

Monographie n°3 sur les réseaux électriques

Etude sur les perspectives stratégiques de l'énergie

Mai 2018

Synthèse

Si le secteur de la production électrique est aujourd'hui en pleine évolution, les réseaux électriques, dans leur structure et leur gestion, le sont également. Les deux principaux moteurs de cette évolution sont la transition énergétique (et en particulier le développement massif de la production renouvelable décentralisée) et la transformation numérique (développement des techniques de *big data*, de *machine learning* et déploiement des compteurs communicants).

Cette transformation du secteur des réseaux électriques se caractérise par plusieurs tendances observables aujourd'hui et qui devraient prendre de l'ampleur à moyen terme et notamment :

1. Une évolution des périmètres d'activité « Transport » et « Distribution », notamment au niveau européen, poussée par l'intégration des marchés nationaux et la décentralisation de la production

D'un rôle historique focalisé sur l'exploitation des infrastructures garantissant l'acheminement unidirectionnel de l'électricité de la production centralisée et du réseau de transport vers le consommateur, les gestionnaires de réseaux de distribution (GRD) doivent évoluer vers un rôle **d'opérateur du système électrique local** intégrant des activités nouvelles comme notamment la **gestion active de ressources distribuées**. En outre, l'observabilité de l'état du réseau en temps réel et la commandabilité du réseau, permises par l'émergence de la transition numérique, transforment la gestion et la maintenance du réseau. En Europe comme ailleurs, de nombreux GRD ont réalisé des expérimentations et commencent à établir des méthodes pour valoriser les ressources de flexibilité locale (stockage distribué, modulation de consommation diffuse, modulation de production distribuée, ...). De telles réflexions sont également engagées en France et pourraient à terme faire émerger des marchés/mécanismes locaux de valorisation des flexibilités opérés par les GRD.

Les activités des transporteurs (GRT) évoluent également au niveau européen vers une plus grande intégration des activités liées à l'opération du système électrique : gestion des réserves, de l'ajustement et des services systèmes, bilan prévisionnel, opération des marchés type réserves tertiaires, capacité, ...). Cette évolution soulève la question d'une « fusion » de ces activités à plus long terme au sein d'un unique opérateur du système à la maille européenne ou d'opérateurs régionaux (et donc d'une évolution du périmètre des TSO nationaux actuels). Toutefois, la négociation du paquet « Énergie propre » de la commission européenne montre que les résistances à une telle intégration européenne sont fortes.

2. La décentralisation de la production, la croissance de l'autoconsommation, le développement des « micro-grids » (encore limité néanmoins dans les grands systèmes interconnectés)...

La première tendance majeure impactant la structure et l'exploitation des réseaux électriques est la décentralisation de la production. La tendance de fond au développement des ENR devrait modifier en profondeur la structure du système électrique en accélérant la transformation déjà engagée aujourd'hui d'un système actuel très centralisé en un système largement décentralisé : à horizon 2030, 40 à 45% de la capacité installée en Europe devrait être raccordée sur le réseau BT/HTA contre environ 25% aujourd'hui ; à plus long terme (2050), cette décentralisation de la production pourrait s'élever ~60% de la capacité installée.

Au-delà de ce phénomène d'ampleur, deux autres tendances devraient avoir un impact sur les réseaux : le développement de l'autoconsommation et des microgrids, les deux étant souvent liés.

Même si elle n'est encore qu'émergente en France, l'autoconsommation PV est un phénomène déjà important dans d'autres pays, qui devrait prendre de l'ampleur. Il pourrait atteindre 9 à 13 GW de capacité solaire PV installée pour l'autoconsommation individuelle en France à horizon 2035, selon les scénarios du BP 2017 de RTE.

Les microgrids intégrant des sources de production renouvelable émergent aujourd'hui, en lien avec la décroissance des coûts des ENR et des systèmes de stockage stationnaire, et la volonté d'une production locale verte. Ils se développent principalement dans les zones non interconnectées où le modèle économique est plus favorable. Leur développement reste limité dans les zones connectées (et concentré aux Etats-Unis, en lien avec des préoccupations de sécurité d'approvisionnement) en raison de leur manque de compétitivité, et ne devrait en général pas conduire à des débranchements du réseau. A plus long terme, un éventuel développement à grande échelle des microgrids pourrait bouleverser l'activité actuelle des GRD, pour lesquels ils représentent une opportunité de nouveaux services, mais également une menace liée à la baisse des taux d'utilisation du réseau centralisé.

3. ... prémices, pour les réseaux interconnectés des pays développés, d'une fragilisation du modèle historique centralisé-hiérarchique d'opération des réseaux

Les trois tendances évoquées ci-dessus (mais en particulier la décentralisation de la production), couplées à la baisse ou la stagnation des consommations finales, pourraient à terme questionner le modèle historique hiérarchisé des réseaux centralisés dans les pays développés. D'une part, l'énergie soutirée aux différents niveaux de tension diminuerait. D'autre part, les besoins d'infrastructures et les pertes liées à l'augmentation des transits sur les interconnexions régionales et internationales croîtraient du fait du foisonnement de la production ENR.

A horizon ~20 ans, à l'échelle française, l'énergie soutirée par les utilisateurs du réseau de distribution pourraient diminuer de ~15% (soit ~50 TWh) notamment en raison du développement de l'autoconsommation. L'énergie soutirée par les utilisateurs du réseau de transport devraient être encore plus impactée et pourraient diminuer de ~25-30%, notamment à cause du développement de la production raccordée en HTA et en BT qui n'est pas autoconsommée.

4. Une évolution de la manière même d'opérer les réseaux électriques liée notamment à la transformation numérique (pilotage, gestion active, optimisation) et aux outils de flexibilité diffus

La transition numérique en général, et les techniques de *big data* et de *machine learning* en particulier, commencent déjà à avoir et auront de plus en plus un impact prépondérant sur deux aspects de la gestion des réseaux. D'une part, l'utilisation du big data pour la gestion des actifs d'acheminement, avec notamment les solutions de surveillance en temps réel, de maintenance prédictive et de digitalisation des tâches, est source d'amélioration de la qualité d'alimentation et de baisse des coûts pour les gestionnaires de réseaux. D'autre part le numérique est indispensable à l'augmentation de la capacité d'intégration des énergies renouvelables intermittentes : la digitalisation des réseaux et le *big data* permettent une meilleure prévision de la production, une optimisation de la capacité d'accueil du réseau, et à terme une meilleure intégration des systèmes « *grid edge* » comme les microgrids et *prosumers* dans la modélisation des réseaux.

L'émergence des outils de flexibilité diffus, et notamment du *Vehicle-to-Grid* (V2G), pourrait également contribuer à cette évolution. Selon les projections de RTE, les batteries de VE pourraient représenter une capacité de stockage de l'ordre de 10 à 30 GW à horizon 2035. Cette capacité de stockage diffus

serait susceptible de participer à l'équilibrage court-terme du réseau, impactant ainsi la manière de l'exploiter.

5. Des questions nouvelles pour la régulation des réseaux

Ces transformations rapides de l'activité et des métiers des gestionnaires de réseau posent la question de l'évolution de la régulation des réseaux.

Il est essentiel que les opérateurs de réseaux en monopole soient incités par les cadres de régulation, notamment tarifaires, à innover et à utiliser toutes les technologies les plus modernes pour améliorer en permanence leur performance en matière de coûts et de qualité de service. Les méthodes classiques de régulation pourraient devoir être revues pour s'adapter à des changements rapides et non plus incrémentaux comme dans les périodes précédentes.

Au-delà de cet objectif général, les questions nouvelles d'une grande complexité seront à traiter : l'agrégation et la valorisation pour le système électrique de millions de sources de flexibilité distribuées, la gestion optimisée de la charge et de la décharge de millions de véhicules électriques, la coordination entre GRT et GRD pour utiliser au mieux les sources de flexibilité pouvant répondre à des besoins différents, etc.

Il apparaît que la régulation devra, plus que par le passé, faire la place à des expérimentations encadrées dans des démarches de type « *regulatory sandbox* » pour faire face à cette complexité nouvelle.

SYNTHESE	2
I. UNE EVOLUTION DES « LIGNES FRONTIERES » DES PERIMETRES DES OPERATEURS DE RESEAUX	
6	
1) GESTIONNAIRES DE RESEAUX DE DISTRIBUTION (GRD) : D'EXPLOITANTS D'INFRASTRUCTURE A OPERATEURS DE SYSTEMES ELECTRIQUES LOCAUX	6
2) GESTIONNAIRES DE RESEAUX DE TRANSPORT (GRT) : INTEGRATION VERS UN OPERATEUR UNIQUE DES MARCHES AU NIVEAU EUROPEEN ?	7
II. UNE FORTE DECENTRALISATION DE LA PRODUCTION, UNE CROISSANCE DE L'AUTOCONSOMMATION, ET UN DEVELOPPEMENT DES MICROGRIDS (ENCORE LIMITE DANS LES GRANDS SYSTEMES INTERCONNECTES)...	8
1) LA DECENTRALISATION DE LA PRODUCTION, PREMIERE TENDANCE MAJEURE EN COURS IMPACTANT LA STRUCTURE ET L'EXPLOITATION DES RESEAUX ELECTRIQUES.....	8
2) L'AUTOCONSOMMATION, UN PHENOMENE ENCORE LIMITE EN FRANCE MAIS IMPORTANT DANS D'AUTRES PAYS, ET QUI DEVRAIT PRENDRE DE L'AMPLEUR	12
3) DES MICROGRIDS EN DEVELOPPEMENT, QUI DEVRAIENT RESTER LIMITES A MOYEN TERME DANS LES GRANDS SYSTEMES INTERCONNECTES, MAIS QUI POURRAIENT A PLUS LONG TERME BOULEVERSER L'ACTIVITE DES GRD	13
a) <i>Définition, catégorisation et état des lieux</i>	13
b) <i>Potentiel de développement des microgrids renouvelables</i>	16
c) <i>Focus européen</i>	19
III. ... PREMICES, POUR LES RESEAUX INTERCONNECTES DES PAYS DEVELOPPES, D'UNE FRAGILISATION DU MODELE HISTORIQUE CENTRALISE-HIERARCHIQUE D'OPERATION DES RESEAUX	21
IV. UNE EVOLUTION DE LA MANIERE MEME D'OPERER LES RESEAUX ELECTRIQUES LIEE NOTAMMENT A LA TRANSFORMATION NUMERIQUE (PILOTAGE, GESTION ACTIVE, OPTIMISATION) ET AUX OUTILS DE FLEXIBILITE DIFFUS	24
1) LE NUMERIQUE, UNE OPPORTUNITE POUR L'AMELIORATION DE LA PERFORMANCE DES GESTIONNAIRES DE RESEAU ET POUR L'INTEGRATION DES ENR.....	24
a) <i>Un potentiel d'amélioration de la qualité d'alimentation et de réduction des coûts de gestion des actifs</i>	24
b) <i>Un outil indispensable à l'intégration au réseau des énergies renouvelables intermittentes</i>	25
2) LE V2G, UN OUTIL DE FLEXIBILITE DIFFUS SUSCEPTIBLE DE CONTRIBUER A L'EVOLUTION DE LA GESTION DES RESEAUX	27
V. DES QUESTIONS NOUVELLES POUR LA REGULATION DES RESEAUX	28
VI. ANNEXES.....	30
1) ANALYSE DE L'EVOLUTION ET PROJECTIONS DE TAUX DE REFOULEMENT EN FRANCE A HORIZON 2035	30
2) GLOSSAIRE	31
3) LISTE DES FIGURES	31
4) BIBLIOGRAPHIE	32

I. Une évolution des « lignes frontières » des périmètres des opérateurs de réseaux

1) Gestionnaires de réseaux de distribution (GRD¹) : d'exploitants d'infrastructure à opérateurs de systèmes électriques locaux

D'un rôle historique focalisé sur l'exploitation des infrastructures garantissant l'acheminement unidirectionnel de l'électricité (de la production centralisée (et du réseau de transport) vers le consommateur), les gestionnaires de réseaux de distribution (GRD) commencent aujourd'hui à évoluer vers un rôle d'opérateur du système électrique local intégrant des activités nouvelles comme notamment la gestion active de ressources distribuées. En outre, l'observabilité de l'état du réseau en temps réel et la commandabilité du réseau, permises par l'émergence de la transition numérique, transforment la gestion et la maintenance du réseau. En Europe comme ailleurs, de nombreux GRD ont réalisé des expérimentations et commencent à établir des méthodes pour organiser des marchés valorisant les ressources de flexibilité locale (stockage distribué, modulation de consommation, modulation de production distribuée, ...).

Pour ne citer que quelques exemples :

- **Southern California Edison (SCE)** (utility en Californie, USA) : Afin de faire face à l'arrêt à venir d'unités de production, l'opérateur SCE a fait appel à divers capacités flexibles (stockage, production décentralisée, effacement) via un mécanisme de contractualisation dans la région de Los Angeles. Au total, près de 1900 MW ont été attribués sur des zones locales du réseau : le « West LA Basin » (63 contractualisations) et un peu plus de 300 MW sur le réseau de Moorpark (11 contractualisations). Ce schéma a également été reproduit sur les villes de Santa Ana et d'Irvine pour palier l'arrêt d'une centrale nucléaire proche.
- **ConEdison** (utility de New-York, USA) : Une partie du réseau électrique new-yorkais est soumise à de fortes contraintes en période estivale. Afin d'éviter le renforcement de ce réseau via la création d'un nouveau poste source, ConEdison fait appel à de la flexibilité via un mécanisme de type contractualisation. L'opérateur a en effet mis en place un système d'enchères sur les périodes estivales 2017 et 2018 pour permettre l'effacement de consommateurs sur cette partie du réseau. Cette initiative s'inscrit dans la démarche REV (Reforming the Energy Vision) poursuivie par la ville de New-York depuis 2014 : elle développe le concept de Distributed System Platform Provider (DSPP) qui a pour mission de moderniser le système de distribution en une plateforme flexible et prompte à accueillir de nouveaux produits et services énergétiques.
- **UK Power Networks** (DSO au UK) opère depuis 2014 un système de stockage par batterie permettant de palier l'incapacité du réseau électrique à assurer les pointes de consommation hivernale dans un quartier spécifiquement « contraint » ; des expérimentations ont par ailleurs été réalisées de manière plus antérieure sur le pilotage, par le gestionnaire de réseau, de capacités d'effacement (résidentielles et industrielles) et de production distribuée, permettant la

¹ GRD = Gestionnaires de réseaux de distribution

gestion des pointes de puissance et ainsi le décalage des investissements de renforcement réseau.

- **Electricity Northwest** (DSO au UK) a mis en place depuis 2010 le pilotage de capacités d'effacement de gros consommateurs (avec le société Enernoc) (et une généralisation de ces procédures) permettant de gérer les pointes de consommation locale sur certaines zones contraintes de leur réseau et ainsi éviter les investissements de renforcement.
- **BChydro** (DSO au Canada) opère depuis 2013 des systèmes de batteries pour gérer des problématiques de fiabilité du réseau dans certaines zones particulières.
- **Ergon Energy** (DSO australien) opère depuis 2014 des systèmes de batteries distribuées et un système de compensateur synchrone statique (STATCOM) pour gérer les problématiques de tension et les contraintes de capacités endurées par certaines lignes avec peu de consommation mais néanmoins une capacité solaire PV installée importante, dans l'objectif de réduire et différer les investissements de renforcement nécessaires.

De telles réflexions sur l'opportunité de développer des mécanismes de valorisation des flexibilités locales sont également en cours en France (cf études mandatées par la CRE en 2016 et 2017)².

2) Gestionnaires de réseaux de transport (GRT) : intégration vers un opérateur unique des marchés au niveau européen ?

Le fonctionnement des transporteurs (GRT) est également en train d'évoluer au niveau européen vers une plus grande intégration des activités liées à l'opération du système ((ie les fonctions d'ISO³ dans le système américain : gestion des réserves, de l'ajustement et des services systèmes, bilan prévisionnel, opération des marchés type réserves tertiaires, capacité, ...).

Sous l'effet de la volonté d'intégration des marchés européens de l'énergie vers un marché unique, impulsée par l'Europe et le Commission Européenne, les GRT, à travers l'ENTSOE⁴ en particulier, commencent à partager ou gérer de manière commune un nombre croissant d'activités liées à l'opération du système électrique, et notamment à travers les actions suivantes (entre autres) également liées à l'harmonisation du *Network Code* au niveau Européen :

- La mise en place depuis 2015 de *RSC* (« **Regional Security Coordinator** ») : entités communes entre différents transporteurs dont l'objectif vise à faciliter la coordination et l'interaction entre les transporteurs voisins pour gérer plus efficacement le management opérationnel des systèmes électriques. Il existe aujourd'hui 3 *RSCs* (TSCNET, CORESO et SCC) et un 4^{ème} en cours de création ; d'ici fin 2018, ces *RSCs* couvriront la totalité des systèmes électriques européens.
- La mise en place d'un **système de contractualisation commun de services systèmes à travers des appels d'offres transfrontaliers pour la FCR⁵** (réserve primaire fréquence) regroupant les marchés français, allemand, suisse, autrichien et ceux du Bénélux

² Etudes mandatées par la CRE, réalisée par E-CUBE Strategy Consultants « *Etude sur les mécanismes de valorisation des flexibilités pour la gestion et le dimensionnement des réseaux publics de distribution d'électricité* » - Janvier 2016 & Juillet 2017

³ ISO = *Independent System Operator* = opérateur des mécanismes/marchés permettant de piloter le système électrique (services systèmes, ajustement, dispatching, contrôle de la tension / fréquence, opération des marchés (réserves tertiaires, capacité, ...), bilan prévisionnel et planification des besoins, ...) mais différent du rôle de TSO (Transmission System Operator), exploitant (et parfois propriétaire) des infrastructures de transport d'électricité

⁴ Association des opérateurs européens de réseaux de transport électrique (ENTSOE = *European Network of Transmission System Operators for Electricity*)

⁵ Frequency Control Reserve

- La **participation transfrontalière de capacités à des mécanismes d'ajustements** (ex : possibilité en France aux capacités étrangères de participer aux réserves tertiaires) **et bientôt l'intégration des capacités étrangères aux mécanismes de capacités nationaux** (ex : évolution du mécanisme de capacité français demandé par le gouvernement et la commission européenne)
- Le développement d'une vision long-terme commune et agrégée à la maille européenne de l'évolution de l'équilibre offre-demande, à travers l'exercice de **Ten-Year National Development Plan** (TYNDP) réalisé annuellement.
- Le développement d'une méthodologie et d'une **modélisation commune du système Européen** dans le cadre du process d'allocation des capacités transfrontalières et la gestion de leurs congestions (**CACM**⁶)
- Le développement d'une méthodologie commune d'analyse de l'« *Adequacy* » du système électrique (**Adequacy Methodology** – consultation en cours au sein de l'ENTSOE)

Cette intégration européenne croissante des activités d'opération du système électrique soulève aujourd'hui la question d'une « fusion » à terme de ces activités au sein d'un unique opérateur du système « supranational » (ie à la maille du système électrique européen ou de quelques grandes régions), et donc en conséquence d'une évolution du périmètre actuel des GRT nationaux, à l'image de la répartition des périmètres existant sur certains marchés américains entre les ISO (Independent System Operator) – responsable du pilotage du système électrique (ie organisation des marchés, réserves, services systèmes, ...) et des *RTO* (Regional Transmission Operator) en charge de l'exploitation et la maintenance des infrastructures de transport (et éventuellement propriétaires des infrastructures)

Toutefois, la négociation du paquet « Energie propre » de la commission européenne montre que les résistances à cette intégration européenne sont fortes et que les « Regional Operating Centers » voulus par la Commission européenne n'auront, à l'horizon de temps du paquet, *a priori* aucun rôle dans la gestion en temps réel ou proche du temps réel du système électrique.

II. Une forte décentralisation de la production, une croissance de l'autoconsommation, et un développement des microgrids (encore limité dans les grands systèmes interconnectés)...

1) La décentralisation de la production, première tendance majeure en cours impactant la structure et l'exploitation des réseaux électriques

Cette tendance de fond au développement des ENR devrait modifier en profondeur la structure du système électrique en accélérant la transformation déjà engagée aujourd'hui d'un système actuel très centralisé en un système largement décentralisé : à horizon 2030, 40 à 45% de la capacité installée en Europe devrait être raccordée sur le réseau BT/HTA⁷ contre environ 25% aujourd'hui ; à plus long terme (2050), cette décentralisation de la production pourrait s'élever à ~60% de la capacité installée.

⁶ Capacity Allocation & Congestion Management

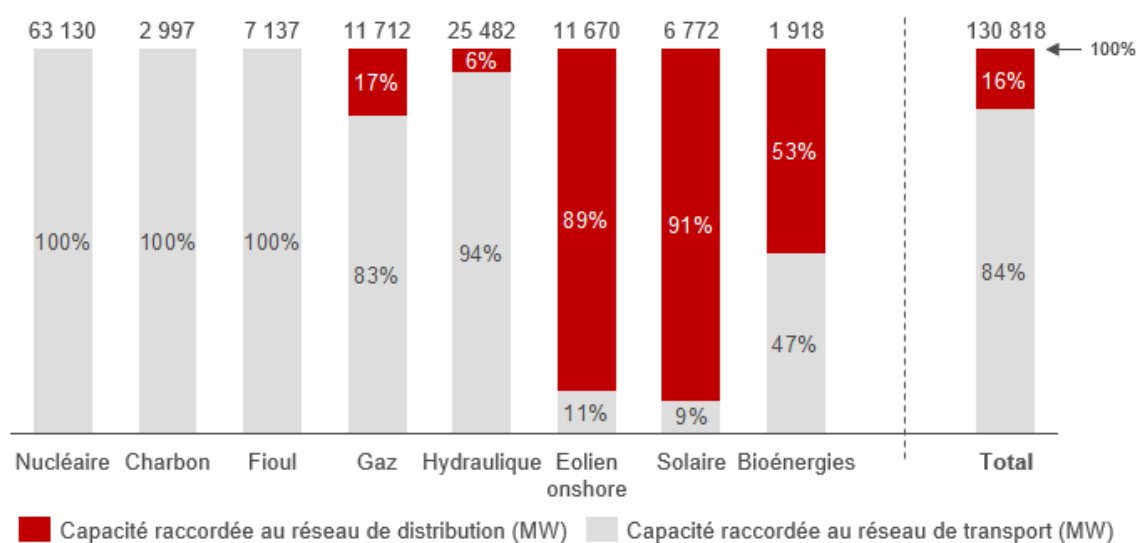
⁷ Dans les hypothèses de développement des scénarios du TYNDP 2018 de l'ENTSO-E, en supposant que les parts raccordées BT/HTA par technologie sont similaires au cas Français à l'échelle européenne

Structure du parc de production électrique en France

A fin 2016 en France, 84% de la capacité installée de production d'électricité était raccordée au réseau RTE⁸ (voir Figure 1), les 16% raccordés au réseau d'Enedis montrant que le système historique centralisé a déjà commencé à se transformer. L'éolien et le PV en particulier sont raccordés à ~ 90% au réseau de distribution d'Enedis, suivis par les bioénergies à 53% et le gaz à 17%.

En première estimation, nous utiliserons ces chiffres pour estimer les perspectives de transformation du réseau à l'échelle européenne, en supposant que les capacités installées pour chaque technologie seront raccordées au réseau BT/HTA dans les mêmes proportions qu'en France.

Figure 1 : Capacités de production d'électricité raccordées aux réseaux de transport et de distribution à fin 2016 en France, par technologie de production [MW]



Source : RTE Bilan Electrique 2016, Enedis Open Data, analyses E-CUBE Strategy Consultants

Scénarios à l'échelle européenne

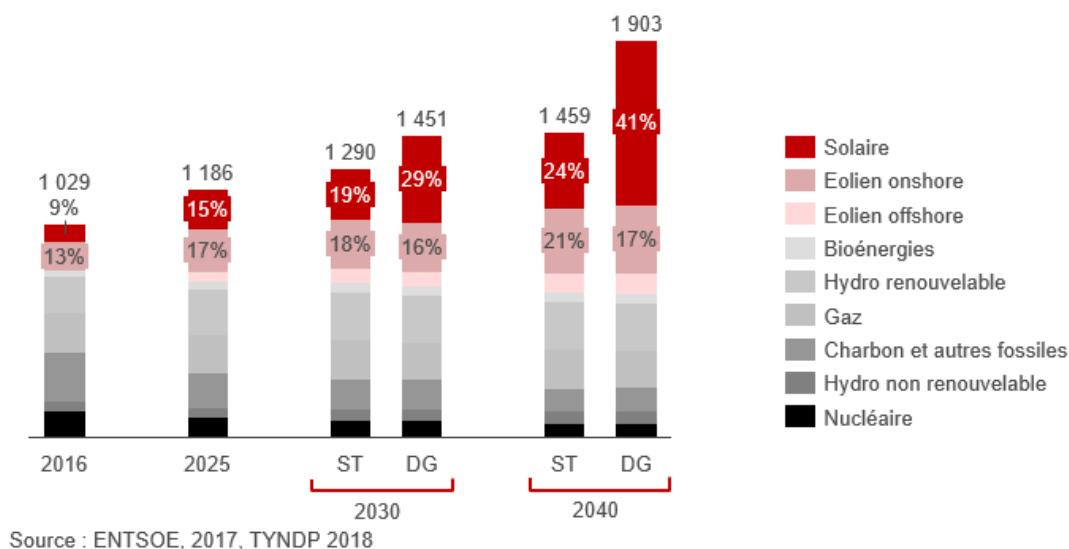
L'association européenne des gestionnaires de réseaux de transport d'électricité ENTSO-E publie dans le TYNDP 2018⁹ des scénarios à 2030 et 2040 de capacité installée en Europe, sur la base des scénarios de chaque membre de l'association, et construits au cours d'une consultation commune avec l'ENTSO¹⁰. Ces scénarios sont illustrés ci-dessous : ils présentent une part des ENR variables PV et Eolien onshore entre 37 et 45% de la capacité installée en Europe en 2030, et entre 45 et 58% à l'horizon 2040.

⁸ Sources : Open Data Enedis, RTE

⁹ Ten-Year New Development Plan

¹⁰ Association européenne des gestionnaires de réseau de transport de gaz

Figure 2 : Estimation sur la base des scénarios de l'ENTSO-E des capacités de production d'électricité installées en Europe à horizon 2030 et 2040 dans les scénarios Sustainable Transition (ST) et Distributed Generation (DG), par technologie [MW]



Sous ces hypothèses, à l'horizon 2030, la part de la capacité installée en Europe raccordée au réseau basse et moyenne tension pourrait atteindre 40 à 45%, et jusqu'à ~60% en 2040 dans le scénario le plus favorable au développement des ENR.

Scénarios à l'échelle française

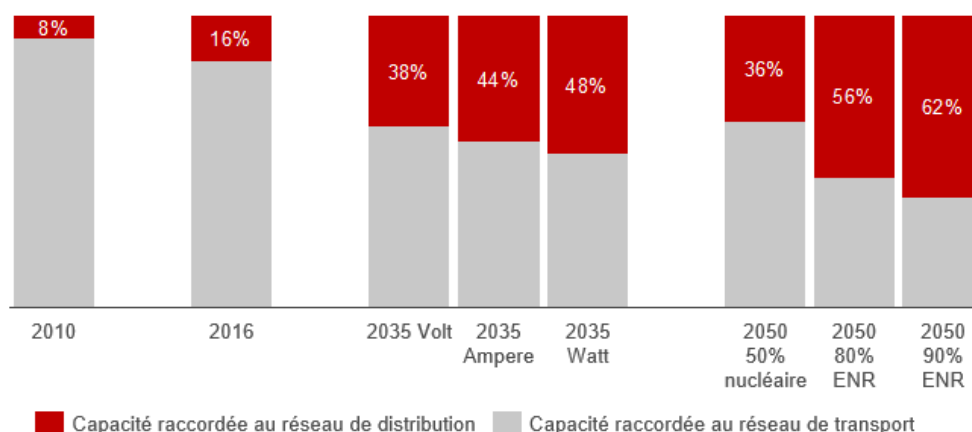
Dans le cas de la France, les nouveaux scénarios de RTE¹¹ envisagent a minima ~40% de la capacité installée raccordée au réseau de distribution en 2035 (figure 3).

A plus long terme, autour de 2050, cette décentralisation de la production pourrait encore s'accroître. Dans sa dernière perspective 2035-2050, l'ADEME envisage pour la France trois scénarios de mix de production, allant de 50% d'électricité nucléaire et 46% d'électricité renouvelable à 90% d'électricité renouvelable en 2050¹². Ce dernier scénario, dans lequel l'éolien terrestre et le solaire représenteraient ~70% de la capacité installée, pourrait amener le réseau français et européen vers une configuration majoritairement décentralisée, avec des capacités raccordées au réseau basse et moyenne tension à des taux proches de 60%.

¹¹ Bilans Prévisionnels RTE 2014 et 2017

¹² Contributions de l'ADEME à l'élaboration de visions énergétiques 2030 et 2050

Figure 3 : Estimation sur la base des scénarios RTE et ADEME de l'évolution des parts des capacités installées connectées aux réseaux de transport et de distribution en France, entre 2010 et 2050

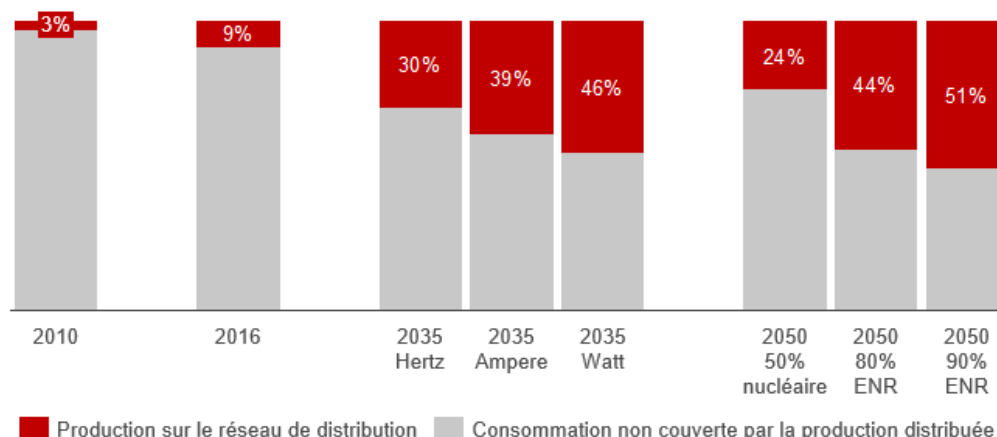


Source : RTE 2017, ADEME 2017, analyses E-CUBE Strategy Consultants

Il faut toutefois garder à l'esprit que la proportion des énergies renouvelables, exprimée en production, est plus faible, car pour une capacité donnée, la production des énergies renouvelable est en moyenne plus faible que celle des énergies classiques (cf encadré ci-dessous).

En supposant en première approche que pour chaque technologie de production, les pourcentages des capacités connectées respectivement aux réseaux HT et BT/HTA restent constants et identiques aux pourcentages de fin 2016, on peut estimer le taux de couverture de la consommation intérieure par la production sur le réseau de distribution en France, selon les scénarios du BP RTE et de l'ADEME, aux horizons 2035 et 2050 respectivement. Ce taux de couverture est plus faible que la part des capacités sur le réseau de distribution, puisque les facteurs de charge des ENR sont en moyenne plus faibles que ceux des énergies traditionnelles. Il pourrait atteindre des valeurs d'environ 30% dès 2035 et s'élever jusqu'à près de 50% en 2050.

Figure 4 : Taux de couverture de la consommation intérieure par la production distribuée



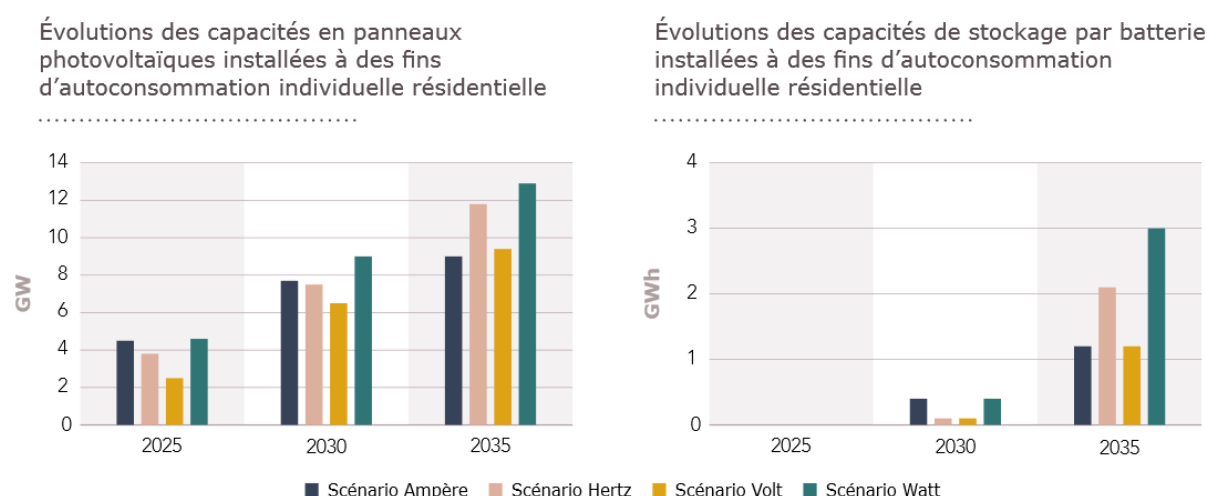
Source : RTE 2017, ADEME 2017, analyses E-CUBE Strategy Consultants

Au-delà de ce phénomène, deux autres tendances observables pourraient avoir un impact sur les réseaux : le développement de l'autoconsommation et celui des microgrids (les deux étant souvent liés).

2) L'autoconsommation, un phénomène encore limité en France mais important dans d'autres pays, et qui devrait prendre de l'ampleur

On observe à l'heure actuelle des niveaux de développement de l'autoconsommation très différenciés en fonction des pays, les premiers développements significatifs ayant eu lieu en Europe et principalement en Allemagne, où la parité réseau a été atteinte dès 2012 pour l'autoconsommation PV résidentielle¹³. Dans d'autres pays comme la France, le développement de l'autoconsommation est plus lent qu'en Allemagne, mais la baisse des coûts du PV et les évolutions réglementaires vont dans le sens d'une croissance des incitations économiques à autoconsommer, et donc une croissance de l'autoconsommation reflétée dans les scénarios du BP RTE à l'horizon 2035.

Figure 5 : Projections de développement de l'autoconsommation à 2035 dans les scénarios du BP RTE 2017



Au-delà de l'impact « physique » de l'autoconsommation sur les réseaux, l'autoconsommation a également un impact sur le financement du réseau lui-même, soulevant une problématique faisant actuellement l'objet de nombreuses réflexions et échanges entre les acteurs. En effet, en France comme dans d'autres marchés européens, en l'état actuel de la structure tarifaire des réseaux (principalement variable – ie payé au kWh consommé) et de la réglementation, l'autoconsommation peut être source de déséquilibres et de transfert de coûts vers les non-autoconsommateurs de l'effort collectif consacré au financement des réseaux et au développement des ENR, pour deux raisons principales :

- L'autoconsommation permet au consommateur final d'économiser sur la part énergie de la composante soutirage de son tarif d'utilisation du réseau. Cette part énergie est aujourd'hui majoritaire dans la formule tarifaire du TURPE. Or les coûts des infrastructures de réseau de distribution dépendent pour l'essentiel de la pointe de transit dimensionnante, dont la durée varie de quelques centaines d'heures (BT) à 3000 heures (HTB). Si la part énergie n'est pas différenciée en fonction des périodes générant des coûts de réseau ou non, le tarif ne reflète qu'imparfaitement la structure réelle de coûts des opérateurs de réseau. Les économies réalisées par les consommateurs grâce à l'autoconsommation seraient alors supérieures à leur impact réel sur le réseau, et représenteraient un manque à gagner pour les gestionnaires de réseau de distribution, qui devrait être reporté sur les non-autoconsommateurs.

¹³ Le sujet de l'autoconsommation individuelle et collective est développé de manière détaillée dans la monographie 9 sur « La participation des consommateurs à la production d'électricité »

- Les autoconsommateurs bénéficient aujourd'hui d'une exonération de CSPE¹⁴, taxes locales et TVA sur l'énergie autoconsommée. Un développement de l'autoconsommation dans ces conditions aura donc pour effet de réduire l'assiette de la CSPE, transférant vers les non-autoconsommateurs les charges de service public de l'électricité des autoconsommateurs. L'exonération de taxes locales sur l'énergie autoconsommée aura d'autre part pour effet de diminuer les recettes perçues par la collectivité.

Ces phénomènes soulèvent donc l'enjeu d'évolution des signaux économiques permettant un juste développement de l'autoconsommation sans créer d'inégalités ou de transferts financiers non justifiés entre consommateurs.

3) Des microgrids en développement, qui devraient rester limités à moyen terme dans les grands systèmes interconnectés, mais qui pourraient à plus long terme bouleverser l'activité des GRD


a) Définition, catégorisation et état des lieux

Les microgrids sont des réseaux de petite taille, contenant des sources de production dont la capacité de production installée totale varie entre quelques dizaines de kW et ~10 MW, qui permettent d'assurer l'alimentation d'un ou plusieurs « sites » : îles, hôpitaux, campus, aéroports, zones industrielles, écoquartiers, communautés résidentielles, etc. Ces sites peuvent être situés en Zone Non Interconnectée (ZNI) ou être par ailleurs connectés à un réseau de distribution régional/national. Dans les zones connectées, un microgrid est caractérisé par sa capacité à s'isoler du réseau et à fonctionner en autonomie (en « ilotage ») pendant au moins plusieurs heures.

Le terme de microgrid couvre une large gamme de systèmes dont le niveau de complexité peut varier de manière importante. La plupart des microgrids existant sont construits sur des modèles simples, alimentant un site unique représenté comme un seul utilisateur final, qui est propriétaire du microgrid dans son ensemble (c'est-à-dire un modèle « *single-user* », comme détaillé dans le paragraphe suivant).




Dans les cas connectés, les microgrids impliquent et impactent les gestionnaires de réseau de distribution à des niveaux différents en fonction du modèle de développement. Différents modèles existent, dans lesquels le rôle du GRD varie : des modèles « historiques » (single-user ou DSO, qui limitent le nombre de parties prenantes), et des modèles plus récents qui impliquent un plus grand nombre d'acteurs (GRD, tiers, consommateurs, etc.)

Figure 6 : Récapitulatif des modèles de microgrids et de leurs perspectives de développement¹⁵

Modèle et exemple	Description et rôles des acteurs	Potentiel de développement
« Single-user » <ul style="list-style-type: none"> Bases militaires, campus (e.g. 	<ul style="list-style-type: none"> L'utilisateur final détient l'ensemble des actifs (production et distribution) 	 <ul style="list-style-type: none"> Modèle le plus mature, facilité à mettre en œuvre des projets

¹⁴ Contribution au Service Public de l'Electricité

¹⁵ ENEA, 2017, Overview of Urban Microgrids

Princeton University)	<ul style="list-style-type: none"> L'exploitation des actifs de distribution peut être déléguée au GRD régional/national Cas le plus mature à date, qui concerne la plupart des microgrids « historiques », et 60% de la capacité commissionnée en 2016 aux US¹⁶ 	<p>d'hybridation de microgrids existants</p> <ul style="list-style-type: none"> Nombre d'acteurs limité : simplicité contractuelle et réglementaire Développement restreint à un nombre limité de sites sensibles à la sécurité d'approvisionnement
<p>« DSO¹⁷ »</p> <ul style="list-style-type: none"> Stafford Hills, Vermont 	<ul style="list-style-type: none"> Le gestionnaire du réseau de distribution régional/national est propriétaire et gestionnaire de l'ensemble des actifs de production et de distribution Ce modèle concerne environ 15% des projets commissionnés aux US en 2016, et 18% de l'ensemble des microgrids, en capacité installée 	 <ul style="list-style-type: none"> Difficultés à prévoir dans les géographies où les opérateurs sont soumis aux règles d'unbundling Difficultés de financement, nécessité pour un opérateur régulé de justifier ses investissements par les bénéfices socio-économiques du projet
<p>Hybride</p> <ul style="list-style-type: none"> Borrego Springs, Californie 	<ul style="list-style-type: none"> Les actifs de distribution sont détenus et opérés par le GRD régional/national Les actifs de production sont détenus par l'utilisateur final et opérés par l'utilisateur final ou par un tiers 	 <ul style="list-style-type: none"> Simplicité d'interaction entre le réseau régional/national et le microgrid, conformité aux obligations d'unbundling Financement facilité par rapport au modèle DSO
<p>Tiers</p> <ul style="list-style-type: none"> Sendai, Japon 	<ul style="list-style-type: none"> Un tiers parti détient l'ensemble des actifs de production et de distribution, et exploite a minima les actifs de production L'exploitation des actifs de distribution peut éventuellement être déléguée au DSO régional/national 	 <ul style="list-style-type: none"> Financement facilité : accès au capital privé pour l'ensemble des actifs Contraintes réglementaires liées aux obligations d'unbundling, à la protection du consommateur

Les Etats-Unis sont aujourd'hui le plus gros marché pour les microgrids, avec 1,7GW de capacité installée en microgrid à fin 2016, en environ 350 MW prévus sur l'année 2017¹⁸. Ces microgrids ont essentiellement été mises en place pour des raisons de sécurité d'approvisionnement : la qualité du réseau américain étant bien moindre que celle des principaux pays européens, la fiabilité de la fourniture est le premier rationnel à l'installation de microgrids, notamment pour les installations critiques (bases

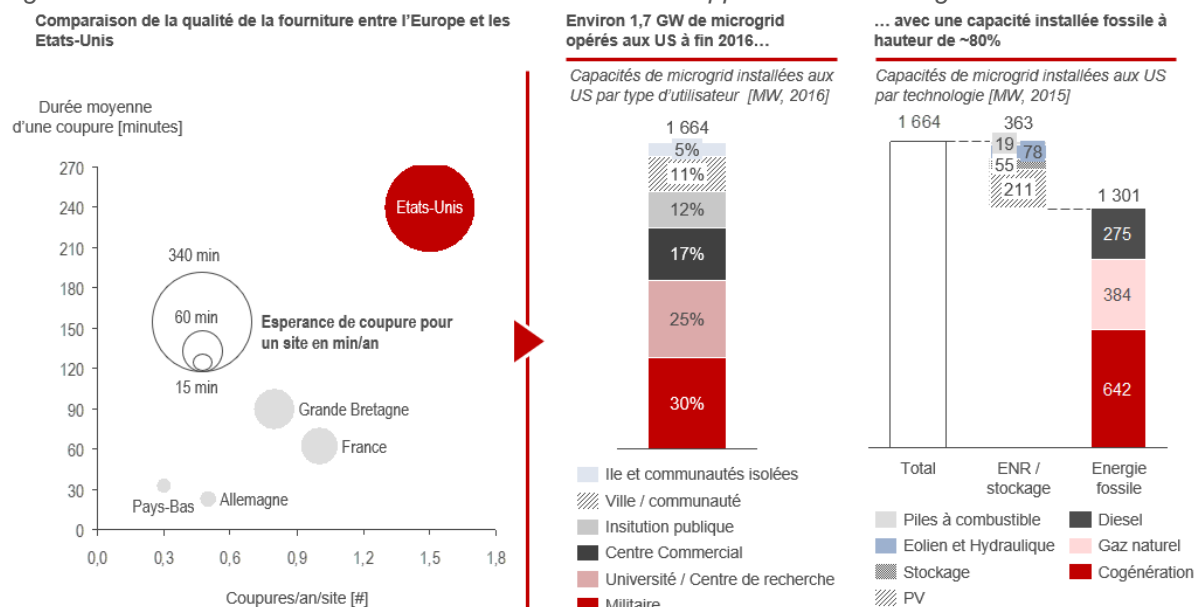
¹⁶ GTM Research, 2017, U.S. Microgrid Tracker Q3 2017

¹⁷ Distribution System Operator

¹⁸ Selon la définition des microgrids donnée par le DoE, qui limite les microgrids aux systèmes ayant au moins 2 sources de production distribuée

militaires, hôpitaux, etc.), mais aussi pour les communautés en cas de catastrophe naturelle. D'autres raisons ayant poussé à la mise en place de microgrids peuvent être l'utilisation à des fins de recherche scientifique, ou la baisse des coûts énergétiques dans certaines configurations comme des cogénérations pour des sites ayant des besoins thermiques importants. Environ 80% de la capacité installée en microgrid aux Etats-Unis est par ailleurs fossile, les cogénérations représentant la première source d'énergie. Le solaire PV est la source d'énergie renouvelable la plus commune pour les microgrids, mais ne représente encore que ~13% de la capacité installée.

Figure 7 : Qualité de la fourniture et état des lieux du développement des microgrids aux US

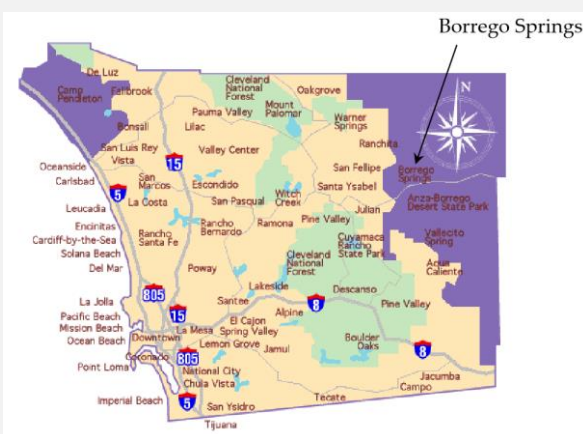


Sources : GTM Research, 2016, U.S. Microgrids 0216 : Market Drivers, Analysis and Forecast; US Department of Defense, analyses E-CUBE Strategy Consultants

Etude de cas : projet de démonstration de Borrego Springs, Californie

Chiffres clés du projet initial :

- 2800 clients résidentiels
- Deux groupes électrogènes diesel de 1,8 MW chacun
- Batterie Li-ion 500 kW/1500 kWh au niveau de la sous-station électrique
- 6 packs de stockage résidentiel 4 kW/7kWh
- 700 kW de solaire PV résidentiel



En 2013, le site de Borrego Springs a accueilli un des premiers projets de microgrids pour une communauté résidentielle connectée aux Etats-Unis. Un certain nombre de critères expliquent cette décision :

- La sous-station électrique desservant Borrego Springs est située en zone inondable, ce qui donnait régulièrement lieu à des coupures plus ou moins longue pendant l'hiver, pouvant aller jusqu'à plusieurs jours lors d'orages particulièrement violents
- Le pic de puissance était relativement peu élevé sur le réseau, autour de 4,6 MW

- La communauté bénéficiait déjà d'une pénétration relativement importante du solaire PV résidentiel

Le microgrid de Borrego Springs est un exemple de **modèle hybride de développement** : les actifs de distribution sont détenus et opérés par San Diego Gas and Electricity (SDG&E), et les actifs de production sont détenus au moins partiellement par les consommateurs finaux.

Le **premier objectif du projet était ainsi une amélioration jugée nécessaire de la résilience de la fourniture d'électricité en cas d'évènement climatique extrême** : San Diego Gas and Electricity (SDG&E) voyait ainsi le projet de microgrid comme un moyen de réduire les coûts d'investissement requis pour améliorer la fiabilité du réseau, par rapport à des moyens traditionnels de renforcement du réseau. D'autres objectifs, comme **l'intégration de la production locale d'énergie renouvelable**, la réduction du pic de puissance par un signal prix, et l'établissement d'un « proof-of-concept » pour les microgrids impliquant des communautés résidentielles.

Cependant, si la notion de résilience du réseau n'était pas valorisée, ce microgrid ne serait pas une solution viable, le fonctionnement des générateurs diesel générant des coûts de production bien supérieurs aux prix wholesale de CAISO au niveau de la sous-station de Borrego Springs (par un facteur de l'ordre de 5 à 10¹⁹). SDG&E a reçu en 2015 un financement de 5 millions de dollars de l'état de Californie pour étendre le microgrid de Borrego Springs, et y intégrer 26 MW de capacité solaire PV « utility scale » détenus par NRG à proximité de Borrego Springs.

b) Potentiel de développement des microgrids renouvelables

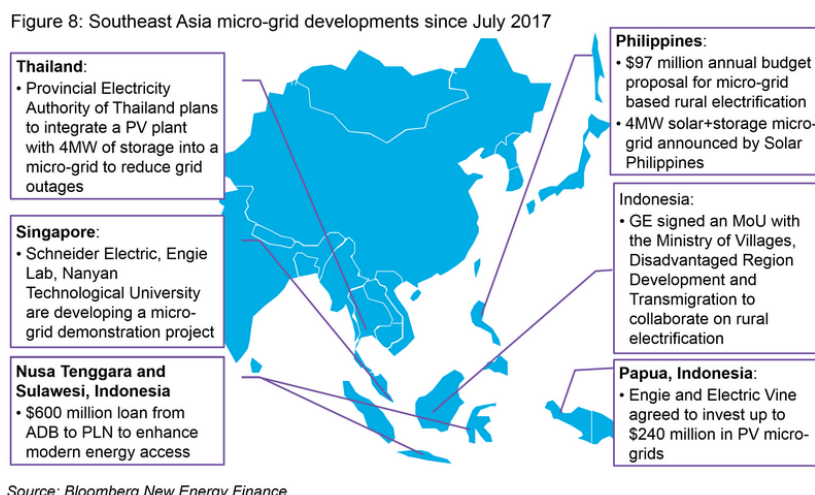
Les microgrids intégrant des sources d'énergie renouvelable distribuée sont aujourd'hui en croissance (215 MW de projets annoncés au niveau mondial entre juillet et octobre 2017), portées par la chute des prix des ENR (notamment solaire PV) et des prix des batteries.

Cette croissance s'appuie sur les zones non interconnectées ou desservies par un réseau de très mauvaise qualité, notamment dans les pays en voie de développement : depuis le début de l'année 2017, BNEF recense environ 35 annonces de projets de microgrids avec des capacités renouvelables et/ou stockage installées supérieures à 100 kW hors pays de l'OCDE et Chine, pour une capacité totale d'environ 200 MW. A titre de comparaison, 13 projets seulement avaient été annoncés en 2016 sur ce même périmètre. En Inde et Asie du Sud-Est notamment, le marché cible essentiellement les îles et ZNI, où le prix du diesel rend le modèle économique des microgrids avec ENR viable en l'absence de connexion au réseau national²⁰. Des budgets importants alloués à l'électrification rurale viennent ainsi renforcer les perspectives de développement dans ces régions.

¹⁹ SDG&E, 2013, Borrego Springs Microgrid Demonstration Project – Final Project Report

²⁰ A titre d'exemple en Indonésie, jusqu'en 2016 les prix du diesel pouvaient être multipliés par 2 ou plus entre Jakarta et des zones éloignées comme Papua. En 2016, le gouvernement a annoncé un programme « single price fuel », en cours de déploiement, qui requiert des investissements considérables de la part de la compagnie nationale Pertamina. La compagnie a donc tout intérêt à favoriser le développement des microgrids renouvelables dans les zones éloignées.

Figure 8 : Annonces de développement de microgrids en Asie du Sud-Est au 3ème trimestre 2017



Des microgrids partiellement ou 100% renouvelables émergent également en zones connectées / milieux urbains aux Etats-Unis, où la problématique de la qualité du réseau et de sa résilience en cas de catastrophe naturelle se joint désormais à la volonté de faciliter l'intégration de capacités renouvelables distribuées et de verdir l'électricité consommée. GTM research prévoit ainsi que la capacité installée en microgrid aux Etats-Unis atteigne plus de 4 GW à l'horizon 2022²¹.

Cependant ces projets ne s'appuient pas sur un modèle économique avéré et systématique. Les coûts des microgrids sont extrêmement variables en fonction du type d'usage et du degré de sophistication²², et dans certains cas la mise en place d'un microgrid sur la base d'infrastructures existantes ou en lieu et place d'investissements importants sur le réseau existant peut générer des économies de coûts d'investissement ou d'énergie. Mais **en règle générale et sauf en cas de sources de valeur « externes » (services rendus au réseau, intégration des ENR, sécurité d'approvisionnement, etc.), les microgrids urbains à base de renouvelables/stockage en zone connectée ne sont pas encore compétitifs par rapport à l'électricité du réseau de distribution pour des communautés résidentielles ou commerciales.** En particulier, par comparaison avec des réseaux locaux intelligents, la capacité d'ilotage des microgrids occasionne un surcoût en stockage qui les rend beaucoup moins compétitifs.

Les cas présentés dans le Tableau 2 montrent que c'est en particulier vrai dans le cas de la France, où les tarifs de l'électricité réseau sont moindres qu'en Californie, et où même un système smart grid optimisé ne permet qu'une économie assez limitée sur le coût de production de l'énergie consommée, de l'ordre de 8%.

Figure 9 : Coûts de production de l'électricité dans 2 études de cas de microgrids par rapport au prix de détail de l'électricité²³

Cas	Ecodistrict dans la région de San Diego, Californie	Aéroport dans le sud de la France
Coût de l'électricité réseau	287 \$/MWh	134 €/MWh

²¹ GTM Research, 2016, U.S. Microgrids Market Analysis and Forecast

²² GTM Research estime dans son U.S. Microgrid Tracker, Q3 2017, que le coût médian d'un microgrid varie d'environ 1100 \$/kW dans le cas d'une île à plus de 4000 \$/kW dans le cas d'un microgrid urbain pour une communauté résidentielle <https://microgridknowledge.com/microgrid-investment-gtm/>

²³ Enea, 2017, Overview of Urban Microgrids

Surcoût de l'électricité occasionné par un microgrid, par rapport à l'électricité réseau	+17% (pour une capacité d'ilotage de 12h)	+58% (pour une capacité d'ilotage d'1h)
Solution optimale : coût le plus bas atteignable avec un réseau local intelligent (sans capacité d'ilotage), et installation correspondante	196 \$/MWh (250 kW de PV et 100 kWh de stockage petite échelle, réseau privé, équipement smart grid)	124 €/MWh (1 MW de PV pour autoconsommation, pas de stockage stationnaire, V2G, réseau privé, équipement smart grid)

Le développement commercial des microgrids à court terme passe donc par la capacité à monétiser les différentes sources de valeur proposées par les microgrids, au-delà du coût de production de l'électricité. Les éventuels services rendus au système grâce à la capacité de stockage par exemple, l'amélioration de la fiabilité du réseau, les arbitrages et l'utilisation optimisée de l'électricité réseau sur base d'un signal prix, font partie des sources de valeur qui, si monétisées, peuvent apporter des sources de revenus supplémentaires aux parties prenantes.

Etude de cas : Stafford Hills – Rutland, Vermont

Chiffres clés du projet :

- 2,5 MW solaire PV (pré-existant)
- 2 MW/1MWh de stockage batterie Li-ion
- 2 MW/2,4 MWh de stockage batterie Pb-acide
- Alimentation du lycée de Rutland en ilotage, charge critique de 250 kW en hiver
- Coût total du projet : USD ~11M

Commissionné en 2015, le microgrid de Stafford Hill est un exemple de microgrid 100% renouvelables, développé sur le modèle « DSO » : Green Mountain Power (GMP), le producteur/distributeur local, a financé le projet et est propriétaire de l'ensemble du microgrid.

Le projet répondait à plusieurs impératifs pour GMP²⁴ :

- **Mettre en place un système de back-up en cas de coupure du réseau**, suite à l'expérience de l'ouragan Irene en 2011. En ilotage, le microgrid assure l'alimentation du lycée local, en tant que refuge d'urgence pour la communauté locale.
- **Améliorer grâce au stockage l'intégration des énergies renouvelables intermittentes** sur son réseau de distribution
- **Faire face à l'augmentation des tarifs du New England Independent System Operator** (ISO-NE, opérateur du réseau de transport), et en particulier des charges dues par GMP pour son appel de puissance en période de pic :
 - o pendant la pointe mensuelle au niveau de l'état (« Regional Network Services charge »)
 - o pendant la pointe annuelle au niveau de la zone de contrôle de ISO-NE (« Forward Capacity Market charge »)

Dans ce cadre, **en chiffrant l'ensemble des services rendus par le microgrid** (marché de capacité à terme et services du réseau de transport régional, arbitrages, régulation de fréquence, reports

²⁴ Sandia National Laboratories report, 2017, Green Mountain Power: Significant Revenues from Energy Storage

d'investissements dans le renforcement des réseaux, et résilience de la fourniture), **GMP estime que l'investissement réalisé dans le système de stockage sera amorti en 8 à 10 ans.**

Figure 10 : Valorisation des services rendus au système par le microgrid de Stafford Hill, Vermont²⁵

Bénéfice	Valeur
« Forward Capacity Market » - réduction du pic de puissance annuel	\$102/kW-an en 2018, en augmentation à l'avenir
« Regional network services » - réduction du pic de puissance mensuel	\$103/kW-an en 2018, en augmentation à l'avenir
Arbitrages	Environ \$13/kWh-an, mais GMP ne profite pas encore de cette valeur
Régulation de fréquence	Jusqu'à \$150/kWh-an dans le périmètre de l'ISO-NE
Report d'investissements dans le réseau de transport	\$500-\$1000/kW pendant la première année
Report d'investissements dans le réseau de distribution	\$50-\$500/kW à chaque fois
Intégration des ENR	Pas de valeur actuellement, mais éventuellement prix négatifs à prévoir dans les années à venir
Résilience	Estimée à \$40 000 / évènement pour un système d'1 MWh/1 MW

C'est notamment dans cette optique que la California Energy Commission doit publier d'ici la fin de l'année 2017 sa roadmap stratégique de commercialisation des microgrids, qui doit répondre à 3 points essentiels concernant l'économie des microgrids en Californie :

- Le développement et la validation d'une métrique pour les bénéfices des microgrids en termes de fiabilité du réseau
- Acter la réglementation pour la participation des microgrids aux marchés de gros et de détail
- Définir et quantifier les autres sources de revenus possibles pour les microgrids, au-delà des sources existantes, comme les services de puissance réactive, les services de flexibilité, et les services d'urgence²⁶

A plus long terme, la baisse des coûts du stockage pourrait soulever la question de la pertinence pour les microgrids de se déconnecter complètement du réseau, si un système PV+stockage atteint la parité avec les prix de l'électricité du réseau pour les communautés résidentielles. [cf sujets de « thèses »]

c) Focus européen

Le manque de compétitivité des microgrids PV+stockage (voir Tableau 2) explique qu'ils restent encore aujourd'hui limités à des cas isolés dans les zones connectées, et que leur développement soit pour l'instant anecdotique en Europe, où la qualité du réseau ne justifie pas les investissements dédiés à la capacité d'ilotage, et où l'électricité du réseau de distribution a un contenu en CO2 moindre (voire bien moindre en France) et est moins chère qu'aux Etats-Unis. Les

²⁵ Sandia National Laboratories report, 2017, Green Mountain Power: Significant Revenues from Energy Storage

²⁶ California Energy Commission, 2017, A Roadmap for Commercializing Microgrids in California

microgrids européens sont ainsi recensés principalement off-grid (îles grecques et sites industriels non connectés²⁷), et les cas en milieu urbain sont limités à des démonstrateurs et projets R&D.

La Commission Européenne paraît cependant favorable à l'émergence du modèle de « *Local Energy Communities* » (LEC) qu'elle évoque dans la proposition de Clean Energy Package et de « Electricity Directive »²⁸. L'EDSO (association des gestionnaires de réseaux de distribution européens) et le CEER (Council of European Energy Regulators) émettent des avis prudents en réaction à ces propositions, reflétant les positions partagées des GRD européens sur la question. **Le point commun à tous les avis est que la réglementation encadrant les LEC (unbundling, protection des droits des consommateurs n'appartenant pas à la LEC, répartition des coûts liés au réseau de distribution, etc.) doit être clarifiée pour que le concept puisse émerger dans de bonnes conditions.** Quelques recommandations sont notamment émises par l'EDSO²⁹ :

- la création d'un nouveau type d'acteur, susceptible d'assumer à l'échelle locale le rôle de GRD, doit être soutenable économiquement : toute forme de « redondance » entre les acteurs doit être évitée afin de ne pas être répercutée financièrement sur le consommateur ;
- toute forme de discrimination entre les consommateurs membres et non membres d'un LEC doit être évitée, ce qui implique la participation équitable des LEC et de leurs membres aux coûts globaux du système ;
- clarifier les droits et obligations des LEC en tant qu'acteurs sur des activités régulées (distribution) et non régulées (fourniture).

L'EDSO se déclare par ailleurs ouverte, sous ces conditions, à mettre en place des collaborations innovantes, dans le cadre de contrats de prestation de service entre les LEC et les GRD traditionnels, l'obligation de service restant sous la responsabilité des LEC.

Le cadre réglementaire européen actuel, étant données les obligations d'unbundling concernant l'ensemble des utilities, semble plus favorable à l'émergence de modèles hybrides ou single-users.

Cas allemand :

En pratique, l'Allemagne est le pays le plus actif sur la question des LEC, ce qui peut notamment s'expliquer par son modèle de distribution d'électricité, très différent du modèle français. Environ 900 GRD desservent les 20 000 municipalités, dont :

- 4 acteurs de grande taille (RWE, EnBW, E.ON et Vattenfall) qui opèrent une part importante du réseau de distribution sous des contrats de concession avec les municipalités. La durée de ces contrats peut aller jusqu'à 20 ans, et selon l'Energy Industry Act, ils doivent être remis en concurrence sans discrimination
- Environ 700 Stadtwerke (entreprises locales détenues par les municipalités) qui produisent, distribuent et/ou commercialisent localement de l'électricité, et desservent pour la plupart moins de 100 000 points de relève³⁰

Une autre particularité du système allemand est que les coûts de réseau sont alloués exclusivement au sein du territoire de chaque GRD. **Les tarifs de distribution sont élevés et la péréquation**

²⁷ DER Lab, Fraunhofer IWES, 2016, Overview of Microgrids in Europe

²⁸ Proposal for a Directive of the European Parliament and of the Council on common rules for the internal market in electricity

²⁹ EDSO, 2017, White paper on Local Energy Communities

³⁰ Agora Energiewende, 2015, Report on the German power system

tarifaire³¹ n'existe en pratique pas en Allemagne, contrairement à la France, ce qui est un facteur facilitant la mise en place de *Local Energy Communities*.

Par ailleurs, la nature beaucoup plus concurrentielle de la distribution d'électricité³² pousse les GRD de toute taille à envisager les LEC comme une opportunité de fournir de nouveaux services. Deux Stadtwerke, EnergieSudwest et Allgäuer Überlandwerk ont annoncé récemment la mise en place à Landau et Allgau de deux microgrids utilisant la technologie blockchain, développés en partenariat avec LO3 Energy sur le modèle du microgrid de Brooklyn (décrite en partie IV). L'objectif annoncé est de démontrer la faisabilité de l'intégration des microgrids dans le réseau existant, et d'établir le niveau d'intérêt des consommateurs, et ce qu'ils sont prêts à payer, pour une énergie propre et produite localement.

III. ... prémices, pour les réseaux interconnectés des pays développés, d'une fragilisation du modèle historique centralisé-hiérarchique d'opération des réseaux

Les tendances évoquées précédemment (en particulier la décentralisation de la production), couplées à une tendance baissière des consommations finales, risquent à terme de venir fragiliser le modèle historique hiérarchisé des réseaux centralisés dans les pays développés, en engendrant une diminution des volumes transportés (malgré une augmentation du refoulement) et distribués.

CAVEAT : Nous prendrons souvent dans la suite de ce paragraphe l'exemple du scénario WATT du BP RTE 2017, pour illustrer les effets potentiels sur les réseaux d'un fort développement des renouvelables avec peu de nucléaire dans un contexte de baisse de la consommation. Il faut cependant noter que ce scénario n'a pas été retenu par les pouvoirs publics, car il impliquerait une augmentation des émissions de CO2 par le système électrique à l'horizon 2035 (comme illustré par le BP RTE). En revanche l'évocation de ce scénario en exemple présente un intérêt en tant que cible crédible à plus long terme : les conclusions présentées sont donc valables à une échéance au-delà de 2035.

La tendance à la baisse de la consommation, due aux efforts d'efficacité énergétique dans les pays présentant des objectifs ambitieux en la matière comme la France, devrait tirer vers le bas les volumes acheminés de manière générale, impactant à la fois le transport et la distribution. Le BP RTE 2017 identifie des trajectoires de consommation intérieure française orientées à la baisse dans 3 cas sur 4 à l'horizon 2035, avec des réductions de la consommation allant de ~20 à ~80 TWh (et ~70 TWh dans le scénario Watt du BP RTE).

³¹ Principe selon lequel le kWh est au même prix pour tous les consommateurs ayant le même fournisseur et la même offre, quelle que soit leur localisation géographique. Cela implique notamment que les coûts totaux d'acheminement sont répartis à parts égales sur l'ensemble des consommateurs, quel que soit le coût de réseau réel attribuable à chacun.

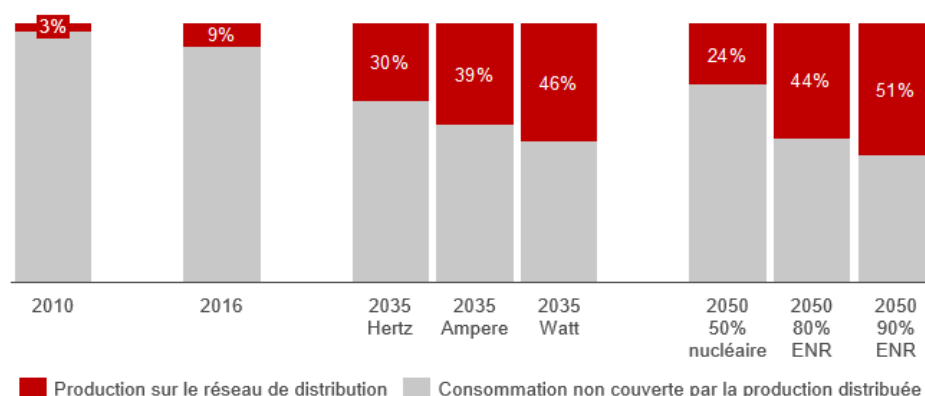
³² Agora ENergiewende notait en 2015 que de plus en plus de Stadtwerke avaient tendance à reprendre à leur compte les activités de distribution à l'échéance du contrat de concession

Le développement de l'autoconsommation aura, comme une baisse de la consommation, un effet baissier sur l'ensemble des volumes acheminés, concernant à la fois le réseau de transport et le réseau de distribution. L'impact en volume de l'autoconsommation sur les volumes distribués aux consommateurs finaux devrait en revanche rester relativement faible à horizon 2035 dans le cas de la France. Si l'on se place dans l'hypothèse du scénario WATT du BP RTE, qui prévoit ~13GW de capacité installée en solaire PV à fins d'autoconsommation résidentielle à horizon 2035 (voir figure 4), et que l'on suppose des taux d'autoconsommation élevés, de l'ordre de 50%, des volumes de l'ordre de 7 TWh³³ pourraient être autoconsommés dans le secteur résidentiel³⁴, ce qui reste marginal.

Dans ce scénario, les volumes délivrés aux consommateurs en France par les gestionnaires de réseau en général seraient en baisse de ~80 TWh. Les volumes distribués par les GRD aux utilisateurs du réseau de distribution pourraient baisser d'environ ~50 TWh³⁵ (en ordre de grandeur), soit une baisse d'environ 15%.

Les volumes acheminés sur le réseau de transport, pour lequel la baisse des consommations et le développement de l'autoconsommation se combinent à la hausse de la production sur les réseaux de distribution, devraient subir un impact encore plus conséquent. **A horizon 2035 en France, la production sur le réseau de distribution pourrait couvrir 30 à 46% de la consommation intérieure selon les scénarios du BP RTE 2017** (voir figure 18). Ce taux pourrait atteindre plus de 50% à horizon 2050 selon les scénarios de l'ADEME. **Cette évolution devrait donc entraîner une baisse de la production centralisée sur le réseau de transport, et tirer vers le bas les volumes transportés à hauteur de plus de 25% à horizon 2035 (hors imports), soit ~130 TWh de moins**³⁶.

Figure 11 : Estimation sur la base des scénarios RTE et ADEME de l'évolution de la couverture de la consommation intérieure par la production distribuée en France, entre 2010 et 2050



Source : RTE 2017, ADEME 2017, analyses E-CUBE Strategy Consultants

Cette possible baisse des volumes transportés contraste néanmoins avec certains facteurs d'augmentation des besoins en infrastructure réseau, liés aussi à la hausse de la production distribuée

³³ En supposant un facteur de charge moyen de l'ordre de 12% pour la capacité PV résidentielle installée

³⁴ L'autoconsommation dans d'autres secteurs présente également un potentiel de développement, non chiffré dans la synthèse du BP RTE. L'impact de l'autoconsommation sur les réseaux dans nos estimations est donc à considérer comme un minimum

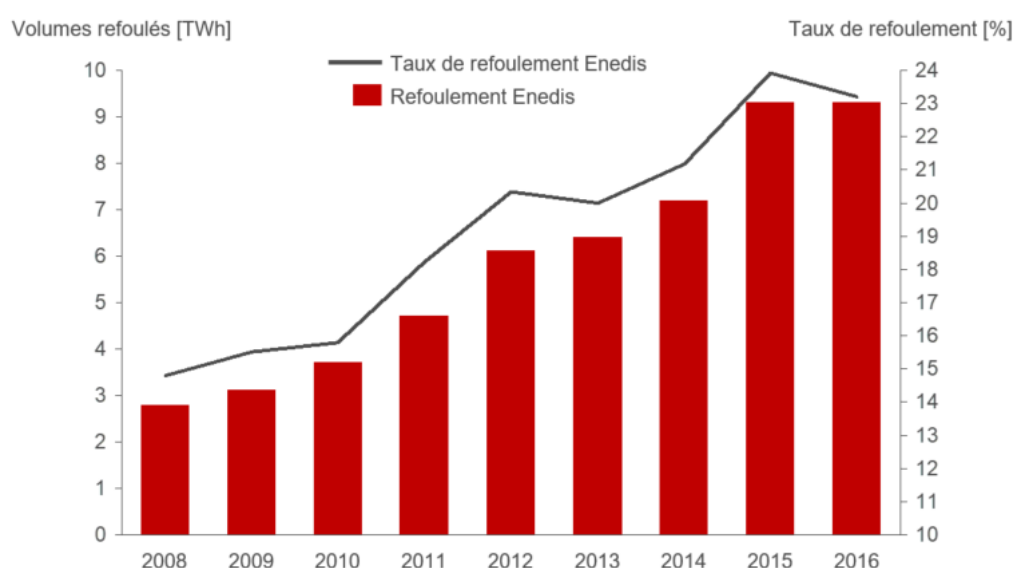
³⁵ En reprenant les hypothèses du BP RTE 2014 en termes de parts des différents secteurs dans les baisses des consommations dans le scénario A à 2030 (seul scénario du BP RTE 2014 à prévoir une baisse de la consommation intérieure d'électricité), on peut estimer que les consommations sur le réseau de distribution assumeraient environ 60% de la baisse totale de la consommation intérieure

³⁶ Dans le scénario WATT du BP RTE, en prenant une hypothèse de 50% de taux de refoulement

intermittente. Ces besoins croissants en infrastructure réseau sont dus notamment à l'augmentation du taux de refoulement de la production distribuée vers le réseau de transport.

Les volumes refoulés par Enedis vers le réseau RTE ont atteint en 2016 9,3 TWh, pour 40,1 TWh produits sur le réseau d'Enedis. Le taux de refoulement a déjà nettement augmenté, passant de 14% en 2008 à 23% en 2016.

Figure 12 : Evolution des volumes refoulés du réseau d'Enedis vers le réseau RTE entre 2008 et 2016³⁷



L'analyse du taux de refoulement en fonction du ratio {production distribuée/consommation sur le réseau de distribution} permet d'effectuer une projection **en ordre de grandeur** du taux de refoulement en 2035 dans les scénarios RTE (analyse et hypothèses sous-jacentes présentées en détail en annexe 1). **Ce taux de refoulement pourrait atteindre plus de 50% dans l'ensemble des scénarios.** Ces extrapolations doivent être relativisées par le fait que la production renouvelable pourra être de plus en plus associée à du stockage (comme c'est déjà le cas dans les zones non interconnectées) ce qui limitera le taux de refoulement.

En outre, la hausse de la production renouvelable intermittente dans tous les pays européens générera des besoins nouveaux d'interconnexions, de façon à profiter de l'effet de foisonnement entre des zones ou des pays bénéficiant de régimes climatiques différents à l'échelle européenne.

RTE envisage à horizon 2035 des scénarios d'échanges transfrontaliers variés, mais tous ces scénarios prévoient une croissance des interconnexions : les capacités à l'import (respectivement export) atteignent 27 GW (33 GW) dans les scénarios Ampère et Volt³⁸, contre ~10 GW (15 GW) actuellement.

Au-delà de ces phénomènes, la transition énergétique va se traduire, en France comme ailleurs, par une redistribution de la localisation des sources de production d'électricité. En France, certaines installations de production centralisée (charbon, fuel, et/ou gaz ou nucléaire suivant les scénarios)

³⁷ Enedis, 2017, Bilan électrique 2016

³⁸ BP RTE 2017

seront fermées et remplacées par de la production renouvelable. Les flux sur les réseaux de transport seront modifiés en conséquence, ce qui pourrait nécessiter des investissements lourds dans les réseaux de transport. **La question de la coordination des investissements dans les réseaux de transport et dans la production ENR devra donc être examinée.** On observe d'ores-et-déjà des difficultés dans des pays où cette coordination est défaillante : en Allemagne, où la congestion Nord-Sud due à l'excès de production renouvelable au nord perturbe le fonctionnement des réseaux et des interconnexions dans toute la région centre-Europe, ainsi qu'en Chine où une partie de la production renouvelable doit être écrêtée faute de pouvoir être transportée jusqu'aux principaux centres de consommation.

Si ces différentes analyses mettent en lumière l'impact majeur que pourrait avoir la transition énergétique et les changements des grands équilibres physiques des opérateurs de réseaux (en particulier transport) qu'elle pourrait engendrer, la hausse prévisible des refoulements du RPD vers le RPT et le rôle croissant des interconnexions démontrent la valeur et la nécessité du réseau de transport à long terme.

IV. Une évolution de la manière même d'opérer les réseaux électriques liée notamment à la transformation numérique (pilotage, gestion active, optimisation) et aux outils de flexibilité diffus

La transition numérique en général, et les techniques de *big data* et de *machine learning* en particulier, ont et auront un impact prépondérant sur deux aspects de la gestion des réseaux. D'une part, l'utilisation du big data pour la gestion des actifs d'acheminement est source d'amélioration de la qualité d'alimentation et de baisse des coûts pour les gestionnaires de réseaux. D'autre part le numérique est indispensable à l'augmentation de la capacité d'intégration des énergies renouvelables intermittentes : la digitalisation des réseaux et le big data permettent une meilleure prévision de la production, une optimisation de la capacité d'accueil du réseau, et à terme une meilleure intégration dans les modèles des systèmes « *grid edge* » comme les microgrids.

L'émergence des outils de flexibilité diffus, et notamment du *Vehicle-to-Grid* (V2G), pourrait également contribuer à cette évolution. Selon les projections de RTE, les batteries de VE pourraient représenter une capacité de stockage de l'ordre de 10 à 30 GW à horizon 2035. Cette capacité de stockage diffus serait susceptible de participer à l'équilibrage à court terme du réseau, impactant ainsi la manière de l'exploiter.

1) Le numérique, une opportunité pour l'amélioration de la performance des gestionnaires de réseau et pour l'intégration des ENR

a) Un potentiel d'amélioration de la qualité d'alimentation et de réduction des coûts de gestion des actifs

La transition numérique représente pour les gestionnaires de réseau une opportunité d'amélioration de la qualité d'alimentation électrique, de meilleure gestion des défaillances et de réduction des coupures. L'auto-cicatrisation dynamique des incidents en est un exemple, illustré dans la contribution des

gestionnaires de réseau public de distribution à l'étude Valorisation économique des Smart Grids³⁹. L'auto-cicatrisation dynamique désigne un ensemble d'automatismes de résolution des incidents (incidents poste source, prise en compte des impacts de foudre, etc.) qui apportent une aide aux chargés de conduite, en s'appuyant sur la capacité à recueillir et traiter en temps réel des données sur l'état du réseau, et sur des solutions de contrôle-commande à distance. La localisation et l'isolement du défaut sont traités automatiquement, accélérant la mise en œuvre d'un schéma de reprise et garantissant une gestion optimale des incidents. Les bénéfices sur la réduction de la non qualité liée aux incidents sont mesurés par la baisse de l'énergie non distribuée, et sont évalués à ~35 M€ d'ici 2030 par Enedis.

L'utilisation des technologies d'analyse, de *machine learning* et de robotique pour la gestion des actifs est par ailleurs une des premières sources de réduction des coûts liée à la révolution numérique pour l'industrie de l'énergie en général, et les gestionnaires de réseaux en particulier. Le « White Paper » du World Economic Forum sur la digitalisation du secteur de l'électricité chiffre à plus de 500 Mds USD la valeur totale des solutions de gestion des actifs dans le secteur⁴⁰.

Les solutions d'optimisation de la maintenance, passant d'un mode préventif à un mode prédictif, la gestion prévisionnelle de travaux, ainsi que les possibilités de digitalisation des tâches, font partie des solutions les plus fréquemment investiguées, et un écosystème important de start-ups s'est créé autour de ces solutions afin d'accompagner les grands groupes gestionnaires d'infrastructures dans cette mutation. Par exemple en France, **RTE vise 20% d'économies sur ses coûts de maintenance et de gestion des actifs existants d'ici 15 ans** (700 M€/an dépensés en maintenance du réseau actuellement)⁴¹. Pour atteindre cet objectif, l'entreprise travaille notamment avec la start-up lyonnaise Cosmo Tech, spécialisée dans la modélisation des systèmes complexes, pour développer le logiciel MONA (Management & Optimization of Network Assets) d'optimisation des stratégies d'investissement et de maintenance du réseau de transport.

b) Un outil indispensable à l'intégration au réseau des énergies renouvelables intermittentes

La transition numérique et les capacités d'analyse Big Data sont également des outils indispensables à l'intégration d'une proportion importante d'énergie renouvelable intermittente sur les réseaux.

L'agrégation et la prévision de production renouvelable

Le traitement de données temps réel, permis par la puissance de calcul disponible et les techniques d'analyse de données, est à la base du rôle des agrégateurs et des Virtual Power Plants (VPP) dans l'intégration des volumes de production distribuée. Next Kraftwerke par exemple, à l'origine un producteur et trader d'énergie en Allemagne, a constitué une VPP qui agrège la production de plus de 3,5 GW de capacité renouvelable installée, traitant en temps réel les données de production, les prix de marché et les prévisions météorologiques. Cette VPP est active sur les marchés et fournit des services pour l'ensemble des GRT allemands.

Au-delà des VPP, l'utilisation du *machine learning* et des réseaux de neurones pour la prévision de la production intermittente éolienne et solaire à partir de données météorologiques ou d'images (satellites

³⁹ Enedis et ADEEF, 2017, Valorisation économique des Smart Grids – Contribution des gestionnaires de réseau public de distribution

⁴⁰ World Economic Forum, 2016, White paper on Digital Transformation of Industries : Electricity

⁴¹ https://www.lesechos.fr/03/12/2015/LesEchos/22079-079-ECH_la-maintenance--un-axe-clef-de-l-industrie-du-futur.htm

ou caméra) devient de plus en plus incontournable, et attire un certain nombre de start-ups comme MeteoSwift ou Reuniwatt en France, et Energy Meteo Systems en Allemagne.

L'optimisation en temps réel de la capacité d'accueil des réseaux

RTE travaille aujourd'hui à l'utilisation du Big Data et des techniques d'Intelligence Artificielle (IA) pour optimiser la capacité d'accueil de production intermittente du réseau de transport :

- Le projet « Poste Intelligent » déploie sur des postes du réseau de transport des technologies numériques et optiques permettant de calculer en temps réel la capacité d'accueil du réseau (notamment grâce à des capteurs de température), et donc d'en maximiser l'usage en toute sécurité. Lancé initialement en 2013 pour expérimentation sur 2 postes avec un budget de 37 M€, le déploiement du poste nouvelle génération devrait commencer à partir de 2020 avec 4 postes en Bretagne et Pays de Loire, pour un investissement de l'ordre de 30 M€. Cela devrait permettre d'augmenter localement la capacité d'accueil de production renouvelable intermittente d'environ 30%⁴².
- Pour traiter l'ensemble des données transmises par les capteurs et optimiser au maximum la conduite du réseau (« *dispatching* »), RTE teste une intelligence artificielle (projet Apogée). L'objectif à terme est de permettre aux opérateurs de travailler avec un seul écran (contre une dizaine aujourd'hui) et de se concentrer sur les tâches complexes, toutes les opérations de routine étant prises en charge par Apogée.

Le développement du logiciel « grid-edge »

Selon GTM Research, les investissements dans le secteur du numérique pour l'énergie, et notamment les rachats de start-ups proposant des solutions d'intelligence artificielle « *grid-edge* »⁴³, ont augmenté de manière très nette passant de ~500 M\$ au premier trimestre 2017 à ~3,5 Mds\$ au 3^{ème} trimestre 2017⁴⁴.

Cette tendance reflète l'engouement porté de manière générale au sujet de l'intégration et de la modélisation des nouveaux modes de production et de consommation à la limite des réseaux. Microgrids, autoconsommation individuelle ou collective, smart grids, toutes ces tendances font l'objet de projets de recherche et démonstrateurs, qui visent à optimiser les solutions numériques, avec l'utilisation de la technologie *blockchain* par exemple, mais également à modéliser un système électrique complet de la production centralisée au « *prosumer* », comme le projet de « *Virtual Megagrid* » de l'initiative Bits & Watts de Stanford⁴⁵.

Cette initiative du Precourt Institute for Energy est organisée en 3 domaines de recherches : *grid core*, sur la coordination et l'intégration des réseaux de transport et de distribution ; *grid edge*, sur l'intégration du « *prosumer* » et de l'ensemble des systèmes situés à la limite du réseau de distribution ; et enfin *grid data science*, sur la récupération, le stockage et l'exploitation des données liées au réseau. La *Virtual Megagrid*, qui est un des projets de recherche constituant l'initiative Bits & Watts, a pour objectif global de développer une plateforme open-source, basée sur le cloud, simulant l'intégralité du système électrique, c'est-à-dire les différentes parties généralement modélisées séparément : outils de production centralisée, systèmes *grid edge* (V2G, autoconsommation), marchés, réseaux, etc. Cette plateforme sera capable de collecter et traiter en temps réel des quantités extrêmement importantes de

⁴² Les Echos, RTE « Voyage au cœur du réseau de demain »

⁴³ Désigne l'ensemble des innovations (hardware et software) permettant l'intégration croissante d'infrastructures situées à la « limite » (au sens large) du réseau de distribution d'électricité

⁴⁴ GTM Research, 2017, « Big Data and Artificial Intelligence deals in the energy sector are up tenfold in 2017 »

⁴⁵ <https://bitsandwatts.stanford.edu/about>

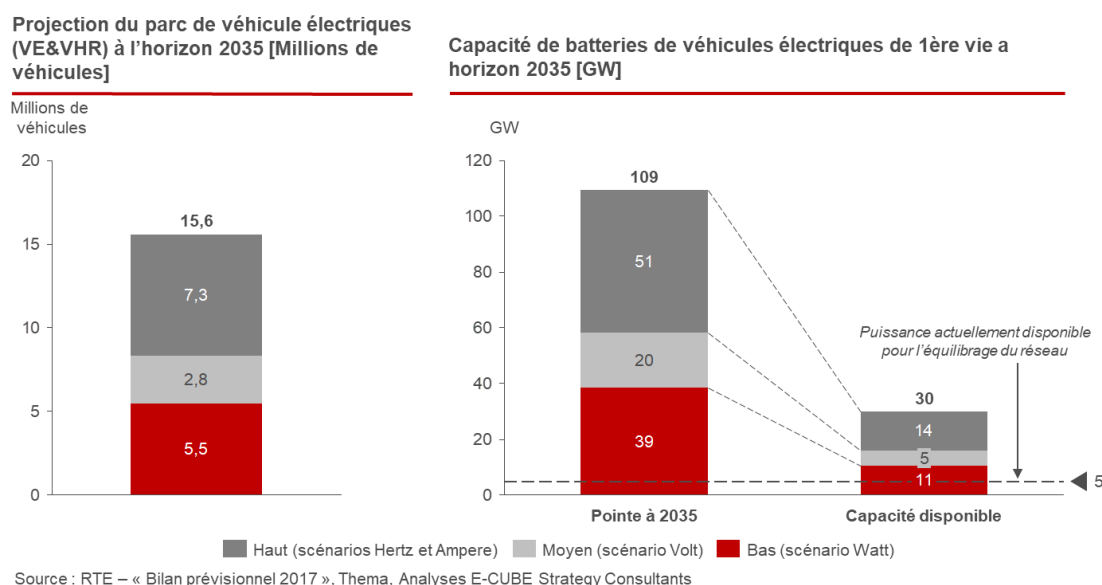
données qui vont des objets résidentiels connectés et stations de recharge des VE à la production des centrales fossiles et renouvelables, pour optimiser en temps réel l'exploitation du réseau. Le projet a également pour objectif d'être capable de simuler et tester – avant de mettre en œuvre des démonstrateurs grandeur nature coûteux et aux résultats non garantis – toutes les innovations participant à la transition énergétique : pénétration importante des renouvelables intermittentes, nouveaux market designs, modifications des comportements des consommateurs, V2G, etc.

2) Le V2G, un outil de flexibilité diffus susceptible de contribuer à l'évolution de la gestion des réseaux

Les outils de flexibilité à la disposition des gestionnaires de réseau vont également évoluer et devenir de plus en plus décentralisés, au même titre que les moyens de production, impactant ainsi les modes d'opération des réseaux. Plusieurs exemples peuvent être cités, comme l'effacement de consommation diffus, mais également le V2G (*Vehicle-to-Grid*), auquel nous nous intéressons en particulier dans la suite de ce paragraphe.

Le V2G consiste à utiliser la capacité de stockage/déstockage d'un parc de véhicules électriques pour rendre des services au système électrique : équilibrage à court terme du réseau, équilibre offre-demande, etc. En France, les objectifs ambitieux de développement des véhicules électriques, s'ils étaient atteints, donneraient accès à une importante capacité de stockage d'électricité. En utilisant les différentes projections de parc de VE présentées par RTE dans le bilan prévisionnel (entre 5,5 et 15,6 millions de véhicules à horizon 2035), ainsi que plusieurs hypothèses relatives à la disponibilité de ce parc⁴⁶, cette capacité peut être estimée à 10 à 30 GW, ce qui est déjà largement supérieur aux 5 GW de puissance actuellement utilisés pour l'équilibrage court terme du réseau⁴⁷.

Figure 13 : Potentiel de stockage par les batteries de VE à l'échelle Française en 2035



⁴⁶ L'estimation est basée sur les chiffres du document du Commissariat général au développement durable Thema – 2017 – « Analyse coûts bénéfices des véhicules électrique ». Les hypothèses utilisées sont : des bornes de recharges de 7kW, une part de la puissance allouée à la recharge du véhicule de 50% ainsi qu'un taux de connexion de 55% sur la journée. Chaque véhicule délivre ainsi ~2kW en moyenne.

⁴⁷ Puissance allouée aux réserves : [4,3-5]GW (CRE). Dans les faits, il faut noter que la substitution complète de machines tournantes par de l'électronique de puissance de type batteries est limitée techniquement, le réseau nécessitant des moyens « inertiels » pour sa stabilité.

Le développement de cette technologie signifierait pour les GRD la nécessité de gérer une ressource diffuse en stockage, sous la forme millions de points de charge/décharge. L'agrégation serait réalisée par des opérateurs spécialisés, mais les systèmes d'information des GRD devraient être capables d'intégrer et de traiter les informations transmises par ces agrégateurs pour les utiliser dans l'équilibrage court-terme du réseau.

Plusieurs projets ont déjà mis en œuvre des démonstrateurs et expérimentations sur ce sujet. Au Danemark par exemple, un hub V2G de 100kW a été mis en service en 2016 à travers un partenariat entre Enel (bornes de recharges), Nissan (véhicules), et Nuve (agrégation) pour fournir de la régulation de fréquence à Energinet grâce à 44 véhicules. En France le projet *GridMotion*, fruit d'un partenariat entre 6 acteurs dont PSA, Direct Energie et Enel, a été lancé en Mai 2017 pour une durée d'expérimentation de 2 ans. Ce projet vise à expérimenter le V2G sur une flotte de 50 utilisateurs B2C et une flotte B2B de 15 véhicules.

Si la faisabilité technique du V2G est démontrée par ces initiatives, sa compétitivité est encore incertaine face à des outils dédiés à l'équilibrage du réseau comme les batteries *utility scale*, les batteries en seconde vie ou encore les effacements de consommations. Il demeure néanmoins que ce mode d'utilisation des batteries des VE pourrait constituer une révolution dans la manière d'opérer les réseaux.

V. Des questions nouvelles pour la régulation des réseaux

Les activités des opérateurs de réseaux vont être profondément modifiées par les changements en cours : transition énergétique et transformation numérique. La régulation des réseaux devra s'adapter à ces changements, son objectif général restant d'inciter les opérateurs de réseaux à l'efficacité : fournir le meilleur service au meilleur coût.

Le premier objectif doit être de s'assurer que les opérateurs de réseaux, qui gèrent des activités en monopole, sont bien incités à innover et utiliser les meilleures technologies pour délivrer aux utilisateurs des réseaux la meilleure qualité de service au meilleur coût. Dans cette période de transformation accélérée, il est possible que les méthodes classiques de régulation incitative doivent être revues pour s'adapter à des changements rapides et non plus incrémentaux comme dans les périodes précédentes.

Au-delà de cet objectif général, des questions de régulation nouvelles apparaissent au fur et à mesure des transformations du système électrique :

- Les GRD et les GRT devront dans le futur **gérer l'agrégation de millions de points de soutirage / injection : autoconsommateurs, stockages, effacement diffus, batteries de véhicules électriques**. L'agrégation elle-même sera réalisée par des opérateurs spécialisés (agrégateurs) mais les systèmes d'information des GRD notamment devront pouvoir traiter cette complexité nouvelle. Il s'agira par exemple de piloter intelligemment la charge de millions de véhicules électriques ou même, dans l'autre sens, d'utiliser le potentiel de ces mêmes véhicules électriques pour les besoins du système électrique (*vehicle to grid*).
- Le véhicule électrique amène des acteurs nouveaux (constructeurs automobiles, gestionnaires d'infrastructures de recharge) et des enjeux sans commune mesure avec les thématiques précédemment traitées dans le cadre des smart grids. Des questions nouvelles de comptage

et de sous-comptage, conduisant à envisager des exceptions au monopole de comptage des gestionnaires de réseaux, ainsi que des questions de normalisation, se posent. La régulation en France devrait **encourager les expérimentations sur ces sujets d'une extrême complexité** pour être bien placée lorsque le sujet sera traité à l'échelle européenne.

- De manière générale, **les règles de marché devront permettre l'utilisation maximale du potentiel de tous les outils de flexibilité décentralisée sur toute la chaîne de valeur** : marchés *day ahead* et *intraday*, services système pour le GRT, flexibilité locale pour le GRD.
- Les GRD vont devenir des opérateurs de systèmes électriques, devant gérer des besoins nouveaux de flexibilité (intermittence de la production ENR) mais aussi des ressources locales de flexibilité (autoconsommation, effacement diffus, stockage, VE). **La coordination entre GRT et GRD devra être renforcée pour optimiser les coûts globaux du système** :
 - a. La question très complexe de la coordination entre la gestion de la flexibilité à l'échelle locale et à l'échelle nationale devra être traitée : que faire lorsqu'un besoin de flexibilité survient dans un réseau de distribution local, dans une direction opposée au besoin du système national géré par RTE ?
 - b. Il en est de même au niveau des investissements : vaut-il mieux renforcer le réseau de transport pour faire face aux refoulements croissants, ou installer du stockage sur le réseau de distribution pour limiter les refoulements et donc les investissements sur le réseau de transport ?

VI. Annexes

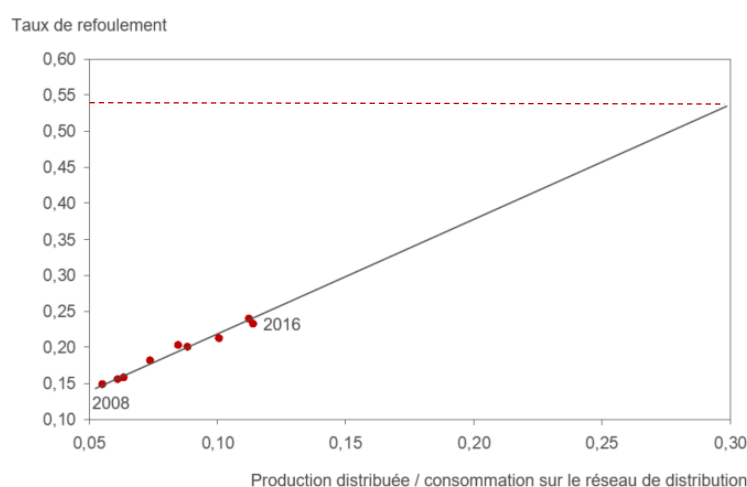
1) Analyse de l'évolution et projections de taux de refoulement en France à horizon 2035

La hausse des volumes refoulés du réseau de distribution vers le réseau de transport est la manifestation la plus visible actuellement de la transformation du modèle traditionnel unidirectionnel d'opération des réseaux. Entre 2008 et 2016 les volumes refoulés vers le réseau RTE par Enedis sont passés de ~3TWh à ~9TWh. Le taux de refoulement atteint désormais 25% des volumes produits sur le réseau de distribution, contre environ 15% en 2008. L'observation du taux de refoulement atteint en fonction du ratio {production sur le réseau Enedis/consommation sur le réseau Enedis} semble par ailleurs indiquer une augmentation proche de linéaire du taux de refoulement en fonction de ce rapport (figure 13).

Nous avons vu en figure 9 que le rapport {production sur le réseau de distribution/consommation intérieure} devrait à l'horizon 2035 atteindre des valeurs supérieures à 30%, selon les scénarios RTE. A fortiori le rapport {production sur le réseau de distribution/consommation sur le réseau de distribution} devrait donc également atteindre au moins 30%. Si l'on prolonge la tendance linéaire du taux de refoulement du réseau d'Enedis vers le réseau RTE, sur la base des données 2008-2016, on atteint des taux de refoulement de l'ordre de plus de 50% (voir figure 7). Cela pourrait représenter des volumes refoulés de plus de 70 TWh dans le cas du scénario Hertz de RTE, qui donne un taux de couverture de la consommation intérieure par la production distribuée d'environ 30% à horizon 2035.

Ces projections sont néanmoins à considérer avec prudence et comme des ordres de grandeur : la tendance linéaire est basée sur un nombre limité de points, et l'augmentation du taux de refoulement avec le ratio {prod distribuée/conso sur le réseau de distribution} pourrait ne pas être linéaire. En particulier, la projection ne tient pas compte du développement du stockage sur le réseau de distribution et de l'évolution des modes de consommation (autoconsommation, *microgrids*, *demand/response*, etc.), qui sont des tendances qui pourraient limiter la hausse des taux de refoulement.

Figure 14 : Evolution du taux de refoulement en fonction du ratio {production/conso} sur le réseau de distribution



A titre de comparaison, le TSO allemand 50 Hertz, dont la consommation sur la zone de contrôle est déjà couverte à près de 50% par la production distribuée de la même zone, connaît des taux de refoulement de l'ordre de 30%⁴⁸. C'est moins que ce que l'on pourrait attendre étant donnés les chiffres communiqués par Enedis, cependant la possibilité de comparaison en valeur absolue est limitée : en effet le périmètre des TSO allemands est limité aux lignes très haute tension, et les lignes haute tension 150 kV et moins sont opérées par les GRD, contrairement au cas français. Cela explique des volumes de refoulement moindres que ce que l'on pourrait attendre entre Enedis et RTE pour des ratios {prod distribuée/conso} de l'ordre de 50%.

2) Glossaire

- **CACM** : Capacity Allocation & Congestion Management
- **CRE** : Commission de Régulation de l'Energie
- **DSO** : Distribution System Operator
- **EDSO** : European Distribution System Operators
- **ENTSOE** : Association des gestionnaires européens de réseau de transport d'électricité
- **FCR** : Frequency Containment Reserve
- **GMP** : Green Mountain Power
- **GRT** : Gestionnaire de réseau de transport
- **GRD** : Gestionnaire de réseau de distribution
- **IA** : Intelligence Artificielle
- **ISO-NE** : New England Independent System Operator
- **LCOE** : Levelized Cost of Electricity
- **RPD** : Réseau Public de Distribution
- **RPT** : Réseau Public de Transport
- **RSC** : Regional Security Coordinators
- **SDG&E** : San Diego Gas & Electricity
- **TSO** : Transmission System Operator
- **TYNDP** : Ten Year New Development Plan

3) Liste des figures

Figure 1 : Capacités de production d'électricité raccordées aux réseaux de transport et de distribution à fin 2016 en France, par technologie de production [MW]	9
Figure 2 : Estimation sur la base des scénarios de l'ENTSO-E des capacités de production d'électricité installées en Europe à horizon 2030 et 2040 dans les scénarios Sustainable Transition (ST) et Distributed Generation (DG), par technologie [MW]	10
Figure 3 : Estimation sur la base des scénarios RTE et ADEME de l'évolution des parts des capacités installées connectées aux réseaux de transport et de distribution en France, entre 2010 et 2050	11
Figure 4 : Taux de couverture de la consommation intérieure par la production distribuée	11
Figure 5 : Projections de développement de l'autoconsommation à 2035 dans les scénarios du BP RTE 2017	12
Figure 6 : Récapitulatif des modèles de microgrids et de leurs perspectives de développement	13

⁴⁸ Estimation basée sur les volumes de refoulement d'environ 14 TWh en 2015 indiqués par 50 Hertz dans son rapport annuel 2016, et sur la base de données EEG des moyens de production renouvelables installés à fin 2014 (qui donne le gestionnaire de réseau raccordé, ce qui permet d'estimer la part des moyens de production raccordés TSO ou DSO)

Figure 7 : Qualité de la fourniture et état des lieux du développement des microgrids aux US	15
Figure 8 : Annonces de développement de microgrids en Asie du Sud-Est au 3ème trimestre 2017..	17
Figure 9 : Coûts de production de l'électricité dans 2 études de cas de microgrids par rapport au prix de détail de l'électricité	17
Figure 10 : Valorisation des services rendus au système par le microgrid de Stafford Hill, Vermont ..	19
Figure 11 : Estimation sur la base des scénarios RTE et ADEME de l'évolution de la couverture de la consommation intérieure par la production distribuée en France, entre 2010 et 2050	22
Figure 12 : Evolution des volumes refoulés du réseau d'Enedis vers le réseau RTE entre 2008 et 2016	23
Figure 13 : Potentiel de stockage par les batteries de VE à l'échelle Française en 2035	27
Figure 14 : Evolution du taux de refoulement en fonction du ratio {production/conso} sur le réseau de distribution	30

4) Bibliographie

- Agora Energiewende, 2015, "Report on the German power system"
- AIE, 2017, "Digitalization and Energy"
- California Energy Commission, 2017, "A Roadmap for Commercializing Microgrids in California"
- Climatescope, 2017, "Off-grid Quarterly Q3 2017"
- DER Lab, Fraunhofer IWES, 2016, "Overview of Microgrids in Europe"
- E-CUBE Strategy Consultants, 2016-2017, « Etude sur les mécanismes de valorisation des flexibilités pour la gestion et le dimensionnement des réseaux publics de distribution d'électricité »
- EDSO, 2017, "White paper on Local Energy Communities"
- ENEA, 2017, "Overview of Urban Microgrids"
- Enedis, 2017, « Bilan Electrique Enedis 2016 »
- European Commission, 2016, "Proposal for a Directive of the European Parliament and of the Council on common rules for the internal market in electricity"
- GTM Research, 2016, "U.S. Microgrid Market Analysis and Forecast"
- GTM Research, 2017, "U.S. Microgrid Tracker Q3 2017"
- GTM Research, 2017, "Big Data and Artificial Intelligence deals in the energy sector are up tenfold in 2017"
- RTE, 2017, « Bilan Prévisionnel de l'équilibre offre-demande d'électricité en France »
- Sandia National Laboratories report, 2017, "Green Mountain Power: Significant Revenues from Energy Storage"
- SDG&E, 2013, "Borrego Springs Microgrid Demonstration Project – Final Project Report"
- World Economic Forum, 2016, "White paper on Digital Transformation of Industries: Electricity"
- 50 Hertz, 2016, "Annual Report 2015 – Strong Commitment to a Sustainable Energy Transition"