Le réseau de transport d'électricité

Conditions et prérequis en matière de faisabilité technique pour un système électrique avec une forte proportion d'énergies renouvelables à l'horizon 2050

Synthèse



International Energy Agency

INTERNATIONAL ENERGY AGENCY

The IEA examines the full spectrum of energy issues including oil, gas and coal supply and demand, renewable energy technologies, electricity markets, energy efficiency, access to energy, demand side management and much more. Through its work, the IEA advocates policies that will enhance the reliability, affordability and sustainability of energy in its 30 member countries, 8 association countries and beyond.

IEA member countries:

Australia
Austria
Belgium
Canada
Czech Republic
Denmark
Estonia
Finland
France
Germany
Greece
Hungary
Ireland
Italy
Japan
Korea
Luxembourg
Mexico
Netherlands
New Zealand
Norway
Poland
Portugal
Slovak Republic
Spain
Sweden
Switzerland
Turkey
United Kingdom
United States

The European Commission also participates in the work of the IEA

IEA association countries:

Brazil
China
India
Indonesia
Morocco
Singapore
South Africa
Thailand

Please note that this publication is subject to specific restrictions that limit its use and distribution. The terms and conditions are available online at www.iea.org/t&c/

This publication and any map included herein are without prejudice to the status of or sovereignty over any territory, to the delimitation of international frontiers and boundaries and to the name of any territory, city or area.

Source: IEA. All rights reserved.
International Energy Agency
Website: www.iea.org

Synthèse

À l'image de nombreux autres pays, la France s'est engagée à atteindre l'objectif de neutralité carbone d'ici à 2050 afin de respecter ses engagements en matière d'atténuation du changement climatique dans le cadre de l'accord de Paris.

Pour y parvenir, le gouvernement français a récemment publié une nouvelle loi énergie-climat et s'est doté d'une Stratégie nationale bas-carbone (SNBC). Cette stratégie globale visant à atteindre la neutralité carbone repose en grande partie sur l'efficacité énergétique, une plus grande utilisation de la biomasse pour l'énergie et un recours accru à l'électricité.

La France bénéficie déjà d'une électricité très faiblement carbonée, en grande partie grâce à son parc de production nucléaire, construit dans les années 1980 et 1990. Aujourd'hui, la durée de vie de ces centrales nucléaires est estimée à 60 ans, de sorte qu'en 2050, la plupart auront été déclassées. Pour maintenir au minimum les émissions générées par le secteur de l'électricité, deux options sont donc sur la table : remplacer certains réacteurs en fin de vie par de nouveaux tout en développant la production à base d'énergies renouvelables (EnR), ou substituer intégralement ces réacteurs par des EnR pour parvenir à terme à un système électrique alimenté uniquement par des sources d'énergie renouvelables. Ces perspectives sont toutes deux fondées sur l'augmentation significative de la part des EnR variables : l'éolien et le photovoltaïque.

Le ministère français de la Transition écologique a chargé l'Agence internationale de l'énergie (AIE) et le gestionnaire de réseau de transport d'électricité français RTE de réaliser conjointement une étude-cadre visant à identifier les conditions et les exigences relatives à la faisabilité technique de scénarios dans lesquels le système électrique serait fondé sur des parts très élevées d'EnR. Ce rapport présente leurs conclusions.

Celles-ci couvrent **quatre ensembles de conditions strictes, qui devront être remplies pour permettre, sur le plan technique et avec une sécurité d'approvisionnement assurée, l'intégration d'une proportion très élevée d'énergies renouvelables** dans un système électrique de grande échelle comme celui de la France :

IEA. All rights reserved.

1. Même si elles doivent encore faire l'objet d'une démonstration à grande échelle, il existe un consensus scientifique sur l'existence de solutions technologiques permettant de maintenir la **stabilité du système électrique** sans production conventionnelle. Des difficultés spécifiques pourraient concerner les systèmes comportant une part importante de photovoltaïque distribué pour lesquels il est nécessaire de poursuivre l'évaluation des impacts sur le réseau de distribution et la sûreté du système électrique.
2. **La sécurité d'alimentation en électricité (adéquation des ressources)** — la capacité d'un système électrique à approvisionner la consommation en permanence — peut être garantie, même dans un système reposant en majorité sur des énergies à profil de production variable comme l'éolien et le photovoltaïque, si les sources de flexibilité sont développées de manière importante, notamment le pilotage de la demande, le stockage à grande échelle, les centrales de pointe, et avec des réseaux de transport d'interconnexion transfrontalière bien développés. La maturité, la disponibilité et le coût de ces flexibilités doivent être pris en compte dans les choix publics.
3. Le dimensionnement des **réserves opérationnelles** et le cadre réglementaire définissant les responsabilités d'équilibrage et la constitution des réserves opérationnelles devront être sensiblement révisés, et les méthodes de prévision de la production renouvelable variable continuellement améliorées.
4. Des efforts substantiels devront être consacrés au **développement des réseaux d'électricité** à compter de 2030, tant au niveau du transport que de la distribution. Cela nécessite une forte anticipation et un engagement public en matière de planification à long terme, d'évaluation des coûts et de concertation avec les citoyens pour favoriser l'acceptation des nouvelles infrastructures. Ces efforts peuvent néanmoins être partiellement intégrés au renouvellement des actifs de réseau vieillissants.

L'évaluation économique de ces différentes conditions dépasse le cadre du présent rapport. Toutefois, celui-ci souligne que les coûts peuvent être substantiels et que l'atteinte de ces exigences a des implications techniques et sociales profondes. Pour évaluer les différentes alternatives qui permettront d'atteindre la neutralité carbone en France d'ici à 2050, **d'autres études socioéconomiques sont donc nécessaires**, en s'appuyant sur les conclusions du présent rapport. A ce titre, RTE publiera en 2021 une évaluation complète des différents scénarios électriques permettant d'atteindre la neutralité carbone.

IEA. All rights reserved.

Contexte

La SNBC repose sur trois piliers : l'efficacité énergétique (réduction de près de moitié de la consommation finale, de 1 600 TWh à 900 TWh), le recours accru à la biomasse (de 200 TWh à 430 TWh d'ici à 2050) et l'augmentation de la part de l'électricité (décarbonée) dans le mix énergétique français (l'électricité doit passer de 25 % à 50 % des besoins énergétiques finaux d'ici à 2050). L'augmentation de la part de l'électricité dans les utilisations finales est conforme à la plupart des scénarios européens qui visent la neutralité carbone.

La SNBC ne précise pas quelles sources d'électricité décarbonée doivent être utilisées, mais elle ne prévoit ni l'utilisation de combustibles fossiles associés à la captation, l'utilisation et la séquestration du carbone (carbon capture, utilisation and storage – CCUS) ni le recours massif à la biomasse ou aux biogaz pour la production d'électricité. Les EnR et l'énergie nucléaire constituent donc les deux alternatives possibles.

Le programme nucléaire civil français, mis en œuvre au lendemain des chocs pétroliers des années 1970, a permis la construction de 58 réacteurs nucléaires en 25 ans, soit jusqu'à 400 TWh par an de production d'électricité décarbonée qui représentent environ 75 % de la production d'électricité nationale. Ainsi, l'électricité produite en France est décarbonée à 93 %. En 2019, le facteur d'émission moyen de la production d'électricité française était de 35 g de CO_2/kWh, soit 11 fois moins qu'en Allemagne et 13 fois moins qu'aux États-Unis sur la même période. Si l'hydroélectricité a également contribué au faible facteur d'émission moyen de la France, son potentiel de développement demeure limité, car elle était déjà pleinement exploitée dans les années 1970.

Néanmoins, des questions ont commencé à émerger autour de l'avenir du parc nucléaire français au cours des dix dernières années : tout d'abord au niveau social et politique, en particulier après l'accident de la centrale nucléaire de Fukushima-Daiichi au Japon en 2011, mais également avec la volonté de rééquilibrer un mix électrique considéré comme trop dépendant d'une seule technologie et d'une seule génération de réacteurs. Le développement des EnR en France (principalement l'éolien et le photovoltaïque), qui a commencé à la fin des années 2000, s'est récemment accéléré avec l'adoption de la Programmation pluriannuelle de l'énergie (PPE). La PPE prévoit une augmentation significative de la production annuelle d'EnR qui serait portée de 109 TWh à 300 TWh en 10 ans. Dans le même temps, un objectif de réduction à 50 % de la part du nucléaire dans la production d'électricité a été fixé à 2035 dans la loi.

IEA. All rights reserved.

En second lieu, il est désormais primordial de développer une stratégie industrielle pour remplacer les centrales nucléaires existantes lorsqu'elles arriveront en fin de vie. Les réacteurs actuellement en exploitation ont été construits sur une courte période : le parc est âgé de 35 ans en moyenne et 27 des 58 réacteurs devraient atteindre le seuil des 40 années d'exploitation au cours des cinq prochaines années. Un important programme industriel a été lancé pour prolonger la durée de vie de ces réacteurs au-delà de 40 ans, sous réserve d'une évaluation au cas par cas et de l'approbation de l'Autorité de sûreté nucléaire. À ce jour, un large consensus prévaut sur le fait que les centrales actuelles ne peuvent être exploitées plus de 60 ans et que leur grande majorité sera déclassée entre 2030 et 2050.

La France sera donc confrontée au défi de mener à bien la mise à l'arrêt de réacteurs nucléaires en même temps qu'elle devra développer son potentiel d'électricité décarbonée pour atteindre les objectifs d'atténuation du changement climatique, et ceci indépendamment du débat politique de ces dernières années sur le « rééquilibrage » du mix de production d'électricité entre le nucléaire et les EnR. En d'autres termes, c'est la mise au point d'une stratégie pour remplacer un potentiel de production de 400 TWh d'électricité décarbonée au cours des 30 prochaines années qui est en jeu. A date, la façon dont ce remplacement sera organisé reste en suspens. Deux options sont sur la table :

1. remplacer certains des réacteurs déclassés par de nouveaux — c'est-à-dire lancer un nouveau programme nucléaire — et compléter ce dispositif par un fort développement des EnR afin d'obtenir un mix d'électricité totalement décarbonée d'ici à 2050 ;
2. s'appuyer sur les seules EnR pour remplacer les réacteurs déclassés. Si cette solution était retenue, la part des EnR atteindrait environ 85-90 % en 2050 et 100 % en 2060.

Part élevée des EnR et rôle de ce rapport

Si les deux solutions décrites ci-dessus conduisent toutes deux à augmenter considérablement la part de la production des EnR variables, la seconde, fondée sur la perspective d'atteindre un système « 100 % EnR », présente de nombreux enjeux quant à sa faisabilité technique.

À l'exception de petits systèmes électriques principalement fondés sur des unités hydroélectriques pilotables, il n'existe en effet aucune expérience d'exploitation de tels systèmes à grande échelle. Les partisans d'une cible « 100 % EnR » affirment — avec raison — que beaucoup de prédictions alarmistes sur les limites techniques à l'intégration des EnR faites par le passé se sont révélées fausses. Cependant, il

IEA. All rights reserved.

n'existe aucune démonstration de la faisabilité d'une intégration très poussée d'EnR variables comme l'éolien et le photovoltaïque sur un grand système électrique, et des enjeux techniques nouveaux sont forcément appelés à émerger. Cette incertitude a suscité chez certains un scepticisme quant à la possibilité de faire reposer la lutte contre le changement climatique sur le développement des seules EnR variables, notamment en comparaison à d'autres solutions bas carbone. En France, ce sujet a fait l'objet d'un vif débat, étant donné que le mix de production actuel conjugue des émissions de CO_2 exceptionnellement faibles avec une forte dépendance à l'énergie nucléaire.

Le débat français n'ayant pas permis de parvenir à un consensus sur la possibilité globale d'un futur système électrique fondé uniquement sur les EnR — notamment avec une part élevée de sources variables comme l'éolien ou le solaire photovoltaïque — **la première étape consiste à évaluer si un tel système pourrait être techniquement réalisable**, dans quelles conditions et selon quelles exigences. C'est précisément le rôle de ce rapport. Il constitue un jalon du programme établi par la PPE, qui prévoit que les différentes options pour assurer l'équilibre offre-demande en électricité sur le long terme soient passées en revue d'ici mi-2021.

Le présent rapport porte sur les conditions et les exigences relatives à la faisabilité technique des scénarios comportant une part élevée d'EnR variables. Ses résultats constituent une condition préalable nécessaire à la poursuite des études avec une modélisation générale du système lancées par RTE pour 2021. La faisabilité technique a été considérée au sens large en englobant les principaux défis techniques associés à de tels scénarios à l'échelle du système.

Le rapport n'examine pas la question de savoir si ces scénarios sont socialement souhaitables ou attrayants ni celle de leur coût et de leur viabilité financière. Ces points seront abordés ultérieurement, sur la base des études menées par RTE en concertation avec les parties prenantes. Même si un ou plusieurs scénarios peuvent sembler techniquement réalisables, toute conclusion sur leur opportunité socioéconomique nécessitera donc une analyse plus approfondie. En outre, le rapport ne compare pas les scénarios dans lesquels la part des EnR est élevée avec d'autres scénarios, que ce soit sur le plan technique ou économique.

Ce rapport a été commandé conjointement à l'AIE et RTE par le ministère français de la Transition écologique. En octobre 2020, l'AIE a publié son dernier World Energy Outlook, qui contient deux scénarios permettant d'atteindre la neutralité carbone à l'échelle mondiale. Le scénario Sustainable Developement (SDS) constitue un moyen d'atteindre l'ensemble des objectifs de développement durable, intégrant l'accord de Paris sur le climat mais aussi les objectifs relatifs à l'accès à l'énergie et à la qualité

IEA. All rights reserved.

de l'air. Le SDS considère que les objectifs de neutralité carbone affichés à date par les différents pays et les entreprises sont atteints, permettant aux émissions d'évoluer dans une trajectoire permettant d'atteindre la neutralité carbone en 2070 à l'échelle de la planète. Pour la première fois, l'AIE a également développé ce scénario pour intégrer une variante prévoyant que la neutralité carbone est atteinte en 2050, détaillant les actions nécessaires dans les dix prochaines années pour que cela soit possible. En complément, le rapport Energy Technology Perspective 2020 constitue un outil supplémentaire pour les décideurs, dans l'optique de comprendre les prochaines avancées nécessaires sur le front des technologies. L'ETP2020 insiste en particulier sur le fait que les réductions d'émissions nécessaires pour atteindre la neutralité carbone reposent pour moitié sur des technologies qui ne sont pas disponibles aujourd'hui.

RTE publie de son côté un Bilan prévisionnel annuel qui sert de référence au secteur de l'électricité en France, à la fois en ce qui concerne l'analyse de la sécurité d'approvisionnement et des perspectives sur le secteur.

Le présent rapport combine l'expérience internationale de l'AIE et l'expertise de RTE en matière de modélisation afin d'identifier précisément les enjeux d'un recours à une part importante d'EnR et de fournir des analyses stratégiques pour éclairer l'élaboration des politiques publiques. Il fournit des conclusions générales sur plusieurs points techniques, précise les questions qui nécessitent un travail supplémentaire et les analyses ou recherches complémentaires à mener.

RTE assurera le suivi de ces questions dans ses travaux en cours pour l'établissement de nouveaux scénarios de référence pour le débat public en France, en s'appuyant sur une large consultation de l'ensemble des parties prenantes. Ces travaux devraient s'achever en 2021 et seront publiés dans la prochaine édition du Bilan prévisionnel de RTE, consacré aux scenarios visant à la neutralité carbone d'ici à 2050.

IEA. All rights reserved.

Objectifs internationaux de décarbonation

Le débat en France sur l'avenir du secteur de l'électricité intervient alors que de nombreux gouvernements, organisations internationales et parties prenantes sont engagés dans des discussions sur les meilleures politiques à mettre en œuvre pour appliquer l'accord de Paris sur le changement climatique. Plusieurs pays et territoires ont introduit des objectifs de neutralité carbone et plus de 50 pays se sont déjà engagés à atteindre 100 % d'EnR dans leur mix électrique. Le Danemark, la Suède et le Royaume-Uni ont des ambitions juridiquement contraignantes de neutralité carbone d'ici à 2050, voire avant, fondées sur un large éventail de mesures. Le Chili et l'Irlande ont lancé des processus visant à promulguer des lois sur l'action climatique d'ici à la mi-2020, et ont publié des plans indicatifs pour intégrer les énergies renouvelables, électrifier les transports, améliorer l'efficacité énergétique des bâtiments et mettre en œuvre des réformes du marché. Aux États-Unis, plus de 100 engagements ont été pris au niveau des États et des villes en faveur d'une énergie 100 % renouvelable, notamment en termes de décarbonation du secteur de l'électricité avec un objectif de neutralité carbone. La Californie s'est engagée à la neutralité carbone pour l'ensemble de son économie d'ici à 2045 et l'État de New York d'ici à 2050, en s'appuyant fortement sur les énergies solaire et éolienne.

Si les objectifs et les calendriers de réduction des émissions sont similaires pour bon nombre de ces pays, les pistes pour leur mise en œuvre dépendent largement de la disponibilité des ressources indigènes, du mix industriel et du cadre politique et institutionnel existant. Le Chili, le Danemark et l'Irlande sont favorables à une augmentation des EnR variables dans le cadre d'une interconnexion renforcée. Le Royaume-Uni envisage une électrification à grande échelle, notamment des transports et du chauffage, et le développement de la production des EnR et du nucléaire tout en compensant les émissions restantes grâce au CCUS. La Suède vise des émissions négatives tout en anticipant un déclassement de son parc nucléaire en raison des tendances du marché.

Le scénario SDS de l'AIE se fonde sur le respect de tous les engagements sur la neutralité carbone annoncé avant l'été 2020. Dans ce scénario, toutes les technologies bas carbone — dont les EnR, le nucléaire et le CCUS — jouent un rôle important, conformément à l'accord de Paris. La dernière analyse des scénarios à long terme de l'AIE indique qu'il sera nécessaire de s'appuyer sur un portefeuille équilibré de solutions de production d'électricité bas carbone, comprenant les EnR, les réseaux électriques ainsi que des mesures axées sur le pilotage de la demande, l'électrification des usages finaux et l'efficacité énergétique. Le scénario prévoit que les EnR variables atteignent 50 % de la production d'électricité mondiale d'ici à 2050. Il implique que, pour de nombreux pays, les EnR variables représenteront la majeure partie ou la totalité de la production pendant un nombre d'heures croissant. Les investissements dans la flexibilité du système électrique devront donc augmenter pour garantir la stabilité et la rentabilité du système tout en assurant la transition vers des niveaux beaucoup plus élevés d'EnR variables.

IEA. All rights reserved.

Principales conclusions sur la faisabilité technique

Sur le plan technique, l'atteinte de parts très élevées de sources d'énergies renouvelables variables dans un système électrique de grande échelle comme celui de la France soulève quatre grandes problématiques.

1. La stabilité du système électrique malgré la réduction de l'inertie

Aujourd'hui, la stabilité des grands systèmes électriques interconnectés repose sur les rotors des alternateurs des centrales électriques conventionnelles qui tournent de manière synchronisée à la même fréquence, établie nominativement à 50 Hertz en Europe et dans la majeure partie de l'Asie et de l'Afrique.

Ces machines tournantes contribuent à la stabilité du système (system strength dans la littérature spécialisée) en apportant de l'inertie et de la puissance de court-circuit. Ainsi, lorsque le système est confronté à une perturbation, les machines tournantes contribuent automatiquement à stabiliser la fréquence (en libérant une partie de l'énergie cinétique stockée par la rotation de leur rotor) avant que d'autres réserves ne prennent le relais. En outre, elles peuvent générer leur propre onde de tension et se synchroniser de façon autonome avec les autres sources d'électricité : elles forment naturellement un réseau et sont ainsi dites « grid-forming ». Les machines tournantes sont historiquement la pierre angulaire de la stabilité du système électrique.

A mesure que va croître la part des moyens de production non synchrones, comme l'éolien et le photovoltaïque, les machines tournantes seront moins nombreuses dans le système électrique. Contrairement aux centrales classiques, les parcs éoliens et les panneaux photovoltaïques sont reliés au réseau par des convertisseurs de puissance. Or les technologies actuelles des onduleurs ne contribuent pas à l'inertie et ne peuvent participer pleinement à la stabilité du système. Par ailleurs, elles ne sont pas en mesure de générer leur propre onde de tension et dépendent du signal de fréquence donné par d'autres sources de production (comme les centrales conventionnelles) pour fonctionner correctement : elles sont dites « grid-following ». A l'avenir, d'autres installations seront également connectées au réseau électrique via des convertisseurs de puissance : les véhicules électriques, les batteries raccordées au réseau, les connexions HVDC, etc.

Ce rapport constate que si plusieurs solutions techniques existent pour surmonter la difficulté résultant de la réduction de l'inertie, elles se trouvent toutefois à différents stades de maturité. Si certaines sont déjà déployées dans le cadre d'une exploitation

IEA. All rights reserved.

sur le terrain, d'autres en sont au stade de la recherche et du développement (R&D) et devront être testées dans des conditions réelles avant d'être déployées à grande échelle.

Pour accompagner l'augmentation de la part des EnR, la première étape consiste à mettre au point un nouveau mode d'exploitation des convertisseurs lorsque ceux-ci deviennent majoritaires sur le système. Il est alors nécessaire de disposer de nouveaux services pour faire face à la réduction de l'inertie des machines tournantes. Ces services, connus sous l'appellation de « réglage rapide de fréquence » ou « inertie synthétique/virtuelle », peuvent être fournis par des convertisseurs spécifiques qui permettent un ajustement très rapide de la production renouvelable à un écart du signal de fréquence, par exemple en augmentant temporairement la puissance fournie, ce qui contribue à rétablir la fréquence du système. Ils sont déjà mis en œuvre en Irlande et au Québec. Toutefois, ces solutions n'ont pas le même effet que l'inertie des machines tournantes et ne peuvent garantir une exploitation sûre du système si la part instantanée du photovoltaïque et de l'éolien devient très élevée, par exemple supérieure à 60-80 % à l'échelle de la zone synchrone. Il est donc nécessaire d'aller au-delà de ces solutions et de revoir considérablement le mode d'exploitation du système électrique.

Pour aller plus loin, le déploiement de compensateurs synchrones pourrait être une solution. Ceux-ci fonctionnent de manière similaire aux centrales électriques conventionnelles synchrones : leurs moteurs fournissent de l'inertie et de la puissance de court-circuit, et contribuent donc à la stabilité du système mais ils tournent librement, sans produire de puissance électrique (à l'inverse des centrales). Les compensateurs synchrones sont une technologie bien connue et éprouvée. Ils ont déjà été utilisés pour maintenir la tension à son niveau de référence dans des zones spécifiques en France. Plus récemment, cette solution a été utilisée au Danemark et en Australie-Méridionale et s'est révélée efficace pour assurer la stabilité du système. Si cette solution a fait ses preuves dans des situations spécifiques, son déploiement généralisé pour assurer la stabilité du système à grande échelle reste à évaluer. Les coûts de cette solution n'apparaissent pas de premier ordre sur une base individuelle mais devront, comme d'autres, être pris en compte dans l'évaluation économique complète des scénarios reposant en grande majorité sur les énergies renouvelables.

Une autre possibilité consisterait à développer des contrôles « grid-forming » pour les convertisseurs de puissance, qui donneraient aux centrales éoliennes et photovoltaïques la capacité de générer leur propre onde de tension. Cette solution a été testée avec succès en laboratoire (dans le cadre du projet européen MIGRATE, par exemple) et sur des microréseaux, mais pas encore à l'échelle d'un grand système

IEA. All rights reserved.

électrique, où d'autres complications pourraient survenir. Des expériences à grande échelle sont nécessaires dans les années à venir pour valider ce concept.

Les enjeux associés ne sont pas seulement techniques. Les instruments réglementaires choisis pour déployer ces technologies et l'attribution de la responsabilité de la fourniture de ces services doivent ainsi également être examinés à la lumière des cadres institutionnels français et européens actuels. Une attention spécifique devra donc y être consacrée, en ayant en tête les coûts pour les consommateurs finaux, les constructeurs, les développeurs et les gestionnaires de réseau. Par exemple, des capacités spécifiques de « grid-forming » peuvent être exigées par les normes techniques imposées aux constructeurs de convertisseurs, avec des effets sur les coûts de la technologie. Les gestionnaires de réseau de transport peuvent également posséder directement des compensateurs synchrones, en contractualiser l'utilisation auprès de tiers, ou encore créer des services concurrentiels paramétrables, laissant le choix de la technologie et le déploiement aux acteurs du marché. Ces trois options s'accompagnent d'arbitrages spécifiques en matière de coûts et de sûreté de fonctionnement, qui devront être évalués dans des analyses ultérieures et arbitrés in fine par les pouvoirs publics.

Enfin, les difficultés techniques varient en fonction du mix d'EnR. Une transition vers des contrôles « grid-forming » serait beaucoup plus difficile pour un système électrique reposant largement sur des panneaux photovoltaïques individuels, car elle aurait un fort impact sur l'exploitation des réseaux publics de distribution. Les difficultés seraient moins grandes si le système était principalement fondé sur des parcs éoliens de grande taille, à terre ou en mer. En tout état de cause, un système comportant une part importante de production photovoltaïque distribuée nécessite une évaluation plus détaillée des impacts sur le réseau de distribution et des implications pour la sûreté du système électrique.

Pour résumer :

1. Il existe désormais un large consensus scientifique sur la stabilité théorique d'un système électrique sans moyen de production conventionnel.
2. Néanmoins, les solutions techniques sur lesquelles reposerait cette stabilité pour un système exploité à grande échelle comme la France ne sont pas aujourd'hui disponibles sur le plan commercial. Accélérer l'innovation technologique et passer au stade de la démonstration des solutions à plus grande échelle est donc nécessaire.
3. La prochaine étape nécessaire consisterait à poursuivre les projets de R&D et à lancer des démonstrateurs et des projets-pilotes, afin d'obtenir un retour

IEA. All rights reserved.

d'expérience sur le fonctionnement des solutions envisagées pour stabiliser le système dans une utilisation à plus grande échelle.

2. Adéquation des ressources et flexibilité pour faire face à la variabilité de l'éolien et du solaire photovoltaïque et garantir la sécurité d'alimentation en électricité

Faire face à la variabilité de la production éolienne et solaire photovoltaïque constitue le principal défi à relever pour intégrer les EnR aux systèmes électriques. En France, les scénarios de mix électrique avec des parts d'EnR très élevées sont tous fondés sur un développement important de l'éolien et du solaire photovoltaïque. L'énergie hydraulique est en effet déjà exploitée à un niveau proche de son plein potentiel ; quant aux bioénergies, leur potentiel d'utilisation pour la production d'électricité reste limité.

En moyenne, l'éolien et le solaire photovoltaïque présentent des modes de production saisonniers différents et complémentaires, avec davantage d'énergie éolienne en hiver et de production photovoltaïque en été. Mais leur variabilité mensuelle, hebdomadaire et quotidienne crée des difficultés pour maintenir un équilibre continu entre production et consommation. Garantir la sécurité d'approvisionnement en électricité — à savoir la capacité du système électrique à approvisionner la consommation en permanence — nécessite donc de développer des outils supplémentaires pour faire face à la variabilité intrinsèque de la production.

Les analyses d'adéquation de RTE ont conclu à plusieurs reprises que le développement de l'éolien et du photovoltaïque prévu dans les 10 prochaines années en France dans le cadre de la PPE pouvait être réalisé en s'appuyant sur les centrales pilotables existantes et en projet (en France et dans les pays voisins) ainsi que par un développement raisonnable de la flexibilité de la demande. A compter de 2035, cependant, il ne sera plus possible de poursuivre l'augmentation de la part des EnR sans développer la flexibilité de manière très significative.

Viser un système reposant très majoritairement sur les EnR nécessite donc de développer quatre types de flexibilité, dans des proportions qui varient selon les scénarios considérés :

1. de nouvelles unités de pointe pilotables : ces dernières utilisent actuellement des combustibles fossiles — bien que dans de très faibles proportions — mais pourraient à l'avenir avoir recours à d'autres combustibles comme l'hydrogène ou le biogaz ;

IEA. All rights reserved.

2. des installations de stockage dédiées à grande échelle : batteries (pour faire face aux fluctuations quotidiennes), de nouvelles installations hydrauliques de pompage-turbinage ou une augmentation de la capacité des installations existantes (pour faire face aux variations hebdomadaires), installations de production et de stockage de combustibles de synthèse – tels que l'hydrogène (pour faire face à la variabilité saisonnière et interannuelle) ;
3. une flexibilité considérable du côté de la demande : les installations dans les bâtiments et les usines devront avoir la faculté de répondre automatiquement en fonction des prix de marché ou des demandes explicites des gestionnaires du système électrique ;
4. des réseaux électriques plus développés et interconnectés : via une intégration spatiale à grande échelle, ils permettront d'atténuer les conséquences des variations locales et de faciliter l'accès à un gisement plus important de sources de flexibilité. Le maillage du système électrique au niveau régional et international jouera ainsi un rôle primordial dans l'intégration des énergies renouvelables.

La flexibilité de la demande présente un potentiel de développement important dans le cadre des nouveaux usages de l'électricité à généraliser pour atteindre la neutralité carbone : c'est notamment le cas pour les véhicules électriques, la production d'hydrogène et ses nombreuses utilisations, et le chauffage des nouveaux bâtiments, où la gestion intelligente de la demande peut être mise en œuvre à un niveau avancé. Notamment, l'utilisation massive des batteries des véhicules électriques équipés de systèmes de charge intelligents pourrait constituer un élément clé pour garantir l'équilibre offre/demande. En effet, les batteries serviront déjà à alimenter les véhicules et le principal défi consistera à définir les bonnes interfaces avec le système électrique. La mobilisation de ces nécessaires ressources de flexibilité nécessitera à la fois un investissement dans des actifs physiques comme les installations de stockage mais également la définition d'un environnement réglementaire et de règles de marché susceptibles de faire advenir des solutions de flexibilités intelligentes et distribuées.

Outre l'adaptation du système électrique pour intégrer des énergies renouvelables variables, le déploiement et l'exploitation de ces dernières peuvent également faire l'objet d'une optimisation. Trouver un équilibre performant entre énergie éolienne et solaire permet de lisser autant que possible leur production cumulée, et réaliser des choix judicieux d'implantation géographique peut réduire le dimensionnement des raccordements aux réseaux dans un souci de performance d'ensemble. Enfin, la

IEA. All rights reserved.

participation de ces énergies aux marchés et l'amélioration des prévisions de production concourent à la qualité de leur intégration dans le mix.

La nécessité de compléter les EnR variables avec des centrales électriques de pointe, du stockage, une gestion étendue de la demande et une forte interconnexion via le réseau de transport a d'importantes implications en matière de coûts. Ce type d'analyse n'entre pas dans le cadre de ce rapport et sera réalisé à un stade ultérieur du processus dans le cadre de l'étude des futurs scénarios à 2050 de RTE. Néanmoins, le présent rapport souligne que toute évaluation future devra se concentrer sur les coûts globaux du système plutôt que sur des indicateurs tels que le coût moyen de l'électricité par technologie (LCOE), car ceux-ci ne tiennent pas compte des coûts environnants pour assurer la sécurité d'alimentation et les autres exigences techniques. L'AIE et RTE estiment que tout chiffrage économique devra ainsi prendre en compte l'ensemble des coûts associés à une part élevée d'EnR, dont ceux liés au stockage, à la flexibilité de la demande et au développement des réseaux. L'analyse montre que ce type de coûts pourrait être important après 2035, et le rapport ouvre ainsi la voie à l'évaluation future des coûts au regard d'indicateurs partagés au niveau international.

Ce type de scénario a également des implications en matière de faisabilité industrielle, qui doivent être analysées en lien avec les futurs scénarios de RTE à horizon 2050. Puisque la faculté d'atteindre à terme une très haute pénétration d'énergies renouvelables dans le mix repose sur les batteries, les technologies numériques pour la gestion intelligente de la demande et/ou de la production, et de stockage de combustibles synthétiques comme l'hydrogène, il est nécessaire de s'intéresser à la maturité de ces solutions et de vérifier qu'elles ont le potentiel d'être déployées à grande échelle dans les délais escomptés. Cet examen ne doit pas porter uniquement sur les coûts prévisionnels : l'analyse doit également recouvrir une dimension proprement industrielle, et se pencher sur les enjeux que revêt l'accélération du rythme de déploiement d'un bouquet de technologies dont les niveaux de maturité demeurent hétérogènes. Cela implique aussi de s'interroger sur les conditions pour développer un environnement industriel permettant de porter cette ambition.

Enfin, ces flexibilités soulèvent elles-mêmes des enjeux environnementaux (par exemple, sur l'utilisation des sols et la criticité des matériaux qu'elles utilisent), et sociétaux (en particulier sur leur acceptabilité, que ce soit pour la généralisation de flexibilité de la demande au sein des logements ou pour le déploiement d'infrastructures comme les électrolyseurs et les interconnexions). Cette analyse environnementale et sociétale doit être menée au périmètre de l'ensemble du système, en intégrant toutes les sources de flexibilité.

IEA. All rights reserved.

Pour résumer :

1. Pour atteindre des parts élevées d'éolien et de solaire photovoltaïque (de l'ordre de 50 % à partir de 2035 en France), des unités de production de pointe, des installations de stockage de combustibles de synthèse à grande échelle et/ou une grande flexibilité de la demande seront nécessaires.
2. Au lieu de s'appuyer sur des indicateurs comme le LCOE, les évaluations futures du coût des différentes alternatives considérant des parts élevées d'éolien et de photovoltaïque devront se concentrer sur les coûts complets du système, en intégrant ceux des sources de flexibilité, de réseau et d'équilibrage.
3. Des avancées importantes devront intervenir dans les prochaines années pour faire passer certaines sources de flexibilité à un déploiement à l'échelle industrielle, par exemple la flexibilité à grande échelle des véhicules électriques ou de la production de carburants synthétiques (avec le power-to-hydrogen ou le power-to-gas) et le stockage.

3. Réserves opérationnelles d'équilibrage

Dans un système électrique libéralisé, les acteurs du marché sont chargés de l'équilibre de leur portefeuille. Néanmoins, le gestionnaire du réseau de transport dispose de réserves opérationnelles et de la faculté d'intervenir en dernier ressort pour équilibrer le système, lorsque les marchés ne répondent pas à la demande ou en cas d'indisponibilités imprévues. Les réserves sont dimensionnées pour couvrir les aléas pouvant affecter la production, la consommation et la capacité de transit sur les lignes électriques. Avec la transition énergétique, le type et le volume de réserves nécessaires pour équilibrer le système sont appelés à évoluer, car la nature de la production et la structure de la consommation changent.

Bien que le dimensionnement des réserves opérationnelles et la responsabilité d'équilibre soient des enjeux bien identifiés dans le débat actuel sur l'architecture de marché, ce point n'a pas suscité une forte attention dans le cadre des travaux prospectifs sur les scénarios de long terme. Ainsi, l'effet de l'éolien et du photovoltaïque sur les réserves opérationnelles n'est généralement pas pris en compte dans les publications académiques sur le déploiement à grande échelle des EnR.

Aujourd'hui, la France n'a pas besoin de constituer de larges réserves opérationnelles pour garantir l'équilibre à court terme, et ce système d'équilibrage est l'un des plus compétitifs d'Europe au niveau des coûts reflétés au consommateur. Ceci découle

IEA. All rights reserved.

d'une production en grande majorité pilotable, des règles du marché qui assurent la mutualisation des ressources et des mécanismes d'équilibrage proactifs qui aident à en minimiser le coût.

Les réserves opérationnelles sont dimensionnées pour faire face à la possibilité d'un arrêt brutal de grands groupes de production ou d'une évolution subite de la consommation. L'évolution du mix électrique et des habitudes de consommation se reflètent donc directement dans le type de réserve à constituer. Notamment, en raison des caractéristiques météorologiques locales et de la faible taille des unités de production éolienne et solaire, prévoir avec précision leur production, même avec un préavis de quelques heures, présente une difficulté spécifique. Cette difficulté s'avère particulièrement prononcée pour la production photovoltaïque distribuée, dont une grande partie n'est actuellement pas « observable » - ce qui signifie que de nombreuses installations ne disposent pas nécessairement d'un compteur qui mesure la production en temps réel ou que cette information n'est pas transmise aux gestionnaires de réseau de transport d'électricité.

Avec des parts élevées d'éolien et de photovoltaïque, cela pourrait se traduire par des incertitudes plus conséquentes sur la production, même quelques heures avant le temps réel. Des efforts sont donc nécessaires pour améliorer l'observabilité en temps réel de la production renouvelable et plus particulièrement de la production photovoltaïque, afin de permettre une meilleure prévisibilité et une estimation directe et précise de la consommation résiduelle (i.e. consommation nette de la production renouvelable non pilotable). Pour la gestion du système électrique, des axes de recherche et développement portent donc sur l'amélioration des prévisions à court terme, le dimensionnement et l'exploitation des réserves.

Si les conditions actuelles de prévisibilité et d'observabilité des EnR demeuraient inchangées jusqu'en 2050, le besoin de réserves opérationnelles augmenterait de façon importante. En revanche, cette augmentation pourrait être atténuée si la production renouvelable variable devenait totalement observable. Cette différence souligne la nécessité d'améliorer la visibilité de la nouvelle production d'EnR, des techniques de prévision et des obligations d'équilibrage.

Afin de maintenir le volume de réserves opérationnelles à un niveau raisonnable, de nouvelles solutions visant à améliorer la prévisibilité et le suivi en temps réel des EnR variables sont en cours d'élaboration. L'utilisation des nouvelles technologies pour collecter, transférer et analyser les données de la production distribuée comme celle des panneaux solaires constitue l'une des solutions à l'étude pour atteindre cet objectif.

IEA. All rights reserved.

Une autre façon d'équilibrer le système à l'avenir serait d'utiliser les EnR en tant qu'unités d'équilibrage pouvant moduler en fonction des besoins du système. Ces unités répondraient alors à des obligations plus strictes, comme celles actuellement imposées aux moyens de production conventionnels.

Les parcs éoliens et photovoltaïques ont été installés ces dernières années comme des centrales de production ayant des effets marginaux sur le fonctionnement du système électrique, et n'ont donc pas été soumis aux réglementations qui s'appliquent traditionnellement aux groupes de production de plus grande envergure. Cette pratique, qui était parfaitement adaptée aux premiers stades de développement des EnR, ne l'est plus à des configurations dans lesquelles ces dernières pourraient constituer la quasi-totalité de la production d'ici à 2050. Ce sujet est de plus en plus souvent abordé dans les codes de réseau au niveau mondial, mais uniquement pour les nouvelles installations.

Enfin, favoriser l'utilisation de nouvelles sources de flexibilité pour la gestion de l'équilibrage du système (stockage, nouvelles centrales de pointe, flexibilité de la demande, en particulier avec le pilotage de la recharge des véhicules électriques) constitue une perspective prometteuse. En effet, ces flexibilités pourraient fournir des réserves de puissance supplémentaires qui pourraient être activées très rapidement. S'il demeure des défis à relever sur le plan opérationnel pour y parvenir, l'intensification des efforts pour démontrer qu'une participation à grande échelle des unités distribuées permet de mettre à disposition des volumes significatifs de réserves opérationnels (par exemple avec le pilotage de la recharge des voitures électriques) pourrait faire office de priorité industrielle pour les années à venir.

Pour résumer :

1. L'intégration de grands volumes d'énergie éolienne et photovoltaïque nécessite une action spécifique pour faire face aux incertitudes et à la nature décentralisée des EnR variables. Cela aura une incidence sur le dimensionnement et l'utilisation des réserves opérationnelles.
2. Les méthodes de prévision doivent être améliorées. Des travaux sont déjà en cours pour optimiser les processus d'équilibrage au niveau international.
3. Au cours des dix prochaines années, des améliorations réglementaires seront nécessaires pour tenir compte de l'évolution du mix énergétique. Celles-ci devraient permettre de recourir à la flexibilité des parcs éoliens, des panneaux photovoltaïques et des véhicules électriques, et d'établir les exigences s'appliquant aux nouveaux parcs ainsi qu'aux parcs rénovés pour garantir que le système électrique dispose d'une capacité de réserve suffisante.

IEA. All rights reserved.

4. Développement des réseaux électriques

Pour atteindre de hautes parts d'énergies renouvelables dans le mix électrique, les réseaux électriques devront être développés et adaptés de manière importante.

La production d'origine renouvelable est en effet répartie de façon plus diffuse sur le territoire qu'un système fondé sur l'énergie nucléaire ou de grandes centrales thermiques à combustibles fossiles. Ces nouvelles installations de production devront être raccordées, et les réseaux devront être significativement renforcés ou étendus pour répondre aux variations de la production et de la consommation sur les plans géographique et temporel. Si le réseau est ainsi convenablement adapté, le système présentera l'avantage d'être plus résistants à la perte d'un seul élément important comme une liaison électrique ou un groupe de production.

Pour la prochaine décennie, ces évolutions sont déjà intégrées aux programmes publics, au niveau national et Europe. En France, RTE a récemment publié son Schéma décennal de développement de réseau (SDDR), document de référence indiquant les actions à entreprendre en matière de réseaux pour atteindre les objectifs de la PPE à l'horizon 2035. Au niveau européen, le Réseau européen des gestionnaires de réseaux de transport (ENTSO-E) publie également tous les deux ans un plan décennal de développement du réseau (TYNDP), qui intègre déjà les renforcements décidés au sein des Etats et entre eux. Pour permettre l'intégration des EnR, ces programmes prévoient non seulement des adaptations du réseau de transport d'électricité, mais aussi une optimisation de son utilisation en généralisant l'utilisation en temps réel des flexibilités, et en particulier de l'écrêtement des EnR (principalement des parcs éoliens).

A cet horizon de moyen terme, le besoin de nouvelles infrastructures de réseau en France demeurera modéré : l'ampleur des adaptations à engager est inférieure à celle des années 1980 pour le parc électronucléaire, et très en deçà des modifications programmées par exemple dans un pays comme l'Allemagne.

Au-delà de 2030, cependant, augmenter encore davantage la part des EnR dans le mix énergétique nécessiterait d'étendre, de renforcer et de restructurer le réseau de transport d'électricité dans des proportions plus importantes. Le présent rapport précise les actions clés à mettre en œuvre pour concrétiser la reconfiguration du réseau de transport d'électricité.

En 2050, le réseau à très haute tension actuel (ou réseau de grand transport) sur lequel transitent les échanges interrégionaux et internationaux (lignes 400 kV et la majorité des lignes 225 kV) existera toujours. Construite pour l'essentiel entre les années 1970 et 1990 afin de permettre le développement du programme nucléaire,

IEA. All rights reserved.

cette épine dorsale est bien adaptée à l'intégration des EnR, car elle vise à assurer d'importants transferts d'énergie à travers la France. Hormis quelques zones de fragilité bien identifiées, elle peut faire face au développement des EnR jusqu'en 2030, selon les hypothèses du scénario de la PPE. Une transformation plus importante du mix à l'horizon 2050, requerra des renforcements ou développements plus substantiels. Cette perspective intègre également des innovations technologiques dans le domaine du transport d'électricité — telles que la supraconductivité, les équipements à isolation gazeuse (transformateurs, disjoncteurs, etc.) et l'utilisation du courant continu à haute tension (HVDC) — qui fourniront autant de nouvelles solutions pour adapter progressivement le système existant à une part encore plus importante d'EnR.

Le réseau en mer et les interconnexions avec les pays voisins devront, pour leur part, être largement étendus. Cela permettrait, d'une part, d'intégrer la production éolienne offshore à son plein potentiel. Les éoliennes éloignées des côtes nécessitent en effet la planification d'un réseau public de transport offshore coordonné, éventuellement relié aux sites des centrales nucléaires déclassées. D'autre part, l'extension du réseau de transport d'électricité devrait également accroître sensiblement la capacité d'échange à travers l'Europe par la mise en service de nouvelles interconnexions transfrontalières (ouest-est et nord-sud).

S'agissant du réseau de répartition à haute tension (63-90 kV, également géré par RTE), traditionnellement utilisé pour l'alimentation des consommateurs en électricité, son architecture devra dans tous les cas être repensée d'ici 2050. Ce réseau a en grande partie été construit entre la fin de la Seconde Guerre mondiale et les années 1970, et préparer son renouvellement constitue une part importante du SDDR publié par RTE en septembre 2019. Ce réseau de répartition devra être sensiblement adapté pour tenir compte de l'objectif d'une part plus élevée d'EnR variables. La combinaison du renouvellement et de l'adaptation du réseau de répartition contribuera à maîtriser la trajectoire de coûts.

Leur acceptabilité par les riverains et leur impact sur les coûts seront des facteurs clés dans la mise en œuvre des évolutions structurelles du réseau de transport d'électricité. Un système électrique avec une part très élevée d'énergies renouvelables s'accompagnerait d'une plus grande empreinte territoriale des réseaux (s'ajoutant à celle des unités de production), alors que la résistance locale aux adaptations du réseau de transport d'électricité est parfois forte, même lorsque la part d'éoliennes est faible et que les renforcements du réseau sont moindres au regard de ce qui serait nécessaire pour atteindre les objectifs de la transition énergétique. Si les coûts ne semblent pas actuellement être le point de discussion le

IEA. All rights reserved.

plus important pour ce qui concerne le développement du réseau, ils doivent être également pris en compte dans les études sur le développement du système à horizon 2050.

Pour résumer :

1. En France, le réseau public de transport actuel constitue une bonne ossature sur laquelle s'appuyer. Il ne risque pas de devenir un facteur limitant pour l'intégration des EnR dans les années à venir si des adaptations ciblées sont mises en œuvre. Pour augmenter encore la part des EnR, des adaptations de la structure du réseau de transport d'électricité sont nécessaires, mais restent limitées par rapport au rythme de développement du réseau au 20e siècle.
2. Au-delà de 2030, une extension, un renforcement et une restructuration en profondeur du réseau seront nécessaires pour atteindre des parts élevées d'EnR. Compte tenu du temps nécessaire pour consulter les parties prenantes et obtenir les autorisations, ces développements doivent être planifiés rapidement et décidés dans les années à venir.
3. L'adhésion de la population à l'adaptation du réseau de transport constitue un facteur clé pour permettre le développement de l'éolien et du photovoltaïque. La planification spatiale de cette adaptation (par exemple, pour raccorder les réseaux offshore) et l'utilisation de sources de flexibilité sont autant de solutions pour accompagner cette transformation.
4. L'établissement d'un système de régulation et de financement efficace pour permettre d'engager les d'investissements nécessaire au développement des réseaux électriques en recherchant le consentement des populations locales, doit constituer une priorité pour les pouvoirs publics.

Prochaines étapes

Les principes méthodologiques et conclusions du présent rapport éclaireront la suite du travail engagé en France sur la définition des futurs scénarios. Ce sera notamment le cas pour la prochaine édition des scénarios à long terme du Bilan prévisionnel de RTE, qui porteront sur l'horizon 2050.

Ce travail a débuté en 2019, en étroite concertation avec les parties prenantes. Sa phase de cadrage s'achève, avant que les simulations soient réalisées et débattues collectivement. Ce travail comprend (1) une description complète des différents scénarios, de leur implication sur les modes de vie et de leurs présupposés en matière de comportements individuels, (2) une analyse quantitative de l'équilibre offre-demande en électricité et des besoins réseau sur l'ensemble de la trajectoire,

IEA. All rights reserved.

intégrant les effets du changement climatique selon différentes trajectoires du GIEC, (3) une modélisation de l'ensemble du système européen, (4) une modélisation détaillée des interactions entre l'électricité et les autres vecteurs énergétiques, (5) un chiffrage économique complet au périmètre du système, (6) une évaluation des conséquences environnementales (non seulement sur les émissions mais également sur d'autres indicateurs comme le besoin en matériaux critiques ou l'empreinte territoriale).

Ces nouveaux scénarios doivent être finalisés en 2021.

IEA. All rights reserved.

International Energy Agency and Réseau de Transport d'Electricité 2021

No reproduction, translation or other use of this report, or any portion thereof, may be made without prior written permission. Applications should be sent to: rights@iea.org

This report is the result of a collaborative effort among the IEA and RTE. This report reflects the views of the IEA Secretariat and RTE but does not necessarily reflect those of the IEA's individual Member countries. The report does not constitute professional advice on any specific issue or situation. RTE and the IEA make no representation or warranty, express or implied, in respect of the report's contents (including its completeness or accuracy) and shall not be responsible for any use of, or reliance on, the report. For further information, please contact: RenewablesInfo@iea.org.

This publication and any map included herein are without prejudice to the status of or sovereignty over any territory, to the delimitation of international frontiers and boundaries and to the name of any territory, city or area.

© OECD/IEA and RTE, 2021

IEA Publications
International Energy Agency
Website: www.iea.org
Contact information: www.iea.org/about/contact

IEA. All rights reserved.

Typeset in France by IEA – January 2021
Cover design: IEA

