COMPLÉMENTS SUR LA FERMETURE DES CENTRALES AU CHARBON :
ANALYSE DES SITUATIONS LOCALES

Le Bilan prévisionnel 2018, publié le 15 novembre dernier, a montré que la fermeture des 4 dernières centrales de production d'électricité au charbon était possible, sous réserve du respect d'un certain nombre de conditions cumulatives réunies au sein d'un « cas de base », sans fragiliser le respect du critère de sécurité d'approvisionnement défini par les pouvoirs publics.

Cette étude d'équilibre entre offre et demande à la maille nationale s'accompagne d'analyses locales. Celles-ci se penchent sur les risques éventuels qui pèsent sur une zone spécifique et nécessitent de vérifier si des contraintes d'acheminement existent (transits supérieurs aux limites techniques, problème de tenue de tension, etc.).

Dans le Bilan prévisionnel 2018, RTE a indiqué qu'au premier ordre, la fermeture des centrales au charbon ne semblait pas présenter de difficulté spécifique du point de vue de la sécurité d'alimentation locale, étant donné les perspectives d'évolution de l'offre et de la demande dans les zones concernées. Une situation de vigilance spécifique existe pour le « quart nord-ouest » et a conduit à émettre des préconisations spécifiques pour la centrale de Cordemais.

Précisions sur le contenu des études locales

Les études spécifiques sur la « sécurité d'alimentation à l'échelle locale » incluent plusieurs caractéristiques particulières.

- **Régulation de la tension et maîtrise du risque d'écroulement de tension**

Le maintien de la tension sur le réseau électrique est facilité par la présence de moyens de production. Dans des zones de forte consommation avec peu de production, il peut exister un risque que les moyens de production ne parviennent pas à maintenir la tension sur le réseau, pouvant entraîner des déconnexions en cascade et des coupures sur une large partie du réseau. On parle alors de phénomène « d'écroulement de tension ».

Le risque d'écroulement de tension ne survient que dans des zones peu dotées en moyens de production (typiquement « péninsules électriques » ou grandes agglomérations) et lors de situations extrêmes de déséquilibre local entre production et consommation, typiquement lors de conjonctions d'aléas défavorables : vagues de froid induisant des consommations élevées et indisponibilités de groupes de production.

Opérationnellement, RTE anticipe les situations à risque, et peut recourir préventivement aux leviers post-marché (mêmes leviers que pour la gestion de l'équilibre offre-demande national) pour réduire le risque d'écroulement de tension lorsque qu'un seuil de déséquilibre est dépassé : coupure de clients interruptibles, réduction de la tension sur

les réseaux de distribution, et en dernier recours, coupure tournante de consommateurs.

La fermeture de centrales dans des zones déjà peu dotées en moyens de production peut modifier le risque d'écroulement de tension.

▸ Analyse des contraintes de transit

Les ouvrages du réseau de transport d'électricité sont caractérisés par des capacités limites de courant pouvant y transiter. En effet, lorsque les flux transitant sur une ligne augmentent, les conducteurs en alliage métallique subissent un échauffement liés à l'effet Joule et tendent à se dilater. Dans le cas des lignes aériennes, la dilatation des conducteurs peut réduire les distances entre les lignes électriques et les zones d'activité humaine (bâtiments, routes, champs, etc.).

Pour assurer le respect des distances minimales de sécurité réglementaires, RTE agit à différents niveaux. À long terme, il s'agit éventuellement de développer de nouvelles infrastructures lorsque le réseau existant ne suffit plus. À court terme, RTE exploite le réseau de transport de manière à prévenir les risques de surcharge, en respectant notamment la règle du « N-1 » : il s'agit d'assurer que, même en cas d'incident sur une des lignes du réseau, le report des flux électriques sur les autres lignes ne conduise pas à des surcharges ou des déconnexions supplémentaires. Pour assurer cette règle du « N-1 », RTE peut activer différents leviers d'exploitation visant à réduire la puissance électrique transitant sur les lignes considérées : action sur la topologie du réseau (modification de « l'aiguillage des lignes »), modification du plan de production (redispatching), voire en dernier recours activation de contrats interruptibles, réduction de la tension sur les réseaux de distribution et délestage tournant de consommateurs.

Le déclassement (ou le raccordement) d'une centrale modifie les flux électriques sur une zone. Ces changements s'accompagnent donc d'études locales permettant de vérifier que le réseau est bien en mesure d'acheminer la production vers les centres de consommation, dans le respect des caractéristiques des ouvrages.

Les études de réseau menées par RTE permettent également de simuler et de contrôler l'évolution d'autres grandeurs (pertes électriques…). Les impacts de la fermeture des centrales au charbon sur ces autres grandeurs représentent néanmoins un enjeu de second ordre et ne sont donc pas détaillés dans la suite de ce document.

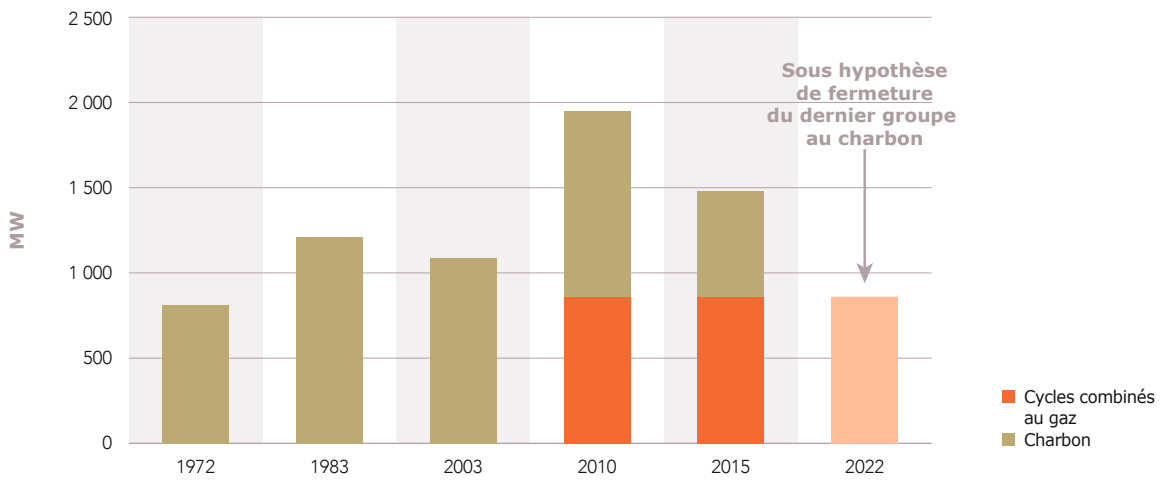
SITUATION EN RÉGION GRAND EST
AUTOUR DE LA CENTRALE ÉLECTRIQUE ÉMILE HUCHET À SAINT-AVOLD

La fermeture des dernières centrales au charbon, comprenant le groupe Émile Huchet 6 situé à Saint-Avold, a été annoncée par le Gouvernement comme devant intervenir d'ici 2022. L'objectif de fermeture du groupe au charbon d'Émile Huchet a par ailleurs été confirmé par le ministre de la Transition écologique et solidaire, lors de sa venue à Saint-Avold le 31 octobre 2018.

Le site d'Émile Huchet fait partie de l'histoire du bassin régional. Parfaitement situé pour recevoir la production de charbon des mines environnantes, la production d'électricité à base de charbon y a été développée dès les années 1950. La centrale actuelle (Emile Huchet 6) a été mise en service en 1981.

La réduction des capacités de production au charbon sur le site a déjà été engagée, avec la fermeture de deux unités de faible puissance (unités 4 et 5) en 2015. Dans le même temps, deux tranches à cycle combiné au gaz ont été mises en service en 2010. Elles représentent une puissance cumulée sensiblement équivalente à la totalité des trois unités historiques au charbon (unités 4 et 5 déjà fermées, en plus de l'unité 6 devant être fermée d'ici 2022 selon l'annonce du Gouvernement).

Figure 1. Production installée sur le site d'Émile Huchet



Une région qui produit plus de deux fois ce qu'elle consomme

Production

L'Est de la France, et notamment la Lorraine, est depuis longtemps une région fortement productrice d'électricité.

Au cours des dernières années, cette caractéristique s'est plutôt renforcée avec la mise en service de plusieurs groupes à cycle combiné gaz : deux à Émile Huchet (Saint-Avold) en 2010, un à Blénod en 2011 et un autre à Toul en 2012.

Quatre sites de production nucléaire (Fessenheim, Cattenom, Nogent ou Chooz) sont implantés dans la région. Au cours des prochaines années, la fermeture des deux réacteurs de Fessenheim est programmée. Le Bilan prévisionnel a retenu, dans son «cas de base», l'hypothèse d'un arrêt des deux réacteurs en 2020 :

- Sur le plan de l'équilibre national, le Bilan prévisionnel a montré qu'un décalage entre la fermeture des réacteurs de Fessenheim et la mise en service de l'EPR de Flamanville était possible, sous conditions *(voir p. 10 du cahier de variantes du Bilan prévisionnel 2018) ;*
- Sur le plan local, les conséquences de cet arrêt ont été anticipées de longue date et ont donné lieu à des adaptations du réseau local *(voir section 2 sur les évolutions à venir du réseau dans la région Grand Est)*.

S'agissant des énergies renouvelables, la région dispose de sites hydrauliques (barrages sur le Rhin permettant une production au fil de l'eau et centrale de pompage-turbinage de Revin). À cette production s'ajoute le développement de la production éolienne (rythme important) et solaire (pour l'instant, rythme réduit).

Le développement soutenu de l'éolien devrait se poursuivre au cours des prochaines années, dans

Figure 2. Moyens de production et principaux axes du réseau de transport d'électricité en région Grand Est

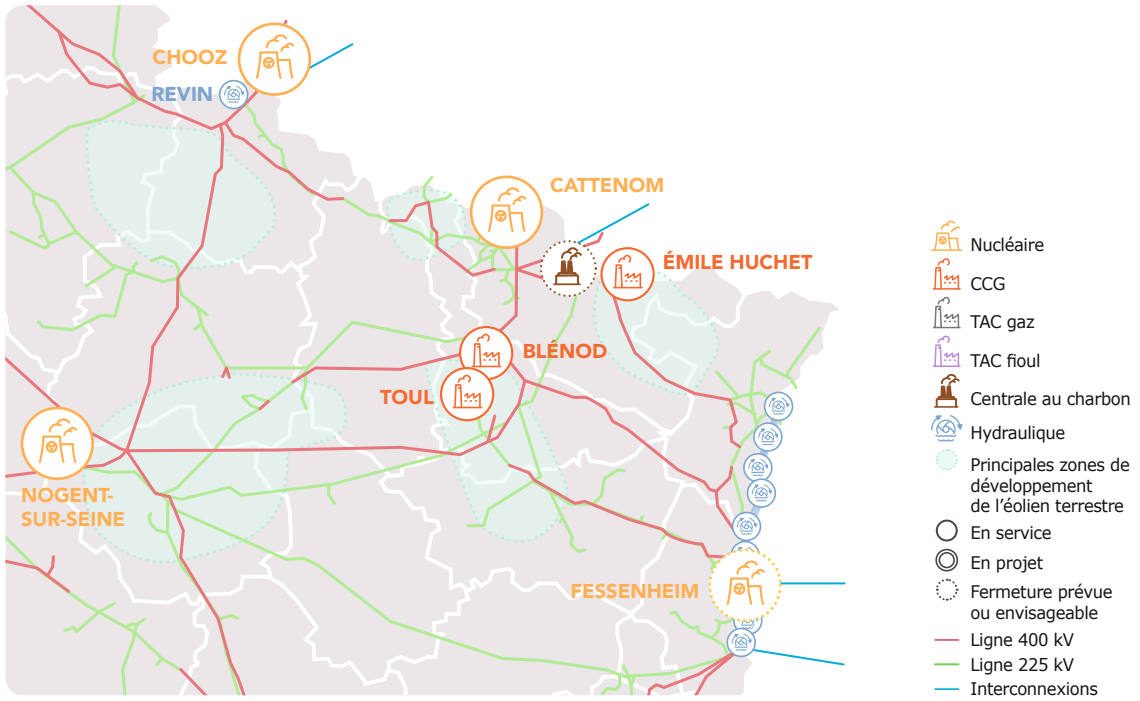
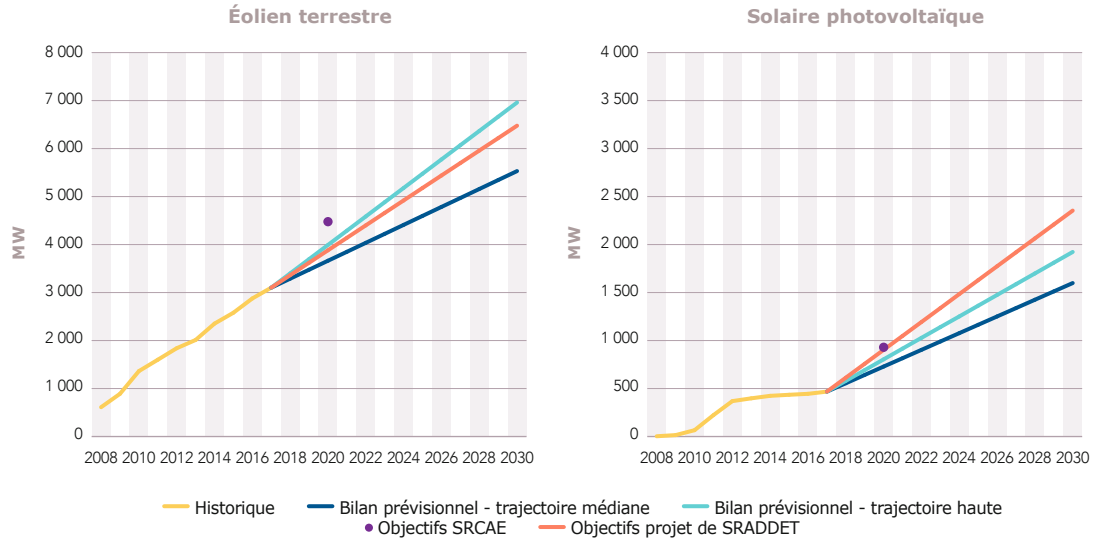


Figure 3. Perspectives de développement de l'éolien terrestre et du photovoltaïque en région Grand Est



le prolongement des dynamiques actuelles (mise en service d'environ 280 MW par an sur les dix dernières années). L'évaluation de la sécurité d'approvisionnement réalisée dans le Bilan prévisionnel, pour la France et la région, table sur un rythme d'installation compris entre 190 MW (trajectoire médiane retenue dans le cas de base) et 300 MW par an (trajectoire haute). Elle repose ainsi sur des perspectives crédibles en regard des dynamiques actuellement constatées. L'éolien contribue à la sécurité d'approvisionnement régionale dans la mesure où statistiquement 34 % des capacités installées sont disponibles à la pointe (facteur de charge moyen sur le mois de janvier), avec des pics pouvant aller à plus de 70 % (sur les 10% des heures de plus forte production) et des creux à moins de 10 % de facteur de charge (sur les 10% des heures les plus défavorables).

S'agissant de la filière photovoltaïque, les trajectoires du Bilan prévisionnel tablent sur une accélération du développement des capacités installées, en lien avec les objectifs de la PPE présentée par le Gouvernement en novembre 2018. Le rythme de développement pourrait être de l'ordre de 100 MW par an dans la région Grand Est, contre environ 50 MW par an sur les dix dernières années. Ces perspectives prennent notamment en compte le futur appel d'offres spécifique visant à installer 300 MW de capacités photovoltaïques dans le Haut Rhin, dans le cadre du programme de reconversion du territoire de Fessenheim. Une stabilité des tendances actuelles n'aurait néanmoins pas d'influence sur la sécurité d'alimentation dans la zone.

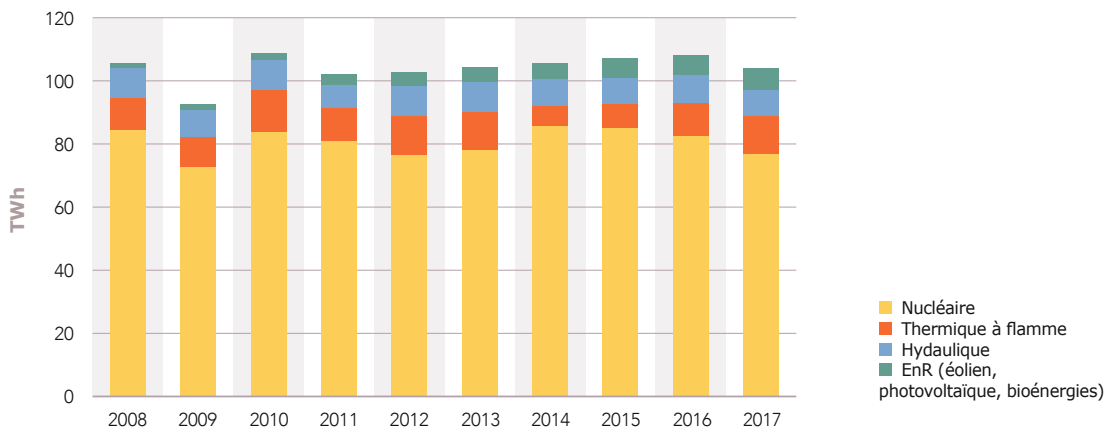
Dans le cadre de l'élaboration du projet de SRADDET, la Région prévoit d'atteindre 12,1 GW de capacités EnR installées (hydraulique compris) en 2040, avec dans le détail :

- un rythme de mise en service compris entre la trajectoire médiane et la trajectoire haute du Bilan prévisionnel pour l'éolien,
- un développement du photovoltaïque plus ambitieux que dans la trajectoire haute.

Au total, sur l'ensemble de l'année, la région Grand Est produit plus de deux fois plus d'électricité qu'elle n'en consomme.

Les perspectives exposées ci-dessus permettent de montrer que la région demeurera très productrice d'électricité, avec un mix qui intègrera une part croissante d'énergies renouvelables. **La partie de production dite pilotable, constituée notamment des centrales nucléaires et**

Figure 4. Production d'électricité annuelle en région Grand Est



à gaz, demeurera significative, supérieure à 13000 MW. C'est très largement supérieur au pic de consommation régional de 8900 MW datant de 2015.

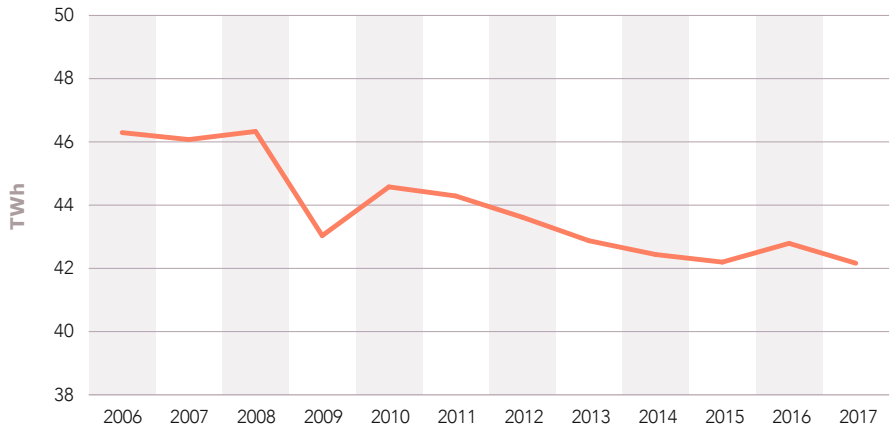
Consommation

Depuis plusieurs années, la consommation d'électricité dans l'Est a tendance à baisser. Cette tendance devrait se confirmer dans les années à venir au niveau de la région. Dans les différents scénarios envisagés dans le Bilan prévisionnel, la consommation d'électricité régionale apparaît globalement stable ou en baisse à moyen terme.

Cette baisse s'explique principalement par l'effet de la crise économique et le recul de l'activité industrielle, secteur historiquement très présent dans la région, mais également par un effet démographique (baisse de la population régionale) ainsi que par l'effet des progrès en matière d'efficacité énergétique.

La région devrait donc rester dans les années à venir fortement productrice et globalement exportatrice d'électricité, y compris lors des pointes de consommation, et en tenant compte de la fermeture des dernières unités au charbon et des réacteurs de Fessenheim.

Figure 5. Évolution de la consommation finale d'électricité corrigée des aléas climatiques en région Grand Est



Le réseau de transport d'électricité du Grand Est : un réseau maillé garant d'une alimentation fiable

Le réseau de transport électrique du Grand Est a fait l'objet ces dernières années d'investissements conséquents. Ce réseau comprend également des interconnexions avec l'Allemagne et la Belgique.

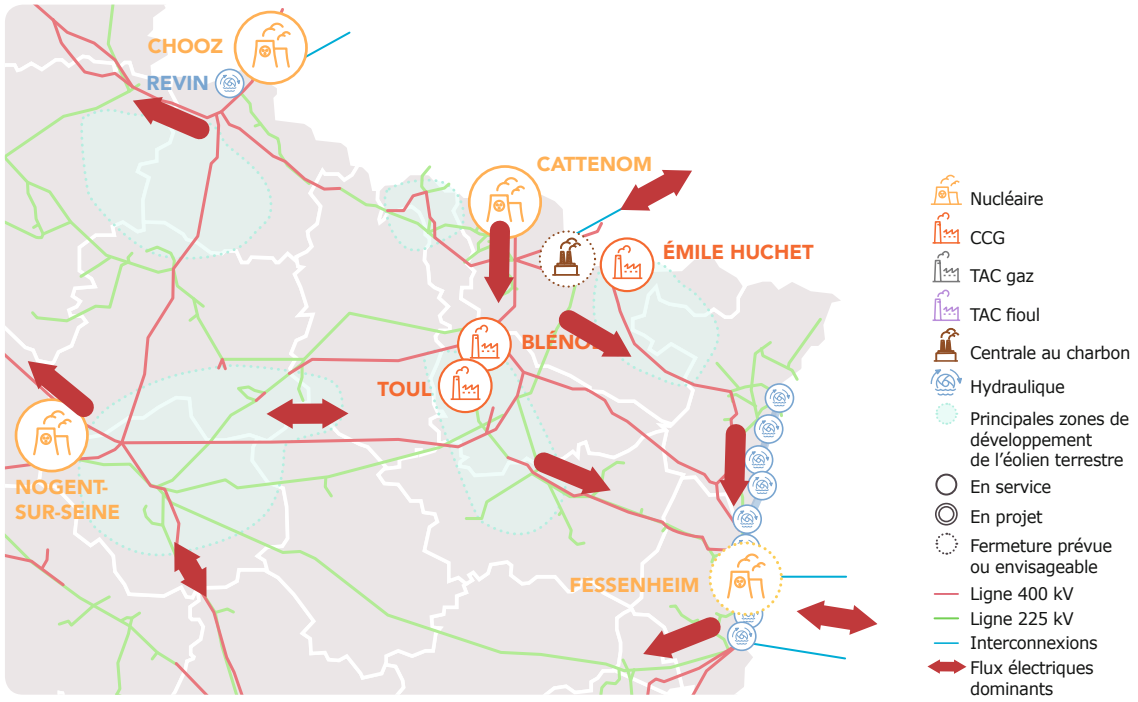
Parmi ces investissements, on pourra rappeler :

- La création de la ligne à très haute tension entre Strasbourg et Metz en 2008 (ligne 400 kV Marlenheim - Vigy), ainsi que les évolutions du réseau à haute tension induites par ce projet de développement de grande envergure (création du poste de Bergholz 225 kV à Sarrebourg notamment),
- Les adaptations du réseau alsacien réalisées entre 2016 et 2017 pour accompagner l'arrêt annoncé de la centrale de Fessenheim : installation de dispositifs de contrôle des flux (transformateurs déphaseurs) au poste de Muhlbach pour freiner les transits Nord - Sud, installation de dispositifs pour la maîtrise du plan de tension (selfs et condensateurs[1]),
- L'installation d'autres dispositifs (selfs) au poste de Bezaumont et à Petite Rosselle entre 2016 et 2018 pour la maîtrise du plan de tension de la région Grand Est.

D'autres investissements sont à venir ou à l'étude :

- L'installation d'un dispositif de pilotage du transit de puissance (self série) pour optimiser la gestion des flux,
- Le renforcement de l'interconnexion avec l'Allemagne en Alsace (interconnexion entre Muhlbach et Eichstetten) à échéance 2025. Cette interconnexion est intégrée aux analyses sur l'évolution du mix électrique restituées dans le Bilan prévisionnel 2017. Elle présente un fort intérêt pour accompagner l'évolution de la production d'électricité envisagée par le

Figure 6. Carte des flux électriques dominants dans le Grand Est



1. Un condensateur permet de remonter la tension du réseau, et une self agit en sens contraire pour baisser la tension.

Gouvernement dans le cadre de la PPE (développement soutenu de l'énergie éolienne et solaire combiné au maintien de l'essentiel du parc nucléaire actuel), qui conduit la France à être en situation d'exporter fréquemment des quantités importantes d'électricité. Dans les scénarios du Bilan prévisionnel, la France passe ainsi d'une situation importatrice vis-à-vis de l'Allemagne en 2017 (solde d'imports de -11 TWh) à une situation exportatrice à horizon 2035 (solde exportateur annuel pouvant progresser jusqu'à +15 à +20 TWh dans certains cas de figure).

À long terme, des adaptations pourront être nécessaires pour poursuivre l'accueil des énergies renouvelables. Cette perspective ne semble pas bloquante à court terme et de nature à remettre en cause les trajectoires intégrées à l'analyse de sécurité d'approvisionnement. Ce volet sera étudié en détail dans le prochain schéma de réseau de RTE (SDDR), aujourd'hui en cours de finalisation, et qui sera transmis au Ministre, à la CRE et à l'Autorité environnementale au printemps 2019.

Le réseau électrique du Grand-Est est donc d'une grande robustesse et sa capacité à acheminer l'électricité – y compris dans le cadre d'une évolution du parc de production – ne peut être un motif d'inquiétude.

En particulier, l'impact sur le réseau public de transport de l'arrêt de la centrale Émile Huchet 6 a fait l'objet d'études détaillées. **Celles-ci montrent que le réseau, très maillé, est robuste à un arrêt du groupe tant en termes de transit (flux électriques) sur les ouvrages qu'en termes de capacité à tenir un niveau de tension conforme aux engagements de RTE.**

En conclusion, la fermeture du groupe du charbon d'Émile Huchet serait sans influence sur la sécurité d'alimentation à l'échelle locale.

Une des conséquences de disposer d'un réseau fiable et maillé ayant profité d'investissements réguliers au fil du temps, est de pouvoir garantir une qualité d'électricité constante et conforme aux engagements pris vis-à-vis des clients de RTE.

****

L'arrêt de la dernière centrale au charbon du site de Saint-Avold s'inscrit dans une transformation nationale et régionale du mix énergétique engagée depuis déjà vingt ans. Elle a été anticipée par RTE, qui peut garantir dans la durée la sécurité d'alimentation du territoire, ainsi que la qualité d'électricité attendue par ses clients, notamment industriels.

À la maille du Grand Est, la région restera fortement exportatrice, avec une production disponible de l'ordre du double de la consommation, celle-ci étant par ailleurs globalement en baisse.

Le développement des énergies renouvelables permet de maintenir la capacité de production globale de la région, tout en contribuant à la sécurité d'approvisionnement. Les moyens thermiques, pilotables, resteront largement suffisants pour couvrir les pointes régionales en toutes circonstances et contribuer à l'équilibre national entre production et consommation.