

# Les réseaux de distribution d'électricité dans la transition énergétique

Étienne Beeker



**FRANCE STRATÉGIE**  
ÉVALUER. ANTICIPER. DÉBATTRE. PROPOSER.





**FRANCE STRATÉGIE**

ÉVALUER. ANTICIPER. DÉBATTRE. PROPOSER.

# **Les réseaux de distribution d'électricité dans la transition énergétique**

---

**Document de travail**

Étienne Beeker

Novembre 2019



## Table des matières

<b>Synthèse</b> .....	5
<b>Introduction</b> .....	13
<b>Chapitre 1 – L’impact des nouvelles technologies de production : les énergies renouvelables décentralisées</b> .....	<b>17</b>
1. Un essor qui modifie le rôle des réseaux de distribution .....	17
2. Le photovoltaïque, la technologie la plus adaptée pour les utilisateurs .....	18
3. L’intégration au réseau des EnR intermittentes .....	20
4. L’autoconsommation devrait être soutenue lorsqu’elle génère des économies pour le système électrique dans son ensemble .....	26
<b>Chapitre 2 – Les mutations technologiques en cours : le stockage de l’électricité et la mobilité électrique</b> .....	<b>31</b>
1. Les principales technologies de stockage et leurs usages.....	31
2. Les grands enjeux pour le réseau de distribution .....	40
3. Quelle valeur du stockage et comment le réguler selon les schémas adoptés par les acteurs ? .....	48
<b>Chapitre 3 – La révolution numérique</b> .....	<b>53</b>
1. Le numérique va pénétrer toutes les composantes du système électrique et générer de nouveaux entrants.....	53
2. Le GRD dans la révolution numérique.....	56
3. La cybersécurité, un enjeu majeur pour les réseaux intelligents.....	59
4. La mise à disposition, le statut juridique et la sécurité des données à caractère personnel et commercialement sensibles .....	60
5. Les compétences du distributeur sont appelées à s’enrichir et la régulation à s’adapter.....	62
<b>Chapitre 4 – Gouvernance et tarification</b> .....	<b>65</b>
1. Le rôle accru des collectivités territoriales.....	65
2. Redéfinir la coordination entre le GRD, le GRT et les communautés énergétiques..	67
3. Faire évoluer la tarification du réseau de distribution.....	69
4. Maintien de la péréquation tarifaire et d’un opérateur national ?.....	74
5. Gouvernance et régulation .....	77
<b>Conclusion et recommandations</b> .....	<b>81</b>

## **Annexes**

Annexe 1 – Composition du groupe de travail et personnes auditionnées.....	91
Annexe 2 – La distribution d'électricité en France en 2017 .....	93
Annexe 3 – Quel jeu des acteurs et quels scénarios possibles à 2035 pour la distribution en France ? .....	111
Annexe 4 – Les coûts des EnR et leur évolution attendue .....	119
Annexe 5 – Services énergétiques automatisés : le bâtiment « intelligent ».....	125
Annexe 6 – La modernisation de la gestion des infrastructures de réseaux.....	127
Annexe 7 – Contribution de l'Union française de l'électricité (UFE).....	129
Annexe 8 – Les réseaux de distribution d'électricité dans la transition énergétique Contribution de l'UNELEG (Union nationale des entreprises locales d'électricité et de gaz).....	133
Annexe 9 – Contribution de Total Direct Énergie .....	137
Annexe 10 – Contribution d'Actility .....	141

## Synthèse

Dans la plupart des pays développés, les systèmes électriques sont aujourd'hui mis à rude épreuve. Intégration complexe des énergies renouvelables, développement de moyens de production et de stockage décentralisés, arrivée des « réseaux intelligents », aspiration des citoyens à l'autonomie énergétique et à l'autoconsommation : les défis ne manquent pas, sous l'effet de la double transition numérique et écologique. Et les enjeux financiers sont énormes – la Commission européenne a évalué à 700 milliards d'euros le coût global de la transition énergétique, dont 450 milliards d'euros nécessaires à l'adaptation des réseaux électriques – mais aussi sociétaux car ces investissements sont aussi garants de la solidarité entre territoires et vont être appelés à jouer un rôle de facilitateur dans la décentralisation énergétique. Les réseaux de distribution qui acheminent le courant jusqu'au client final se trouvent en première ligne. Pour réfléchir à ces questions, France Stratégie a réuni un groupe d'experts et procédé à de nombreuses auditions. Fruit de leurs travaux, ce document de travail a pour premier objectif de sensibiliser le public et les décideurs à ces questions complexes, à la fois techniques et institutionnelles.

### 1. Les systèmes électriques sont engagés dans une profonde transformation

Les systèmes électriques sont aujourd'hui engagés dans une profonde transformation, si ce n'est une révolution. Le monde bâti après la Seconde Guerre mondiale autour d'un réseau centralisé et de centrales conventionnelles – au charbon d'abord, puis nucléaires et au gaz – vacille devant la progression des énergies renouvelables (EnR) et des réseaux intelligents, alors que les usages sont appelés à s'électrifier pour répondre aux impératifs fixés par la décarbonation de l'économie. Or le nouveau monde est encore balbutiant et la transition doit être gérée à un rythme adapté. L'électricité est devenue un bien essentiel – pour ne pas dire vital – à nos économies, si l'on songe simplement qu'elle alimente toutes les nouvelles technologies de communication. Depuis plusieurs décennies, les consommateurs ont été habitués au confort d'un système stable et l'ampleur des conséquences d'une éventuelle déstabilisation de ce système est souvent sous-estimée. Chacun des risques doit donc être analysé et évalué avec attention.

Une première transformation a eu lieu au cours des années 1990 avec la libéralisation des marchés de l'électricité. À l'époque, la concurrence ne devait s'appliquer qu'aux moyens de production. Les réseaux, « monopoles naturels », devaient rester régulés. Au cours des années 2000 a suivi une deuxième transformation, avec le choix de développer massivement les énergies renouvelables aux fins de décarboner le système. Mais dans les années 2010, ce

choix est entré dans une crise que peu d'observateurs avaient prévue<sup>1</sup>. Les prix de marché de l'électricité ont chuté, sous l'effet notamment de l'introduction de quantités importantes de ces EnR hors marché, à tel point que la sécurité d'approvisionnement s'en est trouvée menacée : ces prix bas ne permettaient plus de rémunérer les centrales classiques, pourtant indispensables à l'équilibre du réseau.

Alors même que ces deux transformations n'ont pas encore été « digérées »<sup>2</sup>, se profile une troisième transformation majeure avec la décentralisation annoncée du système électrique. Les réseaux, jusqu'alors considérés comme de simples supports au transit d'électrons soumis aux lois du marché, se retrouvent désormais en première ligne. Ils étaient divisés traditionnellement en un réseau de transport – le RT, géré en France par RTE – en charge de la très haute tension<sup>3</sup> et de l'équilibre général du système, et un réseau de distribution – le RD, en France majoritairement concédé à Enedis – qui gère la moyenne et la basse tension<sup>4</sup> jusqu'au client final. Avec la décentralisation, ce partage des tâches devient soudain plus flou. Des micro-réseaux privés, avec une part d'autoconsommation, sont susceptibles d'apparaître et de se substituer à des portions de RD. L'apparition de moyens de production et de flexibilité décentralisés engendre des flux d'énergie bidirectionnels, tandis qu'une partie de l'intelligence du système électrique se voit « descendre » au niveau du RD, entamant ainsi les prérogatives traditionnelles du RT.

En Allemagne, pionnière de cette transition, la part « réseau » dans le tarif aux consommateurs est en passe de devenir le premier poste de la facture d'électricité et le pays réfléchit à une réforme d'ampleur<sup>5</sup>. De son côté, à l'initiative de son régulateur, l'Ofgem, le Royaume-Uni a lancé une consultation sur une modification en profondeur du financement de son réseau électrique<sup>6</sup>.

L'objet de cette étude concerne en priorité les réseaux de distribution (RD), car le rôle du réseau de transport (RT) ne devrait pas évoluer fondamentalement à moyen terme. Il est déjà maillé et en charge au niveau national du pilotage des flux dont les volumes et la nature restent relativement stables dans le temps. Son rôle pourrait toutefois évoluer à terme avec l'arrivée des « supergrids » intercontinentaux que certains imaginent acheminant l'énergie produite par de grandes centrales EnR situées dans des déserts lointains et très ensoleillés, ou dans de larges espaces ou des mers très ventées<sup>7</sup>.

Cette étude fait suite au travail réalisé dans le cadre de l'exercice de prospective « 2017-2027 » conduit par France Stratégie<sup>8</sup>. Il est l'aboutissement d'un travail de réflexion qui s'est étendu sur trois ans, mené en partie par un groupe de travail et assorti d'auditions d'acteurs du secteur. Ce temps de maturation est dû en partie à la nature complexe et délicate d'un sujet qui mêle des considérations techniques, économiques, sociales, réglementaires et

<sup>1</sup> Voir France Stratégie (2014), *La crise du système électrique*, rapport.

<sup>2</sup> On a vu resurgir des débats qu'on avait connus dans les années 1990 sur l'efficacité comparée des marchés et du monopole dans la gestion des systèmes électriques.

<sup>3</sup> Majoritairement 400 000 V.

<sup>4</sup> 20 000 V et 400 V.

<sup>5</sup> Agora Energiewende (2019), « Netzentgelte 2019: Zeit für Reformen », avril.

<sup>6</sup> Ofgem (2018), « Reforms to network charges: The Targeted Charging Review », novembre.

<sup>7</sup> Le projet « Désertec » avait pour ambition d'installer des grands champs photovoltaïques dans le Sahara. Des projets visant à couvrir la mer du Nord d'éoliennes offshore pour alimenter le nord de l'Europe sont à l'étude.

<sup>8</sup> France Stratégie (2017), « *Énergie centralisée ou décentralisée* », in *2017-2027, Actions critiques*, janvier.

institutionnelles. Souvent passionnés, les débats sur l'autoconsommation ou sur la réappropriation de la gestion énergétique par des communautés de citoyens ou des collectivités montrent qu'il est possible d'aborder le sujet sous l'un ou l'autre de ces angles. Mais lorsqu'on tire un des fils, il apparaît rapidement que tous les aspects sont fortement imbriqués. Certains résultent de choix historiques qui datent de plus d'un siècle, d'autres se perdent dans les incertitudes d'une innovation technologique foisonnante.

## **2. La transition énergétique bouleverse le rôle des réseaux de distribution**

La décentralisation de la production, portée par des attentes sociétales et par les avancées technologiques, entraîne un déplacement du centre de gravité de l'industrie électrique et place les réseaux de distribution en première ligne pour mener à bien la transition énergétique en cours. Ces RD ont toujours joué un rôle important dans la façon dont les pays ont façonné leurs systèmes électriques et cette mutation doit être replacée dans une perspective historique. La France a ainsi développé progressivement depuis 1906 son modèle de la distribution d'électricité qui trouve ses racines dans l'histoire du pays et qui recouvre une double dimension nationale et territoriale.

Ainsi, depuis l'origine, les réseaux de distribution sont la propriété des communes et leur gestion s'opère dans un cadre concessif. Les communes ont dans leur grande majorité peu à peu transféré leur compétence à des syndicats intercommunaux, dont une cinquantaine sont aujourd'hui de taille départementale, et qui ont la particularité de partager avec leurs concessionnaires la maîtrise d'ouvrage en zone rurale.

Avec la loi de nationalisation de 1946, ce fonctionnement au niveau territorial s'est doublé d'une organisation nationale de la distribution autour d'EDF, qui s'est retrouvé le concessionnaire unique des différents syndicats intercommunaux<sup>9</sup>. Les directives européennes des années 2000 ont ensuite séparé les activités de production, de fourniture, de transport et de distribution – cette dernière se trouvant regroupée au sein de la filiale ERDF, renommée par la suite Enedis. Cette organisation de la distribution autour d'un opérateur national a permis à la France de mettre en place, au sortir de la guerre et avec l'électrification des régions rurales, une solidarité entre les territoires, notamment par la péréquation du tarif d'acheminement et avec des moyens d'intervention mutualisés comme la FIRE (Force d'intervention rapide électricité), les Agences de conduite régionale ou encore les plateformes d'approvisionnement logistique. L'existence d'un opérateur industriel d'envergure a permis à la France de mettre en œuvre des nouvelles technologies en rendant son réseau un des plus automatisés d'Europe, ce qui entre autres a joué un rôle clef dans la compétitivité du tarif français par rapport à ses homologues européens.

Cette organisation historique de la distribution en France se voit aujourd'hui mise en question par les évolutions technologiques et par l'appétence des consommateurs pour une certaine autonomie énergétique, individuelle ou collective. Le développement accéléré des énergies renouvelables a entraîné une baisse de leurs coûts, particulièrement marquée pour le solaire photovoltaïque (PV), qui laisse entrevoir à de nombreux Français la possibilité de produire localement leur propre énergie. Cette faculté de devenir autoconsommateurs semble facilitée par le développement du stockage et par l'essor de nouveaux usages comme la mobilité

---

<sup>9</sup> Dans la très grande majorité des cas. Certaines collectivités ont gardé une gestion indépendante comme les villes de Strasbourg ou Grenoble au travers d'ELD (Entreprises locales de distribution).

électrique, tandis que des réseaux intelligents ou « smart grids » promettent une gestion au plus fin des besoins énergétiques en fonction de l'offre disponible. Le développement des installations en autoconsommation pourrait être très important – RTE en prévoit 4 millions en 2030.

### 3. Les EnR sont raccordées très majoritairement au réseau de distribution

Les énergies renouvelables – qui totalisent environ 22 GW fin 2018, soit 15 % de la puissance totale électrique installée du parc français – sont raccordées dans 95 % des cas au réseau de distribution, auquel elles confèrent ainsi une nouvelle fonction. Ce réseau doit non seulement collecter l'énergie produite mais aussi gérer des flux locaux qui se retrouvent à « remonter » vers le réseau à très haute tension (géré par RTE), lorsque cette énergie n'est pas consommée localement. En outre, dans la plupart des cas, des acteurs locaux sont à l'origine de l'élaboration des projets, ce qui induit une « territorialisation » plus marquée du système électrique, renforçant l'implication des acteurs locaux dans sa gestion. Ces EnR modifient le rapport au réseau des autoconsommateurs en lui donnant une fonction d'assurance en cas de défaillance de la production locale (absence de vent ou de soleil) et par là mettent en tension les principes de solidarité qui fondent l'organisation française du système électrique.

Les coûts des EnR décentralisées, principalement du solaire photovoltaïque, ont connu une forte baisse lors de la dernière décennie. Mais ils sont inégalement répartis et cette baisse marque le pas depuis 2018 en France, sans qu'il soit possible de déterminer quand elle reprendra. Comme pour les énergies conventionnelles, l'effet d'échelle s'applique et les grands parcs, solaires ou éoliens, affichent des coûts de revient bien inférieurs à ceux des petites installations. Le solaire PV sur toiture a du mal à concurrencer l'électricité délivrée par le système centralisé, et l'autonomie énergétique d'une maison ou même d'un îlot d'habitations n'est économiquement justifiée que dans des cas bien spécifiques. Si l'autoconsommation apparaît rentable à ceux qui y ont recours, c'est en raison de dispositions fiscales et tarifaires favorables. Ces dispositions mériteraient d'être revues afin de ne soutenir l'autoconsommation que dans les cas où elle induit globalement des économies pour la collectivité.

### 4. Le développement du stockage décentralisé et du véhicule électrique

Le récent et rapide développement des batteries (lithium-ion), porté par de nouveaux usages comme la mobilité électrique, a fait baisser leur coût, changeant potentiellement la donne dans la gestion des réseaux. Cette évolution est toujours en cours<sup>10</sup>, mais à l'heure actuelle sa viabilité économique n'est établie que si ce stockage décentralisé fournit d'autres services en combinant les valeurs retirées par les différents acteurs de la chaîne de valeur du système électrique (production, transport, distribution, clients). Le modèle économique des EnR domestiques n'étant pas davantage établi, un système entièrement décentralisé apparaît aujourd'hui exclu, pour des raisons économiques mais aussi techniques<sup>11</sup>. Le développement du stockage pour les besoins du système électrique et en particulier du réseau requiert en outre un cadre réglementaire – en particulier tarifaire<sup>12</sup> – approprié.

<sup>10</sup> Avec la construction dans divers pays de « megafactories » qui devraient faire baisser le coût de production.

<sup>11</sup> Voir France Stratégie (2017), « [Énergie centralisée ou décentralisée](#) », *op. cit.*

<sup>12</sup> Le tarif actuel ne présente pas de plages de prix suffisamment différenciées dans le temps. L'écart relatif de prix pourrait être accru si la part puissance dans le tarif réseau était rééquilibrée au détriment de la part énergie.

La baisse du coût des batteries aura néanmoins des conséquences pour les réseaux de distribution, avec la diffusion à grande échelle de la mobilité électrique. Les véhicules électriques ou hybrides rechargeables sont autant de charges « mobiles » qui iront s'approvisionner sur les millions de points de charge à raccorder au réseau. Les conséquences pour les gestionnaires de réseau de distribution (GRD) dépendront de plusieurs facteurs : nombre et puissance unitaire des points de charge, répartition géographique des bornes (résidentiel, entreprises, espace public) et conditions de recharge pour les longs trajets notamment.

Cette évolution se fait pour l'instant à un rythme très modéré puisqu'en France – et dans le monde – les ventes de véhicules électriques représentent environ 2 % seulement des ventes totales depuis trois ans. Nul ne sait quand les conditions d'une accélération seront réunies, mais le GRD doit se tenir prêt à répondre à au moins deux questions : celle de la cohérence entre schémas de déploiement des infrastructures de recharge et schémas de développement des réseaux, et celle de la gestion des appels de puissance. Le pilotage de la charge de tous les véhicules électriques offre en outre au gestionnaire de réseau une possibilité de mieux éviter les congestions.

## **5. La révolution numérique rend centrale la question de la cybersécurité**

Réalité mondiale qui concerne tous les secteurs industriels, la révolution numérique est aussi à l'œuvre dans le secteur électrique. Pour la distribution de l'électricité, sa voie de pénétration naturelle est la gestion des opérations d'autoconsommation ou des services énergétiques automatisés, ce qui doit permettre un meilleur « remplissage » des réseaux. Un meilleur pilotage du réseau de distribution s'appuiera sur une observabilité renforcée, des outils de prévision à tous les horizons de temps, de la maintenance préventive, une détection plus rapide des défaillances d'ouvrages et une gestion plus réactive des incidents.

L'arrivée annoncée du bâtiment intelligent (« smart building »), qui intégrera une gestion automatisée des équipements et des solutions domotiques, facilitera l'efficacité énergétique tout en assurant le confort de ses occupants. Une partie des fonctions intelligentes étant intégrée au niveau local, cela nécessitera une redéfinition des interfaces avec le réseau de distribution. Cette intelligence peut progressivement s'étendre à un groupe de bâtiments, un quartier ou un territoire qui peuvent gérer des ressources en commun grâce à un réseau partagé. Ce type de « communauté énergétique locale » que la Commission européenne appelle de ses vœux et que certains voient fonctionner grâce à des technologies de type blockchain, pose un certain nombre de questions d'ordre technique et réglementaire avant de pouvoir être intégré au système électrique.

Les retours d'expérience des divers projets de smart grids montrent que pour l'instant, si les technologies sont matures, les équipements de pilotage ont du mal à être rentabilisés. La rentabilité des solutions dépend de la tarification existante : un tarif indifférencié géographiquement (qui limite la capacité à mener des politiques de maîtrise de la demande ou de gestion de ressources adaptées aux conditions locales) et l'absence de tarification dynamique (temporelle, en fonction des contraintes du système) constituent un frein majeur à la pénétration de technologies innovantes de pilotage des usages (et pour les mêmes raisons au développement du stockage). La transmission d'un signal prix reflétant la puissance appelée au consommateur apparaît indispensable pour révéler la valeur de cette flexibilité. À rebours des tendances décentralisatrices qu'elle voulait impulser, l'Allemagne connaît un

phénomène de reconcentration du secteur de la distribution, et même des rapprochements entre Stadtwerke<sup>13</sup> autrefois concurrentes cherchant à mettre en commun certains outils numériques.

Enfin, la question de la cybercriminalité est fondamentale en raison de l'interpénétration du monde virtuel et du monde physique. Elle pose notamment le problème de la certification des objets connectés. Les volumes de données échangées connaissent une multiplication exponentielle. Ceci confère une dimension nouvelle à la mission de service public des gestionnaires de réseau en matière de protection de la vie privée, et de tiers de confiance pour mettre à disposition des consommateurs, des collectivités et des acteurs de l'écosystème des données certifiées, qualifiées et formatées pour l'usage des clients.

## **6. Conclusion et points sensibles à instruire**

Les problématiques et points sensibles sont nombreux et le premier objectif de ce document est de les porter à l'attention du public et des décideurs. Certains points comme la nécessaire évolution de la tarification appellent des réponses rapides, d'autres qui voient s'affronter des visions jacobines et décentralisatrices méritent un débat public, d'autres enfin nécessitent une instruction supplémentaire qu'il n'était pas possible de réaliser dans le cadre de cette étude.

### ***L'existence d'un opérateur national reste un atout***

L'organisation en monopole du distributeur a constitué jusqu'à aujourd'hui un avantage qui par certains côtés n'en est plus un. Le RD doit-il continuer d'opérer à la maille nationale, alors que les situations sont extrêmement variables d'un territoire à l'autre et qu'une cote identique à tous ne permet à l'évidence pas de tirer au mieux profit des ressources locales ? D'un autre côté, les réseaux de distribution se retrouvent positionnés au centre de la transition énergétique qui est indissociable de l'électrification des usages, tant dans les bâtiments que dans la mobilité<sup>14</sup>. Pour l'instant, l'existence d'un opérateur national, tout en rappelant celle des entreprises locales de distribution (ELD), apparaît comme un atout pour le pays au vu de la mutualisation de certains services. Elle s'avère garante d'une certaine cohésion nationale, péréquation tarifaire et (quasi-)unicité du distributeur étant intimement liées<sup>15</sup>.

### ***Le « floutage » du périmètre des acteurs oblige à redéfinir leurs missions ou leurs rôles***

Les nouvelles prérogatives en matière de politique énergétique conférées par la loi aux collectivités locales introduisent des zones de recouvrement avec celles des RD, ainsi qu'avec les communautés énergétiques locales, des groupes de consommateurs regroupés autour d'opérations d'autoconsommation collective ou autres réseaux fermés de distribution. En amont, le RD va désormais devoir également se coordonner plus étroitement avec le RT pour optimiser l'équilibre général du réseau ou à l'extrême pour éviter que le système connaisse des défaillances. Les nouvelles technologies (stockage, gestion des données en particulier) vont faire pénétrer le RD dans le champ concurrentiel. Ce « floutage » du périmètre des

---

<sup>13</sup> Entreprises communales, de statut public ou mixte, qui assurent des missions relevant du transport, de l'énergie ou de la gestion des déchets.

<sup>14</sup> D'après la loi, l'électricité doit couvrir en 2050 53 % des besoins en énergie finale contre 25 % aujourd'hui.

<sup>15</sup> Commissariat général du Plan (2000), *Services publics en réseau : perspectives de concurrence et nouvelles régulations*, rapport du groupe présidé par Jean Bergougnoux, La Documentation française.

acteurs nécessite des règles techniques claires et des signaux économiques pertinents. Une décentralisation de la gestion n'ira pas sans soulever la question du portage du risque (pour déterminer les responsabilités en cas de rupture d'alimentation ou d'un black-out) et de la tarification, donc de la taxation (quelles recettes pour quelles redistributions aux niveaux national et local ?). Ces questions méritent sans tarder que l'on engage des études complémentaires.

### ***La tarification doit évoluer de manière à mieux refléter les coûts du nouveau rôle assurantiel du réseau***

Les signaux économiques passent au premier chef par une adaptation du tarif aux nouveaux services rendus par le réseau (desserte, garantie de puissance, acheminement, qualité de l'onde). Ce tarif ou TURPE (Tarif d'utilisation du réseau public d'électricité) est donc principalement constitué d'une composante fixe dépendant de la puissance souscrite (généralement appelée « abonnement ») et d'une composante variable proportionnelle à l'énergie consommée. Leur part respective varie selon les pays, souvent pour des raisons historiques. En France, la répartition est en moyenne d'environ 20 % / 80 %. À court terme, deux évolutions sont nécessaires :

- à l'instar de ce qu'ont déjà fait de nombreux pays européens, augmenter significativement la part fixe au détriment de la part variable de façon à mieux refléter la structure des coûts très majoritairement composés d'investissements ;
- afin d'inciter les développeurs à localiser de manière optimale les nouvelles installations, facturer leur raccordement au coût réel.

À court ou moyen terme, les producteurs également devront payer l'acheminement de l'électricité produite. La tarification devra rapidement comporter une part facturant les nouveaux services, en particulier ceux liés à la fourniture et à la gestion de données ainsi que ceux de facilitation à la transition énergétique.

### ***Revoir l'architecture de la régulation pour tirer parti de la capacité d'innovation des gestionnaires de réseau de distribution***

Les réseaux sont aujourd'hui régulés par des mécanismes classiques, avec notamment une rémunération basée sur les coûts évalués a posteriori, ce qui n'incite leurs gestionnaires ni à la performance, ni à l'innovation. L'arrivée de technologies disruptives – en particulier le stockage décentralisé, le numérique, le pilotage de la demande, les nouveaux usages, la mobilité électrique – incitera, souvent légitimement, le RD (et le RT) à assurer lui-même l'équilibrage de son réseau en y ayant recours. Ses performances et ses capacités d'innovation doivent donc être évaluées avec de nouveaux critères, d'autant que les modèles d'affaires de ces technologies ne sont pas encore clairement identifiés. Pour ce faire, il semble incontournable que désormais le régulateur aborde et traite des questions industrielles. Cette question est à instruire à court terme.

### ***La prééquation tarifaire doit être adaptée à la décentralisation énergétique***

Considérée comme consubstantielle à notre pays jacobin, la centralisation est un des fondamentaux de notre modèle énergétique. Les Français se déclarent très attachés à ce

principe apparaissant comme égalitaire. Mais si la péréquation tarifaire présente des avantages indéniables, elle comporte également des biais. Elle constitue un frein pour les innovations qui trouveraient dans des prix différenciés géographiquement une source de valorisation et n'incite pas à une meilleure gestion des ressources locales.

À terme, on peut anticiper que des communautés énergétiques, profitant de conditions favorables, souhaiteront s'affranchir du réseau public sur la base de considérations purement économiques et donc faire porter les charges de réseau sur une assiette appelée à se rétrécir progressivement. Un débat public devrait s'engager sur les arbitrages à réaliser entre la solidarité nationale et les libertés locales, et sur la manière de tenir compte des coûts induits par la garantie de continuité et de capacité dans un contexte de production et distribution qui seraient décentralisées. Les choix à faire dépassent le secteur de l'électricité ou de l'énergie, et relèvent plus largement de l'aménagement du territoire.

## Introduction

Les gestionnaires de réseau de distribution ou GRD gèrent la partie basse et moyenne tension du système électrique national, sur laquelle sont raccordés plus de 35 millions de consommateurs et 400 000 producteurs (20 GW en 2017). Enedis, filiale d'EDF, compte pour 95 % environ de ces raccordements<sup>16</sup>. La quasi-totalité des nouveaux moyens de production français des cinq dernières années, en général renouvelables, se sont raccordés sur le réseau de distribution. Les enjeux économiques sont importants. Le chiffre d'affaires d'Enedis était en 2017 de 14 milliards d'euros et les volumes d'investissement prévus pour les dix ans à venir sont très élevés – près de 40 milliards –, les réseaux étant vieillissants. Pour le consommateur final, les tarifs réseaux (en incluant le transport) sont en hausse et représentent déjà environ 50 % de sa facture hors taxe.

Dans la transition énergétique en cours, les réseaux et notamment les réseaux de distribution se retrouvent en première ligne et dans un rôle nouveau. Dans le système centralisé, ils n'occupaient qu'une fonction passive dans l'acheminement du courant des centrales vers les utilisateurs. Avec l'apparition de moyens de production décentralisés, les flux d'énergie deviennent bidirectionnels et une partie de l'intelligence du système électrique autrefois dévolue au gestionnaire du réseau de transport se voit « descendre » au niveau local.

Cette évolution vers des échanges et des consommations électriques plus locaux sont portées par les attentes sociétales. La législation elle-même évolue : la loi de transition énergétique (LTECV<sup>17</sup>) de 2015 souhaite donner plus de pouvoir aux collectivités et aux acteurs locaux – via notamment les réseaux fermés de distribution<sup>18</sup> –, ouvrant ainsi des brèches dans le monopole des GRD, à commencer par Enedis. Cet éparpillement des compétences peut constituer un frein à la transition énergétique en cours, d'autant que celle-ci repose en grande partie sur une électrification des usages<sup>19</sup>.

Le rôle du gestionnaire de réseau de distribution s'en trouve renforcé et le périmètre de ses attributions, de ses métiers et de ses relations avec les autres acteurs sont amenés à

---

<sup>16</sup> Les 5 % restants sont gérés par les ELD ou Entreprises locales de distribution, souvent rattachées à des communes ayant fait le choix de rester autonomes en 1946 au moment de la création d'EDF.

<sup>17</sup> [Loi n° 2015-992 du 17 août 2015 relative à la transition énergétique pour la croissance verte](#) (TECV).

<sup>18</sup> Réseaux de distribution qui « un ou plusieurs consommateurs non résidentiels exerçant des activités de nature industrielle, commerciale ou de partage de services » selon le code de l'énergie.

<sup>19</sup> D'après la loi, l'électricité doit couvrir 53 % des besoins en énergie finale en 2050 contre 25 % aujourd'hui.

évoluer. Ce document de travail tâche d'analyser comment<sup>20</sup>. Il est l'aboutissement d'une réflexion prospective qui s'est étalée sur trois ans. Ces travaux ont été initiés et menés bien avant que le projet Hercule de restructuration du groupe EDF ait été rendu public en septembre 2019. L'électricien doit présenter des propositions au gouvernement au printemps 2020, portant sur la création d'un « EDF bleu », détenu à 100 % par l'État et un « EDF vert », dont environ 35 % seraient mis en bourse. Le nucléaire, les installations hydrauliques et le gestionnaire du réseau de transport (RTE) seraient logés dans le « bleu » tandis que les autres activités, dont le réseau de distribution, seraient logées dans le « vert ». Le but poursuivi ici est d'apporter des éléments de réponse à une question qui dépasse la restructuration d'EDF en cours, et qui touche par exemple les GRD des autres pays.

Pour borner le domaine du possible, une partie importante de cette étude est consacrée à dresser un état des lieux des technologies potentiellement « disruptives » pour le GRD, à savoir les énergies renouvelables et le stockage d'énergie décentralisé, ainsi que les applications du numérique au secteur. C'est à la lumière de ces constats que des pistes de réponse sont tracées sous la forme de principes et de recommandations. Le cas de l'Allemagne, pionnière dans la transition énergétique et championne du modèle décentralisé avec ses Stadwerke est observé attentivement car ce pays fait face avant les autres aux défis d'adaptation de son réseau.

Si les réseaux se sont autrefois imposés, c'est qu'ils constituaient la manière la plus économique de mettre en concordance spatiale et temporelle des moyens de production diversifiés – dans leur nature comme dans leur localisation – avec des usages dispersés et variables. La France, comme tous les pays avancés, a fait le choix après la Seconde Guerre mondiale d'un système électrique centralisé, tirant parti des économies d'échelle qu'il procurait. La sortie de ce modèle historique révèle des dynamiques contradictoires : d'un côté un besoin croissant de renforcement des réseaux pour intégrer la production renouvelable et les nouveaux usages, de l'autre une réduction du volume d'énergie acheminé en raison de l'essor de l'autoconsommation et de la production décentralisée. Ces dynamiques engendreront nécessairement des problèmes de financement : ils appellent à une révision de la structure tarifaire.

Le modèle français a en outre la particularité d'être bâti sur le modèle concessionnaire/ concédant les frontières doivent évoluer. Les collectivités locales souhaitent prendre leur place dans la transition énergétique en jouant un rôle plus grand dans la maîtrise d'ouvrage, voire une partie de la maîtrise d'œuvre, en particulier sur les missions liées aux politiques énergétiques locales (véhicules électriques, valorisation de données locales, etc.). Ces changements, qu'ils soient induits par les évolutions technologiques ou par la volonté politique, obligent les protagonistes, à s'adapter à un monde dont les contours futurs sont encore mal définis. L'avantage que constituait une organisation en monopole du distributeur dans un système centralisé est peut-être appelé à disparaître. Le réseau de distribution doit-il continuer d'opérer à la maille nationale, quand les situations sont extrêmement variables d'un territoire à l'autre et qu'une cote identique à tous ne permet pas de tirer le meilleur profit des ressources locales ? De nouveaux métiers apparaissent, comme agrégateurs<sup>21</sup>,

<sup>20</sup> Dans le sillage du travail mené dans le cadre du projet « 2017-2027 » de France Stratégie sur « [Énergie centralisée ou décentralisée](#) », France Stratégie, janvier.

<sup>21</sup> Les agrégateurs permettent à des consommateurs flexibles ou des petits producteurs de se regrouper afin de prendre en charge une interface avec les marchés qui serait trop complexe à gérer pour eux.

gestionnaires de données, opérateurs de stockage, avec des activités très connexes, voire interpénétrant le métier de gestionnaire de réseau, ce qui nécessite de déterminer le périmètre de chacun. Dans un paysage électrique en pleine évolution, l'avenir du GRD apparaît très ouvert.

### **Déroulement de la mission et organisation du rapport**

Les travaux et analyses sur le réseau de distribution ne sont pas nouveaux. La Fédération nationale des collectivités concédantes et régies (FNCCR)<sup>22</sup> a publié en novembre 2011 un rapport très critique vis-à-vis du distributeur ERDF. En septembre 2019, elle a publié un manifeste<sup>23</sup> affirmant que « la compétence de distribution d'électricité doit rester attachée au bloc communal » et que « le réseau électrique doit être maintenu dans le périmètre des AODE ». La Cour des comptes<sup>24</sup> en février 2013 recommandait quelques pistes pour mieux coordonner les investissements entre ERDF, les collectivités locales mais aussi l'État. La Cour formulait également la recommandation de s'interroger à plus long terme sur l'évolution du modèle de la distribution d'électricité, en mettant l'accent sur le vecteur de cohésion sociale que constituent les réseaux<sup>25</sup>.

Sur une période allant de 2017 à 2019, France Stratégie a réuni un groupe d'experts et procédé à des auditions pour tracer des pistes de réponse aux questions posées ci-dessus<sup>26</sup>. Les trois premières parties du rapport détaillent les innovations technologiques qui constituent potentiellement des ruptures pour les réseaux de distribution :

- les énergies renouvelables décentralisées susceptibles de concurrencer les moyens de production conventionnels ainsi que l'autoconsommation (chapitre 1) ;
- le stockage de l'électricité qui peut à la fois se substituer au réseau et apporter de la flexibilité à un système électrique qui en aura de plus en plus besoin, et les nouveaux usages qu'il rend possibles comme le véhicule électrique (chapitre 2) ;
- les technologies numériques à l'aube de pénétrer universellement le secteur de l'énergie, pouvant modifier en profondeur la façon d'exploiter les réseaux et permettant l'occurrence de logements ou bâtiments intelligents (chapitre 3)<sup>27</sup>.

La quatrième partie étudie les évolutions possibles ou souhaitables du périmètre d'intervention des GRD et les questions de tarification et de gouvernance qui en découlent. La conclusion formule un certain nombre de recommandations<sup>28</sup>.

---

<sup>22</sup> FNCCR (2011), *Quel mode de gestion pour les services publics locaux de l'électricité ?*, livre blanc, novembre.

<sup>23</sup> « Les AODE garantes d'une transition énergétique solidaire ».

<sup>24</sup> *Les concessions de distribution d'électricité : une organisation à simplifier, des investissements à financer*, rapport de la Cour des comptes, février 2013.

<sup>25</sup> Voir le rapport *Énergie, l'Europe en réseaux* (2015), par Michel Derdevet.

<sup>26</sup> On trouvera en annexe 1 la composition du groupe de travail et la liste des personnes auditionnées.

<sup>27</sup> Pour une lecture rapide, ces trois chapitres disposent d'une synthèse placée à la fin.

<sup>28</sup> L'annexe 2 retrace l'histoire du modèle de distribution d'électricité. L'annexe 3 échauffe plusieurs visions de l'évolution de l'économie de la distribution et de ses conséquences. Des contributions d'intervenants ou de personnes auditionnées complètent ce document de travail.



## Chapitre 1

# L'impact des nouvelles technologies de production : les énergies renouvelables décentralisées

L'essor des énergies renouvelables répond à la fois à la volonté de décarboner l'économie et à l'aspiration des consommateurs pour une certaine autonomie énergétique, individuelle ou collective. Ces évolutions technologiques, en particulier le solaire photovoltaïque, ont vu leur prix fortement baisser en dix ans, mais elles sont encore diversement matures et leur intégration au réseau de distribution pose de nombreux problèmes techniques<sup>29</sup>.

### 1. Un essor qui modifie le rôle des réseaux de distribution

Depuis une dizaine d'années, les énergies renouvelables, solaire et éolien en tête, ont connu un développement très important en raison des politiques de soutien issues des directives européennes (en particulier celle de 2009, appelée « 3 x 20 % ») et du droit national (Grenelle de l'environnement, LTECV). Fin 2018, la capacité totale en solaire PV installée en France s'élevait à 8,5 GW, soit près de 7 % de la puissance installée en France, produisant 10,2 TWh, ce qui correspond à un peu moins de 2 % de la production d'électricité nationale. Environ les deux tiers sont des installations de PV sur toitures industrielles et moins de 1,5 GW sur toitures résidentielles (moins de 9 kWc). L'éolien de son côté comptait à cette date pour 15,1 GW (12 %) et 27,8 TWh (5,2 %).

À la fin du premier trimestre 2018, 382 000 sites de production étaient raccordés sur le réseau de distribution géré par Enedis. Cela représentait 21,4 GW en capacités d'énergies renouvelables (2 GW environ de grands champs EnR sont directement connectés au réseau géré par RTE). La très grande majorité de ces sites sont du photovoltaïque de faible puissance. Le réseau de distribution, conçu pour gérer des flux d'énergie uniquement descendants, doit s'adapter pour les intégrer et pour gérer des flux bi-directionnels.

Les coûts de production – dits LCOE pour *Leverage Costs of Electricity* – des EnR décentralisées ont beaucoup baissé ces dernières années, en particulier pour le photovoltaïque, en raison des effets de série. Certains en viennent même à considérer que des solutions entièrement décentralisées peuvent être techniquement et économiquement

---

<sup>29</sup> Le lecteur trouvera en fin de chapitre la liste des principaux points à retenir.

viables<sup>30</sup>. Cependant, en matière d'EnR intermittentes, il convient d'ajouter les coûts d'intégration au réseau, qui peuvent se révéler importants (voir plus loin).

## 2. Le photovoltaïque, la technologie la plus adaptée pour les utilisateurs

Il existe de nombreuses technologies de production d'EnR, de l'hydraulique à la biomasse en passant par les énergies marines, l'éolien et le solaire. Ces deux dernières sont les seules – hormis le cas historique des centrales micro-hydrauliques<sup>31</sup> – qui paraissent adaptées à un essor de la production décentralisée.

C'est particulièrement vrai pour le solaire photovoltaïque car les installations peuvent être de petite taille, parfois simplement de quelques kWc ou kilowatts crête<sup>32</sup>, ce qui correspond à la surface de la toiture d'une maison individuelle (il faut environ 10 m<sup>2</sup> de panneaux PV par kWc). Sur un toit d'immeuble collectif ou de surface commerciale, la puissance atteinte peut se chiffrer en centaines de kWc.

Les éoliennes les plus compétitives ont une puissance qui atteint plusieurs mégawatts (MW)<sup>33</sup> et elles sont souvent regroupées en champs de plusieurs machines. Complexe, leur gestion passe en général par des acteurs spécialisés dans la vente d'énergie sur les marchés, comme les agrégateurs. Souvent, elles sont raccordées directement à un « poste source », une installation équipée de transformateurs dont la fonction est de faire la connexion avec le réseau à très haute tension et d'injecter le courant sur ce réseau. La question de leur dénomination en « énergie décentralisée » se pose donc. La réponse dépend des conditions locales : forte demande permettant d'absorber en totalité la production éolienne, réseau suffisamment dense et robuste qui n'a pas besoin d'être renforcé, etc. La part des installations de petite taille et susceptibles de répondre à ces critères est très limitée (voir Graphique 1a).

Pour toutes ces raisons, le solaire PV semble le moyen de production électrique décentralisé par excellence, d'autant que ses coûts sont ceux qui ont le plus diminué ces dernières années. Mais les effets d'échelle jouant aussi pour cette technologie<sup>34</sup>, les installations de grande taille sont celles qui affichent les coûts de production les plus bas, inférieurs de moitié à ceux des installations domestiques. Moins de la moitié de la puissance totale installée en solaire PV est fournie par des installations ne dépassant pas 250 kW (voir Graphique 1b). Le reste est plutôt constitué de grands champs qui peuvent difficilement répondre à la dénomination de « décentralisé ».

---

<sup>30</sup> L'annexe 4 analyse les raisons de la baisse et s'interroge sur sa durabilité.

<sup>31</sup> Le syndicat France Hydro fait état pour 2018 de 627 centrales de moins de 12 mégawatts.

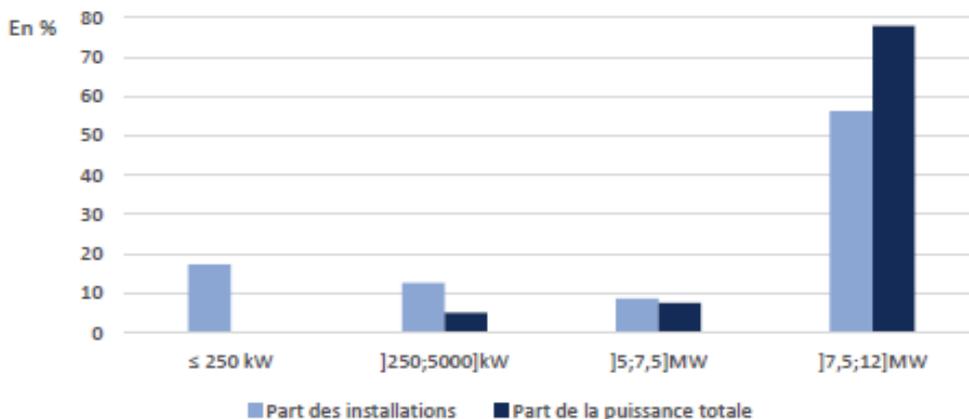
<sup>32</sup> Le kWc ou kilowatt crête est la puissance maximale que peut produire l'installation, en général quand le soleil est au zénith et la frappe perpendiculairement.

<sup>33</sup> Les petites éoliennes domestiques ont un très mauvais rendement et produisent un kWh très peu compétitif.

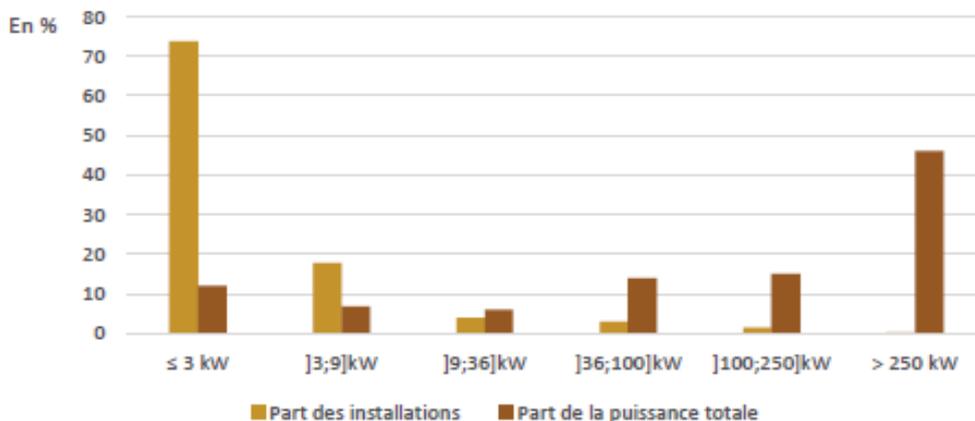
<sup>34</sup> Voir annexe 4.

**Graphique 1 – Répartition des installations EnR sur le réseau géré par Enedis, par tranche de puissance, juillet 2017**

**1a – Éoliennes terrestres**



**1b – Installations photovoltaïques**



*Lecture : dans l'éolien, les installations sont très majoritairement de grande taille – environ 56 % ont une puissance comprise entre 7,5 et 12 MW – et assez concentrées. Dans le solaire PV, la grande majorité des installations (environ 73 %) sont de petite taille (inférieure ou égale à 3 kW) mais en cumulé elles ne représentent qu'une petite fraction de la puissance installée totale (environ 11 %).*

Source : Enedis

La cause est économique, l'effet d'échelle, habituellement observé pour les moyens de production conventionnels, opérant également dans les EnR, avec un coût unitaire du kW installé décroissant dans un grand champ solaire ou éolien. Il existe en effet un coût presque incompressible d'installation des panneaux sur petites toitures l'installation (cadre, main-d'œuvre, onduleur, raccordement, etc.) indépendant du coût des cellules PV. Le le coût complet de production, de l'aveu même du syndicat des installateurs de solaire PV, restera supérieur à 100 €/MWh pour au moins 10 à 15 ans, une valeur très supérieure aux prix de marché les après-midi d'été (voir l'annexe 4 sur les coûts des EnR).

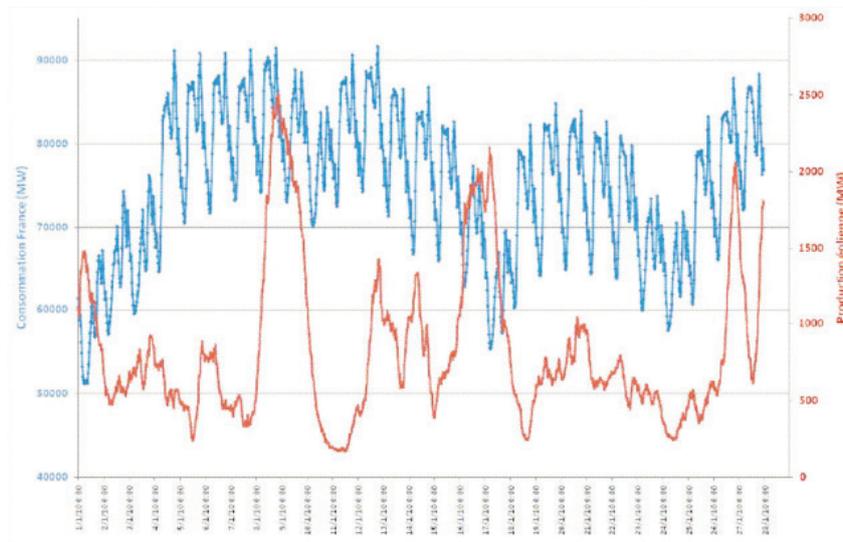
### 3. L'intégration au réseau des EnR intermittentes

#### 3.1. Cas général

Les EnRi ont une production localisée de préférence près des gisements de vent ou de soleil, qui ne sont pas toujours situés à proximité de la demande. Leur production n'est pas non plus toujours en phase temporelle avec cette demande. Tant que des solutions de stockage compétitives ne sont pas disponibles, la présence d'un réseau reliant ces points est indispensable pour les mettre en correspondance spatiale et temporelle.

Les premières années, le besoin d'adaptation du réseau pour intégrer les EnRi n'était pas évident : le réseau paraissait suffisamment dimensionné et les variations de production restaient bien inférieures à celles de la consommation. Mais avec une puissance installée fin 2018 supérieure à 23 GW, ces variations sont aujourd'hui proches de celles de la demande journalière et sont en outre appelées à croître (voir Graphique 2).

Graphique 2 – Comparaison entre la consommation d'électricité et la production éolienne, **janvier 2011**



*Lecture : la production éolienne (courbe en rouge) et la demande d'électricité (courbe en bleu) sont largement décorrélées. Pour l'éolien, les pics correspondent aux jours venteux, pour la demande d'électricité les creux peuvent correspondre à des jours où la température est douce. Les besoins de flexibilité doivent avoir une portée au moins hebdomadaire.*

Source : RTE

Le solaire, en particulier, n'a pas une production corrélée aux consommations énergétiques locales, sauf peut-être dans des régions ayant intensivement recours à la climatisation des locaux. Dans la plupart des régions de France métropolitaine, en hiver, la consommation atteint son pic à 19 h, alors que la nuit est déjà tombée. À certains moments, les surplus d'électricité produite doivent être injectés sur le réseau ; à d'autres moments, c'est le système électrique qui doit assurer la relève. L'éolien au contraire a une production plus marquée en hiver et indépendante du moment de la journée.

Le caractère variable des EnRi et leur localisation posent donc un défi nouveau au système électrique qui doit adapter son organisation et développer des moyens de flexibilité. On distingue au moins **cinq types de problèmes d'intégration au réseau**, qui touchent aussi bien l'infrastructure, les moyens de production raccordés et le cas échéant les points de consommation :

- **le renforcement du réseau** : les énergies décentralisées nécessitent un renforcement des réseaux MT (moyenne tension) mais aussi HT et THT (haute et très haute tension)<sup>35</sup>, en raison de la non-corrélation géographique entre offre et demande et de la nécessité de prévoir des pointes d'injection (et pas seulement les pointes de consommation). En Allemagne, les coûts prévisionnels de renforcement du réseau suite à la transition énergétique ou *Energiewende* se comptent en dizaines de milliards d'euros, dont environ la moitié pour les réseaux de distribution. Ils sont régulièrement réévalués à la hausse<sup>36</sup>. Aujourd'hui, en Europe, les EnR sont encore prioritaires à l'injection sur le réseau alors qu'elles ne paient pas de coûts d'acheminement. L'Allemagne et le Royaume-Uni sont en train de revoir leur législation face à la multiplication des sources de production décentralisées, afin que celles-ci participent au financement du réseau. Les charges ont été estimées dans ce dernier pays entre 2,5 et 6 €/MWh ;
- **le « back-up »** : ce terme désigne les moyens de production de substitution à prévoir pour les périodes de non-production (temps calme, nuit, etc.). Les besoins en back-up sont difficiles à évaluer car ils dépendent de nombreux critères, en particulier de la corrélation entre la demande et la production des EnRi. Ces deux grandeurs étant aléatoires, la détermination de l'aléa le plus défavorable contre lequel on veut se couvrir est un des critères principaux d'évaluation ;
- **l'élimination des surpuissances** : à l'inverse, il y a des périodes où la production des EnRi est supérieure à la consommation possible dans la zone. Dans ce cas, l'électricité produite ne peut être acheminée par le réseau par manque de capacité. La solution est « d'effacer » la production des EnR (« *curtailment* »). Possible techniquement, cette opération implique cependant de dédommager les exploitants impactés : en Allemagne, le coût dépasse le milliard d'euros annuel depuis plusieurs années ;
- **l'augmentation des besoins en services système** : ces derniers sont nécessaires pour compenser les oscillations de court terme (jusqu'à une quinzaine de minutes, au-delà c'est le back-up qui joue) des écarts entre production et consommation. Ils doivent être augmentés pour faire face aux écarts grandissants entre la prévision de production à court terme par les EnR et la production réalisée<sup>37</sup>. Le système électrique ayant besoin d'inertie pour maintenir la fréquence, il convient pour le solaire PV de conserver sur le réseau une certaine proportion de machines tournantes (alternateurs de centrales conventionnelles)<sup>38</sup>. Les coûts sont de plusieurs euros par MWh. Cette question devient critique si la production des EnR intermittentes dépasse un certain pourcentage, qui dépend de différents facteurs comme les profils de demande, la taille du système (plus il est grand et plus le

---

<sup>35</sup> Voir annexe 4.

<sup>36</sup> Voir Beeker E. (2017), « [Transition énergétique allemande : la fin des ambitions ?](#) », *La Note d'analyse*, n° 59, France Stratégie, août.

<sup>37</sup> À noter que les programmes de prévision s'améliorent, mais moins vite que la quantité d'EnR sur le réseau.

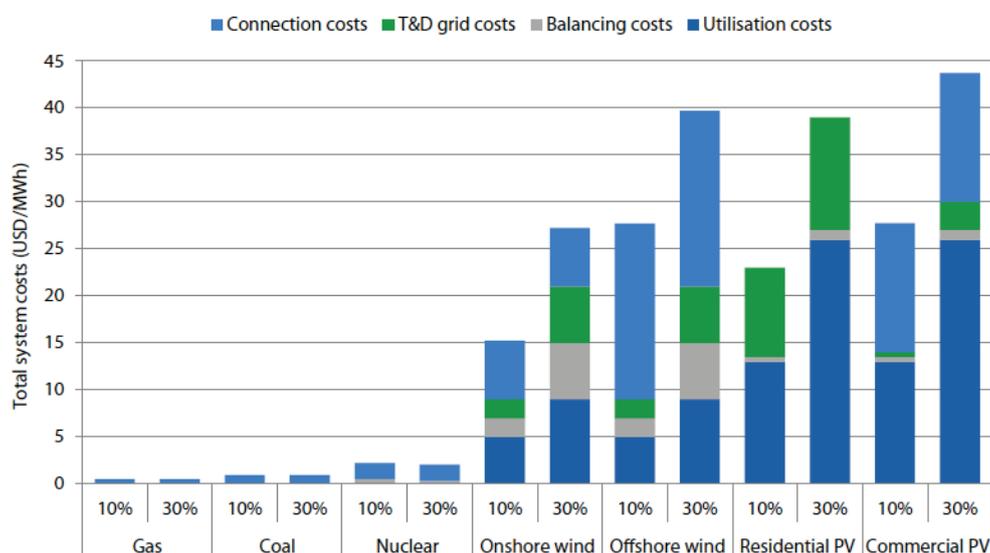
<sup>38</sup> Le solaire PV est le seul moyen de production d'électricité sans alternateur, et n'a donc pas d'inertie, ce qui permet de prévenir des variations de fréquence trop brutales très dommageables au système électrique.

foisonnement<sup>39</sup> est possible), son maillage avec les pays limitrophes ou encore la flexibilité du parc conventionnel (l'idéal est qu'il soit constitué de centrales hydrauliques). En 2019, aucun système dans le monde ne comportait plus de 30 % d'EnRi. Une étude d'EDF R&D<sup>40</sup> a évalué que le système européen pourrait supporter 60 % d'EnR dans les conditions actuelles (soit 40 % d'EnRi et le reste en hydraulique et biomasse). L'Ademe, en misant à terme sur une baisse très importante des coûts des technologies de stockage « power-to-X », aboutit à des taux de pénétration de 85 % en 2050<sup>41</sup> ;

- **les besoins en moyens flexibles**<sup>42</sup> pour faire face à des variations importantes de puissance, principalement dans la production solaire (le cas d'une éclipse est rare mais emblématique) mais aussi en cas de passage de front pour la production éolienne.

Une étude NEA-OCDE de 2018<sup>43</sup> a évalué l'ensemble de ces coûts d'intégration pour une proportion de 10 % et de 30 % d'EnRi dans le mix énergétique (voir Graphique 3).

**Graphique 3 – Coûts d'intégration au réseau des principaux moyens de production d'électricité pour 10 % et 30 % de proportion d'EnRi dans le mix**



Note : T&D grid cost = coûts de raccordement et de renforcement du réseau ; Balancing costs = coûts d'équilibrage

Lecture : les grandes installations induisent des coûts de raccordement au réseau élevés au contraire du solaire PV résidentiel. Le solaire, qui produit l'électricité sur des périodes courtes (centrées autour de midi) induit des coûts d'utilisation plus élevés que l'éolien qui produit sur des périodes plus longues et plus régulièrement. Les coûts d'utilisation des ENRi augmentent très vite avec leur proportion dans le mix électrique et peuvent même devenir extrêmement importants passé un certain seuil que les gestionnaires de réseau ont établi à 30 %.

<sup>39</sup> Soit le fait de regrouper des consommateurs variés de manière à lisser la courbe de charge résultante.

<sup>40</sup> Silva V., López-Botet Zulueta M., Wang Y., Fourment P., Hinchliffe T. et Burtin A. (2016), « Analyse technico-économique d'un système électrique européen avec 60 % d'énergies renouvelables », *Revue de l'électricité et de l'électronique*, décembre.

<sup>41</sup> Ademe, Artelys (2018), *Trajectoires d'évolution du mix électrique 2020-2060*, décembre.

<sup>42</sup> Un moyen de production flexible est par excellence l'hydraulique qui est activable en très peu de temps, mais les TAC (turbines à combustion, généralement au gaz) peuvent être activées en une dizaine de minutes. Les moyens thermiques, nucléaire compris, quand ils sont démarrés dans certains régimes, peuvent également avoir des capacités de variation importantes.

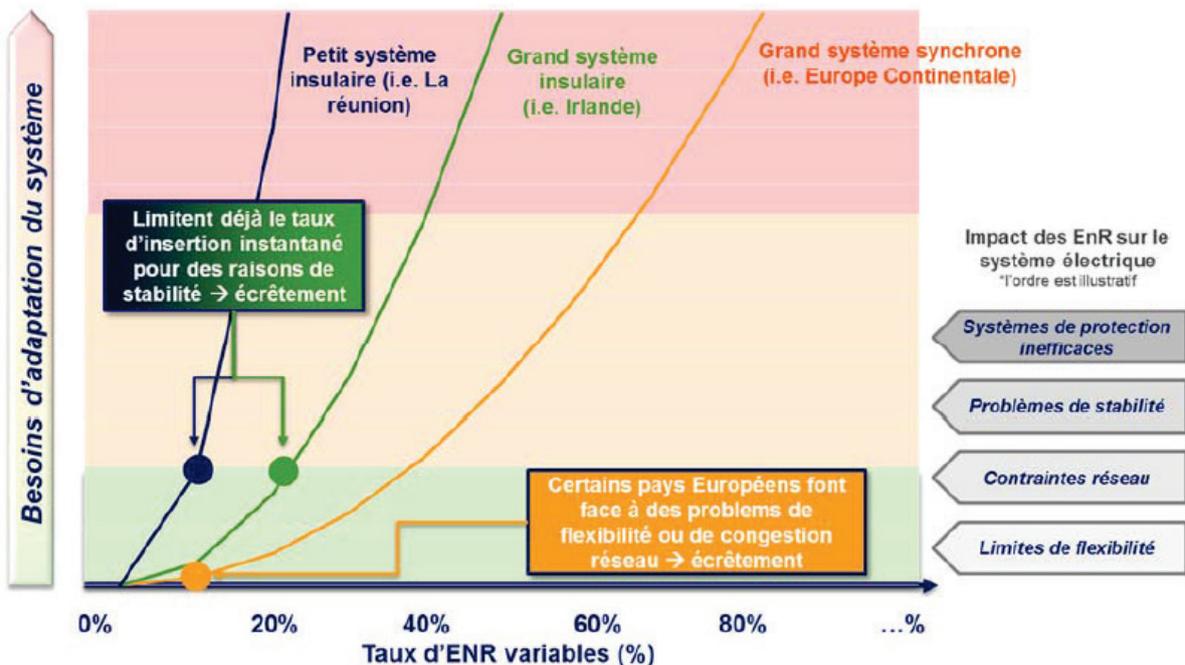
<sup>43</sup> NEA (2018), *The Full Costs of Electricity Provision*, Nuclear Energy Agency, NEA n° 7298, OECD.

Source : *The Full Costs of Electricity Provision*, NEA n° 7298, © OECD 2018

L'étude citée d'EDF R&D montre également que les besoins d'adaptation des systèmes électriques décrits précédemment :

- augmentent exponentiellement avec la proportion d'EnRi à intégrer, l'aléa de leur production devenant de plus en plus important et finissant par dominer tous les autres ;
- sont plus importants pour le solaire PV que pour l'éolien, à production et même à puissance égales ;
- augmentent quand la taille du système électrique diminue. En effet, plus le nombre de consommateurs et de producteurs est important, plus l'écart total entre la somme des productions et des consommations est lissé (par effet de foisonnement ; voir Graphique 4).

**Graphique 4 – Besoins d'adaptation des systèmes électriques selon le taux d'EnR**



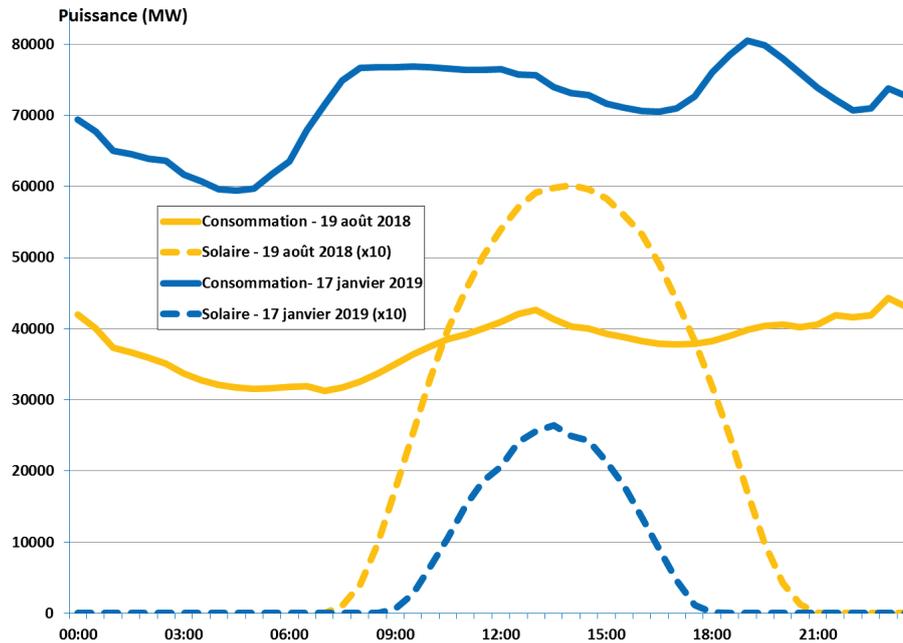
Lecture : les besoins d'adaptation du système électrique augmentent de plus en plus vite avec la proportion d'EnRi dans le mix électrique. Et ils sont d'autant plus importants que le système est petit, comme le montre l'exemple de la Réunion (courbe bleue) par contraste avec l'Europe continentale (courbe orange).

Source : EDF R&D in Revue de l'électricité et de l'électronique, décembre 2016

### 3.2. Cas particulier du solaire photovoltaïque

Le solaire photovoltaïque a la double particularité de produire en milieu de journée, avec un pic méridien très marqué, et d'avoir une production estivale beaucoup plus importante qu'en hiver, au moment où, sous nos latitudes, la demande est la plus importante (voir Graphique 5).

**Graphique 5 – Production solaire (échelle x 10) et consommation électrique diurnes de deux jours typiques d'hiver et d'été**



*Lecture : en France, la production solaire est élevée en été (pointillés orange) quand la demande est la plus faible (trait orange). Inversement, la production solaire est faible en hiver (pointillés bleus) quand la demande est la plus forte (trait bleu). La pointe de consommation en hiver intervient le soir, quand le solaire ne produit quasiment plus.*

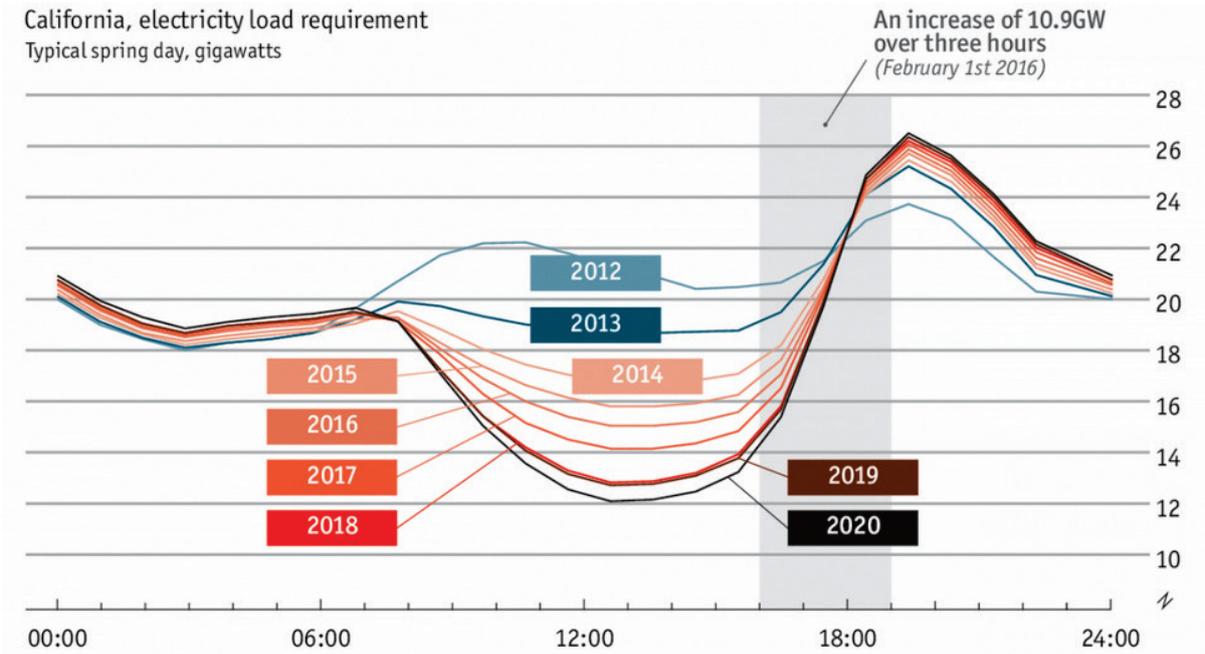
*Source : France Stratégie sur la base des données de RTE*

La corrélation entre le niveau de production d'EnR intermittentes – solaire PV l'après-midi en particulier – et les prix du marché de gros est devenue importante. Cela a été mis en évidence par de nombreuses études, par exemple celle du Fraunhofer Institut<sup>44</sup> qui porte sur l'Allemagne, où le taux d'EnRi est beaucoup plus important qu'en France. On observe dans ce pays régulièrement des prix d'EnR négatifs les après-midi de week-end ensoleillés.

En Californie, ce phénomène est connu depuis dix ans déjà, l'augmentation très importante des capacités solaires PV diminue la demande résiduelle au parc de production classique, au point de créer des difficultés de gestion. En fin d'après-midi, il faut au contraire augmenter la puissance des centrales conventionnelles de plus en plus rapidement, ce qui est très coûteux et nécessite des centrales flexibles (voir Graphique 6).

<sup>44</sup> Fraunhofer Institute for solar energy systems ISE (2013), « [Electricity Spot-Prices and Production Data in Germany](#) », Dipl.-Phys. oec. Johannes Mayer, 29 octobre.

Graphique 6 – La « Duck Curve » californienne



Lecture : en Californie, la demande d'électricité au parc de production classique se creuse en milieu de journée, et de plus en plus année après année, sous l'effet de la hausse très importante des capacités solaires. En fin d'après-midi, il faut au contraire augmenter de plus en plus rapidement la puissance des centrales conventionnelles, ce qui est très coûteux et nécessite des centrales flexibles.

Source : California ISO, cité par *The Economist*, 28 mars 2018

Ce phénomène a été dénommé par certains auteurs<sup>45</sup> la « cannibalisation » des EnR par elles-mêmes car, plus leur proportion grandit, plus leur valeur pour le système baisse, et plus les prix de marché diminuent. Avec 100 % d'EnR à coût marginal nul, le prix de marché devrait théoriquement être en moyenne nul lui aussi et, tel Achille avec la tortue, le coût des EnR aura donc du mal à rattraper les prix de marché.

Une erreur commune consiste à comparer le coût complet de production (LCOE, voir annexe 4) et le tarif du kWh payé par le client final. Quand le LCOE devient inférieur, l'installation de panneaux solaires sur son toit devient économiquement intéressante pour un consommateur qui peut arbitrer entre sa production propre et celle du réseau. Mais cela est rarement le cas pour le gestionnaire de réseau et encore moins pour la collectivité qui doit supporter un certain nombre de coûts cachés (voir Encadré 1 et section suivante sur l'autoconsommation). Pour mémoire, l'autonomie électrique est dans les faits très rarement atteignable.

<sup>45</sup> Hirth L., Ueckerdt F. et Endenhofer O. (2014), « Integration costs revisited – An economic framework for wind and solar variability », *Renewable Energy*, 74, p. 925-939.

### Encadré 1

#### « Parité réseau » ou « valeur pour le système »

Pour évaluer la rentabilité des EnR décentralisées, la notion de parité réseau est souvent mise en avant. Le concept a été introduit dans le rapport des États généraux du solaire photovoltaïque en 2011 : « Pour les installations où l'électricité solaire peut être consommée "sur place", la "parité réseau" caractérise le moment à partir duquel le coût de l'électricité photovoltaïque devient compétitif avec le prix de vente de l'électricité conventionnelle délivrée par le réseau. En d'autres mots, le coût de production du kWh photovoltaïque est équivalent au coût d'achat de l'électricité au détail »<sup>46</sup>. À noter que cette définition diffère pour les parcs au sol de grandes tailles pour lesquels « la parité réseau se mesure à la compétitivité de l'électricité solaire vis-à-vis du prix de gros de l'électricité ».

Dans le premier cas, le concept exprime la rentabilité du point de vue du consommateur et dans le deuxième une certaine réalité économique, la production EnR étant en compétition avec les autres énergies via le marché. Dans le premier cas, on applique le cadre réglementaire en vigueur, avec un tarif au client final comportant, outre les coûts de production, les coûts d'acheminement par le réseau (donné par le TURPE) et les taxes.

Un biais existe donc, qui traduit une forme de subventionnement direct ou indirect : si le prix d'acheminement par le réseau est effectivement plus faible que le coût réel, le consommateur qui substitue des kWh de sa production à ceux du réseau ne paie pas les coûts qu'il engendre.

Du point de vue de la collectivité, la comparaison licite à opérer serait celle entre le LCOE du solaire PV et le prix de marché aux moments où il produit<sup>47</sup>. C'est d'ailleurs le calcul que fait la Commission de régulation de l'énergie (CRE) chaque année pour évaluer les coûts évités pour le parc de production conventionnel grâce aux EnR.

## 4. L'autoconsommation devrait être soutenue lorsqu'elle génère des économies pour le système électrique dans son ensemble

### 4.1. Une pratique plébiscitée par les consommateurs et favorisée par les pouvoirs publics

L'appétence pour les produits locaux est aujourd'hui très forte dans le public, et l'électricité n'échappe pas à la règle. Mais qu'un site – particulier ou industriel – autoconsomme une partie de l'énergie qu'il produit localement n'est ni nouveau ni étonnant : les lois de la physique disent qu'à puissance de l'installation photovoltaïque et profil de consommation du client donnés, ce sont les mêmes flux de puissances électriques qui devront être acheminés ou évacués par le réseau.

La production décentralisée reçoit aujourd'hui un fort soutien politique, les pouvoirs publics voyant là un moyen d'atteindre les objectifs de développement d'énergies renouvelables de la loi de transition énergétique et de rendre les consommateurs plus conscients et plus actifs.

<sup>46</sup> La parité réseau ainsi définie suppose que l'on autoconsomme 100 % de la production. Si elle est excédentaire, ce qui est souvent le cas, il faudrait prendre en compte la valeur économique de cette production, ce qui constitue un biais important.

<sup>47</sup> Les petits consommateurs n'ont pas accès aux prix de marché de gros mais l'arrivée des compteurs communicants devrait rendre la chose possible.

La pratique de l'autoconsommation – ou autoproduction – est définie administrativement<sup>48</sup> et favorisée par une loi de février 2017 allouant des subventions supplémentaires aux consommateurs produisant eux-mêmes une certaine partie de l'énergie qu'ils consomment.

Au niveau européen, le *Clean Energy Package* de 2018 se contente de fixer les grands principes : « Les États membres garantissent que les consommateurs ont le droit de devenir des autoconsommateurs d'énergies renouvelables ». Ils pourront « produire de l'énergie renouvelable, y compris pour leur propre consommation, stocker et vendre leur production excédentaire d'électricité renouvelable », sans être soumis à « des frais discriminatoires ou disproportionnés et à des frais d'accès au réseau qui ne reflètent pas les coûts ». Par son imprécision – s'agit-il de coûts de court ou de long terme par exemple ? – cette dernière phrase ouvre la voie à de nombreuses contestations. Elle peut en outre s'entendre dans les deux sens : les frais d'accès au réseau ne doivent pas non plus être trop favorables.

La France métropolitaine comptait 40 000 installations d'autoconsommation pour un total de 143 MW installés au 1<sup>er</sup> janvier 2019, en croissance très modérée. Rapporté aux 30 millions de clients du réseau de distribution, ce chiffre est encore très faible. Toutefois, il pourrait connaître une forte croissance à tel point que dans un avenir proche, l'autoconsommation pourrait bénéficier d'un développement spontané. Ainsi RTE a prévu une hausse importante des installations en autoconsommation, qui atteindraient 4 millions en 2030, représentant 10 GW de puissance installée, soit 7 % à 8 % de la puissance renouvelable totale à cette date. Le cadre de régulation devra s'adapter pour répondre à cette évolution.

#### **4.2. Les raisons d'autoconsommer doivent être appréciées au regard du système global**

L'autoconsommation n'a d'intérêt économique pour une collectivité que si les coûts d'installation et de gestion de la production locale sont inférieurs à la baisse des coûts du système électrique global (réseau et parc de production). La forme contractuelle du soutien apporté à la production locale d'électricité verte, en général d'origine solaire PV, est donc de première importance pour atteindre cet objectif. En effet, c'est ce qui fera choisir au consommateur-producteur (outre ses propres critères) une approche pour dimensionner son unité de production entre :

- viser l'indépendance énergétique en maximisant la part d'électricité produite localement dans sa consommation finale. Pour cela, le consommateur-producteur est conduit à sur-dimensionner son installation, ce qui augmente la quantité d'électricité à réinjecter sur le réseau mais diminue la quantité d'électricité soutirée au réseau. Cette part est quantifiée par le *taux d'autoproduction* ;
- à l'inverse, viser de consommer toute l'électricité qu'il produit et de ne pas en injecter dans le réseau. Pour cela, il est conduit à sous-dimensionner son installation par rapport à ses besoins, ce qui augmente la quantité d'électricité à soutirer au réseau mais diminue le surplus à réinjecter sur le réseau ;
- entre les deux, il peut avoir un comportement d'optimisation et dimensionner son installation pour minimiser la somme des coûts d'installation et de sa facture d'électricité.

---

<sup>48</sup> Selon des bilans annuels respectifs d'autoproduction et de consommation, ce qui est en soi arbitraire car cela ne présume pas que l'énergie soit consommée au moment où elle est autoproduite.

Les effets positifs d'un rapprochement entre les productions et les consommations – économies sur les coûts de transport et de distribution, optimisation locale de la concordance de l'offre et de la demande d'électricité – sont toutefois souvent difficiles à vérifier. La demande d'électricité du logement est généralement faible en milieu de journée, le maximum de consommation se situe en fin d'après-midi ou début de soirée, et les consommations de nuit (chauffage, eau chaude sanitaire, recharge de véhicules électriques) sont importantes. Au total, s'il n'y a pas modification des pratiques de consommation, la plus grande partie de l'énergie photovoltaïque part généralement sur les réseaux. Cela n'est pas dommageable dans les réseaux urbains qui ont une capacité d'accueil suffisante, mais peut créer durant les périodes d'ensoleillement maximal des problèmes dans le cas des réseaux ruraux très équipés en photovoltaïque (lotissements neufs, photovoltaïque en grandes toitures, centrales au sol raccordées en basse tension ou HTA).

La situation peut être sensiblement améliorée, dans le cas du résidentiel, en déplaçant la consommation de certains usages électriques « mobiles » (production d'eau chaude sanitaire, lave-linge, véhicules électriques, etc.) en milieu de journée, ce qui nécessite que les technologies de pilotage des usages soient au point (voir la partie 3 sur le numérique). Cela ne résout cependant pas le problème de la pointe de fin de journée caractéristique des consommations résidentielles : la baisse importante prévisible des coûts de stockage par batteries permettra un jour les transferts d'énergie intrajournaliers entre le milieu de journée et la soirée, mais vraisemblablement pas avant 2035 (voir la partie consacrée au stockage).

#### 4.3. La régulation doit évoluer afin de maximiser le gain collectif

Il faut voir dans l'autoconsommation une opportunité dans la mesure où elle encourage le développement de technologies innovantes (stockage, domotique, pilotage intelligent de la consommation, etc.), où elle rend les citoyens acteurs de la gestion de leur énergie, ce qui est une des meilleures façons de leur faire prendre conscience de leur consommation. Dans certains cas, l'autoconsommation minimise les sollicitations au réseau en rapprochant la production électrique des lieux de consommation. **Autoconsommation ne veut toutefois pas dire autarcie et les consommateurs continueront longtemps d'avoir besoin d'un réseau électrique fiable et disponible dans une logique assurantielle** (celle de fournir de l'électricité quand la production locale d'EnR est insuffisante).

Tout l'enjeu actuel est donc de faire évoluer le cadre institutionnel, afin qu'il permette d'améliorer l'insertion de la production décentralisée sur le réseau public de distribution, à la fois pour assurer une juste participation financière des autoconsommateurs-autoproduiteurs aux services rendus par le réseau et pour répondre aux besoins croissants de prévisibilité et de commandabilité du système électrique.

Pour permettre l'autoconsommation et accompagner le développement de boucles locales sans que le bénéfice pour l'autoconsommateur se fasse aux dépens de la collectivité et des autres clients sur lesquels le coût réel est répercuté, il convient de :

- veiller à ce que les installations décentralisées mises en place ne perturbent pas le système électrique si elles y sont raccordées (prescriptions techniques) ;

- renforcer la part puissance du TURPE<sup>49</sup> (liée à la puissance souscrite) et diminuer sa part variable (liée à l'énergie consommée) pour s'assurer que les coûts de réseau (qui dépendent de la puissance) sont bien assumés par tous et éviter ainsi des comportements de « passagers clandestins » ;
- ne pas perdre de vue la rationalité économique et assurer la neutralité fiscale entre autoconsommateurs et consommateurs connectés au réseau.

Certains marchés liés à l'autoconsommation sont toutefois susceptibles de se développer selon des critères économiques non directement rationnels : désir d'autonomie, sécurisation de ses approvisionnements, appétence à consommer sa propre production, individuellement ou au sein de petits collectifs, utilisation de technologies novatrices et innovantes, etc. La présence de ces moyens de stockage décentralisés et incontrôlables pourrait avoir une incidence sur les équilibres collectifs.

#### 4.4. La nécessaire coordination avec les besoins régionaux d'investissement dans les réseaux électriques

Plus généralement, afin de garantir une anticipation des investissements nécessaires dans les réseaux, les différents niveaux de planification (TYNDP<sup>50</sup> européen, SDDR<sup>51</sup> national pour RTE, CSDPE<sup>52</sup> pour le suivi national des investissements du réseau de distribution, objectifs régionaux et intercommunaux) doivent être mis en cohérence. Ils s'alimenteront mutuellement. Les schémas régionaux de raccordement au réseau des énergies renouvelables (S3REnR), institués en 2012, sont un outil majeur pour la planification territoriale. Ils ont joué et jouent encore un rôle central pour faciliter le développement des énergies renouvelables. La PPE<sup>53</sup> publiée en janvier 2019 précise leur rôle.

Ils seront élaborés par le gestionnaire de réseau de transport (GRT), en accord avec les GRD concernés, en fonction des objectifs de développement des énergies renouvelables fixés par les schémas régionaux d'aménagement, de développement durable et d'égalité des territoires (SRADDET). Ils définiront un périmètre de mutualisation du coût des ouvrages électriques à créer : une même quote-part sera payée par tous les producteurs d'énergies renouvelables raccordés dans ce cadre.

Les éventuelles situations de saturation d'un schéma seront encadrées afin de permettre un développement continu des énergies renouvelables. Certains schémas régionaux sont déjà saturés – par exemple en Hauts-de-France – et feront l'objet d'une révision. Les nouvelles installations raccordées majoritairement sur le réseau de distribution peuvent nécessiter la création ou le renforcement d'ouvrages structurants sur le réseau amont, avec des délais de réalisation de plusieurs années. Ces ouvrages structurants identifiés lors de l'élaboration des S3REnR devront être intégrés de façon coordonnée dans les documents de planification au niveau national et européen. Ils devront être suffisamment anticipés afin de permettre un

---

<sup>49</sup> Tarif d'utilisation des réseaux publics d'électricité, voir annexe 2.

<sup>50</sup> *Ten-Year Network Development Plan*.

<sup>51</sup> Schéma décennal de développement du réseau.

<sup>52</sup> Comité du système de distribution publique d'électricité.

<sup>53</sup> Programmation pluriannuelle de l'énergie (rappel).

accueil des énergies renouvelables dans des délais compatibles avec les temps de développement des projets.

### **Que retenir ?**

Les énergies renouvelables (EnR) ont connu un essor rapide depuis une dizaine d'années, porté par des politiques volontaristes. Leur coût a baissé avec l'effet de série, parfois fortement, même si la baisse s'est ralentie en France en 2018. Comme pour les énergies conventionnelles, l'effet d'échelle s'applique et les grands parcs solaires ou éoliens affichent des coûts de revient bien inférieurs à ceux des petites installations. De l'avis de la plupart des observateurs ces dernières ne peuvent pas atteindre la compétitivité avant au moins 10 à 15 ans.

Les EnR sont en grande partie raccordées au réseau de distribution, qui se retrouve beaucoup plus sollicité qu'auparavant, avec des flux d'énergie devenant parfois bidirectionnels. En effet, les EnR intermittentes ont une production plutôt localisée près des gisements de vent ou de soleil, lesquels n'ont pas de raison de se situer là où se trouve la demande, ni d'être en phase temporelle avec cette demande. Les coûts d'intégration des EnR intermittentes augmentent beaucoup plus vite que leur proportion dans le mix électrique.

Le solaire photovoltaïque (PV) introduit une problématique particulière en termes de modulation et de garantie de puissance car il fournit des injections très importantes de courant en milieu de journée, alors que la demande est faible. Le système électrique destiné à l'accueillir doit disposer de capacités de flexibilité appropriées, notamment le stockage ou le pilotage de la demande. Par ailleurs, au-delà d'une certaine proportion de solaire PV, le maintien de la fréquence devient un problème.

Aujourd'hui et sans doute pour longtemps, l'autonomie énergétique d'une maison ou même d'un îlot d'habitations n'est économiquement justifiée que dans des cas très spécifiques. Si l'autoconsommation apparaît rentable à ceux qui y ont recours, c'est en raison de dispositions fiscales et tarifaires favorables. En particulier, la part « puissance » du tarif du réseau doit nettement augmenter afin que l'autoconsommation induise des économies pour le système électrique global.

## Chapitre 2

# Les mutations technologiques en cours : le stockage de l'électricité et la mobilité électrique

Si les électrons circulent librement sur les réseaux, ils sont soumis à des lois physiques<sup>54</sup> qui conditionnent leur flux. Il n'y a pas beaucoup de façons de modifier ces flux. On peut ou bien agir sur la production, ou bien agir sur la demande en pilotant la consommation. On peut aussi stocker l'électricité en des points du réseau et à des moments judicieusement choisis.

Jusqu'à présent, le système électrique disposait de suffisamment de flexibilité au niveau des moyens de production, et d'un réseau suffisamment dimensionné. La pénétration de plus en plus importante d'énergies décentralisées et intermittentes est en train de changer la donne. D'une part, ces moyens sont localisés là où se trouve la ressource en vent et en soleil et pas nécessairement où se trouve la demande. D'autre part, ils produisent par intermittence, ce qui exige des puissances installées plus importantes que pour des moyens produisant en continu. Le réseau doit donc être renforcé pour accepter les puissances maximales de transit. Le cas de l'Allemagne, pionnière du développement des EnR, est emblématique.

Comme solution complémentaire à l'extension du réseau ou à la flexibilité de la demande, l'idée de développer des solutions de stockage pour gérer l'intermittence des EnR fait son chemin, certaines technologies comme les batteries ayant beaucoup progressé ces dernières années. La raison en est le développement de la mobilité électrique, qui a fait baisser le coût des batteries et offre l'opportunité pour les acteurs du système électrique d'accéder à des moyens de stockage pour un coût marginal faible<sup>55</sup>.

### 1. Les principales technologies de stockage et leurs usages

Le stockage d'électricité consiste à conserver de façon provisoire une certaine quantité d'énergie afin de pouvoir l'utiliser ultérieurement. Sauf pour des applications relevant encore de la recherche fondamentale, comme les super-condensateurs ou le stockage électromagnétique par supraconducteurs, l'électricité ne se stocke pas en tant que telle. En pratique, il faut donc la transformer, et même deux fois : une première fois pour la convertir en une autre forme d'énergie qui permette son stockage, et une deuxième fois pour procéder à l'opération

---

<sup>54</sup> Les lois de Kirchoff, du nom du physicien allemand qui les a établies en 1845.

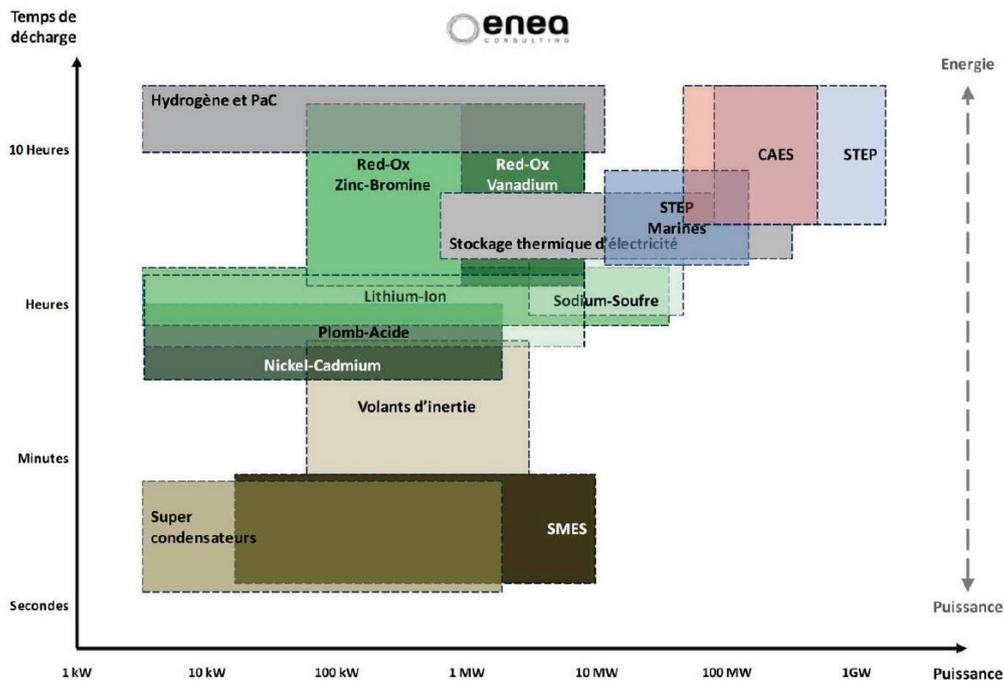
<sup>55</sup> Le lecteur trouvera en fin de chapitre la liste des principaux points à retenir.

inverse, la reconversion en électricité. Chaque transformation implique des pertes de rendement donc des coûts, en plus du coût du stockage, ce qui a longtemps handicapé la rentabilité des projets d'investissement en la matière, avant que des progrès techniques, de nouveaux usages et une industrialisation poussée viennent changer la donne.

### 1.1. Les principales techniques de stockage

Un vecteur de stockage peut être chimique (batteries, hydrogène), mécanique (hydraulique ou STEP<sup>56</sup>, volants d'inertie, air comprimé ou CAES<sup>57</sup>) ou thermique. Sur le plan technique, un moyen de stockage est caractérisé par la puissance qu'il est capable d'absorber et de délivrer, qui se mesure en kW, et par l'énergie qu'il a la capacité de stocker, qui se mesure en kWh. Le Graphique 7 représente les caractéristiques des différents moyens de stockage d'électricité. La palette s'étend de moyens capables de délivrer une forte puissance pendant peu de temps (supercapacités, volants d'inertie) à des moyens pouvant stocker une grande quantité d'énergie et la délivrer, avec une puissance plus modeste, pendant de longues périodes (stockage d'énergie potentielle gravitationnelle dit « STEP », hydrogène).

Graphique 7 – Les différents moyens de stockage d'électricité et leurs caractéristiques



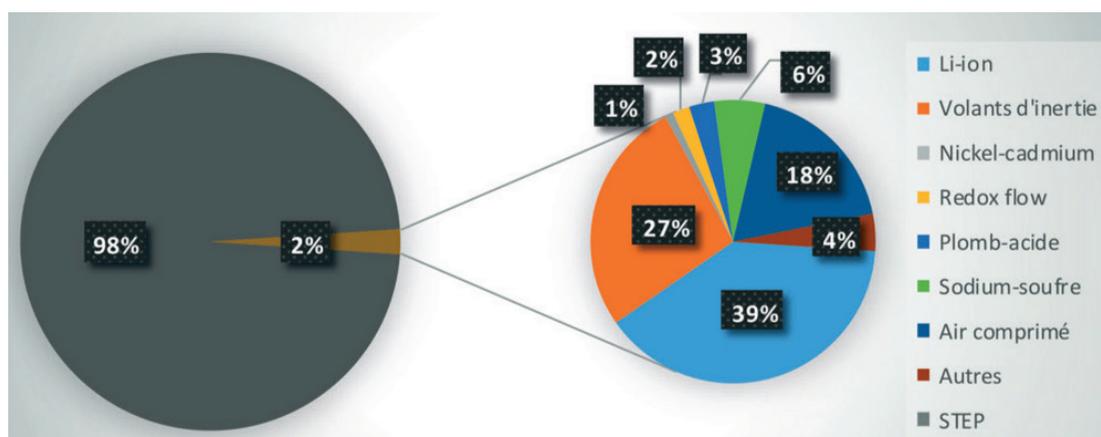
Source : ENEA

En termes de puissance, les STEP représentent aujourd'hui l'écrasante majorité des installations de stockage (98 %, voir Graphique 8). Hormis la chaleur, utilisable dans des conditions spécifiques, et le stockage par air comprimé qui n'a donné lieu qu'à deux expérimentations restées sans suite, ce sont les batteries toutes technologies confondues qui constituent le reste des installations. Si elles sont encore très minoritaires (environ 1 %), elles progressent rapidement.

<sup>56</sup> Stations de transfert électrique par pompage, ou « pumped storage hydropower plants » (PSH ou PSP).

<sup>57</sup> Compressed Air Energy Storage.

**Graphique 8 – Répartition du stockage d'électricité au niveau mondial par type technologie, en 2016**



Lecture : les STEP ou installations de pompage hydraulique constituent encore l'écrasante majorité des capacités de stockage en France (98 %). Les batteries ne constituent encore que moins de 2 % du total (dont 39 % pour les batteries lithium-ion). Le stockage d'électricité au niveau mondial représente un total de 168 GW (à gauche), dont 3,6 GW hors STEP (à droite).

Source : Beeker E. et Lavergne R. (2019), « Le stockage de l'électricité : la solution à l'intégration des EnR intermittentes ? », Annales des Mines, n° 93, janvier, sur des données AIE Energy Technology Perspectives 2017

## 1.2. Quelles technologies pour quels usages ?

Le tableau 1 résume les divers usages des moyens de stockage dans un réseau électrique.

**Tableau 1 – Principales caractéristiques des dispositifs de stockage d'électricité, par type d'usage dans un système électrique**

Type d'usages	Taille (MW)	Temps de décharge	Nombre de cycles	Temps de réponse
Stockage saisonnier	500 à 2 000	Jours ou mois	1 à 5 par an	Jour
Arbitrage	100 à 2 000	8 h à 24 h	0,25 à 1 par jour	> 1 h
Contrôle de fréquence	1 à 2 000	1 min à 15 min	20 à 40 par jour	1 min
Suivi de charge	1 à 2 000	15 min à 1 jour	1 à 29 par jour	< 15 mn
Soutien de tension	1 à 40		10 à 100 par jour	Ms à s
Démarrage à froid	0,1 à 400	1 h à 4 h	< 1 par an	< 1h
Allègement de congestion du réseau de transport ou de distribution	10 à 500	2 h à 4 h	0,14 à 1,25 par jour	> 1 h
Report d'investissement en infrastructures de réseau de transport ou distribution	1 à 500	2 h à 5 h	0,75 à 1,25 par jour	> 1 h
Décalage de la demande et réduction du pic de demande	0,001 à 1	Min ou h	1 à 29 par jour	< 15 min
Hors réseau	0,001 à 0,01	3 h à 5 h	0,75 à 1,5 par jour	< 1 h
Intégration des EnRi	1 à 400	Min ou h	0,5 à 2 par jour	< 15 min
Réserve synchrone	10 à 2 000	15 min à 2 h	0,5 à 2 par jour	< 15 min
Réserve non synchrone	10 à 2 000	15 min à 2 h	0,5 à 2 par jour	< 15 min

Source : IEA (2014), Technology Roadmap – Energy storage

Selon les usages, des technologies de stockage s'avèrent mieux adaptées. Certaines, comme les volants à inertie ou les batteries, ont des temps de réponse très faibles, qui les rendent aptes à des usages spécifiques (soutien de tension, suivi de charge, etc.). D'autres sont destinées à des usages à temps de réponse de l'ordre de l'heure, voire de la journée (STEP, air comprimé, stockage thermique, etc.) (voir Tableau 2).

**Tableau 2 – Caractéristiques des différents moyens de stockage**

Technologie	Capacité	Puissance	Délais de réaction	Application	Durée du stockage	Centralisé / décentralisé	Niveau de maturité
STEP Stockage hydraulique	1–10 GWh	0,1–2 GW	10 min	Réserve d'énergie	jours -> semaines	Centralisé	Fort
CAES Stockage par air comprimé	10 MWh – 1 GWh	15–200 MW	10 min	Réserve d'énergie	jours -> semaines	Centralisé	Fort
Hydrogène	10 kWh – 10 GWh	1 kW – 1 GW	100 ms	Réserve de puissance et d'énergie	plusieurs mois	Décentralisé et centralisé	Très faible
Batterie	1 kWh – 10 MWh	0,01–10 MW	1 ms	Réserve de puissance et d'énergie	minutes -> jours	Décentralisé et centralisé	Moyen
Volant d'inertie (masse en rotation)	0,5–10 kWh	2–40 MW	5 ms	Réserve de puissance	secondes -> minutes	Décentralisé	Fort

Sources : World Energy Resources / E-Storage – World Energy Council (2016) et « Le stockage de l'énergie électrique : une dimension incontournable de la transition énergétique » du CESE (2015) – Energy Storage Association pour les données 2017

À côté des batteries Li-ion (voir *infra*), d'autres technologies sont prometteuses, en particulier :

- les batteries métal-air, en particulier Zn-air comme celles développées par EDF R&D, potentiellement moins consommatrices en ressources stratégiques et plus économiques ;
- les batteries Redox à flux : ces accumulateurs rechargeables qui ont la particularité de stocker l'énergie en phase liquide offrent l'immense avantage de pouvoir être dimensionnées à la fois en énergie et en puissance. Cette technologie pourrait s'imposer si la R & D en faisait baisser les coûts<sup>58</sup>.
- le stockage via l'électrolyse de l'eau et l'hydrogène possèdent de grandes potentialités, mais les coûts actuels sont extrêmement élevés et cette solution nécessite encore de la R & D avant d'être raisonnablement mise en exploitation.

<sup>58</sup> Cette solution a été présentée par l'IFPEN à France Stratégie ; voir par exemple « [Stockage d'énergie, contexte et enjeux](#) » sur le site de l'IFPEN.

Hors stockage de l'électricité par un vecteur intermédiaire (eau, hydrogène, batteries électrochimiques, air comprimé), le stockage au niveau des usages finaux a toute sa place, par exemple la production de chaleur ou de froid (« *power-to-heat* », ballons d'eau chaude, congélateurs, inertie thermique des bâtiments, etc.) et les produits industriels dont la production peut être pilotée (acier, lingots d'aluminium, etc.). Le stockage au niveau des usages relève du nivellement de la demande mais son pilotage peut être confié au système électrique (via un signal tarifaire ou un ordre d'effacement, par exemple). Cela établit un lien avec les technologies numériques et la régulation du système électrique (voir *infra*).

Sur le plan économique, un moyen de stockage s'évalue selon de nombreux paramètres : son coût d'investissement (€/kWh), son rendement (part de l'énergie restituée dans l'énergie stockée), sa durée de vie, son nombre de cycles de stockage/déstockage, mais aussi son mode d'utilisation qui dépend de sa puissance et de son temps de décharge.

Définir un moyen de stockage uniquement par sa capacité ou sa puissance est donc insuffisant. Il se définit à la fois par la puissance qu'il est capable de délivrer et par l'énergie qu'il est capable de stocker. Le ratio puissance/énergie, le coût au kW et le coût au kWh différencient fortement les technologies disponibles<sup>59</sup>.

### 1.3. Des progrès considérables dans les batteries depuis dix ans

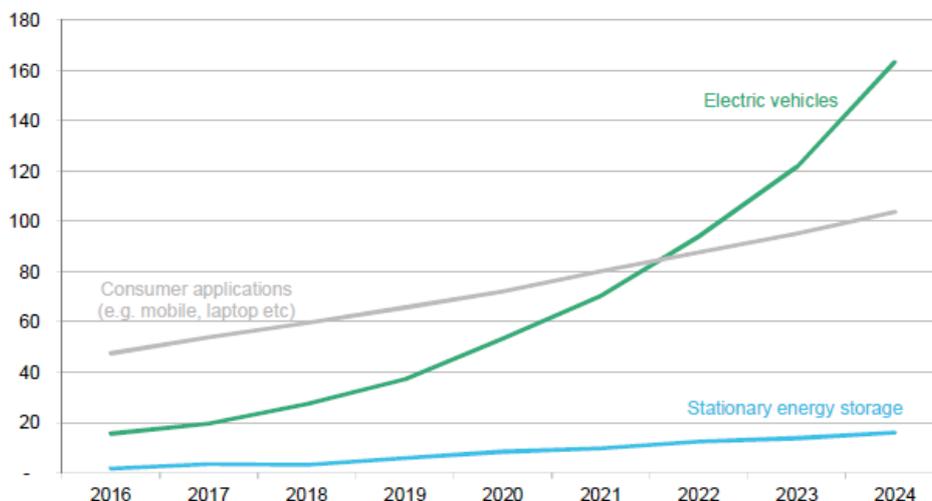
Les batteries lithium-ion (Li-ion) se sont imposées de manière spectaculaire ces dernières années au point de supplanter les autres (hormis celles au plomb) grâce à des progrès technologiques et à des baisses de coût qui laissent entrevoir la possibilité de stocker massivement l'électricité de façon compétitive sur plusieurs heures. Le développement de ces batteries a d'abord été porté par celui des appareils électroniques mobiles, puis par celui de la mobilité électrique (voir Graphique 9). Elles pourraient être utilisées dans les applications de soutien au réseau, de manière très répartie car leur taille est modulaire.

Techniquement, les points forts de ces batteries résident dans leur haute densité énergétique, qui permet la mobilité, et dans leur absence d'effet mémoire, qui permet les variations de puissance. Le lithium étant un métal hautement inflammable, des questions de sécurité sont apparues qui sont bien maîtrisées mais qui restent un point de vigilance. Des faiblesses persistent toutefois sur la durée de vie qui est encore insuffisante pour certains usages, avec un retour d'expérience encore réduit.

---

<sup>59</sup> On ne détaille pas ici l'ensemble des moyens de stockage existants, la littérature étant très abondante sur le sujet. Voir notamment Ademe, Artelys, Atee, ENEA Consulting (2013), *Étude sur le potentiel du stockage d'énergies*, octobre ; Moulinier J.-M. (2017), « Croissance de l'éolien et du solaire. Quel stockage de l'électricité ? », Commissariat général au développement durable, décembre ; EDF R&D (2016), « Analyse technico-économique d'un système électrique européen avec 60 % d'énergies renouvelables », *Revue de l'électricité et de l'électronique*, décembre.

Graphique 9 – Estimation de la demande en batteries, en GWh/an



Lecture : en 2016, la demande en batteries li-ion était portée principalement par les appareils électroniques portables (ordinateurs, smart phones, etc., courbe grise) et le stockage stationnaire d'électricité n'existait presque pas (courbe bleue). Ces deux besoins devraient croître régulièrement mais modérément, alors que les besoins pour le véhicule électrique (courbe verte) devraient connaître une rapide expansion, au point de dépasser les deux autres usages aux alentours de 2022.

Source : BNEF

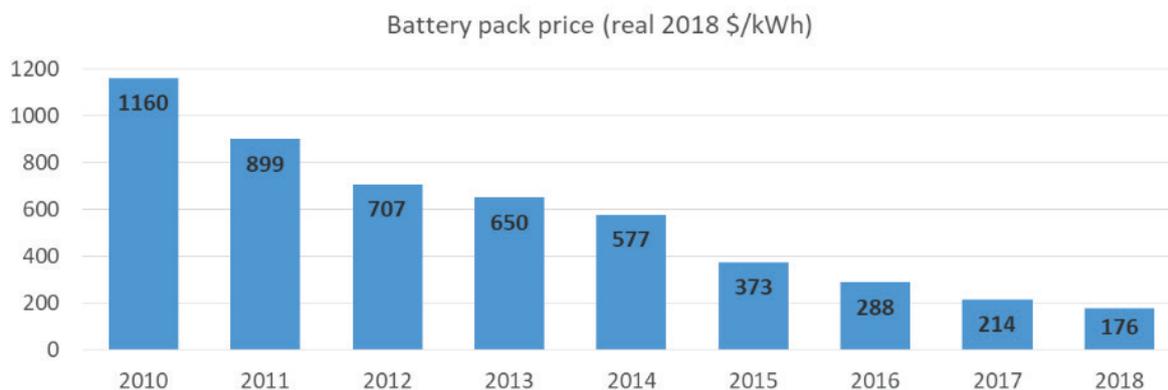
Le coût des cellules lithium-ion était en 2010 d'environ 1 000 \$/kWh. Il n'était plus que de 178 \$/kWh en 2018 (voir Graphique 10). Ce coût, qui ne comprend pas le « packaging » de la batterie (entre 30 et 50 \$/kWh), est majoritairement constitué par les matières premières entrant dans la composition de ces cellules, lithium, cobalt et nickel en tête. Il reste élevé pour la plupart des usages. À titre de comparaison, les batteries au plomb ont un coût inférieur à 100 \$/kWh, de sorte qu'elles dominent encore dans de nombreuses applications.

Certains experts comme Avicenne prédisent un coût de 120 \$/kWh en 2025 pour les batteries lithium-ion et Elon Musk, le célèbre patron de Tesla, annonce même que ce seuil sera atteint avant 2020. D'autres comme Mathieu Morcrette de l'université de Picardie<sup>60</sup> sont plus réservés, estimant que l'électrochimie ne répond pas aux mêmes lois que la technologie du silicium (pour les panneaux solaires). Mais un potentiel très significatif de baisse des coûts existe si une production de masse peut être atteinte.

Cependant, parce que la part des matériaux entrant dans la composition des cellules est prédominante et que leur prix dépend des marchés internationaux, la baisse des prix risque de comporter des à-coups. Une incertitude demeure sur l'existence ou non d'un coût plancher, sur son niveau et sur l'horizon de temps auquel il serait atteint. Aucun scénario n'est donc à écarter, y compris un scénario disruptif avec des coûts très bas qui bouleverserait la physionomie des secteurs électriques. Par exemple, à moyen terme certains (Bosch & Seeo) parient sur l'émergence de la technologie lithium-ion à électrolyte solide avec pour objectif un doublement de la capacité à moindre prix. Des travaux de recherche (CNRS, MIT, etc.) sur des électrodes recouvertes de nanoparticules laissent espérer une amélioration supplémentaire des performances à un horizon plus lointain.

<sup>60</sup> Auditionné par France Stratégie.

## Graphique 10 – Baisse du coût des cellules de batteries lithium-ion, 2010-2018



Lecture : le prix de la cellule de batterie, qui dépassait les 1000 euros en 2010, est tombé à moins de 200 euros en 2018.

Source : Bloomberg NEF, cité dans *le rapport Stockage intermédiaire d'électricité*, du Conseil général de l'économie, de l'industrie, de l'énergie et des technologies, mars 2019

C'est dans le domaine de la mobilité électrique, avant celui de la gestion des réseaux où d'autres sources de flexibilité sont souvent moins onéreuses (renforcement du réseau, écrêtement, capacités flexibles, etc.), que la production de masse de batteries chimiques a le plus de chances de démarrer. Les deux domaines sont toutefois appelés à se rejoindre dans un avenir assez proche (voir plus loin sur l'intégration du véhicule électrique dans le réseau).

#### 1.4. Un parc de véhicules électriques appelé à croître

Le bouleversement qui se profile dans le secteur des transports et des énergies qui l'alimentent tient en grande partie à la montée des préoccupations environnementales et à mobilisation croissante des opinions publiques. En décembre 2018, l'Union européenne a annoncé qu'elle visait une réduction de 37,5 % des émissions de CO<sub>2</sub> des véhicules neufs d'ici à 2030. Cette décision, qui reste suspendue à l'approbation formelle du Parlement et du Conseil de l'UE, a suscité des réactions de la part des constructeurs automobiles qui estiment que cet objectif très ambitieux ne peut pas être atteint avec les seuls véhicules thermiques et oblige à développer massivement le véhicule électrique<sup>61</sup>.

La France avait déjà retenu une politique très volontariste de développement de la mobilité durable<sup>62</sup>. Elle définit un objectif sur la période 2015-2028 de baisse de 29 % des émissions de gaz à effet de serre et « d'au moins deux tiers » à horizon 2050, grâce notamment à l'amélioration de l'efficacité énergétique des véhicules et à la promotion de véhicules propres. Cette dynamique est relayée par les politiques des villes et des métropoles, de plus en plus orientées vers la réduction des pollutions locales pour laquelle le véhicule électrique est une solution de choix.

<sup>61</sup> Voir Auverlot D., Meilhan N., Mesqui B. et Pommeret A. (2018), « [Panorama des politiques publiques en faveur des véhicules à très faibles émissions](#) », *Note de synthèse*, France Stratégie, mai.

<sup>62</sup> Les « engagements de l'État en faveur de la mobilité propre et de la qualité de l'air » (Nicolas Hulot et Elisabeth Borne – 20 juillet 2018), préfigurant la loi d'orientation sur les mobilités (LOM) adoptée en novembre 2019.

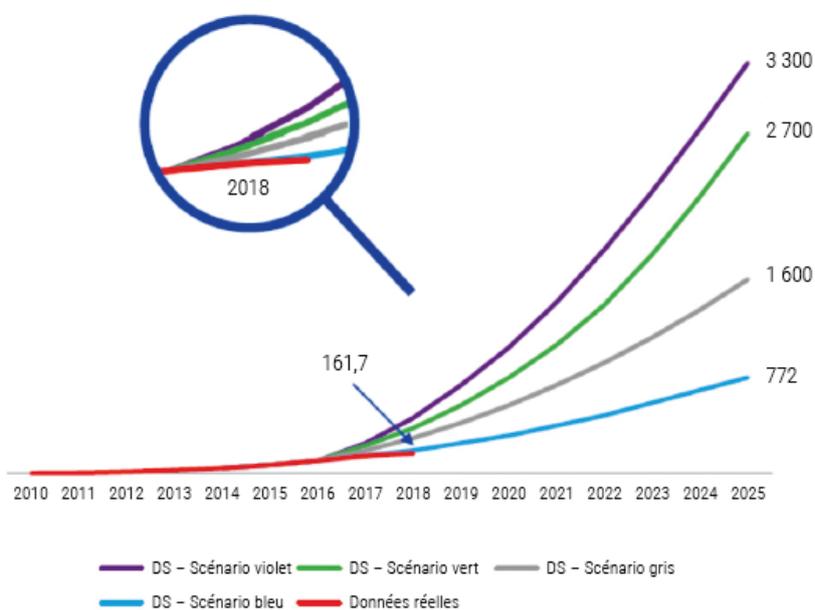
Le Plan climat présenté par le ministre de la Transition écologique et solidaire en juillet 2017 retient comme objectif de mettre fin à la vente des voitures émettant des gaz à effet de serre d'ici 2040<sup>63</sup> et les objectifs fixés par les pouvoirs publics sont importants :

- 2,5 à 3 millions de véhicules électriques (VE) et de véhicules hybrides rechargeables (VHR) en circulation en 2025 et 4,8 millions en 2028, selon le projet de PPE publié en janvier 2019 ;
- 7 millions de points de recharge pour les véhicules électriques et hybrides rechargeables en 2030, selon la Loi pour la transition énergétique et la croissance verte.

Toutefois, fin 2018, seulement 200 000 VE et VHR circulaient en France – un tiers de particuliers, deux tiers de professionnels –, soit 0,41 % du parc automobile total et 1,8 % des ventes de véhicules depuis début 2018. La dynamique d'évolution de ce parc est encore incertaine. Pour étudier l'impact sur les réseaux électriques, Enedis se fonde sur quatre scénarios très contrastés, allant de 772 000 à 3,3 millions de véhicules électriques en 2025 (voir Graphique 11). Le scénario haut correspond à la projection la plus probable d'après les études menées par la plateforme de la filière automobile (PFA), qui anticipe un parc de véhicules électriques de 9 millions en 2035.

Considérant le début d'une courbe de diffusion d'un nouvel usage, les scénarios des acteurs (PFA, RTE, Enedis) sont néanmoins dans une fourchette particulièrement large, entre 3 et 15 millions de véhicules à l'horizon 2035.

**Graphique 11 – Projection du nombre de véhicules électriques et hybrides rechargeables**



*Lecture : en France, le développement des véhicules électriques démarre doucement pour atteindre 161 000 unités en 2018 (courbe rouge) alors que les scénarios de 2016 prévoyaient une expansion beaucoup plus rapide*

*Source : Enedis cité par la CRE (2018)*

<sup>63</sup> Voir Auverlot D., Meilhan N., Mesqui B. et Pommeret A. (2018), « [Panorama des politiques publiques en faveur des véhicules à très faibles émissions](#) » *op. cit.*

## 1.5. Les questions environnementales liées à la production des batteries

La fabrication des cellules de batteries n'est pas sans impact en termes d'utilisation des ressources, d'émissions de gaz à effet de serre ou de sécurité d'approvisionnement.

Elle nécessite des composants aussi divers que le lithium, l'aluminium, le graphite, l'acier, le cuivre, le cobalt, le manganèse, le nickel, etc. Des interrogations se sont fait jour sur la disponibilité de certains matériaux, notamment le lithium et le cobalt<sup>64</sup>. Les conditions d'extraction ayant des conséquences graves pour l'environnement, la plupart des pays occidentaux ont fermé leurs mines. Selon une étude de l'Ifri<sup>65</sup>, la localisation est resserrée à quelques pays : la Chine pour les terres rares utilisées dans les moteurs électriques<sup>66</sup> (88 % de l'offre, 56 % de la demande) ; la république du Congo pour le cobalt (65 % de l'offre mondiale, 93 % de la demande chinoise) ; la Chine, l'Amérique latine et l'Australie pour le lithium. La R & D sur des matériaux alternatifs continue, par exemple sur le nickel qui peut en partie remplacer le cobalt. Des ressources existent ailleurs, y compris en Europe (Suède, péninsule ibérique, Balkans, etc.<sup>67</sup>) mais les incertitudes sur les gisements et sur les coûts retardent l'ouverture de nouvelles mines.

La fabrication des cellules de batteries nécessite par ailleurs beaucoup d'énergie – plusieurs centaines de kWh par kWh de capacité –, ce qui peut être à l'origine d'émissions de CO<sub>2</sub> importantes si cette énergie n'est pas décarbonée. Selon les études<sup>68</sup> et selon le mix du pays de fabrication, le contenu varie entre environ 50 et 500 kg CO<sub>2</sub> / kWh. Si la batterie d'un véhicule électrique est fabriquée en Chine dont le mix électrique est essentiellement charbonnier, les émissions de CO<sub>2</sub> sont équivalentes à celles d'un véhicule thermique d'un modèle équivalent ayant roulé plus de 50 000 km. Et ces émissions sont appelées à augmenter mécaniquement avec l'autonomie du véhicule.

## 1.6. Un enjeu industriel majeur pour la France et pour l'Europe

Les enjeux industriels liés à la fabrication des batteries pour notre pays et pour l'Europe sont cruciaux. Selon la Commission européenne, la taille du marché européen des batteries devrait avoisiner en 2025 les 250 milliards d'euros par an. En octobre 2017 a ainsi été lancé le projet d'un « Airbus des batteries » afin de ne plus dépendre des constructeurs asiatiques, notamment chinois. Le 27 novembre 2018, lors d'un discours sur la politique énergétique de la France, le président de la République a déclaré qu'il fallait développer dans ce domaine une stratégie au moins franco-allemande, voire

---

<sup>64</sup> En 2017, l'Académie des Sciences, dans son cahier d'acteur pour la CNDP sur la PPE, note « qu'à l'heure actuelle [...] pour stocker deux jours de consommation [d'électricité, soient moins de 2 TWh], avec une technologie performante lithium-ion, il ne faudrait pas moins de 12 millions de tonnes de batteries utilisant 360 000 tonnes de lithium, sachant que 40 000 tonnes de ce métal sont extraites dans le monde chaque année ».

<sup>65</sup> Lepasant G. (2018), « [La transition énergétique face au défi des métaux critiques](#) », *Études de l'Ifri*, janvier.

<sup>66</sup> NB : cela ne concerne qu'indirectement les batteries, via le véhicule électrique.

<sup>67</sup> On a découvert mi-2019 que les eaux géothermales d'Alsace en contenaient des quantités importantes, mais le coût d'extraction n'a pas été évalué.

<sup>68</sup> Voir ICTT (2018), « [Effects of battery manufacturing on electric vehicle life-cycle greenhouse gas emissions](#) », février, qui recense les études internationales mesurant l'impact environnemental de la fabrication des batteries.

européenne. De son côté, le ministre de l'Économie allemand, Peter Altmaier, a annoncé vouloir mobiliser un milliard d'euros pour le lancement d'une production de cellules lithium-ion, avec pour objectif que l'Allemagne et l'Europe puissent satisfaire 30 % de la demande mondiale d'ici à 2030. Il s'agit de construire des « gigafactories », des usines gigantesques visant à réduire au maximum les coûts fixes, comme il en existe déjà en Chine, en Corée ou aux États-Unis avec l'usine Tesla.

Mais la volonté politique risque de ne pas suffire si elle ne s'accompagne pas de financements conséquents et si les grands constructeurs et énergéticiens ne se lancent pas. Ainsi Bosch a estimé que le pari était trop risqué compte tenu de l'ampleur des investissements nécessaires, qui se chiffrent en milliards d'euros. Total, Saft ou Siemens ont lancé quelques projets mais hésitaient encore fin 2018 à passer au stade de l'industrialisation.

En attendant, les constructeurs coréens LG et Samsung, ainsi que le Chinois CATL, numéro un du secteur, ont signé des accords avec des constructeurs automobiles allemands et ont commencé à construire des usines en Europe ou vont le faire (en Pologne, Hongrie et Allemagne) tandis que Tesla (qui utilise la technologie de Panasonic) a annoncé son intention en novembre 2019 d'en construire une dans la banlieue de Berlin. Pour les Européens, la question est également environnementale en raison du fort contenu en CO<sub>2</sub> des batteries fabriquées en Chine.

Certains organismes ont émis des doutes sur la capacité des batteries Li-ion dans leur technologie actuelle, à électrolyte liquide, de répondre à toutes les attentes, en particulier en matière de mobilité électrique, pour des raisons de sécurité (inflammabilité) et de capacité. Le rapport Bloomberg<sup>69</sup> de janvier 2019 évoque à horizon 2025 le potentiel des technologies lithium-ion à électrolyte *solide*, plus sûres et d'une densité énergétique qui pourrait être quintuplée. Développer une telle technologie serait l'occasion pour notre pays et pour l'Europe de reprendre pied industriellement. Un consortium européen s'est ainsi mis en place mi-2018 sous l'égide de Saft avec pour but de faire naître une nouvelle génération de batteries lithium-ion vers 2023.

## 2. Les grands enjeux pour le réseau de distribution

Si les batteries Li-ion paraissent devoir dominer pour la mobilité, le choix de technologies paraît nettement plus ouvert pour les applications stationnaires. La valeur du stockage stationnaire d'électricité est liée aux différents services qu'il peut rendre, particulièrement dans les zones où le réseau est insuffisant. Le stockage par batteries peut ici entrer en compétition avec d'autres technologies ou services capables de gérer la flexibilité : pilotage de la demande (effacements), stockage de chaleur, etc.

---

<sup>69</sup> Stringer D. et Buckland K. (2019), « [Before the electric car takes over, someone needs to reinvent the battery](#) », Bloomberg, 6 janvier.

## 2.1. Le déplacement d'énergie dans le temps et le maintien de la qualité de l'onde électrique

La première catégorie de services concerne le lissage dans le temps, qui permet à la production de répondre en permanence à la demande sans avoir à activer des moyens de production de pointe onéreux, ou de stocker dans les creux de consommation de la production excédentaire, en général issue d'EnR. Ce lissage dans le temps peut être à dominante « énergie » ou à dominante « puissance », selon que les constantes de temps de charge/décharge sont plus ou moins grandes (quelques heures ou quelques secondes, s'il s'agit par exemple de compenser la baisse de puissance d'un panneau solaire au passage d'un nuage). Il peut être récurrent ou exceptionnel.

Le lissage relève de l'exploitation normale des réseaux. La fonctionnalité « secours » vise à faire face à des situations exceptionnelles résultant notamment de la défaillance de certains composants, en évitant au maximum les délestages. Les moyens de stockage peuvent être implantés à différents niveaux de la chaîne électrique : ils seront massifs s'il s'agit de sécuriser l'alimentation de presqu'îles électriques<sup>70</sup>, ils seront répartis s'il s'agit de sécuriser l'alimentation de clients finaux.

La fonctionnalité « qualité » renvoie en partie au lissage dans la mesure où les coupures sont les facteurs premiers de non-qualité. Mais la qualité du courant s'apprécie également par la stabilité de la tension et de la fréquence, par les microcoupures et les harmoniques injectées sur le réseau. Le maintien de la tension et de la fréquence est aujourd'hui à la charge du GRT, mais cette fonction pourrait devenir de plus en plus décentralisée avec l'essor des énergies renouvelables sur le réseau de distribution. Celles-ci amplifient le phénomène décrit, en particulier lorsqu'elles sont associées à des systèmes d'électronique de puissance. Ce point soulève des préoccupations croissantes<sup>71</sup> car, contrairement aux moyens de production conventionnels qui disposent de masses tournantes à forte inertie, les EnR n'ont pas en propre de moyen de réglage de la tension ou de la fréquence.

En 2018, c'est le réglage de fréquence – avec une durée de réaction de l'ordre de 15 à 30 secondes – qui dans le monde était à l'origine de la grande majorité des investissements de stockage stationnaire (voir Graphique 12). Au Royaume-Uni, ce sont 200 MW de batteries destinées au réglage de fréquence qui ont été attribués à l'été 2016 dans le cadre d'un appel d'offres lancé par le National Grid, le gestionnaire du réseau de transport britannique. Pour l'instant, la plus grande ferme de batteries existante a été mise en service en Australie du Sud par Tesla fin 2017 : elle dispose d'une réserve de 130 MWh, soit 10 minutes de fonctionnement d'une centrale de 1 GW. Aux États-Unis, le gestionnaire de réseau PJM (Pennsylvanie-New Jersey-Maryland) a installé 200 MW de batteries. La Californie a retenu début novembre 2018 deux projets de stockage par batteries pour un total de 567 MW / 2 270 MWh, en préférence à des turbines à gaz, afin d'assurer les pointes de consommation pendant quelques heures. Le stockage par

<sup>70</sup> Territoires disposant d'une faible puissance d'interconnexion (relativement à leur consommation).

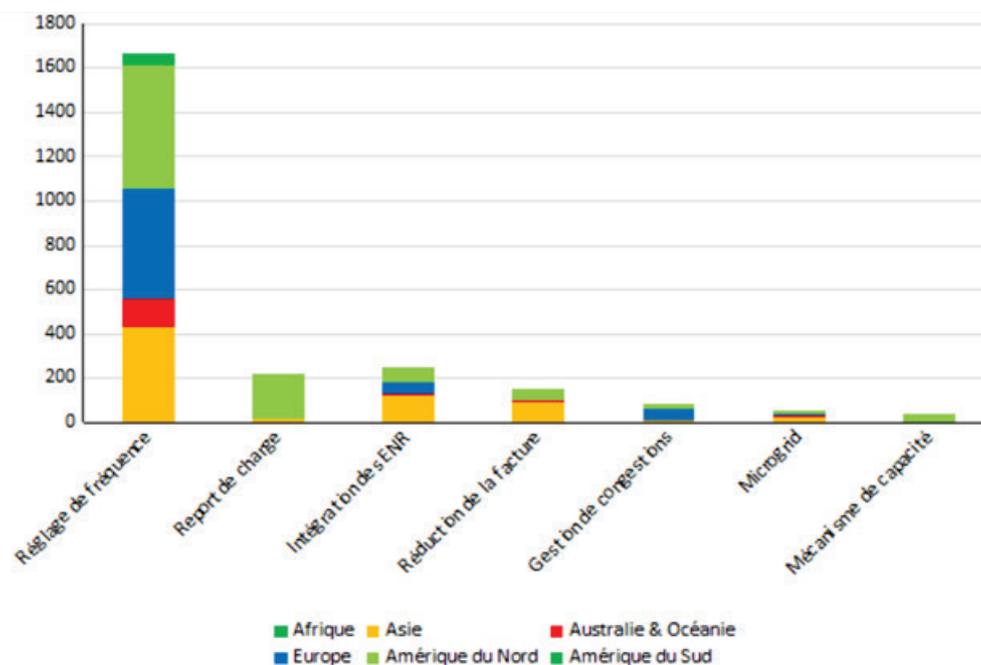
<sup>71</sup> Pour l'instant, les ingénieurs ne voient pas comment faire fonctionner un système uniquement composé d'EnR, en particulier de solaire PV, car il ne disposerait pas de l'inertie suffisante pour absorber les variations de fréquence du système.

batteries ne peut toutefois pas remplacer complètement des turbines à gaz qui n'ont pas de limites de durée de fonctionnement.

La France a lancé, la même année, une expérimentation de 1 MW dans le cadre du marché d'ajustement de RTE. Certains imaginent que les véhicules électriques raccordés à un point de charge pourront dans l'avenir fournir un tel service. Les besoins pour le maintien de la fréquence sont de l'ordre de 600 à 700 MW (en France) et le marché potentiel pour les batteries est assez limité, d'autant que les centrales conventionnelles, hydrauliques en tête, sont déjà présentes sur ce créneau.

Pour des durées plus longues les batteries apparaissent mal adaptées. On estime<sup>72</sup> par exemple que la capacité totale mondiale de batteries fabriquées en 2024 sera de 158 GWh : c'est considérable dans la mesure où cela permet d'équiper des millions de véhicules électriques, mais cela correspond à la consommation française pendant seulement deux heures en hiver.

**Graphique 12 – Répartition des applications des systèmes de stockage installés dans le monde en 2018 par continent**



Lecture : les batteries sont surtout adaptées au stockage de court et même de très court terme (le réglage de fréquence joue sur quelques secondes).

Source : Baschet C. et Salomon M. (2018), « Évolution des marchés du stockage dans le monde et perspectives », REE, n° 2018-5

## 2.2. Le déplacement d'énergie dans l'espace

La deuxième catégorie de services concerne le lissage dans l'espace qui évite d'avoir à transporter l'électricité sur le réseau pour pallier la non-concordance géographique entre

<sup>72</sup> Celle de Wood Mackenzie Power & Renewables (2019), « [Global energy storage to hit 158 Gigawatt-hours by 2024, led by US and China](#) », avril.

lieux de production et lieux de consommation. Le bénéfice recherché est alors l'économie dans les infrastructures et les coûts de transport et de distribution mais aussi la sécurisation du réseau, sachant que la construction de nouvelles lignes pose également des problèmes d'acceptabilité par les populations<sup>73</sup>.

Cet aspect du lissage prend une importance croissante du fait notamment du développement des énergies décentralisées et des infrastructures de recharge pour le véhicule électrique (IRVE). Au niveau de granularité le plus fin, il conduit à encourager l'autoconsommation jusque chez les consommateurs particuliers. Le projet de Programmation pluriannuelle de l'énergie (PPE) publié en janvier 2019 recommande de mettre en place le cadre permettant de généraliser d'ici à 2028 le développement de « lignes virtuelles » à l'aide d'installations de stockage par batteries, afin d'éviter les renforcements de réseau et les phénomènes d'écrêtement des énergies renouvelables. Enedis étudie déjà la pertinence de plusieurs investissements, portant en général sur des installations de petite taille (inférieures à 5 MW), pour des montants qui pourraient atteindre quelques dizaines de millions d'euros d'ici 2025.

Les services que pourra rendre le stockage au réseau, en particulier au réseau de distribution, sont de reporter, voire d'éviter, des investissements dans de nouveaux ouvrages, généralement des lignes électriques et des postes de transformation.

### **2.3. La mobilité électrique et son impact sur les réseaux de distribution**

Le développement de la mobilité électrique nécessitera de disposer d'un réseau de bornes de recharge suffisant en maillage et en quantité pour couvrir l'ensemble des besoins. C'est là une condition indispensable au succès des véhicules électriques car l'absence d'un réseau de recharge performant sera un verrou psychologique fort pour les acheteurs.

Électrifier massivement un parc de véhicules pose évidemment un défi au système électrique, en particulier au réseau de distribution auquel doivent être raccordées toutes les stations de recharge. Mais la diffusion du véhicule électrique, en offrant une capacité de stockage d'électricité répartie au plus près des utilisateurs, peut également constituer une opportunité en apportant une flexibilité nouvelle.

#### ***Un impact sur la consommation d'électricité modéré...***

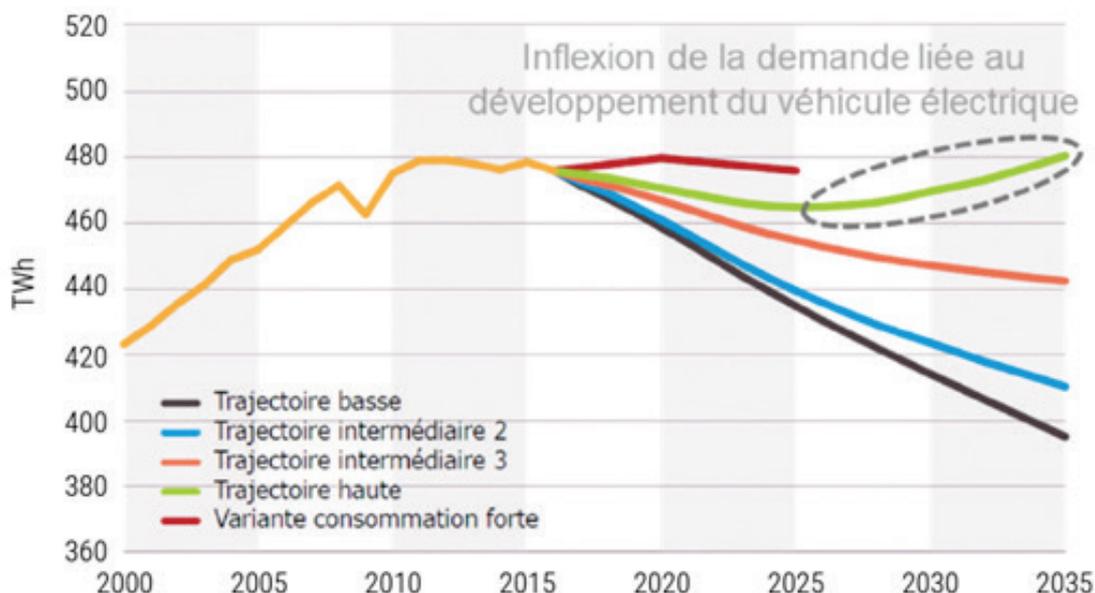
Un calcul sommaire montre que 10 millions de véhicules électriques (VE) sur les routes – sur les 35 millions au total circulant en France – représenteraient 20 TWh, soit moins de 5 % de la consommation totale actuelle<sup>74</sup>. Cette augmentation de consommation doit être par ailleurs relativisée et replacée dans la dynamique générale d'amélioration de l'efficacité énergétique des usages de l'électricité.

Ainsi, selon les études menées par RTE, même dans le scénario haut anticipant 15,6 millions de VE à horizon 2035, et dans un contexte de baisse prévisionnelle de la consommation, le développement de la mobilité électrique ne fait pas craindre de difficulté en termes de consommation d'énergie (voir Graphique 13).

<sup>73</sup> Pour les réseaux de distribution, l'enfouissement des lignes reste dans ce cas une alternative.

<sup>74</sup> Pour des véhicules consommant 20 kWh/100 km et parcourant 10 000 km/an.

**Graphique 13 – Trajectoires de consommation intérieure d'électricité suivant différents scénarios de développement du parc de véhicules électriques (entre 3,5 et 15,6 millions à horizon 2035)**



Lecture : même dans le scénario haut prévoyant 15,6 millions de véhicules électriques en 2035 (courbe verte, la consommation intérieure d'électricité ne dépasserait pas le niveau de 2015 (soit environ 480 TWh).

Source : RTE cité par la CRE, 2018

### ... mais des enjeux en termes de puissance appelée

L'impact sur la puissance appelée et donc sur le dimensionnement des réseaux électriques, en particulier basse tension, est à considérer avec une plus grande attention. Le tableau ci-dessous résume les différentes puissances auxquelles peuvent être rechargés des véhicules électriques. D'après l'observatoire de la mobilité électrique d'Enedis, le réseau d'IRVE comptait mi-2018 193 900 points de charge, dont 22 500 accessibles au public (11 %), 73 200 chez les particuliers (38 %) et 98 200 dans les entreprises (51 %).

Chez les particuliers, la puissance moyenne par point de charge est d'environ 4 kW, elle est de 6 kW dans les entreprises et de 20 kW pour les bornes ouvertes au public. Le total représente 1 330 MW de puissance installée, soit la puissance d'environ une tranche nucléaire ou de plus de 400 éoliennes, mais 0,4 % environ seulement des puissances souscrites sur le réseau basse tension d'Enedis.

Le moment où cette puissance est sollicitée est en revanche fondamental. Le graphique 14 représente des simulations réalisées par RTE pour 1 million de véhicules : la pointe de consommation pour les recharges se situe de manière naturelle le soir autour de 19 h, quand les automobilistes regagnent leur domicile et en phase avec la pointe de consommation générale. Cette augmentation de la demande de pointe pourrait être en grande partie effacée avec un signal tarifaire incitant à reporter la charge vers des heures « creuses ».

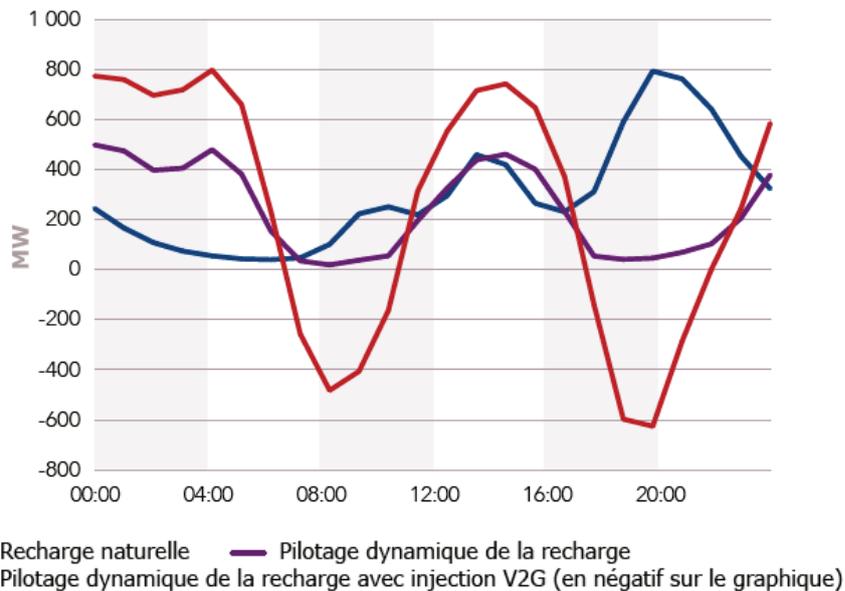
Tableau 3 – Typologie des points de recharge pour véhicules électriques

	DURÉE	APPEL DE PUISSANCE ÉLECTRIQUE	COÛT Borne + raccordement au réseau
<b>CHARGE NORMALE</b>	1 heure de recharge pour 20 à 30 km d'autonomie récupérée 7 à 8 heures pour une recharge totale	de 3 à 7 kVA équivalent à un chauffe-eau	€
<b>CHARGE ACCÉLÉRÉE</b>	1 heure pour une recharge totale soit 120 à 170 km d'autonomie	22 kVA équivalent à 20 machines à laver	€ €
<b>CHARGE RAPIDE</b>	30 minutes pour une recharge totale	43 kVA en courant alternatif 54 kVA en courant continu ou plus équivalent à un immeuble de 10 logements	€ € € €
<b>CHARGE ULTRA-RAPIDE (pour des véhicules spécifiques)</b>	30 minutes pour récupérer 270 km	120 kVA équivalent à deux immeubles de 10 logements	€ € € € € € € €

Lecture : 1 kVA équivaut à peu près à 1 kW. En charge normale, la charge d'un véhicule électrique correspond à la consommation d'un ballon d'eau chaude ou d'un four ; en charge rapide, à la consommation d'un immeuble. L'impact sur le réseau sera donc très important quand de nombreux véhicules se rechargeront simultanément.

Source : Enedis

Graphique 14 – Courbe de charge d'un jour ouvré de janvier pour un parc d'un million de véhicules électriques et hybrides rechargeables, selon le mode de recharge



Lecture : le pilotage de la charge des véhicules électriques consiste à interrompre cette charge pendant les heures où la consommation est forte pour éviter les congestions sur les réseaux. Lors de la pointe de 20h, la recharge naturelle pourrait atteindre 800 MW, mais 0 MW avec pilotage dynamique, et fournir au contraire une réserve de puissance d'environ 600 MW grâce au système « vehicle to grid ».

Source : « Enjeux du développement de l'électromobilité pour le système électrique », RTE mai 2019

Des analyses prospectives menées par Enedis vont dans le même sens : dans un scénario avec 9 millions de véhicules électriques, si tout le monde se connectait le soir au même moment, le besoin de puissance augmenterait de 10,2 GW. Mais un décalage de la recharge de trois heures après le passage en heures creuses limiterait à 1,6 GW le besoin de puissance. La mise en place de tels dispositifs sera donc une priorité pour limiter les investissements sur les réseaux et les augmentations tarifaires qui en résulteraient.

### **Le raccordement au domicile : VtoH et VtoG**

La présence de millions de véhicules électriques sur le réseau pourrait en échange être une opportunité et fournir de la modulation de la demande et du réglage de la fréquence. Dans un avenir plus ou moins proche, les batteries pourraient fournir de l'énergie au réseau ou au foyer dans les périodes de pointe au coût marginal d'utilisation, coût du cycle ou de la portion de cycle (VtH ou « *vehicle to home* », VtoG ou « *vehicle-to-grid* »).

Pour le réseau, un million de véhicules électriques connectés en même temps suffiraient ainsi à fournir une réserve de puissance de près de 5 GW, une valeur comparable aux préconisations actuelles des gestionnaires de réseau.

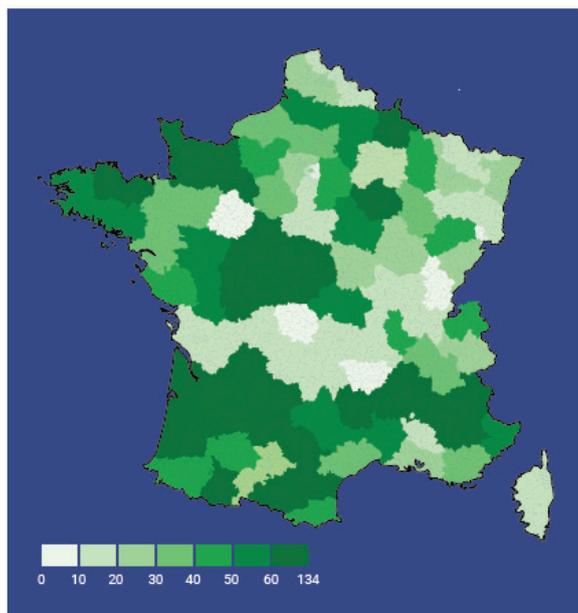
Cela nécessite toutefois l'installation au domicile des équipements permettant la réinjection (un onduleur en particulier) encore onéreux et une capacité de batterie suffisante afin d'éviter les conflits d'usage, ce qui semble possible avec des modèles équipés de batteries de plus de 60 kWh, voire 100 kWh déjà proposés à la vente. La consommation journalière d'une maison individuelle étant en moyenne (hors chauffage) de 10 kWh, on voit le potentiel offert aux consommateurs par le raccordement d'une batterie au domicile pour peu qu'elle soit pilotée avec intelligence et en coordination avec le réseau.

La gestion du parc important mais diffus de batteries de véhicules électriques requerrait enfin de faire appel aux technologies de transmission d'information des smart grids (voir la troisième consacrée au numérique). Il y a également la nécessité d'assurer l'interopérabilité pour l'utilisateur de toutes les infrastructures de charge installées sur le territoire.

### **La localisation des bornes de recharge**

Un autre point délicat pour le réseau électrique est le développement et le dimensionnement des points de recharge publics et en particulier de recharge rapide. La Directive européenne 2014/94/UE de 2014 fixe le ratio indicatif d'une borne publique pour dix véhicules électriques, soit un total de 100 000 bornes de recharge publiques en 2022 si la filière automobile atteint ses objectifs de développement. La PPE évalue à 2,2 millions le nombre de bornes nécessaires à terme pour couvrir les besoins de l'ensemble des véhicules, ce qui correspond à un ratio de 6,5 bornes pour 100 véhicules, dont 0,8 borne pour 100 véhicules pour la recharge d'une forte puissance de 22 kW. Début septembre 2019, seuls 27.661 points de recharge soit une moyenne nationale d'un point de recharge pour 7,2 véhicules.

Carte 1 – Points de charge ouverts au public pour 100 000 habitants, septembre 2018



Source : Gireve, cité par la CRE

Or cette répartition n'est pas uniforme sur l'ensemble du territoire (voir Carte 1). Les besoins en recharge publique sont plus importants dans les zones urbaines denses, où le nombre de places de parking privées est réduit. Ces zones urbaines constituent aussi l'un des domaines de pertinence du véhicule électrique. Dans les milieux ruraux, la dispersion de l'habitat facilite l'installation de bornes à domicile et les besoins en recharge publique visent essentiellement à assurer une couverture géographique. Enfin, un réseau de bornes de recharge d'une puissance de 22 kW ou plus devra être développé le long des grands axes, pour les longs trajets. Ce réseau doit être suffisamment dimensionné pour absorber les pointes saisonnières.

Cependant, des écarts importants existent entre les régions et au sein même des régions. Si ce constat doit être nuancé par la relative faible utilisation des bornes publiques au quotidien, il impose toutefois une réflexion large en termes d'aménagement du territoire et d'utilisation de l'argent public.

### **Un modèle économique à construire**

L'élaboration d'un modèle économique viable autour de ces bornes de recharge demeure un enjeu. Il n'existe pas aujourd'hui de modèle économique simple pour le déploiement des bornes de recharge publiques reposant sur la seule vente de l'électricité à l'automobiliste. Se posent en outre les questions de l'amortissement de la borne et de l'occupation de l'espace public (stationnement). La tarification de l'électricité consommée en fonction de son usage permettrait certes d'appliquer un tarif plus élevé aux kWh vendus à destination de la mobilité électrique, mais elle est aujourd'hui interdite. Une solution consisterait à attribuer à la recharge des VE sur la voie publique la qualification juridique de « contrat de prestation de service », comme le recommande la CRE avec insistance<sup>75</sup>.

<sup>75</sup> Voir la recommandation 7, page 36, in [Les réseaux électriques au service des véhicules électriques](#), Commission de régulation de l'énergie, octobre 2018.

Les bornes publiques de recharge ultra-rapide constituent un enjeu particulier. Elles sont appelées à se développer car en charge normale il faut plusieurs heures pour acquérir une centaine de kilomètres d'autonomie (voir Tableau 2 *supra*), ce qui briderait les déplacements longs. Des constructeurs ou des consortiums de constructeurs (Tesla, Ionity) installent donc, en particulier sur les autoroutes, des stations de recharge rapide, voire ultra-rapide, qui pourront fournir jusqu'à 350 kW de puissance<sup>76</sup> par borne. Mal positionnées par rapport au réseau ou mal pilotées, elles pourraient avoir des conséquences importantes en matière de renforcement s'agissant de sites situés loin des zones de grande consommation habituelles.

L'exemple de la Norvège, où l'essor du VE est très dynamique, montre qu'il est nécessaire de préparer en amont les plans de renforcement des réseaux de distribution et de transport. Le véhicule électrique va en effet entraîner des contraintes supplémentaires dans la gestion du système. Ces contraintes sont d'abord techniques, les VE pouvant avoir un impact sur la qualité de l'onde (perturbations des fréquences et harmoniques), mais aussi financières, d'autant que le projet de loi sur les mobilités, encore en discussion fin 2019, évoque l'augmentation de la prise en charge financière du raccordement des bornes de recharge dans le budget des réseaux de distribution, avec un taux qui passera de 40 % à 75 %.

Par ailleurs, afin de ne pas conduire à un surdimensionnement du réseau de distribution d'électricité, la charge lente (3 à 7 kVA), au domicile ou au travail et pendant les heures creuses devra être privilégiée, avec des signaux tarifaires adaptés. L'ensemble devra se concevoir dans une réflexion plus globale sur l'avenir du système électrique et sur le schéma à dix ans pour le renforcement du réseau électrique.

### **3. Quelle valeur du stockage et comment le réguler selon les schémas adoptés par les acteurs ?**

#### **3.1. La valeur économique du stockage reste modeste**

L'évaluation de la valeur économique du service rendu par une installation de stockage a toujours été délicate mais elle est aujourd'hui bien résolue en ce qui concerne les arbitrages temporels. Pour les arbitrages dans l'espace, elle est plus complexe, car il s'agit d'un objet technico-économique d'un type nouveau, qui peut en outre rendre simultanément plusieurs services qui ne se cumulent pas forcément.

Techniquement, un moyen de stockage a une dimension supplémentaire par rapport aux moyens de production. Ces derniers ne sont en général caractérisés que par leur puissance (kW) et, secondairement, par leur capacité à la moduler (vitesse de variation de charge), alors qu'un moyen de stockage l'est également par celui de l'énergie stockée (kWh). Économiquement, un moyen de production d'électricité s'évalue sur la base de son coût d'investissement (€/kW), de son coût de fonctionnement (€/kWh), de sa durée de vie et de son facteur de charge<sup>77</sup>. Un moyen de stockage d'électricité s'évalue selon son coût d'investissement (€/kWh), son rendement, sa durée de vie, le nombre de ses cycles ainsi que son mode d'utilisation (fréquence horaire, journalière, hebdomadaire, annuelle). Dans la

<sup>76</sup> À titre de comparaison, une pompe à carburant (essence ou diesel) permettant de faire un plein de 50 litres en 3 minutes délivre une puissance d'environ 10 000 kW.

<sup>77</sup> Proportion du temps pendant lequel il fonctionne.

littérature, on trouve des coûts exprimés tantôt en euros par kW, tantôt en euros par kWh, mais rarement les deux en même temps, alors que ce serait la mesure la plus pertinente.

La valeur du stockage dépend également du coût des autres options de flexibilité. S'il est utilisé, par exemple, pour produire de la chaleur, cette valeur dépendra du prix des énergies concurrentes capables d'en produire également. Elle dépend également de la tarification en vigueur : à l'époque où il a été mis en place, le tarif EJP<sup>78</sup> mobilisait, de par son prix attractif, 6 000 MW d'effacement lors des jours de pointe de consommation. Enfin, la valeur d'un kW de stockage dépend de la quantité totale de stockage installée : le premier captera la valeur la plus grande, le deuxième aura une valeur un peu plus faible, et ainsi de suite.

Si l'on regroupe les usages du stockage détaillés plus haut, on peut retenir quatre grandes familles de service : l'optimisation des achats/ventes d'électricité sur les marchés en profitant des écarts de prix temporels, la minimisation des investissements de production (ce point ne concerne pas cette étude), le maintien de la qualité de l'onde électrique (tension, fréquence) et enfin le report d'investissements dans des lignes.

### ***L'optimisation des achats/vente d'électricité***

L'intérêt économique du lissage temporel des écarts entre l'offre et la demande dépend des prix de marché de l'électricité aux différents moments où est pratiqué ce lissage. Actuellement, en Europe, ces prix ne sont pas suffisamment contrastés pour permettre de rentabiliser les stations de transfert électrique par pompage (STEP) alors que leur investissement est depuis longtemps amorti. Cela montre la difficulté pour de nouvelles technologies à pénétrer un éventuel marché du stockage intertemporel<sup>79</sup>.

### ***Le report ou l'alternative aux investissements dans des lignes***

Le dernier cadre de valorisation du stockage concerne le dimensionnement des réseaux du fait des congestions que peut susciter le développement d'EnR intermittentes. Sa valeur est tout aussi délicate à évaluer, elle ne peut l'être qu'au cas par cas, aucune règle générale n'étant applicable. En particulier, les investissements sont souvent indivisibles et la question du choix de construire la ligne se pose de façon binaire.

Actuellement, le foisonnement<sup>80</sup> permis par les réseaux a une valeur économique si importante qu'il est encore très difficile pour une solution de stockage de le concurrencer, sauf cas particulier (typiquement une maison isolée géographiquement). Il sera souvent plus intéressant d'optimiser la localisation des EnRi en tenant compte des équilibres régionaux et locaux. En l'absence de signaux de prix pérennes avec une composante géographique utilisables par les investisseurs, cette optimisation des décisions d'investissement ne peut se faire qu'à un niveau de synthèse de la gestion prévisionnelle du système.

---

<sup>78</sup> Effacement Jour de Pointe : le client paie très cher ses kWh pendant certains jours « rouges » correspondant à de fortes tensions sur le système électrique. La contrepartie est un tarif bas le reste du temps (rapport de 1 à 10). Si aujourd'hui le consommateur avait accès aux prix nuls, voire négatifs, que l'on observe de plus en plus souvent sur les marchés, il est probable qu'il modifierait ses habitudes ou développerait de nouveaux usages flexibles.

<sup>79</sup> Le rapport de la section ICM du CGE (Conseil général de l'économie) publié en mars 2019, [Stockage stationnaire d'électricité](#), fournit des calculs détaillés aboutissant aux mêmes conclusions.

<sup>80</sup> Soit, pour mémoire, le fait de regrouper des consommateurs variés de manière à lisser la courbe de charge résultante.

Afin de définir les conditions d'émergence du stockage pour le réseau (solutions techniques, modèle économique, évolutions réglementaires), les distributeurs étudient et expérimentent des dispositifs de stockage sur leur réseau (Venteea, NiceGrid pour Enedis). Les premiers enseignements de ces études sont que la localisation du stockage et le service rendu ne suivent pas de règle générale, et soulignent qu'avec la concurrence des alternatives, le stockage n'apparaît a priori pas comme l'option la plus économique<sup>81</sup>.

Pour atteindre la rentabilité, un stockage déployé pour différer un investissement sur le réseau devrait en général fournir d'autres services sur la chaîne de valeur du système électrique. Quand il n'est pas utilisé en soutien au réseau, il devra par exemple pouvoir l'être pour faire du déplacement d'énergie (entre les heures creuses ou ensoleillées vers les heures pleines).

À terme, si le véhicule électrique se développe de façon massive, de même que la possibilité de piloter intelligemment les recharges, les gains associés pour le système électrique peuvent être très significatifs. RTE a évalué qu'en 2035, avec un développement de 15,6 millions de véhicules électriques, le pilotage peut permettre une économie pour la collectivité française de l'ordre de 0,9 milliard d'euros par an<sup>82</sup>. Ce gain est obtenu avec un coût marginal quasi nul dès lors que le parc électrique existe déjà pour d'autres raisons.

### 3.2. Vers une nécessaire évolution de la régulation

Le stockage apparaît donc dans le paysage énergétique comme un nouvel élément qui peut être porteur de valeur sur différents segments du système électrique. Il est a fortiori disponible sous des formes très variées. En France, cependant, ni la régulation actuelle ni les signaux de marché ne permettent aujourd'hui à des solutions de se développer « naturellement », en dehors de quelques niches comme les sites isolés ou les zones non interconnectées, ou encore le marché que représentent les rares consommateurs « militants » assez riches.

#### *Revoir la structure de la tarification du réseau*

La structure du tarif actuel d'utilisation des réseaux (TURPE<sup>83</sup>) repose pour des raisons historiques sur divers principes dont celui d'une part « énergie » prédominante par rapport à la part « puissance », avec des plages horaires figées dans le temps (tant que les compteurs communicants ne seront pas largement déployés) et des niveaux de prix peu contrastés entre les heures pleines et les heures creuses.

L'absence de composante géographique dans le TURPE ne permet pas le développement spontané de solutions de stockage en lieu et place d'investissements de réseau.

Par ailleurs, les EnR ne paient que 60 % des coûts de raccordement – 40 % de réfaction étant à la charge de l'ensemble des consommateurs – et ne paient pas de frais d'acheminement. Si cela devait changer, comme ce document le recommande, l'impact sur la valeur économique future du stockage pour le réseau pourrait être important.

---

<sup>81</sup> Voir Enedis et ADEeF, *Valorisation économique des Smart Grids – Contribution des gestionnaires de réseau public de distribution*, Synthèse 2017, et Ademe (2016), *Systèmes électriques intelligents – Premiers résultats des démonstrateurs*, octobre.

<sup>82</sup> RTE (2019), « Enjeux du développement de l'électromobilité pour le système électrique », mai 2019.

<sup>83</sup> Tarif d'utilisation des réseaux publics d'électricité.

## Le stockage : service ou technologie ?

Fin 2018, le contexte réglementaire français et européen confiait aux gestionnaires de réseaux de distribution (GRD) et de transport (GRT) un statut d'opérateur régulé leur interdisant d'interférer avec des marchés compétitifs d'énergie et de services (voir Encadré 2). La question se pose ainsi de la façon d'intégrer les services de stockage d'énergie dans le système électrique et du statut des futurs opérateurs de stockage, dont les activités empièteraient à la fois sur celles des gestionnaires de réseau, des producteurs et des fournisseurs.

### Encadré 2

#### Intégration du stockage au réseau : que dit la réglementation européenne ?

La Commission européenne, dans son *Clean Energy Package* adopté fin 2018, prévoit que les distributeurs ne sont pas autorisés à posséder, développer, gérer et opérer des installations de stockage sauf celles (Art. 36.2) :

- qui sont totalement intégrées aux composants du réseau (*fully network integrated components*) et sur validation de l'autorité de régulation,
- ou si toutes les conditions suivantes sont remplies :
  - les autres acteurs lors d'une procédure d'appel d'offres transparente n'ont pas manifesté leur intérêt ou leur capacité à fournir ces services. L'appel d'offres doit être rédigé par le GRD avec le soutien du régulateur ;
  - les installations de stockage sont nécessaires pour remplir les obligations fixées par la Directive et pour assurer la sécurité du réseau. Elles n'ont pas pour objectif d'être utilisées pour vendre et acheter de l'électricité sur les marchés ;
  - l'autorité de régulation a évalué positivement la nécessité d'une telle dérogation et la procédure d'appel d'offres.

Tous les **cinq ans au moins**, l'autorité de régulation mène une consultation pour évaluer l'intérêt du marché pour les installations de stockage (**Art. 36.4**).

Ces dispositions, bien que complexes à mettre en œuvre (procédure d'appel d'offres), s'avèrent positives pour les GRD dans la mesure où elle leur permet d'avoir recours à des installations de stockage pour des activités telles que la gestion du maintien de la tension. En effet, ces installations correspondraient à des composants totalement intégrés au réseau, au même titre que les condensateurs des postes sources. Pour la gestion de la congestion, l'intervention de l'entreprise peut se faire dans le champ concurrentiel à condition que les investissements résiduels puissent être couverts en cas de remise aux acteurs de marché.

L'évolution de la position de l'UE montre que celle-ci n'est pas figée dans ses analyses : elle considère aujourd'hui le stockage comme une technologie et non plus simplement comme un service. À l'avenir, cela pourrait permettre aux gestionnaires de réseau d'accéder à une de leurs attentes, à savoir que des investissements dans des moyens de stockage puissent se faire en alternative durable à un investissement ligne-transformateur.

### Que retenir ?

Hier, dans le système électrique, le stockage était l'apanage des grosses installations (hydraulique) et réservé à l'ajustement – journalier, mensuel ou saisonnier – entre l'offre et la demande au niveau national. Portés par la mobilité électrique, les progrès réalisés dans les batteries (lithium-ion) sont en passe de changer la donne dans la gestion des réseaux. Derrière le développement des batteries se cachent des enjeux industriels majeurs pour la France et pour l'Europe, tant en matière technologique que de maîtrise des approvisionnements en ressources nécessaires pour les fabriquer.

Les gestionnaires de réseau, en particulier de distribution, doivent donc faire face au défi de la mobilité électrique :

- à l'horizon 2030, le gouvernement prévoit plus de 5 millions de véhicules électriques ou hybrides rechargeables, avec environ 7 millions de points de charge ;
- les conséquences sur le réseau dépendront d'un grand nombre de facteurs : nombre et puissance unitaire des points de charge, répartition des bornes de recharge (résidentiels, entreprises, publiques) et des conditions de recharge sur bornes publiques (pour les longs trajets notamment) ;
- pour relever ce défi, il sera nécessaire de déployer des infrastructures de recharge adaptées aux différentes échelles du territoire national (communes, départements, régions), dans le cadre d'un schéma national de déploiement cohérent avec les schémas de développement des réseaux ;
- se pose la question de la gestion des pics d'appel de puissance si tous les véhicules venaient à se recharger aux mêmes moments. Dans un premier temps, cela implique de piloter les recharges aux moments opportuns ;
- à terme, la présence massive de véhicules électriques peut constituer une opportunité en offrant une capacité de stockage diffuse qui pourrait être utilisée pour le réseau à un coût marginal faible (« vehicle to grid »).

Le stockage stationnaire raccordé au réseau peut soutenir les opérations de gestion du réseau, voire remplacer un investissement. Mais aujourd'hui sa viabilité économique n'est établie que s'il fournit d'autres services en même temps au système électrique (production, transport, distribution, clients).

Le stockage est toujours en concurrence avec un autre moyen pour les besoins du système électrique et en particulier du réseau : investissement réseau, production de chaleur (ballons d'eau chaude, inertie thermique des bâtiments, etc.), modulation de production raccordée au réseau concerné. Ces moyens peuvent en effet rendre le même service. Le développement du stockage requiert donc deux conditions : sa compétitivité et un cadre réglementaire, en particulier tarifaire, approprié.

Le stockage donc est un nouvel élément dans le paysage énergétique, à la fois objet technologique et service, qui va demander une régulation particulière devant concilier pénétration dans le marché, place des acteurs régulés au premier rang desquels le GRD et intérêt des consommateurs.

## Chapitre 3

# La révolution numérique

### 1. Le numérique va pénétrer toutes les composantes du système électrique et générer de nouveaux entrants<sup>84</sup>

#### *Le consommateur*

Les nouvelles technologies vont permettre au consommateur de prendre le contrôle sur son approvisionnement énergétique et sur sa consommation. La puissance des outils numériques modernes va lui donner accès à de très nombreux services :

- choisir son fournisseur et son type d'offre en quelques clics, bénéficier du téléconseil ou de divers documents au-delà de la simple facture ;
- disposer grâce aux compteurs communicants d'une information précise et fréquente sur sa consommation et ainsi bénéficier d'offres innovantes pour optimiser sa facture ou améliorer son confort ;
- disposer d'offres d'effacements et bénéficier d'une tarification plus dynamique sans avoir à intervenir personnellement ;
- devenir autoconsommateur à titre individuel ou au sein d'une opération d'autoconsommation collective, le cas échéant en s'équipant d'un système de stockage ;
- s'équiper d'un véhicule électrique et gérer sa charge de manière optimale ;
- participer à une plateforme *peer to peer* lui permettant de vendre ses surplus s'il est auto-producteur ou de se fournir auprès de tel ou tel producteur local d'énergie renouvelable.

Une analyse détaillée a été réalisée par un groupe de prospective de la CRE, qui a rendu ses conclusions en juillet 2018<sup>85</sup>. Plusieurs questions restent largement ouvertes, à commencer par l'aptitude et l'appétence du consommateur à adopter ces nouveaux services, à quel rythme et à quelles conditions. Ce même groupe de travail conclut que pour rendre possible le succès de ces nouveaux services, le système énergétique devra évoluer, donc implicitement le GRD.

<sup>84</sup> Le lecteur trouvera en fin de chapitre la liste des principaux points à retenir.

<sup>85</sup> Comité de prospective de la CREE (2018), *Les consommateurs d'énergie et la transformation du numérique*, rapport du groupe de travail 3 « Consommateur et société », juillet.

### Les acteurs de l'immobilier

Le consommateur profitera – et profite déjà dans certains cas – de services énergétiques automatisés via des équipements domotiques ou de gestionnaires d'énergie. Ces services seront bientôt intégrés nativement dans des « bâtiments intelligents » ou « *smart buildings* » dont la définition est en cours au niveau européen, sous forme d'un indicateur d'intelligence potentielle, le *smart readiness indicator*. Ces bâtiments interagiront avec le réseau (voir annexe 5). Cette intelligence peut s'étendre à une résidence ou à un groupe de bâtiments pouvant gérer son propre réseau intérieur d'électricité, avec le cas échéant une production locale consommée via une opération d'autoconsommation collective.

Les acteurs de l'immobilier sont déjà présents dans la conception de tels bâtiments intelligents ou écoquartiers, et potentiellement dans leur gestion. Celle-ci reste pour l'instant très encadrée par la régulation. La rétrocession d'énergie est en effet illégale et, pour le législateur, l'accès au réseau n'est pas seulement un droit mais un impératif vital<sup>86</sup>.

Cette situation pourrait évoluer avec la directive communautaire déjà citée, dite « *Clean Energy Package* », qui appelle de ses vœux la création de communautés énergétiques locales. Pour le GRD, l'enjeu d'interfaçage avec ces micro-réseaux indépendants est fondamental : règles techniques de raccordement, facturation des services offerts par le réseau public, échange de données diverses, etc.

### Les fournisseurs

De nombreuses alternatives au fournisseur classique s'offriront aux particuliers. Pour les grandes entreprises, les contrats d'achat long terme directs avec des producteurs d'énergie renouvelable (PPA) se déploieront à grande échelle dans tous les pays développés.

Les fournisseurs devront sortir de leur modèle actuel de vendeurs de kWh – à des prix peu différenciés temporellement ou selon l'origine – pour devenir des fournisseurs de services énergétiques. Pour ce faire, ils devront s'appuyer sur les données venant des marchés de l'électricité, des éventuels moyens locaux de production, des gestionnaires de réseau, etc.

Le compteur intelligent est l'interface naturelle entre le GRD et les fournisseurs. Dans certains pays comme l'Allemagne, le GRD est d'ailleurs associé à des offres de fournitures.

### Agrégateurs

Les besoins de flexibilité ou de production seront pourvus en partie via des moyens décentralisés (stockage, effacements, modulation de consommation, batteries de VE, production décentralisée), ce qui nécessite l'agrégation de données en un grand nombre de points diffus. De nouveaux métiers d'agrégateurs devront apparaître ou sont déjà apparus, qui proposeront à des actifs de petite taille de participer à un portefeuille de parties prenantes assez gros pour être valorisé sur les marchés ou auprès d'autres opérateurs.

Les agrégateurs sont généralement focalisés sur la production ou l'offre de flexibilité (en général les effacements, bientôt le stockage), mais ils peuvent les combiner. Ces services

<sup>86</sup> Voir par exemple le cas faisant jurisprudence de la résidence Valsophia qui souhaitait disposer d'un raccordement au réseau public par un point unique, ce à quoi Enedis s'était opposé et à qui la Cour de cassation a donné raison en septembre 2018.

seront valorisés via les GRD qui se transformeront pour la circonstance en opérateurs, responsables d'une gestion active du réseau et de l'organisation de marchés locaux de flexibilité.

### ***Gestionnaire du réseau de transport***

RTE est en charge de la gestion du réseau de transport, responsable de l'équilibre offre-demande à toutes les échelles de temps (jusqu'au maintien de la fréquence) et de l'organisation du marché de l'électricité français. À ce titre, et aussi parce qu'il gère un réseau maillé, il a dû intégrer depuis un certain temps déjà plusieurs fonctions de pilotage de son réseau et gérer de nombreuses données d'exploitation ou de marché, et était à ce titre détenteur de l'« intelligence » du réseau.

Cette intelligence « descendant » pour partie vers le distributeur, la coordination entre GRT et GRD, en particulier pour mieux intégrer les énergies renouvelables au système et pour utiliser au mieux les sources de flexibilité, va devenir un enjeu essentiel car il nécessite de faire évoluer la régulation (voir partie suivante).

Par ailleurs, le GRT verra son rôle renforcé dans le raccordement des grandes installations EnR comme les champs éoliens marins, la gestion des interconnexions vitales au niveau européen et sûrement à terme dans les « supergrids » intercontinentaux.

### ***Collectivités locales***

L'enjeu de la pénétration numérique dans les territoires est immense, tant d'un point de vue économique que politique. Les divers services aux habitants et usagers seront rendus plus simples et plus accessibles par leur « plateformes », et pourront s'intégrer à une « *smart city* ». Ces services seront de nature très différente mais toujours liés à la gestion des réseaux électriques, en particulier dans l'organisation de la mobilité, la régulation du trafic et du stationnement, une préoccupation renforcée par la pénétration des véhicules électriques. Les infrastructures numériques locales et les données qu'elles génèrent pourront symétriquement être utilisées par les gestionnaires de réseau énergétique, en particulier électrique, montrant leur très forte interpénétration.

### ***Distributeurs d'autres énergies***

L'utilisation de ressources énergétiques locales – solaire PV, éolien, chaleur, biomasse, biogaz, etc. – est de plus en plus encouragée pour des raisons tant environnementales qu'économiques (circuits courts, emplois locaux, etc.). Le réseau électrique sera couplé avec les autres réseaux énergétiques, faisant de la coordination entre leurs différents gestionnaires un enjeu local essentiel.

### ***Les acteurs du numérique et des télécommunications***

Il est très difficile aujourd'hui de prévoir quelle place prendront ces différents acteurs dans la gestion des réseaux électriques. Les SSII (sociétés de services en ingénierie informatique) sont déjà présentes dans un rôle d'assistance aux GRD, mais ce rôle pourrait se voir renforcé par le développement de solutions « clés en main ».

Les GAFAM ont tenté de pénétrer le secteur à plusieurs reprises, avec par exemple un premier projet de gestionnaire d'énergie ou via le rachat du thermostat intelligent Nest<sup>87</sup>. Pour l'instant ces tentatives n'ont pas été couronnées de succès commerciaux et ces grands acteurs restent attentistes, peut-être parce qu'ils jugent le secteur trop fortement régulé, avec des règles mal stabilisées engendrant des marges faibles.

Les acteurs des télécommunications ont l'énorme avantage d'être déjà présents dans une grande majorité de foyers grâce aux « box » internet. Ces installations les positionnent comme vecteur possible de transmission aux consommateurs des données propres aux réseaux électriques et d'activation des usages connectés. Ils restent pour l'instant attentistes, vraisemblablement pour les mêmes raisons que les GAFAM. Cependant, les compteurs communicants, avec leurs fonctionnalités encore sous-utilisées, offrent d'autres solutions, notamment pour le pilotage de la recharge des véhicules électriques, qui peuvent mettre les GRD en compétition avec les acteurs du numérique et des télécommunications.

Les agences et acteurs pour la sécurité informatique se verront confier des missions de première importance en raison des enjeux de cybersécurité (voir *infra*).

## 2. Le GRD dans la révolution numérique

Historiquement, les systèmes électriques se sont appuyés sur la mise en réseau de demandes diverses dont le foisonnement permet des économies substantielles. Ainsi, en France, la somme des puissances souscrites par les consommateurs BT et HTA (352 GW<sup>88</sup>) est plus de quatre fois supérieure à la puissance qu'ils appellent le jour d'hiver le plus froid (environ 80 GW).

Ce foisonnement diminue jusqu'à presque s'annuler quand on passe de la France à une région, puis à un territoire, à un quartier et enfin à un départ basse tension (soit plusieurs habitations). L'aléa devient très important à ce niveau. Ainsi, le passage d'un nuage sur un ensemble de panneaux photovoltaïques situés sur le même départ sera sans impact national, mais il aura des conséquences importantes sur la tenue de tension localement. Les technologies numériques pour piloter la production et la demande au niveau local peuvent donc se substituer pour partie au réseau.

L'intelligence dans les systèmes électriques n'est pas en soi une nouveauté. Depuis des années, les progrès techniques ont permis aux gestionnaires de réseau d'enrichir et de moderniser les fonctionnalités des réseaux<sup>89</sup>. En ce sens, les fonctionnalités *smart grid* ne constituent pas une rupture totale entre un passé qui n'aurait été que centré sur les fonctionnalités électrotechniques d'un réseau et un futur proche qui bâtirait la convergence entre des réseaux de puissance et des réseaux de communication et de connaissance. Ainsi, les « smart grids » ont deux acceptions :

---

<sup>87</sup> Parker G.G., Van Alstyne M.W. et Choudary S.P. (2016), « Platform revolution: How network markets are transforming the economy and how to make them work for you », WW Norton & Company, mars, 256 p.

<sup>88</sup> Voir Annexe 2.

<sup>89</sup> Ainsi la France a été, en 2011, l'un des premiers pays dans le monde à disposer d'une gestion automatisée de son réseau HTA.

- d'un côté, ils améliorent le contrôle commande des réseaux par le distributeur via la collecte et le traitement automatisé d'un certain nombre de données renvoyées par des capteurs, ce qui favorise la maintenance préventive des équipements<sup>90</sup>, la gestion de boucles énergétique locales, etc. ;
- de l'autre côté, ils transforment les clients en acteurs de leur consommation (« consom'acteurs »). Le GRD peut ainsi réaliser un équilibrage offre/demande sur son réseau en jouant sur les deux termes grâce à des prévisions de consommation plus fines, une dimension « temps-réel » permettant le suivi d'un objectif de consommation (alerte) et une interaction personnalisée avec le consommateur.

Dans la première partie de la décennie 2010 ont été menées en France une série d'expérimentations via des démonstrateurs smart grids, à l'initiative de l'Ademe. Le retour d'expérience fin 2016 est positif sur le plan technique mais très mitigé sur le plan économique. L'effacement diffus en particulier a du mal à trouver un espace économique, en raison d'une régulation inadaptée, mais pas uniquement.

C'est donc à moyen-long terme que le développement des technologies numériques ouvrira la voie à une multitude de nouvelles applications évoquées plus haut, mais dont la plupart restent à imaginer, obligeant tous les acteurs du secteur à évoluer.

### Les trois composants essentiels des smart grids

La France est sans doute le pays ayant développé la toute première fonctionnalité smart grid avec le pilotage des ballons d'eau chaude dans les années 1980 (voir encadré 3).

#### Encadré 3

##### Le pilotage des ballons d'eau chaude, précurseur des smart grids

L'approche consistant à moduler la demande du consommateur en décalant ses usages n'est pas nouvelle en France. En témoigne l'introduction dans les années 1980 de la modulation des chauffe-eaux des particuliers via un signal (le 175 Hz) transmis par le réseau électrique et une incitation tarifaire heures pleines/heures creuses (HP/HC). Les 11 millions de chauffe-eaux installés permettent ainsi un décalage de puissance de plusieurs GW. Ce système peut être considéré comme la première fonctionnalité *smart grid* de l'histoire, car même de façon rudimentaire, il était composé du triptyque indispensable à son fonctionnement : un tarif incitatif (HP/HC), un comptage intelligent à deux index (le « compteur bleu ») et un signal de commande compris par l'équipement (le 175 Hz).

Aujourd'hui, les périodes de tension ou au contraire de surproduction du système électrique ne sont plus nécessairement situées le jour et la nuit. Elles vont dépendre de plus en plus de la météorologie avec la pénétration de l'éolien et du solaire. L'efficacité de ces méthodes d'incitation tarifaire et de modulation automatique par la commande à distance d'usages reportables peut être améliorée par des compteurs sophistiqués, dits « intelligents », par une tarification reflétant les contraintes du système et par un signal permettant de piloter tous les types d'équipements. La convergence avec l'internet des objets est ainsi révélée.

<sup>90</sup> Nécessitant le plus généralement un croisement de données IoT (internet des objets) et compteurs.

Pour que le pilotage des usages fonctionne doivent coexister un tarif incitatif, un comptage évolué et un protocole de communication permettant d'activer ou d'arrêter un équipement. L'absence d'un des trois est rédhibitoire. Les questions de tarification du réseau sont abordées dans la quatrième partie de ce document.

Le développement de protocoles de communication et d'interfaces standardisées adoptées par tous les équipements électriques permettra l'interopérabilité des objets connectés sur l'internet des objets ou IoT (*Internet of Things*). Il existe aujourd'hui de très nombreux réseaux de communication et il serait souhaitable que la convergence se fasse vers un petit nombre de solutions sûres et performantes. Les Wi-Fi, Bluetooth et ZigBee sont aujourd'hui les leaders du marché. Mais sur les plus longues distances, dans la catégorie des LPWAN (*Low Power Wide Area Networks*), trois « pépites » d'origine française proposent chacune une solution : Sigfox (soutenu par Total, Intel et Salesforce), Actility (pour ses propres solutions) et LoRaWAN soutenu par Bouygues et par Orange). Le protocole IPV6 (CISCO) a l'avantage de supporter le protocole TCP/IP mais l'inconvénient d'être « lourd » pour encapsuler des données souvent très légères.

À partir de 2020, l'arrivée de la 5G – si les performances annoncées sont au rendez-vous – peut rebattre les cartes et constituer un élément fédérateur déterminant, en apportant notamment une réponse aux préoccupations de cybersécurité.

Enfin, la définition de profils adaptés à chaque classe d'équipements, leur permettant de se comprendre entre eux, pose des problèmes de standardisation des couches protocolaires supérieures encore plus difficiles.

La stabilisation et la standardisation d'un ensemble de protocoles appropriés seraient le signal de départ pour la production en série des composants électroniques (à des milliards d'exemplaires), faisant rapidement chuter les prix jusqu'à des valeurs très basses.

À la question du comptage, le GRD a répondu par le compteur intelligent Linky, qui ouvre la voie à une tarification dynamique. Que Linky utilise ses propres protocoles de communication le fait considérer par certains comme une solution transitoire avec des décisions prises avant l'internet des objets<sup>91</sup>, permettant au consommateur de se familiariser avec de nouvelles offres et au GRD de préparer son avenir numérique, en particulier en matière de gestion de grandes quantités de données<sup>92</sup> (« big data »). Cependant, la nécessité d'organiser le pilotage de la recharge des véhicules électriques est une opportunité que le GRD doit saisir pour démontrer les capacités de Linky et lui donner un sens perceptible par le consommateur.

En parallèle, le GRD ne peut s'affranchir d'une veille active sur le développement des technologies de l'internet des objets. L'avenir dira si ce nouveau monde d'objets connectés et pilotés sera tiré par l'offre ou bien par la demande.

---

<sup>91</sup> Le compteur pourrait alors devenir un objet connecté banalisé, possédant ses propres exigences techniques fixées par le GRD.

<sup>92</sup> Selon les pays, le pas de temps spécifié pour la mesure par les compteurs communicants varie de 10 mn à 1 h. Le compteur français Linky fonctionne aujourd'hui avec un relevé de consommation toutes les 30 mn et une remontée à J+1. Néanmoins, le système a des performances potentielles plus élevées, en particulier en utilisation locale.

Pour les gestionnaires de réseau d'électricité, plusieurs rôles clés devront être tenus afin de faciliter l'émergence de ce marché : acteur de la mise à disposition de données, acteur du recueil du consentement, acteur de la standardisation et de l'interopérabilité des données, facilitateurs d'initiatives impliquant offreurs et consommateurs potentiels de nouveaux services, etc. À leurs fins propres, le numérique permettra un pilotage nouvellement optimisé et un meilleur « remplissage » de son réseau grâce à la maîtrise de la demande, à la réactivité de la consommation, à l'utilisation de données plus fines de comptage, etc.

### 3. La cybersécurité, un enjeu majeur pour les réseaux intelligents

Le doublage du réseau électrique par un réseau numérique pose de nouvelles questions, alors que le nombre des attaques cybernétiques ne cesse de croître. Les systèmes énergétiques constituent des actifs stratégiques majeurs<sup>93</sup>. Des attaques ont eu lieu sur des installations depuis environ dix ans, telles que l'attaque « Industroyer » de 2016 sur le réseau électrique ukrainien qui a dû fonctionner en mode dégradé pendant plusieurs semaines. Les attaques ont pour motivation l'espionnage, le chantage ou le sabotage.

Aux États-Unis comme dans d'autres pays, la cybersécurité des infrastructures énergétiques relève de la compétence du Department of Energy et du Department of Homeland Security. En France, une agence particulière, l'ANSSI, pilote la politique de cybersécurité, et le pays a adopté depuis la loi de programmation militaire de 2013 une approche réglementaire définissant des obligations pesant sur les « opérateurs d'importance vitale ». Par ailleurs, les distributeurs d'électricité sont explicitement cités dans la Directive européenne sécurité des réseaux et de l'information (SRI ou NIS), transposée en droit français depuis juin 2018, qui les définit comme des « opérateurs de services essentiels » (OSE) et qui à ce titre doivent être couverts par des mesures de cybersécurité adaptées.

Notons enfin que les flux de données étant mondiaux et les technologies mondialisées, la lutte contre ces attaques nécessite une coordination entre les niveaux nationaux, européen et de l'OTAN. L'objectif doit être de développer des standards transatlantiques communs de cybersécurité qui pourraient par la suite devenir des normes internationales rigoureuses.

Ce processus doit aller de pair avec la définition des standards de communication qui devront être hautement sécurisés et les objets intrinsèquement sûrs, c'est-à-dire « *secure by design* ». Les débats autour de la 5G en 2019 ont d'ailleurs pris une dimension géopolitique, les États-Unis – suivis par d'autres pays – s'interrogeant sur l'exclusion de fournisseurs d'équipements télécom jugés suspects (en visant indirectement l'entreprise chinoise Huawei, dont les équipements sont soupçonnés de servir de support à des activités d'espionnage).

L'Europe a décidé d'agir et un règlement essentiel, connu sous le nom de Cyber Act, a été publié le 7 juin 2019<sup>94</sup>. Ce règlement, d'application immédiate, définit les fondements d'une certification européenne des produits et accorde à l'ENISA<sup>95</sup> un rôle plus important en

<sup>93</sup> Barichella A. (2018), *Cybersécurité des infrastructures énergétiques : regards croisés Europe/États-Unis*, Études de l'Ifri, février.

<sup>94</sup> Règlement (UE) 2019/881 du Parlement européen et du Conseil du 17 avril 2019 relatif à l'ENISA (Agence de l'Union européenne pour la cybersécurité) et à la certification de cybersécurité des technologies de l'information et des communications, et abrogeant le règlement (UE) n° 526/2013 (règlement sur la cybersécurité).

<sup>95</sup> L'ENISA est l'agence de cybersécurité de l'Union européenne.

matière de coopération et de coordination au niveau de l'Union dans le nouveau cadre de certification de cybersécurité. Pour certains, la décentralisation de la production causée notamment par l'augmentation de la part d'énergie renouvelable dans le mix énergétique européen accroît encore ces risques. Une attaque coordonnée d'équipements dispersés comme les parcs éoliens ou les panneaux solaires créent de fait de nouveaux défis pour la cybersécurité. Directement concerné par ces évolutions, le GRD doit les suivre avec la plus grande attention.

#### **4. La mise à disposition, le statut juridique et la sécurité des données à caractère personnel et commercialement sensibles**

Les distributeurs d'électricité se retrouvent engagés dans un double mouvement vers :

- le Big Data, soit l'explosion quantitative des données numériques disponibles dans l'écosystème énergétique et la capacité à en tirer de la valeur par leur croisement ;
- l'Open Data, soit la mise à disposition gratuite de ces données, de manière ouverte, ce qui permet leur réutilisation sans restriction technique, juridique ou financière.

Les données sont passées d'une fonction de support à celle de ressource stratégique, génératrice de nouveaux modèles économiques. Leur développement exponentiel engendre toutefois pour les individus et les entreprises des risques qui nécessitent un encadrement réglementaire et juridique adapté.

Le réseau électrique devenant « intelligent » et équipé de multiples capteurs, il devient susceptible de fournir des informations et des données à toutes sortes d'utilisateurs. En particulier, les gestionnaires de réseaux de distribution ont en charge (au titre des articles L. 322-8 et L. 322-9 du code de l'énergie) la mission de comptage, incluant la collecte et la gestion des données.

De par la loi de transition énergétique de 2015 (LTECV), toutes les données générées et gérées par les distributeurs d'électricité ont vocation à être restituées à trois catégories précises d'utilisateurs :

- le réseau lui-même, pour affiner sa gestion, améliorer ses performances et garantir la sécurité d'alimentation en électricité des territoires qu'il dessert ;
- les clients, qui reçoivent déjà, de manière individuelle, de la part du GRD, des données liées à leur consommation et à l'état du réseau ;
- les collectivités qui, sur la base de données agrégées (donc anonymisées), peuvent mettre en œuvre leurs politiques d'efficacité énergétique locales.

L'ouverture des données a été largement renforcée par la loi pour une République numérique (dite loi Lemaire), adoptée le 7 octobre 2016. Cette loi prévoit en son article 1 la transmission aux personnes publiques des documents produits ou reçus par Enedis qui sont nécessaires à l'accomplissement de leurs missions de service public. Elle organise aussi un open data des données d'intérêt général et un open data des données « détaillées » de consommation et de production, afin de favoriser le développement d'offres d'énergie et d'usages et de services énergétiques, dans le respect de la vie privée grâce à des méthodes d'anonymisation définies ultérieurement par décret. Pour les pouvoirs publics, la remontée

de données de consommation, de production et de transit sur les réseaux fournit des informations précieuses pour évaluer les enjeux, définir une stratégie énergétique et planifier les investissements les plus utiles (rénovation des bâtiments, modernisation des transports, diversification du mix énergétique, etc.). La capacité d'exploiter les données disponibles pour construire des modèles prospectifs fiables et tracer des scénarios de transition robustes est ici cruciale, ce qui doit faire évoluer le GRD vers de nouveaux métiers.

A contrario, le législateur n'a pas, sauf exception<sup>96</sup>, prévu que le GRD puisse mobiliser des données disponibles dans l'écosystème (usages connectés, véhicules électriques) qui pourraient permettre d'améliorer sa gestion<sup>97</sup>. Parmi les technologies numériques, certains voient la blockchain jouer un rôle important<sup>98</sup> en permettant une répartition optimisée de l'énergie produite. Ce nouvel outil numérique présente des atouts indéniables dans la gestion contractuelle. Toutefois, il ne permet pas de gérer physiquement les flux d'électricité sur les réseaux qui obéissent à leurs lois propres<sup>99</sup>. Si la blockchain venait à être utilisée dans l'autoconsommation collective, le GRD pourrait être conforté dans son rôle de tiers de confiance (« oracle » du monde blockchain) pour les données électriques.

Le statut juridique de la donnée reste très peu étoffé, notamment en ce qui concerne son utilisation et sa mise en œuvre dans des algorithmes d'intelligence artificielle. Or, la transformation des distributeurs en opérateurs de données dynamiques va multiplier ces situations et les questions soulevées sont nombreuses : qui « possède » quelle donnée ? Quel droit en découle quant à l'utilisation exclusive ou au partage de celle-ci ? Qu'en est-il du partage de la valeur supposée (actuelle et future) de la donnée ? Les distributeurs peuvent-ils mobiliser des données générées par d'autres acteurs : constructeurs automobiles (positionnement des véhicules électriques, niveau de charge), gestionnaires d'immeuble (taux d'occupation, inertie thermique) ou d'usages (production de froid, chauffage) ?

Partout en Europe les associations de consommateurs ont fait état de nombreuses craintes liées à l'utilisation de ces données. Ces questionnements sont communs à l'ensemble des nouvelles technologies de l'information, mais dans le domaine de l'électricité, l'anxiété peut s'appuyer sur le fait que les offres permises par les données ne sont encore que peu développées. C'est la raison pour laquelle la Stratégie nationale de recherche énergétique, adoptée en décembre 2016, souligne l'importance de la compréhension des comportements dans l'accompagnement des « consom'acteurs » et le danger d'une approche descendante qui viserait à imposer des nouvelles technologies sans en expliquer la valeur ajoutée potentielle et sans en accepter une appropriation différente par chacun. Par ailleurs, la Commission nationale de l'informatique et des libertés (CNIL) est très impliquée dans la

---

<sup>96</sup> Les installations de production d'une taille supérieure à 100 kW raccordées au réseau de distribution communiquent de façon obligatoire avec celui-ci via un SCADA (système de contrôle et d'acquisition de données) normalisé.

<sup>97</sup> Ainsi, par exemple, l'arrêté du 19 juillet 2018 relatif aux dispositifs permettant de piloter la recharge des véhicules électriques prévoit (article 1) qu'« une station de recharge pour véhicules électriques ouverte au public est équipée d'un dispositif permettant une modulation temporaire de la puissance électrique appelable, sur réception et interprétation de signaux, dont notamment les signaux transmis par les gestionnaires de réseaux publics d'électricité ». Il ne se prononce pas sur la mise à disposition des données qui seront accessibles dans les véhicules électriques (point de charge réservé, niveau de charge de la batterie) et qui seraient utiles au distributeur pour prévoir les appels de charge et les contraintes réseau éventuelles.

<sup>98</sup> Voir Brooklyn microgrid, et le projet d'autoconsommation collective département des Pyrénées orientales, Sunchain-Tecsol et Enedis.

<sup>99</sup> PWC (2016), *Blockchain – an opportunity for energy producers and consumers?*

définition du cadre réglementaire relatif aux données de consommation d'énergie ayant un caractère personnel au sens des lois Informatique et Libertés de 1978.

Enfin, les GRD sont chargés de protéger les données désignées comme commercialement sensibles par le décret n° 2001-630 du 16 juillet 2001, afin de ne pas porter atteinte aux règles de concurrence libre et loyale. Le distributeur doit également garantir la protection des données relevant de la sécurité nationale, du secret industriel ou du secret des affaires<sup>100</sup>.

## **5. Les compétences du distributeur sont appelées à s'enrichir et la régulation à s'adapter**

### ***Un besoin vital pour le GRD d'adapter ses compétences***

L'intégration du numérique pose aux acteurs, et en particulier aux GRD, un problème vital de compétences et d'évolution des métiers. Le rapport Parisot de février 2019<sup>101</sup> confirme que la transition énergétique annonce peu de nouveaux métiers mais qu'en revanche elle induira une transformation de tous les métiers existants, entraînant un besoin de transversalité, donc un renforcement et une polyvalence des compétences.

Cette recommandation doit s'appliquer au GRD qui va connaître le couplage des transitions énergétique et numérique, et qui doit l'anticiper dès aujourd'hui. L'enjeu est de taille, que ce soit dans la gestion de son réseau, qui va intégrer de plus en plus de fonctions intelligentes, ou dans celle des données en masse, qui en revanche constitue un métier entièrement nouveau pour les GRD. Pour y faire face, Enedis a prévu une politique de formation de ses agents mais aussi le recrutement de jeunes ingénieurs, ce qui peut ne pas suffire. Le rapport Parisot recommande ainsi d'inciter les GRD à co-investir avec d'autres opérateurs pour tirer le meilleur parti du potentiel d'innovation apporté par le big data.

### ***Une relation nouvelle entre GRD et régulateur***

Dans un contexte de transition énergétique et de pénétration d'une technologie aussi disruptive que le numérique, la gouvernance a besoin d'être assainie. L'essor de nouveaux usages crée des opportunités d'activités associées dont les modèles d'affaires ne sont pas identifiés : la possibilité pour les GRD de prendre part directement à l'émergence de nouvelles filières doit être explorée.

Pour ce faire, la relation entre le régulateur (la CRE) et les entités régulées (les GRD) ne doit plus être fondée sur les mécanismes classiques de régulation en cours. En particulier, une rémunération basée sur les coûts évalués a posteriori n'incite leurs gestionnaires ni à la performance, ni à l'innovation.

Les GRD (et le GRT) seront tentés, souvent légitimement, d'assurer eux-mêmes l'équilibrage de leur réseau en ayant recours aux technologies numériques. Dans ce secteur, l'expérience enseigne que la mise au point de nouvelles fonctionnalités repose sur des expérimentations

---

<sup>100</sup> Voir les articles de Michel Derdevet, Laurent Michel et Guillaume Meheut (2017) dans le numéro spécial « *Le numérique, outil et accélérateur de la transition énergétique ?* », *Responsabilité & Environnement*, n° 87, juillet.

<sup>101</sup> *Plan de programmation des emplois et des compétences – Mission de préparation*, Laurence Parisot, février 2019.

composées d'une succession de tentatives et de corrections des erreurs. L'électricien italien ENEL, pionnier du compteur intelligent, met actuellement au point une deuxième version en remplacement de la première dont la technologie était très rustique.

De nouveaux critères doivent être instaurés, fondés sur une évaluation des performances et des capacités d'innovation des GRD. Pour chaque investissement d'une certaine ampleur, il pourrait leur être demandé de mener systématiquement des évaluations socioéconomiques, basées sur des scénarios partagés avec les parties prenantes et la CRE, ce qui permettrait d'établir un bilan a posteriori. La CRE se devrait ainsi de faire toute la transparence sur les coûts des GRD afin que chacun puisse juger de la pertinence de ces investissements. Cela permettrait que les contrats de concession soient renouvelés également en toute transparence. Des recommandations sont formulées en ce sens en conclusion.

Par ailleurs, un mécanisme de rémunération de la mise à disposition de certaines données, ou de contrats de service les utilisant, ainsi que des autres services, est à prévoir.

### **Que retenir ?**

La révolution numérique touche tous les secteurs économiques, et c'est sans aucun doute la technologie potentiellement la plus disruptive pour les systèmes électriques. La transformation y est encore lente, mais elle affectera à terme tous les segments de valeur : production, transport, distribution, fourniture, agrégateurs. De nouveaux acteurs pénétreront le secteur, comme les opérateurs télécoms, les sociétés de services en ingénierie informatique (SSII) ou encore les GAFAM (Google, Apple, Facebook, Amazon et Microsoft).

L'évolution de l'internet des objets sera déterminante. La normalisation des protocoles et la standardisation des interfaces de communication ouvriront la voie à la production en série de composants en quantités colossales, entraînant une chute de leur coût qui permettra le pilotage d'autant d'équipements électriques. L'incertitude est élevée sur le calendrier, mais cette révolution risque ensuite de se propager très rapidement, à l'instar de celle qu'a connue internet après la standardisation du protocole de communication TCP/IP.

L'impact sur la distribution de l'électricité est difficile à cerner tant il existe d'inconnues sur ce monde futur et ses nouveaux services. L'interface avec les fournisseurs, les agrégateurs, les opérateurs locaux, etc., va se trouver bouleversée. Des quantités importantes de données vont être amenées à transiter et des logiciels de toute nature devraient voir le jour.

Le GRD devra y trouver sa place. En interne se pose d'abord un problème de compétences et d'évolution des métiers, le numérique n'étant pas au cœur de ses activités traditionnelles. Mais de nouvelles opportunités sont à saisir, notamment dans la question centrale du pilotage des véhicules électriques, pour lequel les compteurs communicants à fonctionnalités bidirectionnelles sont un atout à valoriser. Cette question de la transformation des métiers doit être anticipée dès aujourd'hui. L'enjeu est de taille, que ce soit dans la gestion du réseau, qui va intégrer de plus en plus de fonctions intelligentes, ou dans la gestion des données, qui constitue un métier

entièrement nouveau pour les GRD, en particulier Enedis. Cette étude recommande notamment d'inciter les GRD à co-investir avec des opérateurs spécialistes des nouvelles technologies numériques.

Les freins, voire les obstacles, à cette transformation sont multiples :

- les enjeux de cybersécurité sont de la plus haute importance dans les réseaux électriques en raison de l'interpénétration des mondes virtuel et physique. Cela oblige les protocoles de communication à être très sécurisés et les objets communicants « secure by design ». La publication du règlement européen dit « Cyber Act », en avril 2019, jette les bases d'une politique européenne de certification que les GRD doivent prendre en compte dès à présent ;
- la question de la protection des données personnelles est très sensible chez les consommateurs, alors qu'ils ne perçoivent pas clairement la valeur qu'ils pourront retirer des services offerts (confort, économie) ;
- la régulation actuelle est à revoir : le GRD va devoir exercer des métiers déjà exercés par d'autres acteurs, en particulier autour de la gestion de données, faisant apparaître des zones de recouvrement. La nouvelle régulation devra redéfinir les périmètres et les responsabilités de chacun ;
- la tarification joue directement sur le niveau de rentabilité des solutions numériques. Un tarif indifférencié géographiquement, le poids insuffisant donné à la puissance appelée et l'absence de tarification dynamique constituent un frein majeur à la pénétration de technologies innovantes de pilotage des usages (ce qui inclut le stockage).

## Chapitre 4

# Gouvernance et tarification

Cette partie entend alimenter un débat déjà ancien qui devrait perdurer face aux innovations technologiques et à la nécessité pour la société et l'économie de s'y adapter. Y sont abordées les questions suivantes :

- le périmètre de l'activité du GRD du futur qui devient plus flou face au rôle accru en particulier des collectivités territoriales et à l'évolution de sa frontière avec le GRT ;
- l'évolution de la rémunération du GRD et donc la tarification du réseau que les nouvelles missions du GRD doivent induire à terme ;
- l'évolution de sa gouvernance et du rôle du régulateur (la CRE).

### 1. Le rôle accru des collectivités territoriales

#### *Le contexte réglementaire a déjà évolué*

La volonté d'accompagner le développement local des énergies renouvelables et de la mobilité électrique a renforcé l'intérêt des collectivités pour les enjeux de gestion du réseau de distribution électrique. Les autorités concédantes portent une part significative des investissements sur les réseaux électriques, notamment en zone rurale avec le compte d'affectation spéciale FACE<sup>102</sup>. Se pose donc la question de la redistribution des rôles entre les parties prenantes et de la définition de leurs périmètres d'intervention.

La France s'est dotée en quelques années de la loi de transition énergétique (LTECV), des lois NOTRe<sup>103</sup> et MAPTAM<sup>104</sup> plaçant, en subsidiarité, les régions et métropoles au centre de nombreuses décisions économiques et énergétiques. La LTECV a ainsi voulu favoriser la décentralisation des décisions en matière énergétique et responsabiliser les régions sur l'efficacité énergétique des bâtiments et des logements et sur la production décentralisée d'énergies renouvelables.

---

<sup>102</sup> Financement des aides aux collectivités pour l'électrification rurale.

<sup>103</sup> Loi n° 2015-991 du 7 août 2015 portant nouvelle organisation territoriale de la République.

<sup>104</sup> Loi n° 2014-58 du 27 janvier 2014 de modernisation de l'action publique territoriale et d'affirmation des métropoles.

Une ordonnance « Réseaux fermés de distribution » de décembre 2016 rogne le monopole des gestionnaires de réseau de distribution, ceux-ci étant définis dans le code de l'énergie par l'article L. 344-1 comme « un réseau de distribution qui achemine de l'électricité à l'intérieur d'un site géographiquement limité et qui alimente un ou plusieurs consommateurs non résidentiels exerçant des activités de nature industrielle, commerciale ou de partage de services ». La Directive *Clean Energy Package*, entrée en vigueur en décembre 2018, en proposant la mise en place de communautés énergétiques, va dans le même sens (voir troisième partie). Le droit français l'a transposée dans la loi énergie-climat adoptée en novembre 2019, en définissant formellement des « communautés d'énergie renouvelable » pouvant opérer à l'intérieur ou à l'extérieur d'un bâtiment. La loi PACTE (Plan d'action pour la croissance et la transformation des entreprises), adoptée début 2019, a élargi quant à elle la notion d'autoconsommation collective avec un périmètre d'intervention qui peut désormais s'étendre au-delà de la zone desservie par un même poste BT (basse tension).

En 2018, des schémas directeurs des investissements ont été mis en place dans le cadre de plusieurs concessions de distribution d'électricité et pourraient se développer à l'avenir. La PPE de janvier 2019 relève l'intérêt précieux de ces outils pour construire une vision partagée localement du réseau, des contraintes actuelles et à venir, des besoins d'investissements, assortis d'engagements du gestionnaire de réseau.

### ***La maille pertinente d'un « territoire » peut aller du quartier à la région***

La notion de « territoire » est extrêmement souple dans son acception, pouvant aller du quartier jusqu'à des entités géographiques de la taille d'un département, voire d'une région. On serait ainsi tenté de confondre les territoires avec les concessions actuelles, ce qui mériterait d'être reconsidéré. En effet, même si leur nombre est en constante diminution, il existait encore 520 concessions en 2019, dont moins de 30 % issues d'une organisation intercommunale, avec une taille résultant souvent d'un contexte local historique ou politique, plutôt que de raisons techniques. La topologie du réseau, nécessaire à la mutualisation et à l'équilibrage, la géographie des projets, la synergie potentielle entre consommateurs – résidentiels, industriels ou commerces – et sources de production locales devraient aider à définir de nouvelles frontières à ces territoires.

La question de la « maille » pertinente ne s'appuie donc pas a priori sur le découpage administratif ou politique – régions, départements, intercommunalités, communes ou quartiers – mais celui-ci présente l'intérêt d'utiliser des couches du « millefeuille » déjà existantes. Deux niveaux émergent : la région et le « local » (commune ou quartier). Là peuvent exister des synergies pertinentes entre bâtiments d'habitation, bâtiments à usage tertiaire et le cas échéant installations industrielles. Ces synergies peuvent être exploitées grâce à la participation active des citoyens, à un niveau où ils peuvent s'investir. Dans tous les cas, afin de tirer le meilleur parti des ressources locales, il convient de vérifier qu'une gestion décentralisée de l'énergie ne dégrade pas l'optimum économique ou le bilan environnemental au niveau national.

Certains quartiers ont déjà tenté de s'organiser en communautés énergétiques locales mais la justice leur a donné tort<sup>105</sup>. La France a choisi de ne pas remettre en cause le principe de la gestion en monopole des réseaux de distribution, malgré la marge de manœuvre accordée aux États membres par le paquet énergie européen. Si à l'avenir des évolutions législatives ouvraient la voie à des réseaux privés, de nombreuses questions resteraient à régler. Il faudrait commencer par définir clairement les interfaces techniques avec le GRD, les niveaux de responsabilité (par exemple en termes de maintien de l'équilibre offre-demande au niveau local) et les droits des consommateurs qui doivent continuer à avoir accès au fournisseur de leur choix.

La région a le mérite de représenter une entité administrative claire, à défaut d'avoir toujours une géographie ou une topologie de réseau adaptée. Sa taille est suffisante pour bénéficier du foisonnement<sup>106</sup> de divers profils de consommation ou de productions locales et du panachage en zones urbaines et rurales. C'est la maille à laquelle sont élaborés le schéma régional climat air énergie (SRCAE) et le schéma régional de raccordement au réseau des énergies renouvelables (S3REnR) avec RTE en accord avec les gestionnaires des réseaux publics de distribution, ce qui pourrait être le lieu de coordination entre les gestionnaires de réseau. Des modèles d'organisation régionale sont la règle dans divers pays d'Europe : Royaume-Uni, Pays-Bas, Belgique, Espagne, Allemagne.

De tels modèles, même s'ils ne peuvent s'appliquer tels quels en France, peuvent être source d'inspiration. Certains observateurs évoquent la possibilité de diviser Enedis en entités régionales pour renforcer sa force d'innovation. Ce scénario, qui n'est pas celui retenu dans cette étude, aurait en outre l'avantage de fournir une occasion de regrouper les autorités concédantes – qui sont en quantité excessive – en des autorités régionales.

## 2. Redéfinir la coordination entre le GRD, le GRT et les communautés énergétiques

Les nouveaux moyens de production, en général éolien et solaire PV, sont très majoritairement raccordés au réseau de distribution. Comme ils sont non pilotables, le GRD sera amené à mettre en place des outils destinés à *redispatcher*<sup>107</sup> des congestions sur son réseau, alors que depuis sa création la gestion de l'équilibre offre-demande était réalisée par le GRT, ce que permettait des flux uniquement descendants.

Le GRD développe une partie de la gestion des flexibilités jusque-là exclusivement dévolues au GRT, mais à l'aval, rien n'interdit que ceux-ci soient fournis par des acteurs locaux comme des communautés énergétiques. Sans coordination entre les différents acteurs, un risque de désoptimisation du système apparaît clairement, chacun utilisant des critères qui lui sont propres. Par exemple, certains équilibrages seront toujours moins coûteux à réaliser à la maille nationale, où les différents profils de consommation

<sup>105</sup> Voir par exemple le conflit qui a opposé Enedis et la société Valsophia qui souhaitait créer un réseau intérieur de distribution. La cour d'appel avait jugé en date du 12 janvier 2017 que cela remettait en question de manière illégale le monopole du gestionnaire du réseau public de distribution.

<sup>106</sup> Soit le fait de regrouper des consommateurs variés de manière à lisser la courbe de charge résultante.

<sup>107</sup> Dans le jargon des gestionnaires de réseau, cela consiste à arrêter des installations pour en démarrer de nouvelles.

et de production se compensent naturellement mieux qu'à l'échelon local, mais aussi car certains services comme le stockage centralisé n'existent qu'à une maille géographique nationale, voire européenne grâce aux interconnexions.

Pour ce faire, des informations, principalement de nature économique, doivent circuler entre le niveau national et le niveau local. Ainsi, les offreurs de flexibilité (agrégateurs par exemple) doivent pouvoir être rémunérés sur la base de signaux économiques reflétant correctement l'intérêt de leur action pour la collectivité au niveau national, ce qui implique soit qu'ils interviennent directement au niveau du GRT via le marché, soit au niveau local s'il reçoit une meilleure rétribution. À charge du gestionnaire de réseau local de valoriser le service donné. Symétriquement, il conviendrait que des producteurs induisant un besoin accru de flexibilité pour le système (par exemple les exploitants d'énergies intermittentes et fatales) soient pénalisés à hauteur de ce besoin, le lieu où ils sont raccordés permettant de déterminer la rémunération à attribuer à chacun des deux réseaux, RT et RD. Ce besoin de flexibilité supplémentaire est toutefois très difficile à évaluer car le besoin global existe à l'échelle du système.

Garantir l'équilibre global entre production et consommation à chaque instant impose une coordination technique (maintien de la fréquence, de la tension, gestion de l'énergie réactive, des réserves, etc.). Définir des signaux économiques appropriés et cohérents est complexe mais incontournable. Dans la mesure du possible, leur valeur économique locale devra être mise au jour, en fonction des périodes et des volumes concernés. Cela devra très vraisemblablement passer par l'utilisation de logiciels et de données partagés pour les services de flexibilité qui ne peuvent pas être organisés via un marché (ce qui semble difficile plus on se rapproche de la gestion en temps réel du système, pour les réserves rapides, le maintien de la tension et de la fréquence).

Le futur du GRD doit donc être appréhendé en lien avec celui du GRT, d'autant que cette question dépasse le cadre national et qu'une réflexion européenne d'ensemble sur le partage des risques et le modèle d'organisation entre DSO et TSO<sup>108</sup> (soit en première approche les GRT et GRD) est en cours à travers la « *DSO-TSO platform* ». Des dispositifs réglementaires sont à imaginer permettant d'articuler la gestion locale avec l'optimisation de l'ensemble de l'équilibre production-consommation dont RTE a la charge (cela pourrait commencer par la fixation d'un paramètre par le GRD indiquant au GRT le niveau de tension locale du système ; un niveau maximum pourrait constituer un veto comme cela est pratiqué en Belgique).

L'institution d'échanges formels plus fréquents, avec la mise en place de cellules de coordination ayant la charge conjointe de la sécurité du réseau, apparaît nécessaire. Ces entités devront être capables de se transformer en cellules de crise en cas de panne généralisée sur une grande partie du territoire (en cas de tempête par exemple ou de « black-out » réseau).

---

<sup>108</sup> TSO = « Transport System Operator » et DSO = « Distribution System Operator ». Ce dernier a été défini dans la partie 3 et sera repris dans la conclusion.

### 3. Faire évoluer la tarification du réseau de distribution

#### La transition énergétique confère un rôle assurantiel aux réseaux

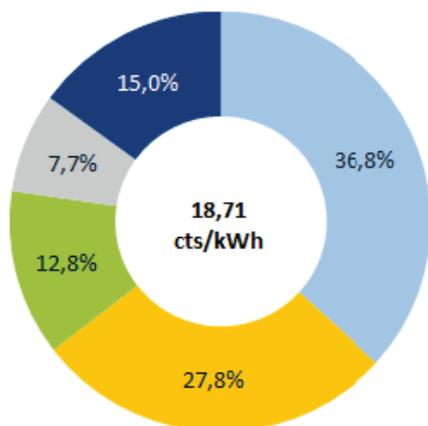
La structure tarifaire vise à envoyer les bons signaux économiques aux différents utilisateurs des réseaux électriques pour en minimiser les coûts, à court et à long terme. Elle est fondée sur le principe de reflet des coûts qui, une fois répercutés sur les utilisateurs, doivent inciter ces derniers à adapter leurs équipements et leurs habitudes de consommation. Ceux qui sollicitent moins le réseau, de par leur comportement ou du fait des investissements qu'ils ont consentis, doivent constater une économie de facture cohérente avec les baisses de coûts qu'ils permettent.

Pour un consommateur, souscrire une puissance garantie correspond à l'assurance de pouvoir à tout moment être desservi à la hauteur fixée par le contrat. Cela revient à acquérir une option à consommer des kWh avec un droit de tirage. Cette puissance est l'un des facteurs dimensionnant des réseaux et de leur coût, à côté de la dispersion/densité des clients, de l'énergie distribuée et donc des pertes...

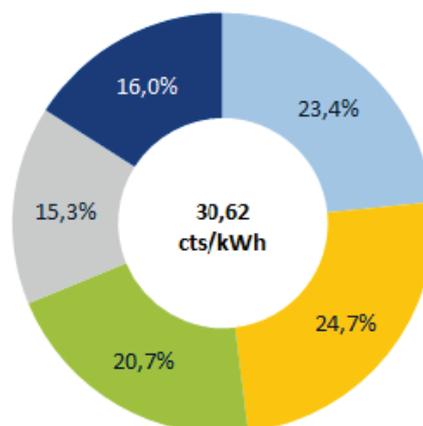
Le graphique 15 indique que la part réseau (distribution plus transport) représente environ 28 % d'une facture TTC en France (43 % HT), contre 25 % TTC en Allemagne (49 % HT). La part distribution compte environ pour trois quarts de ces valeurs. À noter qu'outre-Rhin, il s'agit d'une valeur moyenne, la péréquation tarifaire n'ayant pas cours, avec des écarts de tarifs allant du simple au double entre distributeurs. En valeur absolue, le tarif français (environ 5 c€/kWh) est à un niveau comparable aux tarifs les moins élevés d'Allemagne.

**Graphique 15 – Décomposition du prix de l'électricité en France et en Allemagne**

France - Prix de l'électricité pour un client résidentiel au 31 mars 2016 (2 400 kWh)



Allemagne - Prix de l'électricité pour un client résidentiel au 1er avril 2016 (1 000 - 2 500 kWh)



■ Fourniture, commercialisation, marge ■ Réseau ■ CSPE (FR)/EEG (DE) ■ Autres prélèvements ■ TVA

*Lecture : en Allemagne (à droite), le prix de l'électricité pour le consommateur domestique est en moyenne 70 % plus élevé qu'en France, principalement en raison du coût de soutien au développement des EnR (en vert). La part du réseau y est plus importante (en valeur absolue) et y dépasse désormais la part de la fourniture en raison des besoins de renforcement que nécessitent les EnR.*

Source : France Stratégie sur la base de données de l'OFATE

L'envoi de signaux économiques pertinents est particulièrement nécessaire dans la période actuelle de transformation profonde du système de production orientée vers sa décarbonation et son électrification, comme le prévoit la SNBC<sup>109</sup>. Ce système devient de plus en plus un monde de « CAPEX » avec des investissements importants mais des coûts variables de fonctionnement très réduits, voire nuls.

Du côté des usages, la transformation est également profonde. Les consommateurs restent confrontés à des signaux de court terme, mais ils sont aussi amenés à opter pour des choix d'investissements nouveaux comme des travaux d'isolation, la reconversion de leur mode de chauffage, une installation d'autoproduction, de stockage, ou encore l'achat d'un véhicule électrique, avec ou sans pilotage de la charge. La plupart de ces nouveaux usages supposent une disponibilité en puissance de la part du système électrique avec des profils qui sont parfois encore mal connus et un consommateur qui s'attend à avoir accès à une infrastructure de recharge quand il en a besoin.

Ces usages vont transformer les modes d'utilisation du réseau pour de nombreuses années et le rôle de la structure tarifaire s'en trouvera ravivé. Ces changements surviennent alors que le besoin en réseaux va croître pour intégrer une fraction croissante de la production renouvelable et bénéficier du foisonnement des productions intermittentes, et que leur taux d'utilisation va baisser avec le développement de l'autoconsommation et la décentralisation de la production. L'ancienne théorie de la tarification s'en trouve remise en question.

En ce qui concerne le parc de production, dont les coûts marginaux de production se sont révélés de plus en plus bas avec l'introduction des EnR et pour lesquels les marchés apportent une réponse axée sur le court terme, le marché « *energy-only* » ne suffit plus pour inciter les opérateurs à réaliser les investissements nécessaires. Presque partout en Europe il a fallu instaurer des mécanismes de capacités.

En ce qui concerne le réseau, la structure de ses coûts de développement repose très majoritairement sur des parts fixes, et le cas allemand a montré que le développement des énergies intermittentes et décentralisées nécessitait d'étendre et de renforcer les réseaux. Avec les transformations en cours, les puissances maximum de transit ont tendance à stagner ou à augmenter sur certaines portions de réseau mais les flux en énergie vont diminuer (le phénomène est déjà observé sur le réseau de transport géré par RTE) et le réseau va revêtir un rôle de plus en plus assurantiel, en plus de sa fonction de solidarité. Il reste un lieu d'échange d'énergie pour tous les consommateurs, quels que soient leurs usages. Et ces consommateurs s'imaginent volontiers que le réseau sera toujours là pour faire face à leurs besoins et aux fluctuations dues à la variabilité de leur système de consommation ou de production locale, sans forcément réaliser que derrière cette assurance, il y a des investissements à financer.

### ***La question de l'autoconsommation***

Conserver une tarification fortement axée sur l'énergie conduirait, dans le système électrique largement décentralisé qui se met en place, à des effets d'aubaine. La tarification en fonction de l'énergie donne, par exemple, un avantage aux autoconsommateurs qui n'a pas de

---

<sup>109</sup> La Stratégie nationale Bas Carbone publiée en 2018 prévoit que la part de l'électricité dans le bilan énergétique national passe, en énergie finale, de 26 % en 2018 à 53 % en 2050.

justification économique car elle les exonère d'une part importante des coûts de réseau qu'ils utilisent pourtant de façon assurantielle. Actuellement, l'autoconsommation est soutenue pour des raisons principalement politiques, dans la mesure où elle facilite l'atteinte des objectifs de déploiement des EnR. Si elle apparaît rentable à ceux qui y ont recours, c'est souvent en raison de dispositions fiscales et tarifaires favorables. Celles-ci ne sont pas durables dans le temps car l'assiette des consommateurs supportant les coûts fixes du réseau va se réduire à mesure que le nombre de consommateurs augmentera.

La France métropolitaine comptait 40 000 installations d'autoconsommation<sup>110</sup> pour un total de 143 MW installés au 1<sup>er</sup> janvier 2019, un chiffre encore très faible en comparaison des 30 millions de clients du réseau de distribution. Selon Enedis, cette puissance a été multipliée par 6 entre début 2017 et fin juin 2019, et environ 90 % des projets existants ou en cours sont des projets de petite puissance (moins de 6 kWc). Ce chiffre est donc susceptible d'augmenter rapidement sous le triple effet d'une hausse des prix de l'électricité, d'une baisse du coût du solaire PV et d'une diminution de l'assiette des utilisateurs sur lesquels reposent les coûts fixes du réseau (ce qui induit également une hausse des tarifs). Selon RTE, le développement de l'autoconsommation individuelle pourrait représenter environ 10 GW de puissance installée en 2035.

Comme on l'a vu en conclusion de la partie 1, une structure tarifaire reflétant au mieux les coûts du réseau est une condition nécessaire – à côté en particulier de la fiscalité – pour maximiser le gain collectif sur le long terme.

### **Augmenter la part de la puissance dans le tarif**

Une tarification davantage fondée sur la puissance souscrite constitue une incitation pour le client à maîtriser la puissance appelée ou injectée, donc à lisser sa charge et à mieux la répartir dans le temps. C'est aussi une incitation à développer le stockage (et la mobilité électrique pilotée), les moyens de pilotage de la demande et plus généralement toute solution de flexibilité permettant de pallier l'intermittence des énergies locales renouvelables.

L'argument souvent invoqué selon lequel une tarification à la puissance irait à l'encontre de la maîtrise de la consommation d'énergie repose sur une vision très court-termiste. La maîtrise des consommations est une affaire de sobriété et donc de kWh économisés, mais aussi d'efficacité énergétique. La puissance nécessaire pour rendre un service donné est un indicateur pertinent d'efficacité énergétique : une lampe LED de 5 W rend le même service qu'une ampoule à incandescence de 50 W mais appelle dix fois moins de puissance et consomme dix fois moins. La cuisson à induction appelle la même remarque : le facteur caractérisant l'efficacité de ces procédés ou équipements est bien la puissance électrique qui leur est nécessaire. Tarifier davantage à la puissance constitue une incitation à mettre sur le marché des équipements ou des solutions plus efficaces donc *in fine* moins consommateurs, ainsi qu'à mieux lisser sa charge. Dans les transports, des véhicules moins puissants engendrent durablement des consommations de carburant moindres, pour le même nombre de kilomètres parcourus.

---

<sup>110</sup> Ce chiffre correspond aux clients ayant fait le choix d'un contrat d'achat intégrant l'autoconsommation. Celle-ci se trouve donc définie selon des règles administratives, ce qui ne préjuge pas des échanges physiques effectifs avec le réseau.

Dans la plupart des pays d'Europe, le péage d'accès au réseau est fixé par le régulateur et repose à la fois sur la puissance souscrite (qui dimensionne en première approche la taille du câble alimentant le consommateur en soutirage) et l'énergie consommée. Pour des raisons principalement historiques, la part énergie mesurée en kWh est en moyenne de 70 % pour les clients domestiques (55 % pour le secteur industriel et commercial) avec une dispersion très importante qui s'échelonne de 100 % en Roumanie à 0 % aux Pays-Bas où le tarif est basé entièrement sur la puissance souscrite en soutirage (voir annexe 2). En France, la part énergie est plus élevée, environ 80 % (70 % pour le secteur industriel et commercial). Plusieurs régulateurs ont déjà opéré des rééquilibrages ou les envisagent : l'Espagne a augmenté la part puissance de 32 % à 60 % en 2013-2014, l'Italie a opéré une multiplication par trois de la part puissance et augmenté de 66 % la part fixe pour les tarifs des clients résidentiels sur la période 2016-2018<sup>111</sup>. Ils sont soutenus en cela par le CEER (Conseil des régulateurs européens de l'énergie). Cette étude recommande de les suivre de façon que la part puissance atteigne en France un pourcentage important, peut-être de 80 %, ce qui reviendrait à inverser les proportions actuelles.

Certains acteurs, comme le SER (Syndicat des énergies renouvelables), ont demandé<sup>112</sup> le maintien de la part énergie actuelle dans la composante soutirage, pour conserver l'équilibre actuel des projets et favoriser la maîtrise de l'énergie. La CRE, qui semble craindre les effets d'un trop grand bouleversement affectant les consommateurs, reste très réservée.

Une évolution de la structure de la tarification fera inmanquablement des gagnants et des perdants. Les perdants seront typiquement les résidences secondaires et les portes de garage des copropriétés ou plus généralement les consommateurs utilisant leur installation électrique une faible partie de l'année, mais aussi et peut-être les clients en tarif bleu 3 kVA (réputé comme étant subventionné car destiné aux consommateurs très modestes). Il convient tout d'abord d'en faire la cartographie détaillée et de déterminer comment accompagner les évolutions négatives, s'il y a lieu (on pense aux ménages modestes), par exemple grâce à des dispositifs comme le chèque énergie ou des évolutions fiscales comme le suggère l'UFE (Union française de l'électricité). Dans un second temps, un effort de pédagogie est indispensable, ainsi qu'un schéma de transition pour ceux qui subissent une variation trop importante (à la hausse comme à la baisse). Le rythme de cette évolution doit donc être déterminé avec soin de manière à ce que les consommateurs intègrent les changements et adaptent leur comportement. Il faudra plusieurs années pour cela.

Des questions de coûts échoués ou de démantèlement de lignes peuvent également se poser si des parties d'infrastructures devenaient d'usage obsolète suite à la déconnexion de groupes d'utilisateurs devenus totalement autonomes.

La CRE a publié en mai 2019 un appel à contribution pour le TURPE 6 (qui doit être mis en œuvre en 2020). Sauf une brève mention en page 13 – « Les réflexions sur la méthode de calcul seront notamment l'occasion de réinterroger l'équilibre puissance-énergie » – ce document n'aborde pas la question de la structure du tarif. Le risque est que des

---

<sup>111</sup> Benchmark des pratiques pour la tarification du réseau de distribution d'électricité réalisé par FTI-CL Energy et présenté à Dauphine le 28 janvier 2016.

<sup>112</sup> Voir Autoconsommation - Appel à contributions de la CRE, novembre 2017.

évolutions significatives soient reportées lors de l'élaboration du TURPE 7 en 2025, soit trois ans avant l'échéance de la PPE. Ce délai semble trop long et le processus devrait au contraire être lancé sans tarder, de manière à prévenir le plus tôt possible les distorsions qui ne manqueront pas de s'opérer si l'autoconsommation devait soudain se développer. Il sera en effet très difficile de modifier la structure du tarif a posteriori, ou alors avec des compensations importantes.

Dans ce même document, la CRE envisage la possibilité pour les consommateurs de souscrire une puissance supérieure lors de plages temporelles moins chères (des « dénivelés de puissance ») qui permettraient de refléter le coût très différent d'une souscription de puissance dans les plages de pointe ou les plages creuses. C'est le déploiement de Linky qui rendra possible cette tarification dynamique de la puissance ; en proposant cette mesure, la CRE reconnaît implicitement l'importance que la puissance souscrite et donc son prix revêt dans le dimensionnement des réseaux.

### ***Introduire des signaux économiques ayant des composantes géographiques et temporelles***

Flexibiliser la demande au niveau local nécessite d'introduire plus de granularité dans le tarif, pour tenir compte à la fois de la localisation géographique et des variations temporelles, les pointes de consommation étant très souvent dépendantes des conditions locales. L'intérêt est de décentraliser une partie du pilotage tarifaire sans menacer l'équilibre du système au niveau global. Cela incite également à exploiter les ressources locales (dans toutes les énergies) et à mener des politiques de maîtrise de la demande efficaces car adaptées aux conditions locales.

#### **Encadré 4 Le GOPAC aux Pays-Bas**

Face à un nombre de congestions croissant, les TSO et DSO des Pays-Bas ont créé le 29 janvier 2019 le GOPAC (Grid Operator Platform for Congestion Management), une plateforme d'opérateurs de réseau pour la gestion de la congestion (GOPAC). Il ne s'agit pas d'une plateforme de marché à part entière, mais d'utilisation des ordres sur les plateformes de marché existantes. Elle fonctionne comme suit : si les congestions sont prévues sur une partie du réseau, les opérateurs peuvent souhaiter voir, par exemple, une réduction de la production ou une augmentation de la consommation. Via le GOPAC, un appel d'offres est lancé aux acteurs du marché concernés, qui répondent sur une plateforme de marché connectée.

Pour éviter tout impact négatif sur le bilan du réseau national, la réduction de la production dans la zone de congestion est combinée à un ordre contraire donné par un acteur du marché situé en dehors de cette zone. La différence de prix entre les deux commandes est prise en charge par les opérateurs de réseau, les deux commandes sont appariées et la congestion est résolue.

Une part horo-saisonnière a déjà été introduite dans le TURPE pour les clients équipés de compteurs communicants. Il conviendra peut-être à court terme de la généraliser. Introduire une tarification nodale comme dans certains pays paraît « idéal » à certains experts, mais la complexité de la mise en œuvre fait recommander à d'autres une approche fondée sur des zones de marché.

Ces considérations devront en priorité s'appliquer aux producteurs<sup>113</sup>. En effet, afin que les décisions d'investissement soient effectuées en fonction des gisements de vent, de soleil, de biomasse, mais aussi de la localisation de la demande et de l'infrastructure existante ou à renforcer, il conviendra d'opter pour une tarification au coût réel du raccordement, incitative à une localisation efficace des installations. En complément, un tarif à l'injection, de préférence horo-saisonnalisé, est possible mais son utilité est contesté par certains experts, l'énergie produite par les EnR étant fatale et interruptible.

Enfin, dans un avenir moins immédiat et à mesure que les besoins de flexibiliser l'ajustement offre-demande se renforceront, des contrats locaux de flexibilité pourront être mis en place, à l'instar de ce qui émerge dans les pays où le réseau est plus congestionné (voir encadré 4).

#### 4. Maintien de la péréquation tarifaire et d'un opérateur national ?

##### *La péréquation tarifaire est l'un des fondamentaux de notre modèle énergétique...*

Une telle évolution de la tarification bouscule la péréquation tarifaire, qui promeut la solidarité entre les territoires et qui constitue, avec l'égalité de traitement, un des fondamentaux du modèle énergétique français. Pour François-Mathieu Poupeau, auteur d'un article de référence<sup>114</sup>, « la péréquation géographique tarifaire fait partie de ces institutions que l'ordre politique pose comme des objets "naturels" voire immuables ». Elle serait « consubstantielle, pour beaucoup, à un pays jacobin, où la notion d'égalité est profondément ancrée dans la vie sociale ».

Les Français se déclarent en effet très attachés à ce principe apparaissant comme égalitaire. Des sondages, par exemple celui réalisé par Synopia début 2017, il ressort que leur soutien à la péréquation tarifaire est franc et massif, 67 % ayant répondu qu'elle devait être maintenue, quel qu'en soit le coût, et 26 % imposant des conditions à sa remise en cause.

Contrairement aux idées reçues, la péréquation ne date pas de 1946, année de la nationalisation du secteur électrique et de la création d'EDF. Introduite au début des années 1950, elle s'est faite progressivement, certaines différences de tarifs perdurant jusqu'à la fin des années 1980. La FNCCR, venant en appui des autorités concédantes des territoires ruraux, a été la cheville ouvrière de cette évolution (qui commence en fait

---

<sup>113</sup> La situation de départ n'est pas identique pour les installations de taille importante raccordées au HTA et pour celles raccordées en BT. Mais les problématiques de proximité de la demande et de proximité au réseau ne sont pas très différentes.

<sup>114</sup> Poupeau F.-M. (2007), « La fabrique d'une solidarité nationale. État et élus ruraux dans l'adoption d'une péréquation des tarifs de l'électricité en France », *Revue française de science politique*, 2007/5 (vol. 57), août, p. 599-628.

dès 1930), EDF se montrant plutôt favorable à une différenciation des tarifs (par régions) sous la houlette de ses économistes souhaitant caler les tarifs sur des coûts.

### **... mais qui pourrait présenter des biais**

Si elle offre des avantages, la péréquation présente également des biais. Elle constitue un frein aux innovations s'appuyant sur des différences de coûts entre différents points du territoire (stockage, gestion intelligente, etc.) qui trouvent dans des prix différenciés une source de valorisation. De même, en moyennant les coûts, un tarif indifférencié géographiquement ne favorise pas toujours la maîtrise de la demande, du moins dans les territoires où elle est le plus nécessaire – on pense tout particulièrement aux zones insulaires ou non interconnectées (ZNI) – et n'incite pas à une meilleure gestion des ressources locales.

La partie 2 a montré qu'aucune des technologies de production locale, de stockage et de gestion numérique n'était encore « disruptive », sauf peut-être dans des niches particulières, ce qui incite à ne pas opérer de changements. A priori, il n'y a pas de raisons d'interdire l'optionnalité qui permet de proposer des solutions adoptées par un nombre limité de consommateurs à un prix différent de l'option « universelle », en appliquant le principe général, souvent édicté mais pas toujours appliqué que « celui qui décide paie ». Le développement de ces optionalités devrait s'accompagner d'une régulation plus a posteriori de la CRE.

Dans un avenir indéterminé, la baisse annoncée des coûts des technologies induira l'extension de ces niches, en particulier dans des régions dotées de ressources abondantes, d'autant que la pénétration du numérique se généralisera. Dans ce domaine, l'adoption de standards diminuera drastiquement les coûts des composants, mais incitera aussi à développer des logiciels de pilotage. Le nombre de consommateurs quittant le système – en général les plus aisés et les plus avertis en matière de nouvelles technologies – deviendra élevé. Les charges de péréquation reposant sur une assiette de consommateurs plus réduite, cela en incitera d'autres à quitter également le système, avec un risque d'effet boule de neige, ne laissant *in fine* dans ce système que les moins bien lotis.

Par ailleurs, un statu quo, en bridant certaines innovations, risque de mettre la France en retard dans des domaines qui sont des relais de croissance importants pour son industrie et son économie. C'est aussi retarder l'accès d'un grand nombre de consommateurs à ces innovations.

### **Conserver un opérateur de taille nationale reste un atout pour la France**

Dans un rapport remis au Commissariat général du Plan en 2000, Jean Bergougnoux, ancien directeur général d'EDF, relevait que « péréquation tarifaire et (quasi)unicité du distributeur sont intimement liées » et que dans « dans un pays où un certain nombre de distributeurs de taille comparable se partagent l'alimentation du territoire, la péréquation tarifaire n'est pratiquée qu'à l'intérieur de chaque zone de distribution »<sup>115</sup>. À l'inverse,

---

<sup>115</sup> Commissariat général du Plan (2000), *Services publics en réseau : perspectives de concurrence et nouvelles régulations*, rapport du groupe présidé par Jean Bergougnoux, La Documentation française.

l'existence d'un opérateur unique n'empêche pas d'avoir des zones de tarifs différenciés, comme l'a montré la situation française jusque dans les années 1980.

En Europe, hormis la France, la péréquation tarifaire est appliquée dans les pays latins (Italie, Espagne, Portugal) et en Irlande. Les pays du nord de l'Europe (Allemagne, Autriche, Danemark, Norvège, Belgique, Angleterre, Finlande, Pays-Bas, Suède, etc.) ont un système de distribution très fragmenté et ne pratiquent pas la péréquation tarifaire.

Le cas de l'Allemagne, déjà évoqué, est riche d'enseignements. Un des buts affichés de sa transition énergétique était de décentraliser la production et la gestion de l'énergie. C'est une tendance inverse qui est observée. Les quantités désormais très importantes d'énergie intermittente de l'éolien et du solaire PV ont entraîné une sollicitation plus forte des réseaux. Les écarts grandissants entre régions ont soulevé un débat assez vif<sup>116</sup> début 2017, ce qui a conduit le Bundestag à voter en juillet une loi égalisant les tarifs des quatre gestionnaires du réseau de transport de cet État fédéral.

Le réseau de distribution n'est pas impacté par cette loi, les citoyens allemands restant très attachés à leur système appuyé sur des Stadtwerke. La pénétration du numérique incite toutefois à certains regroupements<sup>117</sup>, en raison des économies d'échelle qu'ils procurent, ce qui pose la question de la taille optimale de ces entités. La tendance est confirmée par la décision des deux grands énergéticiens E.ON et RWE, prise en mars 2018 avec l'aval du gouvernement, de regrouper leurs activités de distribution au sein d'E.ON dans le cadre d'un vaste projet d'échange d'activités et de capital. E.ON pourrait totaliser à l'issue de cet échange 60 % du réseau de distribution.

La France dispose déjà d'un opérateur national et ces observations tendent à montrer que, outre la garantie d'une certaine cohésion nationale, cela reste pour l'instant un atout pour le pays face aux enjeux industriels de plus en plus mondialisés des réseaux de distribution. Pour le GRD, la révolution en cours est pleine d'opportunités mais aussi de risques car il devra mener les transformations internes lui permettant d'intégrer les nouvelles technologies, à commencer par le numérique.

### ***À terme, les arbitrages nécessaires entre solidarité nationale et libertés locales suppose vraisemblablement un débat national***

Dans l'hypothèse cependant d'une décentralisation énergétique de plus en plus poussée, des pistes devront être explorées pour responsabiliser les territoires. Les bases d'une nouvelle solidarité entre territoires compatible avec le développement d'innovations technologiques et le pilotage efficace du système électrique devront être posées.

Il appartient au régulateur de mener des études comparant le coût des inefficacités et la valeur sociale de l'équité, afin d'éclairer l'indispensable débat public sur les arbitrages à réaliser entre solidarité nationale et libertés locales, et sur la manière de tenir compte des coûts induits par la garantie de continuité d'approvisionnement et par le fait de permettre des échanges entre utilisateurs et entre territoires, dans un contexte de production et

---

<sup>116</sup> Voir par exemple « [Politische Stromnetze](#) » (Des prix de réseau politiques), *Frankfurter Allgemeine Zeitung*, 8 janvier 2017.

<sup>117</sup> Voir par exemple le cas de Cologne, Düsseldorf et Duisburg ; *Handelsblatt* du 10 novembre 2016, « [Rivalen am Rhein rücken zusammen](#) ».

distribution décentralisées. Pour fixer les idées, le tableau 4 indique les ordres de grandeur des écarts de résultats entre concessions, les plus rentables étant situées dans les zones les plus denses démographiquement et inversement.

**Tableau 4 – Les cinq concessions de distribution les plus rentables et les cinq plus déficitaires en métropole**

Concession	Résultats 2011 (M€)
Syndicat intercommunal de la périphérie de Paris pour l'électricité et les réseaux de communication	149,82
Ville de Paris	140,74
Syndicat intercommunal pour le gaz et l'électricité en Île-de-France	54,60
Syndicat départemental du Val-d'Oise	38,08
Syndicat d'énergie des Yvelines	34,84

Concession	Résultats 2011 (M€)
Syndicat intercommunal d'électricité et de gaz du Puy-de-Dôme	-14,03
Syndicat départemental d'énergie de la Dordogne	-13,96
Fédération départementale d'électricité du Lot	-11,16
Syndicat départemental d'énergie de l'Allier	-10,89
Syndicat départemental d'énergie du Cantal	-10,38

Source : Rapport public annuel de la Cour des Comptes – février 2013

## 5. Gouvernance et régulation

Le modèle français de la distribution électrique, avec sa double dimension nationale et territoriale, a permis d'offrir au réseau un des meilleurs rapports qualité/prix européens, grâce notamment aux économies d'échelle. Son organisation autour des concessions, avec une solidarité inter-régionale pour la gestion des crises a fait ses preuves. Ces atouts sont précieux pour conduire les évolutions qui s'annoncent, compliquées par un nombre de protagonistes de plus en plus élevé.

Outre les gestionnaires de réseau, on compte la CRE, la DGEC, les fournisseurs, les agrégateurs, les collectivités locales, l'ANSSI, la CNIL, les associations de consommateurs, des fabricants, des prestataires des NTI, etc. Chacun de ces acteurs suit ses propres intérêts : par exemple, avec le compteur communicant Linky, ceux du consommateur sont de maîtriser sa facture et ceux du GRD sont les économies de relève des consommations, tandis que certaines collectivités y voient un outil leur ouvrant la possibilité de reprendre le contrôle de l'exploitation de leur réseau.

L'existence d'un opérateur de distribution unique et, du fait de sa taille, ayant des compétences industrielles, aide à opérer les bons choix technologiques pour limiter le risque industriel, mais il reste à déterminer comment répartir la valeur d'une innovation entre les parties prenantes. La gouvernance du système électrique est également à réinventer en

exploitant localement au mieux les complémentarités des systèmes locaux avec le système national existant.

Avec la décentralisation des décisions d'investissement doit s'appliquer la condition « qui décide paie ». L'organisation semble de manière assez naturelle se faire selon trois niveaux :

- au niveau national, la France étant liée par un certain nombre d'accords internationaux (principalement l'accord de Paris) ou de décisions communautaires (Directive 3x20, « Clean Energy Package », etc.). C'est le niveau auquel se discute la programmation énergétique (PPE) qui en 2018 donne lieu à un débat national et à un débat parlementaire et où siège le comité du système de distribution publique d'électricité (CSDPE) qui examine les politiques d'investissement des gestionnaires des réseaux publics d'électricité (article L. 111-56-1 du code de l'énergie). La CRE et le CSDPE seront les lieux de ce niveau de gouvernance ;
- au niveau régional, avec le rôle renforcé des collectivités territoriales en matière d'énergie suite à la création des Plans Climat-air-énergie territoriaux (PCAET) pour les EPCI (intercommunalités), des Schémas régionaux de développement et d'aménagement durable des territoires (SRADDET) ;
- au niveau des concessions, la signature du nouveau modèle de contrat de concession en décembre 2017 prévoit des schémas directeurs d'investissements. Vingt-cinq ans après l'accord de 1992, l'accord modernise dans la durée la relation d'Enedis avec les autorités concédantes<sup>118</sup>. Il intègre aussi les évolutions de notre société : transition énergétique, évolution territoriale et transformation numérique. Les Commissions départementales seront les lieux de ce niveau de gouvernance.

L'occurrence annoncée des communautés énergétiques et de l'autoconsommation collective peut amener à définir un quatrième niveau si ces communautés étaient amenées à gérer des réseaux privés. Dans ce cas, la question du portage du risque – pour la continuité d'alimentation et la qualité du courant, la sûreté des installations en particulier – est primordiale. Deux questions se posent en particulier :

- la gestion du réseau fermé et la responsabilité de la qualité de service et de l'équilibre du réseau : cela implique que soient clairement explicitées les diverses responsabilités en cas de rupture d'approvisionnement. A priori, elles doivent être identiques à celles demandées à un GRD ;
- la fourniture d'électricité : le gestionnaire du site doit à l'intérieur de son périmètre revêtir des fonctions de producteur (pour les moyens de production locaux), de gestionnaire de l'équilibre offre-demande sur son périmètre et de fournisseur pour l'établissement des contrats et la facturation des occupants.

À ces responsabilités s'ajoute la gestion des données associées : où sont-elles gérées ? Qui les intègre ? Comment intégrer des données multi-énergies et/ou multi-systèmes ? Comment gérer les questions habituelles de respect de la vie privée et de cyber-sécurité ?

---

<sup>118</sup> On notera au passage que 520 autorités concédantes est un chiffre excessif pour la France. Cela conduit à des coûts de transaction inutiles dans le cadre de contrats de concessions nécessairement différents, ce qui fait que certains doivent être bénéficiaires pour couvrir le déficit des autres

La gouvernance actuelle s'avère donc complexe, faisant intervenir outre Enedis, la CRE, EDF, les autorités concédantes et l'État. Les fournisseurs et les associations de consommateurs interviennent également, *via* notamment des contestations très fréquentes du TURPE, le Conseil d'État étant appelé régulièrement à trancher sur une question on ne peut plus technique.

Cet état des choses a pu avoir sa pertinence, mais dans un contexte de transition énergétique et de pénétration de technologies innovantes, le rôle des acteurs a besoin d'être clarifié et la gouvernance d'être assainie. Le GRD doit pouvoir devenir un acteur de premier plan de l'électrification des usages dans le bâtiment et la mobilité. La tarification doit devenir incitative pour lui permettre de se consacrer entièrement à la préparation de l'avenir.



## Conclusion et recommandations

### ***Les systèmes électriques sont engagés aujourd'hui dans une profonde transformation qui bouleverse le rôle des réseaux de distribution***

Sous la poussée de nouvelles technologies et d'attentes sociétales et environnementales, le système électrique bâti après la dernière guerre autour d'un réseau centralisé et de centrales conventionnelles, au charbon d'abord, puis nucléaires et au gaz, vacille devant la progression des EnR et des réseaux intelligents, alors que les usages sont appelés à s'électrifier pour répondre aux impératifs de décarbonation de l'économie.

Les réseaux, jusqu'alors considérés comme de simples supports au transit d'électrons soumis aux lois du marché, se retrouvent désormais en première ligne de la transition énergétique. Ceux-ci étaient divisés traditionnellement en un réseau de transport (le RT, en France RTE) en charge de la très haute tension<sup>119</sup> et de l'équilibre général du système, et de réseaux de distribution (RD, en France majoritairement regroupés dans Enedis) gérant la moyenne et la basse tension<sup>120</sup> jusqu'au client final. Cette décentralisation, qui entraîne un déplacement du centre de gravité de l'industrie électrique vers les RD, va modifier des équilibres résultant de choix historiques qui datent de plus d'un siècle, où se mêlent intimement des aspects techniques, économiques, sociaux, réglementaires et institutionnels. Elle brouille les contours entre acteurs : des micro-réseaux privés, avec une part d'autoconsommation, sont susceptibles d'apparaître et de se substituer à des portions de RD ; l'apparition de moyens de production et de flexibilité décentralisés engendre des flux d'énergie bidirectionnels et une partie de l'intelligence du système électrique se voit « descendre » au niveau du RD, entamant ainsi les prérogatives traditionnelles du RT.

Cette redéfinition des contours rend incertain le périmètre futur du GRD, voire menace son rôle à venir. Mais elle crée également une opportunité qu'il se doit de saisir pour devenir un acteur de premier plan dans la transition énergétique, en particulier dans la relance des usages de l'électricité<sup>121</sup> et la décarbonation de l'économie, un peu sur le modèle de l'Agence pour les économies d'énergie, instaurée en 1974 après le premier choc pétrolier. Une telle mutation doit être accompagnée par les pouvoirs publics, mais le GRD a le devoir

---

<sup>119</sup> Majoritairement 400 000 V.

<sup>120</sup> 20 000 V et 400 V.

<sup>121</sup> D'après la loi, l'électricité doit couvrir en 2050 53 % des besoins en énergie finale contre 25 % aujourd'hui.

en parallèle de mener en interne les transformations nécessaires à la maîtrise des nouvelles technologies émergentes, à commencer par le numérique.

Cette mutation doit être replacée dans une perspective historique car depuis l'origine – il y a près d'un siècle – les réseaux de distribution sont la propriété des communes et leur gestion s'opère majoritairement dans un cadre concessif. Avec la loi de nationalisation de 1946, ce fonctionnement au niveau territorial s'est doublé d'une organisation nationale de la distribution autour d'EDF<sup>122</sup> qui a perduré jusqu'à aujourd'hui, les activités de distribution ayant été regroupées principalement au sein d'Enedis avec une mission de service public (voir Annexe 1). Concernant les ELD, on notera que de nombreuses coopérations et mutualisations existent avec Enedis (par exemple sur les achats de compteurs évolués ou sur le volet réglementaire).

Cette organisation de la distribution a permis à la France d'instaurer une solidarité entre les territoires, notamment avec la péréquation du tarif d'acheminement et les moyens mutualisés d'intervention. Ce système se voit aujourd'hui remis en question par les évolutions technologiques et par l'appétence des consommateurs pour une certaine autonomie énergétique, individuelle ou collective. La baisse des coûts des EnR laisse entrevoir à de nombreux Français la possibilité de produire localement leur propre énergie. Le développement du stockage, l'essor de nouveaux usages comme la mobilité électrique et celui des réseaux intelligents ou « smart grids » semblent leur promettre de pouvoir gérer au plus fin leurs besoins énergétiques en fonction de l'offre disponible.

### *Les technologies disruptives pour les RD ont des maturités diverses*

Les **énergies renouvelables** sont raccordées dans 95 % des cas au réseau de distribution et confèrent ainsi à ce réseau une nouvelle fonction, celle de collecter l'énergie produite et de gérer des flux locaux qui deviennent bidirectionnels. Les EnR refondent le rapport au réseau des autoconsommateurs en lui donnant une fonction d'assurance en cas de défaillance de la production locale (absence de vent ou de soleil).

Les coûts des EnR décentralisées, principalement du solaire photovoltaïque, ont connu une forte baisse lors de la dernière décennie, mais le solaire PV sur toitures a du mal à concurrencer l'électricité délivrée par le système centralisé, l'autonomie énergétique d'une maison ou même d'un îlot d'habitations n'est économiquement justifiée que dans des cas spécifiques. Si l'autoconsommation apparaît rentable à ceux qui y ont recours, c'est en raison de dispositions fiscales et tarifaires favorables.

Le récent et rapide **développement des batteries** (lithium-ion), porté par la mobilité électrique, a fait baisser leur coût et change potentiellement la donne dans la gestion des réseaux. Cette évolution est toujours en cours<sup>123</sup>, mais à l'heure actuelle seule la fourniture de réglage primaire (maintien de la fréquence) trouve une certaine rentabilité. Une viabilité économique plus large n'est établie que si ce stockage décentralisé fournit d'autres services en combinant la valeur retirée par différents acteurs économiques de la chaîne de valeur du

---

<sup>122</sup> Dans la très grande majorité des cas. Certains territoires ont des opérateurs différents, comme les villes de Strasbourg ou Grenoble. Ces ELD (entreprises locales de distribution) opèrent dans un cadre concessif mais avec presque toujours également un lien capitalistique avec les territoires qu'elles desservent. Le modèle d'ELD s'inscrit dans l'organisation du système électrique et son monopole de distribution, sans le remettre en cause.

<sup>123</sup> Avec la construction dans divers pays de « Megafactories » qui devraient faire baisser le coût de production.

système électrique (production, transport, distribution, clients). Le modèle économique des EnR domestiques n'étant de son côté pas établi non plus, un système complètement décentralisé apparaît aujourd'hui exclu, pour des raisons économiques mais aussi techniques, comme l'ont montré des travaux antérieurs menés à France Stratégie<sup>124</sup>. Le développement du stockage pour les besoins du système électrique et, en particulier du réseau, requiert en outre un cadre réglementaire, en particulier tarifaire<sup>125</sup>, approprié.

La baisse du coût des batteries aura néanmoins des conséquences pour les réseaux de distribution via le **développement du véhicule électrique**. Les conséquences pour le GRD dépendront d'un grand nombre de facteurs : nombre et puissance unitaire des points de charge, répartition géographique des bornes (résidentiel, entreprises, espace public) et des conditions de recharge pour les longs trajets notamment. Cela pose la question de la cohérence des schémas de déploiement des infrastructures de recharge avec ceux de développement des réseaux. Le pilotage de la charge de tous les véhicules électriques offre en outre au gestionnaire de réseau une possibilité de mieux éviter les congestions (en lissant la courbe de charge par exemple).

Enfin, la **révolution numérique** est à l'œuvre dans le secteur électrique. Pour la distribution de l'électricité, sa voie de pénétration naturelle est la gestion des opérations d'autoconsommation ou des services énergétiques automatisés. Un meilleur pilotage du réseau s'appuiera sur une observabilité renforcée, des outils de prévision à tous les horizons de temps, de la maintenance préventive, d'une détection plus rapide des défaillances d'ouvrages et une gestion plus réactive des incidents. L'électricité se combinant naturellement avec les technologies numériques, qui ouvrent la voie au développement de systèmes intelligents, les principales ruptures technologiques à un horizon incertain mais sans doute inférieur à 10 ou 15 ans sont à attendre de cette convergence.

L'arrivée annoncée du bâtiment intelligent (« smart building ») doit faciliter l'efficacité énergétique tout en assurant le confort de ses occupants, et ses fonctions intelligentes devront être interfacées avec le réseau de distribution. Elles pourront progressivement s'étendre à un groupe de bâtiments, un quartier ou un territoire et gérer des ressources en commun dans le cadre de communautés énergétiques locales. Les retours d'expérience des divers projets de *smart grids* montrent cependant que pour l'instant, si les technologies de pilotage sont matures, elles ont du mal à être rentabilisées – par exemple l'effacement diffus chez les particuliers – en l'absence de tarification du kWh adaptée.

La question de la cybersécurité est fondamentale en raison de l'interpénétration du monde virtuel et du monde physique. Elle pose notamment le problème de la certification des objets connectés. Les volumes de données échangées connaissent une multiplication exponentielle qui confère une dimension nouvelle à la mission de service public des gestionnaires de réseau en matière de protection de la vie privée, et de tiers de confiance pour mettre à disposition des consommateurs, des collectivités et des acteurs de l'écosystème des données certifiées, qualifiées et formatées pour l'usage des clients.

---

<sup>124</sup> Beeker E. (2017), « [Énergie centralisée ou décentralisée ?](#) », *Note Actions critiques 2017-2027*, France Stratégie, janvier.

<sup>125</sup> Le tarif actuel ne présente pas de plages de prix suffisamment différenciées dans le temps. L'écart relatif de prix pourrait être augmenté si la part puissance dans le tarif réseau était rééquilibrée au détriment de la part énergie.

## Recommandations et points sensibles à instruire

L'objectif premier de cette étude est de porter à l'attention du public et des décideurs la complexité et la sensibilité des problématiques touchant à l'avenir du GRD.

Les analyses conduites à l'occasion de ce document portent à recommander de confirmer dans la loi les missions de service public du GRD<sup>126</sup>, de sorte à mieux distinguer le périmètre du monopole et les activités concurrentielles.

Un nombre important d'acteurs aux activités souvent fortement imbriquées est impliqué. L'annexe 2 – *Quel jeu des acteurs et quels scénarios possibles à 2035 pour la distribution en France ?* – a établi une première analyse du repositionnement des acteurs historiques et de l'arrivée de nouveaux entrants, qui devra être affinée.

Certains points comme la nécessaire évolution de la tarification appellent des réponses rapides. D'autres, qui voient s'affronter visions jacobines et décentralisatrices, méritent un débat public et nécessitent une instruction supplémentaire qu'il n'était pas possible de réaliser dans le cadre de ce travail. Les propositions de natures réglementaires et tarifaires sont à considérer à court terme car elles sont incitatives à des décisions d'investissement pertinentes, à la fois favorables à la production décentralisée et au système dans sa globalité. Il s'agit en particulier de fixer dès à présent un cadre clair et économiquement pertinent à des pratiques comme l'autoconsommation, qui permette de valoriser correctement les actions tendant à flexibiliser la demande (pilotage, stockage).

Les autres propositions relèvent de l'organisation générale à long terme, à un horizon qui dépendra de la maturité des technologies, en particulier du stockage décentralisé et du numérique.

### **PROPOSITION N° 1**

**Conserver un opérateur national de distribution d'électricité<sup>127</sup> en redéfinissant ses missions afin qu'il devienne un acteur de premier plan de la transition énergétique et un facilitateur de l'électrification des usages. Parallèlement, Enedis doit mener les transformations internes lui permettant d'intégrer les nouvelles technologies, à commencer par le numérique. Les autres GRD français devront également évoluer en ce sens.**

La révolution énergétique en cours a pour but de décarboner nos économies et l'électricité est le vecteur énergétique principal qui doit permettre d'y parvenir. Tous les acteurs du domaine sont appelés à y participer mais la redistribution de leurs rôles est source d'incertitude et de risque de désorganisation. Elle touche en premier lieu le GRD.

Ce document de travail fait le constat que, pour l'instant, l'existence d'un opérateur national est un atout pour le pays pour mener à bien l'électrification des usages au regard des enjeux

---

<sup>126</sup> Il s'agit de la gestion de l'équilibre du réseau et de sa sûreté, du raccordement en particulier des nouveaux usages (renouvelables, véhicules électriques) vecteurs de la transition énergétique, du comptage et de la gestion des données associées, et de la gestion des risques extrêmes (aléas climatiques, cyber attaques, etc.).

<sup>127</sup> Pour mémoire, cette étude a été entièrement menée avant que le projet Hercule de restructuration d'EDF n'ait été rendu public.

industriels de plus en plus mondialisés des réseaux de distribution. Elle s'avère également garante d'une certaine cohésion nationale. La sortie d'une ou plusieurs métropoles du système monopolistique fragiliserait par exemple dangereusement l'organisation de la distribution, tout en désoptimisant l'économie générale du système électrique. Par leur densité, ces métropoles représentent une part importante du revenu d'Enedis et participent largement à la redistribution des coûts de distribution sur tout le territoire.

Pour le GRD, la révolution en cours est pleine d'opportunités mais aussi de risques. Sa mutation doit être accompagnée par les pouvoirs publics qui se doivent de faire évoluer le contexte réglementaire afin que le GRD puisse mener à bien ses missions et réaliser les investissements à la hauteur de l'ambition industrielle française sans remettre en cause la compétitivité actuelle du tarif de réseau français.

Le modèle historique, avec sa double dimension nationale et territoriale, est appelé à évoluer et à trouver un nouvel équilibre dans ses différentes missions confiées aux GRD. Les transformations en cours analysées tout au long de ces pages montrent comment doit évoluer le modèle historique du GRD, vers celui de GSD, gestionnaire de système de distribution (en anglais DSO, *Distribution System Operator*) par :

- un renforcement du rôle actif du distributeur dans la gestion du système électrique pour répondre à l'apparition de flux bidirectionnels et de production intermittente ;
- un renforcement du rôle de facilitateur à la fois pour répondre au développement du marché de l'énergie et au nombre croissant d'acteurs impliqués (consommateurs, fournisseurs, producteurs décentralisés, agrégateurs) ;
- le développement d'un rôle de gestionnaire de données électriques au service des acteurs de la collectivité nationale (service public d'*open data*, tiers de confiance).

Pour ce faire, le GRD doit mener les transformations internes lui permettant d'intégrer les nouvelles technologies, à commencer par le numérique. Cela lui pose un problème vital de compétences et d'évolution des métiers, vers plus de transversalité et de polyvalence. L'enjeu est de taille, en particulier dans la gestion des données, qui constitue un métier entièrement nouveau pour Enedis. Cette étude recommande ainsi d'inciter les GRD à co-investir avec d'autres opérateurs pour mettre à profit tout le potentiel d'innovation apporté par le *big data* et les nouvelles technologies numériques. Les ELD devront de plus envisager des rapprochements opérationnels pour atteindre les objectifs décrits ci-dessus.

## **PROPOSITION N° 2**

**Engager des études complémentaires approfondies afin de définir ou redéfinir les périmètres des nouveaux et anciens acteurs de la transition énergétique et de leurs frontières avec le GRD.**

Les nouvelles prérogatives en matière de politique énergétique conférées par la loi aux collectivités locales introduisent des zones de recouvrement avec celles des RD, ainsi qu'avec les communautés d'énergies renouvelables et les communautés énergétiques citoyennes, qui regroupent des consommateurs autour d'opérations d'autoconsommation collective ou autres réseaux fermés de distribution.

À l'amont, le RD va désormais devoir se coordonner beaucoup plus étroitement avec le RT pour optimiser l'équilibre général du réseau ou à l'extrême pour éviter les défaillances du système. Il doit mettre en place des outils de flexibilité pour gérer les congestions, alors que depuis sa création, cette gestion était réalisée par le GRT, au niveau national. Sans coordination entre les deux gestionnaires de réseaux, un risque de désoptimisation du système apparaît clairement, ou même de désorganisation s'agissant du maintien de la fréquence, de la tension et de la gestion de l'énergie réactive, chacun utilisant des critères qui lui sont propres. Cela nécessite des règles techniques claires et de signaux économiques pertinents, ce qui oblige à définir la valeur économique locale de la flexibilité. À l'aval, le problème est symétrique et les mêmes règles doivent prévaloir avec les réseaux fermés ou les communautés énergétiques.

Les nouvelles technologies (stockage, gestion des données en particulier) vont faire pénétrer le RD dans le champ concurrentiel, ce qui le met en concurrence et/ou en complémentarité avec les opérateurs de ces technologies. Ce « floutage » du périmètre des acteurs n'ira pas sans soulever la question du portage du risque (afin de déterminer les responsabilités en cas de rupture d'alimentation ou d'un black-out) et celle de la tarification, donc de la taxation (quelles recettes pour quelles redistributions au niveau national et local). Ces questions méritent d'engager sans tarder des études complémentaires.

### **PROPOSITION N° 3**

**Revoir la tarification du réseau (TURPE) de manière à ce que sa structure reflète mieux les coûts supportés. En particulier, à niveau tarifaire constant, il convient de donner une importance beaucoup plus grande à la part puissance et à la part fixe, au détriment de la part énergie, et à facturer au coût réel le raccordement des installations décentralisées de production.**

De manière générale, une structure tarifaire vise à envoyer les bons signaux économiques aux différents utilisateurs. Elle doit donc être fondée sur le principe de reflet des coûts. Le TURPE actuel couvre toute une variété de coûts allant du comptage à la gestion des données en passant par le support, les prestations de raccordement, la relation avec les clients ou la fourniture de certains services. Une modernisation est envisageable. Dans l'immédiat, avec les transformations en cours, les flux en énergie sur le réseau vont diminuer. Le réseau va donc revêtir un rôle de plus en plus assurantiel, ce qui plaide pour une évolution de sa rémunération vers une plus grande part allouée à la puissance garantie. Le réseau fait également face à des frais fixes incontournables qui mériteraient d'apparaître en tant que tels dans le TURPE.

Le système électrique est en passe de devenir un monde avec des coûts variables très réduits, voire nuls, aussi bien du côté de la production que de celui des réseaux et de la consommation. La tarification actuelle en fonction de l'énergie donne, par exemple, un avantage important aux autoconsommateurs sans justification économique quand ils utilisent le réseau comme un secours. Actuellement, l'autoconsommation est soutenue via des dispositions fiscales et tarifaires extrêmement favorables qui ne peuvent pas être étendues à tous les consommateurs, sans quoi les coûts fixes du réseau ne pourront plus être recouverts.

De manière générale, il conviendra de redonner toute sa place au calcul socioéconomique et en particulier aux analyses de bénéfices pour la collectivité. Cela pourra se concrétiser par un bilan économique annuel des smart grids, réalisé conjointement par RTE, Enedis et les ELD<sup>128</sup> en lien avec la CRE.

À court terme, deux évolutions sont nécessaires :

- à l'instar de ce qu'ont déjà fait de nombreux pays européens, augmenter la part fixe au détriment de la part variable de façon qu'elle devienne au moins majoritaire ;
- afin d'inciter les développeurs à localiser de manière optimale les nouvelles installations, facturer leur raccordement au coût réel.

La tarification devra rapidement comporter une part facturant les nouveaux services, en particulier ceux liés à la fourniture et à la gestion de données ainsi que ceux de facilitation à la transition énergétique.

Une évolution de la structure de la tarification fera inmanquablement des gagnants et des perdants et il conviendra d'en établir la cartographie détaillée pour déterminer comment compenser, s'il y a lieu et pendant une période transitoire (on pense aux ménages modestes), les évolutions négatives.

#### **PROPOSITION N° 4**

**Revoir l'architecture de la régulation afin de tirer parti de la capacité d'innovation des GRD, en particulier face à la difficulté de juger a priori de l'intérêt d'un recours à des technologies disruptives.**

La capacité à identifier et à exploiter les opportunités technologiques pourra résulter de la combinaison entre le savoir-faire des GRD et l'approche disruptive des nouveaux acteurs. En outre, il apparaît que pour de nombreuses innovations en émergence, telles que le stockage ou la fourniture de flexibilité grâce aux technologies numériques, une partie de leur valorisation se fera par des services au réseau de distribution. Or le cadre de régulation actuel tend à restreindre les possibilités des gestionnaires de réseau à investir dans certains champs d'innovation, au motif qu'il s'agit d'un marché concurrentiel<sup>129</sup>.

Au regard des nouveaux usages et des opportunités qui apparaissent avec la transition énergétique et alors que les modèles d'affaires des activités associées ne sont pas identifiés, la possibilité pour les GRD de prendre part directement à l'émergence de nouvelles filières doit être explorée, afin que la collectivité puisse tirer parti de sa capacité d'innovation.

Il convient donc d'engager une réflexion sur la relation entre le régulateur (la CRE) et les entités régulées (les GRD), afin de faire évoluer les mécanismes classiques de régulation en cours. En particulier, la rémunération est actuellement basée sur les coûts évalués a posteriori, ce qui n'incite les gestionnaires ni à la performance, ni à l'innovation, alors que

---

<sup>128</sup> Entreprises locales de distribution.

<sup>129</sup> Pour la diversification des activités d'un gestionnaire de réseau dans des filières, qui relèvent du domaine concurrentiel, la CRE impose les règles suivantes : demeurer strictement accessoire à son activité initiale ; prévenir tout risque de subventionnement croisé ; ne pas être financé par les tarifs d'utilisation des réseaux ; garantir une absence de confusion d'image entre les activités régulées et les activités concurrentielles.

dans le futur les nouvelles technologies inciteront, souvent légitimement, le RD (et le RT) à assurer lui-même l'équilibrage de son réseau en y ayant recours.

Concernant le numérique, l'expérience nous enseigne que les acteurs fonctionnent en une succession de tentatives et de corrections des erreurs. Le GRD, outre les services numériques qu'il doit fournir dans le cadre des concessions, devrait pouvoir en fournir moyennant contribution (en s'appuyant le cas échéant sur des données non publiques). Certains de ces services numériques peuvent relever d'une activité privée.

Les performances et les capacités d'innovation du GRD doivent donc être évaluées avec de nouveaux critères, d'autant que les modèles d'affaires de ces technologies ne sont pas encore clairement identifiés, ce qui implique une rémunération du risque pris. Cela pourrait passer par un encouragement :

- de la CRE<sup>130</sup> à aborder et traiter les questions industrielles, en particulier dans le numérique et la capacité à auditer des données ;
- des GRD à être force de proposition de modèles d'affaires sur les nouveaux champs de création de valeur.

Cette question est à instruire à court terme.

### **PROPOSITION N° 5**

**La décentralisation pourrait remettre en question un des fondamentaux du modèle énergétique français, la péréquation tarifaire, à laquelle les Français sont attachés. L'adaptation éventuelle de ce fondamental ne pourra pas s'affranchir d'un débat public.**

Souvent considérée comme consubstantielle à notre pays jacobin, la péréquation tarifaire est de fait un des fondamentaux du modèle énergétique français. Les Français se déclarent très attachés à ce principe apparaissant comme égalitaire.

Si elle présente des avantages indéniables, la péréquation ne va pas sans certains biais. Elle constitue un frein pour les innovations qui trouveraient dans des prix différenciés géographiquement une source de valorisation (stockage, gestion intelligente, etc.). Un tarif indifférencié ne favorise pas toujours la maîtrise de la demande, du moins dans les territoires où elle est le plus nécessaire – on pense notamment aux zones insulaires ou non interconnectées (ZNI) – et n'incite pas à une meilleure gestion des ressources locales.

Aucune des technologies de production locale, de stockage et de gestion numérique présentées dans ce document de travail n'est encore « disruptive », sauf peut-être dans des niches bien particulières. La question d'une remise en cause de la péréquation ne se pose donc pas dans l'immédiat. À terme, on peut toutefois anticiper que des communautés énergétiques, profitant de conditions favorables, souhaitent s'affranchir du réseau public sur la base de considérations purement économiques et donc faire porter les charges de réseau sur une assiette appelée à se rétrécir progressivement. Cette ambition sera alors à mettre en regard de la valeur d'ensembles industriels faisant bénéficier la collectivité nationale de

---

<sup>130</sup> Commission de régulation de l'électricité.

technologies toujours plus avancées (intelligence artificielle), avec les risques associés en matière de cybersécurité.

À noter que pour la péréquation tarifaire, la (quasi)unicité du distributeur est un facteur de simplification de sa mise en œuvre.

Toute décision sur l'évolution de la péréquation doit alors passer par un débat public sur les arbitrages à réaliser entre la solidarité nationale et les libertés locales. Comment tenir compte des coûts qu'induit la garantie de continuité et de capacité dans un contexte de production et de distribution qui pourraient être décentralisées ? Les choix à faire dépassent largement le secteur de l'électricité ou de l'énergie. Ils relèvent également de l'aménagement du territoire. La question de la décentralisation énergétique ne peut pas être dissociée de celle de la décentralisation en général.



## Annexe 1

### Composition du groupe de travail et personnes auditionnées

Membres du groupe de travail « Le GRD dans la transition énergétique »

*Certains membres ne sont plus en poste à la date de parution.*

#### Membres permanents

**Dominique Auverlot**, France Stratégie

**Étienne Beeker**, conseiller scientifique à France Stratégie, animateur du groupe de travail

**Gilles Bellec**, ingénieur général des Mines, référent énergie au Conseil général de l'économie (CGE)

**Christophe Chauvet**, président de l'ADEeF (Association des distributeurs d'électricité en France)

**Olivier-Yves David**, MTES, DGEC

**Jean-Baptiste Galland**, directeur de la stratégie, Enedis

**Jean-Pierre Hauet**, ingénieur général des Mines, consultant

**Pierre Janiszewski**, élève à l'ENS Paris-Saclay, stagiaire à France Stratégie

**Richard Lavergne**, MTES, conseiller du directeur général énergie-climat puis référent énergie au Conseil général de l'économie (CGE)

**Michel Massoni**, coordonnateur du collège Économie et Financement, Conseil général du développement durable

#### Membres ayant temporairement participé au groupe de travail

**Lionel Janin**, chef-adjoint du DDDN, France Stratégie

**Camille Boulenguer**, élève à Sciences Po, stagiaire à France Stratégie

**Michel Derdevet**, secrétaire général, Enedis

**Pierre Mallet**, directeur R&D et innovation, Enedis

**Louis Sanchez**, MTES, DGEC

**Cédric Thoma**, MTES, DGEC

#### Personnes auditionnées par le groupe de travail

**Fabrice Alves**, Schneider Electric

**Thierry Bardy**, Orange

**Jean-Baptiste Bart**, EDF R&D - EFEE

**Alain Chardon**, Capgemini

**François Dauphin**, Hewlett Packard France

**Jean Facon**, directeur adjoint et chef du service juridique, FNCCR

**Olivier Fontanié**, Enedis

**Charles-Antoine Gautier**, chef du département énergie, FNCCR

**Étienne Gehain**, Engie

**Olivier Grabette**, RTE

**Patrick Grossetête**, CISCO

**Olivier Hersent**, Actily

**Dominique Jamme**, CRE

**Yann Laot**, Total

**David Marchal**, Ademe

**Mathieu Morcrette**, LCRS

**Michaël Salomon**, Clean Horizon Consulting

**Valérie Sauvant-Moynot**, IFPEN

**Laurent Schmitt**, GE Grid Solutions

**Pascal Sokoloff**, directeur général, FNCCR

**Laurent Torcheux**, EDF R&D

**Yves Verhoeven**, ANSSI

**Thomas Veyrenc**, RTE

**Philippe Vié**, Cap Gemini

## Annexe 2

# La distribution d'électricité en France en 2017

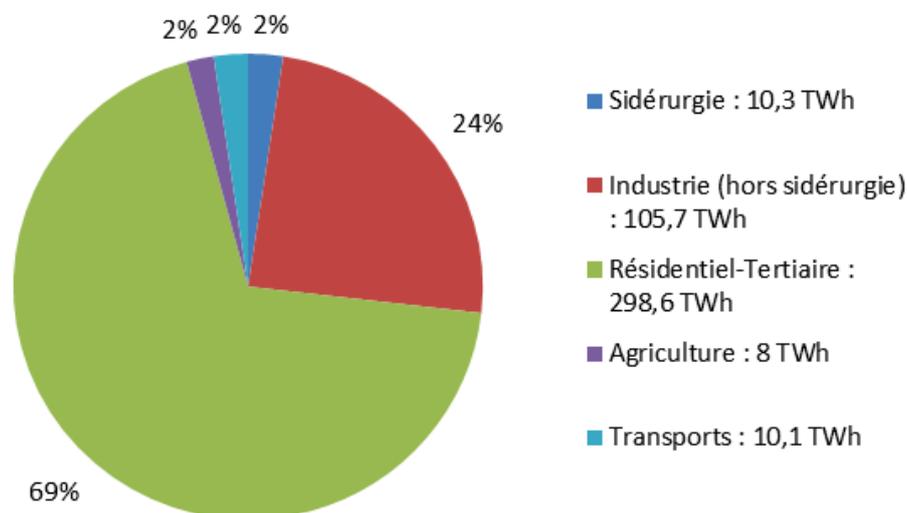
par ENEDIS

### 1. L'électricité, un bien particulier acheminé par un système

L'énergie électrique est devenue un produit de consommation banal, disponible à tout instant et en tout lieu, mais demeure en même temps un vecteur énergétique d'une importance stratégique. Toute rupture dans l'approvisionnement, comme ce peut être le cas à la suite d'une catastrophe naturelle, est considérée comme une crise.

De fait, l'électricité a de très multiples fonctions, dont le nombre ne cesse de croître au fur et à mesure des années. L'électricité est effectivement une énergie non substituable pour de multiples usages fondamentaux de la vie quotidienne : éclairage, électroménager, télécommunications, informatique, Hi-Fi, etc. Elle contribue par ailleurs chez de nombreux Français à la fonction de chauffage, qu'il s'agisse de l'espace, de l'eau ou des aliments, en concurrence avec d'autres sources d'énergie, dont notamment le gaz naturel. L'électricité joue enfin un rôle important dans de nombreux processus industriels (figure 1 et tableau 1).

Figure 1 – Consommation finale d'électricité par secteur



Source : SOES 2015

Dans les années à venir, l'impératif de la lutte contre le réchauffement climatique conduira l'électricité à accroître encore davantage son rôle en se substituant largement aux énergies fossiles, tant en matière de mobilité avec les véhicules électriques que de chauffage avec le développement des pompes à chaleur.

Tableau 1 – Chiffres clés de l'électricité en France

Production totale d'électricité	529 TWh
Consommation totale d'électricité	481 TWh
Part de l'électricité dans la consommation d'énergie finale	24 %

Source SOES 2015

Par ailleurs, le secteur de l'énergie contribue à 2 % de la valeur ajoutée en France pour 138 900 emplois, avec un rôle prépondérant de l'industrie électrique<sup>131</sup>. Cette dernière fournit en outre un apport positif à la balance commerciale française avec près de 38 TWh d'exportations en 2017.

Le caractère stratégique de l'électricité est donc appelé à se renforcer autour de trois grands enjeux : la sécurité d'approvisionnement, la compétitivité de l'énergie et la protection de l'environnement. La conciliation de ces enjeux est aussi fréquemment qualifiée de « *trilemne* ».

La protection de l'environnement est actuellement le principal déterminant de l'évolution du système électrique avec l'enjeu de la transition énergétique. La décarbonation implique effectivement le développement des énergies renouvelables, des véhicules électriques ou encore de l'efficacité énergétique. Tout cela refonde l'organisation et les principes de l'industrie électrique.

En conséquence, l'enjeu de la sécurité d'approvisionnement prend un tour nouveau avec notamment la problématique de l'intermittence et d'une structuration plus décentralisée, qui imposent de repenser en profondeur l'exploitation des systèmes électriques.

Dès lors la compétitivité de l'énergie est directement impactée. Cela concerne d'une part la capacité à assurer aux particuliers comme aux professionnels une électricité à un prix abordable, ce qui est historiquement un atout fort de la France. Le changement de système énergétique, et les lourds investissements qu'il implique, renouvellent l'approche de l'enjeu des prix, qui plus est dans un contexte où la précarité énergétique a augmenté ces dernières années. D'autre part, la compétitivité de l'énergie renvoie aussi à la capacité pour la France de générer des filières industrielles d'envergure qui soient génératrices d'emplois. Le pays dispose pour cela d'un tissu industriel reconnu internationalement, mais qui doit s'adapter à la rapidité des évolutions en cours. L'industrie de la distribution d'électricité est l'une d'elle.

## 2. L'organisation de la distribution est le résultat d'une longue évolution du système électrique français

### 2.1. Le réseau de distribution au sein du système électrique

Comparée à d'autres énergies, telles que le gaz naturel ou le pétrole, l'électricité demeure très difficilement stockable, qui plus est en grande quantité et à des coûts compétitifs. Le réseau a donc toujours été un élément nécessaire du système électrique pour amener l'électricité depuis les sites de production jusqu'aux consommateurs.

<sup>131</sup> Ministère de l'Environnement, de l'Énergie et de la Mer (2017), *Chiffres clés de l'énergie - Édition 2016*, février.

À chaque instant la production devant être égale à la consommation, le réseau permet une mutualisation des moyens de production et un foisonnement<sup>132</sup> des consommations facilitant cet équilibre entre offre et demande et diminuant son coût.

À cela s'ajoute le fait que les gestionnaires de réseau doivent assurer une qualité de l'électricité appréhendée à travers deux critères : la tenue de tension, qui doit par exemple être contenue au sein d'une plage +/- 10 % autour de 230 V, et la continuité d'alimentation électrique, dont le seuil légal est fixé annuellement à 6 coupures longues de plus de trois minutes, 35 coupures brèves et 13 heures de coupures longues par an et par client. La continuité d'alimentation fait l'objet d'une régulation incitative à travers un objectif de temps moyen de coupure fixé par la CRE (environ 65 minutes – disponibilité de 99,99 % aujourd'hui), mais aussi des versements de pénalités aux utilisateurs comme pour les cas de coupures longues supérieures à 5 heures.

Pour répondre à ces enjeux, l'électricité s'est à l'origine développée autour de petits îlots urbains. Progressivement, le développement des usages et l'impératif de l'électrification ont conduit à la constitution de réseaux nationaux, puis européens.

Aujourd'hui, l'ensemble est structuré autour de différentes échelles à travers les différents niveaux de tension du réseau (figure 2).

Le réseau de transport assure l'acheminement à longue distance et les interconnexions avec les autres pays européens sur son réseau (Haute tension B 2 ou HTB 2) de 220 kV et 400 kV, puis la répartition au niveau des régions sur le niveau inférieure (HTB 1) de 220 kV, 90 kV et 63 kV à destination des grands clients industriels et du réseau de distribution. Le gestionnaire de transport est principalement responsable de la gestion de la fréquence et de l'équilibre offre-demande ultime après la fermeture des marchés organisés.

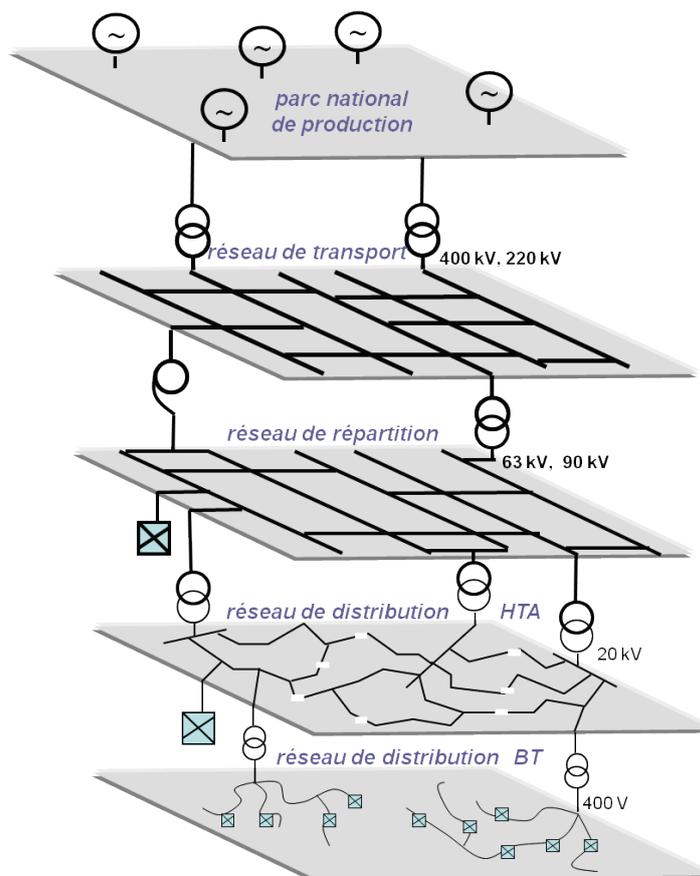
Le réseau de distribution, d'une longueur de 1,3 million de km, commence au niveau des 2 200 postes sources assurant la transformation en 20 kV. Le courant est alors acheminé sur le réseau HTA jusqu'aux postes de transformation en 400/230 V qui mènent au réseau basse tension (BT). Le réseau public de distribution prend fin au niveau du compteur des clients, qui est partie intégrante de ce réseau. Ce sont donc l'ensemble des clients résidentiels et commerciaux, ainsi que les petits industriels qui sont raccordés au réseau de distribution, soit près de 36 millions de clients aujourd'hui. Le gestionnaire de distribution est principalement responsable de la gestion de la tension. Le tableau 2 en résume les paramètres techniques.

Les gestionnaires de transport et de distribution sont en outre responsables du comptage des consommations et productions soutirées ou injectées sur leurs périmètres.

---

<sup>132</sup> Le foisonnement désigne le fait qu'à la maille de la France, d'une région ou même d'un quartier, l'ensemble des utilisateurs consomment de l'énergie à des moments différents, ce qui conduit à lisser la demande et à faciliter l'adaptation de la production à celle-ci. Plus le nombre de consommateurs augmente, plus il y a de foisonnement et donc de lissage de la courbe de demande.

Figure 2 – Structure du système électrique français



Source ENEDIS

Tableau 2 – Le réseau de distribution français en 2017

	Enedis	ELD
Nombre de postes source	2 262	
Réseau HTA (20kV)	639 292 km	36.600 km
Producteurs HTA	5 269	
Nombre de poste HTA/BT	783 262	41 000
Réseau BT	717 088 km	37 300 km
dont Souterrain	45 %	48 %
dont torsadé	46 %	
Consommateurs BT < 36 kVA	35 779 934	1 800 000
Consommateurs > 36 kVA	478 824	
Autoconsommateurs BT	20 000	
Producteurs BT	371 672	

Source : Enedis, ADEeF

Pour l'année 2017, les volumes d'électricité qui ont transité sur le réseau de distribution correspondent à des injections et à des soutirages des consommateurs (voir tableau 3). Sur le réseau de distribution, divers opérateurs injectent de l'électricité. Ce sont principalement RTE, d'une part, qui assume en France les responsabilités de gestionnaire du réseau de transport – les injections correspondantes se font au niveau des postes sources repartis sur le réseau – et, d'autre part, des producteurs de plus en plus nombreux ; 95 % des installations d'énergie renouvelable se raccordent aujourd'hui sur le réseau de distribution.

Outre les soutirages, les injections viennent compenser les pertes électriques qui sont inhérentes au réseau de distribution et résultent principalement d'effets physiques (principalement l'effet « Joule » qui renvoie à l'échauffement des câbles lors de la transmission d'électricité). Le distributeur compense ces pertes pour compléter les quantités d'électricité acheminées vers les consommateurs finaux. Pour assurer cette compensation, les distributeurs achètent l'électricité correspondante sur le marché de gros, soit par l'intermédiaire de plateformes de marché organisées, soit par le biais d'appels d'offres mettant en concurrence des fournisseurs qualifiés. Depuis 2014, les distributeurs bénéficient des livraisons ARENH (Accès Régulé à l'Électricité Nucléaire Historique) pour une part de leurs achats d'électricité pour compenser leurs pertes, à hauteur d'environ 35 % du volume total. Enfin depuis 2017 et l'instauration du marché de capacité, les distributeurs doivent acheter des garanties de capacité pour les achats de leurs pertes, afin de participer au financement des centrales contribuant à la sécurité d'approvisionnement.

**Tableau 3 – Les injections sur le réseau de distribution français en 2017**

TWh	Enedis	ELD
Injections par RTE	343,4 TWh	
Injections par les producteurs décentralisés	43,7 TWh	
<b>Total des injections</b>	<b>387,1 TWh</b>	
Livraisons	349,7 TWh	23,2 TWh
Pertes	23,3 TWh	
<b>Total des soutirages</b>	<b>373 TWh</b>	
Refoulement vers RTE	10,8 TWh	
Livraison vers les ELD	3,3 TWh	

Source : Enedis, ADEeF (chiffres 2013 pour les ELD)

## 2.2 Principales étapes de l'organisation de la distribution en France

L'électricité a commencé de se développer à la fin du XIX<sup>e</sup> siècle à des fins d'éclairage public et de mécanisation industrielle. Elle se structure autour de petits îlots, à l'échelle de sites industriels ou de quartiers, non connectés à l'origine entre eux.

C'est dans un second temps, avec en particulier la loi du 15 juin 1906 sur les distributions d'énergie, que la propriété des réseaux est reconnue aux communes et que le régime de la concession se généralise. En 1908 est publié le premier cahier des charges type de ces concessions. Quelques années plus tard, avec le décret du 8 octobre 1917, sont créées les bases légales des régies pour les communes souhaitant exploiter directement leurs réseaux : une solution qui est toujours demeurée marginale en France.

Très rapidement, de nombreuses communes ont délégué leurs compétences en matière de distribution à des syndicats intercommunaux d'électrification afin de mutualiser moyens et expertise. À la fin des années 1930, la distribution d'électricité demeure néanmoins encore très largement éclatée dans son organisation avec 14 000 cahiers des charges exploités par 1 200 concessionnaires donnant près de 40 000 tarifs différents. Malgré cela, la crainte est alors forte concernant de possibles ententes entre les acteurs industriels, d'autant que la crise de 1929 voit l'émergence de quelques groupes dominants.

La création en 1933 de la Fédération nationale des collectivités concédantes et régies (FNCCR) est une première réponse à cette situation. Elle impulse en particulier la mise en place, en 1936, du Fonds d'amortissement des charges d'électrification (FACE) qui couvrait une grande partie des investissements ruraux dans le domaine électrique. Il était financé à la fois par une contribution annuelle sur les recettes des distributeurs et sur une ligne de crédit inscrite au budget de l'État. Le FACE a été essentiel pour financer l'électrification rurale et assurer à tous les Français l'accès à l'électricité, car ce sont près de 73 % des communes qui sont encore aujourd'hui affiliées au régime rural. Par ailleurs un décret-loi du 16 juillet 1935, tendant à l'abaissement du prix de l'électricité, a apporté des modifications considérables à la législation des distributions d'énergie électrique. Effectivement, malgré une électrification assez rapide du pays dans l'entre-deux-guerres, 10 % de la population n'avait toujours pas accès à l'électricité à la fin des années 1930. Toujours est-il que le doublement des abonnés en basse tension entre 1926 et 1938, de 5 à 11,5 millions, conduisit à une adaptation du droit avec l'arrêt de la Cour de cassation du 3 décembre 1923 établissant la distribution d'électricité comme un service public. Celui-ci est alors caractérisé par « *la continuité du service, la régularité, l'impartialité vis-à-vis des demandeurs, c'est-à-dire le traitement de tous ceux qui se trouvent dans les mêmes conditions sur un pied d'égalité ou de proportionnalité* ». En conséquence, le paysage législatif évolue sur la période pour éviter un émiettement du réseau et faciliter la mise en cohérence de réseaux de petites tailles souvent anarchiques.

Le modèle concessif élaboré au début du XX<sup>e</sup> siècle a perduré jusqu'à aujourd'hui et est fortement structurant du système électrique français. Il enracine le rôle des syndicats intercommunaux et plusieurs mécanismes de solidarité territoriale, tels que le FACE. Au-delà de la nationalisation des compagnies capitalistiques privées en 1946 qui a conféré une dimension nationale à la distribution, le modèle concessif a par la suite évolué à travers une réduction du nombre de syndicats et leur organisation à une maille départementale sur près de la moitié du territoire. De leur côté, les relations entre concédants et concessionnaires ont été refondées en 1992 autour d'un nouveau modèle de cahier des charges.

Enfin, depuis les années 2000, à la suite des directives de libéralisation qui ont réorganisé en profondeur le système électrique, le modèle de distribution a vu son mode de fonctionnement profondément évoluer principalement pour prendre en compte l'obligation de séparation de gestion (« unbundling ») des activités régulées (transport et distribution) et concurrentielles (fourniture et production).

Le modèle français de la distribution apparaît ainsi comme une construction historique, qui d'un côté s'enracine dans les territoires à travers une dimension concessive qui trouve son origine au tournant des XIX<sup>e</sup> et XX<sup>e</sup> siècles ; et de l'autre s'organise depuis 1946 dans le

cadre d'une cohérence nationale permettant solidarité territoriale et compétitivité du tarif et dans le respect de l'organisation du marché européen de l'électricité.

Vu de 2018, ce modèle présente des atouts certains et confirmés à nouveau par le cadre contractuel entre concédants et concessionnaires adopté le 21 décembre 2017 afin de tenir compte des évolutions liées la transition énergétique<sup>133</sup>.

### 3. L'organisation actuelle de la distribution française

La distribution de l'électricité en France est organisée autour d'une double dimension nationale et territoriale. Le modèle français repose sur quatre grands principes :

- une délégation de service public qui confie à Enedis 95 % de la distribution d'électricité sur le territoire français, garant d'économie d'échelle ;
- un modèle concessif, garant d'une gouvernance territoriale décentralisée ;
- un « unbundling »<sup>134</sup> des activités régulées, garant de la mise en œuvre d'un modèle concurrentiel de production et de commercialisation de l'électricité ;
- une péréquation tarifaire et une facturation de l'acheminement en logique timbre-poste (tarif indépendant de la distance), garant d'équité et de solidarité pour les usagers et les territoires.

Ce modèle est unique en son genre et présente des atouts certains de compétitivité et de solidarité territoriale, notamment dans le cadre de la transition énergétique.

#### 3.1 Une délégation de service public

La loi de 1946, en nationalisant les compagnies privées d'électricité, a donné naissance à EDF et à l'organisation nationale du système électrique. Elle est à l'origine du monopole légal de la distribution<sup>135</sup>. Les entreprises locales de distribution et les régies œuvrent quant à elles sur les 5 % du territoire restant. Elles sont au nombre d'environ 160 et cinq d'entre elles comptent plus de 100 000 clients : Gérédis (Deux-Sèvres), Strasbourg Électricité Réseaux (Bas-Rhin), SRD (Vienne), URM (Metz) et GreenAlp (Grenoble).

Aujourd'hui, le monopole de gestion des réseaux publics de distribution est conféré à Enedis<sup>136</sup> et aux ELD dans leur zone de desserte exclusive d'après l'article L11652 du code de l'énergie (loi 2006-1537 et loi 2000-108).

L'ensemble des GRD du territoire métropolitain est regroupé au sein de l'Association des distributeurs d'électricité en France (ADEeF).

---

<sup>133</sup> Voir *infra* le § 3.2.

<sup>134</sup> Une séparation comptable, telle qu'imposée par la législation communautaire. Voir plus loin le § 3.3.

<sup>135</sup> Ce monopole concerne ainsi EDF qui a regroupé l'ensemble des compagnies privées et des entreprises locales de distribution, chacune sur son territoire respectif au moment de la loi de nationalisation.

<sup>136</sup> Ce monopole est conféré à « la société gestionnaire des réseau issue de la séparation entre les activités de gestion de réseau (...) et les activités de production ou de fourniture exercées par EDF ».

### 3.2 Un modèle concessif particulier

Le modèle de cahier des charges de 2017 a été élaboré conjointement par la FNCCR, France Urbaine et EDF. Ce modèle concerne la quasi-totalité des contrats de distribution aujourd'hui en vigueur. Outre les aspects relatifs à la qualité de l'énergie délivrée et au contrôle de la concession, avec notamment le compte rendu annuel de concession et les schémas directeurs d'investissement, il fixe les formules de calcul des redevances et la répartition des maîtrises d'ouvrage.

Le modèle concessif français de la distribution a cette particularité que l'autorité concédante comme le concessionnaire peuvent investir sur le réseau en zone rurale. Appartiennent ainsi au régime rural toutes les communes de moins de 2 000 habitants ne faisant pas partie d'une agglomération de plus de 5 000 habitants. Leur liste est établie par le préfet du département, qui peut prévoir certaines exceptions. Dans les zones rurales, les autorités concédantes assurent la maîtrise d'ouvrage des travaux de développement des réseaux en basse tension (premier établissement, extension, renforcement, sécurisation, amélioration esthétique). Le concessionnaire se charge quant à lui de la maintenance et de l'exploitation du réseau basse tension, ainsi que des travaux sur le réseau HTA. En zone urbaine, le concessionnaire assure l'intégralité de la maîtrise d'ouvrage.

Le modèle de cahier des charges fixe également les formules des redevances que doivent verser les concessionnaires. La redevance de fonctionnement (R1) finance les dépenses annuelles de l'autorité concédante pour l'accomplissement de ses missions (contrôle, conseil, etc.). La redevance d'investissement (R2) couvre les travaux réalisés par l'autorité concédante, lorsque le montant HT est supérieur au produit de la taxe locale sur l'électricité perçu par le concédant (voir tableau 4). La redevance d'intégration des ouvrages dans l'environnement (article 8) couvre 40 % du coût hors TVA des travaux d'amélioration esthétique.

**Tableau 4 – Les financements apportés aux autorités concédantes par Enedis au titre de leurs investissements**

En M€	2007	2008	2009	2010	2011
Contributions au FACÉ	322	323	326	305	334
Redevance investissements « R2 »*	171	192	236	235	190
Contributions à l'amélioration esthétique des ouvrages « art 8 »	59	57	62	62	57
<b>Total</b>	<b>552</b>	<b>572</b>	<b>624</b>	<b>602</b>	<b>581</b>

Source : « Les concessions de distribution d'électricité », Cour des comptes, 2013

Cette organisation nécessite une coordination constante entre les autorités concédantes<sup>137</sup> et le concessionnaire, que la loi NOME de 2010 a précisée avec la mise en place sous l'égide des préfets de conférences départementales annuelles. La Loi de transition énergétique pour une croissance verte du 17 août 2015 a par ailleurs prévu la mise en place

<sup>137</sup> En 2017, on comptait 49 syndicats départementaux, 111 syndicats intercommunaux et 395 concessions communales.

d'un Comité du système de la distribution publique d'électricité composé de représentants des collectivités territoriales, des autorités concédantes, d'Enedis, des entreprises locales de distribution et de l'État. Ce dernier est chargé d'examiner les politiques d'investissement des autorités concédantes et des concessionnaires. Il participe de l'organisation nationale de la distribution.

### 3.3 « L'unbundling »

Avec l'ouverture de la concurrence des marchés de l'électricité entamée à la fin des années 1990, les gestionnaires de réseau sont devenus des entités indépendantes. La directive 2009/72/EC prévoit ainsi qu'ils soient « *dissociés juridiquement, fonctionnellement et opérationnellement de leur entreprise mère* »<sup>138</sup>. Sans que cela signifie que l'entreprise mère doive céder les actifs de réseaux, cela implique cependant que leur organisation et leur processus de décisions soient indépendants. Un seuil « *de minimis* » s'opère néanmoins qui exclut de ces règles les gestionnaires desservant moins de 100 000 clients. Cela a conduit à la création au 1<sup>er</sup> janvier 2008 d'Électricité Réseau Distribution France (ERDF), filiale à 100 % d'EDF, dirigée par un conseil de surveillance et un directoire. Les cinq autres GRD dépassant ce seuil se sont également séparés juridiquement de leurs autres activités.

Le respect de cette indépendance est contrôlé par la CRE. Elle s'opère notamment à travers un code de bonne conduite et l'action d'un responsable de la conformité. Une des manifestations récentes de cette indépendance du gestionnaire de réseau vis-à-vis de sa maison mère a notamment été le changement de nom d'ERDF en Enedis. Cette décision, si elle relevait pour beaucoup de la nécessité de conférer une nouvelle identité au distributeur alors que ses prérogatives s'élargissaient considérablement avec la transition énergétique, a aussi été liée à une procédure introduite devant le Comité de règlement des différends et des sanctions (CoRDIS) visant à assurer la distinction d'image entre ERDF et EDF.

L'article 25 de la directive précise les missions des gestionnaires de réseaux qui « *sont tenus de garantir la capacité à long terme du réseau de répondre à des demandes raisonnables de distribution d'électricité, d'exploiter, d'assurer la maintenance et de développer, dans des conditions économiques acceptables, un réseau d'électricité sûr, fiable et performant dans la zone qu'il couvre, dans le respect de l'environnement et de l'efficacité énergétique* ». Cet article confère aux gestionnaires un rôle de facilitateur de marché à travers, d'une part, une absence de toute discrimination entre les utilisateurs du réseau, et d'autre part en fournissant à ces derniers les éléments nécessaires à un accès efficace au réseau. L'article L. 322-8 du code de l'énergie reprend en substance ces principales missions, qui ont pris une dimension nouvelle avec la transition énergétique<sup>139</sup>.

La distribution d'électricité étant une activité de monopole, la régulation joue un rôle clef dans l'exercice des missions des gestionnaires.

---

<sup>138</sup> Article 26.

<sup>139</sup> Voir *infra*.

### 3.4 Régulation et tarification

En France, à la suite des directives européennes de libéralisation de la fin des années 1990 et des années 2000<sup>140</sup>, la Commission de régulation de l'énergie (CRE) joue un rôle central en matière de régulation de la distribution et de tarification des services rendus par les distributeurs. Autorité administrative indépendante, la CRE est dirigée par un collège de six membres, dont le président et trois membres sont nommés par décret, et les deux derniers par les présidents de l'Assemblée nationale et du Sénat.

La CRE a pour mission de réguler d'une part les marchés d'électricité et de gaz et d'autre part les réseaux d'électricité et de gaz. Elle s'attache en particulier à ce que soit bien garanti le droit d'accès aux réseaux publics d'électricité, veille à leur bon fonctionnement et à leur développement et s'assure de l'indépendance des gestionnaires de réseaux. Dans le cadre des groupes de travail du CEER<sup>141</sup>, elle contribue enfin à la construction d'un marché intérieur européen de l'électricité.

La CRE joue donc un rôle clef dans l'élaboration du cadre d'activité du distributeur. Elle élabore notamment les signaux économiques (Tarif d'utilisation des réseaux publics d'électricité (TURPE), coûts de raccordement et prix des prestations) qui rémunèrent les gestionnaires de réseaux de distribution et de transport et oriente les décisions d'investissement des consommateurs-producteurs. Si le ministre en charge de l'énergie peut demander à la CRE d'élaborer une nouvelle proposition tarifaire, c'est néanmoins la CRE qui décide en dernier ressort du prix définitif. Le dispositif tarifaire est accompagné d'incitations à la performance des gestionnaires, tant en matière de réduction des coûts que de qualité de service.

La CRE suit ainsi un certain nombre d'indicateurs pour lesquels les gestionnaires doivent faire preuve de l'amélioration de leurs performances, qu'il s'agisse du temps moyen de coupure (aussi appelé critère B), de la qualité de service, d'objectifs de R&D, etc.

Par ailleurs existe aux côtés de la CRE un Comité de règlement des différends et des sanctions (CoRDIS), créé par la loi du 7 décembre 2006 relative au secteur de l'énergie. Le CoRDIS règle, en première instance, les différends entre gestionnaire et utilisateurs des réseaux publics d'électricité, en particulier dans leurs dimensions techniques et financières. Indépendant du collège de la CRE, il concourt à garantir l'accès transparent et non discriminatoire aux réseaux d'énergie.

Une des fonctions primordiales de la CRE tient dans l'élaboration **du tarif<sup>142</sup> d'acheminement d'électricité, qui représente près de 30 % de la facture d'électricité d'un consommateur basse tension** (figure 3). Si elle dispose d'une large autonomie pour ce faire, elle est néanmoins tenue de respecter un certain nombre de principes. Il s'agit tout d'abord de la péréquation, qui veut que pour un même usage, un tarif soit identique partout en France. Le principe du timbre-poste assure ensuite que le prix est identique quelle que soit la distance parcourue. Enfin, la CRE est obligée de couvrir les coûts des gestionnaires

---

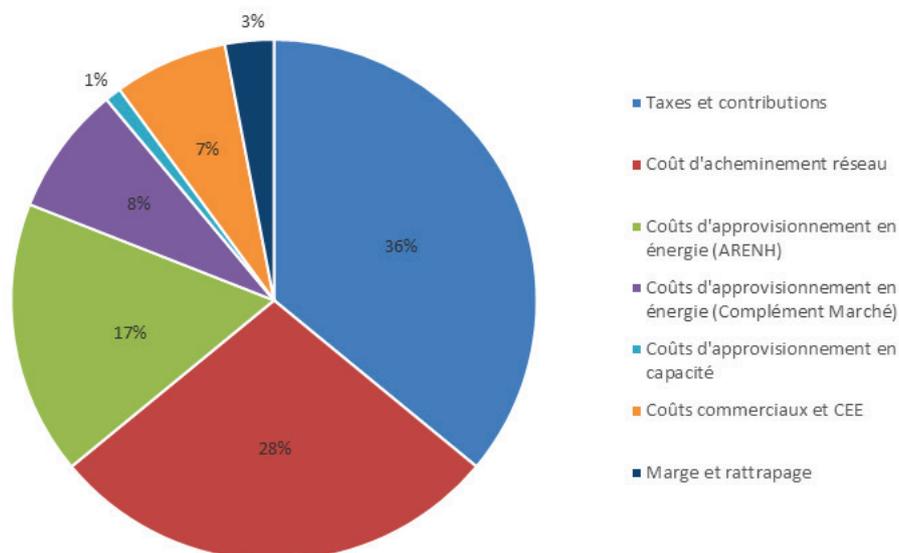
<sup>140</sup> Voir *infra*.

<sup>141</sup> Conseil des régulateurs européens de l'énergie.

<sup>142</sup> Article L. 341-3 du code de l'énergie.

de réseau dans la mesure où ces coûts correspondent à ceux d'un gestionnaire de réseau efficace.

**Figure 3 – Décomposition de la facture d'électricité d'un client résidentiel en 2018**



Source : ENEDIS

Ces coûts sont représentés dans le tarif à travers les trois composantes de gestion, comptage et soutirage. Cette dernière comprend une part fonction de la puissance souscrite et une part fonction de la quantité d'énergie soutirée au réseau. À l'heure actuelle, cette part variable représente environ 80 % de la facture des clients résidentiels.

La CRE fixe enfin également le tarif des prestations annexes des gestionnaires de réseau, qui peuvent représenter jusqu'à 10 % des recettes dans le cas d'Enedis. Il s'agit notamment des recettes de raccordement.

La fixation du niveau de rémunération à travers ces différentes composantes oriente les décisions des consommateurs-producteurs (coût de raccordement, structure des tarifs) et incite le distributeur à améliorer ses performances (régulation incitative). Par ailleurs, le caractère plus ou moins prévisible du tarif influe sur le niveau d'investissement du distributeur et des parties prenantes du système de distribution (prévisibilité de la rémunération de ses investissements).

Fixée à l'avance pour une période de quatre ans, la rémunération du distributeur est ajustée à travers un Compte de régularisation des charges et produits (CRCP) apuré en fin de période. Cela permet de prendre en compte les éléments variables pouvant affecter le niveau total des recettes, telles que les variations météorologiques, et les effets de la régulation incitative.

La mise en œuvre de TURPE 5 pour la période 2017-2020 a donné lieu à de nombreux débats et à plusieurs recours de la part de l'État, d'Enedis et des organisations syndicales contre la mise en œuvre de la décision tarifaire. Ces acteurs estiment que la transition énergétique fait évoluer le rôle des gestionnaires de réseau dans leurs décisions propres et dans leurs

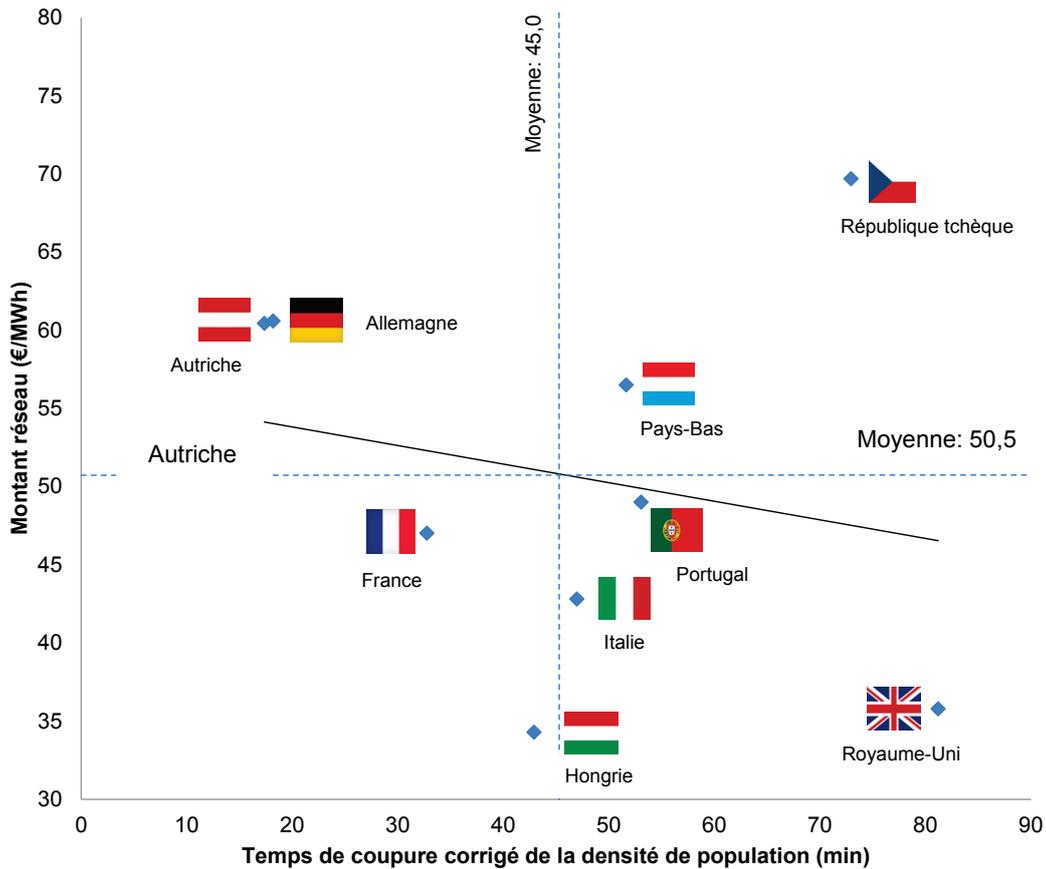
interactions avec les parties prenantes du système de distribution. Ce sont donc à la fois la structure des signaux économique et la rémunération des distributeurs qui sont en question.

### 3.5 Un modèle français garantissant la solidarité territoriale

Cette organisation nationale et territoriale de la distribution a présenté de nombreux atouts qui sont toujours aujourd'hui d'actualité. Elle favorise tout d'abord la cohésion territoriale à travers la mise en place de la péréquation tarifaire qui permet une solidarité de fait entre territoires urbains et ruraux. Effectivement, la densité de population est un paramètre prépondérant des coûts du réseau et les concessions en zones urbaines sont plus rentables pour le concessionnaire que celles en zone rurale. Le monopole national d'Enedis permet l'intégration de l'ensemble de ces coûts du réseau au sein de son bilan financier. Ainsi l'établissement d'un tarif unique national peut être établi aisément par la CRE sans mise en place d'un fonds de péréquation lourd et complexe, les charges d'exploitation du réseau se compensant en interne. La péréquation est devenue un élément structurant du système énergétique français et est inscrite dans la loi depuis 2000.

Par ailleurs, l'existence d'un opérateur national a permis une optimisation des choix industriels et d'importantes économies d'échelles. Le tarif du réseau français est ainsi l'un des plus compétitifs d'Europe (figure 4), jusqu'à moitié moins cher aujourd'hui que celui de ses homologues allemands. Cette organisation offre de plus une force de frappe industrielle favorisant l'émergence et le déploiement de solutions innovantes, tels que le compteur Linky ou les démonstrateurs *smart grids*, à l'ensemble du territoire.

**Figure 4 – Comparaison européenne des coûts de réseau par rapport au temps de coupure (corrige de la densité de population) – Moyenne 2011-2014**



Source : Schwartz & Co, 2016

Une autre expression de la solidarité territoriale intrinsèque au modèle français est l'existence au sein d'Enedis de la Force d'intervention rapide (FIRE), dont la création fait suite à la tempête de 1999. En cas de crise, notamment suite à des événements climatiques, des moyens humains et matériels peuvent être mobilisés sur toute la France (y compris outre-mer) pour aider au rétablissement de l'alimentation électrique des territoires affectés. Ponctuellement la FIRE est également intervenue en Europe (Royaume-Uni en 2007, Irlande en 2017).

Enfin, pour Enedis, ce modèle national a été encadré par un contrat de service public explicitant des objectifs de Service public partagés entre l'entreprise nationale et l'État.

#### 4. En Europe une grande diversité de situations

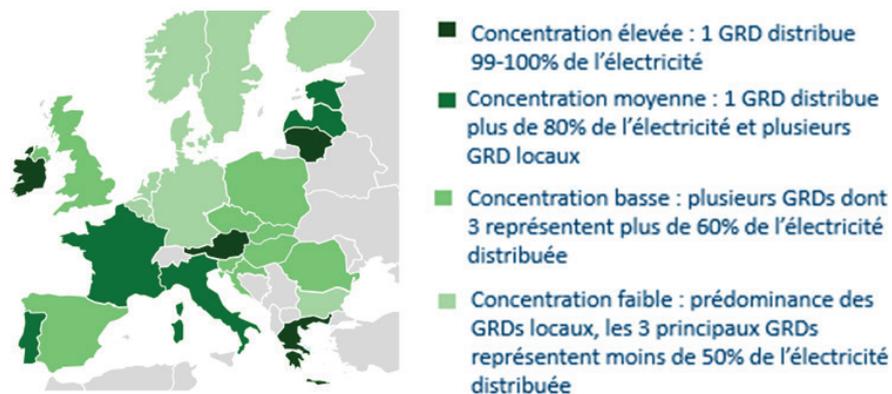
Eurelectric (l'association européenne des électriciens) recense à ce jour 2 400 GRD pour l'électricité sur 25 pays de l'Union européenne et la Norvège. Une analyse comparative fait ressortir leur diversité, des enjeux communs et la volonté européenne, en particulier de la Commission, d'harmoniser leur rôle et leur régulation.

#### 4.1 Une organisation hétérogène de la distribution

L'activité de distribution en Europe révèle une grande diversité à la fois en termes de nombre de distributeurs par pays ou de taille (figure 5) :

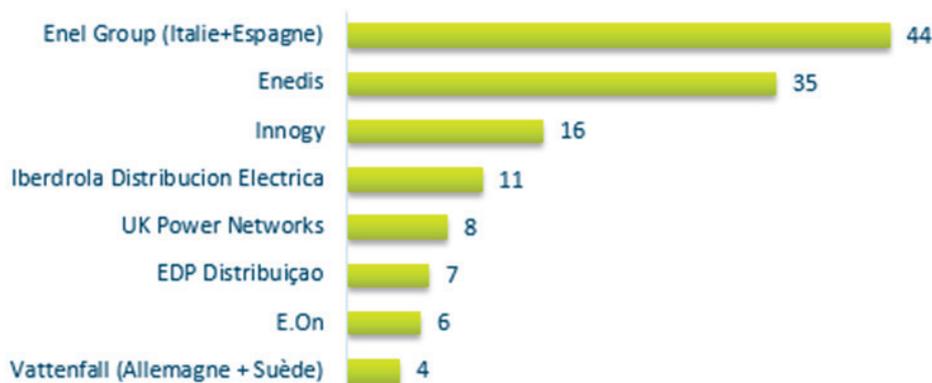
- en Italie on recense un opérateur historique (Enel Distribuzione) desservant 85 % du marché italien, des régies municipales (Rome, Milan...) et quelques centaines de concessions locales réparties entre 150 distributeurs, propriétaires des ouvrages ;
- en Allemagne, 880 distributeurs opèrent, dont une centaine compte plus de 100 000 clients. Les tarifs sont approuvés par l'agence fédérale des réseaux BNetzA pour chaque distributeur et sans péréquation fédérale. En outre, les communes y sont fréquemment gestionnaires des réseaux par l'entremise des Stadtwerke ;
- en Belgique, l'organisation de la distribution évolue vers la mise en place de trois acteurs, un en Flandres, un en Wallonie et un à Bruxelles détenus par des communes ou des regroupements de communes.

Figure 5 – Concentration du secteur de la distribution



Source : Eurelectric, DSOs in Europe (2013)

Figure 6 – Principaux distributeurs européens

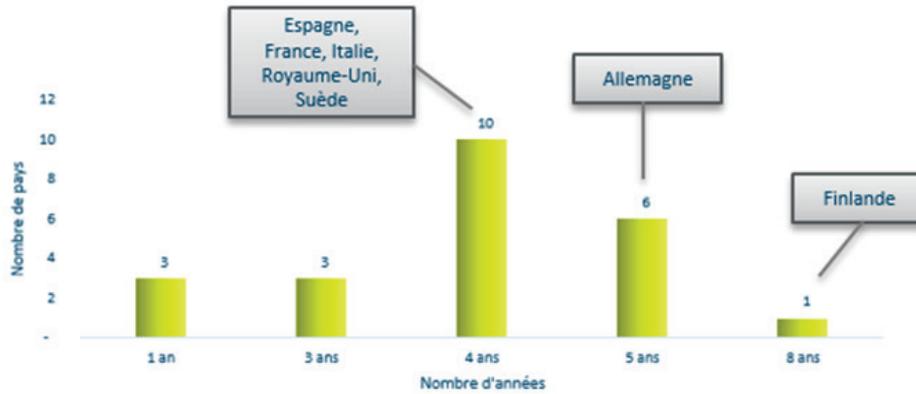


Source ENEDIS sur la base des sites internet des différents distributeurs européens

Les niveaux de tension couverts sont également variables. La plupart des distributeurs opèrent en partie des réseaux haute tension (HTB).

Suivant les pays, le régulateur national intervient ou pas sur le niveau du tarif d'utilisation du réseau, la structure d'utilisation du réseau, les coûts de raccordement et les services régulés. Les périodes réglementaires sont elle-même d'une durée variable allant de 1 à 8 ans selon les pays (figure 7).

Figure 7 – Durée des périodes sur lesquelles porte la régulation



Source : ENEDIS sur la base des sites internet des différents distributeurs européens

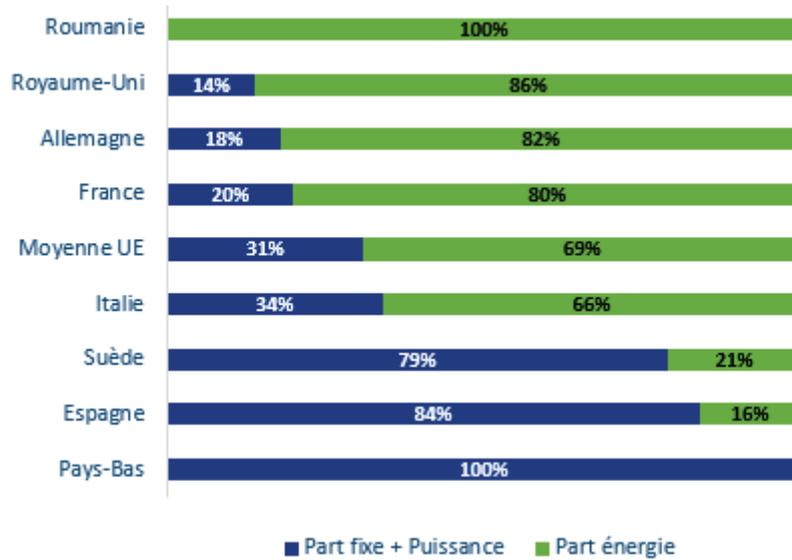
Figure 8 – Rôles du régulateur suivant les pays en Europe



Source ENEDIS sur la base des sites internet des différents distributeurs européens

La structure tarifaire de l'usage du réseau s'appuie sur une part fixe (liée à la puissance souscrite) et une part variable (en fonction de l'énergie consommée). Le ratio entre part puissance et part énergie diffère fortement suivant les pays (fig. 9).

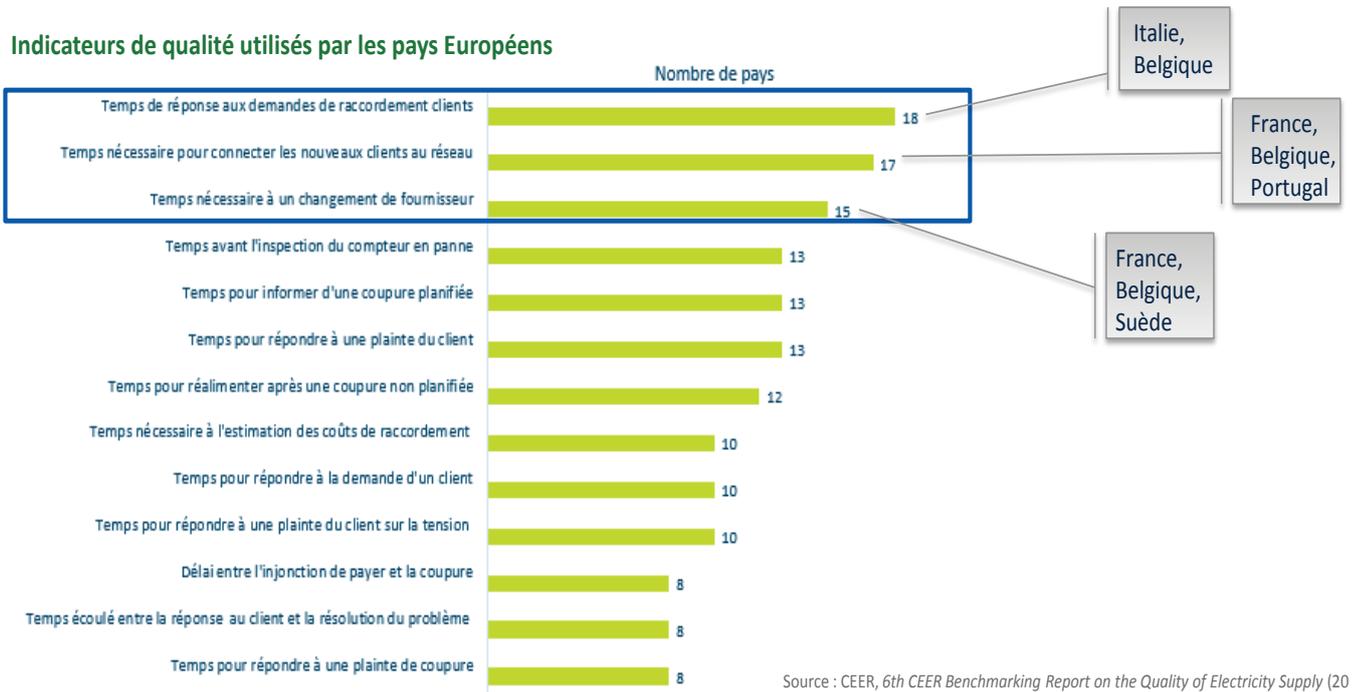
Figure 9 – Structure du tarif réseau pour les clients résidentiels suivant les pays en Europe



Source Mercados (2015)

Les indicateurs de qualité utilisés diffèrent suivant les pays. Ils deviennent plus nombreux et tournés sur la relation client (figure 10).

Figure 10 – Indicateurs de qualité utilisés par les différents pays européens



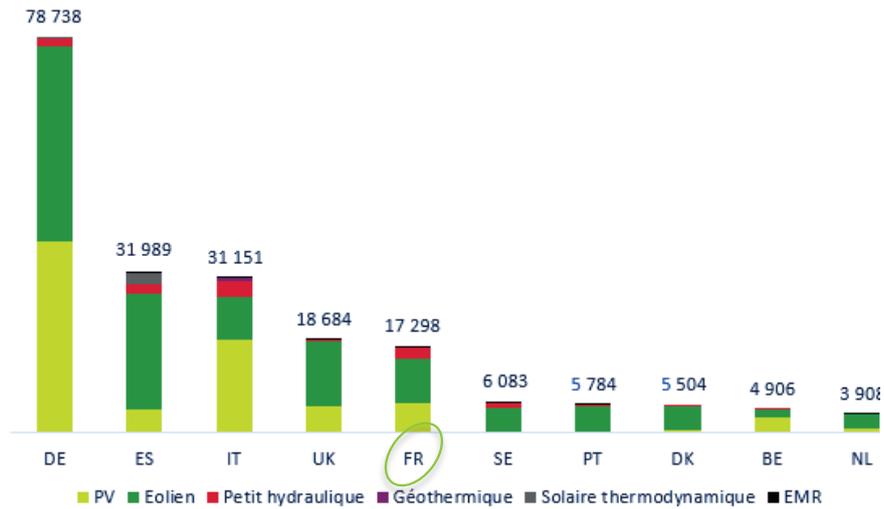
Source : CEER (2016), 6th Benchmarking Report on the Quality of Electricity Supply

Au total, il n'existe pas de modèle type de distributeur mais un large panel d'organisations avec des modèles d'affaires variant d'un pays à l'autre.

## 4.2 Des enjeux communs aux distributeurs européens : la transition énergétique et la transformation numérique

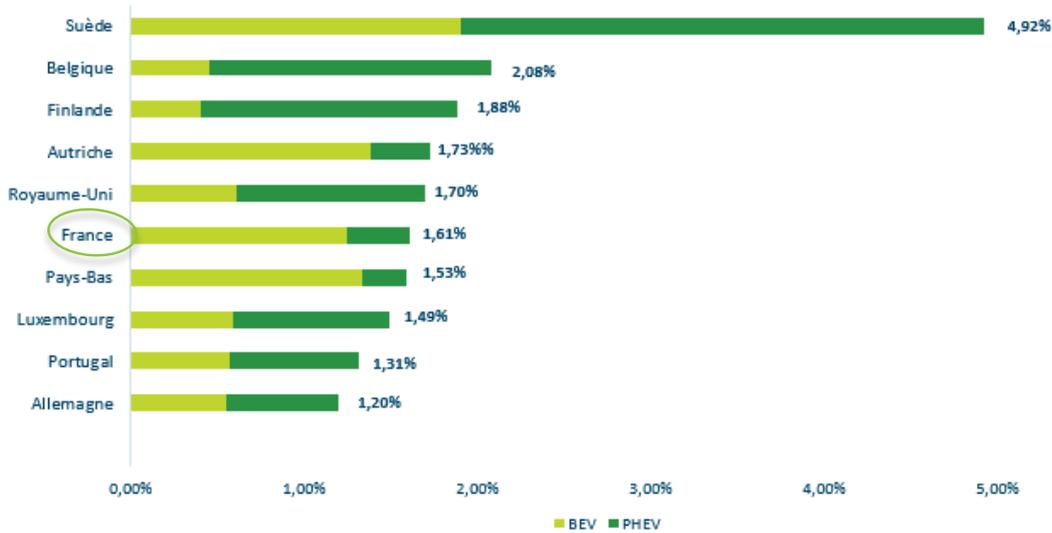
Les distributeurs européens sont concernés, à des degrés divers, par la transition énergétique : intégration des énergies renouvelables, recharge des véhicules électriques, déploiement des compteurs communicant

Figure 11 – Répartition des capacités EnR par pays européens (MW)



Source ENEDIS

Figure 11 – Parts de marché des véhicules électriques par pays européen (%)



Source : European Alternative Fuel Observatory (2017)

Tous sont engagés, comme beaucoup de secteurs industriels, dans une transformation numérique.

### 4.3 Une volonté européenne d'harmoniser l'organisation et le rôle de la distribution

La Commission européenne reconnaît le rôle central des distributeurs pour la réussite de la transition énergétique. Le Clean Energy Package acte ainsi de la création d'un DSO Body qui fait écho à l'organe des transporteurs en la matière (ENTSO-E). Ce DSO Body regroupera les gestionnaires de réseau de distribution européens et contribuera à l'établissement de la réglementation européenne les concernant.

La Commission cherche à harmoniser au sein de l'Union Européenne les nombreux indicateurs de qualité suivis nationalement et les méthodes. Ainsi, l'article 16 du Règlement du marché de l'électricité (Clean Energy Package) prévoit une harmonisation de la méthodologie de calcul des tarifs de transport et de distribution.

Par ailleurs, le renforcement des prérogatives de l'Agence de coopération des régulateurs de l'énergie (ACER) traduit aussi cette volonté de mise en cohérence. Cela s'accompagne d'une précision des règles entourant la distribution au niveau européen sur de nombreux nouveaux sujets, qu'il s'agisse du stockage, du véhicule électrique ou encore des flexibilités.

### Bibliographie

BATHO, D. (2016), *Rapport d'information sur l'offre automobile française dans une approche industrielle, énergétique et fiscale*, Assemblée nationale, 12 octobre

BELTRAN, A., DERDEVET, M., ROQUES, F. (2017), *Énergie : pour des réseaux électriques solidaires*, Descartes & Cie

COUR DES COMPTES (2013), *Les concessions de distribution d'électricité, une organisation à simplifier, des investissements à financer*

RTE (2016), Bilan électrique national

SCHWARTZ AND CO (2016), *Etude comparative des tarifs d'utilisation des réseaux de distribution d'électricité en Europe*

SOES (2015)

## Annexe 3

# Quel jeu des acteurs et quels scénarios possibles à 2035 pour la distribution en France ?

*Cette annexe est reprise pour partie du rapport du stage effectué à France Stratégie par Pierre Janisewski, rédigé en septembre 2017 et basé sur des entretiens avec des experts du secteur.*

La transition énergétique, la baisse du coût des énergies renouvelables, la globalisation des fournisseurs d'équipement, la révolution numérique et l'appétence pour une maîtrise locale de la production font aujourd'hui envisager un changement de paradigme dans la production et la gestion de l'électricité qui entraînera une modification profonde des systèmes électriques partout dans le monde. Les réseaux énergétiques, en particulier électriques, se retrouvent soumis à un cahier des charges profondément renouvelé dans ce contexte de transition énergétique, car ils doivent désormais permettre :

- *d'accompagner la décentralisation*, les moyens de production renouvelables étant dispersés dans des centaines de milliers de sites sur l'ensemble des territoires, ce qui impose de les repenser en profondeur car ils n'ont pas été initialement conçus pour « remonter » de l'énergie ;
- *de piloter une complexité* d'un ordre nouveau, en raison de la variabilité de certaines énergies renouvelables (éolien, photovoltaïque), mais aussi avec l'émergence de nouveaux usages, tels les véhicules électriques ;
- *d'assurer les solidarités* entre les États et les régions, dans un contexte où les incertitudes technologiques des filières nouvelles viennent s'ajouter à celles, plus anciennes, d'ordre géopolitique ;
- *de continuer à garantir* un égal accès aux services énergétiques, sans que la transition devienne un facteur de discrimination à l'encontre des citoyens les plus fragiles économiquement.

S'agissant du système électrique, un « nouveau monde » où la production se ferait au plus près des consommateurs ferait rentrer les réseaux dans un champ concurrentiel et, par voie de conséquence, rendrait leur activité plus incertaine : les transits sur le réseau de transport baissent déjà et, on peut, d'ores et déjà, dire qu'Enedis est « le plus gros autoconsommateur » raccordé à RTE.

Le monde nouveau qui se dessine en matière énergétique dépendra à la fois de ce que la technologie permettra de faire avec une rentabilité économique suffisante, de la capacité de financement des différents acteurs, de leur propension à payer et de l'acceptabilité sociale des solutions mises en place. Ce chapitre dans sa première partie analyse ce que peut être le jeu des acteurs et leurs intérêts croisés dans ce nouveau monde et dans la deuxième partie identifie deux options pour le futur.

## 1. Étude des jeux d'acteurs par des méthodes de prospective

Dans un système où l'organisation de la gouvernance est complexe, le nombre d'acteurs important et où de réelles opportunités existent, ce futur ne saurait être esquissé sans également analyser finement le repositionnement des acteurs historiques et l'arrivée de nouveaux entrants sur une chaîne de valeur en pleine restructuration. L'expression jeux d'acteurs désigne ici d'une part les dynamiques de chacun et leur capacité à peser sur les orientations du système, d'autre part les champs de bataille sur lesquels ils s'affrontent et les objectifs que chacun suit. Une analyse méthodique des jeux d'acteurs dans le cadre de la distribution électrique a été menée, en recensant ce que peut être la vision du futur de chacun d'entre eux en fonction de ses domaines de compétence.

### 1.1. Analyse des jeux d'influence et d'intérêts entre de multiples acteurs

#### 1.1.1. De nombreux acteurs interagissent mais tous ne sont pas les moteurs de l'évolution du système

Les parties prenantes qui gravitent autour du réseau sont multiples mais elles ont un impact plus ou moins direct et important sur la distribution électrique. Une première étape nécessaire consiste à réduire le champ d'étude en distinguant les acteurs dont le comportement détermineront les évolutions à venir et ceux qui ont plutôt tendance à suivre et profiter de la dynamique engagée. Pour ce faire, une liste non exhaustive d'acteurs susceptibles de jouer un rôle majeur ou secondaire dans les transformations futures a été établie, elle-même répartie en trois catégories :

- *Les acteurs incontournables* dont le comportement impactera directement et fortement la distribution électrique sont : *Enedis, les ELD, EDF (maison mère d'Enedis), l'Etat comme législateur, RTE, la Commission de Régulation de l'Energie, les producteurs centralisés (EDF, Engie...), les collectivités locales, les clients (particuliers/résidentiels), etc.*
- *Des acteurs dits secondaires* auront également un rôle moteur sur des périmètres plus réduits et parfois plus indirectement : les fournisseurs et agrégateurs d'électricité, la Commission européenne, Total, les Distributeurs d'autres énergies, les acteurs du numérique et des télécommunications, les Agences et acteurs pour la sécurité informatique, certaines ONG et certains partis politiques, etc.
- *Les autres acteurs* forment un groupe dont l'impact sur le système n'est pas à négliger, mais qui serait moins directement moteur comme : les installateurs d'éolien et de PV, les gestionnaires de stockage, les fournisseurs de nouveaux services de mobilité, les promoteurs immobiliers, les métropoles, etc.

#### 1.1.2. Des dynamiques diverses animent les principales parties prenantes

##### ***Enedis et les GRD ELD***

Le monopole historique confié à Enedis est un véritable atout pour l'entreprise, qui lui assure une position solide dans le paysage de la distribution électrique. Forte d'une connaissance et de savoir-faire techniques très poussés, elle a prouvé sa capacité à gérer un actif précieux en délégation de service public.

La relation qu'elle entretient avec ses clients et les collectivités locales est au cœur de sa stratégie. Gérer efficacement les investissements dans le cadre de la péréquation tarifaire nationale, œuvrer à la réponse aux attentes des clients finaux et des collectivités concédantes, déployer efficacement la FIRE<sup>143</sup> après les intempéries, etc., sont autant d'actions qui démontrent sa performance.

La situation monopolistique peut toutefois conduire à un manque de performances qui engendre des coûts plus élevés pour les clients et se traduit également par une adaptation mitigée aux enjeux à venir. L'image de l'entreprise peut s'en voir ternie auprès des collectivités locales qui considéreraient qu'Enedis ne les aide pas suffisamment dans leur transition énergétique. Par ailleurs, le déploiement du compteur Linky a été fortement dénoncé par une minorité de citoyens qui ont reçu un écho médiatique non négligeable ; si le bienfondé du projet était remis en cause par des analyses économiques ex-post, l'entreprise pourrait avoir à faire face à un mécontentement de grande ampleur. En outre, les dividendes remontés à la maison mère et jugés parfois trop élevés alimentent les sources de contestation du monopole.

Le risque pour Enedis est donc de ne pas réussir à se moderniser pour conquérir de nouveaux segments de la distribution. En particulier, la baisse de la consommation électrique au niveau national qui pourrait avoir lieu dans les prochaines années menace le chiffre d'affaire qu'elle réalise avec l'acheminement de l'électricité. De nombreux acteurs tentent de se positionner pour profiter des nouvelles opportunités dans la gestion du stockage et dans les smart grids, concurrence qui accroît le besoin de flexibilité de l'entreprise. Le développement du véhicule électrique, par la rupture qu'il entraînerait sur le réseau de distribution, est une opportunité majeure pour Enedis, l'un des seuls acteurs à pouvoir anticiper les contraintes sur le réseau et organiser le déploiement des bornes électriques.

Face aux risques liés à ce besoin de renouveau, l'entreprise peut compter sur une capacité d'investissement certaine et sur une force de lobbying poussée pour délimiter à son avantage l'aire de son activité. Elle dialogue avec les instances européennes et nationales tout en étant au contact des acteurs locaux. Elle est aussi à l'initiative dans de nombreux projets de démonstration qui vont parfois au-delà de son périmètre d'action traditionnel. Les prochains contrats de concession qui pourraient être signés pour plus de 20 ans donneraient à Enedis un filet pour conserver son monopole.

Les GRD ELD ont les mêmes défis à relever qu'Enedis tout en ayant à gérer des problématiques propres à leur taille et les nécessaires rapprochements, a minima opérationnels, entre elles.

### ***Instances de la régulation dans le secteur énergétique***

Pour l'Etat législateur, le sujet de la distribution électrique est assez technique et n'apparaît pas au cœur des discours politiques. L'appareil législatif est mobilisé avant tout sur la transition écologique et le déploiement des énergies renouvelables, il compte entre autre sur le réseau de distribution pour permettre d'atteindre les objectifs fixés. Dès lors, à moins d'une défaillance majeure du gestionnaire, à court terme ce n'est pas l'Etat qui remettrait en cause la situation monopolistique. Les parlementaires rappellent d'ailleurs régulièrement leur attachement à la péréquation tarifaire géographique.

---

<sup>143</sup> Force d'Intervention Rapide Electricité : <http://www.enedis.fr/la-force-dintervention-durgence>

La Commission européenne, en revanche, n'a pas un regard bienveillant sur ce mode d'organisation de la distribution française. Après avoir démantelé les monopoles intégrés et organisé la concurrence sur les marchés de l'électricité, elle est de nouveau à l'initiative avec son 4<sup>ème</sup> paquet énergie (« *Clean Energy Package* »), dont la taille et le degré de précision illustrent sa volonté de prendre davantage la main sur le sujet énergie. Au sein des instances européennes, l'Allemagne a un fort pouvoir d'influence qui pourrait infléchir les directives finales en faveur d'un modèle de la distribution décentralisé, à l'image de son organisation en *Stadtwerke*<sup>144</sup>.

De son côté, la Commission de Régulation de l'Energie n'a pas émis d'avis qui remettrait en cause le monopole. Elle doit faire face à la montée en puissance de l'ACER (Agence pour la Coopération des Régulateurs de l'Energie européens) dont les prérogatives ont été fortement élargies dans la nouvelle Directive « *Clean Energy Package* ». L'arrivée à sa tête d'un nouveau Président et sa participation au sein de la CEER (Conseil des Régulateurs Européens de l'Energie) devraient faire contrepoids. Au niveau national, elle s'attache à concilier le modèle de la distribution français actuel avec le besoin de régulation pour encadrer les nouveaux enjeux. En outre, les délibérations sur les modalités techniques retenues pour le TURPE 5 ont montré sa capacité à s'opposer aux directives ministérielles.

La régulation dans la distribution d'électricité s'organise donc autour de plusieurs acteurs en interactions à la fois au niveau national et au niveau européen. Chaque instance porte sa propre vision du secteur tout en défendant son périmètre de prérogatives.

### **Clients et collectivités locales**

Au-delà de la distinction professionnels/résidentiels, le terme de clients regroupe plusieurs comportements vis-à-vis de la distribution d'électricité. Certains industriels sont désireux d'avoir la main sur la gestion d'un réseau local, fermé. Cette approche pourrait s'étendre à des petits consommateurs regroupés en syndicats, mais les récents textes sur les réseaux fermés de distribution (en particulier l'ordonnance 2016-1725 du 15 décembre 2016) limitent pour l'instant cette possibilité à des groupes de clients industriels.

La question de la distribution en France reste méconnue du grand public, ce qui amène la plupart des clients résidentiels soit à ne pas s'occuper de la question, soit à être profondément hostiles à Enedis, en particulier depuis le projet Linky. Dans ce cas, c'est plus l'idéologie que la rationalité économique qui domine et peut être relayée au niveau des partis politiques.

Les collectivités territoriales tirent doublement profit de l'exploitation déléguée de leur concession : par les taxes locales sur la consommation finale d'électricité ; par les redevances versées en contrepartie du contrôle exercé sur les activités du gestionnaire. Les sommes en jeu sont importantes et affaiblir le modèle actuel pourrait avoir un impact sur leurs ressources.

---

<sup>144</sup> Voir « Transition énergétique allemande : la fin des ambitions ? », Note d'Analyse, France Stratégie, Août 2017 <http://www.strategie.gouv.fr/publications/transition-energetique-allemande-fin-ambitions>. Depuis, en mars 2018, la décision des deux grands énergéticiens E.ON et RWE de regrouper leurs activités de distribution au sein d'E.ON (déjà évoquée) est un élément nouveau, dont les conséquences ne pourront être tirées que dans la durée mais qui pourrait bien marquer une rupture à cette approche.

Toutefois, certaines grandes métropoles, regroupées au sein de France Urbaine, commencent à revendiquer un droit à la gestion en propre de l'actif, mettant en avant les dysfonctionnements et le manque de performance du monopole. Cette insatisfaction se cristallise progressivement dans les rapports entre la FNCCR et France Urbaine. La première se rapproche désormais d'Enedis, défendant un modèle juste et efficace, tandis que la seconde pourrait remettre en question le contenu des modèles de contrat de concession qui doivent être signés dans les prochaines années.

La sortie d'une ou plusieurs métropoles du système monopolistique fragiliserait dangereusement l'organisation de la distribution : une grande ville, dense et au réseau bien établi, représente une part importante du revenu d'Enedis et participe largement à la redistribution des coûts de distribution sur tout le territoire.

### **Autres acteurs influents**

Les promoteurs immobiliers et les acteurs du numérique interagissent autour des questions de *smart city*. Leur objectif est de bâtir des écosystèmes intelligents autour des consommateurs en proposant la gestion de leurs données, le pilotage de leurs courbes de charge et outils pour réduire la consommation énergétique. Dès lors, la proximité avec le client est l'enjeu principal de leur développement. Les acteurs proposant des services numériques ont intérêt à se rapprocher des fournisseurs, car c'est eux qui contractualisent avec les clients. Les promoteurs immobiliers doivent travailler avec Enedis pour offrir des *utilities* intégrées au réseau de distribution.

Le besoin de protection des consommateurs est par conséquent accru à deux niveaux. D'une part, la protection des données personnelles peut être menacée compte tenu de leur valeur pour les acteurs de la *smart city*. D'autre part, la création d'infrastructure intégrée ne doit pas remettre en cause la liberté de choix du fournisseur pour les clients. Les instances de régulation du numérique doivent désormais mettre en place des normes et des certifications pour accompagner le développement de micro-grids.

Côté fourniture de l'électricité, la mise en concurrence dans le secteur énergétique n'est pas encore pleinement réalisée. Par manque d'information ou par choix, nombre de clients résidentiels restent attachés au fournisseur officiel et à ses tarifs réglementés. Toutefois, le Conseil d'Etat a annulé en juillet 2017 le décret du 16 mai 2013 modifiant le décret n° 2009-1603 du 18 décembre 2009 relatif aux tarifs réglementés de vente de gaz naturel, mais dans une décision contentieuse datée du 18 mai 2018, le Conseil d'État a admis la possibilité de tarifs réglementés de vente de l'électricité tout en annulant partiellement les tarifs adoptés en 2017. Pour l'heure, les fournisseurs alternatifs doivent faire face une assiette de consommateurs réduite et volatile. Ils pourraient chercher à récupérer une partie de la mission de comptage, comme c'est le cas au Royaume-Uni.

Le pétrolier Total se rapproche progressivement du marché de l'électricité. Après le rachat de Sunpower (fabricant de panneaux solaires) et de Saft (fabricant de solutions de stockage électrochimique), il a acquis en 2016 le belge Lampiris et son savoir-faire dans la fourniture d'électricité au client résidentiel<sup>145</sup>. L'entreprise française pourrait également se positionner sur

---

<sup>145</sup> Depuis octobre 2017, Total est devenu fournisseur d'électricité sous sa propre enseigne

le déploiement des bornes de recharge pour véhicules électriques : elle possède des outils de calcul puissants qui pourraient permettre d'optimiser les emplacements des bornes.

## **2. Les grands champs de bataille de la distribution électrique**

Les entretiens individuels et les analyses menées pour appréhender les dynamiques de chaque acteur ont conduit à réaliser une analyse morphologique. Cette méthode consiste tout d'abord à identifier un nombre réduit de grands enjeux sur lesquels les acteurs sont susceptibles de s'affronter et dont les résultats devraient façonner le futur du système étudié.

Quatre champs de bataille ont ainsi été exhibés. Dans un second temps, on identifie un jeu d'hypothèses qui représente l'ensemble des futurs possibles pour chaque grand enjeu. En prenant une hypothèse dans chaque champ de bataille, on obtient un futur possible pour le système global. Les éléments présentés ci-après sont les premiers résultats de cette analyse ; ils reprennent en partie les réflexions présentées dans la première partie.

### **2.1. La régulation de la distribution**

Plusieurs organes à plusieurs niveaux s'opposent pour avoir la main sur la régulation. La Commission Européenne, et son bras armé l'ACER, souhaitent étendre leur influence sur la distribution via le 4<sup>e</sup> paquet énergie, tandis que la CRE défend un principe de subsidiarité et de spécificités nationales au sein de la CEER.

Deux hypothèses sont envisagées :

- la gouvernance de la distribution garde son organisation actuelle, autour de la Commission de Régulation de l'Énergie français qui défend le monopole légal confié à Enedis et limite son périmètre de service public.
- la vision concurrentielle portée par la Commission Européenne l'emporte. Les compétences de régulation sont en grande partie transférées à l'ACER, pour laquelle le distributeur n'est qu'un facilitateur de marché au périmètre mal défini.

### **2.2. Performances et image du distributeur**

Si Enedis bénéficie d'un atout technique indéniable et d'une FIRE essentielle, son image a été ternie par une mauvaise perception de la qualité de service et, plus récemment, par le déploiement du compteur Linky. Sa proximité avec le client a également évolué, avec une relative numérisation de son métier et l'appel à des prestataires de service.

Deux hypothèses sont envisagées :

1. Enedis maintient un lien de proximité historique avec ses clients. Son image auprès du particulier est bénéfique à l'entreprise et un climat de confiance pérennise le modèle en place.
2. La qualité de service se dégrade et les velléités contre le déploiement de Linky sont fortes. En outre, le client est confus face à la multitude d'intervenants tiers (fournisseurs, distributeur, agrégateurs, prestataires,...) et son attachement au service public de la distribution est fragilisé.

### 2.3. Débat sur le monopole légal confié à Enedis et sur la péréquation

Un certain nombre d'acteurs souhaitent réaffirmer le bienfondé du monopole actuel, source de stabilité et gage d'une péréquation simple à mettre en œuvre. D'autres dénoncent vivement le monopole qui n'est pas intrinsèquement associé à la péréquation. D'autres enfin ne souhaitent pas soulever un débat à ce sujet.

Ces remarques induisent d'envisager trois hypothèses :

- un débat qui serait porté par l'État, la CRE, les ELD et la FNCCR et qui permettrait de réaffirmer le modèle du monopole légal ;
- un débat qui serait initié par des acteurs territoriaux, un réseau de métropoles, des citoyens, des ONG, et qui remettrait en cause la légitimité du monopole légal ;
- une troisième pour laquelle le débat public n'aurait pas lieu et où les lignes bougeraient plutôt sous l'action stratégique des parties prenantes.

### 2.4. Extension du périmètre d'action du distributeur face aux nouvelles opportunités

De nouvelles opportunités (bornes pour VE, valorisation des données, *facility manager* de micro-réseaux, stockage...) s'offrent au distributeur actuel. A l'inverse, son rôle est confiné aux missions actuelles, voire son périmètre réduit, tandis que de nombreux acteurs tiers profitent de ces nouveaux segments de marché. Trois hypothèses sont alors envisagées :

- Enedis s'impose comme acteur incontournable dans la gestion et la valorisation des données, dans les investissements sur les innovations, dans le déploiement des bornes de recharge pour VE ;
- Enedis se renforce sur certains segments, mais laisse échapper les opportunités sur d'autres ;
- Enedis reste cantonné à son rôle historique.

## 3. Quelles options pour le futur ?

Pour caractériser ce futur très ouvert, sur la base des réflexions du groupe de travail que France Stratégie a piloté sur la « prospective de la distribution en France », et en s'appuyant sur les travaux réalisés en janvier 2017 sur la décentralisation énergétique<sup>146</sup> deux options « polaires » ont été identifiées : **adaptation du réseau centralisé** et **coordination ascendante de boucles locales**.

#### **Option 1 : une adaptation du réseau centralisé**

Dans cette option, l'intégration des ENR se fait à un rythme maîtrisé, sur la base d'évaluations technico économiques dépendant de nombreux facteurs : maturité économique, obsolescence des moyens de production qu'elles sont destinées à remplacer, flexibilité des autres installations de production - ex : hydrauliques - et autres paramètres techniques, localisation

<sup>146</sup> France Stratégie (2017), « [Énergie centralisée ou décentralisée](#) », in 2017-2027, *Actions critiques*, janvier.

des gisements de vent ou de soleil, des centres de consommation, coûts et acceptabilité de la construction de nouvelles lignes, etc.

Les réseaux doivent être renforcés et leur gestion, devenant plus complexe, doit s'appuyer sur les nouvelles technologies numériques, intelligence artificielle et big data. Une couche de services de flexibilité se développe au-dessus, sur la base des avancées dans le pilotage numérique des usages (direction suggérée semble-t-il par l'article 199 de la LTECV).

Cette option qui constitue une évolution du modèle intégré, a le mérite de limiter les risques en matière de sécurité d'approvisionnement mais demande néanmoins de revoir, en cohérence à tous les niveaux du système, les signaux de prix (y compris les tarifs).

### ***Option 2 : une coordination ascendante de boucles locales « autonomes »***

Dans cette option, la possibilité est offerte aux initiatives locales (au niveau des « territoires », ou même des collectivités ou regroupements de consommateurs de tailles diverses) de s'organiser en boucles locales plus ou moins autonomes. Cette option donnerait au réseau la forme d'un modèle neuronal, où chaque entité peut communiquer avec chaque autre entité soit de l'information (des mégaoctets) soit du courant (des électrons). La taille de ces entités peut être variable (maison individuelle, quartier, commune, groupement de communes, ...) et dépendra à la fois du niveau d'avancement des technologies et de l'organisation qu'elles se donneront en interne. Ces entités ou territoires pouvant, s'ils le souhaitent, utiliser le réseau en appui pour jouer un rôle assurantiel et de complément. Cette évolution ne revêt un caractère ni systématique, ni obligatoire.

Les transferts physiques sont techniquement gérés par le réseau qui doit conserver une bonne vue générale du système pour éviter les congestions et en assurer l'équilibre (fonction d'assurance).

La question du stockage intersaisonnier n'étant pas résolue cette option semble hors de portée à court et vraisemblablement moyen terme.

C'est une nouvelle voie ouverte dont il faudrait fixer les règles, en particulier via la tarification des différents services offerts par le système centralisé afin de garantir un accès équitable et abordable à l'électricité à tous.

Un des écueils à éviter est en effet que le contribuable finance le bénéfice local d'une collectivité qui se transformerait en producteur d'électricité non compétitif, en faisant supporter le risque et les coûts du maintien de la sécurité d'approvisionnement au reste de la collectivité.

Entre ces deux options s'en dessinent d'autres intermédiaires<sup>147</sup> qui répondraient à une attente sociale très forte d'autonomisation, mais qui présentent l'inconvénient de doubler le réseau traditionnel et les boucles locales, donc de nécessiter des investissements très lourds. Tous les utilisateurs ne sont peut-être pas prêts à en payer le prix, par ailleurs très difficile à évaluer, tant les technologies en jeu évoluent vite, et la collectivité n'a pas intérêt à aider au financement de ces solutions sous-optimales.

---

<sup>147</sup> La note 2017-2027 de France Stratégie retenait trois options, avec une option intermédiaire dans laquelle des boucles locales coexistaient avec le réseau centralisé selon certaines modalités.

## Annexe 4

# Les coûts des EnR et leur évolution attendue

par Étienne Beeker

### ***Le coût des EnR a connu une baisse très importante ces dernières années***

Les EnR sont aujourd'hui réputées compétitives pour les nouveaux investissements avec les technologies conventionnelles de production d'électricité.

En Allemagne, les appels d'offres ont révélé en 2018 des coûts moyens de production compris entre 40 et 50 €/MWh pour le solaire photovoltaïques (PV), et d'environ 50 €/MWh pour l'éolien terrestre. En France, les coûts du photovoltaïque d'une grande installation au sol étaient en 2018 inférieurs à 60 €/MWh<sup>148</sup> et ceux de l'éolien à 65 €/MWh. Ils devraient en toute logique s'aligner sur ceux observés en Allemagne d'ici 2030 puisque les conditions d'ensoleillement et les régimes de vents y sont meilleurs. En comparaison, les LCOE<sup>149</sup> (coûts complets) des centrales conventionnelles sont compris en moyenne entre 60 et 80 €/MWh selon le prix des combustibles et leurs conditions d'implantation. Pour mémoire, les LCOE ne tiennent compte ni du moment, ni de l'endroit où l'électricité est produite.

Comme le montrent les figures A et B, le coût du MWh produit par des énergies renouvelables varie de façon très significative selon la qualité de la ressource disponible (durée d'ensoleillement pour le solaire) et du taux d'actualisation. Actuellement, les investisseurs ont accès à des taux d'intérêt très bas, ce qui est une des raisons des bas coûts observés – une situation qui pourrait ne pas durer si la reprise de l'activité économique se confirme.

L'Ademe a évalué les coûts actuels à 57 €/MWh pour le solaire PV au sol et 97 €/MWh sur le segment 3-9 kWc<sup>150</sup> (atelier PPE<sup>151</sup>, 5 octobre 2017), ce qui est plus optimiste que le SER<sup>152</sup>-SOLER qui est prudent sur la diminution du coût des modules. Ce dernier alerte également sur les conséquences d'une remontée des taux d'intérêt. La figure A montre par exemple que le coût complet du solaire PV augmente de 50 % environ si ce taux passe de 3 % à 8 %. Cette augmentation est d'environ 35 % pour une centrale nucléaire également très capitalistique, mais de quelques pourcents seulement pour une centrale à gaz.

Le coût d'une grande installation solaire PV au sol est en ordre de grandeur deux fois inférieur à celui d'une installation sur grande toiture, commerciale ou industrielle, et trois fois inférieur à celui d'une installation sur toiture résidentielle (voir figures A et D). La part des panneaux dans

<sup>148</sup> Les résultats de la 4<sup>e</sup> période de l'appel d'offres solaire au sol d'août 2018 portant sur une capacité de 728 MW ont révélé un prix moyen de 58,2 €/MWh.

<sup>149</sup> Levelized Costs Of Electricity : coûts complets de l'électricité, selon une méthode normative dépendant en particulier des OPEX, du CAPEX et du taux d'actualisation. Le LCOE ne prend pas en compte les coûts d'intégration au réseau.

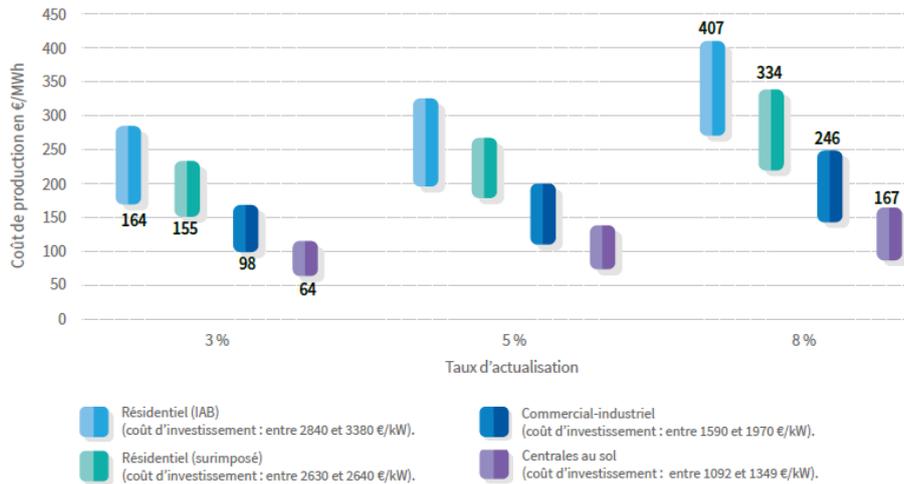
<sup>150</sup> Kilowatt-crête : puissance fournie par le panneau avec un ensoleillement maximal. Il faut de 6 à 10 m<sup>2</sup> de panneau par kW (selon l'ensoleillement).

<sup>151</sup> Programmation pluriannuelle de l'énergie.

<sup>152</sup> Syndicat des énergies renouvelables, qui fédère une partie de la profession.

le coût complet diminue en effet avec la taille des installations. Les équipements annexes, l'onduleur<sup>153</sup> en particulier, ainsi que la pose, n'ont pas vu leurs prix baisser au même rythme.

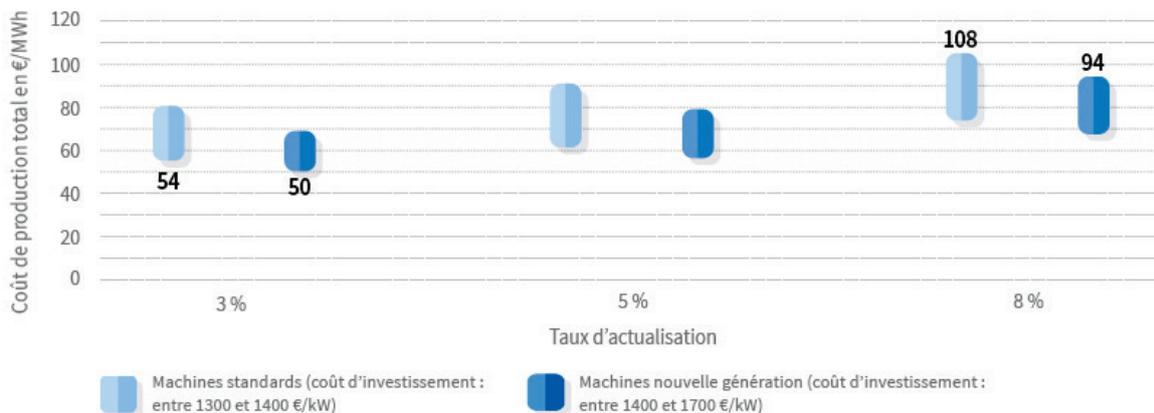
**Figure A – Coûts complets de production en France du solaire photovoltaïque en fonction du taux d'actualisation, la fourchette représentant les conditions d'ensoleillement les plus et les moins favorables**



Source : Ademe 2017

En France, le coût total de production de l'éolien terrestre est estimé par l'Ademe entre 54 €/MWh et 108 €/MWh pour les machines standard, entre 50 €/MWh et 94 €/MWh pour les éoliennes plus toillées (voir figure B). La plage de variation reflète une variabilité des coûts d'investissement, mais surtout de la ressource du site en vent, suivant différentes hypothèses de taux d'actualisation.

**Figure B – Coûts complets de production en France pour l'éolien terrestre en fonction du taux d'actualisation, la fourchette représentant les conditions de vent les plus et les moins favorables**



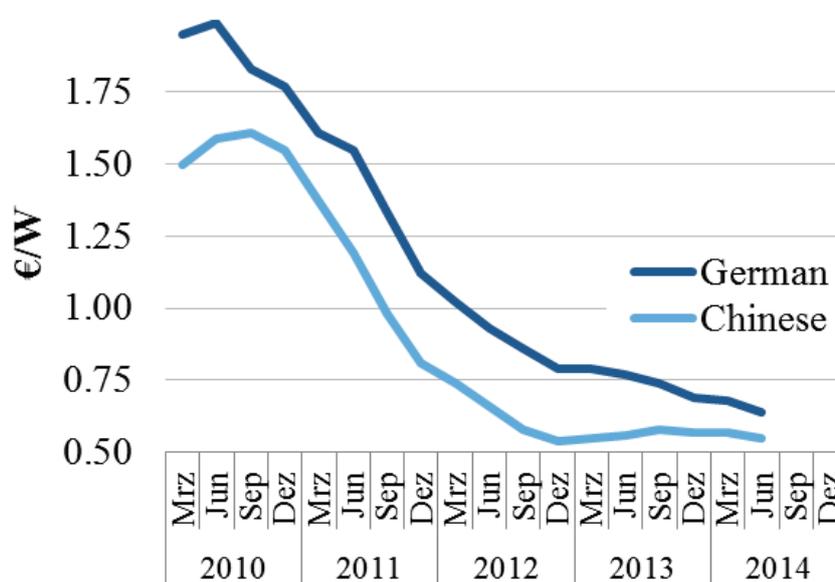
Source : Ademe 2017

<sup>153</sup> Équipement électrique transformant le courant continu produit par le panneau en courant alternatif 50 Hz et 220 V du réseau.

### Cette baisse a été plus marquée pour le solaire PV

La technologie centrale du solaire PV est celle du silicium polycristallin, ce qui a permis à l'effet de série de jouer à plein, alors que dans l'éolien les progrès, beaucoup plus incrémentaux, ont été obtenus par une augmentation de la taille des machines. Pour le PV, la baisse n'a pas été régulière comme le montre la figure C, puisqu'on observe une chute suivie d'un plateau. Cette chute est concomitante à la montée en puissance des unités de production asiatiques, en particulier chinoises, suite aux plans de relance européens qui ont déversé des centaines de milliards d'euros sur le secteur, en particulier en Allemagne et en Italie, ce qui a induit une guerre des prix entre producteurs de cellules.

**Figure C – Les prix des cellules photovoltaïques ont connu une chute spectaculaire entre 2010 et 2013**

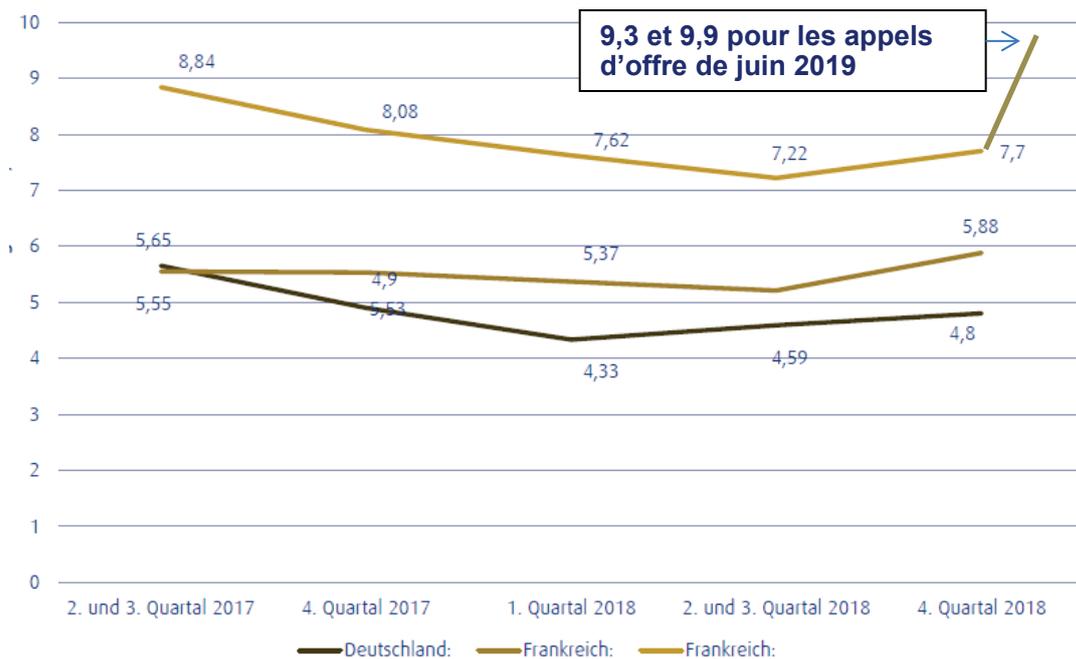


Source: Hirth, Lion (2015): "The Market Value of Solar Power: Is Photovoltaics Cost-Competitive?" IET Renewable Power Generation 9(1), 37-45doi:10.1049/iet-rpg.2014.0101

### Quelles évolutions dans le futur ?

De nombreux débats ont lieu sur la prolongation ou non de la tendance baissière observée dans le coût de production des EnRi, en particulier des cellules PV. De manière conjoncturelle, la baisse de coûts du solaire PV, mais aussi de l'éolien, analysées au travers des résultats des appels d'offre, a été stoppée en 2018 sans que les causes aient été bien analysées. Les sites les plus favorables ayant été équipés en premier, l'accès au foncier et l'acceptabilité des grands parcs par la population est évoquée. Une remontée de ces coûts a même eu lieu fin 2018 et le phénomène s'observe également en Allemagne (figure D). S'il est difficile d'affirmer que cette inflexion est durable, elle indique cependant que les améliorations techniques ne suffisent pas en ce moment à compenser la dégradation d'autres facteurs.

Figure D – Résultats des appels d'offre sur les parcs solaires PV en France et en Allemagne (parcs au sol et sur grandes toitures, prix moyens en c€/kWh)



Source : OFATE 2019 et CRE pour le résultat de l'appel d'offre de juin 2019

Dans l'éolien, les machines de nouvelle génération ont un mât plus haut, sont plus toilées et présentent une productivité améliorée, plus importante que les anciennes machines et permettant d'exploiter des sites à vitesse moyenne de vent plus faible. Pour l'Ademe, le potentiel d'innovation reste important sur l'ensemble de la chaîne de valeur des projets, notamment sur la conception des rotors et leur contrôle. Avec le développement de la filière, l'agence prévoit une baisse des coûts de production des machines standards d'environ 10 % à 15 % à l'horizon 2025. Cette baisse ne pourra toutefois se concrétiser que si des tensions ne se manifestent pas sur les ressources, que ce soit des terres rares comme le néodyme et le praséodyme qui entrent dans la composition des aimants permanents, ou simplement l'acier, le cuivre ou le béton dont l'éolien fait une forte consommation. Cette baisse du coût du kWh est également dépendante du maintien des taux d'intérêt à des niveaux bas.

Dans le solaire PV, l'Europe a réduit ses aides et ce sont les pays émergents qui lui offrent un relais de croissance (voir le rapport de l'AIE de septembre 2017). La Chine représentait la moitié de cette progression, mais la décision inattendue des autorités chinoises en date du 1<sup>er</sup> juin 2018 de fortement réduire les tarifs d'achat réglementés pour les nouvelles installations et de ne plus accorder d'autorisations de mise en service jusqu'à la fin de l'année aura des conséquences non encore analysées sur l'évolution des coûts des panneaux. Les perspectives d'amélioration des rendements dépendent en effet des gisements de baisse encore accessibles par effet de série et des progrès de la R & D, par exemple dans les cellules multicouches (le record de rendement en laboratoire est de 46 %<sup>154</sup>, contre 16 % aujourd'hui en moyenne pour les panneaux polycristallins).

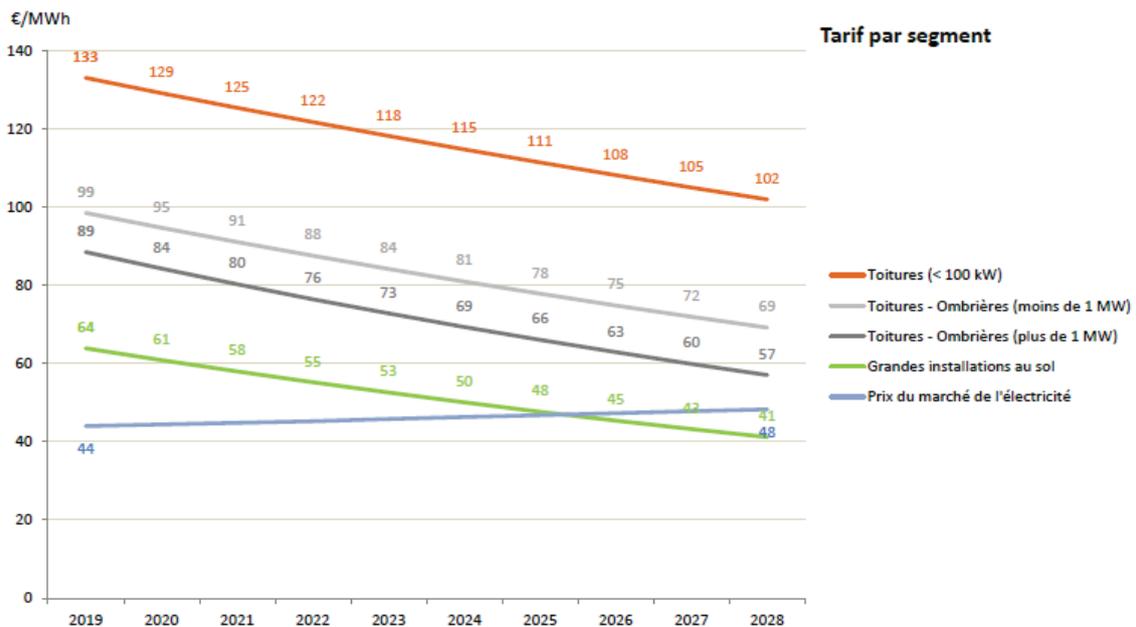
<sup>154</sup> Voir le graphique comparatif réalisé par le laboratoire américain NREL (National Renewable Energy Laboratory).

Après une fin de plateau en 2017, l'AIE mise sur une baisse du coût du MWh produit de 25 % sur les cinq années suivantes. Pour l'Ademe, le potentiel d'innovation reste très important sur l'ensemble de la chaîne de valeur des projets et les coûts devraient continuer à baisser d'environ 35 % à l'horizon 2025, grâce, notamment, à l'amélioration des processus de production des équipements et l'augmentation des rendements des modules. Le syndicat Enerplan<sup>155</sup> de son côté affiche des baisses à l'horizon 2028 de l'ordre de 30 %, mais différentes suivant les types d'installation (figure 10).

### Effet d'échelle contre effet de série

La figure 10 présente les hypothèses de baisse du solaire PV d'ici 2028 pour les grandes installations au sol, sur grandes toitures et sur petites toitures. Les courbes, qui en première approximation ce sont des droites, sont pratiquement parallèles ce qui montre que ces baisses sont induites par celles du prix des cellules et que celles des autres composants de l'installation (cadre, main d'œuvre, onduleur, raccordement, ...) est faible. L'effet d'échelle, habituellement observé pour les moyens de production conventionnels, opère donc également dans les EnR, avec un coût unitaire du kW installé décroissant dans un grand champ solaire ou éolien.

Figure E – Prévisions d'évolution du coût complet du solaire PV



NB : FS ne partage pas l'hypothèse de prix de marché (voir ci-dessous le § sur la parité réseau)

Sources : DGEC/MTES/CRE + Ademe/Enerplan/FTS/FFB-GMPV (document fourni par Enerplan lors des ateliers PPE 2017)

On notera également au passage que la vision de l'évolution du prix de marché fournie par le syndicat est très hypothétique. Si la quantité d'EnR à coût marginal nul croît de manière importante, ce prix de marché devrait être appelé à décroître. Il convient de rappeler que ce n'est pas le prix de marché moyen sur l'année qui doit servir de point de comparaison au

<sup>155</sup> Syndicat des Professionnels de l'Energie Solaire

LCOE du solaire PV, mais le prix de marché au moment où celui-ci produit du courant (la journée, et majoritairement en été).

Dans le cas d'une installation moyenne sur petite toiture (<100 kW), dont le LCOE, selon Enerplan, reste supérieur à 100 €/MWh jusqu'en 2028, la rentabilité sera difficilement atteinte avant cette date. Soit cette énergie solaire est en concurrence avec l'énergie du réseau dont le prix, les après-midi d'été, n'excède pas quelques dizaines d'euros, soit il faut lui adjoindre un moyen de stockage (batteries) avec un surcoût encore important.

Les prévisions fournies lors des ateliers PPE par Enerplan pour 2028 sont de 150 000 toitures installées avec moins de 100 kWc, soit très vraisemblablement moins de 10 GWc. EDF est plus optimiste et évalue le gisement sur toitures à 12 GWc (4 millions de toits), soit une production de 15 TWh environ. Ce gisement double avec les toitures du secteur tertiaire mais ces chiffres restent modestes au regard de ceux de la consommation totale d'électricité en France (482 TWh en 2017).

## Annexe 5

# Services énergétiques automatisés : le bâtiment « intelligent »

par Étienne Beeker

Le bâtiment intelligent se définit d'abord comme un bâtiment à haute efficacité énergétique, et donc répondant aux normes les plus récentes (aujourd'hui RT 2012, bientôt RE 2020). Il doit permettre d'intégrer facilement les énergies de sources renouvelables et doit être doté des systèmes de chauffage et de climatisation vertueux (poêle à bois, pompe à chaleur, géothermie) et de systèmes permettant de mieux réguler la température (thermostat, chaudières performantes, etc.).

L'intégration dans la gestion intelligente du bâtiment des équipements consommateurs peut ensuite intervenir, afin de faciliter et améliorer la gestion de l'énergie et des appareils électriques sur le réseau électrique privé des bâtiments. Déjà progressivement mises en œuvre sur les réseaux publics de distribution, les NTIC<sup>156</sup> introduites sur les installations électriques intérieures doivent assurer une gestion améliorée.

Tous les appareils pilotables (en particulier utilisateurs d'énergie), tous les capteurs présents dans une unité technique que l'on entend contrôler (maison individuelle, appartement, ensemble de bureaux, etc.) sont mis en réseau par des moyens techniques appropriés (réseau filaire, hertzien, CPL, etc.). Ce réseau, plus ou moins hiérarchisé, assurant des fonctions de contrôle commande, est doté de fonctions intelligentes plus ou moins évoluées (automatismes, programmation, optimisation, apprentissage, etc.). Il communique avec l'extérieur de l'unité technique par des moyens appropriés. Le réseau public de distribution est l'interlocuteur naturel de ce réseau « aval » à travers une interface principale : le compteur communicant auquel viennent s'ajouter, encore de façon limitée, mais sans doute davantage à l'avenir, des moyens permettant le pilotage à distance<sup>157</sup>.

Cette gestion active de l'énergie permettra des économies d'énergie et dans le même temps du confort à la fois dans l'utilisation et l'environnement thermique, ce qui devrait faciliter son adoption, l'optimisation de la gestion des stockages (y compris du véhicule électrique) et, le cas échéant, de l'autoconsommation. Une partie des fonctions « intelligentes » étant déportées au niveau local, l'optimisation des relations client-réseau électrique (valorisation des effacements, des modulations et des consommations mobiles) nécessite une redéfinition des interfaces avec les gestionnaires de réseaux de distribution.

Pour ceux-ci, l'intérêt majeur du bâtiment intelligent réside dans la gestion plus facile des charges sur le réseau. En effet, le bâtiment intelligent permet de gérer de façon plus optimale les flux d'énergie, en soutirage depuis les réseaux publics de distribution ou les

---

<sup>156</sup> Nouvelles technologies de l'information et de la communication

<sup>157</sup> Voir « Bâtiment et mobilité électrique face au défi climatique », Conférence de Jean Bergougnoux aux Arts et Métiers le 20 novembre 2017.

sources de production décentralisées et en injection depuis ces mêmes sources ou depuis le véhicule électrique.

On perçoit bien le risque qu'il y aurait au niveau d'un bâtiment (ou même d'un quartier, voire un territoire) de chercher à s'engager dans une autarcie électrique irréaliste et coûteuse. Au sein d'un bâtiment intelligent (ou non d'ailleurs), le moteur de la décision d'investissement ou d'exploitation est logiquement la minimisation de la facture<sup>158</sup>. Afin d'améliorer l'optimum collectif, le cadre tarifaire doit donc être défini de manière pertinente. La partie 4 de cette étude détaille la question de la tarification des réseaux de distribution et montre comment la puissance souscrite doit jouer un rôle plus important.

Dans le cadre de la directive « Clean Energy Package », déjà citée, la directive propre à l'efficacité énergétique dans les bâtiments EPBD (*Energy Performance of Buildings directive*) a été révisée en mai 2018. Elle encourage l'utilisation des TIC pour assurer une exploitation efficace des bâtiments, par exemple par le recours à des systèmes d'automatisation et de contrôle. En particulier, elle instaure un « indicateur de l'état de préparation des bâtiments aux technologies intelligentes » (« *smart readiness indicator* », voir figure 1) qui devra mesurer la capacité du bâtiment à faire usage de ces nouvelles technologies pour s'adapter aux besoins du consommateur, optimiser son exploitation et interagir avec le réseau<sup>159</sup>. La Commission a ouvert une consultation en août 2019 sur les éléments à prendre en compte pour évaluer la « capacité des bâtiments à utiliser les technologies de l'information et de la communication, ainsi que les systèmes électroniques pour s'adapter aux besoins des occupants et du réseau » avant de légiférer plus avant.

Figure 1 – Le « *smart readiness indicator* » ou « indicateur de l'état de préparation des bâtiments aux technologies intelligentes »



Source : Stakeholder consultation meeting, organisé par la DG Energy de l'UE, 21 décembre 2017, Brussels

<sup>158</sup> Certains consommateurs font le choix de maximiser le taux d'autoconsommation de leurs installations de production locale d'EnR. La partie 1 de ce document montre pourquoi cela est souvent sous-optimal d'un point de vue économique pour ces consommateurs.

<sup>159</sup> Voir Commission européenne (2018), « La Commission se félicite du vote final sur la performance énergétique des bâtiments », *Communiqué de presse*, Bruxelles, 17 avril ; VITO, Waide Strategic Efficiency, OFFIS et ECOFYS (2018), *Support for setting up a Smart Readiness Indicator for buildings and related impact assessment – Second progress report*, study for the European Commission (DG Energy), juin.

## Annexe 6

# La modernisation de la gestion des infrastructures de réseaux

Dominique Bureau et Alain Quinet (2015)

**Synthèse** du rapport du CEDD  
sur la gestion des infrastructures de réseaux [Extrait]

### LES CONDITIONS D'UNE GESTION MODERNE

#### Le rôle de l'État stratège

L'État doit disposer d'une vision agrégée des réseaux d'infrastructure du pays, des services qu'ils rendent à leurs utilisateurs, de leur empreinte environnementale, de leur résilience, afin de définir ses programmes d'investissement et de favoriser les interconnexions, les interactions et les synergies entre ses réseaux. Dans ce cadre :

- il doit arbitrer de manière plus lisible entre modernisation des infrastructures existantes et projets de développement. Cela passe notamment par une importance plus grande donnée aux évaluations stratégiques et socioéconomiques ;
- il doit veiller au bon dimensionnement des coûts fixes d'infrastructure et expliciter les règles de couverture de ses coûts ;
- il doit fixer un cadre de régulation donnant aux investisseurs les repères de moyen terme dont ils ont besoin pour engager des projets risqués et incitant les gestionnaires d'infrastructure à maîtriser leurs coûts sans rogner sur la qualité.

#### Le rôle des gestionnaires d'infrastructures

La gestion des réseaux a vocation à évoluer selon trois grandes lignes :

- les gestionnaires d'infrastructure doivent se comporter en véritables gestionnaires d'actifs, connaissant de manière intime leur patrimoine et ses lois d'évolution, élaborant des stratégies de maintenance fondées sur les exigences de sécurité, de qualité de service et de maîtrise des coûts ;
- le déploiement des nouvelles technologies permet à la fois d'optimiser l'usage de chaque réseau, de rendre le réseau plus intelligent et d'interconnecter les réseaux entre eux, notamment en ville ;
- les gestionnaires de réseaux ne peuvent plus se contenter de mettre à disposition de leurs clients une infrastructure physique.

#### Le rôle des régulateurs

La tarification des réseaux d'infrastructures doit répondre à des arbitrages délicats pour concilier la couverture des coûts d'un côté, et d'autres objectifs tout aussi essentiels de l'autre, tels que :

- le bon usage des réseaux
- l'insertion des énergies intermittentes ;
- la réduction souhaitée de certains usages, qui peut conduire à perturber le recouvrement des coûts fixes. C'est le cas des politiques d'économies d'énergie qui réduisent la capacité des énergéticiens à amortir leurs coûts fixes ;
- la capacité des marchés à supporter les tarifications envisagées. Le problème a été posé pour les électro-intensifs, qui opèrent sur des marchés exposés où la compétition est très forte ;
- le souci de stimuler de nouveaux usages et les investissements des utilisateurs (cf. comptage et réseaux intelligents).

## Annexe 7

# Contribution de l'Union française de l'électricité (UFE)

29 octobre 2019

### 1. Les réseaux de distribution dans la transition énergétique

L'évolution actuelle de l'architecture du système électrique s'effectue sous l'impulsion de multiples tendances liées à la transition énergétique. Le développement de moyens de production décentralisés et variables conduit à modifier les schémas de flux sur les réseaux. Il faudra donc renforcer le réseau pour accueillir des flux nouveaux, tout en maintenant la sûreté du système et la solidarité entre les territoires dans un contexte de flux plus volatils et plus complexes. Le développement de moyens de production décentralisés (ainsi que du pilotage de la demande et du stockage) peut en effet conduire, en moyenne, à de moindres flux en provenance des niveaux de tension supérieurs (voire à de moindres flux tout court sur le réseau public dans le cas de l'autoconsommation), mais cela ne signifie pas nécessairement que les investissements nécessaires sur les réseaux seront réduits. Le recours au réseau restera ainsi indispensable, d'une part pour profiter des effets de foisonnement (à l'échelle locale, nationale et même européenne) en termes de production et de consommation et, d'autre part, pour permettre à chacun d'accéder à l'électricité en toutes circonstances. Même à ceux qui les utiliseront moins pour faire transiter de l'énergie, les réseaux continueront ainsi à fournir un certain nombre de services : un rôle de desserte et d'accès au marché, la continuité de la fourniture, la garantie de la qualité de l'électricité, les prestations de comptage et de fourniture de données, la puissance de court-circuit...

À ces tendances du côté de la production, s'ajoutent des développements technologiques du côté de la consommation qui permettent à l'électricité de répondre à un nombre croissant d'usages (chauffage, ECS, production de vapeur industrielle, mais aussi désormais mobilité), pour lesquels elle peut remplacer d'autres énergies plus émettrices de gaz à effet de serre : le développement de ces nouveaux usages doit également être pris en compte dans la planification des réseaux et leur tarification.

Les réseaux de distribution sont ainsi appelés à jouer un rôle majeur dans la mise en œuvre de la transition énergétique, dont l'électricité sera un vecteur clé. Ils se trouvent en effet au carrefour de ces multiples évolutions du système électrique, et seront amenés à assurer, en plus de leur rôle traditionnel, de nouvelles missions. Les utilisateurs des réseaux (consommateurs, producteurs, agrégateurs et opérateurs de flexibilité...) souhaiteront en effet bénéficier de services adaptés à leurs besoins et, symétriquement, pour ceux d'entre eux qui le désirent et en ont la capacité, valoriser leur potentiel de réponse aux besoins du système électrique. Le réseau électrique public deviendra ainsi le lieu d'échanges, non seulement d'énergie dans la perspective d'assurer l'équilibre offre-demande, mais d'un

ensemble de services, entre les gestionnaires et les utilisateurs du réseau, et entre les utilisateurs eux-mêmes.

Les utilisateurs du réseau chercheront ainsi, directement ou par l'intermédiaire de leur fournisseur ou agrégateur, à valoriser les atouts dont ils disposent, qu'il s'agisse de moyens de production, de stockage ou du pilotage de leur consommation. Du point de vue du système électrique, l'équilibre offre-demande sera toujours assuré par les échanges entre acteurs de marchés et les mécanismes mis en place par le gestionnaire de réseau de transport, permettant la participation sur un pied d'égalité de la production, du stockage et du pilotage de la demande. S'y ajouteront en outre des mécanismes, tarifaires et de marché, permettant la participation des utilisateurs à la gestion des congestions sur les réseaux, à la fois pour le transport et pour la distribution.

## 2. Les enjeux de la tarification des réseaux

Compte tenu de ces évolutions, qui entraîneront d'importants investissements dans le système électrique dans son ensemble, partout sur le territoire, il est crucial que l'ensemble des utilisateurs du réseau se voient transmettre les signaux de prix et tarifaires représentatifs des coûts qu'ils induisent pour le réseau, afin de les inciter à faire les choix les plus efficaces du point de vue de la collectivité, tant pour optimiser l'utilisation des actifs existants que pour inciter aux décisions d'investissements adéquates dans de nouveaux moyens de production, de stockage ou de pilotage de la demande. Autrement dit, l'enjeu est de faire en sorte que chacun des utilisateurs du réseau se voit répercuter les justes impacts de ses choix, tant en termes de coûts que de bénéfices. Il faut à ce titre éviter les effets d'aubaine, les subventions croisées et les coûts échoués dus à une tarification inadéquate, qui entraîneraient *in fine* un surcoût pour l'ensemble des consommateurs.

Pour cela, et dès lors qu'elle s'appuierait sur une méthode de construction robuste, l'UFE serait en faveur d'une transition vers une structure tarifaire basée sur le reflet des coûts marginaux de long terme, qui correspondent à l'ampleur des coûts qui peuvent être influencés par les choix et comportements des utilisateurs. Une telle évolution serait de nature à transmettre aux utilisateurs un signal prix efficace, reflétant les coûts engendrés par leur utilisation du réseau. Certaines catégories de consommateurs dont la facture connaîtrait éventuellement des variations induites par une telle amélioration de la méthodologie tarifaire pourraient faire l'objet de mesures d'accompagnement par le biais de dispositifs tels que le chèque énergie ou l'allègement de la fiscalité.

Si elle soutient une telle évolution de la méthodologie tarifaire en ce qui concerne le soutirage d'électricité, l'UFE considère en revanche que le renforcement du tarif d'injection appliqué aux producteurs serait inefficace, et même contreproductif. Cela conduirait en effet les producteurs à faire face à des coûts évolutifs dans le temps, qu'ils ne pourraient pas prendre en compte lors de leurs décisions d'investissements, et sur lesquels ils ne disposeraient ensuite d'aucun levier significatif. Par ailleurs, le renforcement du timbre d'injection créerait une distorsion de concurrence au sein du marché européen entre les producteurs français et ceux situés dans des pays où le timbre d'injection est inexistant ou très faible.

Pour l'UFE la transmission de signaux de localisation aux producteurs est nécessaire afin de favoriser l'optimisation conjointe production-réseau et donc celle des investissements dans la

transition énergétique, mais devrait se faire avant tout par l'intermédiaire des coûts de raccordement et des S3REnR qui, contrairement au tarif d'injection, peuvent être pris en compte par les producteurs au moment de leur décision d'investissement.

L'UFE souhaite enfin rappeler que les tarifs de réseaux visent la couverture des coûts des gestionnaires de réseaux et leur reflet aux catégories d'utilisateurs. En vertu notamment du principe de non-discrimination, ils ne doivent donc pas être utilisés comme un outil de politique publique (en particulier de soutien ou de subventions croisées entre utilisateurs) au-delà de la péréquation géographique.



## Annexe 8

# Les réseaux de distribution d'électricité dans la transition énergétique

Contribution de l'UNELEG

(Union nationale des entreprises locales d'électricité et de gaz)

### Des facilitateurs de la transition énergétique

Le système électrique français permet à chacun de nos concitoyens de bénéficier d'une électricité fiable et compétitive dans des conditions équitables sur tout le territoire. Chaque année, les gestionnaires de réseau investissent près de 100 euros par Français, pour entretenir, développer et adapter les réseaux de transport et de distribution, afin de répondre aux besoins d'électricité de tous en assurant un niveau élevé de qualité. Ces montants sont majoritairement investis au profit d'entreprises locales aux emplois non délocalisables.

Les réseaux électriques, qui jouent ainsi un rôle important dans la cohésion et la solidarité des territoires, se trouvent aujourd'hui à un moment clé de leur évolution, avec les développements des énergies renouvelables décentralisées et du numérique. Cette double transition, énergétique et numérique, vient questionner l'organisation descendante du schéma centralisé du système électrique, et donne de la place à des expressions locales telles que l'autoconsommation et les productions délocalisées. Ces tendances évoluent à des vitesses différentes selon les territoires.

Les réseaux, notamment de distribution qui accueillent la plupart des projets EnR, sont ainsi engagés dans une très forte mutation. Ils constitueront dans les années à venir la colonne vertébrale de la transition énergétique.

### De l'utilité des réseaux pour optimiser la production-consommation

De façon générale, les gestionnaires de réseaux apportent de nombreux services à tous les utilisateurs de réseau, qu'ils soient ou non autoconsommateurs. Il y a d'abord, bien sûr, un intérêt au réseau du fait du foisonnement (« effet réseau ») qu'il permet. Quant à son rôle assurantiel pour l'ensemble des acteurs, on notera qu'il s'agit non seulement de garantie de desserte et de continuité mais aussi de qualité de fourniture.

On soulignera également le rôle des réseaux pour assurer le bon fonctionnement des marchés et la liberté des échanges. Enfin, les opérateurs de réseau, dans le cadre de leurs missions de service public, facilitateurs de la transition énergétique, garantissent la mise à disposition de données fiables et sécurisées à l'ensemble des parties prenantes des systèmes énergétiques.

Les coûts de ces services sont très majoritairement indépendants de l'énergie transitée. La demande d'un rééquilibrage entre part variable et part fixe des tarifs découle de ces constats. Elle est également liée au fait que la différenciation horosaisonnaire de ces tarifs est limitée (quatre index au maximum à moyen-terme en basse tension), alors que d'un point de vue académique, une part énergie élevée ne serait pertinente qu'en cas de très forte différenciation temporelle.

La bonne compréhension du rôle de facilitateur (« enabler ») – de marché et de la transition énergétique – prend une importance accrue dans le contexte du « *Clean Energy Package* », qui prévoit la possibilité de créer des communautés énergétiques. Au niveau français, l'UNELEG estime que ces communautés doivent s'appuyer sur le réseau public de distribution, qui garantit un accès optimisé et sans discrimination à tous les acteurs qui le souhaitent. Toute communauté énergétique (avec ses parties prenantes et ses actifs (production) le cas échéant) peut fonctionner en utilisant les règles de fonctionnement du RPD.

### **De la tarification des réseaux**

Dans un système plus décentralisé où les raccordements se multiplient, il est d'autant plus important que les décisions d'investissement soient prises à partir de signaux économiques pertinents : ils doivent garantir que les tarifs d'usage reflètent les coûts que les utilisateurs génèrent pour le réseau.

Il paraît donc nécessaire de caler un système de gouvernance et de mécanique tarifaire suffisamment fin pour optimiser les actions de moyen et de long terme menées dans l'intérêt général, tout en restant lisible et en maintenant les solidarités que l'on souhaite préserver. Dans la mesure où les investissements futurs seront significatifs, la théorie économique plaide pour une structure tarifaire basée sur les coûts marginaux de long terme.

À ce jour, les conditions tarifaires sont identiques à profil de consommation égal sur tout le territoire, tant dans les zones rurales, de montagne, que dans les métropoles. Cela relève d'un choix politique d'aménagement des territoires. Cette péréquation tarifaire traduit de fait une solidarité entre les villes et les territoires moins densément peuplés, où les coûts par habitant sont par nature différents.

Si une réflexion de fond sur la (re)définition de la péréquation peut paraître utile dans le contexte d'évolution des territoires et du modèle énergétique, cela nous paraît néanmoins relever d'un choix politique fondateur d'aménagement du territoire. En cela, ce sujet dépasse largement la question de la décentralisation énergétique : cela doit être une réflexion sur la décentralisation globale. Toute analyse devrait le cas échéant tenir compte de l'organisation du système français reposant sur deux gestionnaires de réseaux nationaux qui réalisent une péréquation interne sur l'essentiel du territoire.

Les adhérents de l'UNELEG et leurs parties prenantes sont très attachés à ce principe de péréquation tarifaire.

### **De nouveaux usages au profit de la transition énergétique**

Pour conclure, nous tenons à souligner que les gestionnaires de réseaux garantissent un raccordement de tous les consommateurs où qu'ils soient sur le territoire national et de tous les producteurs d'énergie renouvelable sans aucune discrimination.

Ils accompagnent ainsi le développement de l'électricité et de ses nouveaux usages, vecteur capital pour la réussite de la décarbonation et de la numérisation de l'économie.

Ce développement n'implique pas seulement des renforcements de réseaux mais passe aussi par la mise en œuvre de solutions innovantes comme les raccordements intelligents ou d'autres solutions de type « smart grids » pour optimiser les investissements.

## **À propos des ELD dans la transition énergétique : des boîtes à outils pour leurs territoires**

Les 130 entreprises locales de distribution (ELD) sont de véritables boîtes à outils pour les territoires qu'elles desservent : bénéficiant d'un ancrage local historique et de modèles de circuits courts, les ELD sont bien placées pour développer des solutions sur mesure pour faire avancer les transitions énergétique et numérique territoriales en relation étroite avec des élus locaux, toujours dans le respect de la séparation des activités concurrentielles et de service public.

Il convient néanmoins de souligner que les adhérents de l'UNELEG sont attachés à l'organisation nationale du réseau public de distribution, qui permet un accès non-discriminatoire aux réseaux et des conditions économiques identiques quel que soit l'endroit du territoire. Partie prenante dynamique du système électrique, les ELD travaillent de concert avec Enedis à la réussite de la transition énergétique, comme en témoigne les travaux en commun sur le déploiement des compteurs évolués.



## Annexe 9

# Contribution de Total Direct Énergie

15 novembre 2019

### 1. Missions des gestionnaires de réseaux dans le cadre de la transition énergétique

La transition énergétique modifie en profondeur l'organisation du système électrique et renforce la place des réseaux de distribution qui deviennent désormais des réseaux de collecte de la production décentralisée. Les gestionnaires de réseaux ont vu leurs missions étendues à des champs d'intervention nouveaux, à la lisière du champ concurrentiel, et en France parfois pleinement en dehors de leur rôle initial d'opérateur en monopole. Les gestionnaires de réseaux de distribution peuvent ainsi chercher à accompagner le développement des nouveaux usages notamment la recharge des véhicules électriques ou se positionner sur la question des données.

Total Direct Energie considère toutefois qu'il est important que les nouvelles prestations éventuellement développées par les gestionnaires de réseaux soient limitées à ce qui est strictement nécessaire à l'exploitation du réseau et en dehors du secteur concurrentiel. Un tel développement de leurs activités hors de leur monopole est nécessairement préjudiciable à la concurrence alors même que les initiatives d'acteurs de marché ne manquent pas dans ces domaines, et préjudiciable par extension aux consommateurs qui ne peuvent bénéficier du foisonnement d'innovations proposées par le marché.

Rémunérer les risques pris par les gestionnaires de réseaux en investissant dans des activités nouvelles ou des technologies disruptives via les tarifs d'accès aux réseaux serait également contraire à l'objet même de ces tarifs de service public.

Le *Clean Energy Package* a d'ailleurs introduit une clarification des missions en visant l'interdiction pour les gestionnaires de réseaux de distribution d'accéder à certaines activités relevant du champ concurrentiel, et prévoit ainsi qu'ils ne doivent pas gérer de services de flexibilité, de stockage, de mobilité électrique, sauf en dernier recours si à la suite d'un appel d'offres, l'activité n'a pas trouvé acquéreur parmi les acteurs du marché. Les gestionnaires de réseaux devant en parallèle s'abstenir de toute discrimination entre les utilisateurs, en cas d'exploitation par les gestionnaires de réseaux d'activités de stockage ou de recharge, il serait toutefois légitime de se demander comment cette obligation de non-discrimination pourrait être respectée.

Afin que la transition énergétique soit une réussite pour le système électrique et plus généralement pour la collectivité, Total Direct Energie considère donc que :

- les nouveaux usages du réseau de distribution impliquent des interactions croissantes des gestionnaires de ces réseaux avec les acteurs de marché, qui se doivent de remplir pleinement leur ambition de devenir des facilitateurs de marché. Cette ambition doit

impérativement s'accompagner d'un **renforcement des exigences d'indépendance vis-à-vis de leurs maisons mères pour garantir un traitement équitable de tous les acteurs de marché**. Total Direct Energie estime que ces exigences devraient être les mêmes que celles retenues pour les gestionnaires de réseau de transport ;

- les **gestionnaires de réseaux devraient transmettre les différentes données en leur possession à l'ensemble des acteurs**, dans le respect des différentes réglementations sur les données. C'est une condition nécessaire à l'établissement de la concurrence et au développement de l'innovation, au bénéfice des consommateurs. Les acteurs de marché doivent disposer de toutes les informations nécessaires à la formulation de conseils relatifs aux comportements du consommateur liés à l'énergie. Ces données concernent également le besoin de flexibilités pour les réseaux de distribution, et en particulier leur valeur économique, pour permettre aux fournisseurs et agrégateurs de proposer des solutions innovantes, notamment des offres d'effacement, qui permettront *in fine* de réduire le coût du renforcement des réseaux ;
- les **gestionnaires de réseaux devraient également s'interdire de proposer au client final tout service relevant d'une activité concurrentielle** et/ou à utiliser les données de comptage sur lesquelles le GRD dispose d'un monopole légal pour une autre finalité que son activité de distribution, notamment des services en matière d'économies d'énergie. Pour le secteur de l'efficacité énergétique, il n'existe pas de logique de monopole naturel ni de carence de l'initiative privée. L'intervention du gestionnaire de réseau de distribution pourrait donc être de nature à fausser la concurrence et à limiter l'innovation, au détriment des consommateurs.

Dans le cadre des réflexions sur les nouvelles missions des gestionnaires de réseaux, il est également nécessaire d'associer le régulateur sectoriel dans le but de garantir le bon fonctionnement du marché. L'Autorité de la concurrence a également déjà eu l'occasion de se prononcer sur l'entrée sur un marché concurrentiel d'une entreprise publique disposant d'un monopole légal, en posant la condition qu'elle n'abuse pas de sa position dominante pour restreindre ou tenter de restreindre l'accès au marché de ses concurrents en recourant à des moyens autres que la concurrence par les mérites<sup>160</sup>.

## 2. Enjeux de la tarification des réseaux

Total Direct Energie considère tout d'abord que la structure tarifaire doit être pensée pour être résiliente aux évolutions futures du système électrique et ainsi ne pas être liée à l'usage. **Les coûts de réseaux doivent être supportés par les utilisateurs qui les génèrent** afin de leur donner les meilleurs signaux économiques possibles pour faire évoluer leur comportement et par suite de réduire les coûts.

Il est en conséquence pertinent de généraliser dès à présent les tarifs horo-saisonnalisés proposés par la Commission de régulation de l'énergie. Le TURPE ne doit pas être un moyen d'organiser des subventions croisées entre utilisateurs. Les fournisseurs auront toujours la possibilité de proposer aux utilisateurs les moins vertueux ou qui préfèrent la simplicité un tarif « base ».

---

<sup>160</sup> Notamment décision n° 02-D-63 du 8 octobre 2002 relative à des pratiques constatées dans le secteur des télécommunications.

Par ailleurs, il est nécessaire d'étudier l'opportunité d'intégrer un timbre d'injection dans le TURPE afin de donner des signaux à la localisation des moyens de production et au dispatching. Toutefois, un tel timbre d'injection qui s'appliquerait sur des actifs renouvelables existants pourrait grever et leur équilibre économique et devra impérativement faire l'objet d'une compensation dans les modalités de soutien (prix de l'OA et complément de rémunération).

S'agissant du niveau des tarifs, Total Direct Energie souhaite rappeler que l'acheminement représente près de la moitié de la facture hors taxes d'un client. Dans le contexte de craintes sur le pouvoir d'achat des ménages et sur la compétitivité de l'industrie française, **le niveau des tarifs de réseaux doit être contenu** grâce à une maîtrise des dépenses du gestionnaire de réseau et à la limitation de la rémunération du capital investi par son actionnaire à un juste niveau.



## Annexe 10

# Contribution d'Actility

18 novembre 2019

Le sujet des réseaux de distribution pose le problème intéressant de la frontière entre la partie physique de ces réseaux et leur partie digitale. Actility, qui fournit une plateforme pour objets connectés basée sur une technologie à bas débit est un acteur au quotidien du secteur de l'Internet des objets, à travers des déploiements de réseaux de communication nationaux (LPWAN Orange en France), satellitaires (Inmarsat) mais aussi privés. Le point de vue d'Actility est que l'avenir passe probablement par la séparation de ces deux composantes pour les raisons techniques détaillées ci-dessous.

La composante physique des réseaux, le cuivre et les transformateurs, est clairement un domaine où le sujet de péréquation nationale domine. Sur celui-ci, il ne semble pas indispensable d'apporter de changements à un modèle qui fonctionne. Il peut faire débat de savoir si le compteur terminal lui-même fait partie de ce bloc : il y a cependant peu d'enjeux car c'est un sujet classique de sourcing en masse d'un équipement. Attention, nous distinguons bien le compteur proprement dit de la partie communications.

La composante digitale est de plus en plus riche, elle recouvre la partie communication du comptage, mais aussi les mécanismes d'équilibrage du réseau.

Pour la partie communication du comptage, absolument rien ne distingue les réseaux électriques des réseaux télécom. Plus rien aujourd'hui ne justifie un monopole public dans ce domaine, au contraire de nature à ralentir très fortement le cycle d'innovation. La sécurité de la transmission de l'information de bout en bout est aujourd'hui assurée à 100 % par la cryptographie, et n'a plus rien à voir avec la propriété des réseaux de communication. Il suffirait d'ajouter une signature électronique à la sortie « Tele-information » du compteur pour que n'importe quel moyen de communication puisse véhiculer de manière infalsifiable l'information aux systèmes centraux du distributeur ou n'importe quel cloud.

Il y a éventuellement aussi un sujet de péréquation sur le lien de communication, mais il est déjà traité à travers les exigences du régulateur portant sur les réseaux publics de communication en général, le monde de la distribution ne justifie d'aucune exigence spécifique. Malgré ces remarques, en France, le programme Linky reste pour autant parfaitement justifié et s'analyse pour nous comme un remplacement nécessaire des compteurs électromécaniques obsolètes, un sourcing optimisé au niveau national pour une remise à niveau en masse du parc à coût minimum. En revanche, il nous semble qu'à terme ce programme devrait être transformé en série d'exigences techniques pour un compteur, y compris API ouvertes et sécurisées vers les opérateurs de distribution, le compteur lui-même pouvant être fourni et installé sur un marché ouvert, fonctionnant sur n'importe quel réseau de communication. Il y a maintenant plusieurs décennies que France Telecom n'a plus un monopole sur les téléphones : cette évolution du monopole de fourniture vers un monopole

sur des exigences techniques a permis la formidable vague d'innovation dont nous avons été témoins.

Concernant l'équilibrage des réseaux par la mise en œuvre de flexibilités, un marché sur lequel Actility était un acteur important en France, Belgique, Pays-Bas et Italie (activité maintenant chez Veolia sous le nom Flexity), il semble clair que la liquidité des marchés ne sera assurée, et encore avec difficulté, qu'au niveau national, donc nécessairement animée par le GRT. Cela ne contredit en rien l'expression des besoins des GRD. Il suffit au GRD de quantifier l'impact d'un ajustement de 1MW en injection ou soutirage sur son réseau en temps-réel, en euros par MW, et de transmettre cette estimation au système d'information du GRT. Le GRT peut alors imputer ce coût marginal algébrique aux prix des options de flexibilité du marché d'équilibrage au niveau transport. Ceci revient à passer du modèle traditionnel « France plaque de cuivre », à un modèle où les prix sont régionalisés par un système de bonus/malus à la main des GRD. Comme on voit, tout ceci est purement un mécanisme de marché, exprimé par des API et des contrats de participation, sur lequel il n'est nul besoin d'un monopole quelconque sur les moyens par lesquels les activations de flexibilité sont transmises aux acteurs. Un tel monopole, bien au contraire, viendrait fortement réduire l'incroyable diversité des contributeurs possibles à la flexibilité du réseau.

Demain, un gestionnaire de bornes de charges, souhaitant transmettre une limitation de puissance de charge à un parc de VE bretons pour répondre à un besoin du GRT ou du GRD (par le biais d'un bonus sur les offres à la baisse venant de Bretagne), doit pouvoir le faire par tout moyen. De la même manière pour un gestionnaire de parc éolien souhaitant réduire une injection de puissance, répondant au besoin du GRD en Vendée souhaitant éviter un fonctionnement inversé du réseau de distribution, besoin exprimé par un malus sur les offres à la baisse, et un bonus sur les offres à la hausse, du marché animé par le GRT pour toute offre sur un point de comptage vendéen.

Et nous pourrions décliner ces exemples à l'infini à l'avenir, vers les réfrigérateurs, les pompes à chaleur, les thermostats, les batteries des opérateurs télécom, les réseaux d'eau potable et d'assainissement, etc. On voit que pour traiter cette diversité il faudra réduire autant que possible les rigidités dans le domaine digital, celui où va s'exprimer l'innovation. Ce sont ces flexibilités déjà en place, dont la mobilisation présente un coût marginal quasi nul pour leurs propriétaires, qui une fois mise à disposition du marché constitueront la batterie virtuelle géante adaptée au défi colossal que présente l'évolution du mix électrique vers un avenir décarboné.

Contribuer à résoudre ce défi est probablement l'enjeu le plus passionnant de l'Internet des objets. La perspective du téléphone ou de la télévision fonctionnant sur Internet paraissait utopique en 2000... Pourtant, en seulement dix ans la révolution s'est opérée de manière complète et totalement non linéaire. Aujourd'hui, il semble que les réseaux de distribution sont à la veille d'une évolution comparable, probablement sur une échelle de temps similaire, vraiment très courte au regard des habitudes du secteur.



Directeur de la publication

**Gilles de Margerie, commissaire général**

Directeur de la rédaction

**Cédric Audenis, commissaire général adjoint**

Secrétaires de rédaction

**Olivier de Broca, Sylvie Chasseloup**

Contact presse

**Matthias Le Fur**, directeur du service Édition/Communication/Événements

**01 42 75 61 37**, [matthias.lefur@strategie.gouv.fr](mailto:matthias.lefur@strategie.gouv.fr)

RETROUVEZ  
LES DERNIÈRES ACTUALITÉS  
DE FRANCE STRATÉGIE SUR :



[www.strategie.gouv.fr](http://www.strategie.gouv.fr)



[@Strategie\\_Gouv](https://twitter.com/Strategie_Gouv)



[france-strategie](https://www.linkedin.com/company/france-strategie)



[FranceStrategie](https://www.facebook.com/FranceStrategie)



[@FranceStrategie\\_](https://www.instagram.com/FranceStrategie_)



[StrategieGouv](https://www.youtube.com/StrategieGouv)



**FRANCE STRATÉGIE**

---

Institution autonome placée auprès du Premier ministre, France Stratégie contribue à l'action publique par ses analyses et ses propositions. Elle anime le débat public et éclaire les choix collectifs sur les enjeux sociaux, économiques et environnementaux. Elle produit également des évaluations de politiques publiques à la demande du gouvernement. Les résultats de ses travaux s'adressent aux pouvoirs publics, à la société civile et aux citoyens.