

Commissariat général au développement durable

**Bilan physique et monétaire de l'électricité
2011-2015 : une dépense de plus de 50 milliards
d'euros en 2015**

SEPTEMBRE 2017

sommaire

Bilan physique et monétaire de l'électricité 2011-2015 :

une dépense de plus de 50 milliards d'euros en 2015

5 - À quels prix l'électricité s'échange-t-elle ?

Les prix d'échange entre producteurs, fournisseurs et intermédiaires

Les prix pour les consommateurs

11 - Comment la France s'approvisionne-t-elle en électricité ?

Production nette

Nucléaire

Hydraulique

Éolien

Solaire photovoltaïque

Thermique classique

Production dans les zones non interconnectées

Échanges extérieurs

15 - Quel est le coût du transport et de la distribution d'électricité ?

17 - Que représente la consommation d'électricité et comment se répartit-elle par secteur ?

20 - Données clés

21 - Annexes

Bilan physique 2011-2015

Bilan monétaire 2011-2015

Éléments de méthodologie et sources

Sigles et abréviations

Document édité par :

Service de la donnée et des études statistiques (SDES)

contributeurs

FG

Fabien **Guggemos**

EM

Élodie **Martial**

CM

Christophe **Meilhac**

DM

David **Mombel**

NR

Nicolas **Riedinger**

avant-propos



a transition énergétique visée par la France présente des enjeux économiques majeurs. Elle offre en effet l'opportunité de tout à la fois développer des activités sur son territoire et, en favorisant les économies d'énergie, de réduire la facture des consommateurs.

Une connaissance précise des flux physiques et monétaires liés à l'énergie apparaît donc indispensable pour piloter au mieux cette transition. Le service de la donnée et des études statistiques s'est ainsi donné pour objectif de compléter son traditionnel Bilan de l'énergie exprimé en unités physiques par son équivalent exprimé en euros.

La présente publication porte sur le premier volet de ce travail, consacré à l'électricité, forme d'énergie appelée à jouer un rôle majeur dans la transition.

— Sylvain Moreau

CHEF DU SERVICE DE LA DONNÉE ET DES ÉTUDES STATISTIQUES (SDES)

partie 1

À quels prix l'électricité s'échange-t-elle ?

— L'électricité fait l'objet d'échanges commerciaux à deux niveaux. En amont, elle est échangée sur des marchés de gros entre des producteurs, des fournisseurs et des intermédiaires. Certaines productions sont en outre vendues à des prix régulés à des fournisseurs ou intermédiaires, afin de soutenir le développement de certaines filières et de favoriser l'émergence de fournisseurs alternatifs. En aval, l'électricité est vendue par des fournisseurs à des consommateurs finals sur des marchés de détail. L'électricité a été payée en moyenne 116 €/MWh en 2015, tout consommateur, tout type d'offre et toute taxe confondus, mais ce prix masque une forte hétérogénéité entre les différents types de clients.



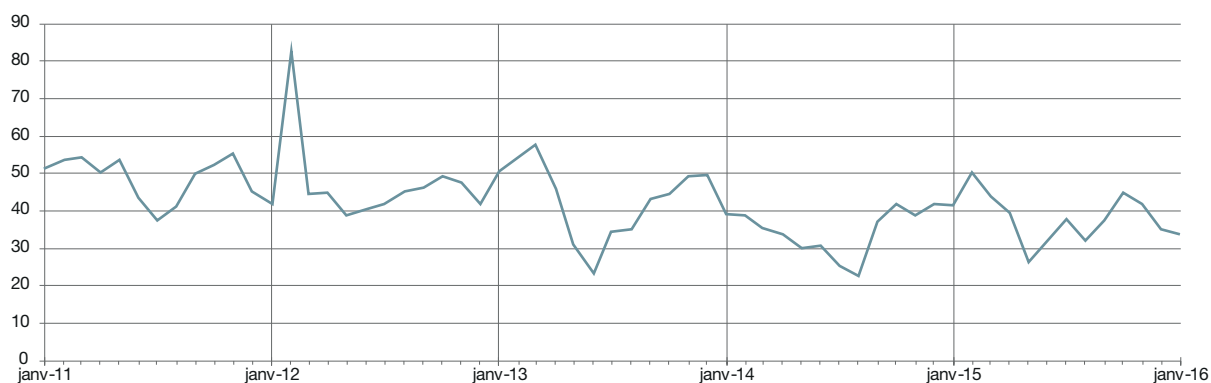
partie 1 : à quels prix l'électricité s'échange-t-elle ?

LES PRIX D'ÉCHANGE ENTRE PRODUCTEURS, FOURNISSEURS ET INTERMÉDIAIRES

L'électricité peut s'échanger de gré à gré ou sur des bourses. Epex Spot (European Power Exchange) est la bourse du marché spot français. Les produits à terme peuvent, quant à eux, s'échanger sur la bourse EEX (European Energy Exchange) Power Derivatives. Le prix spot de l'électricité livrable en France (*graphique 1*) s'est établi à 38,5 €/MWh en moyenne en 2015. Il a connu, au-delà des variations saisonnières, une baisse tendancielle depuis 2011, malgré un léger rebond entre 2014 et 2015 dû à un climat globalement moins doux. Les prix à terme de l'électricité, qui reflètent les anticipations des acteurs du secteur, ont, quant à eux, continué à décroître en 2015, le prix du produit « base 2016 » passant de 40 €/MWh fin 2014 à 33,5 €/MWh fin 2015. Cette tendance à la baisse des prix de gros de l'électricité entre 2011 et 2015 a été générale en Europe du Centre Ouest¹. La faiblesse de la croissance économique, la baisse des prix du gaz et du charbon ainsi que l'installation de capacités importantes de production d'électricité en Europe, notamment d'origine renouvelable, figurent parmi les facteurs explicatifs de cette tendance. La France, exportatrice nette d'électricité, est demeurée sur la période l'un des pays où les prix de gros sont les plus bas, derrière l'Allemagne toutefois.

Graphique 1 : prix Baseload moyen mensuel sur le marché European Power Exchange (Epex) Spot France

En €/MWh



Source : Epex Spot

La France exporte l'électricité à un prix en moyenne moins élevé que celui auquel elle l'importe, l'écart s'élevant à 7 €/MWh en 2015 et ayant pu être supérieur à 20 €/MWh certaines années (*tableau 1*). Outre le fait que le prix à l'importation peut comprendre un coût d'interconnexion (correspondant à une rémunération des gestionnaires de transport de part et d'autre de la frontière), cela s'explique par le fait que la France, où le chauffage électrique est particulièrement développé, a tendance à importer en hiver durant les périodes de forte consommation (matinée et début de soirée), lorsque l'électricité est la plus chère, et à exporter la nuit et en été, lorsqu'elle est meilleur marché.

partie 1 : à quels prix l'électricité s'échange-t-elle ?

Tableau 1 : prix moyens de l'électricité à l'importation et à l'exportation

En €/MWh

	2011	2012	2013	2014	2015
Exportation	47	44	39	33	38
Importation	57	66	57	44	45

Source : DGDDI

En dehors des marchés de gros et des transactions de gré à gré, certaines productions d'électricité sont vendues à des prix régulés à des fournisseurs ou des intermédiaires.

D'une part, certaines filières, que l'État souhaite développer, bénéficient d'obligations d'achat², leur garantissant un tarif défini sur une période de 10 à 20 ans. Ces tarifs, établis dans une logique de couverture de coûts, sont très hétérogènes entre filières (*tableau 2*). La filière photovoltaïque bénéficie du tarif moyen le plus élevé en 2015, à 377 €/MWh. Celui-ci est tiré par les installations raccordées au démarrage de la filière et baisse à un rythme rapide. En effet, en raison de la forte diminution des coûts, les tarifs accordés aux nouvelles installations sont beaucoup moins élevés. À l'opposé, les tarifs les plus bas concernent la filière d'incinération des déchets ménagers, suivie par la petite hydraulique (les grandes installations hydrauliques ne bénéficiant pas d'obligations d'achat) et l'éolien.

Tableau 2 : tarifs d'achat moyens des installations existantes

En €/MWh

	2011	2012	2013	2014	2015
Photovoltaïque	524	502	478	426	377
Éolien	86	88	89	89	89
Hydraulique	64	64	67	72	74
Cogénération	126	134	137	134	130
Biogaz	92	102	107	113	121
Incinération	53	56	56	57	58
Biomasse	107	119	130	134	137
Toutes installations	120	136	140	143	140

Source : calculs SDES, d'après CRE

D'autre part, dans le but de permettre une concurrence équitable entre fournisseur historique et fournisseurs alternatifs, ces derniers bénéficient depuis juillet 2011 de la possibilité d'acquiescer une partie de la production nucléaire d'EDF à un prix régulé, dans le cadre du mécanisme de « l'accès régulé à l'électricité nucléaire historique » (Arenh). Ce prix, fixé à l'origine à 40 €/MWh, est passé à 42 €/MWh en janvier 2012 puis est resté inchangé depuis cette date.

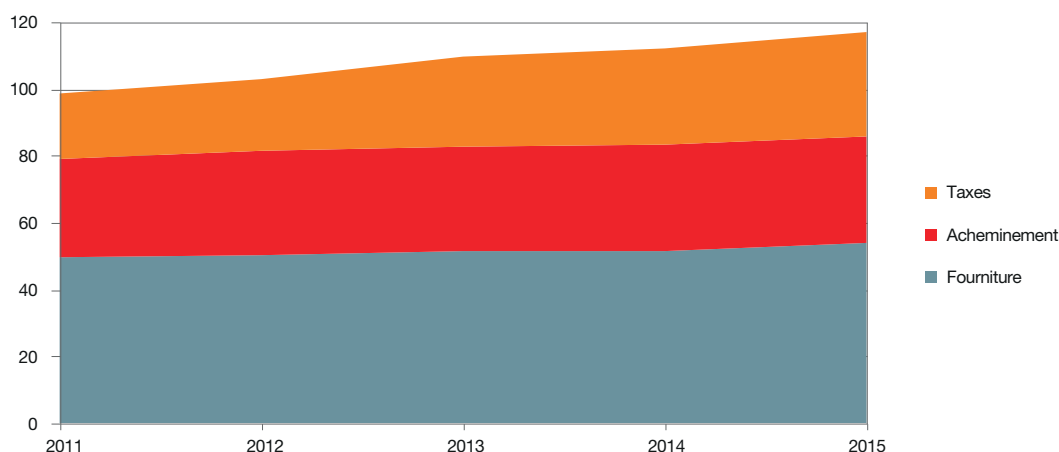
partie 1 : à quels prix l'électricité s'échange-t-elle ?

LES PRIX POUR LES CONSOMMATEURS

En 2015, l'électricité a été payée en moyenne 108 €/MWh hors TVA, tout consommateur³ et tout type d'offres (tarifs réglementés ou offres de marché) confondus. En incluant la TVA pour le secteur résidentiel uniquement⁴, ce prix moyen atteint 116 €/MWh, contre 99 €/MWh en 2011, soit une hausse annuelle moyenne de 4,1 %. Il peut se décomposer en la somme de trois termes : la composante « fourniture », la composante « acheminement » et les taxes (*graphique 2*).

Graphique 2 : décomposition du prix moyen de l'électricité

En €/MWh



Source : calculs SDES

La composante « fourniture » correspond à la rémunération du fournisseur et doit couvrir ses coûts d'approvisionnement ainsi que ceux de commercialisation. Elle s'élève en moyenne en 2015 à 54 €/MWh, soit près de la moitié du prix total de l'électricité hors TVA et a augmenté en moyenne de 2,1 % par an entre 2011 et 2015. Il faut noter que cette composante ne dépend que partiellement du prix de gros en raison de la prédominance d'acteurs intégrés (à la fois producteurs et fournisseurs) et du mode de calcul des tarifs réglementés⁵.

La composante « acheminement » correspond au tarif d'utilisation des réseaux publics d'électricité (Turpe), qui vise notamment à couvrir les coûts de développement, de gestion et d'adaptation à la transition énergétique des réseaux de transport et de distribution, dont le barème est fixé par la Commission de régulation de l'énergie. Elle représente 32 €/MWh en moyenne en 2015, en hausse de 1,5 % par an en moyenne depuis 2011. Il faut noter que, comme ce tarif comporte une composante fixe (fonction de la puissance souscrite et non de la quantité d'électricité soutirée), une hausse de la consommation d'électricité se traduit, à barème de tarification donné, par une baisse de la composante « acheminement » unitaire.

partie 1 : à quels prix l'électricité s'échange-t-elle ?

Les taxes comprennent, outre la TVA, la contribution au service public de l'électricité (CSPE)⁶, la taxe intérieure sur la consommation finale d'électricité (TICFE), les taxes locales sur la consommation finale d'électricité (TLFE) et la contribution tarifaire d'acheminement (CTA)⁷. Hors TVA, elles représentent 23 €/MWh en moyenne en 2015, dont 15 €/MWh pour la seule CSPE (montant moyen compte tenu des plafonnements dont bénéficient certaines entreprises). Cette dernière, qui s'élevait à 7 €/MWh en 2011, a fortement augmenté sur la période, en raison principalement de la hausse des charges liées au développement du photovoltaïque et de l'éolien. Cette hausse explique la moitié de celle du prix total de l'électricité sur la période. Depuis le 1^{er} janvier 2016, le niveau de la CSPE est gelé, l'augmentation des charges de service public de l'électricité étant financée par la fiscalité sur les énergies fossiles. En incluant la TVA pour le secteur résidentiel uniquement, les taxes atteignent en moyenne 31 €/MWh en 2015.

Tableau 3 : prix moyens de l'électricité par secteur

En €/MWh

	2011	2012	2013	2014	2015
Énergie (hors électricité)	56	58	59	60	58
Consommation finale	100	104	111	114	118
Agriculture	87	88	89	102	106
Industrie	67	69	72	73	73
Transport	80	82	83	83	83
Tertiaire	94	97	103	107	111
Résidentiel HTVA	114	118	125	130	135
Résidentiel TTC	134	138	147	153	159
Total hors TVA	93	96	101	104	108
Total avec TVA	99	103	109	112	116

Source : calculs SDES

Tout compris, les prix de l'électricité sont très hétérogènes entre types de clients. Ils décroissent en général avec le volume d'électricité livré en raison notamment d'effets d'échelle dans la commercialisation et la gestion du réseau ainsi que d'une fiscalité favorable aux gros consommateurs (*tableau 3*). Le profil de consommation joue aussi, les clients résidentiels consommant davantage en période de « pointe », lorsque les prix de gros sont les plus élevés, pour satisfaire leurs besoins de chauffage. En 2015, le prix moyen hors TVA s'élève ainsi à 135 €/MWh dans le secteur résidentiel, contre 111 €/MWh dans le tertiaire, 73 €/MWh dans l'industrie et 58 €/MWh dans la branche énergie (hors branche électricité elle-même). Le prix moyen dans l'industrie masque lui-même une forte hétérogénéité, les branches industrielles qui ont peu recours à l'électricité payant des prix proches de ceux du tertiaire tandis que les plus gros consommateurs peuvent bénéficier de prix sensiblement inférieurs.

partie 2

Comment la France s'approvisionne-t-elle en électricité ?

— Forte d'un parc nucléaire qui assure les trois quarts de sa production nationale, la France produit en moyenne plus d'électricité qu'elle n'en consomme. En exportant le surplus, elle tire un bénéfice net qui s'élève à 2,3 milliards d'euros en 2015. Derrière le nucléaire, les capacités de production sont principalement concentrées dans les filières hydraulique et thermique classique, cette dernière constituant en général la variable d'ajustement pour équilibrer l'offre à la demande. Les filières éolienne et solaire photovoltaïque, dont le développement est soutenu par le mécanisme d'obligations d'achat, représentent désormais à elles deux près de 5 % de la production nationale. Dans les zones non interconnectées au réseau métropolitain continental, l'application du principe de peréquation tarifaire permet de subventionner les producteurs afin de ne pas répercuter sur les consommateurs finals les surcoûts de production liés aux contraintes géographiques et physiques.



partie 2 : comment la France s’approvisionne-t-elle en électricité ?

PRODUCTION NETTE

Tableau 4 : production nette d’électricité

	2011		2012		2013		2014		2015	
	En TWh	En M€	En TWh	En M€	En TWh	En M€	En TWh	En M€	En TWh	En M€
Production nucléaire	421		405		404		416		417	
<i>dont Arenh</i>	31	1 236	61	2 554	64	2 701	71	2 995	16	689
Production hydraulique (continent)	49		63		75		68		59	
<i>dont sous OA</i>	5	310	6	354	6	391	6	405	5	367
<i>dont subventions</i>		63		86		129		182		167
Production éolienne sous OA (continent)	12	1 032	15	1 310	16	1 419	17	1 536	21	1 894
<i>dont subventions</i>		397		549		646		825		1 033
Production photovoltaïque sous OA (continent)	2	1 075	4	1 965	5	2 211	6	2 466	7	2 682
<i>dont subventions</i>		978		1 769		2 006		2 256		2 407
Production thermique (continent)	51		50		47		32		39	
<i>dont sous OA</i>	16	1 843	15	1 739	12	1 407	11	1 221	11	1 317
<i>dont subventions</i>		909		896		776		752		842
Production autre	1		1		1		1		1	
Total production continentale	536		538		547		539		544	
<i>dont sous OA</i>	35	4 259	39	5 367	39	5 428	39	5 628	45	6 261
<i>dont subventions OA</i>		1 369		1 531		1 551		1 760		2 042
Production ZNI	9		9		9		9		9	
<i>Subventions de péréquation</i>		1 320		1 538		1 665		1 750		1 771
Total production	545		547		556		548		553	

Note : ne sont valorisées monétairement dans ce tableau que les productions sous obligation d’achat en France continentale ainsi que la production d’origine nucléaire vendue dans le cadre du mécanisme de l’Arenh.

Source : calculs SDES

La production nette⁸ d’électricité en France est relativement stable depuis le milieu des années 2000, son niveau fluctuant principalement avec la disponibilité du parc nucléaire et l’activité des barrages hydrauliques (tableau 4). Elle s’établit à 553 TWh en 2015, dont 544 TWh pour la seule France continentale et 9 TWh pour les zones non interconnectées au réseau électrique métropolitain continental (ZNI, i.e. Corse, îles du Ponant et Chausey, outre-mer).

Nucléaire

Avec 58 réacteurs actuellement en service, représentant une capacité de 63 GW, le parc électro-nucléaire, développé durant le dernier quart du vingtième siècle pour réduire la dépendance énergétique de la France vis-à-vis des pays producteurs de pétrole et de gaz, assure plus des trois quarts de la production électrique continentale. La production nette d’électricité nucléaire s’élève à 417 TWh en 2015. De la mise en place du dispositif Arenh en juillet 2011 (cf. partie 1) jusqu’en 2014, plus de 15 % de la production nucléaire était rachetée à EDF par les fournisseurs alternatifs, pour un montant avoisinant les 3 Md€ la dernière année. En 2015, en raison de la forte baisse des prix sur les marchés de gros de l’électricité, passés sous le tarif fixé dans le cadre de l’Arenh, les achats dans le cadre de ce dispositif ont fortement baissé, ne représentant plus que 700 M€ environ.

partie 2 : comment la France s'approvisionne-t-elle en électricité ?

Hydraulique

La production hydraulique dépend fortement du débit des cours d'eau et plus généralement de la pluviométrie : historiquement basse en 2011, année marquée par une forte sécheresse printanière, puis en forte hausse jusqu'en 2013, année relativement pluvieuse, la production hydraulique (hors ZNI) a ensuite reculé de plus de 10 % en 2014 puis en 2015, en raison de conditions climatiques moins favorables. En 2015, avec 59 TWh produits, elle représente 10,8 % de la production totale nette d'électricité en France continentale. L'essentiel de la production provient de grandes installations, situées pour la plupart le long du Rhin et du Rhône, ainsi que dans les zones montagneuses. Seuls 5 TWh sont produits dans le cadre de contrats d'obligation d'achat, dont ne peuvent bénéficier que les installations de faible puissance, inférieure à 12 MW. Celles-ci ont revendu leur production aux acheteurs obligés pour près de 370 M€. La part subventionnée par l'État est en forte augmentation sur les dernières années, sous le double effet de l'augmentation du tarif d'achat moyen et de la baisse des prix de marché.

Éolien

La production éolienne est en constante augmentation, en moyenne de 15 % chaque année entre 2011 et 2015. Cette croissance soutenue s'explique par le développement du parc national, initié depuis le début des années 2000 et favorisé plus récemment par la sécurisation du cadre tarifaire et la levée progressive de certaines contraintes réglementaires. Avec 21 TWh produits, la part de l'éolien (hors ZNI) dans la production totale nette d'électricité en France continentale s'établit ainsi en 2015 à 3,9 %, soit 1,7 point de plus qu'en 2011. Le coût d'achat de l'électricité d'origine éolienne pour les acheteurs obligés augmente de façon un peu plus marquée que les volumes en jeu, du fait de tarifs d'achat moyens croissant légèrement sur la période.

Solaire photovoltaïque

La filière solaire photovoltaïque est celle qui connaît le plus fort développement depuis le début de la décennie. La production (hors ZNI) progresse ainsi annuellement de 37 % en moyenne entre 2011 et 2015, conséquence directe de la croissance du parc d'installations raccordées au réseau. La filière a en outre bénéficié de conditions d'ensoleillement et de nébulosité (présence de nuages) favorables en 2014 et 2015. Avec 7 TWh produits en 2015, elle représente 1,3 % de la production totale d'électricité en France continentale mais demeure celle dont le soutien par l'État, *via* le dispositif d'obligation d'achats, est le plus onéreux. Toutefois, le tarif d'achat de l'électricité photovoltaïque auprès des installations nouvellement raccordées ayant fortement baissé ces dernières années (*cf. partie 1*), le montant versé aux producteurs par les acheteurs obligés (2,7 Md€ en 2015) augmente moins rapidement que les volumes achetés correspondants.

Thermique classique

L'ajustement de l'offre à la demande d'électricité est pour l'essentiel assuré par la filière thermique classique, dont les moyens de production peuvent être démarrés ou stoppés très rapidement selon les besoins. La production thermique classique (nette, hors ZNI) suit néanmoins une tendance baissière depuis plusieurs années, principalement due à la fermeture de centrales à charbon pour des raisons environnementales. Après un minimum historique atteint en 2014, elle rebondit cependant en 2015, à 39 TWh, stimulée par la relance des centrales au gaz naturel, combustible dont les prix de gros ont fortement diminué, et permettant ainsi de répondre à une hausse de consommation due à des conditions climatiques moins clémentes que l'année précédente. Les centrales thermiques utilisant des énergies renouvelables et de récupération (biomasse, biogaz, déchets) ainsi que celles mettant en œuvre des techniques performantes en termes d'efficacité énergétique, comme la cogénération d'électricité et de chaleur, peuvent bénéficier sous conditions du mécanisme d'obligations d'achat. La production

partie 2 : comment la France s’approvisionne-t-elle en électricité ?

électrique dans le cadre de ce dispositif s’est élevée à 11 TWh en 2015, rachetés par les acheteurs obligés pour 1,3 Md€. Elle a reculé sensiblement au début de la décennie, du fait de l’arrivée à échéance des contrats, signés à la fin des années 1990, portant sur des installations de cogénération gaz dont la capacité est supérieure à 12 MW.

Production dans les zones non interconnectées

La production d’électricité dans les ZNI a légèrement augmenté entre 2011 et 2015 (+ 1,2 % par an en moyenne), représentant 1,7 % de la production totale d’électricité en France en 2015. Le bouquet électrique spécifique des ZNI, leur petite taille et l’absence d’interconnexion⁹ de leurs réseaux, qui rend nécessaire un ajustement permanent du niveau de production sur celui de consommation, génèrent des coûts sensiblement plus élevés qu’en France continentale. Pour ne pas répercuter ces surcoûts sur le tarif moyen de vente au client final et ainsi garantir que celui-ci soit similaire à celui de la France continentale, des compensations, de l’ordre de 1,8 Md€ en 2015, sont accordées par l’État aux producteurs (y compris au titre de leurs activités d’acheteurs obligés) et financées par la CSPE (cf. partie 1) ; c’est le principe de la péréquation géographique tarifaire¹⁰.

ÉCHANGES EXTÉRIEURS

Tableau 5 : échanges extérieurs d’électricité

	2011		2012		2013		2014		2015	
	En TWh	En M€	En TWh	En M€	En TWh	En M€	En TWh	En M€	En TWh	En M€
Exportations	- 66	- 3 122	- 57	- 2 487	- 60	- 2 373	- 75	- 2 497	- 74	- 2 787
Importations	10	543	12	801	12	668	8	345	10	450
Solde	- 56	- 2 578	- 45	- 1 686	- 48	- 1 706	- 67	- 2 152	- 64	- 2 337

Source : DGDDI

La France est globalement exportatrice d’électricité, du fait d’une production en moyenne supérieure à la demande intérieure (tableau 5). Pour autant, elle importe régulièrement de l’électricité de ses voisins, notamment aux heures de pointe en hiver, lorsque le coût marginal de l’électricité produite sur le territoire national est supérieur au prix de l’électricité importée, voire lorsque les moyens de production nationaux ne suffisent pas à répondre à la demande. Sur l’ensemble de l’année 2015, la France a ainsi importé une dizaine de térawattheures mais en a exporté sept fois plus, soit un solde exportateur d’électricité de 64 TWh. Nettement plus élevé qu’en 2012 et 2013, années durant lesquelles la production nationale a été davantage mobilisée pour répondre à la demande intérieure en raison de conditions climatiques sensiblement plus fraîches, ce solde diminue toutefois de 4,7 % entre 2014 et 2015. Il progresse aux interconnexions frontalières méridionales, doublant vers l’Espagne après la mise en service progressive de la nouvelle ligne d’interconnexion Baixas - Santa Llogaia au dernier trimestre 2015, et croissant de 4,8 % vers l’Italie. *A contrario*, il recule aux interconnexions frontalières situées au Nord et à l’Est du territoire : vers la région CWE (Central Western Europe : - 23,0 % vers l’Allemagne, - 17,0 % vers l’ensemble Belgique et Luxembourg), - 20,7 % vers la Suisse et - 5,9 % vers la Grande-Bretagne.

Les recettes tirées des exportations d’électricité s’élèvent en 2015 à 2,8 Md€. Déduction faite des dépenses d’importation, il en résulte un solde net de 2,3 Md€, en hausse de 185 M€ sur un an grâce au net rebond des prix à l’exportation. Il ne retrouve toutefois pas son niveau de 2011, malgré des volumes exportés plus importants, les prix à l’exportation comme à l’importation ayant sensiblement baissé au début de la décennie.

partie 3

Quel est le coût du transport et de la distribution d'électricité ?

— La rémunération totale des gestionnaires de réseaux s'élève à 14,1 Md€ en 2015, payée par les consommateurs *via* le Turpe (Tarif d'utilisation des réseaux publics d'électricité). Le réseau de transport (lignes à très haute tension) représente 29 % du coût global d'acheminement de l'électricité, les réseaux de distribution (lignes à moyenne et basse tension) les 71 % restants.



partie 3 : quel est le coût du transport et de la distribution d'électricité ?

Le réseau d'électricité, qui permet son acheminement depuis les lieux de production jusqu'à ceux de consommation, se compose de deux niveaux. Le réseau de transport, géré par RTE sur le territoire continental, comprend les lignes à très haute tension (« HTB »), d'une longueur totale d'environ 100 000 km et permet d'acheminer la très grande majorité de l'électricité produite au réseau de distribution et à quelques très gros consommateurs. Les réseaux de distribution, auxquels sont raccordés la grande majorité des consommateurs et la quasi-totalité des petits producteurs, comprennent les lignes à moyenne et basse tension (« HTA » et « BT »), d'une longueur cumulée de plus de 1,3 million de kilomètres. ERDF, devenue Enedis en 2016, est gestionnaire d'un réseau couvrant 95 % des clients du territoire continental, 160 entreprises locales de distribution se répartissant le reste. EDF SEI, acteur intégré (également producteur et fournisseur), gère les réseaux des zones non interconnectées (ZNI, i.e. Corse et outre-mer), sauf à Mayotte où la gestion est assurée par Électricité de Mayotte.

Transport et distribution confondus, la rémunération des gestionnaires de réseaux pour leurs missions, dont l'acheminement de l'électricité en France, s'est élevée à 14,1 Md€ en 2015 (tableau 6). Cette somme, payée par les consommateurs *via* le Turpe (cf. partie 1), comprend notamment la valeur des pertes physiques d'électricité sur les réseaux, qui doivent être achetées sur le marché par les gestionnaires. Ces pertes se sont élevées à 36 TWh en 2015, entraînant une charge de 1,7 Md€ pour les gestionnaires. Nette de la valeur de ces pertes (qui, *in fine*, constitue une rémunération des producteurs), les gestionnaires de réseaux ont donc perçu une rémunération de 12,4 Md€ en 2015 afin de financer le développement, la maintenance et l'exploitation des réseaux ainsi que les missions associées (relève/comptage, mise en service, dépannage, mise à disposition de données, etc.). Le coût du réseau pour les consommateurs y compris les pertes a augmenté de 2,1 % par an en moyenne entre 2011 et 2015, du fait principalement de la hausse du coût unitaire, les volumes de consommation ayant été proches en 2011 et 2015.

Les réseaux de distribution et le réseau de transport contribuent respectivement à hauteur de 71 % et 29 % au coût total d'acheminement de l'électricité en 2015. Le coût unitaire des réseaux de distribution a augmenté de 1,5 % par an en moyenne entre 2011 et 2015, et celui du réseau de transport de 0,5 %.

Tableau 6 : utilisation des réseaux d'électricité

	2011		2012		2013		2014		2015	
	En TWh	En M€	En TWh	En M€	En TWh	En M€	En TWh	En M€	En TWh	En M€
Réseau de transport	447	3 912	460	4 086	466	4 197	440	3 938	449	4 023
<i>dont pertes</i>	11	679	11	642	11	613	11	509	10	466
Réseaux de distribution	397	9 071	418	9 891	427	10 229	396	9 901	408	10 070
<i>dont pertes</i>	26	1 699	27	1 721	28	1 610	24	1 299	26	1 251
Utilisation des réseaux	482	12 982	496	13 977	502	14 427	472	13 839	483	14 093
<i>dont pertes</i>	37	2 378	38	2 363	39	2 223	35	1 808	36	1 717

Lecture : le réseau de transport a acheminé 449 TWh d'électricité en 2015 et a perçu pour cela une rémunération de 4 023 M€, dont 466 M€ correspondent à l'achat de 10 TWh dissipés lors de ce transport.

Source : calculs SDES, d'après les gestionnaires de réseaux

partie 4

Que représente la consommation d'électricité et comment se répartit-elle par secteur ?

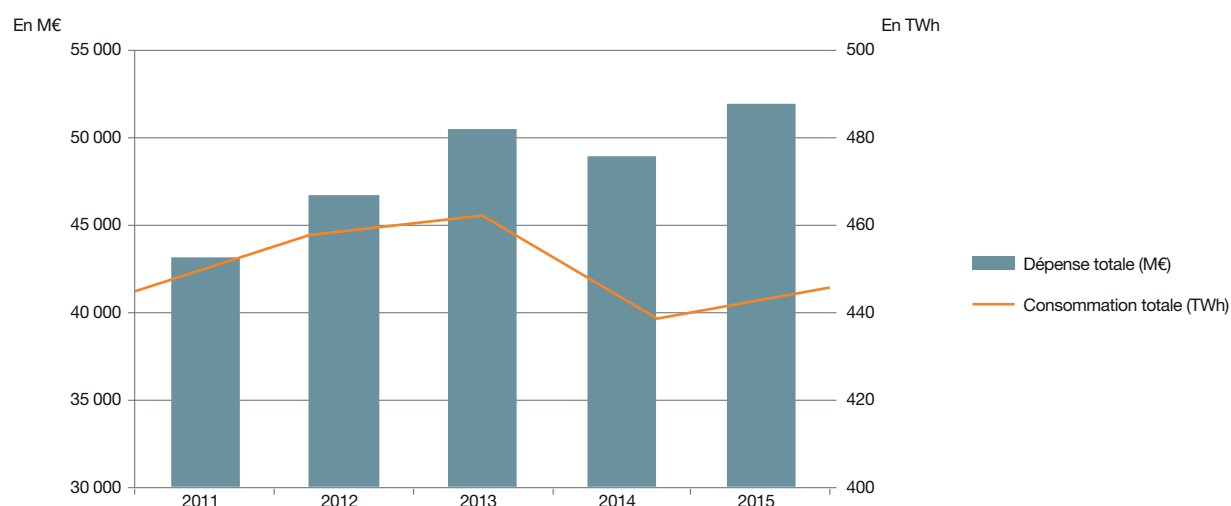
— La consommation totale d'électricité en France retrouve en 2015 un niveau proche de celui de 2011, pour une dépense correspondante de 52 Md€. La consommation finale (c'est-à-dire hors consommation à des fins de transformation d'énergie) s'élève à 432 TWh. Les principaux secteurs consommateurs sont le résidentiel (36 %), le tertiaire (35 %) et l'industrie (25 %). Les ménages devant s'acquitter des prix les plus élevés, le poids du résidentiel dans la dépense globale est prédominant (près de la moitié).



partie 4 : que représente la consommation d'électricité et comment se répartit-elle par secteur ?

Après avoir atteint un pic en 2013, la consommation totale d'électricité a retrouvé en 2015 un niveau proche de celui de 2011 (*graphique 3*). La dépense d'électricité s'élève, quant à elle, à 52 Md€ en 2015, en hausse de 4,7 % par an en moyenne depuis 2011, principalement en raison de la hausse des prix. La suite de cette partie analyse la consommation d'électricité, physique et monétaire, par grand secteur.

Graphique 3 : consommation physique et dépense d'électricité



Note : la consommation présentée sur ce graphique diffère légèrement de la somme des consommations des différentes branches présentées dans la suite du document, car elle intègre un écart statistique.

Source : calculs SDES

La branche produisant de l'électricité est elle-même consommatrice d'électricité (au-delà des pertes sur le réseau, (cf. *partie 3*), et de l'électricité utilisée pour le pompage¹¹), à hauteur d'environ 2 TWh, représentant un coût de 168 M€ (*tableau 7*). Cette consommation a fortement baissé depuis 2011, en raison de l'adoption d'un procédé d'enrichissement d'uranium beaucoup moins consommateur d'électricité que celui utilisé jusque-là.

Tableau 7 : consommation de la branche électricité

	2011		2012		2013		2014		2015	
	En TWh	En M€	En TWh	En M€	En TWh	En M€	En TWh	En M€	En TWh	En M€
Branche électricité	9	523	4	268	2	163	2	165	2	168

Source : calculs SDES

partie 4 : que représente la consommation d'électricité et comment se répartit-elle par secteur ?

14 TWh d'électricité ont été consommés en 2015 à des fins de transformation d'énergie (hors production d'électricité), notamment dans les hauts-fourneaux et pour le raffinage (*tableau 8*)¹². La dépense correspondante s'élève à 800 M€. La consommation physique et la dépense sont toutes deux assez stables sur la période 2011-2015.

Tableau 8 : consommation de la branche énergie hors électricité

	2011		2012		2013		2014		2015	
	En TWh	En M€	En TWh	En M€	En TWh	En M€	En TWh	En M€	En TWh	En M€
Branche énergie hors électricité	15	821	14	834	14	822	14	855	14	800

Source : calculs SDES

La consommation finale s'élève en 2015 à 432 TWh, pour une dépense de 51,1 Md€ (*tableau 9*). Le résidentiel représente 36 % de la consommation finale physique, devant le tertiaire (35 %), l'industrie (25 %), le transport (3 %) et l'agriculture (2 %). Comme le prix de l'électricité pour les ménages, tenant compte de coûts d'acheminement et de commercialisation différents, est en moyenne supérieur au prix payé par les entreprises (*cf. partie 1*), le résidentiel pèse encore davantage dans la dépense (49 %). À l'inverse, l'industrie, bénéficiant des prix les plus bas, ne représente que 15 % de cette dernière. Les entreprises tertiaires, dont les prix sont proches de la moyenne des consommateurs, acquittent 32 % de la dépense.

La consommation des secteurs résidentiel et tertiaire dépend à court terme essentiellement du climat. Ainsi, la baisse des températures en 2015 relativement à 2014 a entraîné un rebond de la consommation, qui avait fortement chuté en 2014, année exceptionnellement douce. Sur le plus long terme, l'intensité du recours à l'électricité de ces secteurs dépend aussi des surfaces chauffées, du plus ou moins grand recours à l'électricité comme énergie de chauffage et de l'efficacité thermique des bâtiments. L'industrie utilise quant à elle de moins en moins d'électricité depuis plusieurs années en raison, d'une part, de l'amélioration de l'efficacité énergétique des procédés et, d'autre part, d'un poids déclinant dans l'économie française. Les consommations d'électricité de l'agriculture et des transports sont assez stables depuis 2011.

Tableau 9 : consommation finale d'électricité

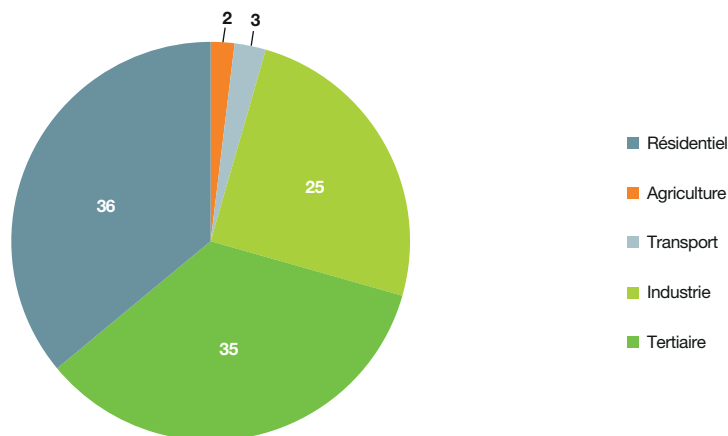
	2011		2012		2013		2014		2015	
	En TWh	En M€	En TWh	En M€	En TWh	En M€	En TWh	En M€	En TWh	En M€
Agriculture	8	719	9	748	9	784	8	832	8	880
Industrie	111	7 509	111	7 684	110	7 937	108	7 895	108	7 920
Transport	11	868	11	902	11	921	11	899	11	912
Tertiaire	145	13 642	151	14 680	152	15 597	145	15 511	149	16 556
Résidentiel	146	19 624	158	21 864	166	24 368	149	22 866	156	24 792
Total	422	42 363	440	45 878	448	49 609	422	48 003	432	51 060

Source : calculs SDES

Données clés

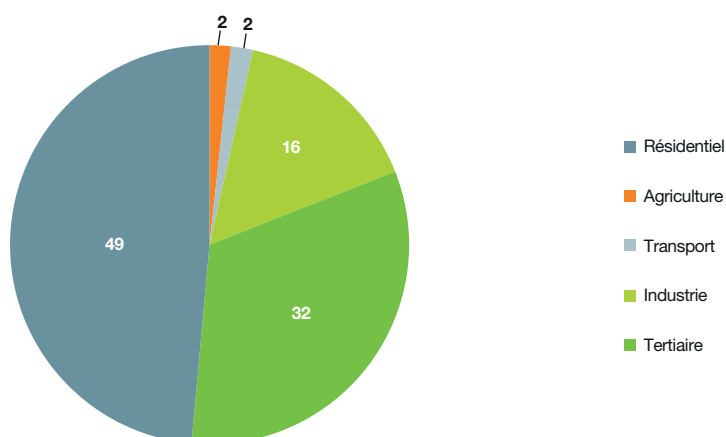
Consommation finale d'électricité : 432 TWh en 2015

En %



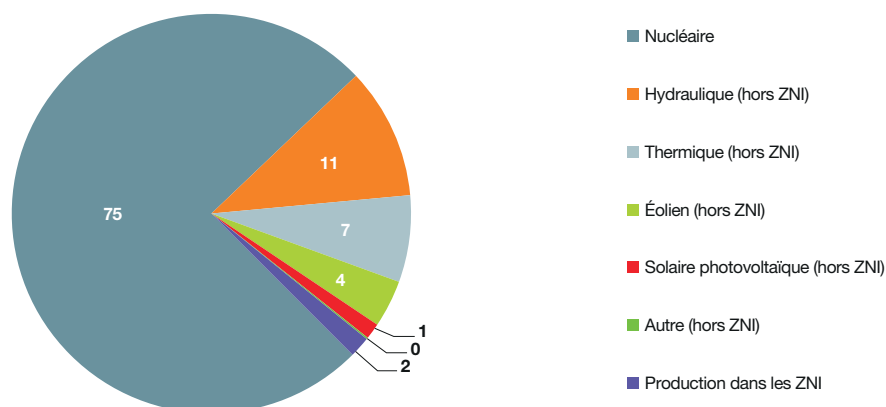
Dépense en électricité des consommateurs finaux : 51,1 Md€ en 2015

En %



Production nette d'électricité : 553 TWh en 2015

En %



Bénéfice net retiré du commerce extérieur d'électricité : **2,3 Md€** en 2015

Annexes



Annexe 1 : bilan physique 2011-2015

Ressources disponibles sur le territoire

En TWh

	2011	2012	2013	2014	2015
Nucléaire (France continentale)	421	405	404	416	417
Thermique (France continentale)	51	50	47	32	39
Hydraulique (France continentale)	49	63	75	68	59
Éolien (France continentale)	12	15	16	17	21
Photovoltaïque (France continentale)	2	4	5	6	7
Autres (France continentale)	1	1	1	1	1
Production ZNI	9	9	9	9	9
Production totale	545	547	556	548	553
Énergie absorbée par le pompage-turbinage	- 7	- 7	- 7	- 8	- 7
Échanges extérieurs	- 56	- 45	- 48	- 67	- 64
Pertes de transport et distribution	- 37	- 38	- 39	- 35	- 36
Disponibilités	445	458	462	438	446

Emplois sur le territoire

Consommation de la branche énergie

En TWh

	2011	2012	2013	2014	2015
Branche électricité	9	4	2	2	2
Branche énergie hors électricité	15	14	14	14	14
Total branche énergie	24	19	16	16	16

Consommation finale

En TWh

	2011	2012	2013	2014	2015
Agriculture	8	9	9	8	8
Industrie	111	111	110	108	108
Transport	11	11	11	11	11
Tertiaire	145	151	152	145	149
Résidentiel	146	158	166	149	156
Consommation finale totale	422	440	448	422	432

Écart statistique	0	- 1	-2	0	- 2
-------------------	---	-----	----	---	-----

Annexe 2 : bilan monétaire 2011-2015

Ressources disponibles sur le territoire

En M€

	2011	2012	2013	2014	2015
Production et marges	30 268	31 814	32 924	32 273	34 181
Échanges extérieurs	- 2 578	- 1 686	- 1 706	- 2 152	- 2 337
Utilisation du réseau (hors pertes)	10 605	11 614	12 204	12 031	12 377
Taxes	8 556	9 808	12 231	12 472	13 860
Subventions	- 3 667	- 4 838	- 5 223	- 5 765	- 6 220
Ressources totales	43 184	46 712	50 431	48 858	51 861

Emplois sur le territoire

Consommation de la branche énergie

En M€

	2011	2012	2013	2014	2015
Branche énergie (hors électricité)	821	834	822	855	800

Consommation finale

En M€

	2011	2012	2013	2014	2015
Agriculture	719	748	784	832	880
Industrie	7 509	7 684	7 937	7 895	7 920
Transport	868	902	921	899	912
Tertiaire	13 642	14 680	15 597	15 511	16 556
Résidentiel	19 624	21 864	24 368	22 866	24 792
Consommation finale totale	42 363	45 878	49 609	48 003	51 060

Annexe 3 : éléments de méthodologie et sources

Le bilan physique de l'électricité développé dans cette étude suit la méthodologie et la présentation de l'Agence internationale de l'énergie. Il retrace un équilibre comptable entre des disponibilités et des emplois. Les disponibilités correspondent à la différence entre, d'une part, la production nette totale et, d'autre part, l'électricité utilisée pour le pompage, le solde exportateur, les pertes de transport et distribution, à l'écart statistique près. La production nette présentée dans ce bilan est elle-même obtenue en retranchant de la production mesurée aux bornes des centrales (la production « brute ») la consommation des services auxiliaires et les pertes dans les transformateurs des centrales. Les emplois comprennent la consommation finale ainsi que la consommation de la branche énergie.

Le bilan physique est exprimé en térawattheures (TWh). Il s'appuie notamment sur les sources suivantes :

- l'enquête annuelle sur la production d'électricité du SDES ;
- l'enquête annuelle sur le transport et la distribution d'électricité du SDES ;
- l'enquête sur les consommations d'énergie dans le tertiaire de l'Insee ;
- les statistiques douanières.

Le bilan monétaire de l'électricité est établi de manière cohérente avec le bilan physique. La dépense totale d'électricité est obtenue en valorisant la somme de la consommation d'électricité des usagers finals ainsi que celle de la branche énergie hors électricité à leurs prix moyens. La consommation de la branche électricité est exclue pour éviter un double compte : en effet, *in fine*, le coût de l'électricité consommée par le secteur électrique est répercuté aux usagers finals. Du côté des ressources, le solde entre, d'une part, la dépense totale augmentée du solde exportateur et des subventions et, d'autre part, les taxes et le coût d'utilisation du réseau, représente la valeur de la production et des marges de commercialisation. Il n'est pas possible d'isoler ces différentes grandeurs, du fait notamment de l'intégration au sein des mêmes entreprises d'une grande partie des activités de production et de fourniture.

Le bilan monétaire est exprimé en millions d'euros (M€) ou en milliards d'euros (Md€). Il s'appuie notamment sur les sources suivantes, outre celles mobilisées pour établir le bilan physique et diverses informations issues de documents budgétaires, de RTE, d'ERDF, devenue Enedis en 2016, et de la Commission de régulation de l'énergie :

- l'enquête semestrielle sur la transparence des prix du gaz et de l'électricité du SDES ;
- l'enquête annuelle sur les consommations d'énergie dans l'industrie de l'Insee ;
- le réseau d'information comptable agricole du service statistique du ministère de l'agriculture ;
- l'enquête sectorielle annuelle de l'Insee sur le champ du transport.

Les prix et taxes présentés dans cette étude sont exprimés en euros par mégawattheure (€/MWh).

Annexe 4 : sigles et abréviations

Arenh	Accès régulé à l'énergie nucléaire historique
CRE	Commission de régulation de l'énergie
CSPE	Contribution au service public de l'électricité
CTA	Contribution tarifaire d'acheminement
DGDDI	Direction générale des douanes et droits indirects
EDF	Électricité de France
EDF SEI	Électricité de France systèmes énergétiques insulaires
Enedis	Ex-ERDF (Électricité réseau distribution France)
Epex Spot	European power exchange spot
OA	Obligation d'achat
RTE	Réseau de transport d'électricité
SDES	Service de la donnée et des études statistiques
TICFE	Taxe intérieure sur la consommation finale d'électricité
Turpe	Tarif d'utilisation des réseaux publics d'électricité
ZNI	Zone non interconnectée

Notes

- ¹ La région Europe du Centre Ouest regroupe l'Allemagne, l'Autriche, la Belgique, la France, le Luxembourg et les Pays-Bas.
- ² Depuis début 2016, un nouveau mécanisme de soutien, appelé « complément de rémunération », se substitue au dispositif d'obligations d'achat pour certaines nouvelles installations.
- ³ Hors secteur de l'électricité lui-même toutefois (*cf. Annexe 3*).
- ⁴ Il est supposé que les entreprises déduisent intégralement la TVA payée sur leur consommation d'électricité, ce qui est une hypothèse simplificatrice.
- ⁵ Jusqu'en octobre 2014, les tarifs réglementés étaient calculés en fonction des coûts comptables d'EDF et étaient donc sans lien direct avec le prix de gros. Depuis cette date, les tarifs réglementés sont calculés suivant une nouvelle méthode, qui fait certes intervenir le prix de gros dans la composante fourniture, mais de manière minoritaire par rapport au prix de l'Arenh.
- ⁶ Depuis le 1^{er} janvier 2016, la CSPE a été fusionnée avec la TICFE.
- ⁷ Cf., pour plus de détails, M. L. Follot, Z. Gong, C. Meilhac, « Tableau de bord de la fiscalité énergétique », document de travail du SDES, septembre 2015.
- ⁸ Nette de la consommation des auxiliaires et des pertes dans les transformateurs des centrales.
- ⁹ À l'exception de la Corse, qui dispose d'une connexion avec la Sardaigne, elle-même connectée avec l'Italie continentale.
- ¹⁰ Il est fait l'hypothèse, dans le compte présenté ici, que la totalité du surcoût est liée à la production alors qu'en réalité une partie provient de la gestion du réseau. Les activités de production, distribution et fourniture d'électricité étant, par dérogation au droit européen, intégrées dans les ZNI, il n'est en effet pas possible d'identifier séparément les deux composantes.
- ¹¹ Les stations de transfert d'énergie par pompage (STEP) ont consommé 7 TWh en 2015 (pour une production nette de 5 TWh). Ces installations hydroélectriques sont des moyens de stockage de l'électricité : elles pompent l'eau d'une retenue inférieure à une retenue supérieure pendant les heures où l'électricité est bon marché ; elles la turbinent ensuite en sens inverse lorsque le prix de l'électricité est élevé.
- ¹² Conformément à la convention retenue par l'Agence internationale de l'énergie, toute l'énergie consommée par les hauts-fourneaux est considérée comme une consommation de la branche énergie dans la mesure où les hauts-fourneaux transforment du coke de houille en gaz dérivés, bien qu'ils aient pour finalité la production de fonte.

Conditions générales d'utilisation

Toute reproduction ou représentation intégrale ou partielle, par quelque procédé que ce soit, des pages publiées dans le présent ouvrage, faite sans l'autorisation de l'éditeur ou du Centre français d'exploitation du droit de copie (3, rue Hautefeuille — 75006 Paris), est illicite et constitue une contrefaçon. Seules sont autorisées, d'une part, les reproductions strictement réservées à l'usage privé du copiste et non destinées à une utilisation collective, et, d'autre part, les analyses et courtes citations justifiées par le caractère scientifique ou d'information de l'œuvre dans laquelle elles sont incorporées (loi du 1^{er} juillet 1992 — art. L.122-4 et L.122-5 et Code pénal art. 425).

Dépôt légal : septembre 2017
ISSN : en cours

Directeur de la publication : Sylvain Moreau
Rédactrice en chef : Anne Bottin
Coordinatrice éditoriale : Jennyfer Lavail
Maquettage et réalisation : Chromatiques, Paris



Les consommateurs d'électricité (hors le secteur électrique lui-même) ont dépensé 52 Md€ en 2015 pour consommer 446 TWh. Les taxes ont représenté 27 % de cette dépense (dont près de la moitié a contribué à financer les énergies renouvelables électriques et la péréquation géographique), le coût d'acheminement 27 % et celui de fourniture (incluant la production et la commercialisation) 46 %. Les échanges extérieurs présentent par ailleurs un solde positif de 2,3 Md€.

Le résidentiel est le principal secteur consommateur, représentant 35 % des livraisons physiques. Compte tenu de coûts d'acheminement et de commercialisation plus élevés en moyenne pour les ménages que pour les entreprises, le résidentiel pèse davantage encore dans la dépense (48 %). À l'inverse, l'industrie représente 24 % de la consommation physique mais seulement 15 % de la dépense. La part du tertiaire est quant à elle de l'ordre d'un tiers, en unités physique ou monétaire.



Bilan physique et monétaire de l'électricité 2011-2015 :

une dépense de plus de 50 milliards d'euros en 2015



Commissariat général au développement durable

Service de la donnée et des études statistiques
Sous-direction des statistiques de l'énergie
Tour Séquoia
92055 La Défense cedex
Mél. : diffusion.sdes.cgdd@developpement-durable.gouv.fr

www.statistiques.developpement-durable.gouv.fr

