

Thèse n°5 sur l'impact de la transition énergétique sur les réseaux électriques

Etude sur les perspectives stratégiques de l'énergie

Mai 2018

I. Rappel de la thèse et résultats du *Sounding Board*

a. [Impact opérateurs] La transition énergétique aura un impact majeur sur les grands équilibres des réseaux électriques, engendrant à la fois un besoin significatif en réseaux et une baisse du taux d'utilisation de ceux-ci (liée à l'autoconsommation et à la décentralisation de la production).

b. [Optimisation transport/production] Le passage à une proportion élevée d'ENR représentera une refonte complète des systèmes et des réseaux électriques, nécessitant une réflexion d'ensemble pour optimiser globalement les investissements dans les réseaux de transport et les moyens de production.

c. [Réseaux de transport] La demande apparente vue des réseaux de transport diminuera fortement du fait du développement de la production décentralisée, mais les besoins en interconnexions augmenteront pour exploiter le foisonnement climatique des ENR.

a) Impact opérateurs



- A l'horizon 2030, cette thèse n'emporte l'adhésion que de moins de la moitié des répondants et plus d'un tiers des répondants ne se prononcent pas.** L'analyse des commentaires révèle des divergences d'appréciation selon l'origine géographique des répondants et l'observation de leur propre système électrique. Une part importante des répondants, et en particulier dans les pays européens les plus avancés dans leur transition énergétique, convergent sur un besoin croissant en infrastructures de transport, mais peinent à envisager une baisse du taux d'utilisation de ceux-ci à court terme : « Avec le déploiement accéléré de l'éolien et du solaire, [...] l'extension des réseaux de transport devient de plus en plus importante », et « les réseaux de transport THT seront de plus en plus utilisés et auront de plus en plus de valeur ». Les répondants américains, et en particulier californiens, insistent plutôt sur la « baisse des taux d'utilisation en lien avec l'autoconsommation/production, la décentralisation et les microgrids ».
- L'assentiment est en revanche plus marqué à l'horizon 2050 avec ~65% d'avis positifs de ; cette tendance est plus marquée en Europe, où un impact plus important de l'autoconsommation sur les taux d'utilisation des réseaux est attendu à cette échéance.** Certains commentaires soulèvent le rôle du stockage qui pourrait limiter les besoins en infrastructures réseaux : « le stockage distribué permettra au contraire, particulièrement dans les pays qui se modernisent, de rejeter le modèle actuel de réseau fort et très dense ».

Extraits des commentaires :

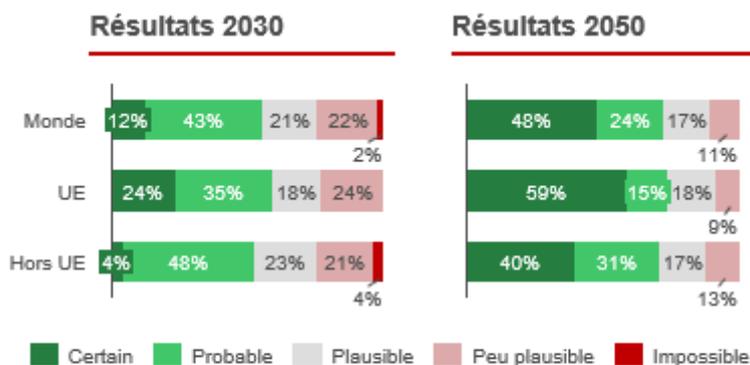
- **Verbatim en faveur de la thèse :**

- “With increasing deployment of wind and solar, large-area pooling and therefore transmission grid expansion become more important.”
- « Les ENR compétitives sur le marché restent en grande majorité disponibles dans des zones éloignées des grands centres de consommation, ce qui nécessite l'extension des réseaux. Même si des instruments de pilotage de la demande vont se déployer, ils ne conduiront pas, dans leur majorité, à une totale autonomie énergétique dans chaque zone d'équilibrage sans recours aux interconnexions. »
- « Le réseau de distribution sera le plus impacté et devra devenir "very smart". Un déploiement massif de PV en environnement urbanisé va certainement impliquer une baisse de son utilisation telle qu'elle est aujourd'hui. Le développement de l'auto-consommation collective va engendrer un autre type d'utilisation. Le réseau de transport changera peut-être de configuration mais sera le garant du transit de production extrêmement localisée (éolien, énergies marines, etc.) et des échanges avec nos voisins. Le besoin significatif en réseau dépendra des pays. »

➤ **Réserves exprimées :**

- “I agree, there will be a significant impact on the grid as a result of more renewable resources, particularly due to distributed (decentralized) energy resources. In the short-term, there may be a need for new transmission to access areas with an abundance of renewable wind, solar, or geothermal resources. However, as distributed resources become more prevalent, there will be less need for transmission infrastructure. On the distribution network, energy storage will enable better management of the grid, allowing for more efficient utilization of the grid and reducing the need for capital upgrades. The grid will see more bi-directional flow with greater penetrations of distributed solar, and innovations such as transactive energy.”

b) Optimisation transport/production



- **Cette thèse rencontre ~55% d'avis positif dès l'horizon 2030 au niveau mondial**, la majorité du panel estimant que « l'exploitation des réseaux nécessitera probablement une optimisation prenant en compte l'ensemble du système plutôt qu'une approche *Top-Down* à partir des moyens de production comme cela est fait actuellement ». Quelques réserves sont cependant encore formulées. La thèse envisage en effet « une refonte complète des systèmes et des réseaux électriques », et un tel changement paraît exagéré à relativement court terme (~10 ans) pour beaucoup de répondants. Tous attendent une réflexion sur le thème de l'optimisation des investissements entre les réseaux de transport et la production, mais la refonte des réseaux se fera sur « une échelle temporelle probablement plus longue que ne le souhaiteraient les

politiques, en raison d'investissements importants à engager pendant une période de faible croissance économique ».

- **A horizon 2050 un véritable consensus émerge, en particulier au sein du panel européen qui affiche un degré de certitude proche de 60% pour la réalisation de cette thèse.** Le pourcentage élevé de certitude parmi le panel européen peut être attribué au fait que certains pays européens sont parmi les premiers à atteindre des taux de pénétration élevés des ENR intermittentes, et à faire face à des coûts importants liés aux phénomènes de congestion et au développement de nouvelles capacités d'acheminement entre les centres de production ENR et les centres de consommation. Certains vont jusqu'à considérer qu'il faut « véritablement arriver à une optimisation globale en tenant compte de toutes les composantes du système (production pilotable ou pas, stockage sous toutes ses formes, développement des réseaux et interconnexions, gestion de la demande) et à différentes mailles (locale, régionale, nationale et internationale) ». D'autres sont plus mesurés et pensent que l'optimisation devra se faire à plusieurs niveaux, au niveau global mais aussi au niveau des systèmes de distribution locaux, avec une coordination transport – distribution.

Extraits des commentaires :

➤ Verbatim en faveur de la thèse :

- *“While the grid will still balance centralized renewables with distributed energy resources in 2050, the operation of the grid is more likely to require optimizing from either end rather than top-down from the generation assets as is done today.”*

➤ Réserves exprimées :

- *“My hesitation here is the observed tendency to under-estimate the potential of local, community-based power systems on the part of parties who like to build big infrastructure. An “entire redesign” should take a grid architecture approach, integrating system architecture with network control theory, with specific emphasis on coordination of T-D (or TSO-DSO) interface operations. Such an approach would reveal the immense value of a “layered” architecture whereby optimization of energy production, storage and use can occur at multiple levels from the individual end-use meter up through micro-grids of various scales.”*

c) Réseaux de transport



- **A horizon 2030, les avis sont déjà majoritairement favorables à cette thèse au niveau mondial mais n'atteignent pas encore 50% au niveau européen.** Les commentaires révèlent qu'à cet horizon, le **consensus est établi sur l'augmentation des besoins en interconnexions**, les répondants estimant que « le développement d'interconnexions sur des

zones géographiques plus larges, pour gérer la variabilité de la production renouvelable, sera particulièrement important dans les 10 à 20 années à venir ». Quelques réserves – qui expliquent la minorité d’avis positifs en Europe – sont en revanche formulées à cette échéance sur la diminution forte de la demande apparente vue des réseaux de transport, en particulier parmi les répondants des pays connaissant déjà un fort taux de pénétration des renouvelables comme l’Allemagne ou le Danemark, qui estiment qu’il est « difficile d’anticiper une forte réduction de l’utilisation des réseaux de transport ».

- **A horizon 2050, un consensus émerge avec plus de 75% d’avis positifs sur l’ensemble du panel**, les commentaires soulignant que « des accords au niveau européen seront inéluctables ». Quelques commentaires mentionnent cependant le développement du stockage et l’apparition des microgrids, qui pourraient remettre en cause les besoins en interconnexions.

Extraits des commentaires :

➤ **Verbatim en faveur de la thèse :**

- « *Des accords au niveau européen seront inéluctables.* »
- *“The need for interconnection will increase. But the wider deployment of cost-effective stationary batteries will help optimize the regional operation.”*

➤ **Réserves exprimées :**

- *“With electrification of multiple elements of demand and the broader spatial variation of production patterns it is difficult to anticipate large reduction of transmission use.”*
- *“Wider geographic interconnection to manage variability of renewable production will probably be most important in the next 1-2 decades, but could decline substantially after that with the rise of micro-grids, storage of various types and scales, and the increased capabilities of inverter-based facilities to provide instantaneous grid services.”*
- *“This will depend on Europe’s use of combined cycle natural gas generators. If these plants are near retiring coal plants, the need for additional interconnections could decrease. If Europe pursues an “80% carbon-free” policy (no new natural gas), then there will likely be a need for more interconnections.”*

| | |
|--|-----------|
| I. RAPPEL DE LA THESE ET RESULTATS DU SOUNDING BOARD | 2 |
| a) <i>Impact opérateurs</i> | 2 |
| b) <i>Optimisation transport/production</i> | 3 |
| c) <i>Réseaux de transport</i> | 4 |
| II. ARGUMENTS EN FAVEUR DE LA THESE | 7 |
| 1) LES TAUX D’UTILISATION DES RESEAUX DE DISTRIBUTION ET DE TRANSPORT A L’ECHELLE NATIONALE POURRAIENT DIMINUER SOUS L’EFFET COMBINE DE L’EFFICACITE ENERGETIQUE, DE LA CROISSANCE DES SOURCES DE PRODUCTION DISTRIBUEE (POUR LE TRANSPORT) ET DE L’AUTOCONSOMMATION | 7 |
| 2) LES BESOINS EN INFRASTRUCTURES RESEAUX POURRAIENT AUGMENTER SIGNIFICATIVEMENT, EN LIEN AVEC DEUX PHENOMENES | 8 |
| a) <i>La croissance des besoins en interconnexions aux frontières</i> | 8 |
| b) <i>L’augmentation des volumes refoulés vers le réseau de transport</i> | 8 |
| 3) CES TENDANCES SERAIENT SUSCEPTIBLES DE CONDUIRE A UNE HAUSSE DES TARIFS D’UTILISATION DES RESEAUX, DANS UN CONTEXTE D’INVESTISSEMENTS EN HAUSSE ET DE SOUTIRAGES EN BAISSSE AU NIVEAU NATIONAL | 8 |
| 4) UNE COORDINATION RENFORCEE ENTRE LE DEVELOPPEMENT DES CAPACITES DE PRODUCTION ENR ET LES CAPACITES D’ACHEMINEMENT SERA NECESSAIRE POUR OPTIMISER LES INVESTISSEMENTS ET MAITRISER LA HAUSSE DES COUTS DE RESEAU..... | 10 |
| III. ARGUMENTS NUANÇANT OU ALLANT A L’ENCONTRE DE LA THESE | 11 |
| 1) L’IMPACT DES MESURES D’AMELIORATION DE L’EFFICACITE ENERGETIQUE SUR LA DEMANDE DEMEURE INCERTAIN : LES RESULTATS A CE JOUR EN EUROPE NE SONT PAS EN LIGNE AVEC LES OBJECTIFS FIXES, ET A LONG TERME, L’ELECTRIFICATION DES TRANSPORTS ET DE LA CHALEUR POURRAIT COMPENSER LEUR EFFET EN VOLUME | 11 |
| 2) A MOYEN ET LONG TERME, LE DEPLOIEMENT DU STOCKAGE ET DU PILOTAGE DE LA DEMANDE POURRAIT LIMITER L’INTERET DU FOISONNEMENT CLIMATIQUE ET DES INTERCONNEXIONS, ET DONC REDUIRE LES BESOINS EN INFRASTRUCTURES RESEAU..... | 12 |
| IV. ANNEXES..... | 14 |
| 1) GLOSSAIRE..... | 14 |
| 2) LISTE DES FIGURES..... | 14 |
| 3) BIBLIOGRAPHIE | 14 |

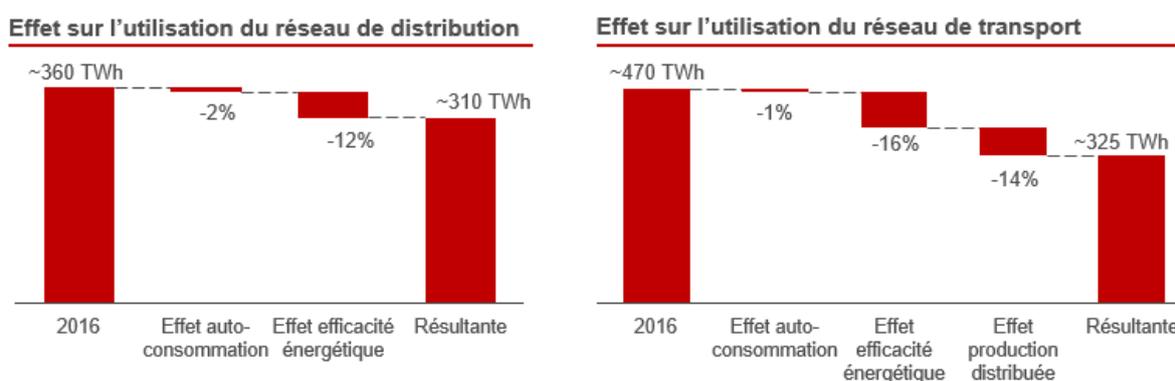
II. Arguments en faveur de la thèse

1) Les taux d'utilisation des réseaux de distribution et de transport à l'échelle nationale pourraient diminuer sous l'effet combiné de l'efficacité énergétique, de la croissance des sources de production distribuée (pour le transport) et de l'autoconsommation

Le scénario « Watt » élaboré par RTE dans le cadre du dernier bilan prévisionnel¹ permet d'illustrer l'impact à long terme sur le taux d'utilisation et le besoin en réseau d'un développement important des ENR et de l'autoconsommation, combiné à une baisse de la consommation d'électricité. L'analyse qui suit est approfondie dans la [monographie « réseaux électriques »](#). A l'échelle française, les volumes délivrés aux utilisateurs du réseau de distribution diminueraient d'un ordre de grandeur de ~15% dans un tel scénario, sous l'effet d'une baisse de ~15% de la consommation d'électricité, et du développement de l'autoconsommation à hauteur de 13 GW de PV résidentiel installé associé à 3 GWh de stockage diffus. L'effet en volume de la baisse de la consommation grâce à l'efficacité énergétique serait prépondérant par rapport à celui de l'autoconsommation, qui reste faible à horizon 2035.

Le réseau de transport serait encore plus impacté. Le taux de couverture de la consommation nationale par la production distribuée atteindrait des valeurs proches de 45-50%, impactant fortement la demande apparente vue du réseau de transport. Les volumes soutirés au niveau national par les utilisateurs du réseau de transport baisseraient de plus de 30%, en supposant un taux de refoulement de 50% de la production distribuée vers le réseau de transport. Il faut noter que l'analyse RTE est très sensible à cette hypothèse : dans un contexte de forte production distribuée, l'évolution du taux de refoulement (voir illustration figure 2) a une grande influence sur l'utilisation du réseau de transport.

Figure 1 : Estimation de la décomposition de la baisse des soutirages par les utilisateurs nationaux des réseaux de distribution et de transport dans le cadre d'un scénario de fort développement des ENR, de baisse de la consommation et de développement de l'autoconsommation² à horizon 2035



Sources : Enedis, 2017, Bilan 2016; RTE, 2017, Bilan Prévisionnel de l'équilibre offre-demande - Edition 2017; analyses E-CUBE Strategy Consultants

¹ Nous nous appuyons ici sur le point d'arrivée du scénario Watt du BP RTE 2017. Celui-ci envisage une baisse de la consommation importante en parallèle d'un développement important des ENR et de l'autoconsommation. Ce scénario n'a pas été retenu par les pouvoirs publics à l'horizon 2035, car il impliquerait le développement de nouvelles capacités thermiques et une hausse des émissions de CO₂ par le système électrique. Il a en revanche une valeur d'illustration à long terme pour l'analyse de l'impact réseau de la transition énergétique.

² En supposant un taux d'autoconsommation de l'ordre de 50%

2) Les besoins en infrastructures réseaux pourraient augmenter significativement, en lien avec deux phénomènes

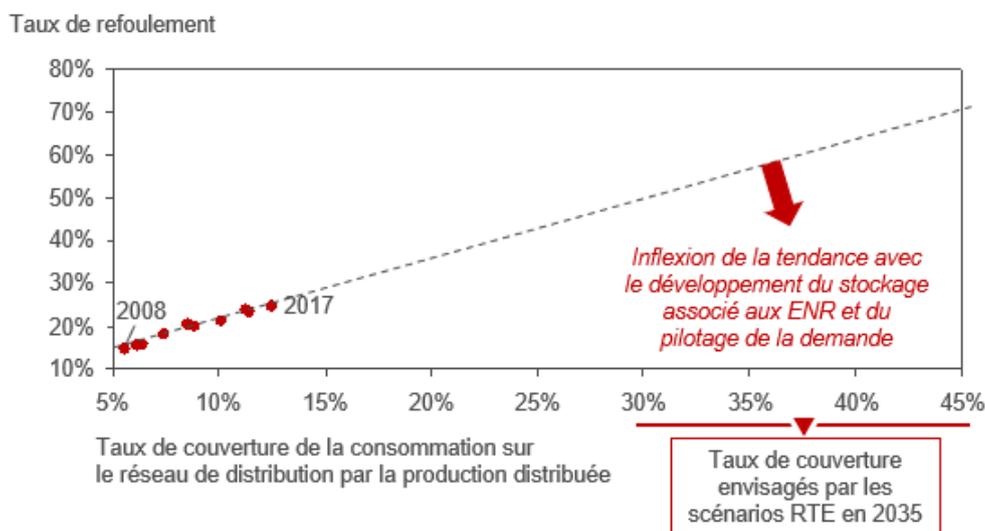
a) La croissance des besoins en interconnexions aux frontières

Dans le scénario Watt de RTE, la capacité d'interconnexion aux frontières de la France augmenterait de 12 GW, soit +70% sur la capacité d'export et un doublement de la capacité d'import, pour des investissements par RTE de ~300 M€/an entre 2025 et 2035. Quel que soit le scénario considéré, les interconnexions seraient développées pour bénéficier du foisonnement climatique des filières de production renouvelable, c'est-à-dire de la réduction de la variabilité climatique du profil de production ENR avec la croissance de la taille du système interconnecté.

b) L'augmentation des volumes refoulés vers le réseau de transport

En France, ces volumes sont déjà passés de moins de 3 TWh en 2008 (~14% des volumes produits sur le RPD) à plus de 10 TWh en 2017 (~25% de la production sur le RPD). L'évolution de ces volumes refoulés dépendra fortement du niveau de colocalisation entre les capacités de production et les centres de consommation, du niveau de pilotage de la demande, et des capacités de stockage installées avec les capacités de production ENR distribuées. Nous verrons dans la suite que la décorrélation géographique entre les capacités de production et les centres de consommation peut nécessiter des investissements importants en infrastructures d'acheminement.

Figure 2 : Taux de refoulement du réseau d'Enedis vers le réseau RTE en France en fonction de la couverture de la consommation sur le réseau d'Enedis par la production distribuée



Source : Enedis, 2017, Bilan Electrique 2016 ; analyses E-CUBE Strategy Consultants

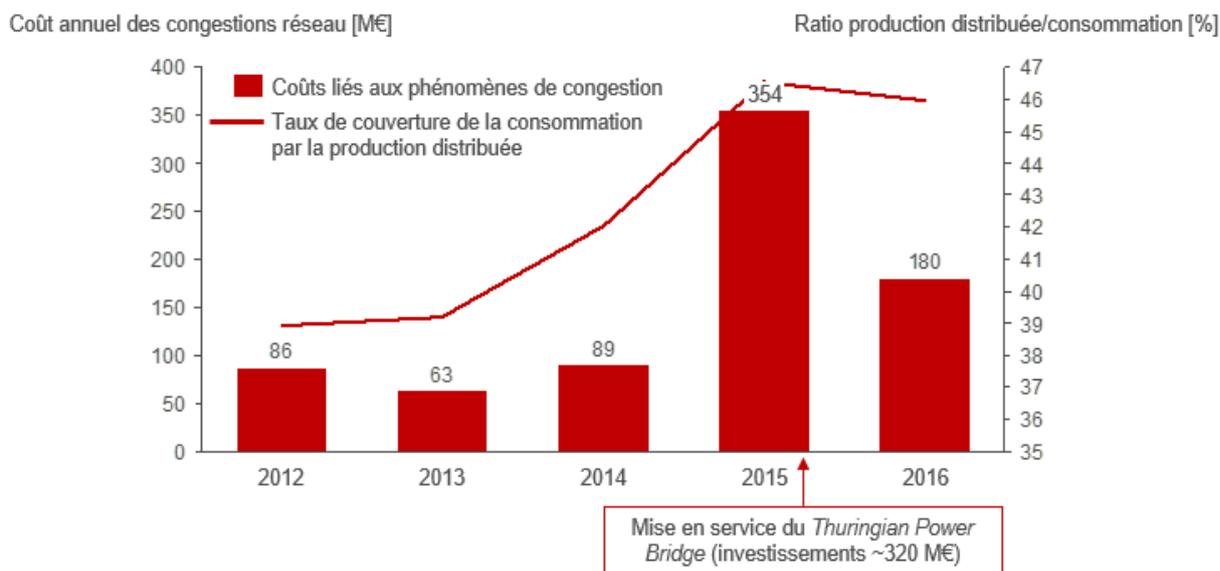
3) Ces tendances seraient susceptibles de conduire à une hausse des tarifs d'utilisation des réseaux, dans un contexte d'investissements en hausse et de soutirages en baisse au niveau national

La réalisation des tendances décrites dans le paragraphe précédent pourrait remettre en question les équilibres historiques des GRT. Ceux-ci feraient en effet face à des investissements croissants, à la fois

pour gérer les contraintes sur le réseau de transport générées par des volumes refoulés importants, et pour développer les interconnexions nécessaires à l'intégration d'une proportion élevée de production renouvelable intermittente, tout en connaissant une baisse de la demande apparente au niveau national. Une telle équation peut résulter en une hausse importante des tarifs unitaires d'utilisation des réseaux, et en une augmentation de la part réseau dans le prix de l'électricité.

Les difficultés qui peuvent résulter d'un développement important de capacités renouvelables loin des centres de consommation sont d'ores et déjà visibles en Allemagne. Les coûts liés aux phénomènes de congestion (c'est-à-dire les coûts de compensation des producteurs ENR dont la production est écrêtée, et les coûts du « *re-dispatch*³ ») y ont augmenté de manière importante ces dernières années, notamment sur les zones de contrôle des GRT 50 Hertz et TenneT, qui accueillent la majorité de la production éolienne du nord et de l'est du pays, à acheminer vers les centres de consommation de l'ouest et du sud. Les coûts de congestion de 50 Hertz ont par exemple connu en 2015 un pic historique à ~350 M€⁴ (par rapport à une moyenne 2012-2014 de ~80 M€/an), concomitant avec l'augmentation jusqu'à ~50% du taux de couverture de la consommation sur la zone de 50 Hertz par la production « distribuée »⁵. Des investissements importants dans de nouvelles capacités d'acheminement ont donc été consentis pour limiter ces coûts de congestion. Ils sont ainsi retombés à 180 M€ en 2016, grâce à la mise en service du « *Thuringian Power Bridge* », interconnecteur entre la région de Saxe-Anhalt (région du nord-est de l'Allemagne à forte production éolienne) et la Bavière⁶, dans lequel le GRT a investi ~320 M€.

Figure 3 : Evolution des coûts de congestion pour le GRT 50 Hertz



Sources : 50 Hertz, 2017, Rapport annuel 2016; analyses E-CUBE Strategy Consultants

³ En cas de congestion due à une période de forte production renouvelable, les moyens de production pilotables en amont de la congestion peuvent recevoir l'ordre de baisser en charge – ce qui implique compensation – tandis que d'autres moyens conventionnels plus coûteux en aval de la congestion sont sollicités pour assurer l'équilibre offre-demande

⁴ Dont ~150 M€ liés à l'écrêtage et ~200 M€ liés au *re-dispatch*

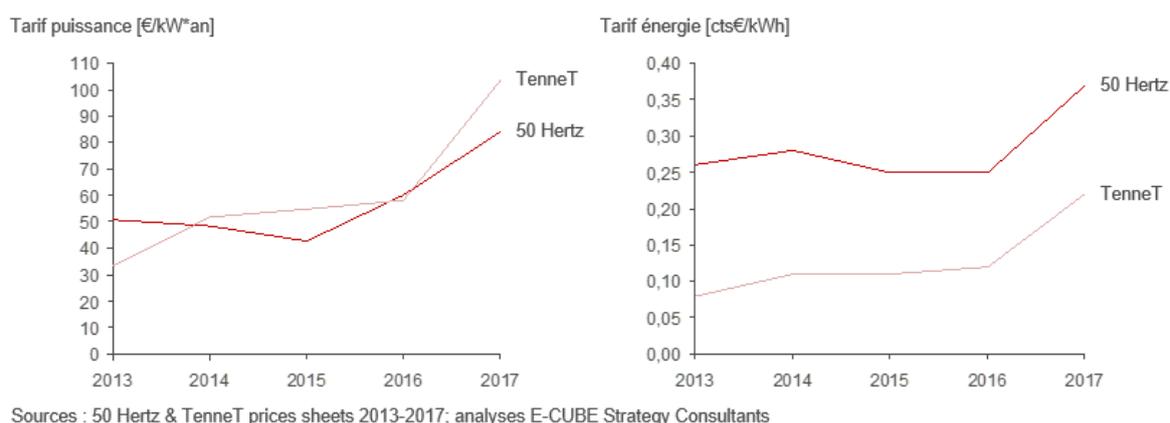
⁵ Le terme production « distribuée » faisant ici référence à l'ensemble de la production des capacités raccordées aux réseaux des DSO de la zone de contrôle de 50 Hertz, c'est-à-dire également des capacités raccordées en HT

⁶ 50 Hertz, 2017, Press Release "Lower costs for grid interventions show positive effect of continued grid development"

Dans le cas du GRT TenneT, qui gère la plus grande zone de contrôle en Allemagne, les coûts associés aux actions de stabilisation du réseau ont atteint en 2017 le milliard d'euros, soit une hausse de ~50% par rapport à 2016⁷.

Les phénomènes de congestion et les investissements consentis pour y remédier ont provoqué une hausse conséquente des tarifs d'utilisation des réseaux de transport de 50 Hertz et TenneT, particulièrement marquée entre 2015 et 2017.

Figure 4 : Evolution des tarifs des GRT TenneT et 50 Hertz entre 2013 et 2017, pour un client raccordé au réseau de transport et consommant plus de 2500 heures par an



Pour un hypothétique gros consommateur industriel (de type aciérie) raccordé au réseau de 50 Hertz, ayant souscrit une puissance de 100 MW et consommant 500 GWh/an, la hausse des tarifs de transport entre 2015 et 2017 représente une augmentation du prix de l'électricité de l'ordre de 10 €/MWh. En pratique, les industries très consommatrices en Allemagne bénéficient d'exemptions ou de conditions particulières sur ces tarifs d'utilisation du réseau. Le résultat est donc une augmentation de la part réseau du prix de l'électricité portée par tous les autres consommateurs (résidentiels, commerciaux, et industriels non exemptés), avec des différences régionales de plus en plus marquées, d'un facteur 2 voire 3 entre le nord-est du pays et le sud-ouest. En moyenne à l'échelle de l'Allemagne, le prix du réseau pour une famille consommant 3500 kWh/an a augmenté d'environ 7 €/MWh⁸.

Ces phénomènes sont observés pour des taux de couverture de la consommation régionale par la production distribuée de l'ordre de 50% sur les zones de contrôle de TenneT et 50 Hertz. L'atteinte de taux de pénétration encore plus élevés des ENR intermittentes au niveau national, en Allemagne comme dans d'autres pays, passera donc nécessairement par une optimisation accrue des coûts de réseau, et une anticipation des investissements dans les infrastructures réseau.

4) Une coordination renforcée entre le développement des capacités de production ENR et les capacités d'acheminement sera nécessaire pour optimiser les investissements et maîtriser la hausse des coûts de réseau

La coordination entre le développement des capacités de production ENR et les capacités réseau d'acheminement existantes sera la première solution permettant d'optimiser les investissements dans de nouvelles infrastructures d'acheminement, et donc de maîtriser la hausse des coûts de réseau. C'est

⁷ TSCNET Services, 02/01/2018 Press release: <https://www.tscnet.eu/german-grid-stabilising-costs-reach-record-high/>

⁸ BDEW 2017

notamment l'objectif des schémas S3REnR développés en France. Sur la base de ces schémas, l'ADEME analyse dans son étude sur la modélisation d'un mix 100% ENR en France les coûts de réseau par GW supplémentaire installé de capacité ENR intermittente. Les estimations données sont de 70 M€/GW sur le réseau de répartition au-delà de 2,5 GW d'ENR intermittentes installés au niveau régional, et 33 M€/GW sur le réseau de grand transport, soit environ 100 €/kW au total.

Une étude de l'association Agora Energiewende, « *Renewable versus fossil fuels – comparing the costs of electricity systems* », fournit également des estimations, au périmètre allemand cette fois, des investissements additionnels dans le réseau requis pour un système fortement renouvelable (à 95%). Cette étude évalue à ~60 Mds€ les investissements supplémentaires dans le réseau de transport (hors raccordement offshore) pour arriver à un système 95% renouvelable en Allemagne, qui implique ~270 GW de capacité ENR installée, par rapport à un système fossile. Cela donne un surcoût réseau THT moyen par GW de capacité ENR installée supplémentaire de l'ordre de 220 M€/GW.

Les chiffres proposés par Agora Energiewende sont supérieurs à ceux envisagés par l'ADEME. Cela peut être dû à une combinaison de plusieurs facteurs : les chiffres pris en hypothèse par l'ADEME pourraient être sous-estimés [cf. [thèse sur les systèmes électriques décarbonés](#)], mais les différences entre le contexte allemand et le contexte français peuvent également expliquer cette différence. Les schémas S3REnR visent à optimiser le développement des ENR en fonction des capacités d'acheminement existantes en France, alors que le développement éolien allemand de forte capacité s'est en grande partie fait de manière localisée, pour des questions de ressources, dans des régions éloignées de certains grands centres de consommation.

Une approche intégrée plus globale pourrait engendrer des économies encore supérieures aux schémas S3RENr basés sur des signaux prix régionaux. Les analyses sur la façade atlantique exposées par le Schéma Décennal de Développement 2017 de RTE permettent d'illustrer qualitativement cette notion. Le sud-ouest de la France, qui contient deux centrales nucléaires en activité (Blayais et Golfech), présente un potentiel solaire important, et est entouré par des potentiels éoliens (au nord et à l'est) et hydrauliques (au sud et à l'est) importants. Dans cette région les renforcements et investissements nécessaires dans le réseau de transport dépendront fortement des choix de développement des ENR à l'intérieur de la région, mais également des choix effectués en Espagne, dans le nord de la France (en termes de développement éolien et de maintien ou fermeture des centrales nucléaires de la Loire) et dans le nord de l'Europe en général, qui seront déterminants pour les flux nord/sud et sud/nord qui traverseront la façade atlantique.

III. Arguments nuancés ou allant à l'encontre de la thèse

- 1) **L'impact des mesures d'amélioration de l'efficacité énergétique sur la demande demeure incertain : les résultats à ce jour en Europe ne sont pas en ligne avec les objectifs fixés, et à long terme, l'électrification des transports et de la chaleur pourrait compenser leur effet en volume**

Les efforts d'efficacité énergétique fournis par l'Europe, et par les grands pays européens individuellement, auront un impact important sur la demande énergétique en général et électrique en particulier, et donc sur les taux d'utilisation des réseaux de transport et de distribution (voir §I.1). Cependant, malgré des objectifs européens et nationaux ambitieux, les trajectoires de consommation –

en France et en Allemagne notamment – ne sont pas à ce jour alignées sur les cibles fixées à court (2020) et moyen (2030) terme. L'atteinte de ces cibles nécessitera une hausse rapide des investissements dans l'efficacité énergétique. A titre d'illustration, la Commission Européenne a estimé dans son étude d'impact de la DEE⁹ que les investissements dans le secteur du bâtiment résidentiel devront être en moyenne sur la période 2020-2030 au moins trois fois plus élevés qu'actuellement, pour atteindre 35% d'amélioration de l'efficacité énergétique à horizon 2030 [cf. [thèse sur la demande d'énergie finale](#)]. Cet état des lieux laisse aujourd'hui peser des doutes sur l'effet réel de l'efficacité énergétique sur les taux d'utilisation des réseaux à moyen et long terme.

Dans ce contexte, l'accélération des transferts d'usage vers l'électricité, dans les secteurs du transport et de la chaleur, pourrait représenter des volumes suffisants pour compenser la baisse liée à l'efficacité énergétique. Dans le cas de la mobilité en France, la demande en électricité représentera à moyen terme (2030) au plus ~30 TWh, mais à long terme le développement sur le segment des véhicules légers et bus pourrait s'accélérer, et la mobilité électrique pourrait se déployer sur d'autres segments routiers comme le transport lourd de marchandises. Une électrification de 50% du transport routier actuel, tous modes confondus, représenterait des volumes d'électricité de l'ordre de ~65 TWh_{el} à l'échelle de la France (et ~500 TWh_{el} à l'échelle de l'Europe).

Ces chiffres sont à mettre en regard du scénario Watt de RTE exploré en première partie, dans lequel l'efficacité énergétique entraîne une baisse de respectivement 12% et 16% de l'utilisation du RPD et du RPT. Ce scénario repose en effet sur des hypothèses d'investissements élevés dans l'efficacité énergétique, impliquant une intensification rapide des efforts actuels, ainsi qu'une électrification modérée des transports, ce qui conduit à une baisse de la demande d'environ 60 TWh par rapport à 2016. Si l'impact des mesures d'efficacité énergétique s'avère moindre que prévu, les volumes nouveaux pour l'électrification des transports pourraient être suffisants pour maintenir la demande électrique à son niveau actuel, voire la faire croître.

Le potentiel de croissance de la demande en électricité liée à des transferts d'usage sera encore plus marqué dans des pays dans lesquels la chaleur est peu électrifiée, comme l'Allemagne, le Royaume-Uni et les Pays-Bas. Dans ces pays, l'électrification des moyens de chauffage fera nécessairement partie des solutions de décarbonation du secteur [cf. [monographie et thèse sur la demande d'énergie finale](#)], et représentera des volumes supplémentaires qui, combinés à la mobilité électrique, pourraient compenser les effets de l'efficacité énergétique sur les taux d'utilisation des réseaux.

2) A moyen et long terme, le déploiement du stockage et du pilotage de la demande pourrait limiter l'intérêt du foisonnement climatique et des interconnexions, et donc réduire les besoins en infrastructures réseau

A moyen et long terme, le déploiement de solutions de stockage distribué, et de pilotage de la demande (entre autres dans le cadre de l'émergence des réseaux intelligents et microgrids) sont susceptibles de limiter les besoins supplémentaires en infrastructures réseau, voire de les faire diminuer. En effet, si des moyens importants de stockage et de pilotage de la demande sont associés localement au déploiement de capacités de production ENR, le développement d'interconnexions pourrait ne plus se justifier. Les interconnexions demeureront importantes pour acheminer la production très localisée (notamment des parcs éoliens off-shore) vers les centres de consommation éloignés, mais le foisonnement climatique entre des zones géographiques éloignées perdra de son intérêt : avec du stockage et une demande pilotée de manière efficace, l'interconnexion entre une zone à forte production

⁹ Directive 2012/27/UE relative à l'Efficacité Energétique

solaire et une zone à forte production éolienne n'a par exemple plus autant de valeur. Les volumes refoulés de la distribution vers le transport seraient également réduits dans ce cas de figure.

Cette compétition entre réseau et stockage / pilotage de la demande crée un risque de coûts échoués : le développement des interconnexions, et de manière générale les investissements dans les réseaux, sont les solutions disponibles et mises en œuvre aujourd'hui. Le déploiement massif du stockage et du pilotage de la demande est en revanche une tendance de plus long terme. Des infrastructures développées aujourd'hui ou dans les années à venir pourraient ainsi faire face, en fonction des zones géographiques et des configurations, à des coûts échoués dans un contexte de rupture technologique et de reconfiguration profonde des réseaux électriques.

Dans tous les cas, pour constituer des optimums économiques, les décisions d'investissement prises aujourd'hui doivent intégrer des hypothèses sur la réduction des coûts de solutions alternatives au déploiement de réseau.

IV. Annexes

1) Glossaire

- **BP** : Bilan Prévisionnel
- **ENR** : énergie renouvelable
- **PV** : photovoltaïque
- **RPD** : Réseau Public de Distribution
- **RPT** : Réseau Public de Transport
- **S3REnR** : Schémas Régionaux de Raccordement des Energies Renouvelables
- **THT** : Très Haute Tension

2) Liste des figures

| | |
|---|----|
| Figure 1 : Estimation de la décomposition de la baisse des soutirages par les utilisateurs nationaux des réseaux de distribution et de transport dans le cadre d'un scénario de fort développement des ENR, de baisse de la consommation et de développement de l'autoconsommation à horizon 2035 | 7 |
| Figure 2 : Taux de refoulement du réseau d'Enedis vers le réseau RTE en France en fonction de la couverture de la consommation sur le réseau d'Enedis par la production distribuée | 8 |
| Figure 3 : Evolution des coûts de congestion pour le GRT 50 Hertz | 9 |
| Figure 4 : Evolution des tarifs des GRT TenneT et 50 Hertz entre 2013 et 2017, pour un client raccordé au réseau de transport et consommant plus de 2500 heures par an | 10 |

3) Bibliographie

- 50 Hertz, 2017, Press Release « Lower costs for grid interventions show positive effect of continued grid development »
- 50 Hertz, 2017, « Annual Report 2016 »
- 50 Hertz, 2011, « Annual Report 2010 »
- Ademe, 2015, « Un mix électrique 100% renouvelable ? Analyses et optimisations »
- Agora Energiewende, 2017, « Renewables versus fossil fuels – comparing the costs of electricity systems»
- Enedis, 2017, « Bilan Electrique Enedis 2016 »
- RTE, 2017, « Bilan Prévisionnel de l'équilibre offre-demande »
- RTE, 2017, « Bilan Electrique 2016 »
- RTE, 2016, « Schéma décennal de développement du réseau 2016 »