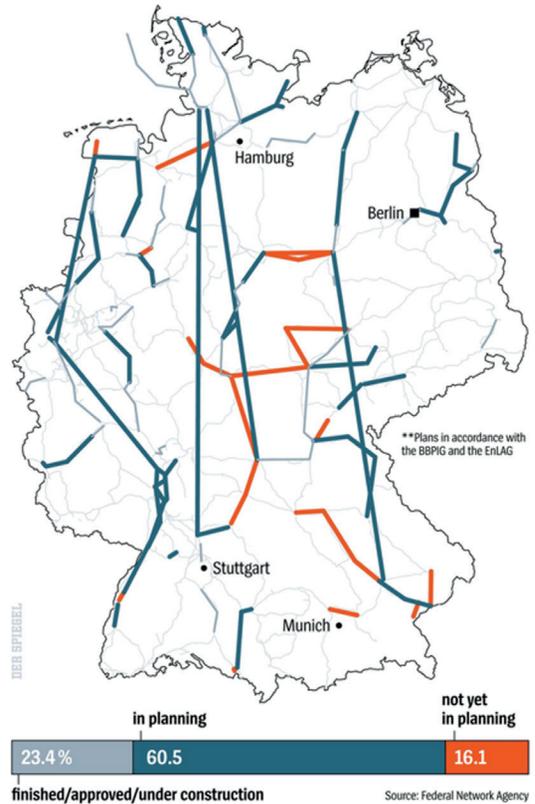


Figure 5. Illustration des projets HVDC en Allemagne

Source : Der Spiegel

de l'éolien au nord du pays, le développement des interconnexions entre l'Allemagne et les pays nordiques, et les retards pris dans le développement des réseaux de transport et de distribution allemands : il représente plus d'un milliard d'euros annuels, dont la moitié pour les compensations financières aux producteurs EnR écrêtés (Figure 4). Le coût de renforcement du réseau allemand, avec notamment 5 corridors en courant continu nord-sud (Figure 5), est estimé à environ 60 Md€ d'ici 2030 par l'agence fédérale des réseaux allemande, BNetzA.

En Allemagne, ces enjeux ont conduit à améliorer les procédés de «redispatching», c'est-à-dire des mesures opérationnelles consistant à

modifier les programmes d'appel des moyens de production (initialement déterminés en fonction des prix de marché) pour éviter les surcharges sur les ouvrages de transport et de distribution d'électricité. Cela concerne notamment le réseau de distribution haute tension, utilisé dans le démonstrateur du projet EU-SysFlex entre le GRD Mitnetz et le GRT 50 Hz. L'implication du GRD dans la gestion des congestions est demandée par la réglementation allemande, et pourrait se généraliser en Europe.

Plusieurs leviers se développent pour limiter les besoins de renforcement des réseaux, en faisant appel à des flexibilités locales : écrêtements ciblés et limités d'EnRV, utilisation de batteries, pilotage de certains usages (comme la recharge des véhicules électriques)... La gestion des EnRV peut être facilitée si les gestionnaires de réseau ont accès à des prévisions robustes à des échéances allant de quelques jours à quelques dizaines de minutes avant le temps réel (voire des mesures temps réel de certaines de ces installations), et avec une granularité géographique fine pour prendre en compte les congestions du réseau. La gestion des contraintes sur le réseau nécessitera une coordination accrue entre GRT et GRD, notamment pour mobiliser des flexibilités nouvelles et diffuses, dont beaucoup viendront demain de la demande et des EnR décentralisées.

Plus généralement, l'insertion des EnRV s'accompagne du développement de méthodes et d'outils permettant de déterminer plus précisément les capacités des ouvrages du réseau et d'exploiter au mieux ce réseau tout en garantissant sa sécurité. On peut citer comme exemple le «*Dynamic Line Rating*» consistant à déterminer l'évolution des capacités de transits des lignes en fonction notamment des conditions climatiques comme la température, le vent... et d'ajuster au mieux les limites de sécurité.

Concernant l'éolien *offshore*, localisé par nature loin des centres de consommation, les capacités se développent majoritairement aujourd'hui dans les mers peu profondes du nord de l'Europe, et peuvent être raccordées

aux réseaux électriques existants par des liaisons à courant continu (HVDC : *High Voltage Direct Current*). Ces raccordements pourraient constituer un début d'ossature d'un futur réseau HVDC européen. Cela implique de définir les configurations possibles de réseau, les solutions techniques (comme les protections), mais également les règles d'exploitation entre les gestionnaires de réseau de transport qui seraient concernés. Et bien sûr, d'étudier les impacts sur les réseaux synchrones avec lesquels ils seront connectés. Les défis sont d'ordre techniques, opérationnels, financiers, mais également sociétaux, car ce développement se heurte à de nombreuses oppositions locales de nature à retarder la mise en service des ouvrages.

3. Garantir la stabilité et le bon fonctionnement du système

Les trois grands domaines de la stabilité du système électrique sont : la stabilité de fréquence, la stabilité de tension et la stabilité angulaire des machines tournantes. L'insertion des EnRV, raccordées au réseau électrique par des dispositifs à base d'électronique de puissance, fragilise la stabilité dans ces trois domaines.

Stabilité de la fréquence

La fréquence de l'onde de tension d'un réseau est une grandeur proportionnelle à la vitesse de rotation des alternateurs synchrones couplés à ce réseau. Ces alternateurs forment cette onde de tension et leur vitesse de rotation varie en fonction de l'équilibre global du réseau entre la consommation et la production en puissance active. Il est nécessaire de maintenir cette fréquence autour de sa valeur nominale (50 Hz en Europe) et pour cela des mécanismes dits de réglage de fréquence existent afin de résorber en temps réel les éventuels déséquilibres en puissance.

En plus de ces mécanismes, la tenue de fréquence s'appuie en grande partie sur l'inertie mécanique des lignes d'arbre en rotation

LES IMPACTS SYSTÈMES – TENUE DE FRÉQUENCE

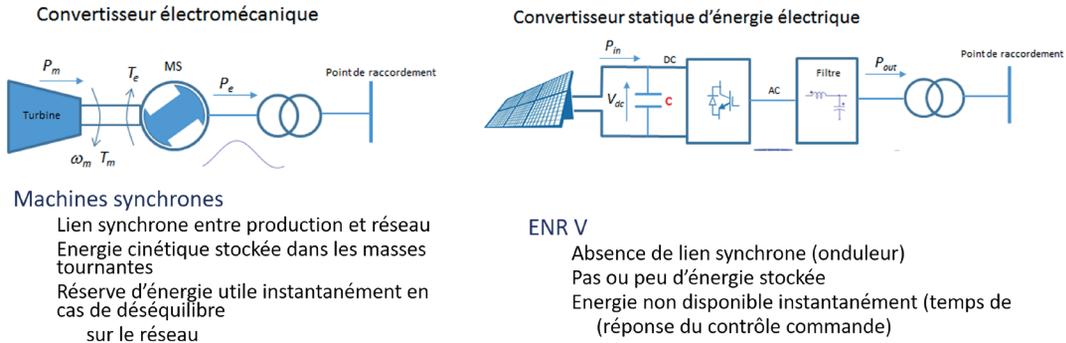


Figure 6. Lien entre les différentes sources de production et le réseau

Source : EDF R&D

(turbine et rotor des alternateurs synchrones) des moyens de production conventionnels couplés au réseau. Cette inertie a pour effet de ralentir les variations de fréquence suite à une perturbation réseau. En cas de déficit de production par exemple, suite à une perte de groupe, les masses tournantes en rotation des groupes restants mettent du temps à décélérer. La fréquence du réseau, qui est la résultante de la vitesse de rotation de ces groupes, diminue donc avec une vitesse limitée, ce qui laisse le temps pour que l'action des automatismes du réglage de fréquence rétablisse l'équilibre en puissance du système et stabilise la fréquence.

La substitution des EnRV aux moyens conventionnels réduit cette inertie, car cette production est raccordée au réseau par des convertisseurs statiques sans lien synchrone naturel avec le réseau (Figure 6).

Ceci a pour conséquence de fragiliser la tenue de fréquence en cas de forts déséquilibres en puissance. Avec moins d'inertie, suite à une perte de groupe par exemple, la fréquence varie plus vite et descend plus bas comme cela est illustré sur la Figure 7. Le RoCoF (*Rate of Change of Frequency*), ou dérivée de la fréquence par rapport au temps, est plus important. Une libération plus rapide de la réserve

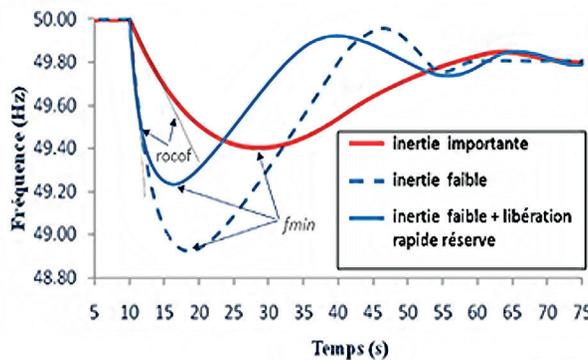


Figure 7. Évolution de la fréquence suite à un incident en fonction de l'inertie du système

Source : EDF R&D

(par du stockage par exemple) permet de diminuer l'amplitude du creux de fréquence malgré une inertie plus faible.

Stabilité de la tension

Maintenir en statique la valeur de la tension en tous points du réseau dans les valeurs contractuelles

L'arrêt des grandes centrales conventionnelles pendant les périodes de forte production EnRV réduit le nombre de sources de tension et donc le nombre de points à tension tenue sur le réseau de transport (HTB). Cette réduction des marges de réglage de tension combinée à une diminution des flux d'énergie transitant sur le réseau de transport perturbe les plans de tension et le maintien en statique de la valeur de la tension en tous points du réseau dans les valeurs contractuelles. Ce type

de problématique a déjà été observé en 2020 en France sur le réseau de transport.

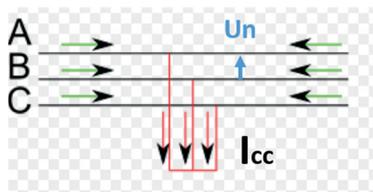
De plus, quand la production se développe massivement dans une région éloignée des centres de consommation, comme l'Allemagne avec l'éolien principalement au nord et une consommation plus forte au sud du pays, les forts transits de puissance (active et réactive) peuvent être sources d'écroulement de tension. Le sujet de la tenue de tension est plus fortement lié à la structure régionale ou nationale du réseau que celui de la tenue de fréquence.

Assurer une puissance de court-circuit adéquate pour garantir la stabilité dynamique de la tension

La diminution du nombre de machines synchrones sur le réseau implique également une diminution de sa robustesse, mesurée par la grandeur «puissance de court-circuit» (S_{cc})

Encadré 1. La puissance de court-circuit, définition et rôle

Source : EDF R&D



La puissance de court-circuit se calcule en chaque point d'un réseau selon la relation $S_{cc} = \sqrt{3} \times U_n \times I_{cc}$ où U_n est la tension nominale du réseau et I_{cc} la valeur du courant de court-circuit qui serait mesurée en cas de court-circuit triphasé en ce point.

Cette «puissance» de court-circuit n'a pas, à la différence du courant de court-circuit, de sens physique : la tension en ligne chutant au moment du court-circuit, on ne retrouve nulle part cette puissance...

S_{cc} est un indicateur qui permet de caractériser la capacité du réseau à limiter les variations de tension en cas de perturbation

sur le réseau (sur court-circuit mais également sur changement de topologie ou encore sur enclenchement de charge).

Plus cette puissance est faible, plus le système est sensible aux perturbations. La puissance de court-circuit dépend du maillage du réseau et des machines de production alimentant ce réseau.

Une S_{cc} élevée est nécessaire au bon fonctionnement des protections, à la stabilité électromécanique des machines de production, au plan de tension et à la qualité de l'électricité.

Cependant, le niveau de S_{cc} doit être compatible avec le dimensionnement des matériels. Les valeurs élevées des courants de court-circuit imposent des contraintes sévères aux matériels et dans l'environnement de l'ouvrage en défaut : contraintes thermiques, efforts électrodynamiques.

Il faut donc trouver le bon niveau d'équilibre entre limiter la S_{cc} pour respecter les matériels et l'augmenter pour une meilleure qualité du produit et un bon fonctionnement du réseau.

Encadré 2. Les perturbations fréquentielles liées à l'électronique de puissance

Source : EDF R&D

Outre une fréquence et une amplitude de l'onde de tension adéquates, la limitation de perturbations fréquentielles dites harmoniques et supra-harmoniques fait partie des critères de qualité de l'électricité fournie aux clients. Ces perturbations fréquentielles sont principalement un effet secondaire du fonctionnement des équipements électriques utilisant de l'électronique de puissance, que ces équipements se retrouvent du côté de la consommation ou du côté de la production (cas du solaire et de l'éolien). Par leur comportement non linéaire, ces équipements provoquent des déformations de l'onde électrique, et sont ainsi sources d'émissions de perturbations qui se propagent ensuite dans le réseau. Non maîtrisées, ces perturbations peuvent provoquer des dysfonctionnements d'équipements, ainsi que leur vieillissement accéléré.

illustrée en Encadré 1, qui reflète à la fois le nombre de machines en fonctionnement et leurs distances électriques mutuelles. Il devient compliqué d'assurer une puissance de court-circuit adéquate pour assurer la stabilité dynamique de la tension.

Tout comme les machines synchrones, les EnRV participent à la S_{cc} . Cependant, la substitution des EnRV aux machines conventionnelles s'accompagne bien d'une érosion de la S_{cc} du réseau de transport tout d'abord par le caractère principalement décentralisé des EnRV. Par ailleurs, tandis que les machines conventionnelles synchrones sont capables de fournir transitoirement des courants de court-circuit égaux à environ six fois leur courant nominal, les convertisseurs statiques raccordant les EnRV ne peuvent fournir que 1,3 fois leur courant nominal en cas de défaut pour des raisons d'échauffements thermiques. Par ailleurs, la réglementation et le contrôle-commande des EnRV peuvent inhiber leur réponse sur court-circuit et leur apport de S_{cc} se réduit alors à 0 (*Zero Power Mode*). Ceci contribue à fragiliser le réseau en cas de perturbations comme des courts-circuits ou des manœuvres d'exploitation courantes comme des changements de schémas d'exploitation.

En plus de réduire la stabilité du réseau, la baisse de S_{cc} présente un risque en termes de qualité de l'électricité. La S_{cc} est en effet clé pour atténuer la propagation d'éventuelles

harmoniques injectées par l'ensemble des équipements raccordés par électronique de puissance, en particulier les EnRV.

Stabilité angulaire

La diminution de la robustesse du réseau et le fonctionnement aux limites des alternateurs synchrones en réglage de tension fragilisent aussi la stabilité angulaire définie comme la capacité des machines synchrones à rester stables face aux perturbations réseau. La baisse de la robustesse pourrait aussi avoir des conséquences sur la stabilité de l'électronique de puissance face aux perturbations.

Sur le plan du système électrique, la fragilisation des trois domaines de stabilité peut être à l'origine d'oscillations de puissance locales (risque d'endommagement du matériel, en particulier des alternateurs) et d'oscillations de puissance interzones (risque de séparation de réseau). Ces oscillations peuvent être amorties par l'insertion d'automatismes dans les régulations, nécessitant des études de modélisation complexes à réaliser souvent au cas par cas et nécessitant des données précises de tous les équipements.

Des solutions matures existent

Plusieurs solutions matures existent pour limiter la fragilisation du réseau. Elles sont particulièrement nombreuses en ce qui

Encadré 3. Les FACTS et compensateurs synchrones

Source : EDF R&D

Quelques équipements réseau multiservices :

Les FACTS (*Flexible Alternative Current Transmission System*) sont des équipements du réseau statiques et basés en partie sur de l'électronique de puissance qui permettent d'améliorer son exploitation par contrôle des flux de puissances actives et réactives. Ils peuvent contribuer à améliorer la qualité de l'électricité et augmentent (a priori de manière limitée toutefois) la puissance de court-circuit.

Les compensateurs synchrones (CS) sont des machines synchrones qui fonctionnent comme des moteurs à vide (pas d'injection de puissance active dans le réseau). Ils assurent des services de stabilité similaires à ceux qu'assurent les moyens de production synchrone conventionnels (hormis le réglage de fréquence). Il s'agit par exemple d'un moyen très efficace pour fournir de la S_{cc} ou de l'inertie s'ils sont équipés de volants d'inertie.

concerne le maintien de la tension en régime quasi statique. Dans une certaine mesure, il est par exemple possible d'améliorer la coordination entre gestionnaires de réseaux pour une meilleure exploitation du potentiel de réglage de tension du réseau de distribution à destination du réseau de transport. Il existe également une large palette de solutions matérielles comme les condensateurs & inductances, les FACTS ou encore les compensateurs synchrones (CS). Les CS (voire les FACTS dans une certaine mesure) peuvent aussi permettre de maintenir la robustesse du réseau en apportant de la puissance de court-circuit.

Il est aussi possible de résoudre le problème de la baisse d'inertie, d'une part à la source en ajoutant des compensateurs synchrones dans le système pour bénéficier de leur inertie, mais également de manière complémentaire en rendant le système apte à tolérer un niveau d'inertie plus faible. Les gestionnaires de réseaux de transport concernés peuvent notamment améliorer la dynamique de leur réglage de fréquence en s'appuyant sur des dispositifs rapides de réglage (par exemple : réglage très rapide par batteries ainsi que par les EnRV elles-mêmes) ou encore rendre leur délestage plus performant (implantation de délestage initié par un signal à dérivée de fréquence). L'ajout d'une réserve rapide (par batterie par

exemple) peut aider à limiter les déviations de fréquence sur une perte de groupe malgré une inertie faible (cf. Figure 7).

Des solutions innovantes émergent

Des solutions en rupture pourraient aussi venir avec l'essor de modes de pilotage avancés des convertisseurs à électroniques de puissance raccordant les batteries voire les EnRV elles-mêmes : pilotage en «*grid forming*». Ces solutions nécessitent des investissements conséquents, ainsi qu'une révision de la coordination des automatismes historiques indispensables au bon fonctionnement des réseaux, avant d'envisager un déploiement à grande échelle. Cette coordination implique tous les acteurs du système électrique : producteurs centralisés et décentralisés, gestionnaire du réseau de transport (GRT) et de distribution (GRD). À ce jour, les convertisseurs d'électronique de puissance sont connectés sur les réseaux en source de courant (ou «*grid feeding*»), autrement dit en injecteur de puissance. Le réseau est le «*chef d'orchestre*», et les convertisseurs le suivent : ils l'alimentent en se calant sur son tempo (en fait, sur la fréquence, qui donne une image de l'équilibre global production/consommation). Ceci suppose de disposer d'un réseau alternatif suffisamment puissant sur lequel le convertisseur vient se connecter, se synchroniser et

Les défis posés par les EnR variables aux systèmes électriques

injecter sa puissance. Dans le cas d'un système 100 % ou dominé par l'électronique de puissance, il apparaît que ce mode de fonctionnement n'est plus possible : le chef d'orchestre habituel n'est plus assez puissant pour imposer son tempo. Les convertisseurs doivent eux-mêmes contribuer à «former» l'onde 50 Hz. Ils ne peuvent plus être de simples injecteurs de courant, mais doivent devenir des sources de tension («*grid forming*»), c'est-à-dire contrôler la tension et la fréquence.

Les solutions de *grid forming* se développent de manière industrielle sur les *microgrids* comme solution permettant de garantir la stabilité des réseaux à partir de batteries centralisées. Cependant, leur insertion n'est pas encore maîtrisée sur les grands réseaux interconnectés en raison des caractéristiques de fonctionnement très différentes entre ces types de réseaux. Sur les *microgrids*, les faibles distances électriques permettent de contrôler l'ensemble des quelques sources de production à l'aide d'un automate unique. Les convertisseurs en source de tension sont d'ailleurs rarement synchronisés simultanément avec des machines tournantes. Dans un grand système, la coordination de nombreuses sources de tension en *grid forming* décentralisées est plus complexe. La Figure 8 illustre les spécificités des microréseaux par rapport aux grands réseaux qui facilitent l'essor du pilotage en *grid forming* de batteries. Il faut par ailleurs

souligner que le pilotage des EnRV dans ce mode n'est pas encore mature, y compris pour les microréseaux.

Une coordination nécessaire du déploiement de ces solutions

Dans les trois domaines de la stabilité, les solutions nécessitent des investissements conséquents dans les réseaux pour se prémunir des risques de *black-out*. De nombreuses solutions matérielles sont matures (stockage, compensateur synchrone, FACTS), d'autres ne sont pas maîtrisées à l'échelle industrielle comme le pilotage de nombreux convertisseurs décentralisés en source de tension. Dans tous les cas, des études importantes restent à mener pour déterminer le mix de solutions à appliquer et coordonner les automatismes des nouveaux matériels afin de garantir la sûreté du système en toutes situations d'exploitation.

À défaut et transitoirement, des écrêtements préventifs sont appliqués pour limiter l'impact sur la stabilité des EnRV. Pour l'Irlande, dont l'éolien constitue une part croissante dans le mix et connaît déjà des taux de pénétration instantanée à 70 %, et pour le Royaume-Uni dans une situation s'en approchant, de nouveaux services mettant en œuvre ces solutions ont été récemment lancés, par exemple des services de réglage rapide de la fréquence ou encore des services de fourniture d'inertie.

Microgrids	Système de transport d'électricité
Contrôle hiérarchique (une source 'chef d'orchestre' = l'automate « Energie Management System (EMS) »)	Pas de configuration Master / Slave (chacun contribue indépendamment, la fréquence donne une image des déséquilibre globaux)
Distance électrique faible	Distance électrique importante
Topologie radiale et connue du réseau	Topologie maillée et variable du réseau
Localisation et profil de charge connus précisément	Localisation et comportement des charges non-connus

Solutions non transposables sur les grands systèmes.

Figure 8. Le *grid forming*, une solution pas encore mature à grande échelle

Source : EDF R&D

Dans les Systèmes Électriques Insulaires, le même type de service est développé pour aller au-delà de taux de pénétration EnRV instantanée de l'ordre de 35 %.

4. Gérer le système en situation exceptionnelle

La situation exceptionnelle englobe deux parties, les mécanismes de défense pour éviter un incident généralisé et la restauration du système si ces mécanismes ont échoué. Les enjeux de stabilité et la décentralisation des sources de production fragilisent en profondeur les deux parties.

Concernant les mécanismes de défense, la décentralisation des sources de production perturbe le fonctionnement du plan de protection indispensable pour séparer les zones en défaut et éviter la propagation de celui-ci. De plus, l'efficacité du délestage est réduite avec l'insertion massive de la production EnRV dans les réseaux de distribution sur les départs moyenne tension (HTA) et basse tension (BT). En effet, le délestage constitue une des ultimes actions de sauvegarde pour éviter le *black-out* dans les systèmes électriques. Le *black-out* se produit lorsque les seuils de sous-vitesse (ou sous-fréquence) conduisent au déclenchement des ultimes sources de production. Pour

éviter l'atteinte de ces seuils et maintenir une fréquence acceptable, les automatismes du réseau déclenchent préventivement des départs HTA à des seuils de fréquence prédéterminés, afin de délester des charges et rétablir l'équilibre entre production et consommation ($P=C$). Aujourd'hui, ce phénomène reste gérable en n'affectant pas les départs HTA producteurs dans le plan de délestage. Dans un système fortement décentralisé (Figure 9), l'équation à résoudre devient plus complexe et le déclenchement des départs HTA conduira nécessairement au déclenchement d'une large proportion de sources de production anéantissant ainsi l'objectif initial du délestage qui est de rétablir l'équilibre ($P=C$). De nouveaux mécanismes pour délester au plus près des charges sans affecter la production décentralisée devront donc être mis en œuvre.

Concernant la procédure de restauration des systèmes électriques suite à un incident généralisé ou régional, elle est historiquement très centralisée. Elle s'appuie aujourd'hui sur les alternateurs capables de démarrer sans la tension externe du réseau (service de «*black-start*») et sur la remise sous tension des lignes du réseau HTB avant de reprendre progressivement les charges. Cette procédure s'appuie principalement sur de grandes centrales hydrauliques ou les centrales nucléaires ayant réussi leur ilotage et aussi sur des centrales diesel pour le cas

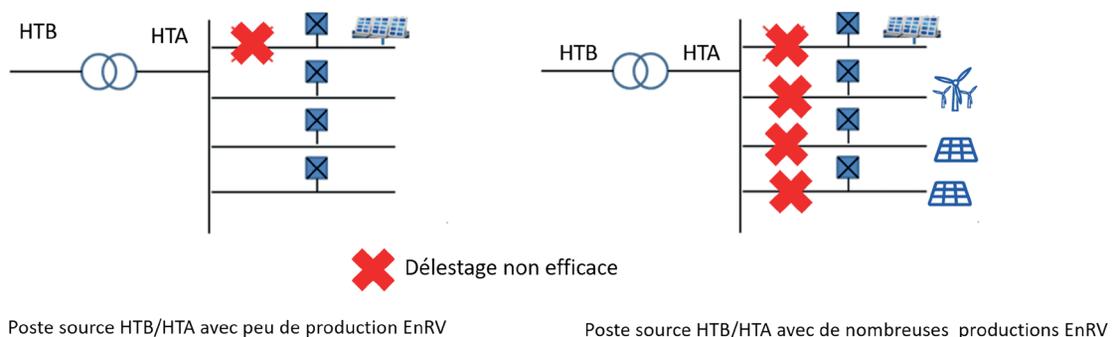


Figure 9. Une refonte nécessaire des plans de délestage avec le développement des EnRV

Source : EDF R&D

particulier des systèmes insulaires. Le remplacement progressif dans le mix des sources de tension capables de démarrer de manière autonome et la décentralisation des sources de production complexifie la reprise du réseau suite à un événement exceptionnel. De nouvelles sources de production capables de démarrer de manière autonome existent (stockage et EnR en *grid forming*), ces solutions ne sont cependant pas industriellement matures et leur disponibilité est liée soit à l'état de charge soit à la disponibilité de la production EnRV.

Ces nouvelles sources de tension capables de fournir le service de *black-start* devront également disposer d'une puissance de court-circuit suffisante pour fournir les courants d'appels lors de la remise sous tension des transformateurs et des charges, en particulier les gros moteurs industriels. Elles devront aussi avoir la capacité de régler la tension et la fréquence sur des portions de réseau autonomes avant la resynchronisation globale de l'ensemble du système.

Ce défi n'est pas prioritaire pour le réseau européen continental, pour lequel de nombreuses centrales (hydrauliques et nucléaires) sont aptes à réaliser ce service. La question peut cependant se poser localement en cas de séparation de réseau dans des zones dénuées de ce type de moyens de production. Pour les systèmes électriques insulaires, sur les territoires où il n'est pas prévu de maintenir des centrales conventionnelles capables de démarrer sans la tension du réseau (hydrauliques ou groupe diesels reconvertis au biocombustible), et qui visent l'autonomie énergétique en 2030, le sujet doit être traité en spécifiant les fonctions nécessaires pour le stockage centralisé dès maintenant : fonctionnement de batteries centralisées de forte puissance en source de tension, c'est-à-dire pilotées en *grid forming*.

5. Prévoir, piloter et contrôler une production EnRV diffuse

Avec le déploiement massif des EnR, l'exploitation passe de la coordination d'un système centralisé avec des dizaines de centrales de production importantes à celle d'un système intégrant des centaines de milliers de sources de production, dont celles très petites des autoproducteurs. La participation à la flexibilité du système d'un nombre croissant d'acteurs sera nécessaire compte tenu des aléas et variations qui augmentent en consommation comme en production. Le nombre d'installations en France avoisine déjà les 2000 parcs pour l'éolien et environ 480 000 raccordements pour le solaire. Si l'on considère le pilotage de la demande chez les particuliers, via les usages électriques de chauffage et de mobilité, ce sont alors des millions de « consommacteurs » qu'il faut coordonner, contrôler et sécuriser.

D'un point de vue opérationnel, la mise en œuvre de la fiabilisation et de l'accroissement de la flexibilité du système électrique passe par la voie réglementaire (codes réseaux et règles de marché adaptées, adaptation des pratiques des GRT, des GRD et des acteurs du système) mais également par des moyens techniques innovants, notamment pour le pilotage des charges, des batteries, ou encore des EnR elles-mêmes. Le pilotage doit être activable en quelques minutes, voire en temps réel dans le cas de la fourniture de services système comme le réglage de fréquence. Ce pilotage se complique quand s'ajoute la gestion simultanée des contraintes réseau liées à la décentralisation des EnRV, et d'interfaces d'agrégation.

Maîtriser le comportement de nombreuses sources

Pour garantir la stabilité du système, il est nécessaire de spécifier via des codes réseau des exigences pour définir le comportement des EnRV lors de perturbations. En particulier, une déviation temporaire des valeurs de la tension ou de la fréquence ne doit pas déconnecter massivement les installations EnRV, sous peine d'aggraver un incident initial, à l'origine

gérable, comme un court-circuit ou une perte de groupe. L'imposition de ces exigences à des centaines de milliers d'installations n'est pas aisée. En Europe, ces codes réseau ont été revus en profondeur ces dernières années et uniformisés à l'ensemble du périmètre afin d'accompagner la transition énergétique. Ils ne s'appliqueront cependant qu'aux nouveaux moyens et devront de plus faire l'objet de mises à jour régulières intégrant de nouvelles exigences non anticipées au préalable. Même avec une réglementation adaptée, il est nécessaire pour les gestionnaires de réseau de s'assurer que celle-ci est respectée. Cela passe par une sensibilisation des producteurs, qui n'ont pas la « culture réseau », des contrôles en usines, des contrôles lors des mises en service, des essais périodiques voire des solutions de *monitoring* d'un grand nombre d'installations, avec de très forts enjeux *big data* et cybersécurité. Ces problématiques se rencontrent déjà dans les systèmes insulaires français, ainsi que dans le système européen, comme en Grande-Bretagne où la déconnexion intempestive des EnRV est responsable pour partie de l'incident du 9 août 2019.

Exploiter et piloter le potentiel de sources diffuses

Les EnRV peuvent participer activement au fonctionnement du système électrique, en fournissant des services tels que des limitations ponctuelles de puissance active ou une participation au réglage de fréquence, de tension... La capacité individuelle des éoliennes et fermes photovoltaïques à fournir ces services est techniquement démontrée. Le passage à l'échelle supérieure demande un contrôle des performances et de la fiabilité des services rendus par une multitude de sources, des réseaux de télécommunications qui les relient, et de résoudre les enjeux associés de volume et rapidité de données à traiter. La demande active et le stockage décentralisé rendent des services complémentaires comme le lissage d'énergie. La gestion des volumes associés de données nécessite une révision très importante du formatage et de la standardisation des données, des protocoles d'échange,

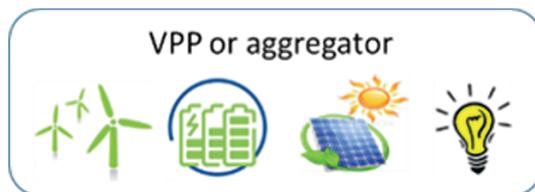


Figure 10. The EDF VPP

Source : EU-SysFlex

des process de communication et de validation des actions. De nombreux composants devront être déployés à l'échelle nationale et européenne pour réaliser les actions. La rémunération des services pose encore de nombreuses questions, notamment sur la taille du marché et la contractualisation. La multiplication des interfaces a un impact sur la fiabilité des communications et des services fournis, ainsi que la complémentarité et l'interopérabilité entre les systèmes pour délivrer les services attendus.

L'intérêt de l'agrégation pour coordonner et valoriser des sources diffuses

Dans plusieurs projets, dont le projet EU-SysFlex, EDF R&D a développé le concept de *Virtual Power Plant* (VPP) coordonnant la production et la consommation de ressources décentralisées : éolien, batterie, PV et charges (Figure 10). Cette agrégation de sources démontre une capacité et une disponibilité supérieures à fournir énergie et flexibilité au système, permettant par ailleurs d'atteindre une taille critique pour l'accès aux marchés et donc une meilleure valorisation des ressources. Ce concept démontre néanmoins aussi la complexité de faire porter à la fois la production d'énergie et l'ensemble des services au système actuellement fournis par une centrale conventionnelle (soutien de fréquence, *ramping*, réactif...) à un ensemble de moyens décentralisés, pilotés du J-1 au temps réel.

L'accès aux flexibilités décentralisées connectées aux réseaux moyenne et basse tension est facilité par le développement d'agrégateurs. Pour accéder et piloter les flexibilités des sources connectées aux réseaux de distribution,

Les défis posés par les EnR variables aux systèmes électriques

mais également pour faire foisonner des ressources variables entre différentes zones, la communication et l'échange de données aux interfaces entre les divers gestionnaires de réseaux (GRT-GRT, GRT-GRD, GRD-GRD) doivent être fluides, normés et sécurisés. Cela fait l'objet de travaux à l'échelle européenne pilotés par les associations des gestionnaires de réseaux (ENTSO-E, E-DSO). Ces travaux mettent en évidence des enjeux de fiabilité des performances, de cybersécurité, mais aussi des enjeux réglementaires liés à la propriété, l'accès et l'échange de données entre entités régulées et dérégulées (GRT/GRD/*utilities*), entre pays, et au pilotage de fonctions nécessaires en temps réel chez des producteurs EnR ou chez des clients, avec les questions de protection des données et d'acceptabilité induites.

6. Conclusion

Depuis son origine, le système électrique évolue pour s'adapter à la demande et faire le meilleur usage des technologies de production, stockage, transport et distribution disponibles. Le grand programme hydraulique au début du siècle dernier, le programme thermique puis le programme nucléaire se sont effectués de concert avec le développement du système électrique. Le développement des énergies renouvelables ne fait pas exception. Celles-ci modifient en profondeur les fondamentaux des systèmes électriques du fait de leurs caractéristiques (variables, non synchrones et décentralisées), ce qui génère des enjeux d'équilibre, mais aussi de stabilité et de congestion des réseaux. Leur intégration dans les systèmes électriques nécessite ainsi de relever un certain nombre de défis techniques pour la gestion de l'équilibre offre-demande, la gestion des réseaux de transport et distribution, la stabilité du système électrique, la gestion des situations exceptionnelles, le contrôle et le pilotage de sources diffuses. La Figure 11 les illustre.

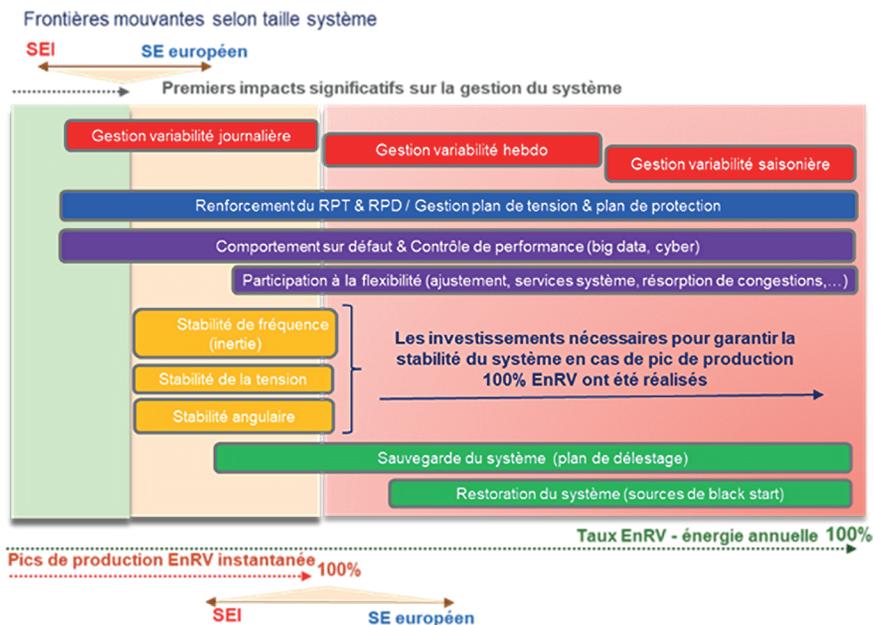


Figure 11. Impacts de la progression de la production EnRV sur la gestion du système électrique

Source : EDF R&D

Chaque défi est lié aux caractéristiques des EnRV détaillées dans cette synthèse, et leur impact dépend de la taille et la robustesse du système considéré, ainsi que de la part des EnRV dans le mix électrique et de leur taux d'injection instantanée dans le système. La Figure 11 montre que ces défis ont tendance à survenir plus tôt dans les systèmes électriques insulaires que dans les grands systèmes. Le développement des EnRV dans les systèmes électriques actuels nous confronte aux défis illustrés dans la partie en jaune du graphique avec des échéances courtes compte tenu des ambitions de politique de transition énergétique affichées. Des solutions technologiques existent, dont certaines portées largement par les centrales conventionnelles et le développement des *smart grids*, mais certains défis techniques nécessitent encore des travaux approfondis (gestion de la tension, stabilité du système électrique, fiabilité et interopérabilité des communications...), surtout quand on considère un déploiement des EnRV à grande échelle.

Lorsque la part des renouvelables dans le mix devient majoritaire, des transformations profondes sont nécessaires, liées à la prise en compte de leur caractère décentralisé et à la digitalisation des systèmes électriques. Les modèles économiques associés restent aussi à construire.

Les enseignements suivants sur les facteurs de succès pour l'intégration des renouvelables dans les systèmes électriques sont à retenir :

- Pour maintenir l'équilibre offre-demande du système électrique, la complémentarité entre moyens renouvelables et moyens conventionnels bas carbone reste clé.
- Les EnRV doivent faire partie de la solution et contribuer aux services au système.
- Les congestions dans tous les niveaux de tension des réseaux, transport et distribution, doivent être intégrées dans le dimensionnement et l'exploitation du système.
- Des enjeux forts en termes d'interopérabilités des systèmes d'informations, de cybersécurité, de propriété et de traitement de

données volumineuses en temps réel sont à satisfaire.

RÉFÉRENCES

- Scarcity identification for Pan European System, Projet EU-SysFlex, 2020.
- Financial Implications of High Levels of Renewables on the European Power System, Projet EU-SysFlex, 2020.
- Individual data exchange use cases, Projet EU-SysFlex, 2020.
- Demonstrators for Flexibility Provision from Decentralized Resources, Projet EU-SysFlex, 2019.
- Ancillary services market design in Distribution Networks, Projet Easy-RES, K. Oureilidis, K. Malamaki, K. Gallos, Energies, 2020.
- Les systèmes électriques de demain*, Lavoisier, 2018.
- Achieving a 100% Renewable Grid, IEEE, 2017.