



NOTE DE SYNTHÈSE

# Prix de détail de l'électricité en France et en Allemagne

Structure du marché et évolutions du prix final de l'électricité

Septembre 2017



Auteur : Antoine Chapon, OFATE  
Contact : Philipp Stavenhagen  
[philipp.stavenhagen.extern@bmwi.bund.de](mailto:philipp.stavenhagen.extern@bmwi.bund.de)

Soutenu par:



Bundesministerium  
für Wirtschaft  
und Energie

aufgrund eines Beschlusses  
des Deutschen Bundestages

Soutenu par:



MINISTÈRE  
DE LA TRANSITION  
ÉCOLOGIQUE  
ET SOLIDAIRE



## Disclaimer

Le présent texte a été rédigé par l'Office franco-allemand pour la transition énergétique (OFATE). La rédaction a été effectuée avec le plus grand soin. L'OFATE décline toute responsabilité quant à l'exactitude et l'exhaustivité des informations contenues dans ce document.

Tous les éléments de texte et les éléments graphiques sont soumis à la loi sur le droit d'auteur et/ou d'autres droits de protection. Ces éléments ne peuvent être reproduits, en partie ou entièrement, que suite à l'autorisation écrite de l'auteur ou de l'éditeur. Ceci vaut en particulier pour la reproduction, l'édition, la traduction, le traitement, l'enregistrement et la lecture au sein de banques de données ou autres médias et systèmes électroniques.

L'OFATE n'a aucun contrôle sur les sites vers lesquels les liens qui se trouvent dans ce document peuvent vous mener. Un lien vers un site externe ne peut engager la responsabilité de l'OFATE concernant le contenu du site, son utilisation ou ses effets.



## Contenu

<b>Résumé</b>	<b>4</b>
<b>Introduction</b>	<b>6</b>
<b>I. Vue d'ensemble du marché de détail de l'électricité en France et en Allemagne</b>	<b>6</b>
I.1. Structure concurrentielle des marchés de l'électricité en France et en Allemagne	6
I.1.1. La libéralisation des marchés de l'électricité sous impulsion européenne	6
I.1.2. Le marché de la fourniture d'électricité en France	7
I.1.3. Le marché de la fourniture d'électricité en Allemagne	8
I.2. Niveaux moyens du prix de détail de l'électricité	10
II.1.1. Prix de détail de l'électricité en France	10
II.1.2. Prix de détail de l'électricité en Allemagne	12
<b>II. L'évolution des composantes du prix final de l'électricité en France et en Allemagne</b>	<b>13</b>
II.1. Coût de la fourniture d'électricité	13
II.1.1. L'évolution des prix d'approvisionnement (prix de gros) dans les deux pays	13
II.1.2. Frais de commercialisation et marge commerciale	15
II.2. Les coûts d'acheminement par le réseau électrique	16
II.2.1. Le tarif d'utilisation des réseaux publics d'électricité en France (TURPE)	16
II.2.2. Des tarifs de réseaux locaux en Allemagne	18
II.3. La fiscalité sur l'électricité en France et en Allemagne	21
II.3.1. Les taxes sur l'électricité France	21
II.3.2. Les prélèvements et taxes sur l'électricité en Allemagne	24
<b>Liste des figures et tableaux</b>	<b>29</b>



## Résumé

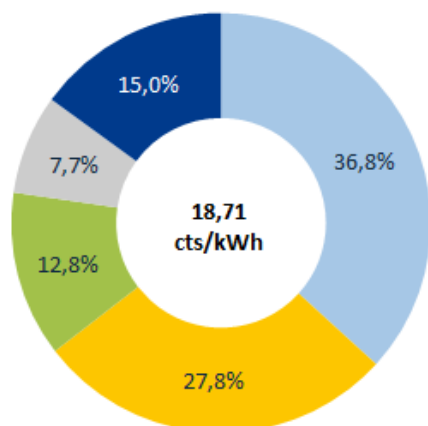
Cette note de synthèse de l'OFATE vise à présenter l'évolution récente du prix de l'électricité de détail en France et en Allemagne, ainsi qu'à en montrer les différentes composantes. Elle propose, dans une première partie, de donner un aperçu de la structure du marché de l'électricité dans les deux pays et de fournir une vision d'ensemble de l'évolution du prix de détail au cours des dix dernières années. La seconde partie permet de mieux comprendre ce développement général en analysant dans le détail, et pour les deux pays, chacune des trois grandes composantes du prix de l'électricité : la fourniture, les réseaux et la fiscalité.

La France et l'Allemagne disposent de marchés de l'énergie aux caractéristiques assez distinctes. Le marché français est très concentré, une large majorité des clients résidentiels y bénéficient actuellement de tarifs réglementés de vente et les prix pratiqués sont identiques sur tout le territoire. Le marché allemand est lui plus régionalisé, avec un très grand nombre de fournisseurs et des prix de détail variant sensiblement selon la localisation. Il n'y existe aucun tarif réglementé. Indépendamment de ces différences historiques, on observe des tendances communes dans les deux pays du fait du travail d'harmonisation et de libéralisation initié par la législation européenne depuis plus de vingt ans. Ainsi, le niveau de concurrence et la part de marché des fournisseurs alternatifs augmentent dans les deux pays.

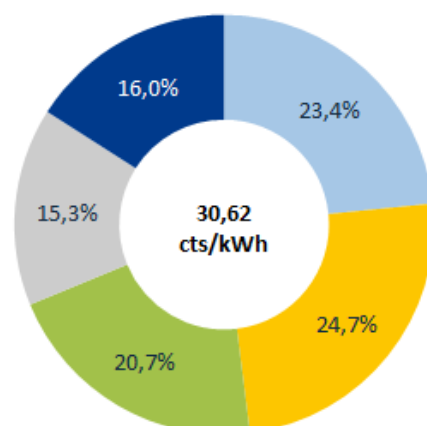
Les prix de l'électricité français demeurent faibles en comparaison européenne. Parmi les dix premières économies de l'Union, la France se classait par exemple au 7<sup>ème</sup> rang pour le prix de l'électricité dans le résidentiel en 2016, selon les données d'Eurostat. Cependant, la croissance des prix de l'électricité en France depuis 2007 est plus importante que celle de la zone euro, et cela est particulièrement marqué dans l'industrie. L'écart de prix avec le reste de la zone euro tend donc actuellement à se réduire. Depuis 2012, on observe en France une hausse, tout de même assez modérée, du poids des taxes et une relative stabilité de la part des coûts du réseau dans le prix total.

L'Allemagne disposait fin 2016 du 2<sup>nd</sup> prix moyen de l'électricité le plus élevé après le Danemark, pour les clients résidentiels comme industriels. Pour les clients résidentiels, la partie de taxes et prélèvements a quasiment doublé (+93%) entre début 2008 et fin 2016, cette hausse ayant été particulièrement importante jusque fin 2012. Depuis début 2013, la hausse de la partie de la facture liée aux réseaux s'est accélérée. Ainsi, selon les données d'Eurostat, pour un industriel (entre 500 et 2 000 MWh), la fourniture d'énergie qui représentait près de 65% du prix final de son électricité fin 2007 ne pesait plus que pour 30% fin 2016.

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



Les niveaux observés pour la partie comprenant l’approvisionnement électrique, la commercialisation et la marge du fournisseur sont tout à fait comparables entre la France et l’Allemagne. Les prix de gros à terme (Y+1) suivent des trajectoires similaires. La perception d’un risque du fait d’une thermo-sensibilité élevée du système électrique est plutôt un facteur à la hausse en France. En Allemagne, le cours faible du charbon, l’injection importante d’énergies renouvelables à coût marginal nul et la faiblesse du prix du carbone constituent des facteurs exerçant plutôt une pression à la baisse sur les prix de gros. Les prix spot (*day-ahead*) en France et en Allemagne demeurent proches mais la convergence des prix, qui était assez forte en 2014, a été quasiment nulle en 2016.

Il existe en revanche des différences assez notables entre les deux pays pour les coûts d’acheminement de l’électricité. La tarification des réseaux fait l’objet d’une péréquation en France et elle est au contraire locale en Allemagne, bien qu’encadrée par le régulateur national. Cependant, dans les deux pays, la transition énergétique et la révolution numérique entraînent de lourds investissements de modernisation du réseau et son coût est en hausse depuis 2009-2010. C’est ce poste qui joue actuellement le plus dans la hausse de la facture d’électricité en Allemagne, lié notamment à une forte augmentation des coûts de *redispatching* et d’écêtement. L’inégalité croissante entre le coût du réseau supporté par les différents Länder a entraîné l’Allemagne sur la voie d’une péréquation partielle : les coûts des réseaux de transport seront progressivement uniformisés sur le territoire à partir de 2019.

Les taxes et prélèvements obligatoires représentaient environ un tiers du prix de détail de l’électricité dans le résidentiel en France en 2016. En Allemagne, cette proportion s’élevait à 52%, en faisant le 2<sup>nd</sup> pays de l’UE après le Danemark où cette part est la plus élevée. Les deux pays ont en commun la croissance forte au cours des dernières années du prélèvement pour le soutien aux énergies renouvelables, contribution au service public de l’électricité (CSPE) en France et prélèvement EEG en Allemagne. Le niveau de ce prélèvement est cependant trois fois supérieur en Allemagne qu’en France.



## Introduction

Le prix de l'électricité constitue un signal central du marché de l'électricité et son impact est déterminant dans le cadre de la transition énergétique - on peut par exemple penser à la valeur d'une opération d'efficacité énergétique ou à l'autoconsommation résidentielle. Aussi, l'évolution de ce signal est abondamment observée et commentée en France comme en Allemagne.

La France et l'Allemagne disposent de marchés de l'énergie aux caractéristiques assez distinctes. Le marché français est très concentré, une large majorité des clients résidentiels y bénéficient actuellement de tarifs réglementés de vente et les prix pratiqués sont identiques sur tout le territoire. L'Allemagne dispose quant à elle d'un marché plus régionalisé, avec un très grand nombre de fournisseurs et des prix de détail variant sensiblement selon la localisation. Cependant, et malgré ces différences historiques, ces marchés de l'énergie sont régis par des règles similaires ou communes du fait du travail d'harmonisation et de libéralisation initié par la législation européenne depuis plus de vingt ans.

Cette note de synthèse de l'OFATE vise à présenter cette formation du prix de l'électricité dans les deux pays et à en montrer l'évolution récente. Elle propose, dans une première partie, de donner un aperçu de la structure du marché de l'électricité dans les deux pays (partie I.1) et de fournir une vision d'ensemble générale de l'évolution du prix de détail au cours des dix dernières années (partie I.2). La seconde partie permet de mieux comprendre ce développement général en analysant dans le détail, et pour les deux pays, chacune des trois grandes composantes du prix de l'électricité : la fourniture (partie II.1), les réseaux (partie II.2) et la fiscalité (partie II.3).

La note présente la plupart du temps des données pour les clients résidentiels et non résidentiels et lorsque cela est possible pour des profils plus fins de consommateurs. Ce travail se base à la fois sur des données issues de l'Office statistique de l'Union européenne (Eurostat) ainsi que sur des statistiques nationales, principalement issues des deux régulateurs (Commission de régulation de l'énergie et Bundesnetzagentur).

## I. Vue d'ensemble du marché de détail de l'électricité en France et en Allemagne

### I.1. Structure concurrentielle des marchés de l'électricité en France et en Allemagne

#### I.1.1. La libéralisation des marchés de l'électricité sous impulsion européenne

La politique de l'énergie relève, selon l'article 4 du Traité sur le fonctionnement de l'Union européenne (TFUE) d'une compétence partagée entre l'Union européenne (UE) et ses États membres. L'article 194 du même traité assigne quatre objectifs à cette politique au niveau européen : le fonctionnement efficace du marché, la sécurité d'approvisionnement, la promotion de l'efficacité énergétique et des énergies renouvelables et le développement des interconnexions électriques.

Depuis plus de vingt ans, l'harmonisation et la libéralisation des marchés de l'énergie au sein de l'UE ont constitué l'une des priorités de l'action européenne dans ce domaine. La réalisation d'un marché intérieur de l'énergie en



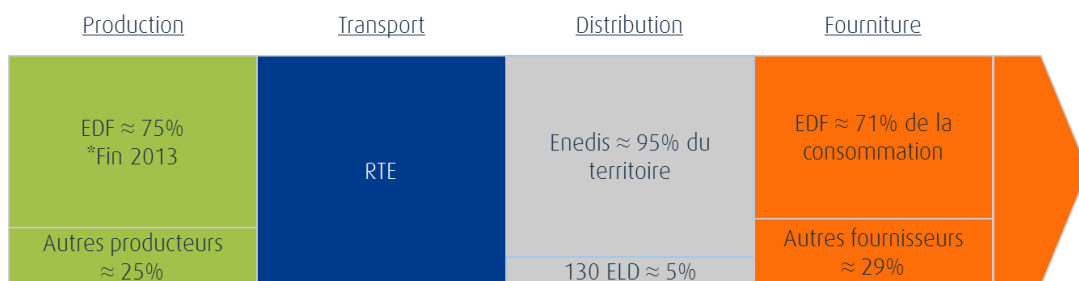
Europe a fait l'objet de trois ensembles législatifs, dits « paquet énergie », adoptés successivement en décembre 1996, mars 2003 puis juillet 2009, chacun marquant une nouvelle étape dans l'ouverture à la concurrence de ces marchés<sup>1</sup>. Cette législation a notamment assuré le libre choix du fournisseur en juillet 2004 au plus tard pour les clients non résidentiels et juillet 2007 pour les clients résidentiels.

En novembre 2016, la Commission européenne a présenté de nouvelles propositions dans le cadre d'un « [quatrième paquet énergie](#) ». Avec 37 textes et huit propositions législatives majeures, cet ensemble touche à de nombreux aspects de la politique énergétique et dépasse largement la seule ouverture à la concurrence des marchés de l'énergie<sup>2</sup>, déjà largement achevée dans les domaines non régulés. La proposition de directive sur le marché intérieur de l'électricité envisage entre autres de supprimer à terme tout tarif de vente réglementé, bien qu'il ne s'agisse encore que de propositions, amenées à être discutées et amendées par les États membres de l'Union.

La structure du marché de l'énergie est encore aujourd'hui assez nettement différente en France et en Allemagne. Cependant, l'ouverture à la concurrence de ces marchés, initiée par la législation européenne, a eu un impact notable dans les deux pays.

### 1.1.2. Le marché de la fourniture d'électricité en France

Le marché de l'électricité français se caractérise par la prédominance de l'opérateur historique Électricité de France (EDF), fondé en 1946 comme quasi-monopole sur les activités de la production, du transport, de la distribution et de la fourniture. Sous l'effet des lois de transposition des directives européennes de libéralisation, l'opération des réseaux électriques a fait l'objet d'une séparation juridique, physique et comptable (mais non patrimoniale) du reste des activités<sup>3</sup>. EDF détient également l'essentiel des capacités nucléaires et hydrauliques et possédait 75% de la capacité installée totale du pays fin 2013<sup>4</sup> (contre 85% en 2010<sup>5</sup>).



**Figure 1 :** Structure du marché de l'électricité français  
Sources : CRE, Cour des comptes ; Représentation : OFATE.

Historiquement, le segment de la fourniture d'électricité est donc très concentré. Son ouverture à la concurrence a été progressivement élargie à différentes catégories d'utilisateurs entre juin 2000 et juillet 2007. La loi du 7 décembre 2010 portant sur la nouvelle organisation du marché de l'électricité (**loi NOME**), qui transposait en droit français la directive 2009/72/CE du « troisième paquet énergie », a pris plusieurs dispositions pour faciliter l'accès de

<sup>1</sup> Site internet du Parlement européen, page « [Marché intérieur de l'énergie](#) » actualisée en décembre 2016.

<sup>2</sup> Voir Assemblée nationale, « [Rapport d'information sur la nouvelle organisation du marché de l'électricité, dans le cadre du quatrième paquet énergie](#) », 23 février 2017 pour un résumé des objectifs et réalisations des trois premiers paquets énergie et une appréciation des mesures proposées par la Commission européenne dans le cadre du quatrième paquet.

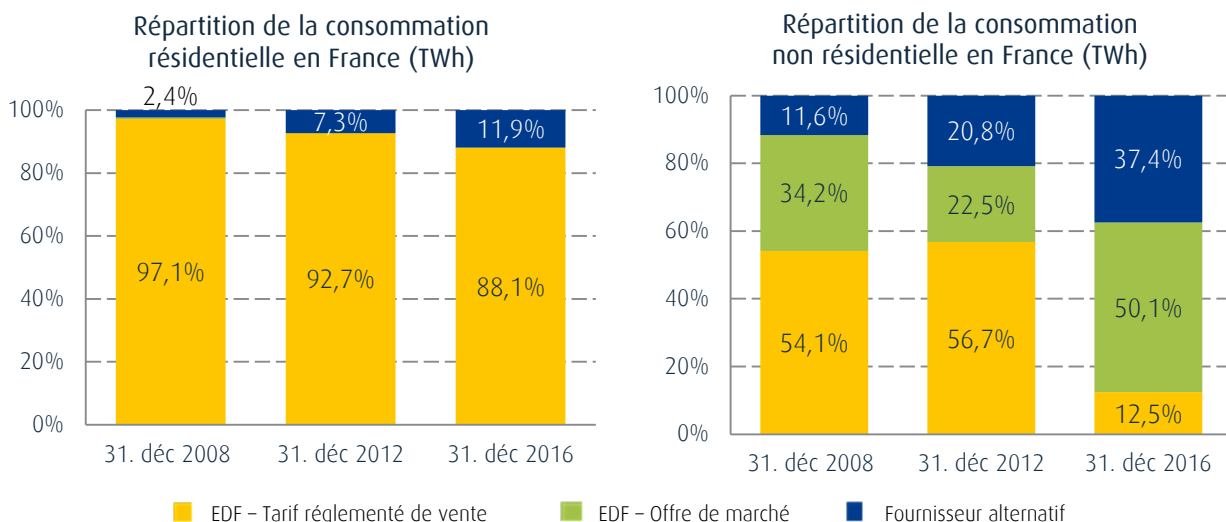
<sup>3</sup> Ministère de l'Économie et des Finances, « [L'introduction de la concurrence dans le système électrique français : État de lieux et perspectives](#) », janvier 2013

<sup>4</sup> Cour des comptes, Rapport public annuel 2015 « [L'ouverture du marché de l'électricité à la concurrence : une construction inaboutie](#) », février 2015

<sup>5</sup> Ministère de l'Économie et des Finances (2013)

fournisseurs alternatifs au marché de détail. Par exemple, **les tarifs réglementés de vente ont été supprimés au 1<sup>er</sup> janvier 2016 pour tous les sites d'une puissance souscrite supérieure à 36 kVA**. Ces consommateurs, qui représentaient moins de 2% des sites mais 55% de la consommation d'électricité totale fin 2016<sup>6</sup>. Les tarifs réglementés pour les sites avec une puissance inférieure à 36 kVA subsistent mais la loi NOME a mis en place un cadre transitoire jusqu'en 2025 pour accroître la concurrence sur ce segment. Il repose d'une part sur le mécanisme de l'accès régulé à l'électricité nucléaire historique (ARENH) à un prix administré<sup>7</sup> et d'autre part sur une méthode plus transparente d'élaboration des tarifs réglementés<sup>8</sup>.

Les statistiques trimestrielles publiées par la Commission de régulation de l'énergie (ci-après CRE)<sup>9</sup> permettent de constater une baisse de la concentration de ce marché, initialement très élevée (figure 2). On distingue ici les clients résidentiels (86,5% des sites pour 34% de la consommation fin 2016) et les clients non résidentiels (13,5% des sites, 66% de la consommation)<sup>10</sup>. Entre 2008 et 2016, la part de la consommation couverte par les **fournisseurs alternatifs** est passée de **2,4% à 11,9% dans le secteur résidentiel** et de **11,6% à 37,4% pour le non résidentiel**. Au 31 décembre 2016, le fournisseur historique EDF approvisionnait 85,4% des 37 millions de sites français. Le taux de changement de fournisseur est assez faible. Il s'élevait, selon les chiffres de la CRE, à 1,8% pour les clients résidentiels au 4<sup>ème</sup> trimestre de 2016. Il a constamment été inférieur à ce niveau dans le secteur non résidentiel entre 2008 et 2014. Pour les plus gros sites, une hausse importante de ce taux de changement a été observée à partir de la mi-2015, du fait de la suppression des tarifs réglementés. Le maximum atteint était de 5%, au dernier trimestre 2015.



**Figure 2 :** Structure concurrentielle sur le marché de détail de l'électricité français entre 2008 et 2016  
Source : [CRE](#) ; Représentation : OFATE.

### 1.1.3. Le marché de la fourniture d'électricité en Allemagne

En Allemagne, la **libéralisation du marché de la fourniture d'énergie a été réalisée pleinement dès avril 1998**, avec l'entrée en vigueur d'une réforme de la loi sur le secteur de l'énergie (*Energiewirtschaftsgesetz, EnWG*). Celle-ci a immédiatement permis à chaque client de choisir librement son fournisseur et autorisé la libre concurrence des

<sup>6</sup> Commission de régulation de l'énergie (CRE), « [Observatoire des marchés de détail du 4ème trimestre 2016](#) », mars 2017

<sup>7</sup> Jusqu'à 100 TWh par an sont mis à disposition dans le cadre de l'ARENH. Le prix en est de 42 €/MWh depuis le 1<sup>er</sup> janvier 2012.

<sup>8</sup> Cette méthode consiste à empiler les composantes du coût final de l'électricité (ARENH, transport, distribution, commercialisation et marge). Pour plus d'informations sur le sujet, voir CRE, « [Rapport sur les tarifs réglementés de vente d'électricité](#) », juillet 2015.

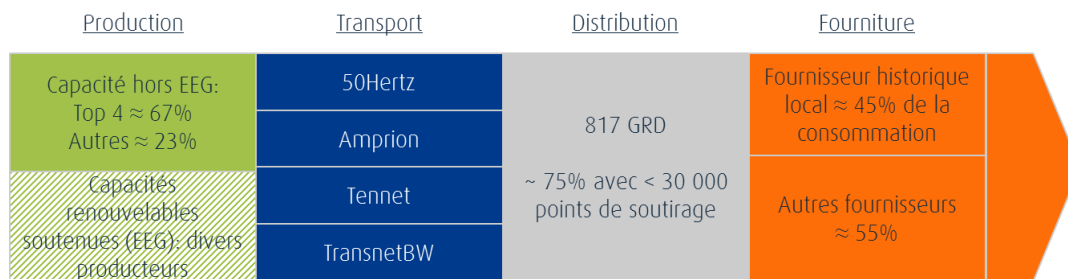
<sup>9</sup> L'ensemble des éditions trimestrielles de l'Observatoire des marchés sont disponibles sur le [site de la CRE](#).

<sup>10</sup> CRE (2017), Observatoire 4<sup>ème</sup> trimestre 2016



fournisseurs d'électricité dans toutes les zones de réseau du pays. La création en juillet 2005 de l'Agence fédérale des réseaux (BNetzA, *Bundesnetzagentur*) a marqué une nouvelle étape dans cette libéralisation<sup>11</sup>.

Le marché de la fourniture de détail en Allemagne est caractérisé par un très grand nombre de fournisseurs actifs : ils étaient 1150 en 2015 selon le dernier rapport de suivi des marchés de l'énergie, publié annuellement par la BNetzA<sup>12</sup>. Ce marché est aussi assez largement régional voire local : selon le même rapport de la BNetzA, 55% des fournisseurs étaient actifs dans moins de 10 des 875 zones de réseau de distribution du pays. Seuls 6% d'entre eux étaient actifs sur tout le territoire. Ce caractère local s'estompe au moins en partie car en 2009, 90% des fournisseurs d'électricité n'étaient quasiment pas actifs en-dehors de leur zone de réseau<sup>13</sup>. Ce marché est enfin assez peu concentré : selon l'Autorité fédérale de la concurrence (*Bundeskartellamt*), citée dans le rapport de la BNetzA, aucune entreprise n'est en situation de domination sur la fourniture d'électricité. Ce segment est en effet dominé par un quatuor de tête (EnBW, E.ON, RWE, Vattenfall), dont la part de marché cumulée s'élevait en 2015 à 31% pour les clients télé-relevés et à 36% sur le segment des sites profilés. L'intensité concurrentielle a cru au cours des dernières années : en 2008, ce Top 4 représentait encore la moitié de la consommation résidentielle<sup>14</sup>. Le caractère régional du marché de l'électricité allemand se retrouve également dans les autres segments (voir figure 3).



**Figure 3 :** Structure du marché de l'électricité allemand  
Source : BNetzA ; Représentation : OFATE.

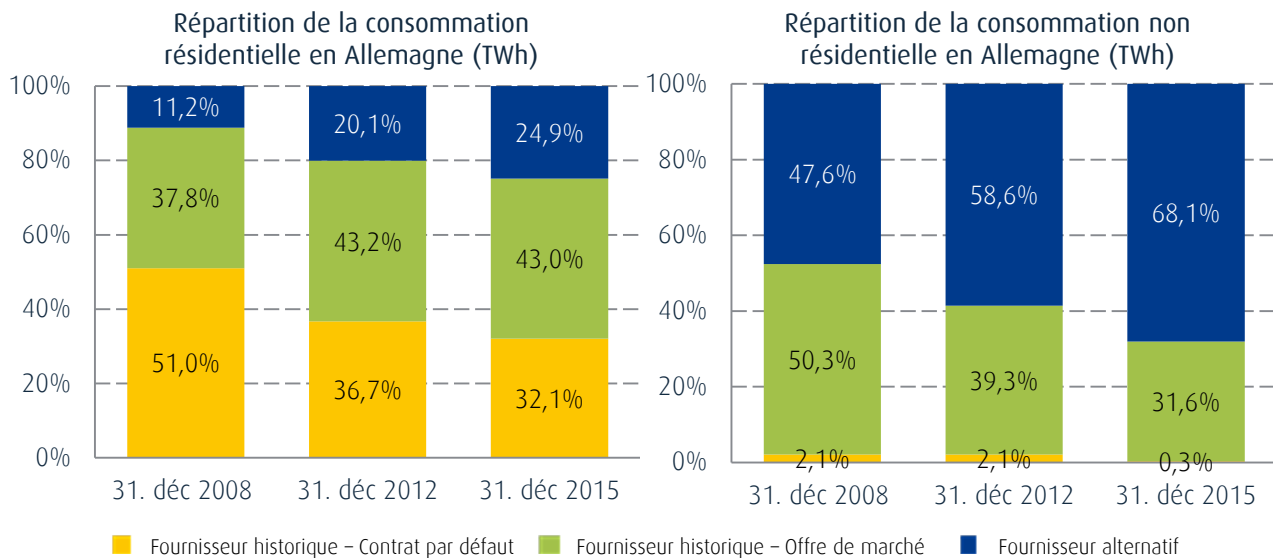
Cette intensité concurrentielle se reflète aussi dans le taux de changement de fournisseur, jamais descendu en-dessous de 10% pour les clients non résidentiels sur les dix dernières années, selon les chiffres de la BNetzA. En 2015, près de 3 millions de consommateurs résidentiels avaient changé de fournisseur au moins une fois, hors déménagement. Ce nombre a plus que quadruplé en 10 ans. Cependant, et même si chaque client disposait en moyenne de 115 fournisseurs d'électricité dans sa zone de réseau en 2015, l'essentiel de la consommation résidentielle revient tout de même aux fournisseurs historiques locaux (*Grundversorger*). L'article 36 de la loi EnWG définit le *Grundversorger* comme le fournisseur disposant du plus grand nombre de clients dans une zone. C'est le fournisseur par défaut (par exemple en cas d'emménagement) dans cette zone et il s'agit souvent des régies locales (*Stadtwerke*). La loi encadre les contrats par défaut (*Grundversorgung*). La figure 4 indique que plus de 75% de la consommation résidentielle est souscrite auprès de ce fournisseur de référence, soit en contrat par défaut (32,1%), systématiquement plus onéreux, soit en offre de marché (43%). Au contraire, 68,1% de la consommation non-résidentielle fin 2015 était souscrite chez un fournisseur alternatif.

<sup>11</sup> Christian Growitsch, Dr. Felix Müsgens, « [Die Liberalisierung des deutschen Strommarktes – ein Erfolgsmodell?](#) » (*La libéralisation du marché de l'électricité allemand: un modèle de réussite ?*), décembre 2005

<sup>12</sup> Bundesnetzagentur (Agence fédérale des réseaux, BNetzA), « [Monitoringbericht 2016](#) » (*Rapport de suivi 2016*), 30 novembre 2016

<sup>13</sup> BNetzA, « [Monitoringbericht 2010](#) » (*Rapport de suivi 2010*), 2010

<sup>14</sup> BNetzA, « [Monitoringbericht 2009](#) » (*Rapport de suivi 2016*), 2009



**Figure 4 :** Structure concurrentielle sur le marché de détail de l'électricité allemand entre 2008 et 2015  
 Source : BNetzA ; Représentation : OFATE.

## I.2. Niveaux moyens du prix de détail de l'électricité

### II.1.1. Prix de détail de l'électricité en France

Jusqu'au 31 décembre 2015, le fournisseur historique EDF proposait les tarifs réglementés de vente suivants : bleu pour les puissances souscrites jusqu'à 36 kVA, jaune entre 36 et 250 kVA et vert au-delà de 250 kVA. Depuis le 1<sup>er</sup> janvier 2016 ne subsistent que les tarifs bleus mais ces clients représentent encore 98,7% des points de soutirage et 45% de la consommation nationale (Observatoire du 4<sup>ème</sup> trimestre 2016 de la CRE). Le niveau même des tarifs est fixé par l'État sur proposition de la CRE. Entre 2008 et 2016, la hausse annuelle du tarif bleu s'est constamment située entre 2% et 3% et s'est portée exceptionnellement à 5% en août 2013. Jusqu'à leur suppression fin 2015, les hausses des tarifs jaunes et verts ont généralement été plus élevées, de 3% à 4% en moyenne<sup>15</sup>.

L'Office statistique de l'Union européenne (UE), Eurostat, publie régulièrement des données sur les prix de détail de l'électricité pour différentes catégories de clients dans les 28 pays de l'Union<sup>16</sup>. Ces statistiques ont l'avantage d'être comparables d'un pays à l'autre et de suivre la même méthodologie depuis l'année 2007. On a choisi ici de relever les prix pour un **profil résidentiel (2 500 à 5 000 kWh/an)** et un **profil industriel (500 MWh à 2 000 MWh par an)**.

Selon ces statistiques, le prix moyen de détail toutes taxes comprises (TTC) s'élevait en France au 2<sup>nd</sup> semestre 2016 à **10,56 cts/kWh pour le client industriel et à 17,11 cts/kWh pour le client résidentiel** (voir figure 5)<sup>17</sup>. Ceci classait la France au 12<sup>ème</sup> rang (en ordre de prix décroissant) sur les 28 pays de l'UE pour les clients résidentiels et au 17<sup>ème</sup> rang pour les clients industriels. Parmi les 10 premières économies de l'Union, seuls les Pays-Bas et la Pologne avaient un niveau de prix inférieur dans le résidentiel.

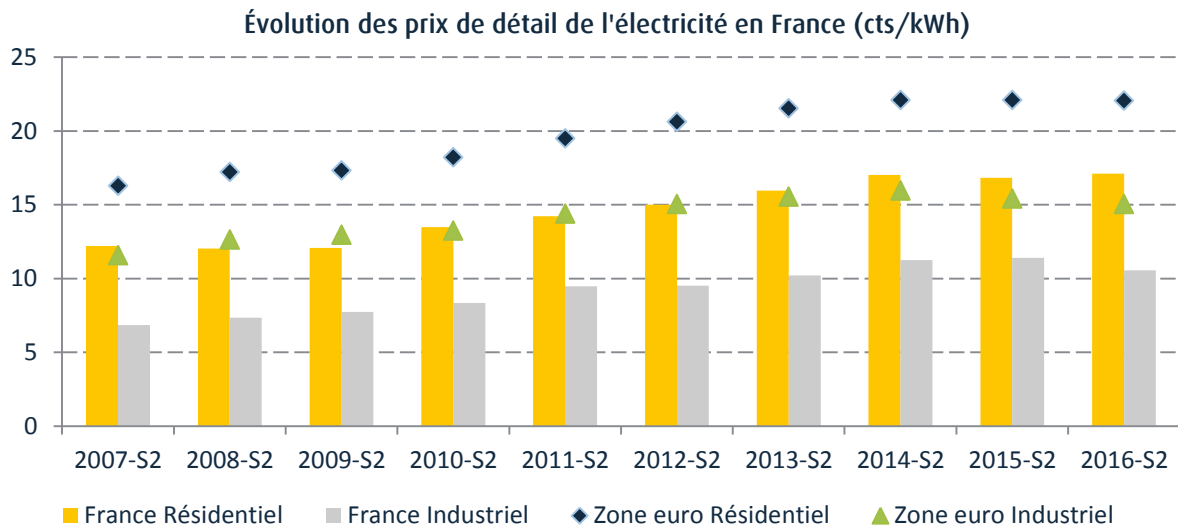
<sup>15</sup> Site internet de la CRE, page « [Marché de détail de l'électricité](#) », consultée en juin 2017.

<sup>16</sup> Site internet d'Eurostat, page « [Electricity price statistics](#) », consultée en juin 2017. La catégorie résidentielle correspond à une consommation annuelle entre 2 500 et 5 000 kWh et la catégorie industrielle à une consommation entre 500 et 2 000 MWh.

<sup>17</sup> Avec les tarifs réglementés en juin 2017 de 15,6 cts/kWh TTC en heures pleines, 12,7 cts/kWh en heures creuses et un abonnement annuel de 100,51 € TTC pour une puissance souscrite de 6 kVA, on atteint effectivement une moyenne de 17,11 cts/kWh pour une consommation de 3 400 kWh, répartie également entre heures pleines et heures creuses.

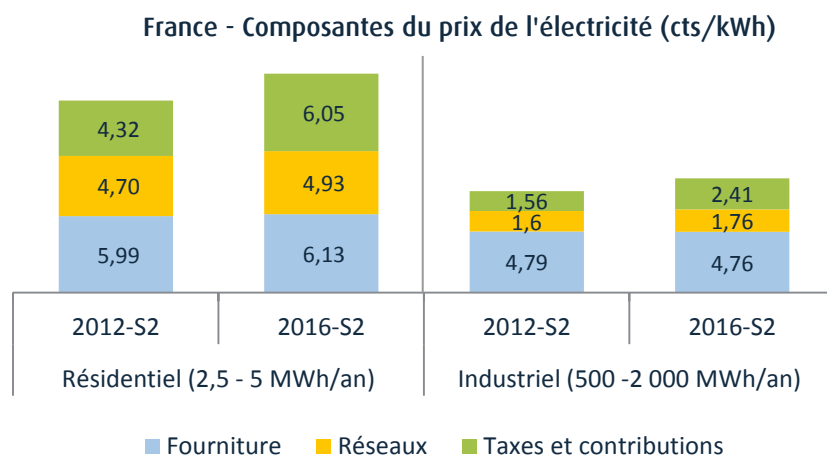


Cependant, l'écart de prix avec la moyenne pondérée de la zone euro se réduit depuis plusieurs années, et de façon plus rapide depuis 2012. Ceci est particulièrement visible pour le segment industriel : entre 2007 et 2016, le tarif moyen y a augmenté de 54% en France contre 30% dans la zone euro. Cette hausse a également été supérieure au niveau de hausse observé pour l'Allemagne sur la même période pour le client industriel (+45%).



**Figure 5 :** Évolution des prix moyens de l'électricité TTC sur le marché de détail en France (cts/kWh)  
Résidentiel : 2 500 à 5 000 kWh/an ; Industriel : 500 MWh à 2 000 MWh/an  
Sources : [Eurostat](#) ; Représentation : OFATE.

Eurostat fournit également une répartition indicative du poids des différents postes de coûts dans le prix de détail de l'électricité (figure 6). Pour le consommateur résidentiel, la répartition actuelle est équilibrée entre fourniture, coûts de réseaux et taxes. Sur cette même année, la part des coûts de réseaux pour les sites moyens non résidentiels en France était à 20%, l'une des plus faibles de l'UE à 28. Une rapide comparaison de 2012 (les années précédentes ne sont pas disponibles) à 2016 révèle une hausse, tout de même assez modérée, du poids des taxes et une relative stabilité de la part des coûts du réseau. La seconde partie de cette note de synthèse donne des indications plus détaillées sur l'évolution historique de chacune de ces composantes du prix final pour le consommateur.

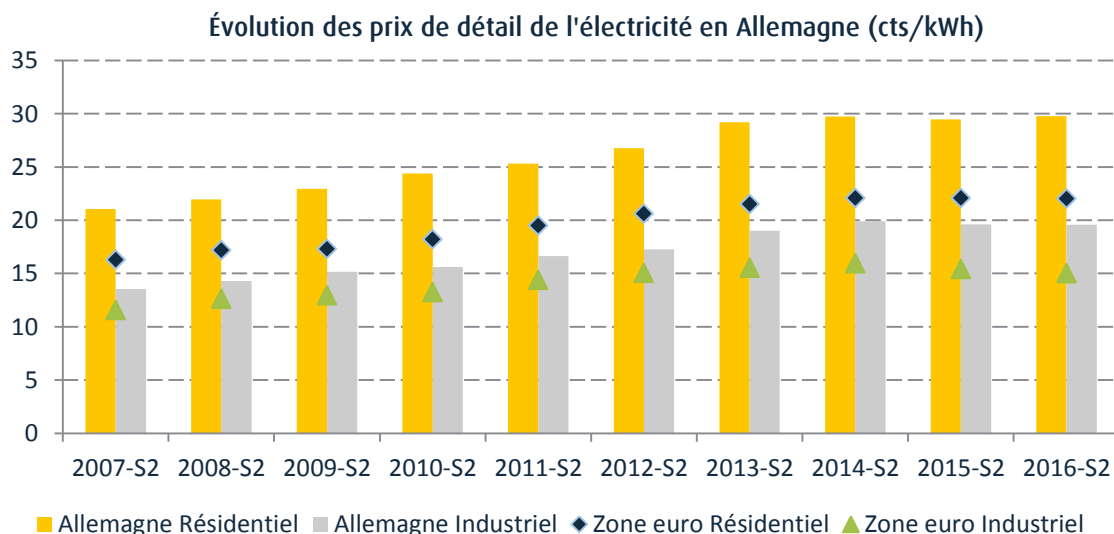


**Figure 6 :** Évolution des composantes du prix de l'électricité en France (2<sup>nd</sup> semestre 2012 et 2<sup>nd</sup> semestre 2016)  
Source : [Eurostat](#) ; Représentation : OFATE.

## II.1.2. Prix de détail de l'électricité en Allemagne

En Allemagne, il n'existe aucun tarif réglementé. Les fournisseurs locaux par défaut sont soumis à certaines obligations contractuelles vis-à-vis de leurs clients mais fixent librement leurs tarifs, et ceux-ci sont plus élevés que les offres de marché. Selon le dernier rapport de suivi de la BNetzA, le tarif résidentiel moyen TTC pour une consommation annuelle de 2 500 à 5 000 kWh s'élevait en avril 2016 à **30,63 cts/kWh** en contrat par défaut chez le fournisseur historique contre **28,17 cts/kWh en offre de marché** chez un fournisseur alternatif.

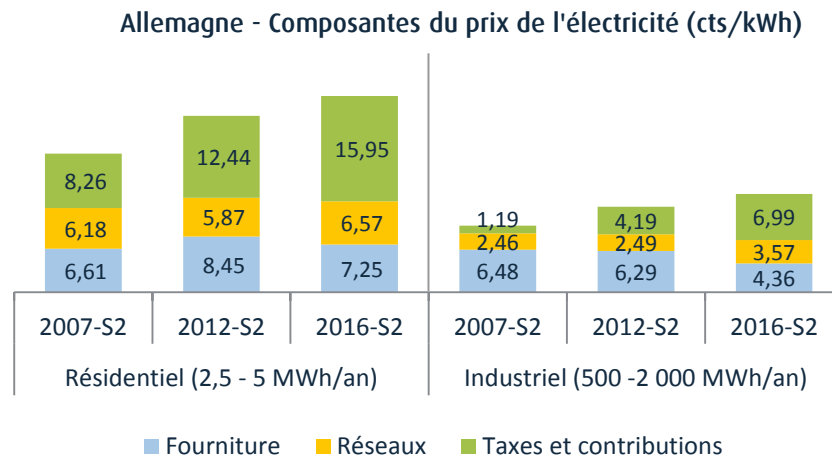
Dans le secteur non résidentiel, où la quasi-totalité des clients disposent d'un contrat de marché, le tarif moyen relevé par la BNetzA pour avril 2016 se situait entre **18,45 et 23,45 cts/kWh pour un profil de consommation annuelle de 50 MWh** (commerce et petite industrie) et entre **12,91 et 15,69 cts/kWh pour un profil de gros industriel** (24 GWh par an). Pour cette dernière catégorie cependant, les diverses exonérations (taxes et réseau) pouvaient atteindre un total de 9,88 cts/kWh. Pour le second semestre de l'année 2016, Eurostat donne effectivement une moyenne de 29,77 cts/kWh dans le résidentiel et de 19,58 cts/kWh pour le tertiaire (voir figure 7). Ces niveaux de prix classaient l'Allemagne comme le 2<sup>nd</sup> pays le plus cher de l'UE à 28, après le Danemark, dans les deux catégories.



**Figure 7 :** Évolution des prix moyens de l'électricité toutes taxes comprises sur le marché de détail en Allemagne  
Résidentiel : 2 500 à 5 000 kWh/an, prix TTC ; Industriel : 500 MWh à 2 000 MWh/an, prix TTC.  
Source : [Eurostat](#) ; Représentation : OFATE.

Les prix de l'électricité allemands ont à peu près suivi la trajectoire de ceux de la zone euro entre 2007 et 2012 mais l'écart avec celle-ci tend à se creuser depuis. Ceci est particulièrement vrai pour les clients industriels, le graphique indiquant une hausse de 13,4% en Allemagne contre une baisse de 0,1% pour la zone euro entre 2012 et 2016. La tendance est moins marquée mais similaire dans le résidentiel. L'Allemagne disposait déjà de prix de l'électricité élevés il y a dix ans, occupant alors le 2<sup>nd</sup> rang pour le client type résidentiel et le 5<sup>ème</sup> rang pour l'industriel.

L'analyse de l'évolution des trois postes de coûts entre 2007 et 2016 (figure 8) donne de premières indications sur la cause de cette hausse plus marquée que dans le reste de la zone euro. Pour les clients résidentiels, la partie de taxes et prélèvements a quasiment doublé (+93%) entre début 2008 et fin 2016, cette hausse ayant été particulièrement importante jusque fin 2012. Depuis début 2013, la hausse de la composante de réseaux s'est accélérée. Ainsi, selon les données d'Eurostat, pour un industriel (entre 500 et 2 000 MWh), la fourniture d'énergie qui représentait près de 65% du prix final de son électricité fin 2007 ne pesait plus que pour 30% fin 2016.



**Figure 8 :** Poids relatif des composantes du prix de l'électricité en Allemagne (2007-2016)  
Source : Eurostat ; Représentation : OFATE.

## II. L'évolution des composantes du prix final de l'électricité en France et en Allemagne

### II.1. Coût de la fourniture d'électricité

Dans la méthodologie de la BNetzA comme celle de la CRE, la partie « fourniture d'électricité » comprend en réalité plusieurs types de coûts : **l'approvisionnement électrique, les coûts de commercialisation et la marge commerciale**. La BNetzA les classe ensemble dans les « coûts influençables par le producteur ». Selon Eurostat, ces coûts sont en moyenne plus élevés en Allemagne (**72,5 €/MWh fin 2016**) qu'en France (**61,3 €/MWh**) pour les clients résidentiels et inversement pour les sites de 500 à 2 000 MWh : **47,6 €/MWh** pour la France et **43,6 €/MWh** pour l'Allemagne. Ces coûts demeurent globalement à des niveaux comparables en France et en Allemagne.

#### II.1.1. L'évolution des prix d'approvisionnement (prix de gros) dans les deux pays

Au sein de cet ensemble des « coûts influençables », l'approvisionnement en électricité pèse le plus. Son niveau et son évolution dépendent principalement de la structure de la production électrique nationale et dans les pays voisins, les marchés européens étant assez largement intégrés. Au niveau européen, les prix de gros ont atteint un niveau record en 2008 et connaissent une phase de baisse depuis.

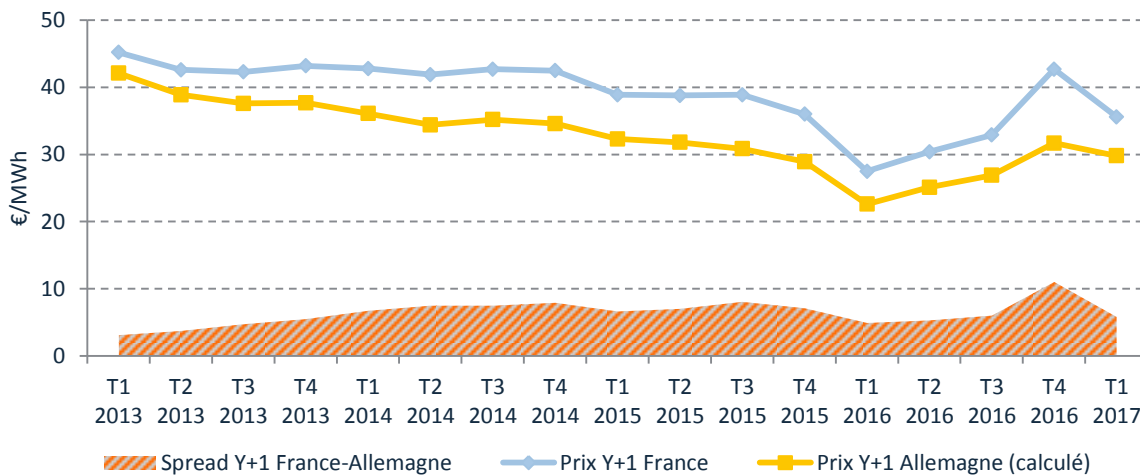
Concernant les prix en base (*Base load*) pour livraison l'année suivante (Y+1), une comparaison des prix français et allemand de l'électricité publiée en novembre 2013 par la Direction Générale du Trésor<sup>18</sup> relevait déjà un niveau légèrement plus important en France (50,6 €/MWh) qu'en Allemagne (49,3 €/MWh) sur l'année 2012. On voit au graphique 9 que ce **différentiel de prix entre les deux pays s'est creusé : alors qu'il était de 3 €/MWh environ début 2013, il se situe plutôt entre 5 et 8 €/MWh depuis début 2014**. L'écart a atteint son sommet au dernier trimestre 2016,

<sup>18</sup> L. Oriol, T. Meinzeil, F. Lehmann, D. Pescia, « [Les Cahiers de la DG Trésor – n° 2013-05 – Novembre 2013](#) »



avec un écart de 11 €/MWh entre la France et l'Allemagne. Ce mouvement s'expliquait cependant par un facteur conjoncturel, avec un tiers des réacteurs nucléaires français à l'arrêt durant cette période<sup>19</sup>.

L'Observatoire des marchés de gros de la CRE du 3<sup>ème</sup> trimestre 2013 fait remonter le croisement des courbes de prix française et allemande à février 2012. Elle explique notamment ce creusement par un risque perçu plus fort du marché français, en partie du fait d'une thermo-sensibilité plus importante. Deux autres facteurs sont cités : la baisse du cours du charbon d'une part<sup>20</sup> et l'injection croissante des renouvelables à coût marginal quasiment nul en Allemagne d'autre part. Cette injection a pour effet d'exclure du *merit order* allemand les centrales les plus coûteuses<sup>21</sup>. Le différentiel d'intégration d'énergies renouvelables entre la France et l'Allemagne s'est plutôt accentué depuis 2013. Il faut cependant noter que le soutien aux renouvelables est financé par des prélèvements pesant non sur le prix de gros mais sur le prix de détail de l'électricité. Enfin, le cours de la tonne de CO2 sur le marché ETS joue aussi un rôle. Une hausse de celui-ci aurait un impact plus fort sur les marchés de gros allemands, dont la production électrique est plus carbonée que la génération française, reposant encore largement sur l'énergie nucléaire.



**Figure 9 :** Prix à terme Y+1 en Base en France et en Allemagne 2013-2017  
Source : CRE<sup>22</sup> ; Représentation : OFATE.

Malgré ce creusement de l'écart entre les prix français et allemand sur le marché à terme, les deux courbes suivent très largement la même tendance, avec une baisse continue jusque début 2016 et un regain depuis. Sur le marché spot, les effets saisonniers sont plus marqués. La figure 10 sur les prix pour livraison le lendemain (*Day-Ahead*) révèle l'impact de la plus grande thermo-sensibilité du système électrique français, l'écart se creusant durant l'hiver. On voit ici aussi l'effet de l'arrêt de nombreuses centrales nucléaires français à l'automne 2016. Par ailleurs, la convergence des prix spot entre les deux pays était quasiment nulle en 2016 selon la CRE alors que ceux-ci ont été identiques dans les deux pays pendant 51% des heures de l'année<sup>23</sup>.

<sup>19</sup> En plus des mises à l'arrêt pour maintenance antérieurement prévues, l'Autorité de sûreté nucléaire (ASN) avait ordonné en octobre 2016 l'arrêt de douze réacteurs afin d'effectuer des contrôles supplémentaires suite à la découverte de l'anomalie de la concentration en carbone de l'acier de la cuve de l'EPR de Flamanville en construction. L'ASN a autorisé le redémarrage de neuf réacteurs en janvier 2017 (voir délibération du 12 janvier 2017 sur [le site de l'ASN](#)).

<sup>20</sup> L'écart entre la rentabilité de la génération issue du charbon (mesurée par le *Clean Dark Spread*) et celle du gaz (*Clean Spark Spread*) semble être en train de se réduire après un écart maximal en 2013-2014 : voir par exemple le transparent 44 de la présentation des résultats de RWE de mai 2017 : « [RWE Company presentation](#) ».

<sup>21</sup> Le cabinet de conseil Ecofys fournit une analyse approfondie des marchés de gros de l'électricité pour quelques pays sélectionnés dont la France et l'Allemagne dans une étude de juin 2015 : « [Strommärkte im internationalen Vergleich](#) » (en allemand).

<sup>22</sup> Dans ses éditions de l'Observatoire du marché de gros, la CRE donne le prix sur le marché français et le spread avec le marché allemand. La courbe de prix pour le marché allemand a été déduite de ces deux informations.

<sup>23</sup> Site internet d'EPEX SPOT, [Communiqué de presse](#) du 13 janvier 2015

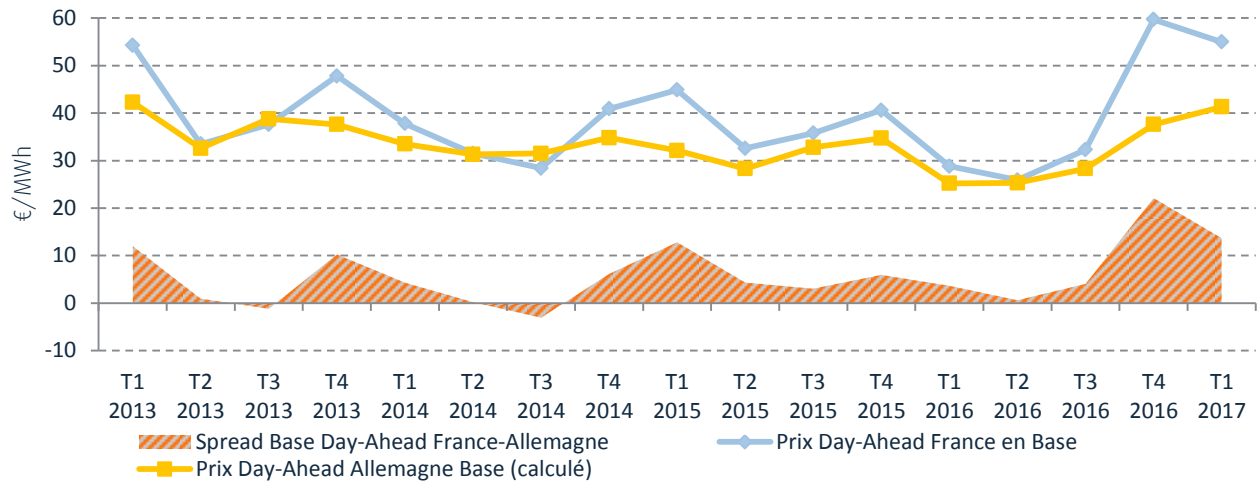


Figure 10 : Prix spot Day-Ahead en Base en France et en Allemagne 2013-2017  
Source : CRE ; Représentation : OFATE.

Pour l'Allemagne, ces prix de marché sont une bonne indication de la partie « approvisionnement » du prix final de l'électricité. Pour la France, on doit également prendre en compte le mécanisme de l'Accès régulé à l'électricité nucléaire historique (ARENH), cité plus haut. Introduit en 2010, il vise à ce que les fournisseurs alternatifs puissent acheter auprès d'EDF de l'électricité à un tarif réglementé (fixé à 40 €/MWh en janvier 2011 et rehaussé à 42 €/MWh l'année suivante), « ce qui doit permettre à l'ensemble des consommateurs, quel que soit leur fournisseur, de continuer à bénéficier de la compétitivité du parc nucléaire historique »<sup>24</sup>. Le volume disponible maximum d'ARENH est de 100 TWh par an, soit 25% de la production du parc nucléaire historique. Dans sa méthodologie d'établissement des tarifs réglementés de vente, la CRE estime que les fournisseurs alternatifs s'approvisionnent exclusivement sur le marché lorsque le prix de marché est inférieur au niveau de l'ARENH, ce qui a été constamment le cas depuis début 2015, en excluant la période d'automne 2016 déjà citée<sup>25</sup>. On notera enfin que les fournisseurs sur le marché français doivent également prendre en compte l'approvisionnement en capacité dans leurs coûts, la première année de livraison du marché de capacité français ayant débuté en janvier 2017. Les deux premières enchères de capacité organisées en décembre 2016 puis avril 2017 par la bourse EPEX SPOT ont abouti à un prix d'environ **1 000 € par garantie de 0,1 MW soit 10 000€ par MW**<sup>26</sup>. Lors de la publication du tarif réglementé en 2016, la CRE a retenu des coûts de fourniture en énergie sur la base de 2015 de **44,7 €/MWh** pour les clients en tarif bleu résidentiel<sup>27</sup>.

## II.1.2. Frais de commercialisation et marge commerciale

Pour l'Allemagne, la BNetzA rapporte des écarts assez notables de la partie influençable par le fournisseur selon le type de contrat. En avril 2016, la partie « fourniture, commercialisation et marge » pour un profil résidentiel était ainsi en moyenne 20% plus onéreuse dans un contrat par défaut (*Grundversorgung*) qu'en offre de marché chez le même fournisseur par défaut. L'écart est encore plus grand avec les offres de marché des fournisseurs alternatifs. La BNetzA avance deux explications : les contrats par défaut possèdent des délais de résiliation moins longs que dans les offres de marchés et ils présenteraient également un risque de défaut de paiement plus élevé. Ces deux

<sup>24</sup> Site internet du Ministère de la transition écologique et solidaire (MTES), « [Commercialisation de l'électricité](#) »

<sup>25</sup> La méthodologie de calcul du coût d'approvisionnement au marché est notamment fournie dans la [délibération de la CRE du 13 juillet 2016](#) portant proposition des tarifs réglementés de vente d'électricité.

<sup>26</sup> Site internet d'EPEX SPOT, [Communiqué de presse du 15 décembre 2016](#) et [Auction Status- Capacity](#).

<sup>27</sup> CRE, [Délibération du 13 juillet 2016 portant proposition des tarifs réglementés de vente d'électricité](#).



facteurs sont intégrés comme prime de risque par le fournisseur dans ses coûts de fourniture. On peut également penser que le niveau de marge est supérieur dans ces contrats par défaut.

**Pour la France**, la CRE indique des coûts de commercialisation d'EDF dans ses délibérations sur les tarifs réglementés de vente pour les clients souscrivant une puissance jusqu'à 36 kVA<sup>28</sup>. Ils comprennent principalement les frais de personnel et d'autres postes divers (systèmes d'information, irrécouvrables, autres achats, etc.). Pour l'année 2015, l'estimation des coûts de commercialisation par la CRE était de **1,14 et 1,06 cts/kWh**, respectivement pour les clients en tarif bleu résidentiel et bleu non résidentiel. La CRE fournit ensuite une analyse de la rémunération normale d'une activité à faible capitaux investis, en prenant en compte les différents risques. Sur la base d'une comparaison des fournisseurs européens, elle retient une **marge commerciale correspondant à 3% du tarif hors taxes**. Pour l'année 2016, cela donne une marge de **0,32 cts/kWh, représentant donc moins de 5% des coûts influençables** par le fournisseur, qui sont composés à plus de 75% par l'approvisionnement en énergie.

## II.2. Les coûts d'acheminement par le réseau électrique

Alors que la partie précédente pouvait être traitée de façon commune pour la France et l'Allemagne, du fait de l'intégration assez profonde des marchés de gros à l'échelle européenne, il n'en va pas de même pour la tarification des réseaux électriques, assez différente dans les deux pays.

### II.2.1. Le tarif d'utilisation des réseaux publics d'électricité en France (TURPE)

En application de l'article L.341-3 du Code de l'énergie, la CRE fixe une méthodologie et fait une proposition de tarifs de réseaux (TURPE) sur la base des coûts supportés par RTE pour le transport et par Enedis pour la distribution. Il revient ensuite au ministère en charge de l'énergie de les publier au Journal officiel ou de demander une nouvelle délibération à la CRE s'il estime que la délibération initiale « *ne tient pas compte des orientations de politique énergétique* »<sup>29</sup>. Les périodes tarifaires durent généralement quatre ans. Pour établir les tarifs, la CRE s'appuie sur une trajectoire prévisionnelle des charges d'exploitation, intégrant des objectifs de productivité, et sur les charges de capital réalisées. Les différences entre trajectoire prévisionnelle et réalisation de recettes sont corrigées a posteriori par le biais du compte de régularisation des charges et des produits (CRCP)<sup>30</sup>.

Les tarifs de réseau français respectent trois grands principes : celui du « timbre-poste » (le prix n'augmente pas avec la distance parcourue par l'électron) et celui de la couverture des coûts engagés par un gestionnaire de réseau efficace sont partagés avec l'Allemagne. En revanche, le troisième est spécifique à la France : il s'agit de la péréquation tarifaire sur l'ensemble du territoire pour un même profil de consommateur. En outre, les tarifs français ont une distinction temporelle<sup>31</sup> :

Dans le cadre de la consultation publique pour l'établissement de la nouvelle structure des tarifs d'acheminement à compter du 1<sup>er</sup> août 2017 (TURPE 5), la CRE a mandaté une étude de comparaison européenne des tarifs de réseau. Cette étude menée par le cabinet Schwartz and Co. présente un détail des tarifs pour plusieurs types

---

<sup>28</sup> CRE, [Délibération du 13 juillet 2016 portant proposition des tarifs réglementés de vente d'électricité](#).

<sup>29</sup> Le plus récent tarif, dit TURPE 5, dont l'entrée en vigueur était prévue au 1<sup>er</sup> août 2017 fait l'objet d'une telle procédure. Par une lettre du 12 janvier 2017, la ministre de l'environnement demandait à la CRE de revoir ses délibérations du 17 novembre 2016 portant décision sur les tarifs d'utilisation du réseau. Cette dernière n'a pas accédé à la demande du gouvernement, estimant dans une délibération du 19 janvier 2017 qu'elle avait bien pris compte des orientations de politique énergétique du gouvernement. Suite à ce refus, le ministère a formé un recours non suspensif devant le Conseil d'État.

<sup>30</sup> Pour plus de précisions, voir l'étude de Schwartz and Co mandatée par la CRE : « [Analyse critique des mécanismes de régulation incitative des gestionnaires de réseaux et d'infrastructures d'électricité et de gaz naturel](#) », 23 novembre 2015.

<sup>31</sup> Le TURPE 5 prévoit jusqu'à 5 plages temporelles en basse tension (BT)  $\geq 36$  kVA et en Haute Tension A (HTA). Pour les utilisateurs en BT < 36 kVA, une option à 4 plages temporelles (heures creuses/pleines et été/hiver) a été introduite.





d'utilisateurs<sup>32</sup>. Pour les données de l'année 2015, l'étude classe la France légèrement au-dessus de la médiane des pays étudiés (Pays-Bas, Royaume-Uni, Italie, Allemagne, Espagne) pour la plupart des clients résidentiels ainsi que pour les industriels<sup>33</sup>.

Le tableau 1 présente les données recueillies dans le cadre de l'étude de Schwartz and Co. (2016) pour trois utilisateurs types. Comme en Allemagne, la part de la facture qui est liée à l'énergie (kWh) est majoritaire, contrairement aux Pays-Bas par exemple, où l'essentiel de la facturation des réseaux repose sur la puissance souscrite<sup>34</sup>. Depuis ces données, la CRE a décidé de nouvelles hausses du tarif (voir tableau 2 ci-après). Elle propose sur son site un [outil de calcul du tarif](#) prenant en compte les grilles tarifaires du TURPE 5<sup>35</sup>.

Consommation annuelle :	Résidentiel - 3 500 kWh	Entreprise - 50 MWh	Industrie - 10 GWh
Composante de gestion	8,88 €	55,44 €	69,12 €
Composante de comptage	18,96 €	399,24 €	514,68 €
<b>Part abonnement/fixe</b>	<b>16%</b>	<b>25%</b>	<b>0,3%</b>
Soutirages – Capacité	21,6 €	490,97 €	20 701,96 €
<b>Part puissance souscrite</b>	<b>13%</b>	<b>27%</b>	<b>11%</b>
Soutirages – Énergie	121,10 €	891,09 €	165 795,32 €
<b>Part énergie</b>	<b>71%</b>	<b>49%</b>	<b>89%</b>
Total HT (euros)	170,54 € HT	1 836,74 € HT	187 081,08 € HT
<b>Total HT (cts/kWh)</b>	<b>4,87</b>	<b>3,67</b>	<b>1,87</b>

**Tableau 1 :** Tarifs d'acheminement en France en 2015 (hors taxes)  
Données issues de Schwartz and Co., étude mandatée par la CRE (2016), [lien](#)

Les tarifs d'utilisation des réseaux publics d'électricité dans leur forme actuelle sont issus d'une loi du 10 février 2000 et leur création accompagnait la séparation organisationnelle des activités de fourniture de celles des réseaux. Le tableau 2 reprend les évolutions tarifaires successives.

Période tarifaire	Période	Évolution moyenne en BT-HTA (réseaux de distribution)	Évolution moyenne en HTB (réseaux de transport)	Inflation
TURPE 1	2000 – 2005	Pas d'évolution	Pas d'évolution	+ 9,8%
TURPE 2	2006-2009	-0,7% au 1 <sup>er</sup> janvier 2006 Pas d'évolution ensuite	-0,7% au 1 <sup>er</sup> janvier 2006 Pas d'évolution ensuite	+6,1%
TURPE 3	1 <sup>er</sup> août 2009	+2%	+3%	+0,1% (2009)
	1 <sup>er</sup> août 2010	+3,4%	+2,5%	+1,5%
	1 <sup>er</sup> août 2011	+3,9%	+2,6%	+2,1%
	1 <sup>er</sup> août 2012	+1,8%	+2,7%	+2,0%
TURPE 4 HTB	1 <sup>er</sup> août 2013	+2,1%	+2,4%	+0,9%
TURPE 4 HTA-BT	1 <sup>er</sup> janvier 2014	+3,6%	-	+0,5%
	1 <sup>er</sup> août 2014	-1,3%	-1,3%	+0,2%
	1 <sup>er</sup> août 2015	+0,4%	+2,4%	+0,2%
	1 <sup>er</sup> août 2016	+1,1%	+1,4%	+0,7%
TURPE 5	1 <sup>er</sup> août 2017	+2,71%	+6,8%	+0,9%

**Tableau 2 :** Évolutions successives du niveau moyen des tarifs de distribution de l'électricité aux différents niveaux de tension  
Données : Délibérations de la CRE relatives aux tarifs d'utilisation des réseaux ([lien](#)) ; Représentation : OFATE.

<sup>32</sup> Schwartz and Co., « Etude comparative des tarifs d'utilisation des réseaux de distribution d'électricité en Europe - Rapport final - Version 1.3 » 22 juillet 2016. Accessible sur le [site de la CRE](#).

<sup>33</sup> Cependant, Schwartz and Co. choisit d'inclure dans le calcul final du coût d'acheminement les taxes locales sur la consommation finale d'électricité (TCCFE et TDCFE), estimant que l'essentiel de leurs recettes est attribué aux réseaux publics de distribution.

<sup>34</sup> Voir la synthèse de la conférence de l'OFATE du 24 novembre 2016 sur les réseaux de distribution pour les approches de tarification des réseaux de distribution choisies dans les deux pays, accessible uniquement aux adhérents sur notre [site internet](#).

<sup>35</sup> Par ailleurs, les gestionnaires de réseaux RTE (transport) et Enedis (distribution) publient en ligne un fascicule des tarifs applicables à leurs niveaux de tension respectifs. Pour les tarifs du TURPE 4 au 1<sup>er</sup> août 2016 : [site de RTE](#) et [site d'Enedis](#).



Alors que le niveau du tarif n'a quasiment pas évolué entre 2000 et 2009, on observe une hausse annuelle nettement plus rapide que l'inflation depuis. La hausse des tarifs aux niveaux de tension HTB au 1<sup>er</sup> août 2017 (+6,76% en moyenne) se justifie principalement selon la CRE par les investissements prévisionnels liés à la transition énergétique et numérique. D'autres facteurs exogènes ont eu un impact : la fin de trop-perçus issus des périodes tarifaires précédentes, l'intégration de certains coûts d'équilibrage et le dispositif d'abattement tarifaire pour les électro-intensifs<sup>36</sup>. Pour les réseaux de distribution, la hausse moyenne de 2,71% au 1<sup>er</sup> août 2017 proposée par la CRE était nettement inférieure à celle demandée par Enedis. La CRE cite là aussi des investissements et charges d'exploitation croissants pour la transition énergétique. En revanche, l'ajustement du taux de rémunération des capitaux propres régulés (de 6,1% à 4,1%) aurait fortement joué à la baisse. Le programme de déploiement généralisé des compteurs communicants Linky n'a pas d'impact sur le niveau du TURPE 5 HTA-BT car les investissements réalisés seront compensés à partir de 2022 par la baisse des charges d'exploitation via un compte de régularisation<sup>37</sup>. En basse tension comme en moyenne tension, la CRE n'a pas choisi d'augmenter sensiblement la part puissance.

## II.2.2. Des tarifs de réseaux locaux en Allemagne

Selon la dernière édition du rapport de suivi de la BNetzA, l'Allemagne comptait 875 gestionnaires de réseau public de distribution d'électricité en 2016, dont 80% géraient moins de 100 000 points de soutirage. Il n'existe actuellement, et jusqu'en 2019, aucune péréquation nationale des tarifs de réseau. Le régulateur établit une trajectoire de revenu autorisé sur cinq ans (quatre ans à partir de 2019) pour chaque GRT et chaque GRD sur sa zone. Il se base pour cela sur les charges du gestionnaire de réseau certifié en année n-3 avant le début de la période de régulation. Il revient ensuite au gestionnaire de réseau d'établir sa grille tarifaire dans le respect de cette trajectoire tarifaire : la structure même du tarif et par exemple le poids relatif des parts liées à l'énergie ou à la puissance souscrite ne lui est pas imposée.

Une réforme importante de la régulation incitative a été votée en août 2016<sup>38</sup>. L'essentiel des dispositions rentreront en œuvre à partir de la prochaine période de régulation, en 2019 pour l'électricité. Cette réforme prévoit notamment que les GRD puissent intégrer chaque année les nouveaux investissements sur les réseaux (dus notamment à l'intégration des renouvelables) dans leur revenu autorisé plutôt que d'attendre la période de régulation suivante<sup>39</sup>.

Du fait de l'absence de péréquation tarifaire et de profils très variés des zones de réseau de distribution (longueur de lignes et état du réseau, zone urbaine ou rurale, poids de l'injection variable), le niveau des tarifs d'acheminement peut varier très nettement d'une région à l'autre (tableau 3). Dans certaines zones de l'ancienne Allemagne de l'Est, la lourdeur des investissements due notamment à la vétusté du réseau et à l'intégration des renouvelables, combinée à un nombre plus restreint de consommateurs, expliquent le niveau particulièrement élevé des tarifs de réseau<sup>40</sup>.

---

<sup>36</sup> Le [décret du 11 février 2016](#) a introduit un abattement de TURPE pouvant atteindre 90%, à destination des industries électro-intensives (soutirage minimum de 10 GWh) et en échange de la réalisation de mesures d'efficacité énergétique. Selon la délibération de la CRE du 17 novembre 2016 introduisant le TURPE HTB 5, ce dispositif devrait avoir un coût annuel moyen de 193 millions d'euros entre 2017 et 2020.

<sup>37</sup> Site internet Smart Grids de la CRE, « [Régulation incitative des systèmes de comptage évolués en électricité et en gaz](#) ».

<sup>38</sup> L'ordonnance de régulation incitative (*Anreizregulierungsverordnung*), dans sa version modifiée en août 2016, est disponible intégralement [en ligne](#) (en allemand).

<sup>39</sup> Ce sujet est également abordé dans la synthèse de la conférence de l'OFATE du 24 novembre 2016 sur les réseaux de distribution. Elle est accessible aux adhérents sur notre [site internet](#).

<sup>40</sup> Des cartes des différences régionales des tarifs ainsi que leurs facteurs explicatifs sont fournis sur le [site internet de la BNetzA](#) (en allemand).



Le tarif d'acheminement moyen en Allemagne est lui-même élevé en comparaison européenne. Selon l'étude de Schwartz and Co. (2016), seul le tarif italien était plus onéreux pour les clients résidentiels à 3 500 kWh par an et plus. Le tarif moyen allemand était aussi le plus cher pour les consommations de 50 et de 400 MWh. Les tarifs pratiqués pour l'industrie se situaient plutôt dans la médiane<sup>41</sup>. Les entreprises avec une consommation supérieure à 10 GWh et une durée d'utilisation supérieure à 7 000 heures ou celles dont la consommation se situe essentiellement en-dehors des pointes de charge nationales peuvent bénéficier d'un abattement jusqu'à 90% du tarif d'acheminement<sup>42</sup>.

Consommation annuelle	Résidentiel – 3 500 kWh		Entreprise - 50 MWh		Industrie - 10 GWh	
	Tranche basse	Tranche haute	Bas	Haut	Bas	Haut
Abonnement	58,00 €	58,40 €	58,00 €	58,40 €	-	-
Gestion - relève	11,95 €	11,64 €	21,95 €	22,08 €	672 €	-
<b>Part abonnement/fixe</b>	<b>36%</b>	<b>17%</b>	<b>4%</b>	<b>2%</b>	<b>0%</b>	<b>0%</b>
Soutirages – Capacité	-	-	-	-	209 776 €	162 624 €
<b>Part puissance souscrite</b>	<b>-</b>	<b>-</b>	<b>-</b>	<b>-</b>	<b>68%</b>	<b>38%</b>
Soutirages – Énergie	125,65 €	345,80 €	1 795,00 €	4 940,00 €	96 000 €	264 000 €
<b>Part énergie</b>	<b>64%</b>	<b>83%</b>	<b>96%</b>	<b>98%</b>	<b>31%</b>	<b>62%</b>
Total HT (euros)	195,60 €	415,84 €	1 874,95 €	5 020,48 €	306 448 €	426 624 €
<b>Total HT (cts/kWh)</b>	<b>5,59</b>	<b>11,88</b>	<b>3,75</b>	<b>10,04</b>	<b>3,06</b>	<b>4,27</b>

**Tableau 3 :** Sélection de tarifs d'acheminement en Allemagne en janvier 2017 (hors taxes)

*Les caractéristiques des clients (durées d'utilisation, puissance maximale) sont issues de l'étude Schwartz and Co. (2016, [site de la CRE](#)) et identiques au tableau 1. Les données ont été actualisées sur la base des grilles tarifaires au 1<sup>er</sup> janvier 2017 de [Wesernetz](#) (tranche basse, en allemand) et E.DIS ([tranche haute](#), en allemand). Les abattements pour les industriels ne sont pas pris en compte.*

La première période tarifaire de la régulation incitative allemande a débuté le 1<sup>er</sup> janvier 2009 avec l'année 2006 comme référence<sup>43</sup>. Suite à cette nouvelle régulation introduisant un benchmark d'efficacité entre les gestionnaires de réseau, on a observé une baisse continue du tarif d'acheminement moyen jusqu'en 2011. Entre 2006 et 2011, cette baisse s'est portée à 21% pour le résidentiel (3 500 kWh), 23% pour le tertiaire (50 MWh). À cette baisse a succédé une phase de hausse marquée jusqu'en 2011 puis une relative stabilisation jusqu'en 2015 (voir figure 14).

Dans ses rapports de suivi, la BNetzA désigne la transition énergétique comme principal facteur à la hausse depuis 2011, du fait d'une reprise des investissements sur les réseaux (extension et renforcement) ainsi que de moyens accrus pour la tenue des services systèmes. La somme engagée pour ces services en 2015 a atteint un **niveau record de 1,13 milliard d'euros** contre 436 millions d'euros l'année précédente. L'indemnisation des producteurs d'électricité renouvelable pour des mesures d'écrêtement de production (478 millions d'euros) et le coût du *redispatching* (412 millions d'euros) ont pesé particulièrement lourd dans cette facture finale en 2015<sup>44</sup>. Le coût du seul *redispatching* a décuplé entre 2011 (41,6 millions d'euros) et 2015, notamment faute de capacités de transport suffisantes du Nord vers le Sud. Ces coûts de sécurité du système ont à nouveau reculé en 2016<sup>45</sup>.

<sup>41</sup> Le benchmark comprenait la France, les Pays-Bas, le Royaume-Uni, l'Italie et l'Espagne.

<sup>42</sup> Cet abattement est financé via un prélèvement sur les factures d'électricité (§19 StromNEV-Umlage, voir ci-après). Son coût total prévisionnel pour 2017 se portait à 1,1 milliard d'euros.

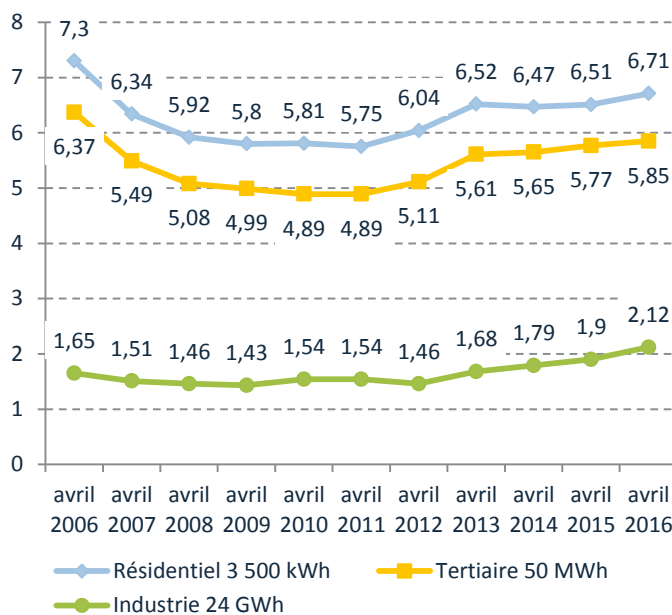
<sup>43</sup> La 1<sup>ère</sup> période de régulation s'étendait de 2006 à 2013, la 2<sup>nde</sup> et actuelle a débuté en 2014 et se terminera au 31 décembre 2018. La 3<sup>ème</sup> période durera 4 ans et non 5 ans.

<sup>44</sup> Bundesnetzagentur (BNetzA), « [Monitoringbericht 2016](#) » (*Rapport de suivi 2016*), 30 novembre 2016.

<sup>45</sup> Dans un rapport du 29 mai 2017, la BNetzA met en avant une révision des règles de *redispatching* et d'écrêtement mais aussi une production éolienne en légère baisse du fait des conditions climatiques pour expliquer ce mouvement. L'OFATE met à disposition de ses adhérents une [traduction en français](#) de ce rapport.



Les différences régionales se sont accentuées au cours des dernières années, comme le présente une note du think tank Agora Energiewende de novembre 2016<sup>46</sup>. La réforme de la régulation incitative d'août 2016 a entraîné de fortes hausses au 1<sup>er</sup> janvier 2017, du fait de l'intégration par les gestionnaires de réseau dans leur revenu autorisé d'investissements réalisés au cours des dernières années. Ainsi, les GRT TenneT et 50Hertz ont annoncé une hausse moyenne de leurs tarifs pour 2017 de 80% et 45%, contre seulement 5% pour TransnetBW et 10% pour Amprion. Ces hausses au niveau du transport ont naturellement un impact sur les tarifs pratiqués aux niveaux de tension inférieurs par les GRD sur ces zones. Ainsi, trois grands Länder du Nord (le Brandebourg, le Mecklenburg-Poméranie Occidentale et le Schleswig-Holstein) ont connu des hausses moyennes d'environ 20% en 2017 tandis que les tarifs stagnaient ou reculaient dans d'autres régions (voir tableau 4).



**Figure 11 :** Évolution des tarifs d'acheminement moyens en Allemagne depuis 2006 (cts/kWh)  
Source: BNetzA<sup>47</sup> ; Représentation : OFATE.

Land	2017	2016-2017
Brandebourg	122,8	+20%
Mecklenburg-Poméranie Occidentale	116,4	+21%
Schleswig-Holstein	112	+18%
Thuringe	94	+7%
Saxe-Anhalt	93,6	+12%
Saxe	92,8	+11%
Basse-Saxe	86,6	+15%
Bavière	84,2	+19%
Bade-Wurtemberg	81,8	+3%
Hesse	79,4	+6%
Rhénanie-Palatinat	74,8	-2%
Berlin	73,8	+15%
Hambourg	73,6	0%
Sarre	72,2	-7%
Rhénanie du Nord Westphalie	70,4	0%
Brème	61	10%

**Tableau 4 :** Facture annuelle moyenne due au réseau pour une consommation de 5 000 kWh (en euros)  
Source: Strom-Report.de

Le coût du réseau constitue aujourd'hui le facteur où les différences régionales sont les plus marquées et il est celui qui pèse le plus dans les différences finales du prix de détail de l'électricité, les taxes et contributions faisant elles l'objet d'une péréquation au niveau national (voir partie III.2 ci-dessous). Dans ce contexte, le Parlement allemand a ouvert la voie à une péréquation nationale des tarifs d'acheminement au niveau du réseau de transport. Celle-ci se fera par étape à partir du 1<sup>er</sup> janvier 2019 et devrait être complète d'ici au 31 décembre 2022<sup>48</sup>.

<sup>46</sup> Agora Energiewende, „Entwicklung der Strom-Netzentgelte 2017“ (Évolution des tarifs de réseau en 2017), novembre 2016.

<sup>47</sup> BNetzA, « [Monitoringbericht 2016](#) » (*Rapport de suivi 2016*), 30 novembre 2016.

<sup>48</sup> La « loi de modernisation des tarifs d'acheminement » (*Netzentgeltmodernisierungsgesetz, NEMOG*), votée le 30 juin 2017, prévoit l'adoption d'un décret fixant le calendrier exact de cette péréquation.



## II.3. La fiscalité sur l'électricité en France et en Allemagne

### II.3.1. Les taxes sur l'électricité France

Selon Eurostat, les prélèvements publics représentaient **35% du prix final de l'électricité dans le résidentiel et 27% dans l'industrie (0,5 à 2 GWh)** en France fin 2016. Les quatre taxes sur l'électricité en France sont résumées dans le tableau ci-dessous puis chacune sera détaillée plus bas. Si la taxe sur la valeur ajoutée (TVA) est encore celle qui pèse le plus lourd en France, l'évolution la plus dynamique au cours des dernières années est celle de la contribution au service public de l'électricité (CSPE), qui finance entre autres le soutien aux énergies renouvelables.

Taxe	Assiette et taux	Affectation	Poids <sup>49</sup> au 31 mars 2017
<b>Contribution au service public de l'électricité – CSPE</b>	Imposée sur la consommation d'électricité : 2,25 cts/kWh en 2017.	Elle finance principalement le soutien aux énergies renouvelables et la péréquation tarifaire dans les ZNI hors énergies renouvelables. Elle est intégrée au budget de l'État depuis le 1 <sup>er</sup> janvier 2016.	13% de la facture TTC en tarif réglementé de vente
<b>Contribution tarifaire d'acheminement – CTA</b>	Taux de 27,04% sur la part fixe du tarif d'acheminement (TURPE) en distribution et de 10,14% en transport.	Elle finance le régime spécifique d'assurance vieillesse des personnels relevant du régime des industries électriques (Caisse Nationale des Industries Electriques et Gazières).	2% de la facture TTC en tarif réglementé de vente
<b>Taxe sur la consommation finale d'électricité – TCFE</b>	Imposée sur la consommation d'électricité. Taux fixé par la commune (TCCFE) et par le département (TDCFE). Plafonnée à 0,96 cts/kWh ≤ 36 kVA et 0,32 cts/kWh de 36 à 250 kVA.	Affectée au budget des communes (Taxe communale sur la consommation finale d'électricité, TCCFE) et des départements (Taxe départementale sur la consommation finale d'électricité, TDCFE).	6% de la facture TTC en tarif réglementé de vente
<b>Taxe sur la valeur ajoutée - TVA</b>	Taux de 5,5% sur la part abonnement du TURPE et sur la CTA. Taux de 20% sur les consommations variables, la CSPE et les TCFE.	Elle est appliquée à tous les biens et services et alimente le budget de l'État.	15% de la facture TTC en tarif réglementé de vente

**Tableau 5 :** Aperçu des taxes sur l'électricité en France

Sources : [Ministère de l'Économie](#), [Médiateur de l'énergie](#), [CRE](#) ; Représentation : OFATE

#### La contribution au service public de l'électricité (CSPE)

Cette contribution a été instaurée par la loi du 3 janvier 2003 relative aux marchés du gaz et de l'électricité. Depuis le 1<sup>er</sup> janvier 2016<sup>50</sup>, il s'agit non plus d'une contribution mais d'une taxe abondée au budget de l'État, qui fait donc désormais l'objet d'un contrôle parlementaire direct. **La CSPE s'élève à 2,25 cts/kWh pour 2016 et 2017.**

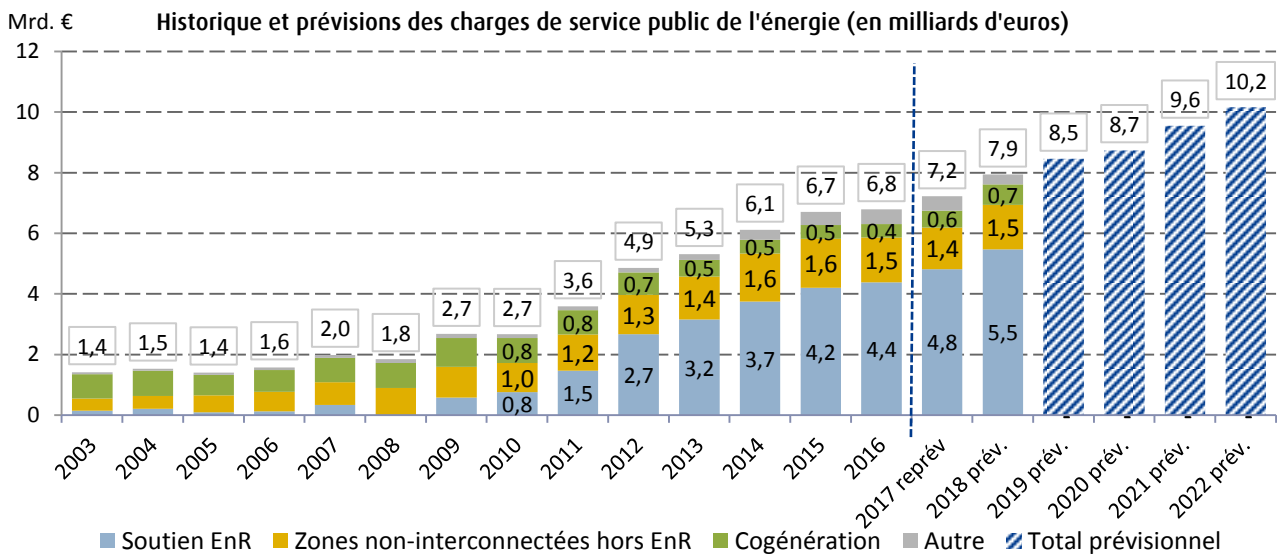
<sup>49</sup> CRE, Observatoire des marchés du détail, 1<sup>er</sup> trimestre 2017

<sup>50</sup> Loi n°2015-1786 du 29 décembre 2015 de finances rectificative pour 2015 (LFR 2015). Formellement, l'ancienne CSPE a été supprimée. Son objet a été intégré à la taxe intérieure sur la consommation finale de l'électricité (TICFE), dont l'assiette a été élargie à tous les consommateurs et qui a été renommé « CSPE ». Elle est prévue par [l'article 266 quinquies C du Code des douanes](#).



Dans un rapport sur l'évaluation de la CSPE pour 2018, la CRE prévoit des charges de 7,94 milliards d'euros pour l'année 2018 au titre du service public de l'énergie<sup>51</sup>. Les trois premiers postes étaient le soutien aux énergies renouvelables (68%), la péréquation tarifaire dans les zones non interconnectées (ZNI) du territoire français (18%) et le soutien à la cogénération (9%). La figure 17 présente l'évolution de ces charges depuis 2003 et la figure 18 celle du niveau de CSPE effectivement imposé sur les factures.

En 2010, les trois postes précédemment cités (renouvelables, ZNI, cogénération) étaient à peu près équivalents. Puis, entre 2010 et 2016, les charges liées au soutien pour les renouvelables ont été multipliées par 5,8 tandis que la somme des deux autres postes est restée stable. Si les tarifs d'achat par filière ont continuellement diminué, l'augmentation des capacités installées combinée à une baisse des prix de gros de l'électricité ont tiré le coût total du soutien vers le haut. Parmi les renouvelables, le soutien au photovoltaïque et à l'éolien pèse le plus.



**Figure 12 :** Historique et prévision des charges de service public de l'énergie en France  
Source : CRE ; Représentation : OFATE.

2003	2004	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017
0,3	0,33	0,45	0,45	0,45	0,45	0,45	0,45	0,9	1,05	1,35	1,65	1,95	2,25	2,25

**Tableau 6 :** Évolution historique de la CSPE (cts/kWh)  
Source : CRE ; Représentation : OFATE

Depuis 2009, la contribution unitaire appliquée par le gouvernement par décret a été systématiquement inférieure à la contribution proposée par la CRE. Il s'en est suivi un déficit de compensation supporté par EDE, en charge du versement des tarifs d'achat, ayant atteint un maximum de 5,4 milliards d'euros en 2015<sup>52</sup>. Jusqu'en 2020, une partie des recettes de la CSPE sera donc destinée à rembourser ce montant et les intérêts associés.

Il existe, comme en Allemagne, certaines exemptions ou exonérations partielles de CSPE. Elles sont renseignées à l'article 266 quinquies C du Code des douanes. L'exemption complète concerne les consommateurs non finaux

<sup>51</sup> Cela inclut 140 millions d'euros de charges liées au gaz (obligation d'achat pour le biométhane et dispositifs sociaux).

<sup>52</sup> Pour plus de détails sur la réforme budgétaire de la CSPE de 2016 et son application en 2017, voir Avis de M. Bruno Sido sur le rapport n°141 au Sénat sur le projet de loi de finances pour 2017 ([lien](#)).



d'électricité<sup>53</sup>. Le tableau 7 présente les taux réduits applicables depuis le 1<sup>er</sup> janvier 2016. Avant cette date, les exonérations de CPSE, largement reprises bien que sous d'autres critères, représentaient environ 20% de la consommation d'électricité intérieure française hors pertes.

Taux réduit	Consommateurs éligibles
• 0,05 cts/kWh	<ul style="list-style-type: none"><li>• Transport de personnes ou de marchandises (train, métro, tramway...);</li><li>• Activités hyperélectro-intensives (consommation d'électricité &gt; 6 kWh par euro de valeur ajoutée + secteur d'activité avec une intensité d'échanges avec les pays tiers de plus de 25%)</li></ul> <b>Entreprises électro-intensives soumises à un risque important de fuite carbone :</b>
• 0,1 cts/kWh	<ul style="list-style-type: none"><li>• Consommation du site &gt; 3 kWh/euro de valeur ajoutée</li></ul>
• 0,25 cts/kWh	<ul style="list-style-type: none"><li>• Consommation du site entre 1,5 et 3 kWh/euro de valeur ajoutée</li></ul>
• 0,55 cts/kWh	<ul style="list-style-type: none"><li>• Consommation du site ≤ 1,5 kWh/euro de valeur ajoutée</li></ul> <b>Entreprises électro-intensives (montant de la taxe aurait été supérieur à 0,5% de la valeur ajoutée):</b>
• 0,2 cts/kWh	<ul style="list-style-type: none"><li>• Consommation du site &gt; 3 kWh/euro de valeur ajoutée</li></ul>
• 0,5 cts/kWh	<ul style="list-style-type: none"><li>• Consommation du site entre 1,5 et 3 kWh/euro de valeur ajoutée</li></ul>
• 0,75 cts/kWh	<ul style="list-style-type: none"><li>• Consommation du site ≤ 1,5 kWh/euro de valeur ajoutée</li></ul>

Tableau 7 : Exemptions et taux réduits de CSPE en 2017  
Source : [Code des douanes](#) ; Représentation : OFATE.

### La contribution tarifaire d'acheminement (CTA)

La CTA a été mise en place par la loi n°2004-803 du 9 août 2004 et est redevable par tous les consommateurs d'électricité et de gaz. Son taux est fixé par arrêté du ministre en charge de l'énergie. Cette taxe est reversée dans la Caisse Nationale des Industries Electriques et Gazières (CNIEG). Elle n'est désignée explicitement sur la facture d'électricité que depuis 2009. Le taux actuel a été fixé par l'arrêté du 26 avril 2013, en prenant en compte l'évolution prévisionnelle des charges de la CNIEG jusqu'en 2017. La taxe est assise sur la part fixe du tarif d'acheminement. Pour un compteur de 6 kVA et une consommation annuelle de 3 500 kWh, la part fixe du TURPE au 1<sup>er</sup> août 2016 était de 54,12 € HT, donnant une CTA de 14,63 €/an ou de 0,42 cts/kWh<sup>54</sup>. Les produits de la CTA en 2011 représentaient 1,1 milliard d'euros, ou 29% des ressources de la CNIEG<sup>55</sup>.

### Les taxes locales sur la consommation finale d'électricité (TCCFE et TDCFE)

Ces taxes s'appliquent aux seuls sites dont la puissance souscrite est inférieure à 250 kVA. Il s'agit d'une recette non affectée, qui alimente le budget général des conseils généraux pour la taxe départementale sur la consommation finale d'électricité (TDCFE) et des conseils municipaux pour la taxe communale sur la consommation finale d'électricité (TCCFE). Le taux des TCFE est de **0,025 cts/kWh** pour les puissances souscrites entre 36 kVA et 250 kVA et de **0,075 cts/kWh** en-dessous de 36 kVA. Chaque commune ou département applique ensuite un coefficient multiplicateur à ce taux pour déterminer la taxe redevable sur son territoire. La plupart des territoires appliquent les taux maximaux (4,25 pour les départements et 8,5 pour les communes)<sup>56</sup>. Depuis leur introduction dans la loi n° 2010-1488 du 7 décembre 2010 portant sur la nouvelle organisation du marché de l'électricité (NOME), les taux sont restés identiques et les facteurs n'ont quasiment pas évolué<sup>57</sup>. Les cas d'exonération sont rares et concernent

<sup>53</sup> Procédés métallurgiques, de réduction chimique ou d'électrolyse par exemple ou produits dont le coût est composé à plus de 50% par la valeur de la consommation d'électricité

<sup>54</sup> Le site du médiateur national de l'énergie met à une disposition une [calculatrice indicative](#) des différentes taxes.

<sup>55</sup> Conseil d'orientation des retraites, « Perspectives 2020, 2040 et 2060 – Le régime de retraite des salariés des industries électriques et gazières », 26 mars 2013.

<sup>56</sup> MTEs, « [Panorama énergies-climat, édition 2016](#). Fiche 34 : La fiscalité sur l'énergie », 1 avril 2017

<sup>57</sup> Direction générale des finances publiques, [Taxe sur la consommation finale d'électricité \(TCFE\)](#). La loi NOME a remplacé l'ancienne taxe locale de l'électricité (TLE) par ces nouvelles TCFE.



par exemple le transport par voie ferroviaire, l'électricité utilisée pour le maintien de la capacité de production de l'électricité ou celle achetée par les gestionnaires de réseaux d'électricité pour la compensation des pertes.

### La taxe sur la valeur ajoutée (TVA)

Comme en Allemagne, une TVA est imposée sur tous les biens et services et ses recettes abondent le budget général de l'État. Le taux de **TVA de 5,5%** s'impose sur la partie fixe de la facture et sur la CTA et **un taux de 20%** s'applique à toute la partie variable de la facture d'électricité (consommation et puissance souscrite) ainsi qu'à la CSPE et aux TCFE. La dernière évolution de la TVA a vu une augmentation du taux normal de 19,6 à 20% au 1<sup>er</sup> janvier 2014.

Parmi les taxes sur la consommation d'électricité, la TVA pèse le plus lourd pour un consommateur résidentiel (environ 15% de la facture finale au tarif réglementé de vente au 31 mars 2017). C'est le troisième poste individuel le plus important après la fourniture et l'acheminement.

## II.3.2. Les prélèvements et taxes sur l'électricité en Allemagne

Les données d'Eurostat classe l'Allemagne au second rang de l'électricité la plus lourdement taxée au sein de l'Union européenne pour les clients résidentiels (après le Danemark) comme pour les petits industriels (après l'Italie). Depuis 2014, la part des prélèvements publics dépasse 50% du prix de l'électricité pour les petits consommateurs.

Taxe/Prélèvement	Assiette et taux	Affectation	Poids <sup>58</sup> au 1 <sup>er</sup> avril 2016
<b>Redevance de concession (Konzessionsabgabe)</b>	Imposée sur la consommation d'électricité (kWh) : taux dépend de la population de la commune et du type de contrat.	Redevance versée par les GRD aux communes pour l'utilisation de la voirie publique. Relève de l'ordonnance sur les redevances de concession (KAV).	<b>5%</b> de la facture TTC (fournisseur alternatif)
<b>Prélèvement EEG (EEG-Umlage)</b>	Imposé sur la consommation (kWh) : taux différencié selon la consommation. Ils sont fixés annuellement par les quatre GRT.	Finance le soutien aux énergies renouvelables électriques (tarifs d'achat et complément de rémunération). Relève de la loi sur les énergies renouvelables (EEG).	<b>23%</b> de la facture TTC (fournisseur alternatif)
<b>Prélèvement cogénération (KWK-Umlage)</b>		Finance le soutien aux installations de cogénération. Relève de la loi sur la cogénération (loi KWKG).	<b>2%</b> de la facture TTC (fournisseur alternatif)
<b>Prélèvement d'abattement réseau (Umlage nach 19 StromNEV)</b>	Imposé sur la consommation d'électricité (kWh) : trois taux selon le niveau de consommation. Ils sont fixés annuellement par les quatre GRT.	Finance les abattements de coûts du réseau pour les profils hors pointe et les électro-intensifs. Relève de l'ordonnance sur les tarifs d'acheminement de l'électricité (StromNEV)	<b>1%</b> de la facture TTC (fournisseur alternatif)
<b>Prélèvement exceptionnel éolien offshore (Offshore-Haftungsumlage)</b>		Finance les indemnités versées par les GRT aux opérateurs de parcs éoliens en mer en cas de retards ou indisponibilité liés au réseau. Relève de la loi sur le secteur de l'électricité (EnWG).	<b>0,1%</b> de la facture TTC (fournisseur alternatif)

<sup>58</sup> BNetzA, Rapport de suivi 2016 (*Monitoringbericht 2016*) : consommation entre 2 500 et 5 000 kWh au 1<sup>er</sup> avril 2016.

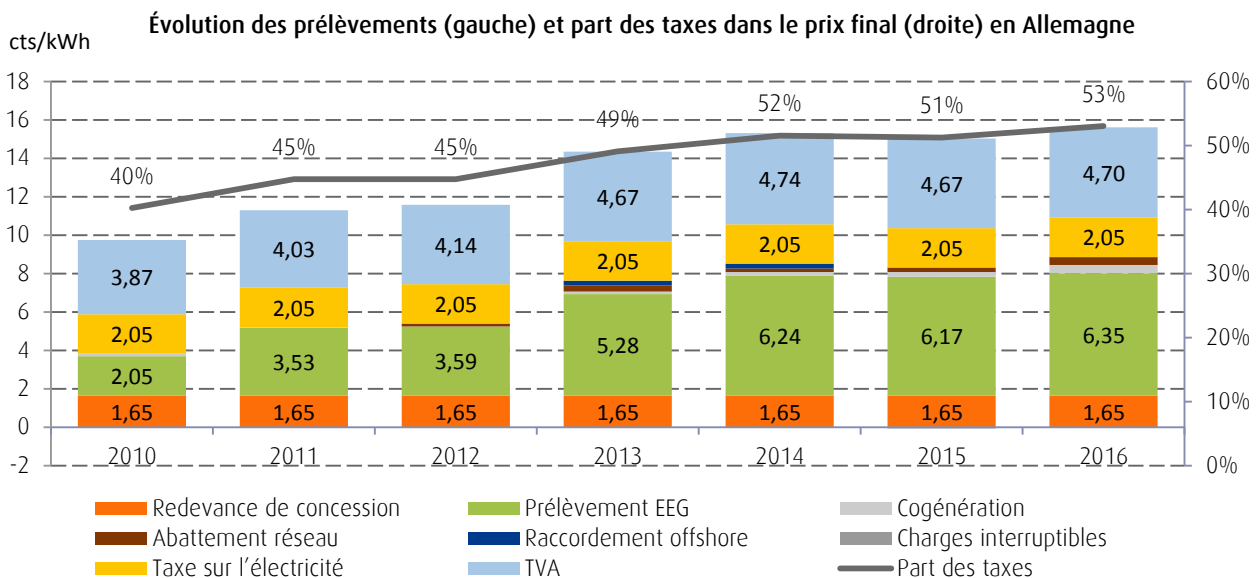




<b>Prélèvement pour les charges interruptibles (Abschaltbare Lasten-Umlage)</b>	Imposé sur la consommation d'électricité (kWh) : taux unique fixé annuellement par les quatre GRT.	Finance la rémunération des clients interruptibles. Relève de l'ordonnance sur les charges interruptibles (AbLaV)	Non prélevée en 2016, <b>0,2%</b> de la facture TTC en 2015 et 2017.
<b>Taxe sur l'électricité (Stromsteuer)</b>	Imposée sur la consommation d'électricité (kWh) : taux fixé dans la loi (stable depuis 2004).	Abonde le budget général de l'État et finance notamment des baisses de charges salariales et patronales pour le financement des retraites. Relève de la loi sur la taxe sur l'électricité (StromStG).	<b>7%</b> de la facture TTC (fournisseur alternatif)
<b>TVA (Umsatzsteuer)</b>	Taux unique de 19% sur toutes les consommations, l'acheminement et tous les prélèvements et taxes.	Elle est appliquée à tous les biens et services et alimente le budget de l'État.	<b>16%</b> de la facture TTC (fournisseur alternatif)

**Tableau 8 :** Aperçu des prélèvements et taxes sur l'électricité en Allemagne  
Sources : [BMWj](#), [Netztransparenz](#), [BNetzA](#) ; Représentation : OFATE.

**En 2010, la redevance de concession, la taxe sur l'électricité et le prélèvement EEG constituaient trois pôles à peu près équivalents, à environ 20% au sein des taxes, tandis que la TVA représentait 40% de cet ensemble.** Entre 2010 et 2016, les taux applicables pour la TVA, les concessions et la taxe sur l'électricité sont restés stables tandis que le taux de prélèvement EEG a triplé. En 2016, ce prélèvement représentait 41% des taxes et 22% de la facture totale d'un consommateur résidentiel. La partie suivante s'intéressera en particulier aux quatre composantes précédemment citées et traitera ensemble les quatre prélèvements dont le poids combiné parmi les taxes est inférieur à 5% (cogénération, abattement réseau, raccordement offshore et charges interruptibles).



**Figure 13 :** Évolution des prélèvements et poids cumulé dans le prix de détail l'électricité dans le résidentiel en Allemagne  
Sources : [BMWj](#), [Netztransparenz](#), [BNetzA](#) ; Représentation : OFATE.

### Les redevances de concession

Elles sont dues par les gestionnaires de réseaux électriques aux communes pour l'utilisation de la voirie (travaux notamment) et les GRD facturent cette redevance aux clients finals. L'ordonnance sur les redevances de concession (*Konzessionsabgabenverordnung - KAV*), qui existe sous sa première forme depuis 1941, encadre les taux applicables. Les clients en basse-tension à contrats standards (*Tarifkunden*) se voient appliquer des taux maximaux différents

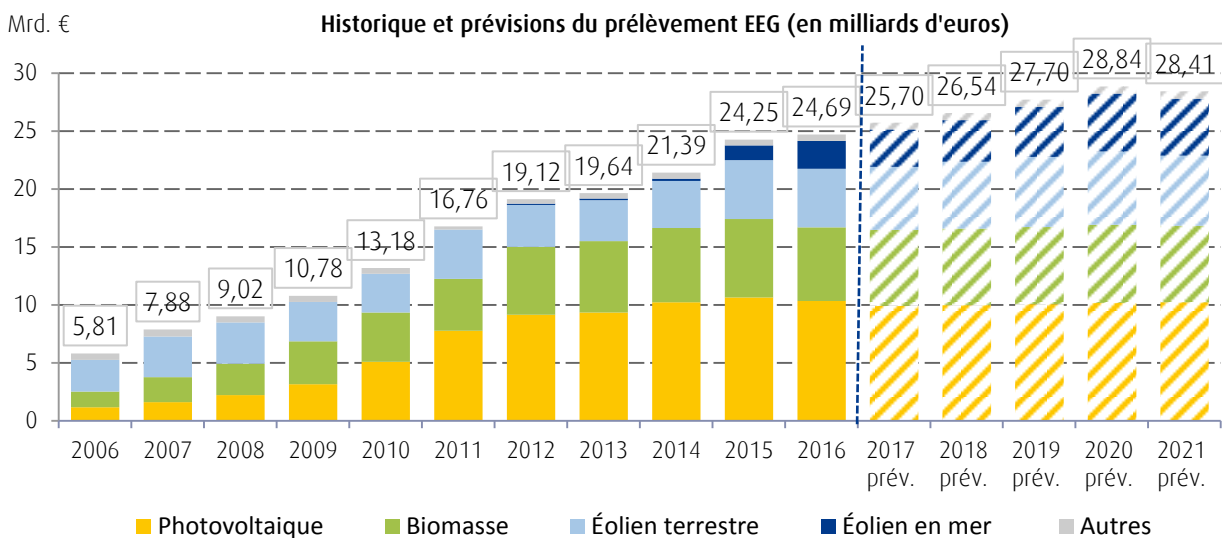


selon la taille de la ville<sup>59</sup>. La redevance moyenne dans le résidentiel est stable à environ **1,65 cts/kWh** depuis plusieurs années selon les rapports de suivi de la BNetzA. Les gros sites (puissance soutirée dépassant 30 kW au moins deux fois par an ou consommation annuelle supérieure à 30 MWh) payent une redevance de **0,11 cts/kWh**, indépendamment de la population de la ville. En 2011, la somme des recettes de cette redevance s'élevait à 3,5 milliards d'euros. Il s'agit donc d'une source de revenu non négligeable pour les communes<sup>60</sup>.

### Le prélèvement EEG (soutien aux énergies renouvelables)

En Allemagne, le versement du soutien financier sous forme de tarif d'achat fixe ou de complément de rémunération aux installations d'énergies renouvelables est réalisé par les GRT allemands, chacun dans sa zone de réglage. Les sommes engagées pour ces versements leur sont remboursées à travers un compte spécial, dit « EEG-Umlagekonto », abondé par un prélèvement EEG. Celui-ci est prélevé sur la consommation électrique des consommateurs finals. Ces sommes ne transitent donc pas par le budget de l'État. Les GRT publient chaque année à l'automne le niveau de prélèvement EEG pour l'année à venir et une prévision pour les quatre années suivantes.

Le soutien total prévisionnel au titre de la loi EEG pour l'année 2017, s'élevait donc à 25,7 milliards d'euros. Les prévisions actuelles des GRT tablent sur un montant total de 28,4 milliards d'euros en 2021, avec pour la première fois, une baisse de cette somme entre 2020 et 2021 (figure 22). Le compte EEG présentait fin juin 2017 un solde positif de 4,9 milliards d'euros (contre 2 milliards d'euros l'année précédente).



**Figure 14 :** Historique et prévision des sommes engagées du fait du soutien EEG  
Sources : [BNetzA](#), [Netztransparenz](#) ; Représentation : OFATE.

2003	2004	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017
0,41	0,58	0,68	0,88	1,02	1,12	1,13	2,047	3,53	3,592	5,277	6,24	6,17	6,354	6,88

**Tableau 9 :** Évolution historique du prélèvement EEG (cts/kWh)  
Source : BNetzA ; Représentation : OFATE.

<sup>59</sup> 1,32 cts/kWh dans une ville jusqu'à 25 000 habitants ; 1,59 cts/kWh jusqu'à 100 000 habitants ; 1,99 cts/kWh jusqu'à 500 000 habitants et 2,39 cts/kWh au-delà de 500 000 habitants

<sup>60</sup> Une [étude de septembre 2013](#) réalisée par le cabinet Raue LLP pour le compte d'Agora Energiewende, European Climate Foundation et The Regulatory Assistance Project donne un aperçu détaillé des évolutions passées et défis à venir de cette réglementation.



L'article 64 de la loi EEG prévoit des **taux réduits de prélèvement EEG pour des utilisateurs électro-intensifs** dans des secteurs d'activité soumis à la concurrence internationale : l'annexe 4 de la loi EEG donne deux listes de ces secteurs. Le taux réduit ne s'applique qu'à partir du 1<sup>er</sup> GWh de consommation et il existe deux niveaux d'exonérations. Au-delà du 1<sup>er</sup> GWh, sont redevables de **15% du prélèvement standard EEG** les entreprises dont l'électro-intensivité<sup>61</sup> est supérieure à 17% (liste 1) ou 20% (liste 2). Sont redevables de 20% du prélèvement EEG les seules entreprises de la liste 1 (les plus soumises à la concurrence internationale) dont l'électro-intensivité se situe entre 14 et 17%. Pour 2017, les consommations bénéficiant d'un taux réduit ou d'une exonération de prélèvement EEG représentaient **20% de la consommation électrique finale** totale (93 sur 457 TWh). L'autoconsommation pas ou partiellement imposée considérée pour 2017 s'élevait elle à 62 TWh.

#### Autres prélèvements :

Le niveau de ces quatre prélèvements suivants, gérés par les GRT, font l'objet d'une publication annuelle par les GRT sur la plateforme commune « [Netztransparenz](#) »<sup>62</sup>.

- Soutien à la cogénération: il finance la prime fixe versée aux opérateurs d'installations de cogénération utilisant des énergies fossiles (le charbon est exclu du soutien pour les nouvelles centrales depuis la réforme du 22 décembre 2016 de la loi KWKG). La réforme de 2016 a sensiblement augmenté les primes accordées et a doublé l'enveloppe globale de soutien maximal pour la porter à 1,5 milliard d'euros par an. Pour 2017, le montant prévisionnel était de 1,3 milliard d'euros, pour un prélèvement de 0,438 cts/kWh.
- Abattements de tarif d'acheminement : les sites de soutirage dont la consommation est essentiellement hors pointe ainsi que les utilisateurs avec une durée d'utilisation supérieure à 7 000 heures et une consommation supérieure à 10 GWh par an peuvent bénéficier de tarifs d'acheminement spécifiques, représentant 20%, 15% ou 10% de du tarif d'acheminement normal, selon la durée d'utilisation. Le coût prévisionnel total de ce mécanisme était de 1,1 milliard d'euros en 2017, correspondant à un prélèvement au taux normal de 0,388 cts/kWh.
- Prélèvement « garantie » offshore : il a été introduit en 2013 dans la loi sur le secteur de l'énergie (EnWG), afin de régler les questions de garanties et de dédommagements liées au raccordement dans le domaine de l'éolien en mer. Son niveau ne peut légalement pas dépasser 0,25 cts/kWh. Le taux standard était négatif en 2017 et en 2015 du fait de trop-perçus lors des années précédentes.
- Prélèvement pour les charges interruptibles : le mécanisme de rémunération des charges interruptibles a un coût prévisionnel de 34 millions d'euros pour 2017, correspondant à un prélèvement de 0,006 cts/kWh.

Prélèvement	Catégorie A 1er GWh soutiré	Catégorie B Consommations au-delà d'1 GWh	Catégorie C Electro-intensifs, consommations au-delà d'1 GWh*
Cogénération	0,438 cts/kWh	0,08 cts/kWh	0,06 cts/kWh
Abattement réseau	0,388 cts/kWh	0,05 cts/kWh	0,025 cts/kWh
Garanties éolien offshore	-0,028 cts/kWh	0,038 cts/kWh	0,025 cts/kWh
Charges interruptibles		0,006 cts/kWh	

\* Les utilisateurs de catégorie C sont ceux dont les coûts d'électricité ont dépassé 4% de leur chiffre d'affaires l'année précédente.

**Tableau 10 :** Taux applicables en 2017 pour quatre prélèvements  
Source : [Netztransparenz](#) ; Représentation : OFATE.

<sup>61</sup> Le caractère électro-intensif d'une entreprise est défini par le rapport entre son coût de l'électricité et sa valeur ajoutée moyenne sur les trois dernières années.

<sup>62</sup> Netztransparenz, „[KWKG-Umlage](#)“, „[§19 StromNEV-Umlage](#)“, „[Offshore-Haftungsumlage](#)“, „[Abschaltbare Lasten-Umlage](#)“



### Autres taxes : la TVA et la taxe sur l'électricité

Le taux plein de TVA s'applique sur l'ensemble de la facture d'électricité, prélèvements compris, et il est actuellement de 19%. Il a été rehaussé pour la dernière fois au 1<sup>er</sup> janvier 2007, de 3 points. Depuis 2013, la TVA a été dépassée par le prélèvement EEG et constitue donc aujourd'hui le second poste le plus lourd parmi les prélèvements publics.

La taxe sur l'électricité est l'une des composantes de la fiscalité environnementale allemande portant sur les produits énergétiques (*umweltbezogene Steuern*), introduite en 1995<sup>63</sup>. Le taux de la taxe sur l'électricité, dont les recettes alimentent le budget de l'État et en particulier la caisse des retraites, est resté stable depuis 2004 et son poids relatif dans la facture a donc diminué. Les recettes annuelles issues de cette taxe se situent entre 6,5 et 7 milliards d'euros et représentent un peu plus de 10% des recettes de la fiscalité environnementale.

---

<sup>63</sup> Site internet de l'Autorité fédérale de l'Environnement (*Umweltbundesamt*), « [La fiscalité environnementale](#) »



## Liste des figures et tableaux

- Figure 1 :** Structure du marché de l'électricité français
- Figure 2 :** Structure concurrentielle sur le marché de détail de l'électricité français entre 2008 et 2016
- Figure 3 :** Structure du marché de l'électricité allemand
- Figure 4 :** Structure concurrentielle sur le marché de détail de l'électricité allemand entre 2008 et 2015
- Figure 5 :** Évolution des prix moyens de l'électricité TTC sur le marché de détail en France (cts/kWh)
- Figure 6 :** Évolution des composantes du prix de l'électricité en France (2012-2016)
- Figure 7 :** Évolution des prix moyens de l'électricité toutes taxes comprises sur le marché de détail en Allemagne
- Figure 8 :** Poids relatif des composantes du prix de l'électricité en France (2012-2016)
- Figure 9 :** Prix à terme Y+1 en Base en France et en Allemagne 2013-2017
- Figure 10 :** Prix spot Day-Ahead en Base en France et en Allemagne 2013-2017
- Tableau 1 :** Tarifs d'acheminement en France en 2015 (hors taxes)
- Tableau 2 :** Évolutions successives du niveau moyen des tarifs de distribution de l'électricité aux différents niveaux de tension
- Tableau 3 :** Tarifs d'acheminement en Allemagne en janvier 2017 (hors taxes)
- Figure 11 :** Évolution des tarifs d'acheminement moyens en Allemagne depuis 2006 (cts/kWh)
- Tableau 4 :** Tarif d'acheminement moyen par région pour une consommation de 5 000 kWh
- Tableau 5 :** Aperçu des taxes sur l'électricité en France
- Tableau 6 :** Évolution historique de la CSPE (cts/kWh)
- Tableau 7 :** Aperçu des prélèvements et taxes sur l'électricité en Allemagne
- Figure 13 :** Évolution des prélèvements et poids cumulé dans le prix de détail l'électricité dans le résidentiel en Allemagne
- Figure 14 :** Historique et prévision des sommes engagées du fait du soutien EEG
- Tableau 8 :** Taux applicables en 2017 pour quatre prélèvements
- Tableau 9 :** Évolution historique du prélèvement EEG (cts/kWh)
- Tableau 10 :** Taux applicables en 2017 pour quatre prélèvements