Analyses complémentaires

sur les échanges d'électricité aux interconnexions dans les scénarios du Bilan prévisionnel

OCTOBRE 2018

La responsabilité de RTE Réseau de transport d'électricité ne saurait être engagée pour les dommages de toute nature, directs ou indirects, résultant de l'utilisation, de l'exploitation ou de la diffusion des documents, données et informations contenus dans le « Bilan prévisionnel de l'équilibre offre-demande d'électricité en France – Édition 2017 », et notamment toute perte d'exploitation, perte financière ou commerciale.

Analyses complémentaires

sur les échanges d'électricité
aux interconnexions dans les scénarios
du Bilan prévisionnel

OCTOBRE 2018

SOMMAIRE

1. Synthèse 6

2. Les échanges d'électricité entre la France et les pays voisins aujourd'hui 12

2.1. Un marché européen de l'énergie qui favorise les échanges d'électricité 12

2.2. La France est un pays exportateur depuis de nombreuses années 14

2.3. Des échanges contrastés selon les frontières 17

2.4. Des volumes d'échanges qui progressent avec le renforcement des interconnexions 19

2.5. Une valeur économique des échanges qui reflète le faible niveau des prix de marché de l'électricité sur ces dernières années 22

3. Les études menées dans le Bilan prévisionnel permettent de simuler le fonctionnement du système électrique européen 24

3.1. Le volume d'exports est un résultat des scénarios du Bilan prévisionnel, pas une hypothèse 24

3.2. Des volumes d'exports qui sont une conséquence des mix énergétiques des différents pays 25

3.3. Les hypothèses retenues dans le Bilan prévisionnel intègrent les politiques énergétiques volontaristes des pays voisins 26

4. Les volumes d'exports des scénarios *Ampère* et *Volt* sont robustes aux différentes variantes analysées 28

4.1. Les scénarios du Bilan prévisionnel 2017 présentent des résultats contrastés en termes de solde exportateur 28

4.2. Les différences sur le solde exportateur obtenu dans les quatre scénarios s'expliquent par les coûts marginaux et la composition des mix électriques européens 30

4.3. La robustesse des volumes d'export est testée par rapport à un grande nombre de paramètres pour les scénarios Ampère et Volt 32

4.4. L'étude des variantes confirme des niveaux d'export très supérieurs aux niveaux actuels dans les scénarios Ampère et Volt 33

4.5. L'analyse permet d'identifier l'influence des différents paramètres sur le volume d'exports de la France 35

4.6. L'accroissement des exports dans les scénarios Ampère et Volt peut être corrélé à l'augmentation de la production renouvelable en France et à la fermeture de nombreuses tranches nucléaires dans le reste de l'Europe 36

5. Les exports des scénarios *Ampère* et *Volt* trouvent une valorisation économique importante dans les cas de base, mais potentiellement plus limitée dans certaines variantes 38

5.1. Un prix marginal de l'électricité élevé, y compris en période de forts exports 39

5.2. Une valorisation des exports supérieure à 50 €/MWh dans les scénarios Ampère et Volt 40

5.3. Un prix marginal de l'électricité néanmoins sensible à certains paramètres 41

6. D'autres études permettent de conforter les résultats du Bilan prévisionnel 44

6.1. Les volumes d'export du Bilan prévisionnel sont cohérents avec ceux constatés dans l'étude conjointe d'Agora Energiewende et de l'IDDRI 44

6.2. L'étude d'adéquation belge réalisée par Elia confirme la situation fortement importatrice de la Belgique après 2025 48

6.3. Les résultats sur le solde exportateur de la France dans les scénarios du TYNDP sont cohérents avec ceux du Bilan prévisionnel 2017 49

6.4. L'étude récente du consortium Energy Union Choices conduit également à des soldes exportateurs élevés pour la France 51

6.5. En conclusion, les études européennes basées sur une modélisation explicite des échanges d'électricité aboutissent à des résultats cohérents avec ceux du Bilan prévisionnel 52

1. SYNTHÈSE

Les analyses prospectives menées dans le cadre de l'élaboration du Bilan prévisionnel 2017 ont permis de dresser cinq scénarios de transition énergétique, tous marqués par une diversification du mix électrique, mais qui dessinent des avenirs différents en termes d'énergies renouvelables, de nucléaire et de bilan carbone.

Ces scénarios de long terme présentent en particulier des résultats contrastés en termes d'évolution des échanges aux interconnexions entre la France et ses pays voisins. En particulier, les scénarios *Ampère* et *Volt*, versés au débat public sur la révision de la programmation pluriannuelle de l'énergie (PPE), font apparaître des volumes d'exports d'électricité en forte croissance par rapport à aujourd'hui.

Ces résultats ont soulevé plusieurs remarques et questions de la part de certaines parties prenantes. Dans le cadre de la CPSR (réunion plénière du 13 avril 2018), il a été décidé de faire figurer le thème des échanges d'électricité dans la liste des compléments aux analyses du Bilan prévisionnel. Ce document vise ainsi à compléter les scénarios existants par des analyses spécifiques sur les échanges aux interconnexions, permettant de détailler l'approche retenue par RTE pour la simulation de ces échanges, d'identifier la sensibilité des résultats aux hypothèses sur le mix électrique et de les positionner par rapport à l'historique et aux résultats d'autres études européennes.

Le marché de l'électricité européen est désormais une réalité et permet une optimisation de la production d'électricité à la maille européenne.

Au cours des deux dernières décennies, la mise en œuvre progressive du marché libéralisé de l'électricité au niveau européen et le développement des interconnexions transfrontalières ont contribué à instaurer une logique d'optimisation européenne des programmes de production. Ainsi, le fonctionnement du marché de l'énergie permet de sélectionner, heure par heure, les moyens de production dont les coûts variables sont les plus faibles, pour couvrir la consommation électrique européenne tout en respectant les capacités physiques des infrastructures du réseau, et notamment des lignes d'interconnexion.

Ce constat est important pour bien comprendre l'analyse des échanges d'électricité réalisée dans le Bilan prévisionnel. Les imports et exports d'électricité doivent être analysés sous l'angle économique : ils sont le résultat du fonctionnement du marché européen et ne peuvent pas être déterminés unilatéralement par chacun des États membres, même dans le cas où il existerait des contraintes d'acceptabilité dans certains de ces pays (par exemple, refus d'importer de la production carbonée ou nucléaire depuis l'étranger).

Les représentations fondées sur l'idée que la France « exporte ses surplus », ou qu'elle « importe pour couvrir ses déficits » sont donc erronées et trompeuses : ce ne sont pas ces notions qui président à la détermination des échanges d'électricité. Des pays en situations de surcapacité importent régulièrement tandis que d'autres sont structurellement exportateurs tout en important lors des pointes.

La France est un pays globalement exportateur depuis de nombreuses années, du fait de la compétitivité de son parc de production en termes de coût variable

Au cours des 15 dernières années, le solde annuel des échanges d'électricité de la France est resté nettement exportateur, avec des niveaux compris entre +25 et +80 TWh selon les années. Ces niveaux de solde exportateur reflètent la compétitivité globale (en termes de coût variable) du parc de production français, composé en grande partie

de capacités nucléaires, hydrauliques et de centrales thermiques plutôt récentes.

Cela ne signifie pas pour autant que la France exporte à chaque instant sur toutes ses frontières. En 2017, le solde des échanges s'est ainsi décomposé en 74 TWh d'exports et 36 TWh d'imports. La France peut par ailleurs importer de l'électricité sur certaines frontières et en exporter sur d'autres de manière concomitante : certains des échanges susmentionnés correspondent donc à des transits, allant notamment de l'Allemagne vers les pays du sud de l'Europe (Italie, Espagne).

Le niveau du solde des échanges d'électricité de la France a varié de manière significative au cours des années, en fonction de la consommation (liée notamment aux conditions météorologiques pouvant être plus ou moins favorables), de la disponibilité du parc nucléaire et de l'évolution des parcs de production des pays voisins. En particulier, les années 2009, 2016 et 2017, marquées par une faible disponibilité des centrales nucléaires en France ont donné lieu à des niveaux de solde exportateur plus faibles que les autres années.

Le développement des lignes d'interconnexion et le couplage des marchés de l'électricité contribuent à accroître les possibilités d'échanges transfrontaliers.

Dans le cadre de la transition énergétique, les mutations du système électrique renforcent l'intérêt économique d'une mutualisation des moyens de production à l'échelle européenne, afin de profiter de la complémentarité des mix des différents pays européens et du foisonnement de la production d'électricité.

Le couplage des marchés de l'électricité et la mise en place de la méthode de couplage *« flow-based »* ont permis d'accroître les capacités d'échanges d'électricité au cours des dernières années et de créer de nouvelles opportunités d'optimisation de la production au niveau européen. **Les puissances instantanées d'import et d'export de la France ont ainsi atteint de nouveaux records en 2017.** Au mois de mai 2018, le solde des échanges a également atteint un niveau record depuis juillet 2014, avec un solde net mensuel exportateur de près de 8 TWh, en lien avec la baisse de la consommation et l'augmentation de la production renouvelable (hydraulique, éolien et photovoltaïque).

Sous l'impulsion des institutions européennes, qui ont fixé des objectifs ambitieux pour le développement des interconnexions, de nombreux projets de nouvelles lignes transfrontalières sont par ailleurs en cours de construction ou à l'étude. Les analyses menées par l'association des gestionnaires de réseaux transport européens ENTSO-E, dans le cadre du plan décennal de développement des réseaux (TYNDP) publié tous les deux ans, permettent ainsi d'identifier les projets de lignes d'interconnexion (nationales et internationales) qui présentent le plus d'intérêt économique, dans la perspective de l'atteinte des objectifs européens en matière de développement durable à long terme. Ces analyses permettent ainsi de projeter les capacités d'interconnexion qui doivent être développées à long terme.

Les projections réalisées conduisent à retenir des trajectoires de développement soutenu des interconnexions, avec une perspective de quasi-doublement des capacités d'échanges d'ici à 2035 dans la trajectoire la plus haute, la capacité d'export en hiver passant ainsi d'environ 17 GW aujourd'hui à plus de 30 GW dans les scénarios du TYNDP. Ces trajectoires sont confortées par les orientations de la Commission qui propose des ratios élevés pour le développement des interconnexions (par exemple, ratio cible entre capacité d'import et demande à la pointe d'au moins 30 %, ratio cible entre capacité d'import et capacité de production renouvelable installée de 30 %, auxquels s'ajoute un critère économique permettant

d'assurer les bénéfices économiques de nouvelles interconnexions). Cet accroissement des capacités d'échanges constitue également un objectif de la politique française. Dans son discours sur l'Europe, prononcée à la Sorbonne le 26 septembre 2017, le président de la République a affirmé vouloir faire du développement des interconnexions un des piliers de l'ambition énergétique pour l'Europe.

Le prochain schéma décennal de développement du réseau (prévu pour la fin 2018) proposera une approche permettant d'augmenter progressivement la capacité d'échanges, en détaillant les analyses.

La construction des scénarios du Bilan prévisionnel s'appuie sur des simulations visant à reproduire le fonctionnement du marché européen : les échanges aux interconnexions sont donc un résultat de ces simulations et non une hypothèse.

Le cadrage des scénarios du Bilan prévisionnel reprend les trajectoires de développement des interconnexions publiées dans le TYNDP et dans le précédent schéma décennal de développement du réseau (SDDR) de RTE, en retenant des dates de mise en service plutôt prudentes. Ces trajectoires, combinées aux autres hypothèses d'évolution du mix électrique européen, permettent de définir les différents scénarios de long terme.

L'analyse menée dans le Bilan prévisionnel consiste alors à simuler le fonctionnement de l'équilibre offre-demande au niveau européen, en reproduisant l'interclassement des moyens de production (dans l'ordre des coûts variables croissants) à l'échelle européenne, au pas horaire et sur un grand nombre de chroniques d'aléas. Ces simulations permettent d'établir les bilans énergétiques, précisant l'énergie produite par chacune des filières et les échanges d'électricité entre les pays. Le volume d'exports obtenus dans les différents scénarios est donc un résultat des analyses du Bilan prévisionnel et non une hypothèse définie a priori.

Seul ce type de simulation permet de représenter correctement le fonctionnement du système électrique. **Dans un contexte marqué par le couplage européen des marchés de l'électricité, les analyses en « France isolée » n'ont pas de sens et peuvent conduire à des erreurs de diagnostic grossières : à titre d'exemple, une étude d'adéquation réalisée en « France isolée » conduirait à un surdimensionnement du parc français de l'ordre de plusieurs gigawatts pour atteindre le critère de sécurité d'approvisionnement fixé par les pouvoirs publics.**

Les simulations mettent en évidence une évolution contrastée des soldes d'échange d'électricité dans les différents scénarios de long terme.

Les soldes d'échanges obtenus dans les quatre scénarios de long terme présentent des niveaux très différents. Ainsi, dans les scénarios *Ampère* et *Volt*, le solde exportateur de la France serait en forte croissance et pourrait atteindre des niveaux supérieurs à 100 TWh dès 2025. Ce résultat reflète la part importante des capacités de production à faible coût variable en France (renouvelable et nucléaire) dans ces deux scénarios. Dans les autres pays, malgré une pénétration importante des énergies renouvelables, l'équilibre offre-demande continue de reposer sur de la production thermique à coût variable plus élevé pendant une grande partie de l'année. Ceci crée donc des opportunités d'échanges d'électricité dans le sens de la France vers les pays voisins.

À l'inverse, les deux autres scénarios *Hertz* et *Watt* s'appuient sur la construction de nouvelles centrales thermiques à flamme en France pour assurer la sécurité d'approvisionnement. Le développement de ces filières, dont les coûts variables sont plus élevés, réduit les opportunités d'export vers les pays voisins. L'effet est d'autant plus marqué dans le scénario *Watt* (solde exportateur d'environ 10 à 20 TWh entre 2030 et 2035, et nul ou négatif dans certaines variantes) qui est caractérisé par une croissance importante de la production thermique.

En définitive, l'évolution du solde exportateur apparaît profondément liée à l'évolution de la consommation et au « découplage » entre les rythmes d'évolution du nucléaire et des énergies

renouvelables. Ainsi, dans les scénarios où ces deux sources de production à faible coût variable tendent à s'additionner, alors que la consommation d'électricité est stable ou en baisse, les volumes d'export de la France sont logiquement en croissance par rapport à aujourd'hui.

L'analyse des variantes permet de confirmer la croissance du solde exportateur dans les scénarios *Ampère* et *Volt*

L'étude présentée dans ce document s'appuie sur de nouvelles simulations menées depuis la publication du Bilan prévisionnel 2017. Celles-ci visent évaluer la sensibilité des résultats sur les échanges d'électricité aux différents paramètres du mix électrique : développement des énergies renouvelables en France et en Europe, évolution de la consommation, évolution des prix de combustibles, etc.

Ces analyses complémentaires permettent de conforter le diagnostic sur les volumes d'export importants obtenus dans les scénarios *Ampère* et *Volt*. Dans la plupart des variantes du scénario *Ampère* étudiées, le solde exportateur reste supérieur à 100 TWh. Seules les variantes basées sur un rythme de développement des énergies renouvelables plus lent (variantes *« Ampère 2 »*) conduisent à un solde plus limité, de l'ordre de 70 à 80 TWh. De même, dans toutes les variantes du scénario *Volt* considérées, le solde exportateur de la France atteint des niveaux élevés, supérieurs à 100 TWh.

Comme observé sur l'historique, **le niveau du solde exportateur de la France reste toutefois particulièrement sensible à la disponibilité du nucléaire.** Ainsi, entre une bonne et une mauvaise année sur le productible nucléaire, le solde d'exports peut varier de l'ordre de 40 TWh. Les résultats d'exports obtenus sur les scénarios de long terme du Bilan prévisionnel 2017 sont basés sur un niveau de disponibilité élevé du parc nucléaire, correspondant à la disponibilité moyenne observée sur un historique long. **En se basant sur une hypothèse de disponibilité dégradée du nucléaire, tenant compte par exemple de l'allongement des maintenances observées ces trois dernières années ou encore des incertitudes sur le déroulement des quatrièmes visites décennales, les soldes d'export des scénarios Ampère et Volt pourraient être revus à la baisse.**

La valorisation des échanges aux interconnexions constitue un enjeu important pour l'équilibre économique du mix électrique français

En tant que telle, l'existence de débouchés physiques n'est pas synonyme de débouchés économiques pour les exports d'électricité. Notamment, dans certaines variantes, la surabondance de production à faible coût variable pourrait faire chuter les prix de l'électricité, et *a fortiori* les prix de vente des exports.

Dans les « cas de base » des scénarios du Bilan prévisionnel le désalignement entre débouchés physiques et économiques est évité « par construction ». Ainsi, le scénario *Ampère* repose sur une substitution entre production d'énergie renouvelable et nucléaire tandis que le scénario *Volt* intègre une adaptation de la capacité nucléaire en fonction des débouchés économiques. L'optimisation du reste du parc de production repose de plus sur un « bouclage économique » du mix, qui garantit la rentabilité des moyens de production thermiques dans les différents scénarios étudiés.

Les prix de valorisation des exports obtenus dans les cas de base des scénarios *Ampère* et *Volt* s'établissent ainsi à des niveaux relativement élevés, supérieurs à 50 €/MWh, et contribuent par conséquent à l'équilibre économique des moyens de production français. **L'équilibre économique est ainsi assuré dès lors que les paramètres d'évolution du mix retenus restent dans le cadrage des scénarios de base.** Ces niveaux soutenus de prix de l'électricité sont donc également avérés dans un certain nombre de variantes des scénarios *Ampère* et *Volt*.

En revanche, **dès lors que le paramétrage s'écarte nettement du cadrage des scénarios de base, des décrochages des prix de marché**

peuvent être observés. L'analyse des variantes montre ainsi que certains paramètres peuvent avoir un impact conséquent sur les niveaux de prix résultant du fonctionnement du marché et affecter, les revenus des différents moyens de production. En particulier, une évolution du système électrique européen qui serait caractérisée par un développement accéléré des énergies renouvelables (par rapport aux objectifs nationaux existants) ou par une réduction accrue de la consommation d'électricité, pourrait tirer vers le bas les prix de l'électricité (jusqu'à des niveaux inférieurs à 40 €/MWh) et donc éventuellement nécessiter une adaptation des choix en matière de pilotage du mix.

D'autres études européennes confortent les résultats obtenus en termes d'échanges aux interconnexions

L'augmentation tendancielle du solde exportateur dans des scénarios marqués par (1) une croissance forte des énergies renouvelables, (2) une adaptation limitée du parc nucléaire et (3) une consommation stable, se retrouve dans de nombreuses études.

L'étude menée par Agora Energiewende et l'IDDRI sur les impacts croisés des choix de la France et de l'Allemagne en matière de mix électrique à horizon 2030 porte sur plusieurs scénarios de transition énergétique qui se différencient par l'évolution du parc nucléaire en France et les capacités installées en charbon et en énergies renouvelables en Allemagne. Certaines des variantes étudiées se rapprochent des scénarios du Bilan prévisionnel, et notamment des scénarios *Ampère* et *Volt* et les résultats observés sur les échanges d'électricité sont cohérents avec ceux obtenus dans le Bilan prévisionnel, avec des soldes exportateurs de la France de l'ordre de 110 à 150 TWh.

L'étude d'adéquation réalisée en Belgique par le gestionnaire de réseau de transport Elia conforte également le diagnostic sur la frontière France-Belgique et le caractère importateur de la Belgique à partir de 2025, avec un solde de l'ordre de -20 TWh cohérent avec les résultats obtenus dans les scénarios *Ampère* et *Volt* du Bilan prévisionnel.

L'étude *Cleaner, Smarter, Cheaper* de l'organisation *Energy Union Choices*, publiée récemment établit deux scénarios dont un, le scenario « REF » (ou scénario business-as-usual) est proche, sur la France, du scénario *Volt* (à horizon 2030), avec cependant un niveau de consommation nettement élevé et le maintien en France du parc charbon. Le solde exportateur net de la France se situe dans ce scénario à 128 TWh/an, soit un ordre de grandeur proche des volumes obtenus dans les scénarios *Ampère* et *Volt*.

Enfin, la comparaison avec les scénarios du plan décennal de développement du réseau européen (TYNDP) de l'association ENTSO-E fait également apparaître une convergence des résultats avec ceux du Bilan prévisionnel s'agissant des volumes d'exports de la France et des indicateurs de coûts marginaux. En particulier, l'analyse montre que dans le scénario EUCO, marqué par un maintien important de la capacité nucléaire et donc des volumes de production à faible coût variable importants, la France apparaît largement exportatrice tandis que l'Allemagne voit son solde d'échanges devenir importateur.

Au-delà du plan technique, la question des imports/exports peut être analysée sous des angles de lectures différents

Les variantes étudiées confortent les résultats présentés dans le Bilan prévisionnel 2017, et permettent d'éclairer de manière plus précise les aspects économiques associés.

Sur le plan technique, la modélisation utilisée est parfaitement adaptée à l'analyse des enjeux économiques associés aux échanges d'électricité. **L'acceptabilité politique de volumes d'échanges importants entre pays européens a été soulevée par plusieurs participants à la concertation.**

Indépendamment de l'analyse sur le fond (la dépendance des pays européens les uns vis-à-vis des autres est aujourd'hui une réalité), ce paramètre n'est par essence pas « modélisable ». Le principe même du marché intérieur de l'énergie consiste à traiter les électrons

indépendamment de leur provenance. Ainsi, de la même façon qu'il ne serait pas possible pour la France « d'interdire » l'importation d'électricité depuis des pays ayant recours de manière importante à la production d'électricité à partir d'énergies fossiles (notamment charbon), il ne serait pas possible pour certains États de refuser d'importer depuis la France sous prétexte qu'une part substantielle de l'électricité qui y est produite est d'origine nucléaire.

RTE continuera de faire évoluer sa modélisation des échanges d'électricité aux interconnexions pour refléter au mieux les opportunités et les contraintes du marché européen de l'électricité. Les analyses sur les volumes d'échange réalisés seront également réactualisées régulièrement. À date, le solde d'échanges sur le début de l'année 2018 apparaît par exemple en nette hausse par rapport à l'année précédente : le solde exportateur de la France s'élève déjà à près de 50 TWh sur les 9 premiers mois de l'année, contre 38 TWh sur l'ensemble de l'année 2017, ce qui peut s'expliquer notamment par une meilleure disponibilité des centrales nucléaires.

Par ailleurs, dans le cadre de l'élaboration du schéma décennal de développement du réseau qui sera publié fin 2018, des analyses détaillées porteront sur la valorisation des différents projets d'interconnexion dans les scénarios du Bilan prévisionnel (analyse projet par projet) et la comparaison avec les résultats de valorisation issus du TYNDP.

2. LES ÉCHANGES D'ÉLECTRICITÉ ENTRE LA FRANCE ET LES PAYS VOISINS AUJOURD'HUI

2.1. Un marché européen de l'énergie qui favorise les échanges d'électricité

Historiquement, la construction des interconnexions transfrontalières a obéi à un motif de sécurité d'approvisionnement. Pour répondre aux difficultés d'approvisionnement en électricité dans un pays, la possibilité d'importer de l'énergie depuis un pays voisin est en effet l'une des solutions les plus efficaces, qui permet de réduire les besoins de réserves dans chaque État. Le foisonnement géographique des aléas, qui atténue les conséquences de leur occurrence, est d'autant plus important que la sécurité d'approvisionnement des différents pays européens repose sur des fondamentaux dissemblables.

Les spécificités nationales diminuent la corrélation des aléas, et permettent un plus haut degré de complémentarité et de secours mutuel. **La mise en œuvre d'un marché européen de l'énergie a conduit à pousser cette logique encore plus loin et permet théoriquement à un producteur d'électricité de vendre son énergie à un acteur de marché situé dans un autre pays d'Europe via les interconnexions transfrontalières.** Celles-ci contribuent donc à optimiser économiquement l'utilisation des moyens de production au sein de l'Union européenne. Dit autrement, elles constituent l'outil concret pour mettre en œuvre le marché intérieur de l'énergie et pour passer d'une logique d'optimisation nationale à une logique d'optimisation européenne.

Le fonctionnement du marché européen de l'électricité conduit ainsi à sélectionner, pour chaque heure de l'année, les moyens de production et d'effacement les plus compétitifs en termes de coûts variables[1] pour couvrir la demande électrique européenne, tout en respectant les contraintes de capacités des lignes d'interconnexion (et en s'assurant de l'absence de congestions sur les réseaux en amont de ces interconnexions).

Ce constat est important pour comprendre (i) l'importance des volumes d'énergie échangés chaque heure en Europe, ainsi que (ii) la construction du Bilan prévisionnel dans la mesure où les scénarios reposent en partie sur une modélisation économique des décisions d'investissement de la part des acteurs.

Les imports/exports doivent être analysés sous l'angle économique : les représentations fondées sur l'idée que la France « exporte ses surplus », ou qu'elle « importe pour couvrir ses déficits » sont donc erronées et trompeuses :

- la France ne « décide » pas d'importer ou d'exporter de l'électricité : ce sont les marchés qui déterminent les flux, sur la base des décisions de production/consommation, achat et vente pris par les entreprises ;

1. L'arbitrage économique réalisé par les exploitants de capacités pour la programmation de leur production sur le court terme (horizon journalier voire infrajournalier), consiste à faire fonctionner leurs moyens dès lors que le prix de l'électricité est supérieur à leurs coûts variables (ces coûts correspondant pour l'essentiel aux coûts de combustible et de CO_2). Les coûts fixes n'entrent pas en compte dans les décisions de dispatch à court terme mais sont couverts par les rentes infra-marginales (différence entre le prix de l'électricité et le coût variable).

- la notion même d'import/export n'a pas de sens du point de vue des marchés. La logique poussée par la Commission européenne et acceptée par les Etats membres dans le cadre du marché intérieur de l'énergie consiste justement à ne pas tenir compte de l'origine des flux ;
- les échanges peuvent être indépendants des « marges physiques ». Ainsi l'Italie importe d'importants volumes d'électricité depuis les pays voisins alors même qu'elle dispose de suffisamment de moyens pour couvrir sa consommation et la France peut importer de manière ponctuelle alors que des moyens de production ou d'effacement demeurent disponibles.

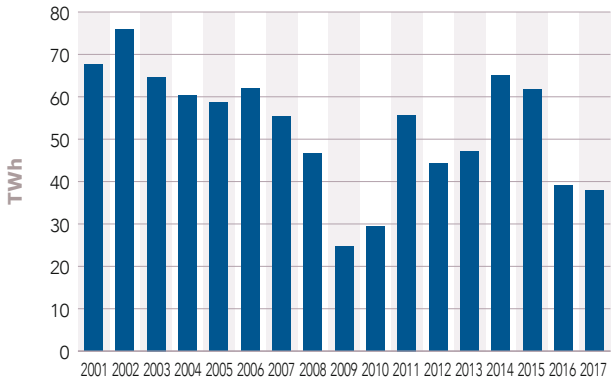
2.2. La France est un pays exportateur depuis de nombreuses années

La France est un pays fortement exportateur, mais le solde d'échanges varie significativement d'une année à l'autre

La France est traditionnellement un pays fortement exportateur d'électricité. Au cours des 15 dernières années, le bilan net des échanges (différence entre le volume d'exports et le volume d'imports) a ainsi pu dépasser 70 TWh, soit de l'ordre de 13% de l'électricité produite en France. En 2017, le solde des échanges français s'établit à 38 TWh (en léger recul par rapport à 2016).

Ce solde exportateur reflète les faibles coûts marginaux des moyens de production du mix électrique français.

Figure 1 Solde annuel des échanges électriques de la France depuis 2001

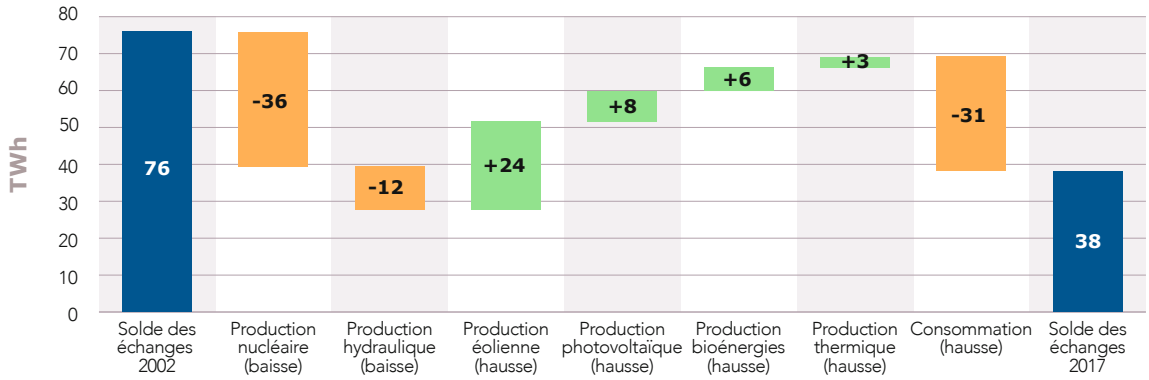


L'évolution du solde des échanges au cours des dernières années dépend de facteurs structurels (comme la consommation d'électricité) ou conjoncturels (comme la disponibilité du parc nucléaire)

Le solde le plus important a été obtenu en 2002 avec presque 80 TWh – et, de manière générale, les années 2002 à 2006 ont vu des soldes exportateurs très importants. Depuis, même si les échanges demeurent très largement orientés à l'export, la valeur du solde a diminué.

L'évolution des exports, notamment entre 2002 et 2017, s'explique ainsi par différents facteurs, comme l'illustre la Figure 1. La réduction du solde des échanges entre 2002 et 2017 résulte essentiellement

Figure 2. Décomposition de l'évolution du bilan électrique de la France entre 2002 et 2017 et impact sur les échanges aux interconnexions



de l'accroissement de la consommation d'électricité en France (qui, entre 2002 et 2011, a crû de 30 TWh, et s'est depuis stabilisée), et de la faible disponibilité du parc nucléaire en 2017. La progression de la production renouvelable n'a que partiellement compensé ces effets baissiers. Le niveau de la production hydraulique a globalement un effet de second ordre sur le solde exportateur par rapport aux autres facteurs mais a également participé de la réduction du solde des échanges entre 2002 et 2017.

La disponibilité du parc nucléaire a une influence directe sur le solde exportateur. Concrètement, les années où le solde est important sont celles où la production nucléaire a été maximale ; tandis que les épisodes de faible disponibilité du parc (hiver 2009-2010, hiver 2016-2017, novembre-décembre 2017) se traduisent directement par une réduction du solde. Ceci est dû au fait que la production d'origine nucléaire est systématiquement compétitive sur les marchés de gros.

À l'échelle européenne, les facteurs expliquant l'évolution du solde d'échanges de la France sont similaires mais avec des effets opposés. La production nucléaire hors de France s'est globalement réduite, en particulier en Allemagne. Parallèlement, la production renouvelable a largement progressé. Sur la période 2005-2016 disponible sur Eurostat (et complétée de données de l'Office fédéral suisse de l'énergie), la production renouvelable des onze autres pays modélisés dans le Bilan prévisionnel a progressé d'un volume substantiel de plus de 290 TWh. Ce volume peut être comparé au volume de production renouvelable qui s'ajoutera entre aujourd'hui et 2035 sur le même périmètre, soit plus de 400 TWh.

Le solde des échanges masque un volume important de transactions

En 2017, le solde d'échanges n'est que de 38 TWh, mais derrière ce chiffre, ce sont 74,2 TWh d'exports et 36,2 TWh d'imports qui ont été enregistrés. Ce sont donc plus de 110 TWh qui ont été échangés entre la France et les pays voisins en 2017.

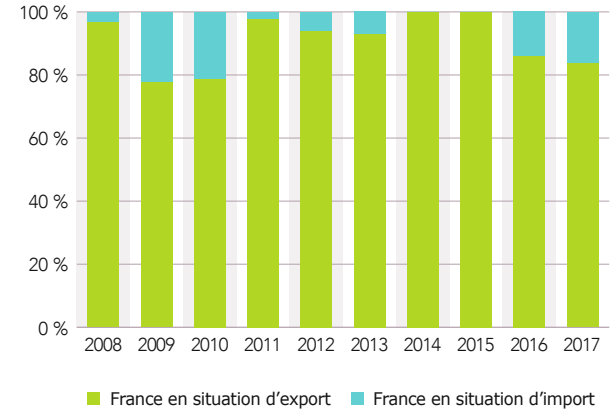
Figure 3. Évolution des volumes annuels d'échanges commerciaux

L'analyse historique montre un volume d'échanges commerciaux[2] relativement stable, compris entre 100 et 120 TWh depuis 2001.

Des situations d'export largement majoritaires sur l'année

La France est un pays exportateur en moyenne sur l'année. Cela ne signifie donc pas qu'à chaque instant la France est en situation d'export, mais que sur l'année, le bilan de l'énergie exportée est supérieur au bilan de l'énergie importée.

Figure 4. Répartition des situations d'export et d'import entre 2008 et 2017



2. Dans cette analyse, sauf mention contraire, la notion d'échanges correspond toujours à des échanges commerciaux. La distinction échanges physiques / échanges commerciaux fait l'objet d'un zoom en fin de chapitre.

Par ailleurs, la France se trouve plus de 75 % du temps dans une situation exportatrice. En 2017, la France était en situation d'export sur 84 % des points horaires. Cette répartition annuelle des situations d'export et d'import est néanmoins très variable, avec sur certaines années des situations d'export qui approchent 100 % des pas de temps.

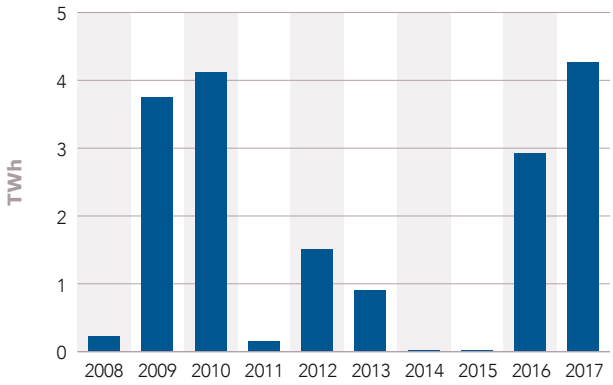
Un solde net des imports qui reste, en énergie, limité

La lecture des 74,2 TWh d'exports et 36,2 TWh d'imports mérite une attention particulière : elle ne signifie pas qu'il existe une « dépendance » aux pays voisins à hauteur de 36,2 TWh.

En effet, dans une large mesure, les imports sur certaines frontières sont concomitants à des exports sur d'autres – ceci traduit tout simplement les déplacements de production en Europe, la France jouant le rôle d'une plaque de transit. En 2017, le nombre de pas horaires où la France était en situation d'import est faible, de l'ordre de 16 %. Le solde des échanges d'énergie sur ces pas de temps représente le solde net des imports.

Le solde net des imports en 2017 se limite à 4 TWh, ce qui représente moins de 1 % de la consommation française. Par ailleurs, ces 4 TWh ne correspondent pas à un déficit « physique » de production en France. Dans les situations d'imports, des moyens de production ou d'effacement peuvent encore être disponibles en France, mais à des prix supérieurs aux prix de l'énergie importée depuis les pays frontaliers *(voir section 3).*

Figure 5. Historique des soldes nets d'imports

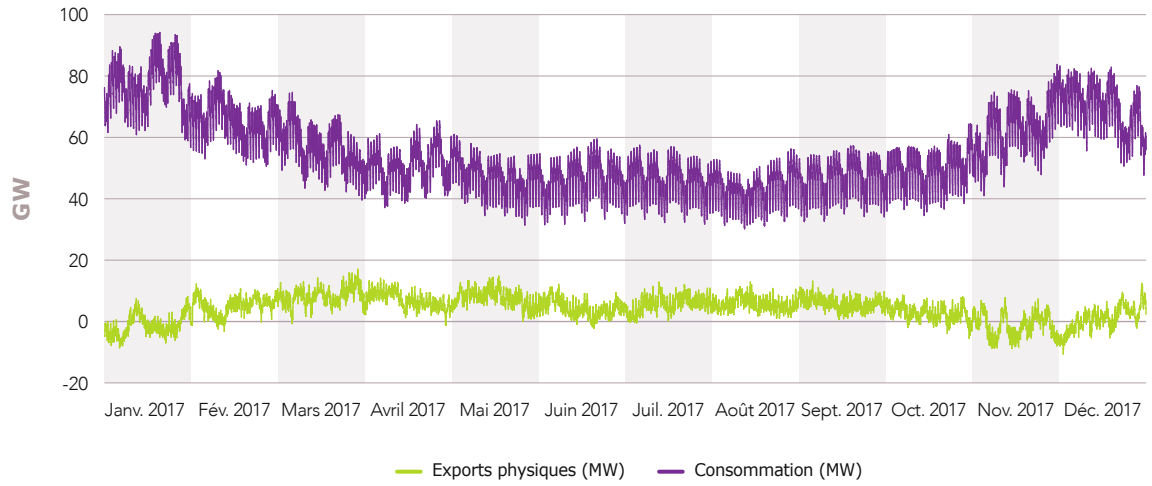


Les situations d'import se concentrent lors des périodes hivernales

Du fait de la forte thermosensibilité de la consommation française, le système électrique français est particulièrement sollicité pendant les périodes de grand froid.

La France enregistre 52 journées importatrices en énergie en 2017 (contre 46 en 2016), toutes situées à des périodes où la disponibilité du parc nucléaire français est particulièrement faible pour la saison.

Figure 6. Consommation et solde des échanges de la France au pas demi-horaire en 2017



2.3. Des échanges contrastés selon les frontières

La France peut importer sur une frontière et exporter sur d'autres frontières dans un même temps

Sur un pas horaire, les échanges commerciaux mis en place entre les acteurs de marché peuvent conduire la France à importer d'un pays et exporter vers un autre pays.

En 2017, la France était en situation d'export sur chacune des frontières 18 % du temps, et en situation d'import sur chacune des frontières 1 % du temps seulement. Sur les autres points horaires, la majeure partie de l'année (81 % du temps), la France importait et exportait simultanément.

Cette répartition des volumes d'échanges en 2017 est représentative des situations rencontrées sur les 10 dernières années. Les heures pendant lesquelles la France importe sur chacune des frontières restent exceptionnelles (moins de 1 % des situations chaque année). Les situations d'export et d'import simultanés représentent de l'ordre de 75 % des situations.

Des soldes d'échanges contrastés sur les différentes frontières

En 2017, le bilan des échanges est positif. Cela ne signifie pas pour autant que le solde est exportateur vers chacun des pays frontaliers. Ainsi, en 2017, le solde des échanges est positif vers la Grande-Bretagne, l'Italie, l'Espagne et la Suisse. A contrario, le solde d'échanges est négatif vers la zone CWE (Central West Europe).

En 2017, la France a importé de la zone CWE pendant 70 % du temps, c'est-à-dire bien plus souvent que lorsque la France était en situation d'importation nette. Ainsi, dans les situations où la France importe depuis la zone CWE, elle reste souvent globalement exportatrice. Les imports depuis la zone CWE correspondent donc en grande partie à des flux d'électricité allant du Benelux et

Figure 7. Historique du sens des échanges sur les différentes frontières

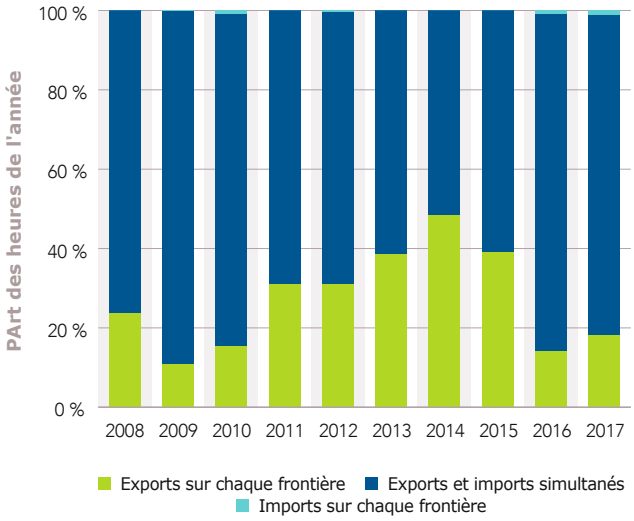


Figure 8. Bilan des échanges contractuels de la France en 2017

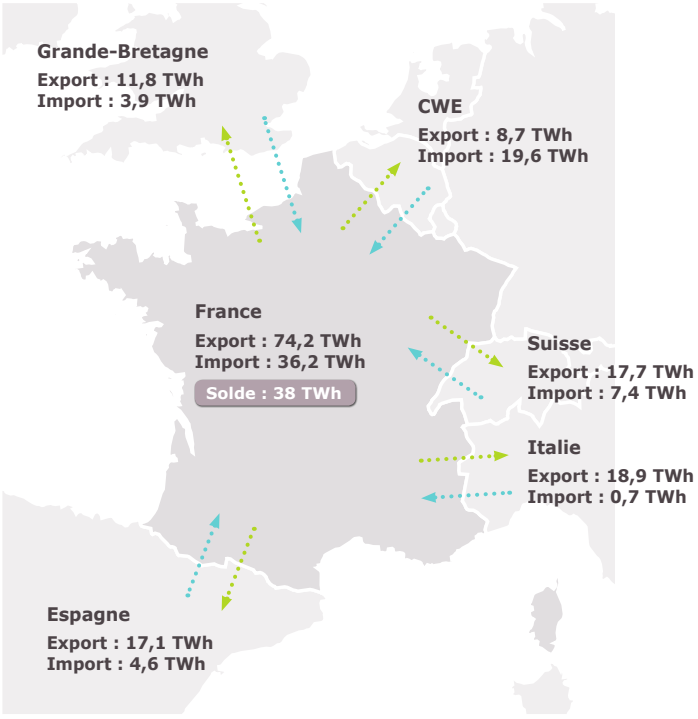
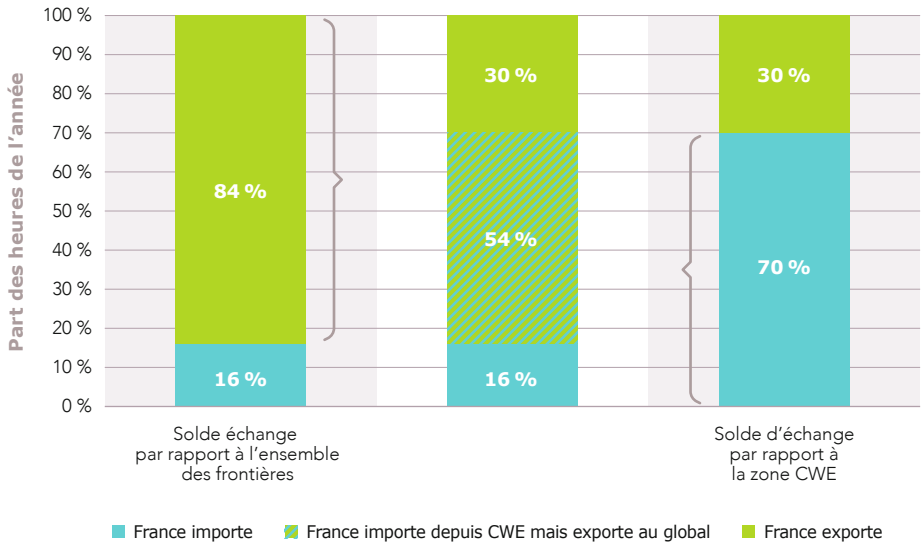


Figure 9. Sens des échanges de la France par rapport à CWE (Central West Europe) et à l'ensemble des frontières sur l'année 2017



de l'Allemagne vers l'Europe du Sud (péninsule ibérique et Italie) et transitant par la France. Ces transits traduisent essentiellement une substitution de la production au gaz en Espagne et en Italie, par de la production des centrales au charbon allemandes.

Cette situation illustre le fonctionnement du système électrique européen interconnecté : à chaque instant, les moyens démarrés sont ceux dont le coût marginal est le plus faible, avec pour seule contrainte de localisation la limite des capacités d'échanges entre les pays.

2.4. Des volumes d'échanges qui progressent avec le renforcement des interconnexions

Au cours des dernières années, la mise en service de nouvelles interconnexions (notamment la liaison à courant continu entre la France et l'Espagne en 2015), le renforcement des réseaux à proximité des frontières ainsi que le passage au modèle de couplage de marché *flow-based* sur la zone CWE ont contribué à accroître les capacités maximales d'échanges commerciaux entre la France et les pays interconnectés. Ainsi, de nouveaux records d'échanges en puissance ont été atteints au cours de l'année 2017 :

- **en solde exportateur avec 17 GW,** atteint le jeudi 30 mars 2017 entre 18h et 19h, soit environ 1 GW de plus par rapport au record précédent de janvier 2016 ;
- **en solde importateur avec 10,6 GW,** atteint le samedi 2 décembre 2017 entre 23h et minuit.

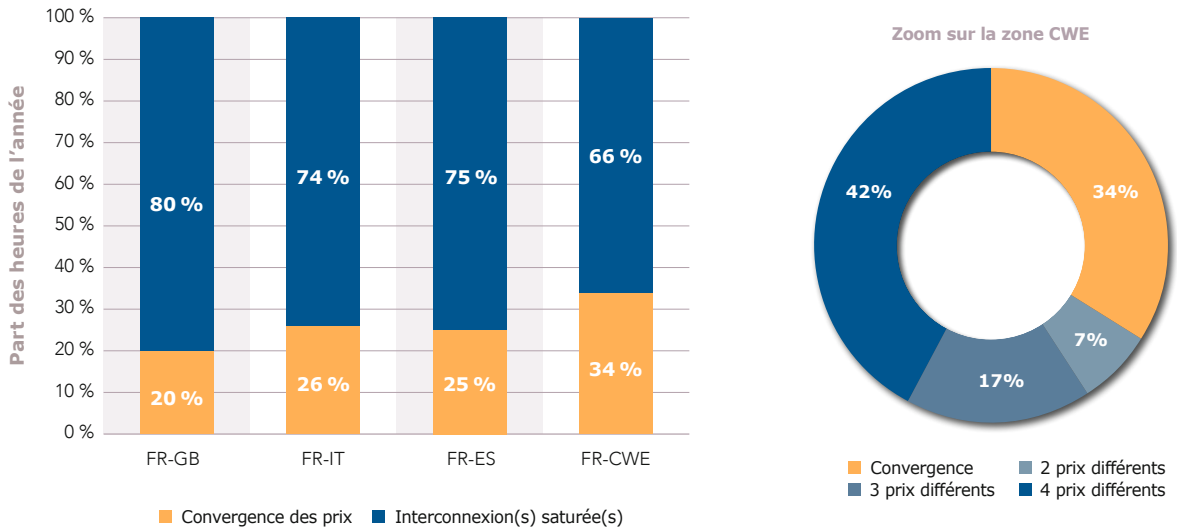
Cela représente une souplesse de près de 28 GW pour le système électrique français et reflète la volatilité de ces échanges au cours de l'année.

Au mois de mai 2018, le solde des échanges a également atteint un niveau record depuis juillet 2014, avec un solde net mensuel exportateur de près de 8 TWh, en lien avec la baisse de la consommation et l'augmentation de la production renouvelable (hydraulique, éolien et photovoltaïque).

Des lignes d'interconnexion qui restent largement saturées

Sans congestion sur le réseau européen c'est-à-dire si les capacités physiques des lignes d'interconnexion, et celles des réseaux en amont, ne sont pas atteintes, les prix de marché convergent sur l'ensemble de la plaque européenne. L'analyse du taux de convergence des prix de marché entre la France et les pays voisins permet ainsi d'évaluer dans quelle mesure les interconnexions sont aujourd'hui saturées, et donc limitantes pour les échanges.

Figure 10. Convergence des prix, en pourcentage du temps sur l'année 2017, entre la France et les pays voisins et zoom sur la zone CWE



En 2017, cette convergence n'était que très partiellement atteinte sur la zone CWE, avec un prix unique sur seulement 34 % des pas de temps. De même, sur les autres frontières le taux de convergence reste faible et la capacité des interconnexions était saturée de l'ordre de 75 % à 80 % du temps.

Les congestions aux interconnexions constituent ainsi une limite à l'optimisation européenne du programme de production. Un développement des interconnexions transfrontalières peut alors présenter un intérêt économique pour la collectivité à l'échelle européenne.

Des projets d'interconnexion à long terme sont à l'étude sur chacune des frontières

Un réseau européen bien interconnecté est indispensable pour réussir l'intégration des énergies renouvelables et profiter de la complémentarité des mix électriques européens. Cette ambition a été réaffirmée dans les communications récentes de la Commission européenne.

Ainsi, dans sa communication du 23 novembre 2017[3], la Commission propose de maintenir l'objectif de 10 % d'interconnexion en 2020, et de retenir un objectif de 15 % d'interconnexion à horizon 2030, (objectif exprimé en termes de ratio entre la capacité d'interconnexion et la capacité installée totale de production dans chaque pays), tout en tenant compte des aspects liés aux coûts et du potentiel des échanges commerciaux dans les régions concernées. Par ailleurs, la Commission recommande d'utiliser de nouveaux critères pour définir les pays dans lesquels le développement des interconnexions est prioritaire : (i) différentiel de prix avec les autres pays supérieur à 2 €/MWh en moyenne, (ii) ratio entre capacité d'import et pointe de consommation inférieur à 30 % et (iii) ratio entre capacité d'interconnexion et capacité installée de production renouvelable inférieur à 30 %.

Cet accroissement des capacités d'échanges est également souhaité par les autorités françaises. Dans son discours sur l'Europe, prononcée à la Sorbonne le 26 septembre 2017, le président de la République a affirmé vouloir faire du développement des interconnexions un des piliers de l'ambition énergétique pour l'Europe :

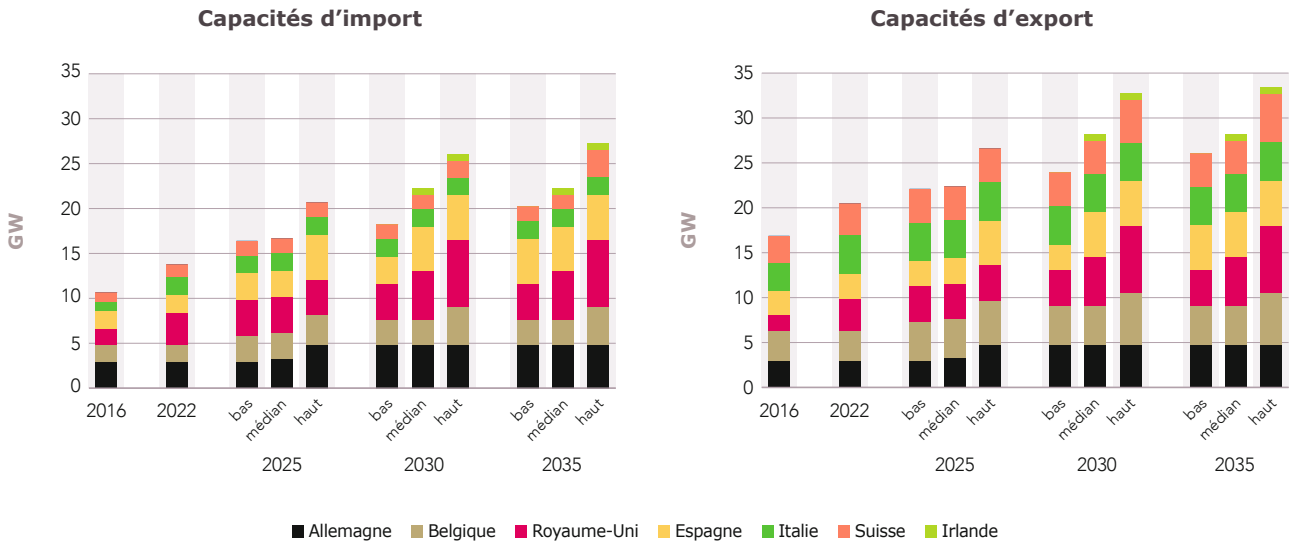
> *« [La transition écologique efficace et équitable] impose aussi d'avoir un marché européen de l'énergie qui fonctionne vraiment et donc de vouloir enfin favoriser les interconnexions […] Nous aurons un marché européen de l'énergie qui fonctionne mieux si nous développons enfin de manière accélérée ces interconnexions. »*

Les cibles d'interconnexion défendues par la Commission européenne apparaissent malgré tout ambitieuses et les projets de développement de nouvelles interconnexions doivent toutefois être validés par des analyses coûts-bénéfices détaillées. Pour identifier les projets les plus pertinents en termes de développement du réseau européen, l'association des gestionnaires de réseaux de transport ENTSO-E publie tous les deux ans un rapport qui présente une vision commune de l'avenir du système électrique européen : le *Ten Year Network Development Plan* (TYNDP). Ce schéma décennal européen est prévu par le 3e paquet « énergie » de 2009 et son rôle a été renforcé par le paquet « infrastructures » de 2013 dans la mesure où il s'agit du document de référence en appui à la définition des projets dits « d'intérêt commun » au niveau européen.

Dans le cadre du TYNDP, chacun des projets d'interconnexion considérés fait l'objet d'une analyse de valorisation économique. Ces valorisations sont ensuite approfondies à l'aide d'études détaillées menées pour la France par RTE, en collaboration avec les autres gestionnaires de réseau concernés. Pour chaque projet, les analyses mettent en regard les coûts et les bénéfices attendus pour la collectivité. L'économie en coût de combustibles et de CO_2 apportée par la meilleure utilisation des moyens

3. COM(2017) 718, Communication de la commission au Parlement européen, au Conseil, au comité économique et social européen et au Comité des régions, Renforcer les réseaux énergétiques de l'Europe.

Figure 11. Trajectoires de développement des interconnexions utilisées dans le Bilan prévisionnel 2017



de production européens et les gains possibles en termes de sécurité d'approvisionnement (la valeur capacitaire) sont comparées à la somme des coûts d'investissement et d'exploitation de l'ouvrage, des coûts générés par l'accroissement des pertes et des coûts des éventuels renforcements de réseau nécessaires pour lever les contraintes internes.

À moyen terme, la capacité d'échanges entre la France et les pays frontaliers devrait augmenter d'environ 3 GW. En effet, de nouveaux ouvrages d'interconnexion sont en cours de construction, et devraient être mis en service d'ici 2021 :

- la liaison à courant continu Grande-Île-Piossasco (de Chambéry à Turin), aussi connue sous le nom de « Savoie-Piémont », augmentant la capacité d'échanges entre la France et l'Italie d'environ 1 000 MW ;
- deux nouvelles liaisons à courant continu entre la France et la Grande-Bretagne (projets ELECLINK et IFA 2), chacune d'une capacité de 1000 MW, pour des mises en service respectivement en 2020 et en 2021.

Outre ces projets en cours de construction, il existe également des projets en cours d'instruction administrative (par exemple, projet d'interconnexion « Golfe de Gascogne » vers l'Espagne).

De plus, des renforcements significatifs des capacités d'échanges sont analysés dans les exercices européens du TYNDP. Les renforcements considérés porteraient la capacité d'export de la France à un niveau d'environ 26 à 33 GW en 2035. Une fois mis en service, ces renforcements accroitront mécaniquement les volumes d'échanges entre les pays : en particulier, les pays disposant des moyens de production ayant les coûts marginaux les plus faibles verront leurs exports augmenter. Cette augmentation du niveau d'échanges conduira en parallèle à une réduction des écarts de coûts marginaux entre les pays ou, en d'autres termes, à une plus grande convergence des prix.

Les projections du TYNDP permettent de constituer un socle d'hypothèses pour le développement des interconnexions. Ainsi, la trajectoire « haute » d'interconnexions utilisée dans les scénarios du Bilan prévisionnel 2017 s'appuie sur les projets identifiés dans le TYNDP 2016, avec un calendrier affiné de mises en service des nouvelles interconnexions. La trajectoire « médiane » est quant à elles basée sur la vision, moins ambitieuse, du schéma décennal de développement du réseau 2016, tandis que la trajectoire « basse » reprend cette vision, avec des dates de mises en service différées.

2.5. Une valeur économique des échanges qui reflète le faible niveau des prix de marché de l'électricité sur ces dernières années

L'analyse des prix spot historiques sur le marché français permet d'évaluer les conditions dans lesquelles les différents producteurs d'électricité français ont pu vendre leur énergie. En particulier, l'indicateur de prix spot moyen annuel reflète le prix moyen auquel des capacités françaises à faible coût variable (telles que les éoliennes ou les centrales nucléaires qui constituent la production de base) ont vendu l'électricité produite.

Au cours des trois dernières années, les prix annuels se sont établis à des niveaux relativement bas, en particulier sur les années 2015 et 2016 (prix moyen France égal à 38,5 €/MWh en 2015 et 36,8 €/MWh en 2016). En 2017, année marquée par une faible disponibilité des centrales nucléaires françaises, le prix moyen annuel est remonté à 45,0 €/MWh.

Ces valeurs annuelles masquent néanmoins des valeurs bien plus hautes lors de périodes de tension sur le système, comme le montre par exemple la figure 12.

La Figure 13, illustrant la moyenne mensuelle du prix spot français de l'électricité France en fonction du solde mensuel d'échanges de la France, montre que la moyenne mensuelle du prix spot français est plus importante lors des situations d'imports d'électricité que lors des situations d'export.

Le prix moyen annuel de l'électricité en France est un bon indicateur de la valeur économique des exports compte tenu du caractère globalement exportateur de la France sur l'ensemble des années considérées.

Il est néanmoins plus précis de calculer un prix de vente moyen des exports qui tienne compte tant de leur volume que du niveau des prix de l'électricité en France au moment des exports. Le prix de vente moyen des exports, vu des producteurs français[4], peut ainsi être évalué en calculant la moyenne du prix de l'électricité pondérée par le solde exportateur sur chaque heure.

Figure 12. Évolution de la moyenne mensuelle du prix spot de l'électricité en France

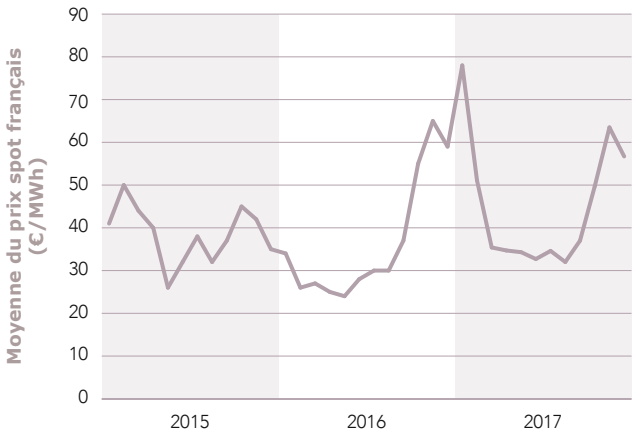
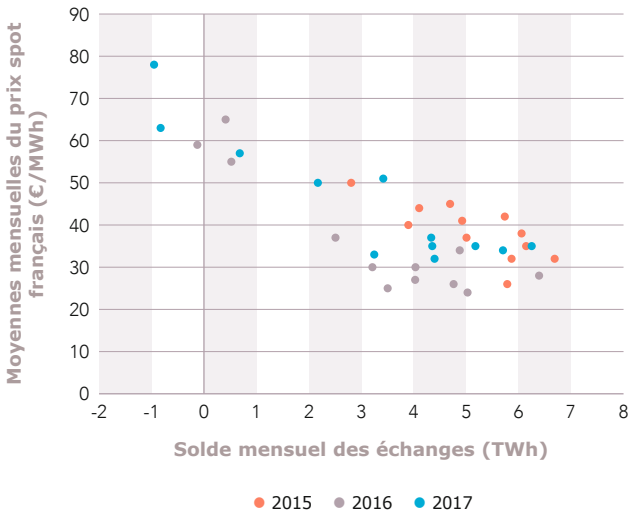


Figure 13. Moyennes mensuelles des prix français en fonction du solde d'échanges



4. Il est important de noter que l'indicateur proposé ici représente uniquement le prix moyen de vente des exports vu des producteurs français et ne contient donc pas la demi-rente de congestion qui est attribuée au gestionnaire d'interconnexion (RTE dans la plupart des cas) lors des périodes de saturation de l'interconnexion, et restituée au consommateur par le biais des tarifs de réseau ou affectée à la construction de nouvelles interconnexions.

ZOOM : ÉCHANGES CONTRACTUELS VS ÉCHANGES PHYSIQUES

Définition des échanges contractuels (ou commerciaux) et physiques

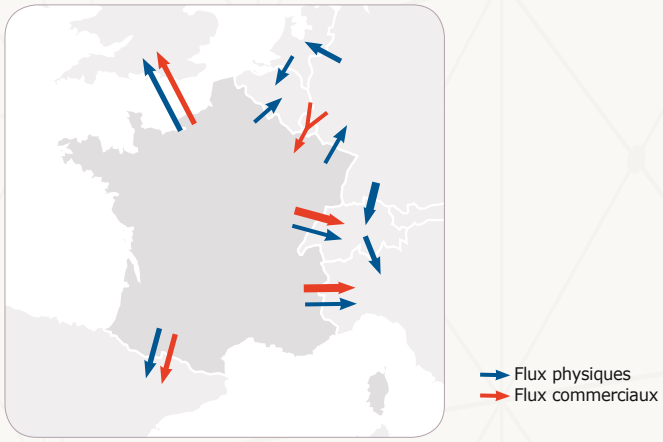
Les échanges contractuels entre deux pays sont le résultat d'une transaction commerciale entre les acteurs du marché de ces deux pays. Les échanges physiques rendent compte quant à eux des flux d'électricité qui transitent réellement sur les lignes d'interconnexion reliant directement les pays.

Bilan sur la totalité des frontières

Pour un pays donné, le bilan des échanges physiques sur l'ensemble de ses frontières et le bilan des échanges contractuels avec l'ensemble de ses voisins sont identiques à des conventions de calcul près, ces conventions portant sur des cas spécifiques[5].

Bilan sur une seule frontière

Si des échanges contractuels sont mis en place entre deux pays connectés physiquement «en antenne» (cas de la France et l'Espagne par exemple), l'électricité transite complètement par l'interconnexion entre ces deux mêmes pays. En revanche, si deux pays sont connectés au sein d'un réseau maillé avec d'autres pays, le trajet physique de l'électricité peut passer par plusieurs frontières, en fonction des caractéristiques électriques (impédance) du réseau.

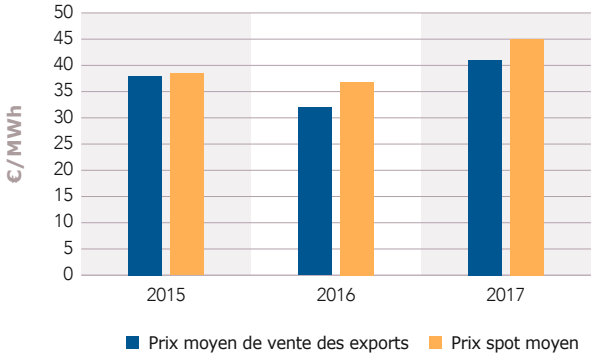


Par exemple sur la frontière CWE, un programme commercial importateur peut être en quelque sorte «contrebalancé» par des exports importants destinés à la Suisse ou l'Italie mais qui, d'un point de vue physique, vont transiter en partie par l'Allemagne et/ou la Belgique. Ainsi, il arrive que les différentiels de prix placent la France en situation d'import vis-à-vis de la zone CWE d'un point de vue commercial, tandis que d'un point de vue physique, la France est au contraire en situation d'export vers la Belgique et/ou l'Allemagne.

$$\text{Prix moyen de vente des exports} = \frac{\sum_{\text{heure h}} \text{VolumeExports}_h \times \text{PrixSpotFrance}_h}{\sum_{\text{heure h}} \text{VolumeExports}_h}$$

La figure ci-dessous présente la comparaison entre cet indicateur et le prix spot moyen entre 2015 et 2017. On constate ainsi que la France exporte plus d'énergie à des instants où le prix de l'électricité est plus faible que le prix spot moyen. Toutefois l'écart entre ces deux valeurs reste modéré, le prix moyen de vente des exports ayant globalement suivi l'évolution du prix spot moyen durant ces trois années.

Figure 14. Évolution du prix spot moyen et du prix moyen de vente des exports entre 2015 et 2017



5. Pour la France, les légères différences proviennent de la prise en compte d'exportations sur des lignes frontalières en antenne (Andorre, Jersey, industriels frontaliers), d'échanges réalisés sur des réseaux de distribution et de la prise en compte des droits d'eau (pour les centrales hydro-électriques à participation française situées à l'étranger en zone frontalière) pour le calcul des échanges physiques, et des rattrapages de pertes et d'écarts de réglages pour le calcul des échanges contractuels.

3. LES ÉTUDES MENÉES DANS LE BILAN PRÉVISIONNEL PERMETTENT DE SIMULER LE FONCTIONNEMENT DU SYSTÈME ÉLECTRIQUE EUROPÉEN

3.1. Le volume d'exports est un résultat des scénarios du Bilan prévisionnel, pas une hypothèse

Tous les scénarios présentés dans le Bilan prévisionnel sont construits sur la base d'une modélisation explicite du fonctionnement du système électrique à l'échelle de l'Europe occidentale, visant à reproduire les décisions de programmation résultant des marchés de l'électricité. Les simulations réalisées permettent ensuite d'évaluer les échanges aux interconnexions qui sont issus du fonctionnement des marchés dans les différents scénarios de mix.

D'autres études sur le système électrique sont basées sur des approches différentes. Dans certaines d'entre elles, le solde des échanges électriques est considéré comme nul (raisonnement en « France isolée ») ou comme une hypothèse fixée a priori. Ceci permet de simplifier la modélisation, et d'étudier des effets simples sur le mix mais peut conduire à des erreurs grossières sur certaines conclusions.

Le biais qui résulte d'une modélisation imparfaite des interconnexions est en effet de premier ordre : le caractère européen du marché de l'électricité est une réalité effective, et les raisonnements économiques des acteurs de marché se font à l'échelle de l'Europe.

Il est dès lors nécessaire de modéliser explicitement les échanges de la France avec ses voisins : le solde électrique est alors un résultat du modèle. Cela nécessite de représenter intégralement les parcs de production dans la zone interconnectée, et de simuler un interclassement européen des moyens de production (les plus compétitifs – au sens de leurs coûts marginaux – sont démarrés pour alimenter la demande de toute la zone) sous contrainte des capacités de transit entre les pays. Cette approche est celle qui est retenue par RTE : la modélisation utilisée permet de représenter l'interclassement des moyens de production et d'effacement sur l'ensemble de l'Europe, en tenant compte de leurs caractéristiques physiques et des contraintes liées aux capacités d'échange aux interconnexions. Selon les analyses, des simplifications peuvent toutefois être réalisées sur le périmètre modélisé (par exemple, modélisation détaillée des pays « électriquement proches » de la France, et simplifiée pour les pays plus éloignés).

Par conséquent, les volumes d'échanges aux interconnexions constituent bien un résultat de la simulation de l'équilibre offre-demande européen au pas horaire, et non une hypothèse exogène, fixée a priori.

3.2. Des volumes d'exports qui sont une conséquence des mix énergétiques des différents pays

Le réalisme des scénarios est souvent interrogé à la lumière des importants volumes d'exports et d'imports des différents pays. La question sous-jacente est de savoir si un pays peut accepter d'importer une part significative de son énergie.

Dans le marché européen de l'énergie, les volumes d'exports et d'import de chaque État membre sont une conséquence directe des mix de production de chacun des États membres. Les États peuvent décider des filières de production à développer. Mais ils ne peuvent garantir leur fonctionnement : c'est l'énergie au plus faible coût marginal qui est produite, indépendamment de sa localisation (aux congestions réseau près).

Dans le cadre des mécanismes communautaires, les États Membres n'ont ainsi pas de leviers pour maîtriser directement leur volume d'importations. Ils peuvent tout au plus le limiter en encourageant le développement des filières au coût marginal le plus faible (typiquement les filières renouvelables ou nucléaire).

L'Italie fournit un exemple de l'absence de corrélation entre la capacité installée et le solde d'échanges d'électricité. Ce pays a importé près de 40 TWh en 2016, soit près de 14 % de sa consommation. Pour autant, le pays dispose d'importants moyens de production, avec plus de 40 GW de centrales à gaz, pour une bonne partie relativement anciennes. Ces moyens ont peu fonctionné en 2016, car de l'énergie à coût variable plus faible était disponible ailleurs en Europe.

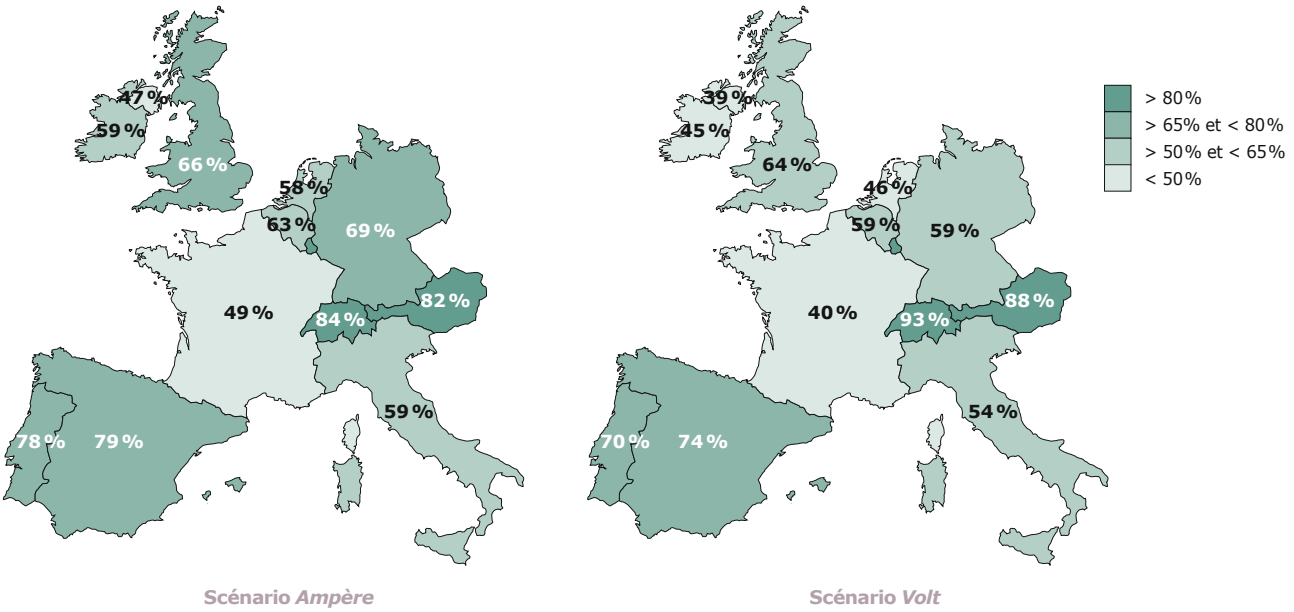
3.3. Les hypothèses retenues dans le Bilan prévisionnel intègrent les politiques énergétiques volontaristes des pays voisins

Les scénarios *Ampère* et *Volt* intègrent un développement soutenu des énergies renouvelables en Europe. Les trajectoires retenues pour chacun des pays pour le scénario *Ampère* sont ainsi basées sur les visions les plus élevées considérées dans les exercices européens ou les plans nationaux. Les trajectoires retenues pour le scénario *Volt* correspondent à la prolongation à 2035 des dernières hypothèses utilisées dans le TYNDP ou aux visions intermédiaires des plans nationaux.

À titre d'exemple, dans le cas de l'Allemagne, les trajectoires du scénario *Ampère* sont cohérentes avec les trajectoires hautes retenues dans le dernier NEP publié en 2017 (prolongation à 2035 des objectifs 2030), tandis que les trajectoires du scénario *Volt* sont cohérentes avec les trajectoires intermédiaires du NEP. Ces trajectoires prévoient une hausse importante de la part de la production renouvelable dans le mix allemand, qui atteint entre 59 % et 69 % en 2035. Ces ratios sont par ailleurs très proches des objectifs de la nouvelle coalition gouvernementale allemande : l'accord de coalition, élaboré et publié après la parution du Bilan prévisionnel 2017, mentionne ainsi un objectif de 65 % de production d'électricité issue de sources renouvelables à horizon 2030.

Pour le Royaume-Uni, la trajectoire retenue pour le scénario *Ampère* est cohérente avec la trajectoire haute retenue dans le Future Energy Scenario (FES) de National Grid, tout comme la trajectoire médiane utilisée dans le scénario *Volt*. Comme pour l'Allemagne, les trajectoires retenues pour le Bilan prévisionnel sont ainsi cohérentes avec les orientations des pouvoirs publics britanniques.

Figure 15. Part de la production d'électricité issue d'énergies renouvelables dans la production totale des pays d'Europe de l'Ouest dans les scénarios *Ampère* et *Volt* en 2035



La figure ci-dessous présente la part des énergies renouvelables dans la production d'électricité des pays d'Europe de l'Ouest, dans les scénarios *Ampère* et *Volt* à horizon 2035. Celle-ci montre que des taux de production renouvelable très importants sont obtenus dans les pays voisins de la France dans ces deux scénarios, avec des niveaux généralement très supérieurs à la part des EnR obtenue pour la France (à l'exception de l'Irlande du Nord). Dans le scénario *Ampère*, la part de la production renouvelable dépasse ainsi les 65 % dans plusieurs pays (Grande-Bretagne, Allemagne, Espagne, Portugal, Suisse, Autriche).

Globalement, la part de production renouvelable résultante dans le mix électrique en Europe de l'Ouest atteint respectivement de 65 % et de 54 % dans les scénarios *Ampère* et *Volt*.

Les résultats sur le solde exportateur obtenus dans ces deux scénarios sont donc associés à des cas de figure très contraints (très fort développement de la production renouvelable à bas coût variable dans les pays voisins de la France). Ils ne peuvent donc avoir été surestimés du fait d'une insuffisante prise en compte du développement des énergies renouvelables dans les pays voisins.

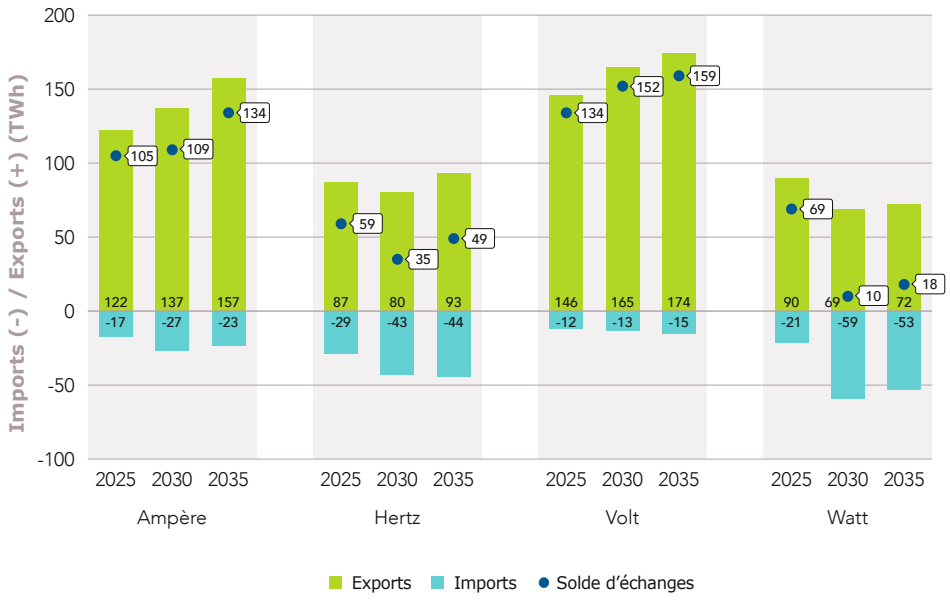
4. LES VOLUMES D'EXPORTS DES SCÉNARIOS *AMPÈRE* ET *VOLT* SONT ROBUSTES AUX DIFFÉRENTES VARIANTES ANALYSÉES

4.1. Les scénarios du Bilan prévisionnel 2017 présentent des résultats contrastés en termes de solde exportateur

Les quatre scénarios étudiés dans le Bilan prévisionnel à l'horizon 2035 dessinent des options de transition énergétique différentes sur les énergies renouvelables, le nucléaire, le bilan carbone, ou encore le rôle des nouvelles technologies ou des moyens de production au gaz. Ils présentent les conditions devant être respectées pour mettre en œuvre un objectif donné (50 % de nucléaire dans la production d'électricité en 2025, déclassement technique du nucléaire, etc.).

Deux scénarios ont été retenus par les pouvoirs publics pour alimenter les travaux de la PPE : les scénarios *Ampère* et *Volt*. Ces deux scénarios présentent une caractéristique commune : un fort développement du parc de production, conduisant

Figure 16. Imports, exports et solde des échanges de la France dans les scénarios du Bilan prévisionnel



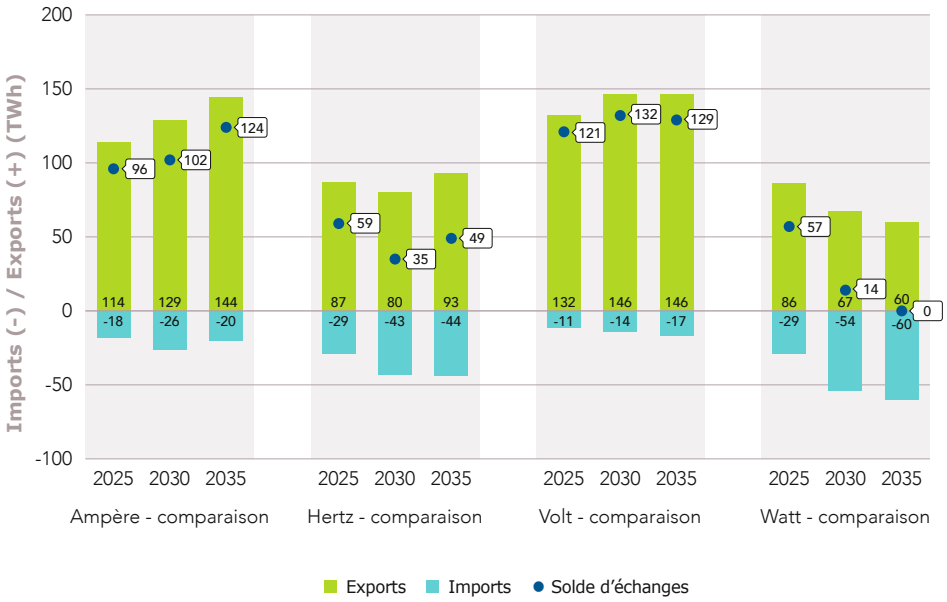


Figure 17. Imports, exports et solde des échanges de la France dans les variantes «comparaison» des scénarios du Bilan prévisionnel

à des volumes d'export à la hausse dès 2025 en cas de stabilisation ou de baisse effectivement de la consommation.

Dans le scénario *Ampère*, le solde annuel d'échanges s'accroît sur tout l'horizon d'étude. Ce solde atteint 105 TWh en 2025, 110 TWh en 2030, et 135 TWh en 2035. Dans le scénario *Volt*, les exports sont, en volume, un peu plus importants que dans le scénario *Ampère*, notamment du fait d'une hypothèse de consommation inférieure.

Dans ces deux scénarios, le solde exportateur est certes important en volume, mais son niveau ne fait que traduire l'augmentation de la production à faible coût variable en France, la baisse de la consommation française et la plus forte interconnexion des pays européens à cette échéance, en ligne avec les objectifs poursuivis par les autorités nationales et communautaires.

Les mêmes analyses et conclusions s'appliquent aux variantes «comparaison» des scénarios, évaluées avec le même niveau de consommation, les mêmes capacités d'interconnexion, et le même niveau de prix de CO_2 en Europe.

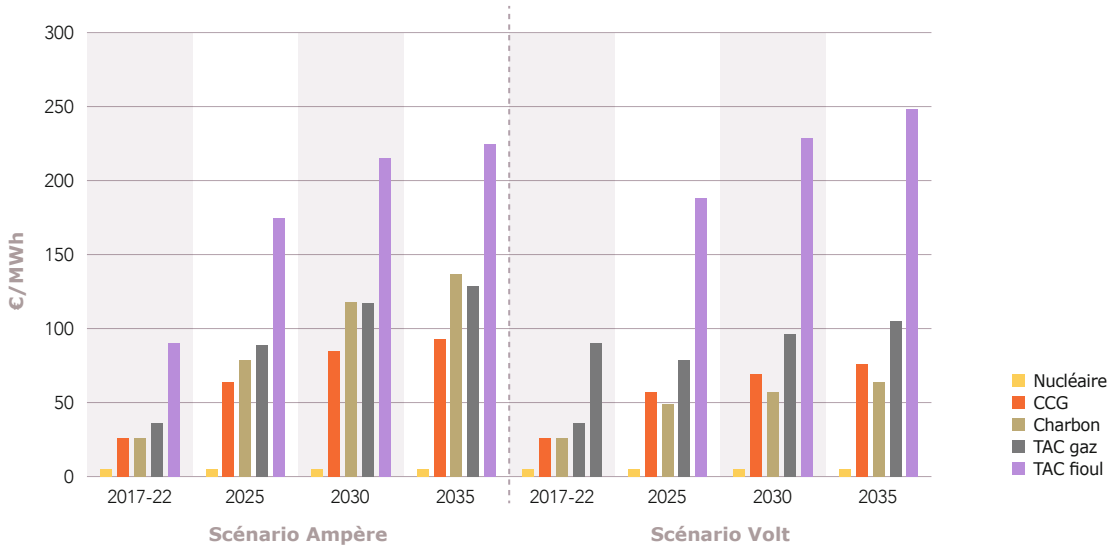
4.2. Les différences sur le solde exportateur obtenu dans les quatre scénarios s'expliquent par les coûts marginaux et la composition des mix électriques européens

Comme rappelé précédemment, dans le système électrique européen interconnecté, ce sont les moyens les plus compétitifs sur le marché de l'énergie – au sens de leurs coûts marginaux – qui sont démarrés pour alimenter la demande européenne, sous contrainte du respect des capacités de transit entre les pays.

À l'exclusion des filières renouvelables, la filière nucléaire est celle qui a le plus faible coût variable. Dans le système interconnecté, les tranches nucléaires fonctionneront toujours avant les moyens thermiques[6] (lignite, charbon ou gaz), et ce, quel que soit le prix de CO_2.

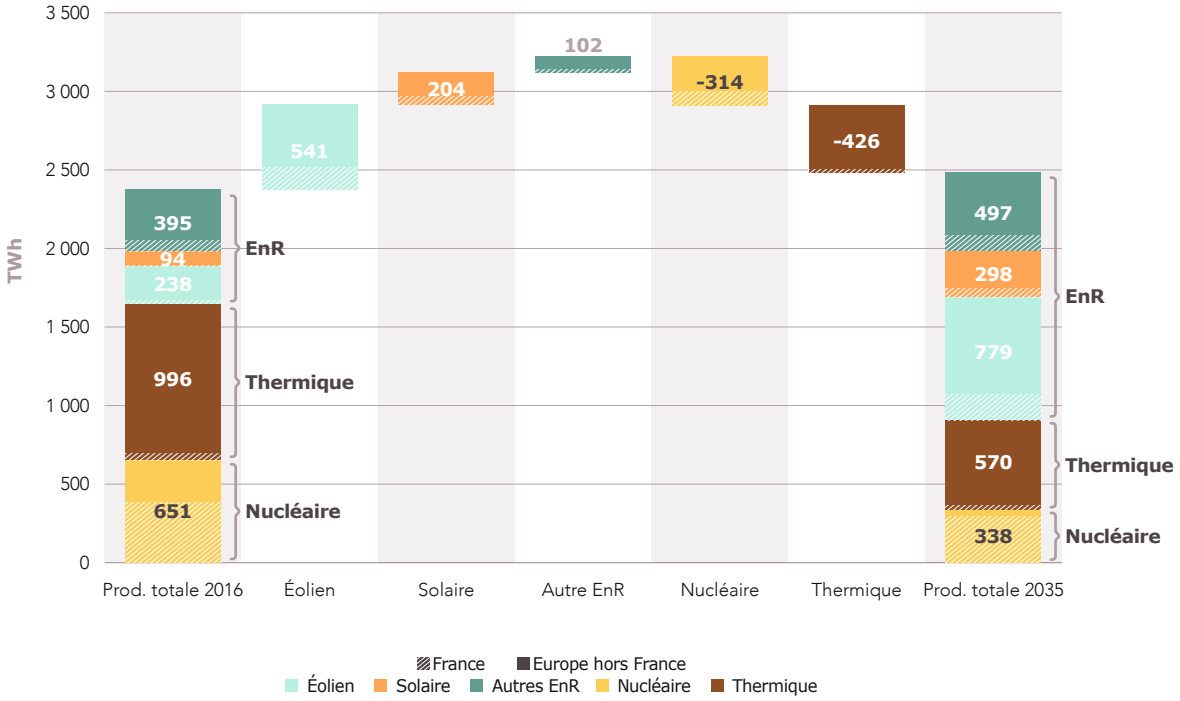
Ainsi, le niveau important du solde exportateur de la France obtenu dans les scénarios *Ampère* et *Volt* reflète la part importante des capacités de production à faible coût variable en France (renouvelable et nucléaire) dans ces deux scénarios. Dans les autres pays, malgré une pénétration importante des énergies renouvelables, l'équilibre offre-demande continue de reposer significativement sur de la production thermique à flamme à coût variable plus élevé, comme l'illustre la figure ci-dessous. Ceci crée donc des opportunités d'échanges d'électricité dans le sens de la France vers les pays voisins, sur de nombreuses périodes de l'année.

Figure 18. Hypothèses de coûts variables des moyens de production thermique dans les différents scénarios du Bilan prévisionnel



6. Une part de la production thermique est considérée comme fatale, et ne relève pas de l'interclassement économique. Il s'agit notamment de production de cogénérations, de productions adossées à des sites industriels, etc. Cette énergie fatale représente des volumes relativement faibles dans le fonctionnement du système électrique aujourd'hui et dans les scénarios du Bilan prévisionnel, mais doit pourtant être bien intégrée à la modélisation.

Figure 19. Évolution du mix électrique dans l'ouest de l'Europe dans le scénario *Ampère* entre 2016 et 2035



Dans le scénario *Ampère*, la production thermique fossile représente ainsi encore plus de 500 TWh par an en Europe de l'ouest à horizon 2035, comme l'illustre la Figure 19[7]. Ce volume d'énergie ne doit toutefois pas être interprété comme un gisement supplémentaire de débouchés pour la production renouvelable ou nucléaire en France. En d'autres termes, un ajout de 100 TWh de production à faible coût variable en France ne se substituerait pas automatiquement à de la production thermique ailleurs en Europe. En effet, les effets de substitution doivent être évalués sur la base d'une modélisation horaire de l'équilibre offre-demande. Sur certaines heures, cette substitution peut être limitée d'une part car la production thermique européenne est déjà très réduite sur ces pas de temps, et d'autre part, car il peut exister des congestions aux interconnexions limitant les flux d'électricité échangés entre les pays.

Cette analyse permet de retrouver les résultats du Bilan prévisionnel sur l'impact des politiques énergétiques des pays voisins sur les débouchés économiques du parc de production français *(cf. section 11.4.2 du document de référence)* : une partie des débouchés économiques pour les moyens de production en France provient des programmes de déclassement du nucléaire dans les autres pays.

Les deux autres scénarios *Hertz* et *Watt* s'appuient sur la construction de nouvelles capacités thermiques à flamme en France pour assurer la sécurité d'approvisionnement. Le développement de ces filières, dont les coûts variables sont plus élevés, réduisent par conséquent les opportunités d'export vers les pays voisins. L'effet est d'autant plus marqué dans le scénario *Watt* (solde net exportateur d'environ 10 à 20 TWh entre 2030 et 2035) qui est caractérisé par une croissance importante de la production thermique pour pallier le déclassement systématique des réacteurs nucléaires arrivant à leur quatrième visite décennale.

7. Un graphique analogue pour le scénario Volt est présenté à la page 358 du Bilan prévisionnel 2017.

4.3. La robustesse des volumes d'export est testée par rapport à un grande nombre de paramètres pour les scénarios *Ampère* et *Volt*

Dans la continuité des nombreuses variantes testées dans le Bilan prévisionnel 2017, l'étude des échanges aux interconnexions a fait l'objet de plusieurs analyses de sensibilité spécifiques complémentaires, permettant d'évaluer l'influence, sur le solde exportateur, des différents paramètres caractéristiques de chaque scénario : trajectoire de consommation, évolution des capacités installées des filières nucléaire, renouvelables et thermiques, trajectoire de développement des interconnexions, prix du CO_2 et des combustibles.

Pour tester la robustesse du volume des exports des scénarios *Ampère* et *Volt*, des simulations ont donc été réalisées en faisant varier unitairement chacun de ces paramètres, à la hausse et à la baisse, en France et à l'étranger. Ces simulations s'appuient sur les variantes présentées dans le document de référence du Bilan prévisionnel (les descriptions détaillées de ces variantes sont présentées pour ces deux scénarios respectivement dans les paragraphes 6.1.3 et 8.1.3 du document de référence), ainsi que sur des simulations complémentaires réalisées pour accroître la combinatoire des situations testées.

À l'exception des variantes dites «*Ampère* 2», basées sur un développement médian des énergies renouvelables et un rythme de substitution avec le nucléaire plus lent que dans *Ampère*, chacune de ces analyses de sensibilité est réalisée sans réajustement sur le parc thermique et nucléaire.

4.4. L'étude des variantes confirme des niveaux d'export très supérieurs aux niveaux actuels dans les scénarios *Ampère* et *Volt*

La sensibilité du volume d'export aux principales variantes des scénarios *Ampère* et *Volt* est illustrée par les trois figures suivantes.

Figure 20. Sensibilité des volumes d'échanges dans les variantes du scénario *Ampère* en 2035

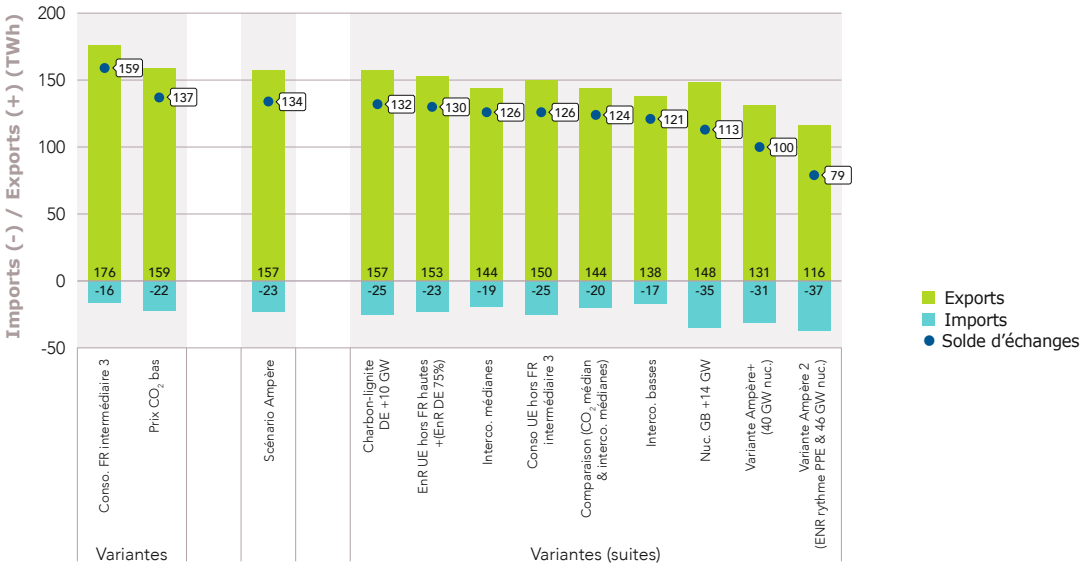


Figure 21. Sensibilité des échanges pour les variantes du scénario *Volt* en 2035 dans lesquelles un seul paramètre est modifié

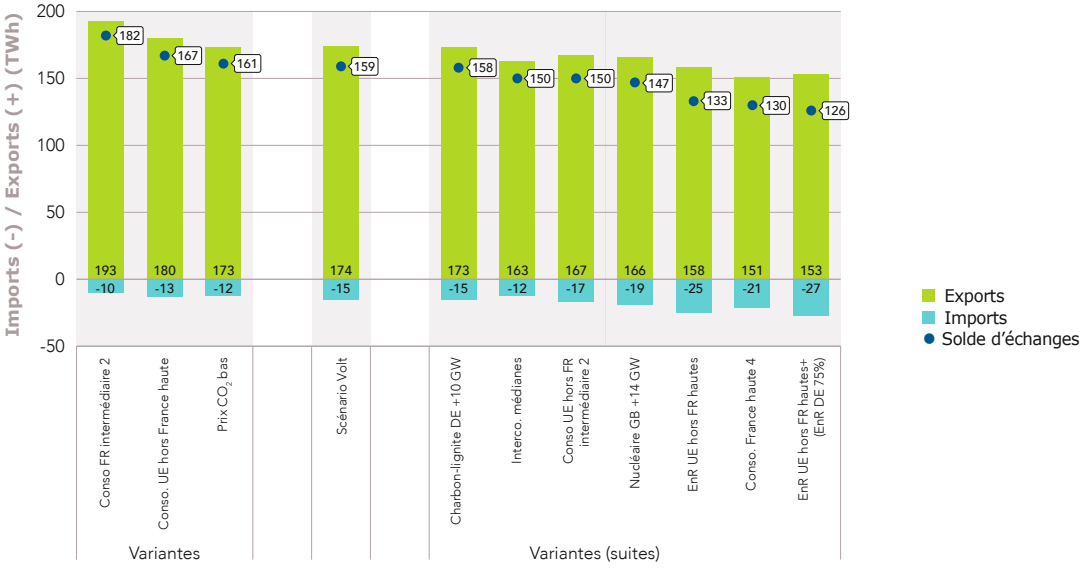
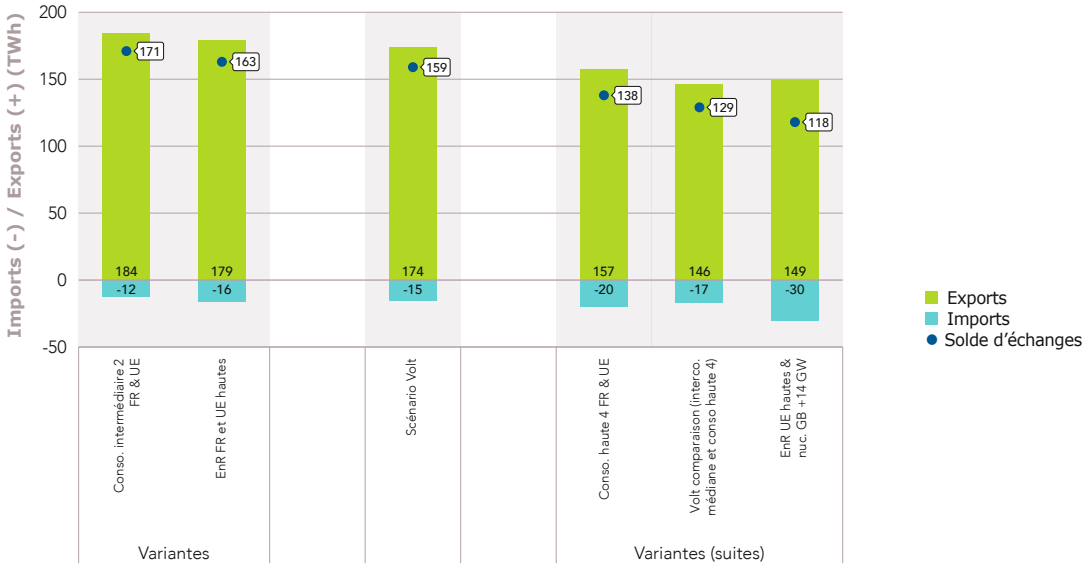


Figure 22. Sensibilité des échanges pour les variantes du scénario *Volt* en 2035 dans lesquelles plusieurs paramètres diffèrent du scénario de base



L'analyse des variantes montre que les niveaux de solde exportateur obtenus dans les scénarios *Ampère* et *Volt* sont robustes à des modifications à la marge de certains paramètres des scénarios. Dans toutes les configurations étudiées, les soldes d'échanges restent ainsi très supérieurs aux niveaux actuels. Pour le scénario *Ampère*, le solde exportateur de la France à horizon 2035 reste supérieur à 100 TWh dans toutes les variantes, à l'exception des variantes « *Ampère* 2 » qui sont basées sur un rythme de développement des EnR médian et une capacité nucléaire plus faible. Dans le scénario *Volt*, les exports restent toujours supérieurs à 110 TWh dans toutes les variantes étudiées.

Par conséquent, seules des combinaisons de facteurs très défavorables, conduisant à s'écarter nettement du cadrage de base des scénarios (par exemple, forte production à faible coût variable également hors de France + trajectoire médiane de capacité d'interconnexion + moindre capacité à faible coût variable en France), conduisent à des soldes d'export significativement inférieurs à 110 TWh.

L'étude des variantes tend donc à conforter les résultats présentés dans le Bilan prévisionnel 2017 sur la croissance du solde exportateur dans les scénarios *Ampère* et *Volt*. Toutefois, la question de l'acceptabilité politique de ces volumes d'export importants à l'étranger, soulevée par plusieurs participants à la concertation, ne peut être intégrée à la modélisation du Bilan prévisionnel car ce paramètre n'est par essence pas « modélisable ». Le principe même du marché intérieur de l'énergie consiste à traiter les électrons indépendamment de leur provenance, et les textes communautaires européens ne permettent pas de sélectionner ou de brider les quantités importées ou exportées. Ainsi, de la même façon qu'il ne serait pas possible « d'interdire » des imports issus pour l'essentiel de la production de centrales au charbon dans d'autres pays européens, il ne serait pas possible à certains États de refuser d'importer depuis la France sous prétexte qu'une part substantielle de l'électricité qui y est produite par des réacteurs nucléaires.

4.5. L'analyse permet d'identifier l'influence des différents paramètres sur le volume d'exports de la France

Bien que les résultats en termes de volumes d'export restent à des niveaux importants dans toutes les variantes des scénarios *Ampère* et *Volt*, les analyses de sensibilité permettent d'identifier l'impact différencié de chaque paramètre testé.

Ainsi, dans les deux scénarios, plusieurs conditions conduisent logiquement à une légère réduction du niveau des exports d'électricité par rapport aux cas de base :

- une progression de la consommation d'électricité en France, marquée par exemple par davantage de transferts d'usage, une production d'hydrogène ou de méthane de synthèse, ou moins d'efficacité énergétique ;
- un volume d'énergie à faible coût marginal en France plus faible (moindre développement des énergies renouvelables ou déclassement plus important du parc nucléaire),
- un développement plus marqué de l'énergie à bas coût marginal ou une consommation plus basse que celle anticipée pour les pays voisins,
- une évolution plus limitée de la capacité d'interconnexion.

De manière symétrique, une variation opposée de chacun de ces paramètres tire légèrement à la hausse les résultats sur le volume d'exports de la France.

Il est toutefois difficile de présenter de manière objective quels sont les facteurs qui ont le plus d'influence sur le solde exportateur, car les variations de paramètres testées ne reposent pas toutes sur la même métrique (variations de capacités installées ou de capacités d'interconnexion en GW, variations d'énergie produite ou consommée en TWh, variations de prix du CO_2 en €/MWh, etc.).

En revanche, l'analyse permet d'identifier certains paramètres ayant peu d'influence sur le solde exportateur de la France, tels que le rythme de déclassement du parc thermique en Allemagne ou le prix du CO_2. En effet, ces paramètres jouent essentiellement sur l'interclassement des différents moyens de production thermiques fossiles mais n'ont pas d'effet sur l'ordre de préséance économique général entre production renouvelable, nucléaire et fossile. Dans ces variantes, le volume de production renouvelable et nucléaire en France est donc inchangé et reste compétitif par rapport à la production thermique dans le reste de l'Europe.

De même, une baisse plus marquée de la consommation ailleurs en Europe n'entraîne également qu'une baisse relativement modérée du volume d'exports. Dans ce cas, ce sont avant tout les moyens de production thermique en Europe qui voient leur part diminuer dans le mix énergétique.

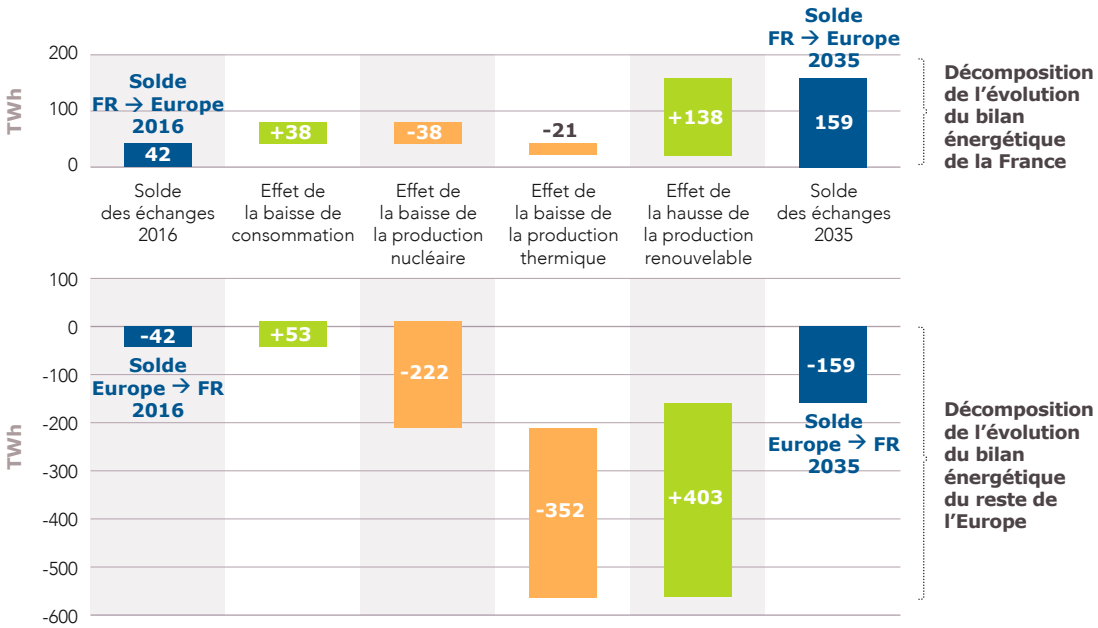
4.6. L'accroissement des exports dans les scénarios *Ampère* et *Volt* peut être corrélé à l'augmentation de la production renouvelable en France et à la fermeture de nombreuses tranches nucléaires dans le reste de l'Europe

Les deux graphiques proposés ci-dessous illustrent, pour le scénario *Volt*[8], la décomposition de l'évolution des bilans énergétiques européens (vu de la France et vu du reste de l'Europe) entre 2017 et 2035, en comparaison du solde exportateur de la France.

Sans prétendre déterminer de manière précise et exhaustive les facteurs explicatifs de l'accroissement du niveau d'export dans le scénario *Volt*[9], ces graphiques permettent de mettre en perspective l'évolution du solde d'exports de la France et des autres évolutions sur la consommation et la production d'électricité en Europe.

Ainsi, l'augmentation du solde exportateur de la France par rapport aux niveaux actuels semble tout particulièrement associée à l'augmentation de la production renouvelable ainsi qu'à la forte baisse de la production thermique et nucléaire dans le reste de l'Europe.

Figure 23. Décomposition de l'évolution des bilans électriques européens, vu de la France et vu du reste de l'Europe, entre 2016 et 2035 dans le scénario *Volt*



8. Des graphiques construits pour le scénario Ampère conduisent aux mêmes conclusions
9. Les graphiques proposés visent à illustrer de manière factuelle l'évolution du bilan énergétique de l'Europe, et non l'effet de chaque paramètre sur le solde exportateur. Par exemple, ces graphiques ne permettent pas d'identifier l'effet du développement des interconnexions sur les volumes d'échanges, bien que ce paramètre ne soit pas complètement neutre.

5. LES EXPORTS DES SCÉNARIOS *AMPÈRE* ET *VOLT* TROUVENT UNE VALORISATION ÉCONOMIQUE IMPORTANTE DANS LES CAS DE BASE, MAIS POTENTIELLEMENT PLUS LIMITÉE DANS CERTAINES VARIANTES

L'analyse des prix moyens de l'électricité et de prix moyens de vente des exports dans les scénarios du Bilan prévisionnel proposée dans cette partie, s'appuie sur les résultats de coûts marginaux issus du modèle d'optimisation de l'équilibre offre-demande. Il est nécessaire de rappeler que cette modélisation représente de manière simplifiée un certain nombre de contraintes et de coûts variables associés aux différents moyens de production. Par exemple, le placement de la production hydraulique est réalisé sur la base d'une vision anticipative de l'équilibre offre-demande, permettant ainsi une optimisation économique de ce placement, mais qui ne permet pas nécessairement de refléter la stratégie de pricing des producteurs hydrauliques en avenir incertain.

Par conséquent, les indicateurs de prix restitués dans cette partie ne peuvent prétendre à représenter de manière précise les prix de marché futurs, à ces horizons. Ces indicateurs permettent plutôt de donner des tendances et d'évaluer des différences entre scénarios. Ils restent par ailleurs très adhérents aux jeux de paramètres de chaque scénario.

Par ailleurs, il convient de rappeler que les indicateurs de coûts marginaux ne reflètent pas le coût complet des scénarios. Ainsi, certains scénarios peuvent être marqués par des prix bas de l'électricité, mais des coûts totaux élevés dont certains passent par des mécanismes de soutien (typiquement pour le financement des énergies renouvelables) et non par le marché de l'énergie. L'analyse du coût complet des scénarios nécessite une approche globale, permettant une évaluation de l'ensemble des dépenses du système électrique. Une telle analyse est ainsi proposée dans le chapitre 11.9 du Bilan prévisionnel 2017.

Les deux premières sections qui suivent présentent respectivement le coût marginal de l'électricité et le prix moyen de vente des exports résultant des simulations dans les cas de base des scénarios *Ampère* et *Volt*. La dernière section considère des variantes dans lesquelles certains paramètres sont modifiés, mais où la capacité thermique et nucléaire n'est pas réajustée (à l'exception des variantes dites «*Ampère 2*» dans lesquelles la capacité nucléaire s'adapte au moindre développement des énergies renouvelables).

5.1. Un coût marginal de l'électricité élevé, y compris en période de forts exports

L'analyse des coûts marginaux de l'électricité issus des simulations montre que la production d'électricité trouve une valorisation économique importante dans les scénarios *Ampère* et *Volt*. En effet, bien que les volumes de production nucléaire et renouvelable tirent à la baisse le coût marginal de l'électricité en France, celui-ci reste en moyenne mensuelle supérieur à 40 €/MWh, voire 50 €/MWh dans le scénario *Ampère*, y compris durant la période estivale pendant laquelle les niveaux d'export sont les plus hauts.

Figure 24. Exports et imports mensuels dans les scénarios *Ampère* et *Volt* en 2025, 2030 et 2035

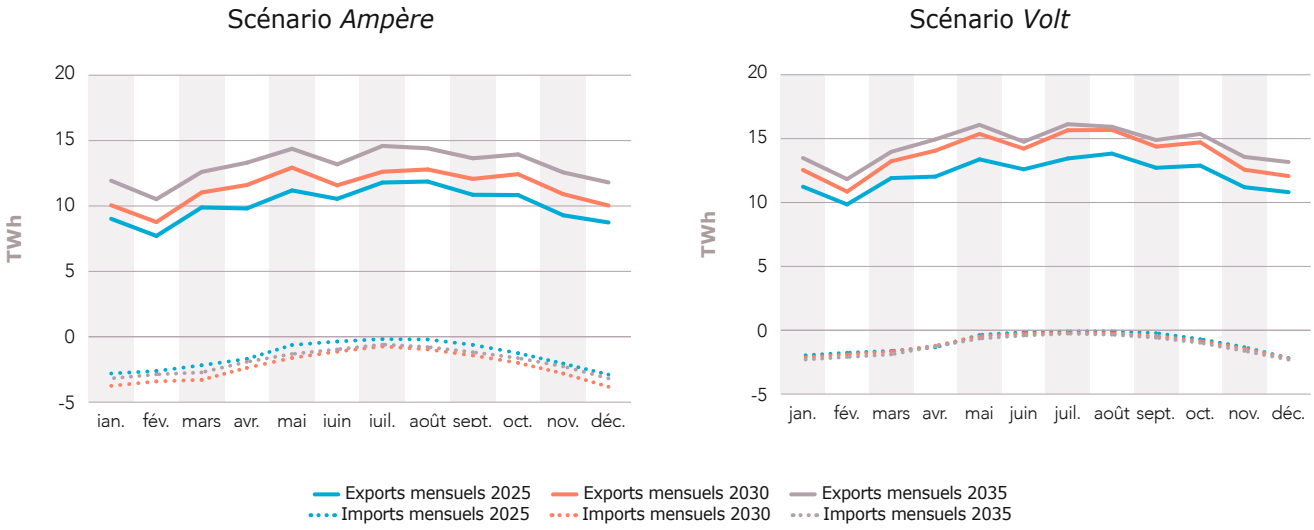
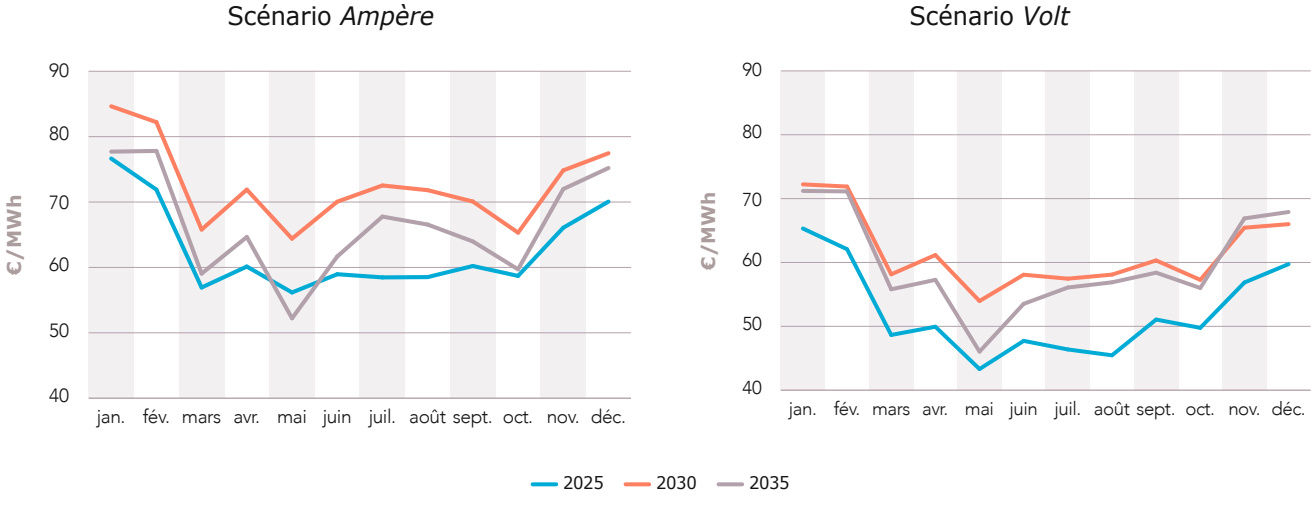


Figure 25. Coût marginal moyen mensuel de l'électricité en France estimé dans les scénarios *Ampère* et *Volt* en 2025, 2030 et 2035



5.2. Une valorisation des exports supérieure à 50 €/MWh dans les scénarios *Ampère* et *Volt*

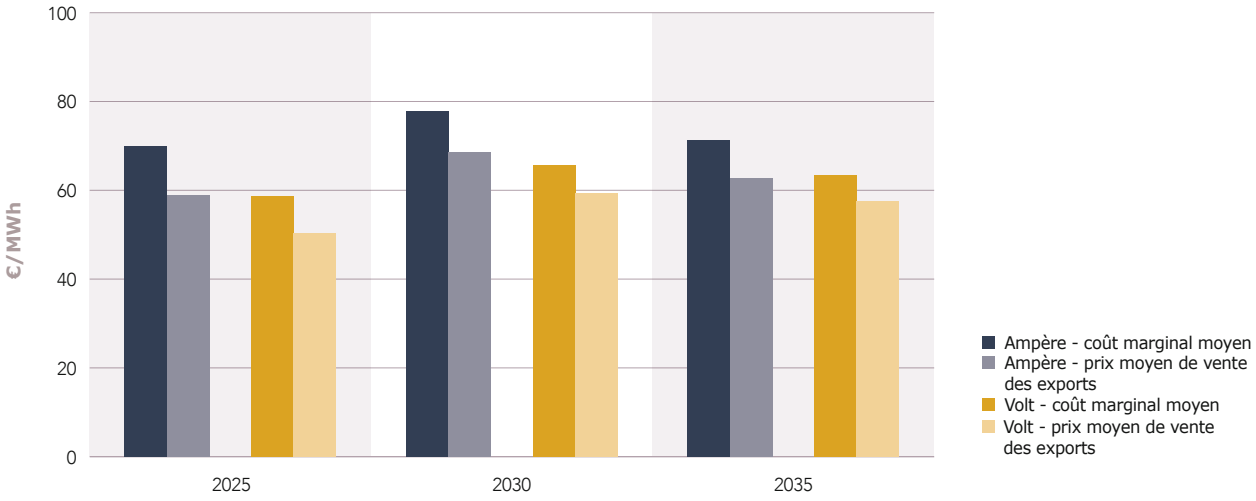
L'analyse du coût marginal moyen de l'électricité en France peut être complétée par le calcul d'indicateurs sur le prix de vente des exports, comme exposé dans la section 2.5.

La figure ci-dessous montre que ces deux indicateurs de prix sont du même ordre de grandeur et suivent des évolutions similaires. De même que pour les niveaux historiques observés au cours des dernières années (cf. section 2.5), le prix moyen de vente des exports s'établit ainsi à un niveau légèrement inférieur au prix spot moyen.

Les exports se trouvent en moyenne annuelle vendus à plus de 60 €/MWh dans le scénario *Ampère* et plus de 50 €/MWh dans le scénario *Volt*. Ces niveaux de valorisation des exports s'expliquent notamment par la part de production thermique en Europe qui reste encore significative en 2035 *(cf. section précédente).*

Ces niveaux de prix permettent donc d'assurer l'équilibre économique des moyens de production dans l'ensemble des deux scénarios *Ampère* et *Volt*. Ce résultat découle du cadrage économique utilisé pour la construction de ces scénarios : ainsi, le scénario *Ampère* repose sur une substitution entre production d'énergie EnR et nucléaire tandis que le scénario *Volt* intègre une adaptation de la capacité nucléaire en fonction des débouchés économiques. Ce principe de bouclage économique du mix garantit finalement la rentabilité des moyens de production thermiques en France.

Figure 26. Coût marginal moyen et prix moyen de vente des exports dans les scénarios *Ampère* et *Volt*



5.3. Un coût marginal de l'électricité néanmoins sensible à certains paramètres

Sur les marchés de l'électricité, l'énergie s'échange au coût marginal du moyen le plus cher nécessaire à l'équilibre entre l'offre et la demande du système électrique. Toutes choses étant égales par ailleurs, plusieurs facteurs peuvent avoir un effet à la baisse sur le prix marginal :

- un prix du CO_2 durablement bas (qui conduit à une réduction du coût variable des moyens de production thermiques fossiles) ;
- l'accroissement d'une énergie disponible à faible coût variable, avec des trajectoires renouvelables plus ambitieuses ou la présence d'autres tranches nucléaires en Europe ;
- la baisse de la demande d'électricité ;
- pour un pays exportateur comme la France, un moindre développement des capacités d'interconnexion.

Les trois figures suivantes illustrent la sensibilité des indicateurs de prix de l'électricité (coût marginal moyen et prix moyen de vente des exports) aux hypothèses retenues pour les scénarios *Ampère* et *Volt*, en s'appuyant sur les mêmes variantes que dans la section 4.4. L'analyse montre que la valorisation des exports reste très corrélée au coût marginal de l'électricité dans toutes les variantes. En conséquence, les différents déterminants conduisant à réduire la valeur du prix marginal conduisent également à une réduction du prix des exports.

Il est important de noter que les analyses de sensibilité sont menées sur chacun des paramètres, toutes les autres hypothèses étant supposées égales par ailleurs. En particulier, les variantes testées n'intègrent pas une adaptation économique du parc de production (nucléaire ou thermique fossile) en fonction des niveaux de prix, qui pourrait ainsi nuancer les différents effets sur les prix.

Dans le scénario *Ampère*, les prix se maintiennent à des niveaux plutôt élevés (>50 €/MWh) dans la plupart des variantes, tirés par la valeur élevée du prix du carbone (105 €/t en 2035, sauf dans les deux variantes les plus à droite dans la Figure 27). Seule la variante intégrant un prix du CO_2 bas (à 5€/t) a un impact très important sur le prix de l'électricité. Ceci s'explique par la différence importante d'hypothèse de prix de CO_2 par rapport au cas

Figure 27. Coût marginal moyen de l'électricité et prix moyen de vente des exports des variantes du scénario *Ampère* en 2035

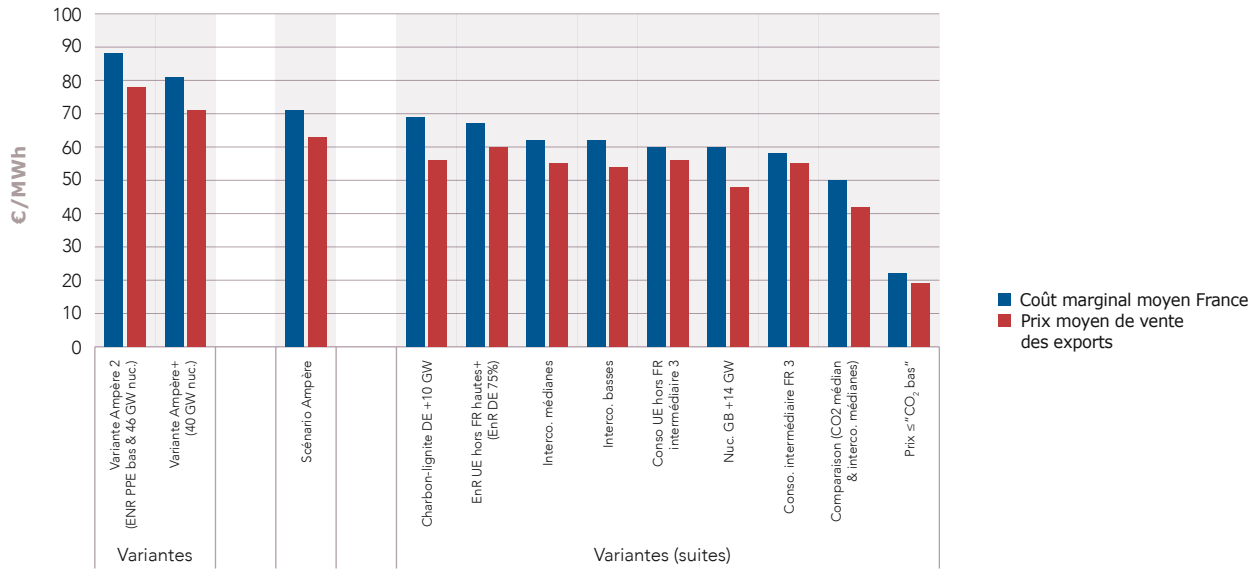
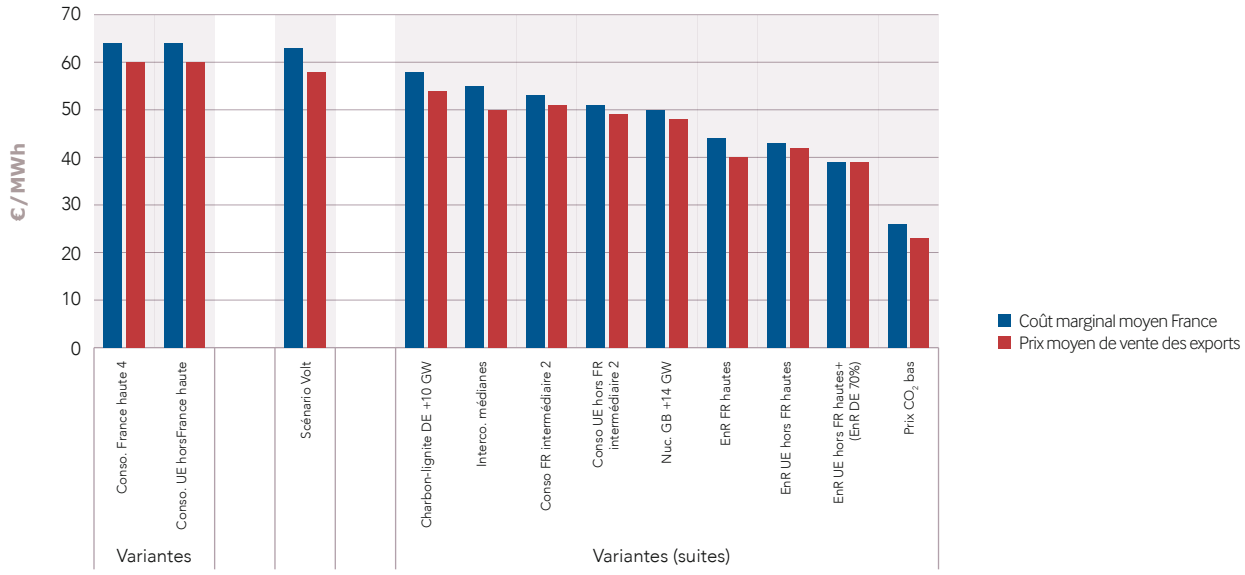


Figure 28. Coût marginal de l'électricité et prix moyen de vente des exports dans des variantes du scénario *Volt* en 2035 dans lesquelles une seule hypothèse est modifiée



de base (différence de 100 €/t) qui tend à réduire fortement les coûts variables des moyens de production thermique en France et à l'étranger, et à déprimer considérablement les prix de l'électricité.

Dans le scénario *Volt*, le coût marginal moyen de l'électricité s'établit également à un niveau relativement élevé, autour de 60 €/MWh, malgré une hypothèse de prix du CO_2 plus faible. En effet, le cadrage économique du scénario retient un principe de pilotage économique de la filière nucléaire, visant à minimiser le coût total du mix électrique français et à adapter la capacité nucléaire à l'évolution du contexte.

Ces niveaux de prix sont également avérés dans plusieurs analyses de sensibilité. Cependant, la variation de certains paramètres peut tout de même tirer les prix de l'électricité à la baisse de manière significative, à des niveaux inférieurs à 50 €/MWh. En particulier, un développement accru de la production renouvelable en France et/ou en Europe peut avoir un effet important à la baisse sur les indicateurs de prix.

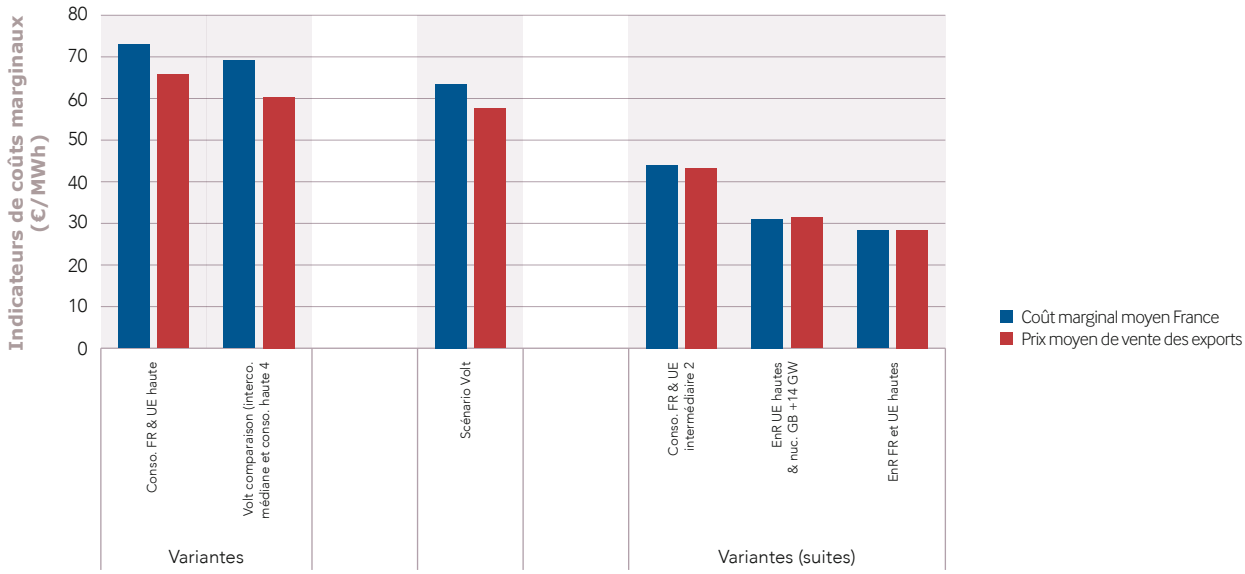
Le cumul de plusieurs facteurs peut par ailleurs influencer les coûts marginaux au-delà du simple ajout des effets individuels. Dans certains cas de pur cumul entre production nucléaire et renouvelable et/ou de prix bas du CO_2, le prix moyen de l'électricité peut atteindre des niveaux bas (prix inférieurs à 40 €/MWh). Sur le temps long, il existe toutefois des forces de rappel pouvant conduire à une adaptation du mix et à une remontée des prix : fermetures de moyens de production qui ne sont pas à l'équilibre économique, développement de consommation supplémentaire dans le domaine industriel ou pour la production de gaz de synthèse *(power-to-hydrogen* ou *power-to-gas* fonctionnant «en bande» et non simplement pour éponger les surplus de production renouvelable), etc.

Les raisonnements inverses s'appliquent également à des scénarios de prix haut.

L'analyse montre une cohérence économique du cadrage des scénarios *Ampère* et *Volt*, découlant des principes de construction des cas de base de ces scénarios :

- les volumes d'export atteignent des niveaux importants et relativement stables dans l'ensemble des variantes étudiées. Les résultats de solde exportateur sont donc robustes aux différents paramètres du mix ;
- les prix de l'électricité s'établissent à des niveaux soutenus dans les cas de base des deux

Figure 29. Coût marginal de l'électricité et prix moyen de vente des exports dans des variantes du scénario *Volt* en 2035 où plusieurs hypothèses diffèrent du scénario de base



scénarios et contribuent ainsi à l'équilibre économique des différents moyens de production en France. Cet équilibre résulte du cadrage des scénarios, qui intègrent une substitution entre production nucléaire et renouvelable (scénario *Ampère*) ou une adaptation de la capacité nucléaire (scénario *Volt*). En revanche, dès lors que le paramétrage s'écarte significativement du cadrage économique des cas de base, des effets importants sur les prix apparaissent et nécessiteraient une adaptation des hypothèses sur le parc de production et de flexibilités.

6. D'AUTRES ÉTUDES PERMETTENT DE CONFORTER LES RÉSULTATS DU BILAN PRÉVISIONNEL

6.1. Les volumes d'export du Bilan prévisionnel sont cohérents avec ceux constatés dans l'étude conjointe d'Agora Energiewende et de l'IDDRI

L'IDDRI et Agora Energiewende ont réalisé une étude des impacts croisés des choix de la France et de l'Allemagne sur le nucléaire et charbon dans le contexte du développement des énergies renouvelables à l'horizon 2030[10]. Les résultats de cette étude, bien que basée sur des hypothèses plus faibles de développement des interconnexions, viennent néanmoins confirmer les volumes d'export importants constatés dans le scénario *Volt*.

L'étude de l'Agora et de l'IDDRI porte sur des variantes proches de celles menées pour concevoir la capacité nucléaire du scénario *Volt*

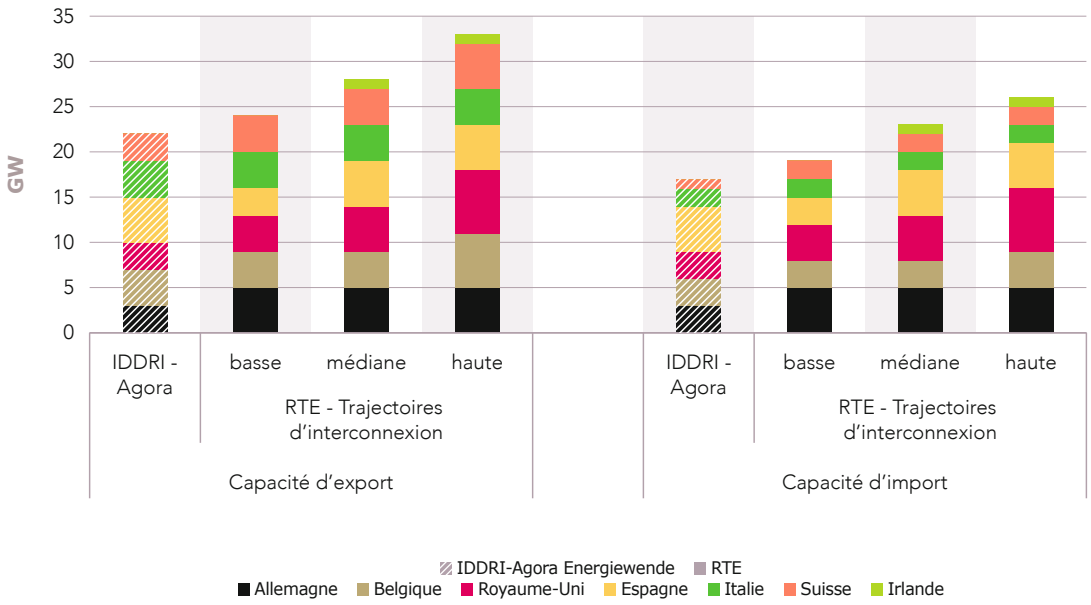
L'IDDRI et Agora Energiewende étudient sept scénarios qui se différencient par les capacités installées de charbon et d'EnR en Allemagne et par les capacités installées du nucléaire en France, comme l'illustre le tableau ci-dessous.

Figure 30. Scénarios étudiés en France et en Allemagne à l'horizon 2030 dans l'étude réalisée par l'IDDRI et Agora Energiewende

Prix CO_2 de référence à 30 €/t	Nucléaire haut (63 GW) EnR PPE	Nucléaire moyen (50 GW) EnR PPE	Nucléaire bas (40 GW) EnR PPE
Charbon moyen* (24,3 GW) EnR ~ 50 %	✓	✓ +variante CO_2 haut(50 €/t)	✓
Charbon bas (18,6 GW) EnR ~ 60 %	✓	✓	✓
Charbon bas (18,6 GW) EnR ~ 50 %	✓		

10. L'Energiewende et la transition énergétique à l'horizon 2030, Agora Energiewende, IDDRI, mars 2018

Figure 31. Comparaison des hypothèses de capacité des interconnexions françaises en 2030



Il existe une certaine proximité entre les scénarios étudiés par l'IDDRI et Agora Energiewende et ceux considérés dans le Bilan Prévisionnel pour concevoir la capacité nucléaire dans le scénario *Volt*, bien qu'ils diffèrent systématiquement sur au moins un déterminant (en particulier la capacité d'interconnexion mais pas seulement). L'IDDRI et Agora testent l'effet croisé de différentes capacités nucléaires en France et de capacités charbon et renouvelables en Allemagne, tout comme cela a été fait pour la construction du scénario *Volt* (incluant également l'effet d'autres paramètres – cf. section 4.2).

Des hypothèses de capacités d'interconnexion plus basses que l'hypothèse d'interconnexions médiane du Bilan prévisionnel

La capacité d'interconnexion retenue par Agora et l'IDDRI dans leur analyse est plus basse que les trajectoires d'interconnexions médiane et haute du Bilan prévisionnel, qui ont été utilisées pour l'étude des scénarios *Volt* et *Ampère* (trajectoire haute dans les cas de base de ces scénarios et trajectoire moyenne en analyse de sensibilité).

L'IDDRI et Agora Energiewende se basent en effet sur les seuls projets déjà engagés par les gestionnaires de réseaux au niveau européen (phase de «design et permitting», «commissionned» et «under construction» dans la nomenclature retenue par l'ENTSO-E). Cette approche conduit à ne retenir qu'une partie des projets identifiés par ENTSO-E à long terme. En pratique, l'hypothèse de capacité d'interconnexion retenue pour la France en 2030 pourrait être atteinte dès l'horizon 2025, étant donné les projets en cours (IFA 2, Eleclink, Savoie-Piémont, etc.).

Des soldes exportateurs malgré tout cohérents avec ceux du Bilan prévisionnel

Malgré l'hypothèse de faible volume de capacités d'interconnexion, l'étude de l'IDDRI et Agora Energiewende aboutit à des volumes conséquents d'export. Le solde exportateur de la France atteint ainsi environ 110 TWh en 2030 dans l'hypothèse d'un parc nucléaire de 50 GW, et même près de 150 TWh lorsque le parc nucléaire français est maintenu au niveau actuel de 63 GW, ces volumes étant par ailleurs valables quelles que soient les hypothèses retenues sur le parc de production allemand.

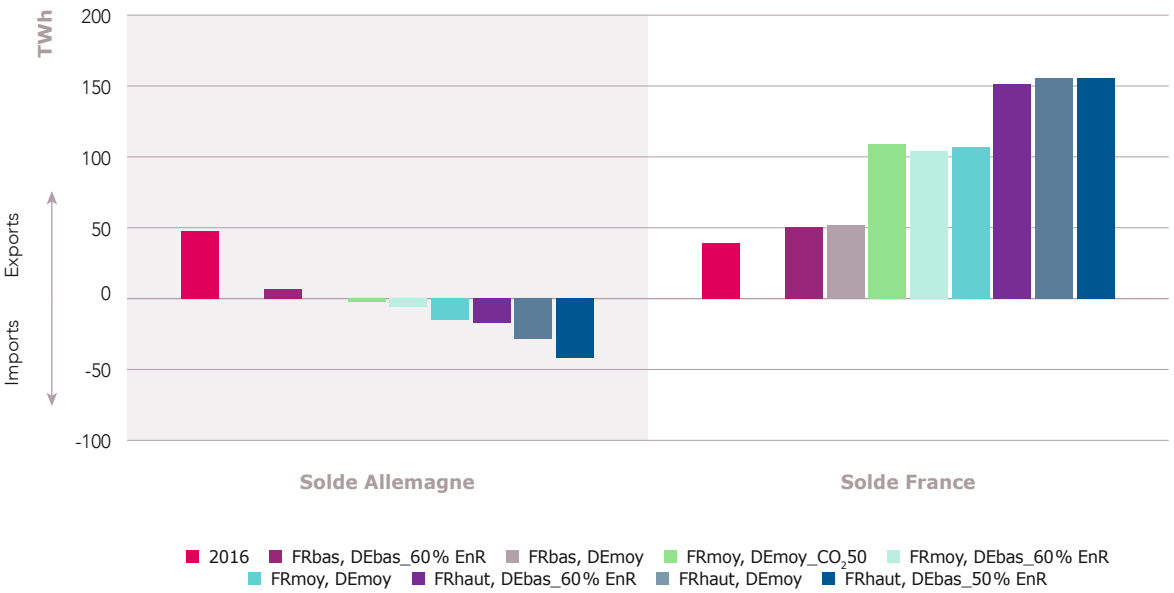


Figure 32. Bilan des échanges d'électricité de l'Allemagne et de la France (en TWh) dans les différents scénarios 2030 considérés par l'étude réalisée par l'IDDRI et Agora Energiewende, comparés à 2016

Ces résultats en termes de solde exportateur de la France sont donc du même ordre de grandeur que les volumes obtenus dans les scénarios *Ampère* et *Volt* du Bilan prévisionnel au même horizon (respectivement 109 TWh et 152 TWh).

On peut également remarquer que l'Allemagne n'est légèrement exportatrice (moins de 10 TWh) que dans 2 scénarios sur 8 (lorsque la capacité nucléaire est supposée faible en France à 40 GW) tandis qu'elle est importatrice dans tous les autres scénarios, jusqu'à plus de 40 TWh.

L'analyse met par ailleurs en évidence une saturation conséquente des capacités d'interconnexion françaises qui pourrait justifier le développement d'interconnexions supplémentaires

L'hypothèse de faible développement des capacités d'interconnexion retenue dans les scénarios de l'IDDRI et d'Agora Energiewende – alors même qu'il existe des opportunités d'échanges importantes entre les différents pays dans ces scénarios – conduit à une saturation conséquente de ces capacités, comme l'illustre la Figure 33. Celle-ci indique les soldes journaliers des échanges électriques de la France dans le cas nucléaire élevé (63 GW) en France et baisse du charbon couplée à une hausse des énergies renouvelables à 60 % pour l'Allemagne. Sur de très nombreuses journées dans l'année, le solde exportateur moyen journalier atteint ainsi environ 22 GW, soit le niveau d'export maximal possible pour la France dans ce scénario.

Cette intense saturation interroge l'hypothèse de faibles capacités d'interconnexion car les flux qui y transitent ont une valorisation économique significative. En effet, le mix français étant composé essentiellement de moyens dont les coûts variables sont très faibles (production renouvelable et nucléaire) et les mix des autres pays européens s'appuyant en grande partie sur de la production thermique à coût variable élevé, les différentiels de prix de l'électricité entre la France et ses voisins peuvent s'établir à des niveaux élevés.

Les congestions aux interconnexions pourraient alors conduire à des rentes élevées pour les gestionnaires de réseaux concernés. Le cadre européen vise justement à éviter ces situations : les rentes

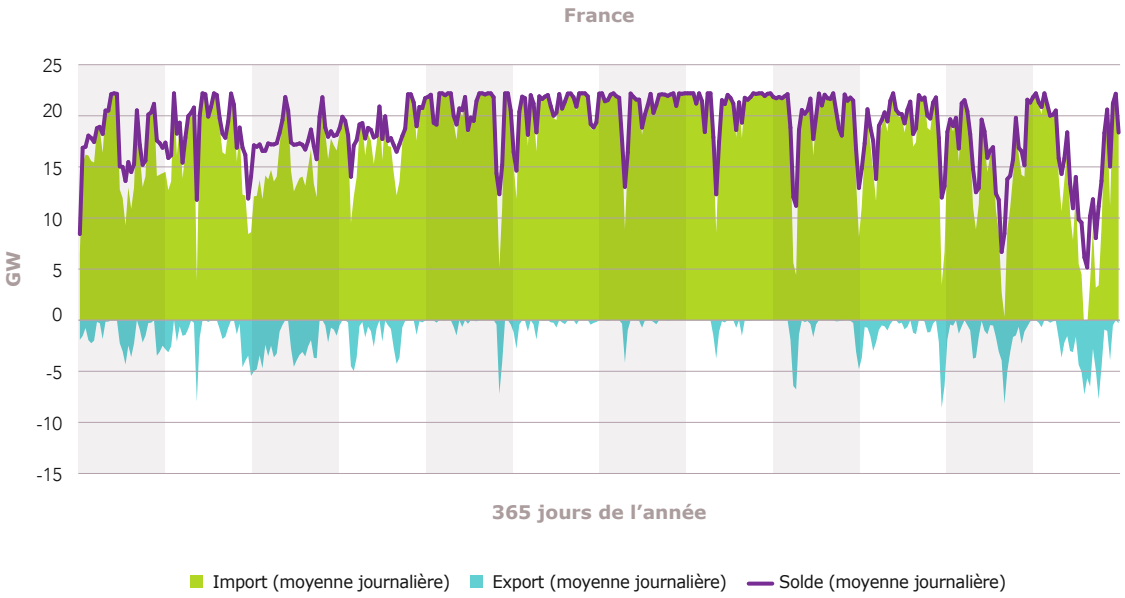


Figure 33. Solde journalier des échanges internationaux d'électricité de la France dans le scénario charbon bas-60 % ENR de l'étude réalisée par l'IDDRI et Agora Energiewende

de congestion récupérées par les gestionnaires de réseaux doivent servir en priorité au développement de nouvelles lignes d'interconnexion (dès lors que les contraintes d'acceptabilité locale les rendent possibles), permettant ainsi de limiter les congestions. En théorie, le maintien d'une situation de saturation permanente n'est donc pas durable dans le cadre européen.

6.2. L'étude d'adéquation belge réalisée par Elia confirme la situation fortement importatrice de la Belgique après 2025

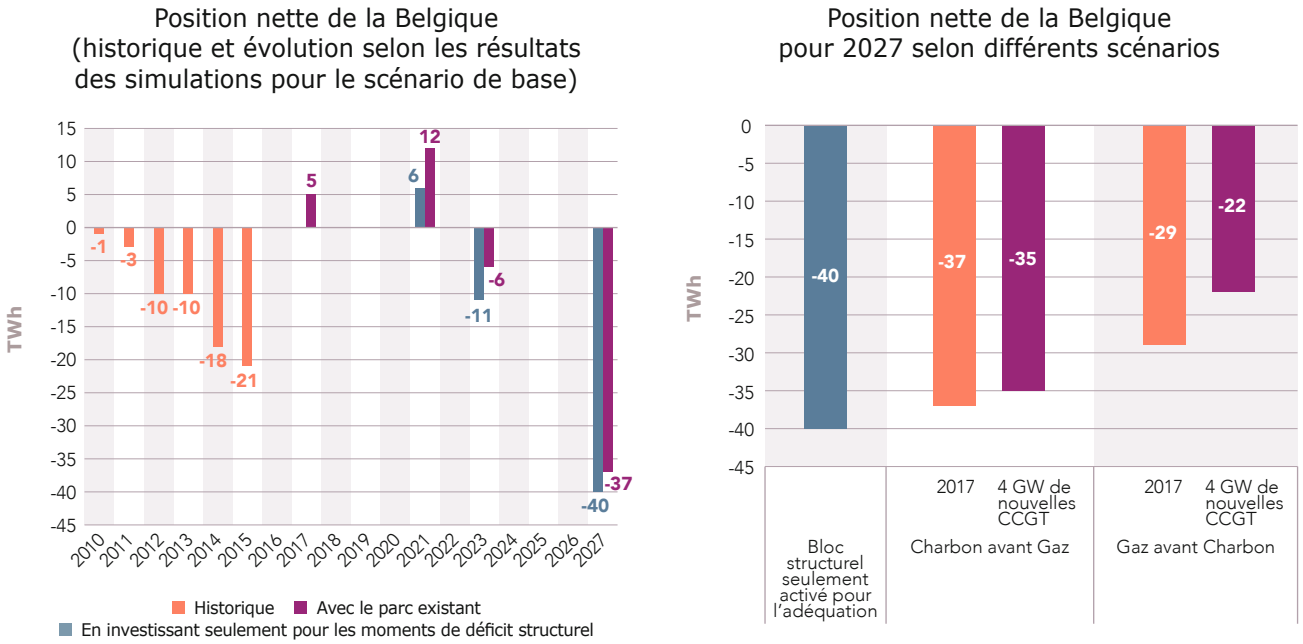
Dans le cadre des évolutions du système énergétique belge, et de l'objectif de sortie du nucléaire à horizon 2025, la Ministre fédérale de l'énergie a demandé au gestionnaire de réseau de transport d'électricité belge Elia, de mener une étude sur les besoins de capacité pour assurer la sécurité d'approvisionnement à horizon 2027.

Pour ce faire, Elia a réalisé des simulations probabilistes de l'équilibre offre-demande en Belgique, en intégrant la représentation de la contribution des interconnexions et des pays voisins. En pratique, cette étude s'appuie donc sur un socle méthodologique et des outils de modélisation similaires à ceux utilisés dans le Bilan prévisionnel.

Les résultats des simulations tendent à montrer que le solde d'échanges de la Belgique tendrait à devenir très importateur à horizon 2027, avec un solde net s'élevant à environ -40 TWh, soit près de 50 % de la consommation annuelle d'électricité du pays. Ce caractère importateur de la Belgique semble par ailleurs robuste aux variantes testées : même dans une hypothèse de développement important du parc thermique belge et de compétitivité du gaz par rapport au charbon, le solde importateur de la Belgique s'élèverait à plus de 20 TWh.

Ces volumes d'import pour la Belgique sont en ordre de grandeur comparables à ceux qui résultent des simulations du Bilan prévisionnel : à titre de comparaison, dans les scénarios *Ampère* et *Volt* à horizon 2030, le solde d'échanges annuel moyen de la Belgique serait importateur d'environ 20 à 25 TWh.

Figure 34. Solde des échanges de la Belgique dans différents scénarios de l'étude d'adéquation d'Elia



6.3. Les résultats sur le solde exportateur de la France dans les scénarios du TYNDP sont cohérents avec ceux du Bilan prévisionnel 2017

L'édition 2018 du plan décennal de développement du réseau européen (TYNDP), récemment mise en consultation par l'association des gestionnaires des réseaux de transport européens ENTSO-E, fournit des scénarios prospectifs à horizon 2030 et 2040. Ceux-ci sont destinés à être utilisés pour analyser l'évolution du mix électrique européen, et en particulier pour l'analyse coûts-bénéfices des projets d'interconnexion électrique.

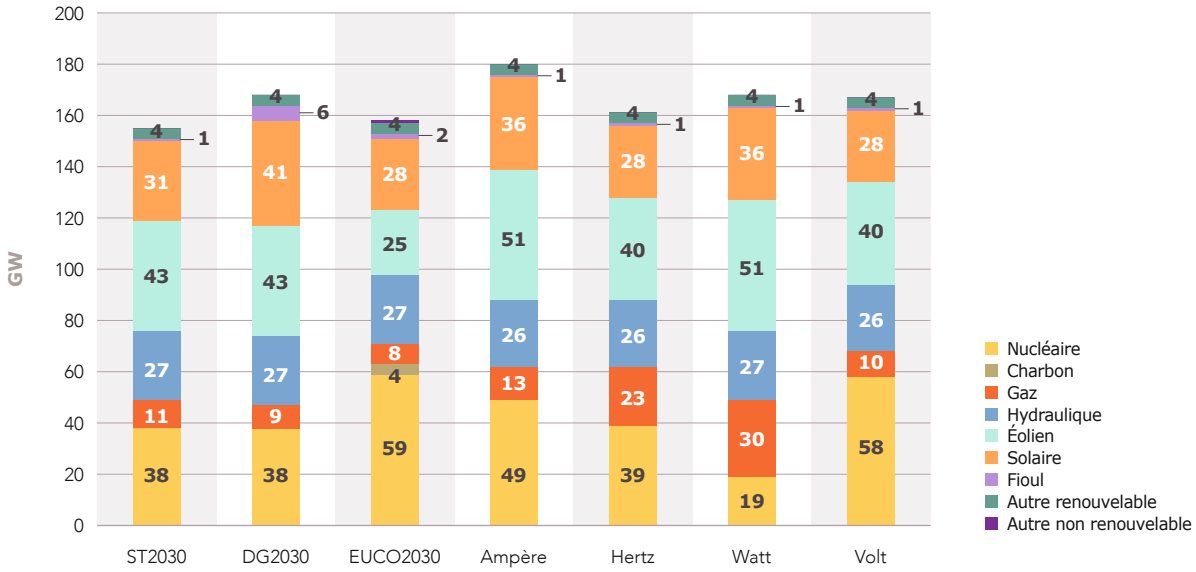
Pour l'horizon 2030, le TYNDP 2018 propose trois scénarios *(Sustainable Transition, Distributed Generation, EUCO),* dont les capacités électriques installées en France sont illustrées sur la figure ci-dessous, en comparaison de celles issues des scénarios du Bilan prévisionnel 2017.

Le scénario EUCO 2030 de la Commission européenne conduit à un niveau de solde exportateur de la France similaire à celui obtenu dans le scénario *Ampère*

Parmi les trois scénarios proposés pour l'horizon 2030, le scénario EUCO correspond au scénario de référence élaboré par la Commission européenne en 2016 et modélisant une trajectoire possible pour l'atteinte des objectifs européens inscrits dans le dernier paquet climat-énergie de 2014. Celui-ci intègre :

- une demande électrique en hausse (497 TWh pour la France à horizon 2030 contre 472 TWh dans la trajectoire de consommation haute du Bilan prévisionnel) ;

Figure 35. Parc de production installé en France à horizon 2030 dans les différents scénarios du Bilan prévisionnel 2017 et du TYNDP 2018



- un maintien important de la capacité nucléaire en France à environ 60 GW à horizon 2030, soit un niveau supérieur à celle obtenue dans les scénarios du Bilan prévisionnel à cet horizon ;
- un développement relativement limité des énergies renouvelables (environ 160 TWh de productible renouvelable contre 200 à 250 TWh dans les scénarios du Bilan prévisionnel à horizon 2030).

Bien que ce scénario diffère assez nettement des scénarios du Bilan prévisionnel 2017, il peut être rapproché des scénarios *Ampère* et Volt en termes de productible total à faible coût variable (productible EnR + nucléaire).

Dans le scénario EUCO, le solde exportateur net de la France s'établit à un niveau élevé, à environ 100 TWh par an en 2030, soit un niveau légèrement inférieur à celui obtenu dans le scénario *Ampère* (environ 110 TWh) au même horizon. Cette différence peut toutefois s'expliquer par une consommation électrique en France plus élevée dans le scénario EUCO que dans le scénario Ampère (et a fortiori bien plus élevée que dans le scénario *Volt*).

S'agissant des indicateurs de prix de l'électricité, les résultats publiés par l'association ENTSO-E indiquent un coût marginal moyen en France à horizon 2030 de l'ordre de 67 €/MWh, soit un niveau quasiment égal à celui obtenu dans le scénario Volt au même horizon (66 €/MWh), sachant que les deux scénarios sont basés sur des hypothèses de coût de combustible et de CO_2 très proches (notamment un prix du CO_2 de 27 €/t en 2030).

Par ailleurs, le scénario EUCO aboutit à un solde d'échanges négatif pour l'Allemagne à horizon 2030, malgré une hypothèse de pénétration importante des énergies renouvelables dans ce pays (part de 60 % dans la production d'électricité totale allemande, soit un niveau similaire à celui du scénario *Ampère*).

Les scénarios ST2030 et DG2030 présentent des volumes d'export de la France plus limités mais cohérents avec les résultats pour le scénario *Hertz* du Bilan prévisionnel

Les deux autres scénarios *Sustainable Transition* (ST2030) et *Distributed Generation* (DG2030) publiés dans le TYNDP 2018 présentent des caractéristiques proches du scénario *Hertz*, s'agissant du mix électrique français :

- la capacité nucléaire se situe au même niveau dans les trois scénarios, entre 38 et 39 GW en 2030 ;
- le productible renouvelable atteint des niveaux similaires dans les trois scénarios, de l'ordre de 200 à 220 TWh ;
- la demande électrique est en légère baisse d'ici à 2030.

En conséquence, les soldes exportateurs de la France obtenus dans ces trois scénarios, sont du même ordre de grandeur, compris entre 15 et 35 TWh. Ils s'établissent logiquement à un niveau inférieur à ceux obtenus dans les scénarios *Ampère* et *Volt*, du fait des moindres volumes de productible à faible coût variable.

Les indicateurs de coûts marginaux moyens pour la France s'établissent respectivement à environ 84 €/MWh et 69 €/MWh dans les scénarios ST2030 et DG2030. Néanmoins, la comparaison avec les indicateurs obtenus dans le scénario *Hertz* apparaît moins évidente car ces deux scénarios sont basés sur des hypothèses de coût de CO_2 nettement différentes (respectivement 84 €/t et 50 €/t contre seulement 27 €/t dans *Hertz*).

6.4. L'étude récente du consortium Energy Union Choices conduit également à des soldes exportateurs élevés pour la France

La Fondation européenne pour le climat (ECF) et ses partenaires du consortium Energy Union Choices (EUC) ont récemment publié un rapport intitulé *« Plus propre, plus intelligent, moins cher : saisir les opportunités d'un système électrique européen en pleine évolution »* portant sur les perspectives d'évolution du mix électrique européen à horizon 2030. La restitution de ces travaux inclut un dossier d'information spécifique sur les scénarios d'évolution du système électrique français, en comparaison des scénarios du Bilan prévisionnel de RTE.

L'étude de l'EUC établit deux scénarios :

- un scénario « de référence » (REF), reflétant une trajectoire *business-as-usual* et sans rupture sur les politiques énergétiques européennes. Celui-ci est construit à partir du scénario EUCO30, qui sert de référence pour les travaux d'analyse de la Commission européenne. Il s'avère finalement proche du scénario *Volt* à horizon 2030, avec cependant un niveau de consommation plus élevé et un développement des énergies renouvelables plus faible. Dans le scénario REF, le solde exportateur net de la France se situe à 128 TWh/an, soit à un niveau légèrement inférieur au solde exportateur de *Volt* à 152 TWh/an du fait des différences d'hypothèses sur l'évolution de la consommation.
- un scénario « d'opportunité » (OPS), reflétant une politique énergétique plus ambitieuse marquée par une sortie plus rapide des actifs de production d'électricité conventionnels et par une flexibilisation importante de la demande électrique. S'agissant du mix électrique français, ce scénario conduit (i) à un développement très soutenu des énergies renouvelables, celles-ci représentant un total de 50 % de la production d'électricité à horizon 2030, et (ii) une capacité nucléaire réduite à 40 GW au même horizon. Malgré cette trajectoire de déclassement rapide du nucléaire (qui s'apparente à celle du scénario *Hertz)*, le solde exportateur net de la France reste élevé dans le scénario OPS, avec un niveau d'environ 80 TWh à horizon 2030, tiré par le développement des énergies renouvelables.

Ces deux scénarios permettent ainsi de retrouver des volumes de solde exportateur cohérents avec ceux du Bilan prévisionnel.

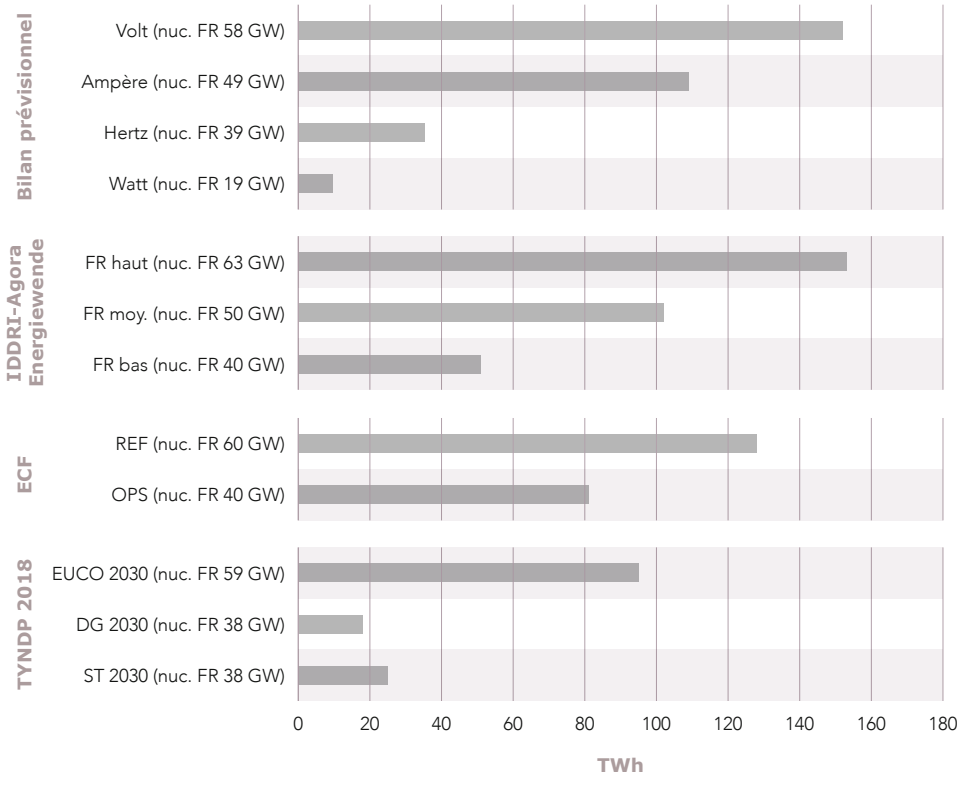
6.5. En conclusion, les études européennes basées sur une modélisation explicite des échanges d'électricité aboutissent à des résultats cohérents avec ceux du Bilan prévisionnel

La modélisation conçue et utilisée par RTE pour les analyses du Bilan prévisionnel intègre, depuis de nombreuses années, une modélisation explicite du fonctionnement du marché de l'électricité européen et des échanges d'électricité entre les différents pays.

Au niveau européen, le développement des capacités d'interconnexion conduit à un accroissement des interdépendances et des échanges entre les systèmes électriques des différents pays. La prise en compte précise de ces échanges est donc désormais un enjeu majeur dans les analyses prospectives sur l'évolution du mix électrique.

Aujourd'hui, de nombreuses études externes utilisent donc des approches de modélisation du marché européen similaires à celles développées par RTE, voire des outils identiques, comme c'est le cas pour les études d'adéquation réalisées par le gestionnaire de réseau de transport d'électricité belge Elia.

Figure 36. Solde d'échanges de la France dans à horizon 2030 dans différents scénarios et études européennes



S'agissant des résultats sur les échanges d'électricité aux interconnexions, les études basées sur une modélisation explicite du marché d'électricité européen permettent de retrouver des résultats comparables à ceux obtenus dans le Bilan prévisionnel, confortant ainsi la modélisation et les analyses réalisées par RTE.

Dans toutes les études passées en revue, le solde exportateur de la France atteint des niveaux contrastés mais qui restent élevés, et a fortiori supérieurs au niveau actuel dans presque tous les scénarios. Les différences de solde entre les scénarios peuvent par ailleurs s'expliquer de manière logique par des différences d'hypothèses sur le cadrage des scénarios, mais au premier ordre, le niveau du solde exportateur de la France correspond toujours approximativement à la différence entre la production annuelle totale à faible coût variable et la consommation électrique.

Les autres études de la littérature confirment donc la robustesse des résultats en termes de volumes d'énergie exportée par la France, ainsi que la sensibilité plus importante des prix au cadrage des scénarios. Bien qu'il puisse exister une problématique liée à l'acceptabilité politique des volumes d'export dans les pays voisins, celle-ci n'est pas modélisée et ne peut donc être prise en compte dans l'élaboration des différents scénarios.

Pour les futures études du Bilan prévisionnel, RTE poursuit l'amélioration de la modélisation du système électrique européen, dans un contexte d'accroissement des capacités d'échanges entre l'ensemble des pays européens. En particulier, les prochaines études incluront une représentation affinée des pays « électriquement plus éloignés » de la France (Scandinavie, pays de l'Europe de l'est, etc.).