

A S S E M B L É E      N A T I O N A L E

X V <sup>e</sup>      L É G I S L A T U R E

# Compte rendu

**Commission d'enquête  
sur l'impact économique, industriel et  
environnemental des énergies renouvelables,  
sur la transparence des financements  
et sur l'acceptabilité sociale  
des politiques de transition énergétique**

– Audition, ouverte à la presse, de M. Antoine Jourdain, directeur technique d'ENEDIS, de M. Éric Peltier, membre de la direction financière, et de M. Pierre Guelman, directeur des affaires publiques ..... 2

Mardi

19 mars 2019

Séance de 19 heures 15

Compte rendu n° 5

SESSION ORDINAIRE DE 2018-2019

**Présidence  
de M. Julien Aubert,  
*Président***



*La séance est ouverte à dix-neuf heures vingt-cinq.*

**M. le président Julien Aubert.** Nous recevons maintenant M. Antoine Jourdain, directeur technique d'Enedis, M. Éric Peltier, membre de la direction financière d'Enedis, et M. Pierre Guelman, directeur des affaires publiques.

Enedis a en charge la gestion du réseau de distribution électrique, qui représente, en France, 1,4 million de kilomètres de lignes. Si cette mission a une forte implication de service public, il ne s'agit toutefois pas d'un monopole : Enedis couvre 95 % du territoire, mais 150 entreprises locales de distribution (ELD) assurent une mission équivalente, pour environ 2 500 communes. Enedis, un acteur connu du grand public pour ses opérations de raccordement, de dépannage et de relevé de compteur, possède 36 millions de clients raccordés. Dans la mesure où c'est la question du raccordement des énergies renouvelables (EnR) – éolien et solaire – qui intéresse principalement notre commission d'enquête, vous voudrez bien, messieurs, nous indiquer quels montants d'investissements annuels sont à la charge d'Enedis pour raccorder ces sources d'énergie intermittente, ainsi que les montants estimés pour l'avenir.

Un prélèvement spécifique, perçu auprès des consommateurs d'électricité, est destiné à couvrir les coûts de gestion supportés par les gestionnaires de réseau : le tarif d'utilisation des réseaux publics d'électricité (TURPE). La Commission de régulation de l'énergie (CRE), que nous ne manquerons pas d'auditionner, en définit les règles d'application et les différents barèmes. Quels sont les montants annuels perçus par Enedis au titre du TURPE ? Ce montant couvre-t-il intégralement les surplus d'investissements qu'Enedis doit assumer pour l'insertion des ENR sur les réseaux ?

Comment Réseau de transport d'électricité (RTE) et Enedis se répartissent-ils le bénéfice du TURPE pour ce qui concerne les EnR ? Quelle est l'incidence du rattachement des éoliennes et du transfert de la contribution au service public de l'électricité (CSPE) vers le TURPE ? Existe-t-il des zones du territoire fragilisées par l'insertion des EnR, du fait des capacités d'accueil limitées du réseau ?

En cas de difficultés locales sur un réseau, l'effacement de certains gros consommateurs – question qui intéresse tout particulièrement Mme la rapporteure – ou bien l'écrêtement de la production constituent-ils des solutions aisées à mettre en œuvre ? Plus positivement, l'émergence des EnR a-t-elle été une opportunité pour faire progresser les technologies de réseaux électriques intelligents – les *smart grids* ?

Enfin, quel rôle le compteur Linky joue-t-il dans la transition énergétique ? En est-il un facilitateur ou, au contraire, un frein ?

Conformément aux dispositions de l'article 6 de l'ordonnance du 17 novembre 1958 relative au fonctionnement des assemblées parlementaires, qui prévoit que toute personne dont une commission d'enquête a jugé l'audition utile est entendue sous serment, je vais vous demander de prêter le serment.

*(MM. Antoine Jourdain, Éric Peltier et Pierre Guelman prêtent successivement serment.)*

Messieurs, vous avez la parole pour un exposé qui ne devra pas dépasser quinze minutes. Puis Mme la rapporteure, ainsi que les membres de la commission vous interrogeront à leur tour.

**M. Antoine Jourdain, directeur technique d'Enedis.** Enedis exploite 1,4 million de kilomètres de lignes sur les 95 % du territoire qui sont à sa charge. Alors que le réseau a été historiquement conçu avec RTE pour écouler une production centralisée, depuis quelques années, nous assistons à une émergence significative des énergies renouvelables, en particulier de l'éolien et du photovoltaïque, lesquelles sont réparties de façon semi-centralisée.

Les fermes éoliennes, qui produisent des puissances relativement faibles, sont reliées en quasi-totalité au réseau de distribution d'Enedis, ce qui nous oblige à réaliser des investissements et des aménagements, pour apporter cette énergie jusqu'aux lieux de consommation, qui ont tendance à se concentrer, l'exode rural se poursuivant.

L'énergie photovoltaïque, quant à elle, est répartie de deux manières : l'une semi-centralisée dans des fermes solaires de forte puissance ; l'autre plus diffuse, constituée de panneaux répartis sur les toits de nos concitoyens, qui, grâce au compteur Linky, en profitent relativement simplement, puisqu'ils n'ont plus besoin de branchements supplémentaires, le compteur mesurant l'énergie dans les deux sens.

S'agissant des investissements, le dispositif initialement créé pour relier ces nouveaux moyens de production en réseau était relativement sommaire : le premier arrivé était le premier servi. Depuis quelques années existe un système pour mutualiser les coûts : les schémas régionaux de raccordement au réseau des énergies renouvelables (S3REN). Un appel à projets a été lancé, afin de dimensionner les ouvrages à réaliser et de déterminer une quote-part, de sorte que chacun paie la même part du poste source des ouvrages mis en commun. Cela permet d'assurer un traitement équitable et un développement harmonieux des parcs éoliens. Dans le passé, le principe de la priorisation a suscité des contentieux : c'étaient les places qui ne coûtaient pas cher qui étaient préemptées. Le système actuel des S3REN fonctionne assez bien et est relativement vertueux, en permettant de disposer d'une vision à assez long terme, de mutualiser les coûts et de loger chacun à la même enseigne.

Avec nos amis de RTE, nous publions chaque année, vers le mois d'avril, l'état technique et financier des S3REN. Ce bilan permet de s'assurer que la part payée par les producteurs correspond bien aux investissements faits par les gestionnaires de réseau. En 2018, nous avons investi environ 240 millions d'euros pour raccorder l'ensemble des énergies renouvelables. Pour respecter la programmation pluriannuelle de l'énergie (PPE), qui fixe, à l'horizon de 2028, une augmentation de 10 gigawatts pour l'éolien et de 9 gigawatts pour le solaire – de 25 à 34 –, nous pensons doubler notre capacité d'investissement, afin de relier progressivement les parcs. Actuellement, nous relierons un peu plus de 2 gigawatts par an, et devrions arriver aux alentours de 5 gigawatts en 2028.

Parallèlement à l'intégration des énergies renouvelables, nous allons assister, dans les prochaines années, à l'émergence du véhicule électrique, qui nous permettra d'optimiser notre réseau ; car si une voiture électrique est une source de consommation, c'est aussi un stockage sur roues. Un plan d'investissement dédié est prévu.

Pour ce qui est des énergies renouvelables, Enedis dépense environ 1 milliard d'euros par an pour connecter ses clients, essentiellement dans le cas de constructions neuves. L'an dernier, nous avons accueilli environ 370 000 nouveaux clients. Sur ce milliard, nos clients

bénéficient d'une réfaction de 40 %, ce qui leur permet de ne pas payer la totalité du raccordement. En revanche, pour les énergies renouvelables, la réfaction est plafonnée à 5 mégawatts. Nos investissements dans les raccordements, en soutirage ou en injection, entrent dans la base active régulée (BAR). Le TURPE rémunère ensuite – insuffisamment – nos actifs selon un certain taux, ce qui permet de calculer le revenu total autorisé du distributeur. Les paiements des clients sont bien évidemment déduits du tarif : la CRE veille à ce que nous ne soyons pas rémunérés deux fois pour un investissement que nous n'avons pas payé en totalité.

Certains S3RENR ont été rapidement saturés, dans les Hauts-de-France et en Champagne-Ardenne, par exemple. Plusieurs générations de S3RENR, qui s'inscrivent dans le schéma régional d'aménagement, de développement durable et d'égalité des territoires (SRADDET), sont apparues, afin de répondre aux besoins. Avec RTE, nous continuons de participer à leur élaboration. Nous souhaitons élaborer un mécanisme, pour disposer d'une visibilité à plus long terme. Les S3RENR ont une durée de vie assez courte, dans la mesure où ils sont très vite saturés. Or, pour construire ou consolider une ligne de transport, les chantiers durent de cinq à dix ans.

Enedis développe aussi des solutions « *smart* ». Comme je vous l'ai dit, 95 % des nouvelles capacités sont reliées au réseau de distribution. Il va falloir, de plus en plus, équilibrer la consommation et la production. Historiquement, pour des raisons technologiques, ce rôle était entièrement dévolu à RTE. Ce sera toujours le cas pour équilibrer la fréquence et la tension sur les lignes HTB et HTB2. En revanche, localement, les quartiers équipés de panneaux photovoltaïques auront besoin d'un équilibrage en temps réel sur le réseau, soit en renforcement, de manière massive, soit grâce à des stockages, des flexibilités ou des mécanismes de marché.

C'est là tout l'intérêt du compteur communicant Linky, qui permet de recueillir l'ensemble des données et de définir les courbes de charge du réseau. Le réseau ayant été construit de manière centralisée pour écouler la production localement, on ne disposait auparavant que de deux points de mesure par an, aux dates de relevé du compteur. La visibilité sur le réseau était alors quasiment nulle. Grâce à Linky, nous pourrions mieux canaliser les électrons, afin de garantir une optimisation maximale du réseau. La semaine dernière, alors que j'étais en Inde, avec notre filiale EDF *International Networks*, j'ai pu me rendre compte que cette problématique traversait tous les pays. De fait, les compteurs communicants se développent moins pour s'assurer que la facture soit bien payée et économiser le coût du relevé que pour pouvoir piloter l'ensemble du réseau en temps réel.

Enedis a l'ambition d'accompagner tous ses clients dans la connexion des nouveaux parcs éoliens ou photovoltaïques et, pour les particuliers, des panneaux sur leurs toits. L'entreprise souhaite participer au développement de l'autoconsommation individuelle, grâce au compteur Linky, et collective. Il sera en effet possible, pour un immeuble équipé en panneaux photovoltaïques, de disposer de quotes-parts quasiment en temps réel, afin de répondre de façon optimale aux clients souhaitant produire et consommer localement. Enedis a préparé un plan d'investissement pour suivre ces évolutions, aussi bien s'agissant du renouvelable, du véhicule électrique ou du stockage, qui en est à ses balbutiements.

**Mme Marjolaine Meynier-Millefert, rapporteure.** Monsieur Jourdain, pensez-vous que les véhicules électriques seront un facteur d'augmentation de pic ou de régulation ?

**M. Antoine Jourdain.** Il existe différents cas de véhicules électriques. Nous avons signé un partenariat avec la Régie autonome des transports parisiens (RATP) pour les dépôts de bus parisiens. Dans le cas des grosses flottes de bus, il faudra construire des ouvrages pour disposer d'une puissance suffisante. D'autres solutions existent aussi, comme cette technologie du « biberonnage » des bus, sur le trajet, qui s'est développée à Nantes et permet de répartir la consommation.

Pour les véhicules individuels, nous pensons qu'il n'y aura pas besoin de renforcer le réseau. Nous avons fait en sorte que les normes de construction des places de parking respectent un coefficient de 0,4. Lorsque l'on construit un réseau dans une rue, on n'additionne pas les puissances de tous pour dimensionner le réseau à 100 % de la puissance maximale : des coefficients de foisonnement permettent d'optimiser les investissements. À l'exception des parkings souterrains, qui nécessiteront de construire des réseaux, partout ailleurs, cela foisonnera. Des signaux tarifaires permettront de charger la plupart des véhicules la nuit. On pourra même imaginer que, dans un parking, la première source pour recharger une voiture qui aurait absolument besoin de partir le lendemain matin, ce seront les voitures voisines. En additionnant tous ces moyens de foisonnement, il n'y aura pas besoin d'augmenter la puissance. Au niveau très local, cela se fera au cas par cas : si trois dépôts de véhicules électriques sont implantés dans un rayon de 500 mètres, il y aura sans doute besoin de construire un équipement adapté.

**Mme Marjolaine Meynier-Millefert, rapporteure.** Il faudrait donc éviter que tous les réseaux de bus électriques soient au même endroit de la métropole, mais les étaler dans les espaces ruraux.

**M. Antoine Jourdain.** Les dépôts de bus à Paris ne sont pas tous situés au même endroit.

**Mme Marjolaine Meynier-Millefert, rapporteure.** Même s'il est encore tôt, quel bilan faites-vous de l'installation du compteur Linky, au regard des perspectives qu'il était censé ouvrir ?

**M. Antoine Jourdain.** Aujourd'hui, nous comptons environ 400 000 clients équipés d'installations individuelles de panneaux photovoltaïques, dont un peu plus de 30 000 sont en autoconsommation. Le compteur permet à ces clients de faire des économies directes sur leur facture. Un peu plus de 17 millions de compteurs ont été installés, en deux ans et demi. L'un des leviers du *business plan* de Linky était de réduire les pertes en électricité et de diminuer certaines interventions – lors d'un déménagement ou d'un emménagement, par exemple.

Des économies plus difficiles à chiffrer se font également jour, grâce à une observation du réseau en temps réel. Auparavant, nous ne disposions que d'une modélisation, sans jamais mesurer réellement ce qui se passait. Par conséquent, le réseau était ou surdimensionné ou sous-dimensionné. Maintenant que l'on dispose de données, on voit que l'on est globalement bien dimensionné. Mais cela permet aussi, dans le cas de nouveaux investissements, de trouver d'autres solutions, de demander, par exemple, à des gens de s'effacer – selon un système du type des « heures creuses », qui contribuait à une optimisation très importante du réseau électrique – et donc de différer des investissements. L'avantage du compteur par courant porteur en ligne (CPL), c'est qu'il traverse le réseau. Un réseau souterrain qui commence à vieillir envoie certains signaux avant de tomber en panne. En voyant apparaître les surtensions, nous pouvons prévenir des pannes – un avantage difficile à chiffrer.

**Mme Marjolaine Meynier-Millefert, rapporteure.** Pourriez-vous nous préciser la part de déperdition d'énergie sur le réseau ? Dans quelle mesure Enedis peut-elle fournir des informations utiles, de sorte à mener des politiques régionales différenciées ? Enfin, de quelle façon les nouveaux outils du réseau intelligent nous permettront-ils de mieux détecter les anomalies de consommation – les ménages en précarité énergétique ou, au contraire, un excès de consommation ?

**M. Antoine Jourdain.** Pour répondre à la dernière question, les données de nos clients étant confidentielles, nous n'y avons pas accès. La Commission nationale de l'informatique et des libertés (CNIL), ainsi que d'autres organismes, veillent au respect de cette confidentialité. Les clients, eux, peuvent bien sûr examiner leurs données ou mandater expressément des personnes pour le faire. En revanche, nous pouvons disposer de données par agrégats. Nous travaillons ainsi avec des collectivités locales, pour comparer ces données par quartiers ou par îlots d'immeubles, ou des offices HLM, de manière anonymisée. Nous pouvons leur donner des logiciels d'analyse, même si ce sont surtout les fournisseurs qui le font, afin de démasquer d'éventuels problèmes d'isolation ou d'optimisation, par exemple. Même si le compteur Linky permet d'obtenir des données, nous n'interférons pas dans la vie privée de nos concitoyens.

Enedis est attachée à la péréquation régionale, ce qui exige un travail de répartition des investissements : dans le cadre du nouveau contrat de concession que nous élaborons avec tous les concédants, depuis dix-huit mois, et nous négocions un nouveau cahier des charges, dans lequel nous nous engageons à garantir des niveaux de qualité et d'investissements permettant d'offrir une vision à long terme. Nous avons présenté à la Fédération nationale des collectivités concédantes et régies (FNCCR), à la CRE, à France Urbaine et à la direction générale de l'énergie et du climat (DGEC) un plan d'investissements pour les vingt prochaines années, afin d'atteindre des niveaux de qualité respectant le décret qualité de 2008 et d'assurer un équilibre territorial.

Si Enedis a une vision globale et centralisée de ce qui lui semble pertinent pour le territoire, la déclinaison locale doit être parfaitement adaptée au terrain, que nous ne connaissons pas concrètement dans notre tour d'ivoire à La Défense. C'est pour cela que les négociations de ce cahier des charges sont menées de façon décentralisée dans les territoires. Quand un territoire souhaite faire du renouvelable ou lancer des projets particuliers, nous en tenons compte et essayons de l'accompagner de manière pertinente. Par exemple, nous travaillons, dans le Centre de la France, sur un projet de stabulations agricoles équipées de panneaux photovoltaïques, sur un réseau qui n'a pas été construit pour faire transiter de grosses puissances.

Quant au taux de perte, il est évalué à 6,5 %.

**M. Hervé Pellois.** Quel est le ratio entre l'investissement réalisé par Enedis et celui des syndicats départementaux notamment ? Par ailleurs, ces syndicats travaillent-ils tous de la même façon ou certains prennent-ils des initiatives dans le domaine des énergies renouvelables sur leurs fonds propres ?

**M. Antoine Jourdain.** Ces dernières années, Enedis a investi en moyenne entre 3,2 et 3,3 milliards d'euros par an. Avec le programme Linky, le budget a dépassé les 4 milliards en 2018. Les autorités organisatrices de la distribution d'électricité (AODE), les concédants, investissent par an environ 810 millions d'euros : 21 % du budget concernent les raccordements ; 28 % le renforcement ; 14 % l'esthétisme ; sur les 37 % restants, un tiers

correspond aux montants engagés pour enterrer des fils nus, les deux autres à leurs investissements propres. Certaines AODE sont en train de changer de modèle. Par exemple, le syndicat garant du service public de la distribution des énergies en Vendée (SYDEV) développe des fermes éoliennes, en partenariat avec des sociétés d'économie mixte (SEM) et des opérateurs privés. La transition énergétique représente un nouveau relais d'activités pour les concédants.

Leurs rôles sont très variés. Les syndicats urbains ne font pas de travaux : ils nous ont confié la maîtrise d'ouvrage. En milieu rural, les concédants s'occupent essentiellement du raccordement et du renforcement. La ligne est un peu mouvante entre les activités d'Enedis et celles des concédants, ce qui fait l'objet de discussions. Nous assistons à l'émergence d'un nouveau modèle de concédants, qui prend à cœur la transition énergétique et investit dans ce type d'opérations.

**M. Vincent Thiébaud.** Ma question concerne l'essor de la production d'énergie photovoltaïque à domicile. Avez-vous le sentiment que les ménages qui font ce choix ont tendance à consommer moins d'énergie ? Par ailleurs, quel est l'impact sur le réseau en cas de surproduction ? Vous avez expliqué que vous pouviez absorber l'énergie produite par les fermes éoliennes, mais qu'en est-il de l'énergie photovoltaïque ?

**M. Antoine Jourdain.** Vous m'interrogez sur l'investissement photovoltaïque diffus. Quand les particuliers qui posent quelques panneaux photovoltaïques sur leur toit consomment eux-mêmes leur production – et ce sera de plus en plus le cas avec le développement du stockage –, il y a peu d'incidence sur le réseau. Il m'est difficile de dire, en revanche, s'ils ont tendance à réduire leur consommation...

L'autoconsommation pose effectivement des questions. Même si les gens équipés de panneaux photovoltaïques peuvent avoir le sentiment d'être indépendants du réseau, il est néanmoins nécessaire que celui-ci continue d'associer les productions émanant des moyens centralisés, semi-centralisés et diffus, car nous vivons sous des latitudes où le photovoltaïque produit des quantités d'énergie très différentes en été et en hiver. À supposer que les gens construisent des installations photovoltaïques suffisantes pour passer l'hiver à Paris, vous pouvez imaginer le surplus qu'ils auront au mois d'août... Si, en revanche, ils créent des installations en fonction de leurs besoins au mois d'août, ils devront recourir au réseau durant les mois d'hiver, même s'ils ont des moyens de stockage. Le réseau de distribution reste donc un garant essentiel de la solidarité, dans l'espace et dans le temps.

S'agissant des fermes de production, nous cherchons plutôt à renforcer le réseau et à construire des postes sources, sur le modèle de ce qui a été fait pour l'éolien : la production remonte soit sur le réseau de distribution, soit sur le réseau de transport, ce qui permet de l'écouler sur l'ensemble du territoire.

**M. Anthony Cellier.** Dans le prolongement de l'intervention précédente, je souhaite vous interroger sur le principe de solidarité, qui fonde notre réseau. Pour certains de nos concitoyens, le Graal, aujourd'hui, c'est de consommer l'énergie qu'ils produisent sur le toit de leur maison. Si le phénomène devait se généraliser, *quid* de la solidarité de notre réseau ? Et *quid* du TURPE 5 ? Cela m'amène à vous poser une deuxième question. Le TURPE 5 doit vous permettre de faire des investissements en faveur de la transition énergétique. Ce TURPE est-il à la hauteur ? Permet-il à Enedis d'investir autant qu'elle le souhaite ? Enfin, j'aimerais connaître la position d'Enedis concernant le stockage de l'énergie, puisque je crois savoir que vous avez racheté un central de stockage il y a peu.

**M. Antoine Jourdain.** Aujourd'hui, le tarif, tel qu'il est conçu, comprend une part « puissance » et une part proportionnelle à la consommation. Les Français qui consomment leur propre énergie ne paient plus la part proportionnelle à la consommation : ils sont donc, pour ainsi dire, subventionnés. Nous considérons que cette subvention leur permet de rentabiliser leurs panneaux de stockage. Mais, pour le distributeur, la structure de coût est plutôt liée à la puissance. En effet, une fois que l'on a fait votre branchement et dimensionné le réseau pour que vous puissiez l'utiliser, les coûts sont quasiment identiques, que vous l'utilisiez ou non. Nous militons donc, auprès de la CRE, en faveur d'une augmentation progressive de la part « puissance » dans notre tarif.

Aujourd'hui, la part proportionnelle à la consommation représente 80 % du tarif. En théorie, nous pourrions donc perdre jusqu'à 80 % de nos revenus si tout le monde passait à l'autoconsommation, alors que notre réseau reste le même et a les mêmes missions. Une augmentation progressive de la part « puissance » permettrait de refléter plus justement nos structures de coût.

J'en viens à la question du niveau du TURPE. En tant qu'entité régulée, nous pensons évidemment que le TURPE n'est pas suffisant. Au-delà de la plaisanterie, nous avons eu des discussions avec la CRE sur le taux de rémunération des investissements que nous réalisons : le TURPE est construit de telle façon qu'il prend en compte nos investissements et nos dépenses d'exploitation et qu'il rémunère les coûts de capital. Nous veillons à être de plus en plus efficaces, pour que le client ne subisse pas d'augmentation importante de tarif. Même si nous considérons que la rémunération du capital pourrait être améliorée, la méthode fait que plus on investit, plus on est rémunéré, de sorte que si on nous demande, du jour au lendemain, d'investir trois fois plus, on touchera trois fois plus de revenus. La structure nous permet donc d'investir, à partir du moment où nous avons la rémunération du capital qui nous convient.

**M. Éric Peltier, membre de la direction financière d'Enedis.** Le TURPE couvre les charges d'un gestionnaire de réseau efficace. Cela signifie qu'il couvrira nos charges sur la durée. Si nous faisons trois fois plus d'investissements, cela pourrait perturber nos équilibres financiers à court terme, car nous aurions une avance de trésorerie trois fois plus importante à réaliser vis-à-vis du tarif. Or nous sommes rémunérés sur la durée de vie des ouvrages, qui est de quarante ans en moyenne. Mais nous assurerons la couverture de nos charges en tant que gestionnaire de réseau efficace.

**M. Antoine Jourdain.** Aujourd'hui, Enedis a une situation financière saine, au sein d'un groupe dont vous connaissez la situation. Le plan d'investissement qu'Enedis a soumis à la CRE et à l'ensemble des parties prenantes prévoit une trajectoire d'investissement qui est parfaitement soutenable et qui correspond aux besoins de la PPE. Si nous considérons que le niveau de rémunération des actifs est insuffisant, en revanche, nous n'avons pas de problème s'agissant de la structure.

**M. Éric Peltier.** Comme Antoine Jourdain l'a dit tout à l'heure, nous réalisons aujourd'hui près de 4 milliards d'euros d'investissements, ce qui prouve que nous avons une vraie capacité de financement.

**M. Antoine Jourdain.** Peu d'entreprises, en France, font 4 milliards d'euros d'investissements.

S'agissant du stockage d'énergie, nous n'avons pas racheté d'entreprise de stockage, mais nous faisons effectivement des expérimentations dans ce domaine. La Commission



européenne, dans le cadre de ce que l'on appelle le *Clean Energy Package*, nous interdit pour ainsi dire de pratiquer le stockage parce qu'elle considère, à raison d'ailleurs, que celui-ci peut faire l'objet d'usages multiples : il permet de faire du *trading*, d'optimiser la courbe de charge des producteurs et il sert au réseau. À partir du moment où il rend plusieurs services, dont plusieurs services marchands, mieux vaut qu'un opérateur mette ces services en location ou qu'il offre une prestation.

Cela étant, nous faisons des expérimentations avec des stockages que nous achetons ou que nous louons, pour nous assurer que nous serons capables d'offrir les services dont nous aurons besoin demain. Par exemple, nous commençons à tester des stockages pour remplacer des groupes électrogènes mobiles en cas de coupure de courant ou pour éviter des travaux de renforcement à des endroits où il faudrait en faire. Nous expérimentons également le stockage pour gérer les surtensions l'été, là où il y a du photovoltaïque, quitte à le déplacer ailleurs pour gérer les sous-tensions l'hiver. Vous le voyez, nous expérimentons tous les modes d'utilisation du stockage susceptibles d'être intéressants pour le réseau, mais nous n'avons pas vocation à être un opérateur de stockage. Cela a été tranché par la Commission européenne.

**M. Emmanuel Maquet.** Dans le prolongement des questions de mes collègues, avez-vous une idée de ce que coûtera le matériel qu'il faudra connecter à votre réseau pour accueillir l'électricité produite par l'éolien et le photovoltaïque ? Ces énergies étant intermittentes, j'imagine qu'il faut prévoir des moyens spécifiques pour les accueillir.

**M. Antoine Jourdain.** Nous investissons de l'ordre de 250 millions d'euros par an pour créer des ouvrages, notamment des postes sources, et pour poser des câbles reliant nos installations. Ce montant devrait doubler dans les dix prochaines années. En parallèle, nous avons un grand programme de numérisation de l'ensemble de nos ouvrages, et nos postes sources devraient passer sous IP. Nous avons conclu un contrat majeur avec un opérateur de télécommunications pour installer la fibre dans l'ensemble de nos postes de répartition. Le programme Linky va par ailleurs générer plus de 600 milliards de données par an, ce qui va poser un gros problème de numérisation. Le projet industriel de l'entreprise prévoit un plan d'investissement de 1 milliard d'euros par an pour l'entretien du réseau historique. Nous allons doubler le réseau existant d'une infrastructure de communication – nous ne la créerons pas de toutes pièces, mais nous utiliserons la fibre des opérateurs. Cela nous permettra d'avoir une vision en temps réel de l'ensemble de nos ouvrages. La transition énergétique nous oblige à avoir un pilotage en temps réel, et donc à avoir une vision en temps réel de l'ensemble de notre réseau.

**M. le président Julien Aubert.** J'aimerais vous poser quelques questions sur le TURPE, dont il a peu été question dans votre présentation. Quelle est la somme perçue annuellement par Enedis au titre du TURPE ?

**M. Antoine Jourdain.** Cette somme s'élève à 14 milliards d'euros.

**M. le président Julien Aubert.** Pouvez-vous nous indiquer quelle part de cette somme est générée par les frais de raccordement des énergies renouvelables ?

**M. Antoine Jourdain.** Pour faire simple, nous investissons 250 millions d'euros par an dans l'énergie renouvelable. Avec le mécanisme de réfaction, nous facturons 200 millions d'euros aux clients. L'année suivante, nous déduisons cette somme du TURPE, dans la mesure où nous allons être rémunérés pendant quarante ans pour les 250 millions d'euros que

nous avons investis. Chaque année, nous touchons 6,5 % des 250 millions d'euros investis, soit 16 millions d'euros environ. Les 50 millions restants sont directement financés par le TURPE.

**M. le président Julien Aubert.** Vous dites que 50 millions d'euros sont directement financés par le TURPE. Pour le dire autrement, quand vous procédez au raccordement de vos éoliennes, vous payez 200 millions d'euros et le contribuable, généreusement, donne 50 millions d'euros, *via* sa facture d'électricité.

**M. Antoine Jourdain.** Le mécanisme est bien celui que vous décrivez mais, en réalité, la réfaction sur le renouvelable date seulement de 2017 et nous n'avons pas suffisamment de recul.

**M. le président Julien Aubert.** Vous voulez dire qu'avant 2017, tout était pris en charge par le producteur ?

**M. Antoine Jourdain.** En effet.

**M. le président Julien Aubert.** Quelle est cette somme de 16 millions d'euros, qui correspond, dites-vous, à 6,5 % des 250 millions ?

**M. Antoine Jourdain.** Sur ces 250 millions, nous sommes rémunérés à 6,5 %.

**M. le président Julien Aubert.** Puis-je traduire votre réponse en disant que le montant pris en charge par le TURPE, c'est-à-dire par la facture d'électricité des Français, pour le raccordement des nouvelles infrastructures d'énergies renouvelables, s'élève à 66 millions d'euros ?

**M. Éric Peltier.** Nous ne pouvons pas, en l'état, vous donner de chiffres précis. Jusqu'en 2017, les producteurs payaient l'intégralité du coût du raccordement. L'arrêté du 30 novembre 2017 a instauré une répartition des coûts entre les clients, qui paient le TURPE, et les producteurs, en fonction des niveaux de puissance installée. Sur l'année 2018, nous n'avons pas encore le recul nécessaire : certaines grosses affaires n'ont pas donné lieu à réfaction, parce qu'elles étaient antérieures au 30 novembre 2017. Pour vous donner des chiffres, il faut que nous procédions à une instruction beaucoup plus approfondie.

**M. le président Julien Aubert.** Je vous invite donc à nous fournir, quand vous les aurez, les chiffres de l'année 2018. Pouvez-vous nous indiquer où passe, entre RTE et Enedis, la limite dans l'accès au TURPE ?

**M. Antoine Jourdain.** Dans les S3REN, nous avons introduit un système de quote-part. Après avoir estimé le coût de l'ensemble des ouvrages qui devront être réalisés pour construire tel parc éolien à tel endroit, on fixe une quote-part, qui sera la même pour tous les opérateurs – une somme au mégawattheure. Les opérateurs financent donc, à parts égales, l'ensemble du dispositif.

La quote-part, actuellement, est en train d'augmenter : au début, les gens s'installaient surtout dans des zones où les prix n'étaient pas chers, parce qu'il n'y avait pas besoin d'investir dans le réseau. Aujourd'hui, la quote-part est de plus en plus chère, parce que la densification du renouvelable impose le développement et le renforcement du réseau, et ce coût est massivement à la charge des opérateurs. La réfaction ne s'applique pas au-dessus de 5 mégawatts, or une éolienne produit 3 mégawatts, donc un parc substantiel dépasse

rapidement cette limite des 5 mégawatts. Globalement, le principe du développement des parcs dans les S3RENR, c'est que les opérateurs ont à leur charge les coûts de réseau pour déployer l'énergie.

**M. le président Julien Aubert.** Et qu'en est-il de RTE ?

**M. Antoine Jourdain.** RTE fonctionne à peu près comme Enedis, s'agissant du TURPE. La quote-part définit un prix total, dont une partie revient à Enedis et l'autre à RTE. Ensuite, le même mécanisme tarifaire s'applique.

**M. le président Julien Aubert.** J'aimerais revenir à la question de notre collègue Anthony Cellier sur le développement de l'autoconsommation. On peut faire le choix d'asseoir le coût du raccordement soit sur la partie variable, soit sur la partie fixe. Or vous avez dit vouloir accroître la partie fixe, afin de garantir le maintien des investissements sur le réseau. Si je comprends bien, le TURPE risque donc d'augmenter. Les gens qui ont fait le choix de l'autoconsommation pouvaient espérer qu'ils allaient réduire très sensiblement leur facture. Or vous voulez facturer plus lourdement l'utilisation du réseau et la puissance. En résumé, quel sera l'effet du développement de l'autoconsommation sur les projections du TURPE ?

**M. Antoine Jourdain.** On peut voir le TURPE de deux manières. Du point de vue des particuliers, la question qui se pose est : comment optimiser mon TURPE ? Une réponse peut être l'autoconsommation : on ne paie plus la part proportionnelle, mais seulement la partie fixe, qui est relativement faible, ce qui permet de réaliser une économie substantielle. Du point de vue d'Enedis, la question ne se pose évidemment pas dans les mêmes termes. À partir du moment où quelqu'un se déconnecte ou réduit sa part de TURPE pour le même service, cette charge est reportée sur les autres consommateurs. Nous considérons donc qu'une augmentation de la part « puissance » du TURPE permettrait à chaque client d'avoir une prestation correspondant vraiment au coût qu'il engendre chez l'opérateur. Si l'on augmente la part « puissance », une personne qui pratique l'autoconsommation fera une économie moindre, mais cela signifie aussi que ses concitoyens auront moins payé pour elle.

**M. le président Julien Aubert.** N'y a-t-il pas, du coup, un risque d'inversion ? Avant, sur une facture de 100 euros, je payais 20 euros pour le transport et 80 euros pour la consommation. À l'avenir, ne risque-t-on pas d'avoir un système où ma consommation ne me coûtera plus rien, mais où le prix du réseau me sera facturé beaucoup plus cher, parce qu'il faut le maintenir et le développer ? Au bout du compte, je paie à peu près la même chose, même si la structuration du tarif est différente. Ce qu'espèrent les gens qui se tournent vers l'autoconsommation, c'est qu'ils n'auront plus à payer leur électricité. Si l'électricité est gratuite mais que le réseau est beaucoup plus cher, l'intérêt sera limité pour eux...

**M. Antoine Jourdain.** C'est bien pour cela que tout est dans la nuance. Aujourd'hui, la répartition est de l'ordre de 20 % pour la puissance et 80 % pour la consommation. Nous souhaiterions un rééquilibrage du côté de la puissance. Dans certains pays, la part « puissance » est à 100 %. Nous ne parlons ici que de la part du TURPE, mais il ne faut pas oublier la part du fournisseur. Le tarif que nous appliquons est proportionnel au nombre d'électrons qui passent dans votre compteur, mais votre fournisseur vous facture aussi quelque chose. Le fait que la part proportionnelle à la consommation soit forte aujourd'hui incite à développer l'autoconsommation. Si elle n'était qu'une partie variable, l'incitation serait moins forte, puisqu'on n'économiserait que sur la partie des fournisseurs. C'est une question de politique publique : en tant qu'opérateur industriel, nous pensons qu'il est

préférable que le système reflète au plus près le coût économique et industriel. Mais il n'est pas question de passer brutalement de la répartition actuelle à un tarif où la puissance représenterait la totalité du coût.

**M. le président Julien Aubert.** Je comprends de la structuration du TURPE et de la rémunération des actifs que si l'adaptation du réseau aux nécessités de la transition énergétique nécessite une explosion de vos investissements, même si vous avez aujourd'hui des finances saines, vous seriez obligés d'engager des frais extrêmement importants, qui seraient certes lissés sur quarante ans, mais qui déséquilibreraient trop vos comptes. On serait donc obligé d'augmenter le TURPE ou, en tout cas, de trouver un moyen de vous rémunérer pour les investissements que vous auriez réalisés. Pour le dire autrement, la structuration actuelle du calcul du TURPE est valable pour une transition énergétique douce et modérée, pas pour une révolution brutale du système.

**M. Antoine Jourdain.** C'est parce que nous nous sommes posé cette question que nous avons construit, avant même l'adoption de la PPE, un plan de développement jusqu'en 2035, qui intègre les deux éléments majeurs que sont le raccordement des EnR et le développement des véhicules électriques. Ce plan a été validé par notre conseil de surveillance et nous estimons que la structuration financière d'Enedis et du groupe devrait nous permettre de réaliser ce plan. Nous avons fait 4 milliards d'euros d'investissements l'année dernière. La part du renouvelable était de 239 millions d'euros et nous pensons doubler cette somme pour passer à plus de 500 millions d'euros par an : sur un investissement global de 4 milliards, c'est tout à fait raisonnable.

**M. Éric Peltier.** S'il y avait une inflexion majeure en termes d'investissement, il est exact que le TURPE lui-même ne permettrait pas d'assurer l'autofinancement des investissements d'Enedis. Nous serions probablement obligés, sur certains projets, de trouver d'autres financements.

**M. Antoine Jourdain.** C'est l'une des raisons pour lesquelles nous avons voulu nous projeter à long terme, avec le plan de développement que j'ai évoqué, pour nous assurer que notre structure de financement était saine et nous garantissait une viabilité à long terme.

**M. le président Julien Aubert.** Le rapport de Michel Derdevet évalue-t-il ce coût ? Je songe à son analyse sur le dimensionnement des réseaux électriques intelligents – *smart grids* – par rapport à la transition énergétique et sur le surcoût que cela implique. Avez-vous des données financières sur ce sujet ?

**M. Antoine Jourdain.** Son étude, de mémoire, était globale et portait sur toute l'Europe. Pour notre part, nous avons une étude réalisée en interne qui a été validée par le conseil de surveillance, qui comprend des représentants de l'État, notamment de l'Agence des participations de l'État (APE).

**M. le président Julien Aubert.** Si vous pouviez nous transmettre ce document, nous serions curieux d'en prendre connaissance.

Vous vous êtes montré très optimiste au sujet du véhicule électrique, mais il nécessite un maillage en bornes électriques plus dense que celui des pompes à essence, puisqu'il faut pouvoir recharger son véhicule électrique en tout point du territoire. Dans les zones pavillonnaires, on peut installer un dispositif spécifique, mais c'est impossible dans les zones d'habitat collectif. Avez-vous mesuré l'impact que peut avoir, sur la gestion du réseau, l'essor

du véhicule électrique ? Avez-vous chiffré le coût de l'investissement que représentera, pour Enedis, un vrai plan d'infrastructure garantissant que, de Dunkerque à Marseille, on puisse circuler en voiture électrique et trouver, en moins de vingt minutes, un point de charge ?

**M. Antoine Jourdain.** Pour faire simple, le logement, en France, est à 50 % individuel et à 50 % collectif. Dans les logements individuels, il est relativement simple d'installer une borne électrique et cela n'implique pas de modifications du réseau. Dans les logements collectifs, il y a un vrai chantier à mener, qui sera assez complexe, pour assurer une sorte de « droit à la prise » pour chaque occupant d'une place de parking.

J'en viens aux prises sur la voie publique. Les prises de charge rapide demandent des appels de puissance assez importants : au bord de l'A6, par exemple, dans une station qui compte vingt-cinq pompes à essence, il faudrait qu'on trouve, d'ici une quinzaine d'années, une trentaine de stations de recharge électrique, ce qui suppose des appels de puissance assez importants. Nous sommes en train d'y travailler avec les opérateurs. Ceux qui sont un peu malins préemptent déjà les endroits où il y a de la puissance disponible pour pas cher. Nous avons chiffré l'ensemble des investissements pour la part du réseau Enedis, en faisant l'hypothèse qu'il y aurait 9 millions de voitures en 2035. On considère qu'on doit investir environ 350 millions d'euros par an à l'horizon 2035, sachant que l'essor du véhicule électrique est très difficile à prévoir. Nous avons fait plusieurs scénarios, mais celui que nous avons retenu pour l'instant prévoit 1 million de véhicules à la fin de l'année 2022. Nous avons prévu les investissements nécessaires, qui financeront essentiellement le raccordement de soutirage chez les clients et l'installation de bornes sur la voie publique. Les bornes, elles-mêmes, ne seront pas à la charge d'Enedis : nous mettons à disposition les raccordements, qui permettent aux gens de brancher une borne.

**M. le président Julien Aubert.** Nous nous reverrons sans doute au cours de cette commission d'enquête pour aborder d'autres sujets, mais je ne peux pas résister au plaisir de vous poser une dernière question sur les compteurs Linky, puisque notre commission porte aussi sur l'acceptabilité de la transition énergétique. Sur les 17 millions de Français qui ont un compteur Linky, combien ont accepté de transmettre leurs informations à Enedis, au-delà de ce qui est nécessaire pour permettre un pilotage intelligent de la consommation ?

**M. Antoine Jourdain.** Je suis désolé, mais je ne connais pas ce chiffre. Du reste, le système a changé et, *a priori*, il n'est pas nécessaire de demander leur accord aux gens. Il vaut mieux que je revienne vers vous, car je crains de vous dire des bêtises.

**M. le président Julien Aubert.** Voilà qui justifiera peut-être une seconde audition, pour faire le point sur les dépenses et sur l'acceptabilité.

Je vous remercie, messieurs, pour ces explications concrètes, précises et techniques. Je vous remercie par avance de nous transmettre les réponses dont vous ne disposiez pas aujourd'hui. Ce qui nous intéresse, c'est de comprendre quelle part de ce qui est prélevé au nom du TURPE pour Enedis vient financer les énergies renouvelables. Quelle est la dynamique de cette part et que peut-on prévoir à l'horizon de cinq ou dix ans ?

*La séance est levée à vingt heures trente-cinq.*



### **Membres présents ou excusés**

#### **Commission d'enquête sur l'impact économique, industriel et environnemental des énergies renouvelables, sur la transparence des financements et sur l'acceptabilité sociale des politiques de transition énergétique**

Réunion du mardi 19 mars 2019 à 19 h 25

*Présents.* - M. Julien Aubert, Mme Sophie Auconie, Mme Marie-Noëlle Battistel, M. Anthony Cellier, M. Vincent Descoeur, Mme Jennifer De Temmerman, M. Fabien Gouttefarde, Mme Stéphanie Kerbarh, Mme Laurence Maillart-Méhaignerie, M. Emmanuel Maquet, Mme Marjolaine Meynier-Millefert, Mme Claire O'Petit, M. Hervé Pellois, Mme Bénédicte Peyrol, M. Vincent Thiébaud

*Excusés.* - M. Xavier Batut, M. Christophe Bouillon