

ASSOCIATION DES RETRAITÉS DU GROUPE CEA
Groupe Argumentaire sur les Energies Nucléaire et Alternatives

Relation Coût – Prix de l'électricité en France

Marc NOVARO

La tarification de l'électricité suscite de nombreux débats dans le contexte actuel d'ouverture du marché à la concurrence, et les mécanismes régissant ces marchés sont devenus tellement complexes que les coûts et les prix apparaissent parfois totalement déconnectés. Il nous semble donc intéressant de tenter une analyse comparative faisant intervenir des paramètres pris en compte les plus proches possibles.

S'il est à peu près possible de définir les contours des éléments entrant dans les prix de l'électricité en France, il nous a été beaucoup plus difficile d'évaluer le contenu des coûts des différentes filières de production.

1. LES PRIX DE L'ÉLECTRICITÉ [REF 1 ET 2]

Par définition, dans une économie monétarisée, le prix d'une source d'énergie est la quantité de monnaie que l'on doit consentir pour se procurer un kWh, un litre d'essence ou une thermie de gaz naturel. Ce prix est l'expression de la valeur d'échange d'une unité de bien ou de service énergétique.

1.1. ÉVOLUTION DU PRIX MOYEN DE L'ÉLECTRICITÉ EN FRANCE

Depuis 1985, l'évolution du prix de l'électricité facturée aux ménages et aux petites entreprises est globalement stable et, corrigé de l'inflation, celui-ci a connu une baisse de plus de 20 % de 2006 à 2016. L'électricité est l'énergie facturée aux ménages la moins chère, son prix est inférieur de 23 % au gaz de ville et de 38 % par rapport aux carburants automobiles, toutes taxes comprises. Cette modération des prix de l'électricité sur longue période a généré un avantage considérable en termes de pouvoir d'achat pour les ménages français.

Du côté des entreprises françaises, le prix de l'électricité facturé, en tant que consommation intermédiaire à l'appareil de production, présente le double avantage d'être à la fois stable et compétitif. Le prix moyen facturé aux entreprises (hors taxe) n'a varié que +/- 7 % autour d'un prix moyen de 60 € / MWh au cours des 10 dernières années. Aujourd'hui, les prix de gros, sur le marché européen, sont tombés en dessous des 30 € / MWh et des épisodes de « prix négatifs » sont même de plus en plus fréquents en cas de surproduction sur le marché spot européen de l'électricité.

1.2. DÉCOMPOSITION DU PRIX DE L'ÉLECTRICITÉ EN FRANCE EN 2015

La structure du prix payé par le client se décompose en deux parties :

- **une part fixe**, qui correspond à un abonnement, exprimé en € par an. Son montant est variable en fonction de la puissance souscrite par le client (exprimée en kVA). L'existence de cette part fixe est justifiée par la nécessité de couvrir les coûts fixes, ceux-ci étant liés à la garantie de disponibilité de la puissance souscrite ;
- **une part variable**, calculée en fonction de l'électricité effectivement consommée, exprimée en € par kWh. Son montant est destiné à couvrir les coûts de production de l'électricité et de transport.

Pour *un client* résidentiel (tarif bleu qui intéresse environ 26 millions de clients particuliers et 4 millions de petites entreprises), le prix moyen de l'électricité, facturé en 2014, 145 € /MWh TTC, se décompose comme indiqué dans le tableau de la page suivante :

Dans ce tableau les 3 composantes principales représentent chacune environ 1/3 du montant facturé. Il est intéressant d'examiner, dans le cas de tarif résidentiel, plus précisément la nature de ces trois composantes :

Prix résidentiel Tarif bleu		Tarif 2014		
Fourniture d'Énergie	Production d'électricité	42	€/MWh	36,4 %
	Commercialisation	11,5	€/MWh	
Transport – Acheminement	TURPE (1)	40	€/MWh	29,9 %
	Commercialisation	4	€/MWh	
Taxes	CSPE (1)	13,5	€/MWh	33,7 %
	TCFE (1)	9	€/MWh	
	CTA (1)	4	€/MWh	
	TVA	23	€/MWh	

(1) Toutes les abréviations sont explicitées dans le glossaire donné en annexe.

Les 3 composantes principales représentent chacune environ 1/3 du montant facturé. Examinons, dans le cas de tarif résidentiel, plus précisément la nature de ces trois composantes :

1.2.1. La fourniture d'énergie (53,5 €/MWh)

Son prix en est fixé par l'Etat à partir des coûts de production d'électricité communiqués par EDF, comprenant à la fois les coûts liés à la production stricto sensu (investissements, coûts de fonctionnement, etc.) et les coûts liés à la commercialisation d'électricité (facturation, service clients, etc.). Ces derniers représentent plus de 20 % du prix payé pour la fourniture aux clients. Une structure commerciale modernisée utilisant au mieux les possibilités offertes par le numérique (automatisation des factures, relevés des compteurs à distance, ...), pourrait certainement en faire baisser le montant.

1.2.2. L'acheminement de l'électricité (44 €/MWh)

Il correspond au tarif d'utilisation du réseau public de l'électricité (TURPE) dont le montant est fixé par la Commission de Régulation de l'Énergie (CRE). Elle permet de couvrir les coûts liés à l'exploitation des réseaux de transport et de distribution de l'électricité RTE et ENEDIS (ex ERDF) et les Entreprises Locales de Distribution (ELD).

1.2.2. Les taxes ou équivalents (47 €/MWh)

Elles sont multiples et sont, pour l'essentiel, déterminées par l'Etat. Nous pouvons en citer quatre principales :

La Contribution au service public de l'électricité (CSPE)

Elle répond à quatre objectifs :

- le financement des obligations d'achat de l'électricité renouvelable
- la péréquation tarifaire territoriale, qui permet d'assurer un tarif identique sur l'ensemble du territoire français (DOM, Corse, métropole)
- le financement des obligations d'achat pour les cogénérateurs
- le financement des dispositifs sociaux sur les tarifs (comme le TPN – Tarif de Première Nécessité)

A noter que la TVA est appliquée aussi à tous ces surcoûts réglementaires !

La CSPE est réévaluée le 1er janvier de chaque année sur proposition de la CRE mais sur décision finale de l'Etat. Au 1er janvier 2014, elle a augmenté de 3 € par rapport 2013. Cette contribution devrait atteindre 6 200 M€ en 2014, soit une hausse de 130 % en l'espace de 5 ans. Cela est dû principalement à la très forte augmentation des charges liées au soutien public des énergies renouvelables (EnR). Le tableau suivant donne la part relative de chaque composante incluse dans cette taxe :

Éléments pris en compte dans la CSPE	Pourcentages
Dispositions sociales	4 %
Eolien	14 %
Photovoltaïque	37 %
Cogénération	5 %
Autres EnR	5 %
EnR pour zone non interconnectées au réseau	8 %
Autres contributions	27 %

La CSPE représente désormais l'équivalent de presque la moitié de la part énergie de nos factures, alors qu'elle finance essentiellement les MWh solaires et éoliens qui, en 2014, malgré leur développement soutenu en termes de puissance installée, n'ont représenté respectivement que 1,1 % et 3,1 % des 540 TWh produits dans notre pays !

L'état oblige EDF à acheter les kWh solaires à un prix qui, en 2009, a atteint pour les petites installations 63 c€/kWh (630 €/MWh) (garanti jusqu'en 2029 !), soit plus de 12 fois le prix de production de 50 €/MWh. Cette énorme différence est payée en l'occurrence à des petits producteurs (pour les parcs solaires récents, l'électricité est rachetée aux compagnies environ 100 à 110 €/MWh).

En 2014, l'Allemagne qui vient d'installer plus de 60 gigawatts en puissance photovoltaïque et éolienne (en 2015, la puissance installée représente plus que tout le parc nucléaire français), a fait financer aussi ces installations par le consommateur moyen dont la facture atteint aujourd'hui 280 €/MWh, soit le double du prix moyen français.

Taxe sur la Consommation Finale d'Electricité (TCFE) :

Il s'agit d'une taxe perçue au niveau local par les collectivités communales et départementales. Son montant varie de 0,5 à 9,5 € par MWh selon la puissance souscrite par le consommateur final et en fonction de la collectivité.

Contribution Tarifaire d'Acheminement (CTA) :

Ce prélèvement sert au financement d'une partie des retraites du personnel des industries électriques et gazières (IEG). Il s'élève en moyenne à 2 % de la facture du client.

La Taxe sur la Valeur Ajoutée (TVA) :

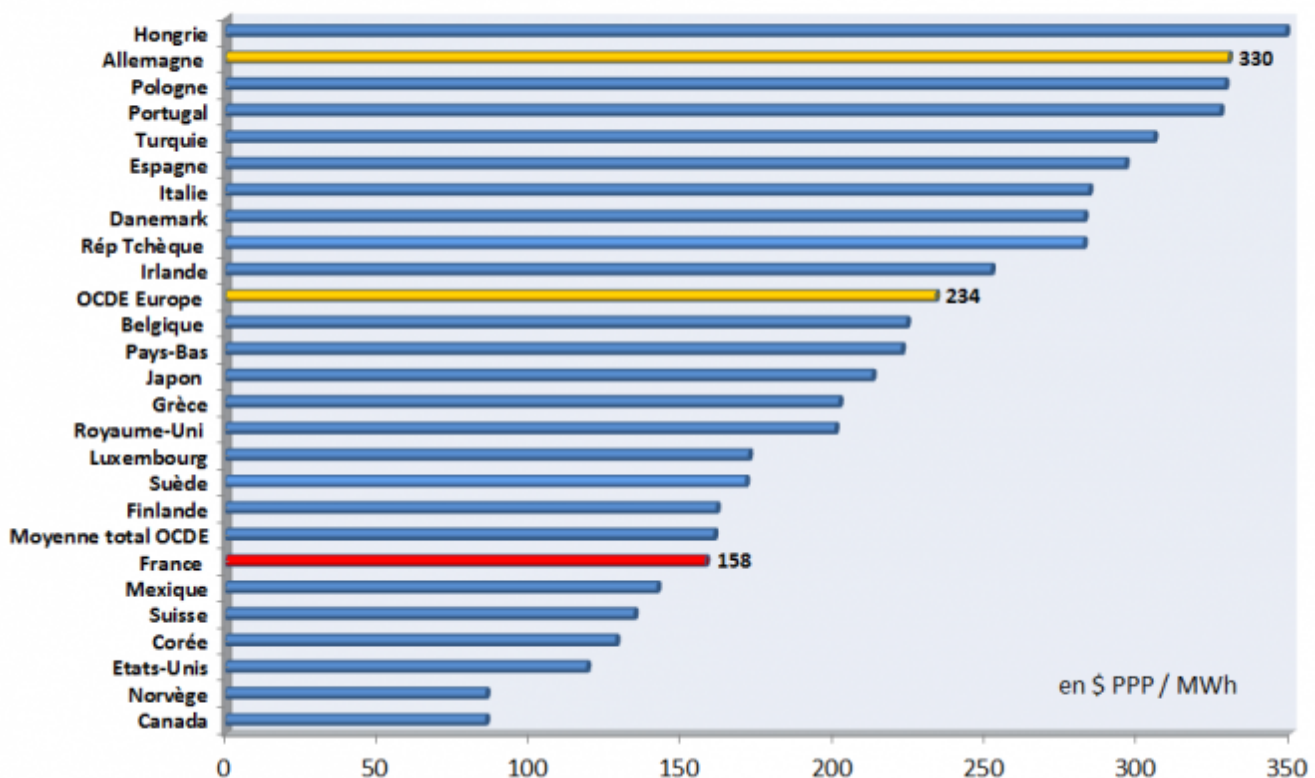
Le taux appliqué est de 5,5 % en 2014 pour la partie abonnement et la CTA, et de 20 % pour ce qui relève de la consommation d'électricité et des taxes s'y rapportant (TCFE et CSPE).

1.3. COMPARAISON AVEC LES AUTRES PAYS DE L'OCDE

Que ce soit pour les prix de l'électricité facturés aux entreprises industrielles ou pour ceux facturés aux ménages, la France dispose clairement d'un avantage compétitif vis-à-vis des autres pays de l'OCDE. En effet, en 2012, le prix de l'électricité facturé aux entreprises françaises est en moyenne 50 % inférieur au prix facturé dans les pays européens (40 % inférieur au prix allemand). Cet avantage est encore plus marqué en ce qui concerne l'électricité facturée aux ménages.

Comparaison des prix de l'électricité facturés aux ménages dans le monde, en 2012

Source : AIE



Cet avantage est en grande partie lié à la structure actuelle du parc de production d'électricité français telle qu'elle est décrite au chapitre 3.

1.4. PERSPECTIVES D'ÉVOLUTION DES PRIX DE L'ÉLECTRICITÉ

Lors de son rapport du 18 février 2013, la CRE a confirmé sa prévision d'une hausse nécessaire de la facture d'électricité des ménages français soumis au tarif bleu de l'ordre de 30 % entre 2012 et 2017, ce qui correspondrait à une hausse de 20 %, inflation déduite.

Cette augmentation s'expliquerait :

- pour un tiers au moins par une hausse de la CSPE (due au développement des EnR électriques)
- par le maintien à un haut niveau de sécurité du parc de production classique
- par la hausse du TURPE au vu des investissements à réaliser par les gestionnaires de réseaux

Toutefois, jusqu'en 2015, l'avis de la CRE sur le niveau de la CSPE et de l'ARENH n'est que consultatif, la décision finale revenant aux pouvoirs publics.

Au niveau européen, dans son rapport de janvier 2014, la Commission Européenne prévoit une nette hausse des coûts de production de l'électricité en Europe à horizon 2020, en raison des besoins importants d'investissements dans les infrastructures de réseaux et dans les appareils de production.

1.5. PRIX DE GROS À TERME (AU JOUR LE JOUR) : POURQUOI BAISSENT-ILS ?

Pour favoriser l'essor des énergies renouvelables, les pays européens ont mis en place un système de subventions de l'électricité éolienne et photovoltaïque, par le biais d'obligations d'achat par les électriciens nationaux, à des prix supérieurs aux prix moyen du marché.

En période de fort vent ou de grand soleil, les producteurs (particuliers ou industriels) de ces MWh aléatoires les injectent sur le marché sans se préoccuper de la demande (l'achat leur étant garanti), obligeant les opérateurs à réduire d'autres moyens de production (dont la rentabilité s'en trouve ainsi dégradée) et provoquant certains jours l'effondrement des prix de marché jusqu'à atteindre parfois des « prix négatifs » !

Depuis deux ans, les cours de l'électricité sur les marchés européens de gros, qu'ils soient à terme ou spot (au jour le jour), baissent régulièrement. Cette baisse, liée aux renouvelables subventionnés et à la baisse des prix des combustibles fossiles, ne profite guère aux petits consommateurs.

2. LES COÛTS DE L'ÉLECTRICITÉ [REF 3]

Le coût de production d'un bien ou d'un service correspond au prix des matières premières qui ont été nécessaires à sa production, majoré de toutes les charges de fabrication, directes et indirectes, jusqu'au stade de sa mise en vente. Nous avons vu que ce coût pour la production de l'électricité est facturé au français moyen 42 €/MWh. Ce coût est aujourd'hui dimensionné par l'utilisation d'une électricité d'origine nucléaire. De nouveaux moyens de productions et de stockage, utilisant de nouvelles techniques, commencent à changer la donne.

Quel sera l'impact des énergies renouvelables dans le prix de l'énergie que nous consommerons ? De nombreuses analyses, parfois partiales, donnent des réponses largement divergentes car faisant appel à des paramètres difficilement comparables.

Ces analyses doivent éviter deux écueils : d'une part, les sources d'information non objectives (en utilisant au mieux les données issues d'organismes publiques par exemple) et d'autre part, des comparaisons de coûts non comparables. Dans le cas de la France, nous nous sommes référés aux documents mis en référence [2]. Dans ces documents, on envisage la détermination des coûts de l'électricité sous deux aspects complémentaires, l'analyse des coûts complets et l'approche des coûts courants économiques (CCE).

2.1. L'APPROCHE DU COÛT COMPLET MOYEN

Cette démarche est basée sur l'évaluation du coût complet moyen, méthode classique utilisée pour dimensionner les projets industriels. Elle intègre les coûts des différentes étapes du cycle de vie du moyen étudié :

- Les coûts passés de l'existant tels que les constructions des ouvrages, les subventions et la R&D.
- Les coûts de production moyens supportés par un investisseur sur toute la durée de vie « économique » de son installation.
- Les coûts d'investissement futurs relatifs à l'amélioration du fonctionnement (sécurité, réduction des pollutions, ...) et du démantèlement.

- Les coûts de gestion future des déchets, englobant ceux aussi produit par les ENR.

A cette analyse purement comptable, il faut ajouter en fonction du moyen de production considéré :

- Les coûts pondérés des services « réseaux » prenant en compte les ressources nécessaires pour assurer le maintien de la tension et de la fréquence du réseau national.
- Les futurs investissements et R&D comme le stockage massif d'électricité qui permettrait une certaine déconnexion entre l'offre et la demande et une meilleure gestion des réseaux.
- Les coûts du CO₂ pour les énergies carbonées et les coûts d'énergie de substitution pour les filières à faibles taux de charge tels l'éolien et le photovoltaïque.

L'ensemble de ces éléments de production (bâtiments, machines, main d'œuvre, matières premières, assurances, impôts) se traduisent par des coûts fixes ou variables, selon qu'ils sont indépendants ou non des quantités produites. Leur sommation donne un coût total et la division de ce dernier par les quantités produites un coût unitaire moyen. Dans le cas des activités énergétiques pour lesquelles, les coûts fixes étant presque toujours élevés, le coût moyen l'est aussi pour de faibles quantités produites avant de diminuer fortement lorsque la production augmente. Pour une quantité produite donnée, on peut aussi calculer le coût marginal, défini comme l'augmentation de coût qu'entraîne la production d'une unité supplémentaire de bien.

Cette approche à l'avantage d'être exhaustive et techniquement fidèle. Malgré cela, des incertitudes sur un certain nombre de paramètres rendent difficiles les comparaisons entre filières. Par exemple, les coûts passés et ceux à venir peuvent varier selon les sources consultables. De plus les prévisions de consommation et le poids « politique » de certains choix conduisent à des équations de coûts d'investissement largement variables.

2.2. L'APPROCHE DU COÛT COURANT ÉCONOMIQUE (CCE)

Utilisée par la Cour des Comptes en 2012, cette méthode repose sur une approche plus « théorique » qui conduit à calculer a posteriori un « loyer économique » annuel constant depuis la mise en service des centrales qui permettrait de reconstituer, à la fin de leur durée de fonctionnement, un parc identique au parc initial. Elle prend aussi en compte la rémunération du capital investi. Dans ces analyses, les estimations des coûts de futures installations dans les différentes filières, peuvent varier selon les choix techniques (durée de vie, ..) et les estimations financières (taux d'actualisation, ...).

Cas du nucléaire

La Cour des Comptes note qu'entre 2010 et 2013, le CCE de l'électricité nucléaire produit par les 58 réacteurs nucléaires français (âgés de 20 à 36 années, excepté les 4 plus récents) connaît une forte progression, il passe de 49,6 €/MWh à 59,8 €/MWh en € courants, soit une augmentation de 21 % en seulement 3 ans. Les causes d'une telle envolée sont multiples et indépendantes :

- Doublement des dépenses de maintenance (conséquences de Fukushima)
- Plan de prolongation des réacteurs au-delà de 40 ans
- Augmentation des provisions pour charges futures de démantèlement et gestion des déchets
- Augmentation du taux de rémunération du capital investi
- Augmentation des dépenses d'exploitation
- Inflation de 4.1 % sur les 3 ans (ce paramètre semble se stabiliser depuis la date de l'analyse)

La Cour des Comptes a aussi chiffré en 2012 son « coût complet comptable » à 33,4 €/MWh. Dans cette analyse le coût du combustible nucléaire ne représente que 5,7 €/MWh soit un peu plus que 10 % de ce coût. Il se partage en part égale entre l'approvisionnement en uranium et son enrichissement et son traitement.

Concernant les dépenses futures, les postes importants sont relativement bien connus :

- Le coût des dépenses de gestion future des combustibles usés [Réf. 3] (16,3 Md€ fin 2013),
- Les charges brutes de démantèlement futur des installations nucléaires (EDF et AREVA) s'élèvent à 34,4 Md€ en 2013, en augmentation de 3,6 % en euros constants par rapport à 2010, estimation validé par le retour d'expérience des opérations de démantèlement en cours.

Le poste sur lequel pèse le plus d'incertitudes est celui des charges futures de gestion des déchets (31,8 Md€ en 2013), en augmentation de 7,6 % en euros constants depuis 2010 du fait des aléas relatifs au projet de stockage profond CIGEO, à Bure, dans Meuse-Haute Marne (14 Md€ selon les exploitants contre 25 Md€, selon l'annonce récente du ministère de l'écologie).

Les charges futures de démantèlement, de gestion des combustibles usés et de gestion à long terme des déchets, sont provisionnées à ce jour à hauteur de 43,7 Md€, soit la moitié du total revalorisé en 2014 à 87,2 Md€ par la Cour des Comptes.

Coûts de production de l'énergie électrique autre que nucléaire

On peut classer ces différents moyens de production en deux catégories :

- Ceux qui produisent une énergie non-intermittente, prévisible et utilisable à la demande que sont les centrales thermiques fossiles (à charbon, à gaz, à fioul), l'hydroélectricité (dans la limite des réserves d'eau turbinable), la géothermie électrogène et la biomasse électrogène.
- Ceux qui produisent une énergie aléatoire et intermittente. Ce sont l'éolien terrestre, l'éolien marin, le solaire photovoltaïque et le solaire thermodynamique.

Dans la première catégorie, nous retenons les coûts de production définies dans le Rapport Energie 2050 du Centre d'Analyse Stratégique.

	Coût complet (€/MWh)	dont				Hypothèses
		Investissement	Coûts opératoires	Coût combustible	Coût du CO ₂	
Cycle combiné gaz	69	9	2	53	5	Prix 2011 : 31 €/MWh CO ₂ : 14 €/tonne
Charbon	65	16	4	34	11	Prix 2011: 93 €/tonne CO ₂ : 14 €/tonne 0,766 t CO ₂ /MWh

Dans la première catégorie, on notera que le coût de la taxe carbone [fixé en 2015 à 14,5 €/tonne selon le Ministère de l'Environnement et du Développement Durable] pourrait largement augmenter vers les 50 €, au risque de creuser encore les écarts en faveur du nucléaire.

Dans la deuxième catégorie, les énergies renouvelables, tels que l'éolien et le photovoltaïque, ne sont d'une part pas mobilisables à la demande et d'autre part ne fonctionnent pas à temps plein. Cela oblige, lorsqu'il n'y a pas de vent ou pas de soleil, à compenser ce manque d'énergie par une production d'énergie fossile qui doit être capable de prendre le relais très rapidement. En général dans les nouveaux programmes on prévoit d'adosser à chaque ENR mis en service un cycle combiné à gaz (CCG) additionnel qui vient alourdir les investissements et les coûts de production. On introduit un facteur appelé Taux de Charge (TC) qui est le rapport entre le nombre d'heures équivalentes pleine puissance sur la durée totale de fonctionnement.

Typiquement en France on peut retenir les valeurs de TC suivantes :

- Eolien terrestre : TC = 23 % (mesuré)
- Eolien Marin : TC = 32 % (supposé)
- Solaire photovoltaïque: TC = 11-12 % (mesuré)

Aux coûts de fonctionnement direct, il convient donc d'ajouter la totalité des charges fixes du CCG de substitution aux coûts variables du CCG au prorata des temps de substitution. L'analyse des coûts de production des différentes filières pour les années à venir selon différents rapports évoqués est résumée dans le tableau suivant :

	Coûts de production en €/MWh sur 2011-2025	UFE/DGEC (actualisé de 2011)	Energie 2050 (2012)	EdF 2014	Cour des Comptes 2014 et ENR 2013	ENR corrigées des coûts de substitution par CGC (1)
Energies non-intermittentes	Nucléaire	43	56	55	40,5 CCE 2010 59,8 CCE 2013	
	Hydroélectricité	55		40	43-188	
	Gaz	61	69	70-100		
	Charbon	66	68	70-100		
	Fioul	86				
	Géothermie				50-127	
	Biomasse	170			56-223	
Energies intermittentes	Méthanisation				61-241	
	Eolien terrestre	65	73	82	62-102	ajouter 54-64 €
	Eolien marin	143	102		87-116	ajouter 48-56 €
	Photovoltaïque	217	150	130-270	114-547	ajouter 63-75 €
	Solaire thermique				94-194	ajouter 63-75 €

(1) Hypothèses retenues pour le calcul des coûts de l'intermittence (ou de substitution par un CCG – centrale à cycle combiné gaz. Au

coût de production électrique de chaque ENR aléatoire il convient d'ajouter les coûts fixes totaux plus une partie des coûts variables du CCG.

Dans la mesure où ces énergies renouvelables provoquent des perturbations de la fréquence et de la tension du réseau national, elles obligent RTE, le gestionnaire du réseau, à modifier et à rendre plus maillé ce réseau (smart grid). Il faut ajouter des capacités de production pour suppléer les défaillances dues à l'intermittence des moyens renouvelables ; même à l'arrêt, ces capacités coûtent en maintenance et en personnel de surveillance. Cela s'ajoute encore à la facture de ces filières.

Les programmes de recherches visant à un stockage massif de l'électricité pourraient changer la donne. La prise en compte de cette option dans l'estimation des coûts diminuerait la part des investissements des centrales thermiques de substitution mais intégrerait celle des développements des techniques de stockage.

2.3. L'APPROCHE DU COÛT COURANT ÉCONOMIQUE (CCE)

L'analyse des coûts de production des différentes filières selon les différentes méthodes évoquées sont résumées dans le tableau ci-après :

FILIERES	NUCLÉAIRE EXISTANT (1)	MOYENS NEUFS GAZ, CHARBON OU NUCLÉAIRE (2)	ÉOLIEN TERRESTRE (3)	ÉOLIEN OFF-SHORE (4)	PHOTOVOLTAÏQUE (5 & 6)	HYDRAULIQUE (7)
PRODUCTION ANNUELLE EN 2014	415 500 GWh	26 400 GWh	16 900 GWh		5 860 GWh	67 500 GWh
FACTEUR DE CHARGE	75,0%	13,6%	23,3%		15,2%	30,5%
COÛT COMPLET	55 €/MWh	70 à 120 €/MWh	82,5 €/MWh	190 €/MWh	130 €/MWh(4) 270 €/MWh(5)	>40 €/MWh
PART DU COÛT D'INTEGRATION AU SYSTEME	-	-	30 €/MWh	30 €/MWh	30 €/MWh	-

(1) Parc de 58 réacteurs

(2) Définie pour une production de base continue

(3) Tarif d'achat

(4) Résultat du 1er AO

(5) Système au sol avec « trackers »

(6) Système intégré au bâti sur petites toitures

(7) La notion de coût complet pour l'hydraulique est difficile à apprécier compte tenu de la nature très différente des installations et de l'ancienneté des investissements initiaux. La valeur moyenne proposée recouvre néanmoins des coûts très contrastés selon les installations, avec des ordres de grandeur pouvant aller de un à dix.

Les données relatives à la production annuelle et au facteur, ou taux, de charge sont issues des bilans mensuels des consommations électriques édités par RTE (Réseau de transport d'électricité).

3. RELATIONS ENTRE LE COÛT ET LES PRIX DE L'ÉLECTRICITÉ : LE SYSTÈME DE TARIFICATION ET LA LIBÉRATION DES MARCHÉS

La nature de l'électricité conduit à prendre en compte trois particularités ayant prévalu dès l'élaboration des tarifs dits « historiques » en France :

- L'énergie électrique ne se stocke pas, l'offre doit donc s'adapter instantanément à la demande, selon une logique d'appel des différentes sources de production électrique dans l'ordre des coûts marginaux croissants.
- La demande d'électricité est aléatoire et soumise à des « effets de pointes », elle est de plus saisonnière.

Cette tarification doit alors absorber les coûts fixes et variables engendrés par une demande difficilement prédictible. Historiquement, la tarification a été établie par EDF en utilisant le coût marginal car il offrait l'avantage de donner une base objective de référence pour fixer le prix à des consommateurs, qui ne peuvent alors pas s'adresser à d'autres fournisseurs. Il correspond au coût de production du dernier kWh produit.

En principe, calculée sur le long terme, ce type de tarification permet d'assurer un optimum économique, c'est-à-dire le prix minimum qui rémunère justement le producteur.

Pour les consommateurs industriels qui s'approvisionnent en très haute tension au bord des centrales et ont une consommation quasi stable, les coûts marginaux forment la quasi-totalité du coût. Seuls les coûts de transport en très haute tension (en général uniformisés) s'ajoutent à ces coûts marginaux pour fixer les prix de revente de l'électricité sur le marché « de gros ». A ces coûts marginaux de production s'ajoutent les coûts de transport et de distribution qui s'additionnent dans le tarif du consommateur final.

Pour les particuliers, les coûts marginaux variant au long de l'année et de la journée, EDF a recours à une tarification binôme qui revient à faire payer à l'utilisateur un prix selon les deux éléments décrits au premier chapitre.

- une part fixe proportionnelle à la puissance souscrite
- une part variable proportionnelle à la quantité de kWh consommée (très proche de la tarification au coût marginal)

Ces tarifications se sont complexifiées pour tenir compte des situations différentes entre le jour et la nuit et entre les périodes de faible consommation (été) et de forte demande (hiver). Elles s'appuyaient sur les Tarifs Réglementés de Vente (TRV) d'EDF. Ceux-ci se distinguent par une couleur en fonction du niveau de puissance souscrit.

Actuellement, la libéralisation du marché étant le maître mot, le consommateur a le choix entre deux catégories d'offres de prix :

- Les tarifs réglementés de vente (TRV), proposés uniquement par le fournisseur historique (EDF),
- Les offres de marché, proposées par l'ensemble des fournisseurs (historiques ou non).

Concernant les TRV, une nouvelle méthode de calcul des coûts a été mise en place en octobre 2014. Cette méthode dite « par empilement », prévoit de fixer ces TRV par addition des coûts des différentes composantes de la filière et non plus par unique considération des coûts comptables d'EDF.

Dans ce marché ouvert, de nombreux acteurs participent à la chaîne menant à la distribution de l'électricité :

- Les producteurs d'électricité (EDF, ENGIE, Poweo, la SNET, Shem, la Cie du vent, SCP, ...),
- Les transporteurs RTE et de multiples distributeurs (ERDF gère 95 % du réseau de distribution, le reste est géré par plus de 150 entreprises locales).
- Une Commission de Contrôle de l'Energie (CRE) qui gère l'ensemble de la distribution
- Les Fournisseurs (EDF, Poweo, Direct Energie, Alterna, ENGIE, ES, Enercoop, Lampiris,).

Grace à son parc nucléaire et hydraulique existant, le fournisseur historique EDF peut proposer des TRV près de 20% moins élevés que le prix moyen dans l'Union européenne, ce que ne peuvent pas assurer les fournisseurs alternatifs. Les offres de marché proposées à ces derniers étant corrélées aux prix de l'électricité sur le marché de gros européen, la Commission européenne juge que cette situation ne favorise pas la libéralisation du marché de l'électricité en France et a menacé le pays de sanctions.

Pour réduire cette différence, la solution retenue est de permettre aux fournisseurs alternatifs de racheter à EDF une partie de sa production nucléaire à un tarif dit ARENH fixé par le gouvernement. Ce qui ne résout pas le problème économique lié au coût marginal des énergies alternatives.

De plus, lorsque les moyens de production « renouvelables » produisent à puissance maximum, il y a une production supérieure à la demande. Cela conduit en fin 2015, à une chute des prix du marché de l'électricité dans l'Union européenne en dessous de 30 €/MWh.

A ce tarif, même l'électricité nucléaire n'est pas rentable, pas plus que les autres énergies à base de combustible fossile et ce malgré la baisse drastique du prix du pétrole. Cet effondrement des prix entraînent un effondrement des investissements dans les moyens de production stable et maîtrisée d'électricité, sans lesquels les moyens de production intermittents ne peuvent fonctionner : un schéma qui conduit inévitablement à des crises sévères.

4. RÉFÉRENCES

Cette publication s'est appuyée sur le contenu des documents suivants :

- [Réf 1] - Direction de la Communication du group EDF – Faits & arguments de la production ingénierie – Hors série ; février 2015.
- [Réf 2] - Observatoire de l'industrie électrique : Les prix de l'électricité en France : évolutions passées et perspectives - 3 mars 2014.
- [Réf 3] - UARGA : « Coûts de l'électricité, Quels sont-ils ? Comment les comparer entre eux ? », de Jean-Luc Salanave.

Il a utilisé aussi les données fournies par les rapports suivants :

- Le rapport 2012 de la Cour des Comptes sur les coûts du nucléaire, actualisé en 2014.
- Le rapport 2013 de la Cour des Comptes sur les coûts des énergies renouvelables.
- La contribution de l'Union Française de l'Electricité (UFE) au débat sur la transition énergétique.
- Le rapport « coûts et rentabilité des énergies renouvelables en France métropolitaine » de la Commission de Régulation de l'Energie (CRE) d'avril 2014.
- Rapport « Energies 2050 » du Centre d'Analyse Stratégique (CAS) de février 2012.
- Synthèse publique de l'étude des coûts de référence de la production électrique – ADEME (2014).

5. GLOSSAIRE

- ARENH : Accès régulé des fournisseurs alternatifs à l'électricité produite par les centrales nucléaires historiques d'EDF (Loi NOME 2010). Le prix de l'ARENH *est représentatif des conditions économiques de production d'électricité par les centrales nucléaires [historiques]*
- CSPE : Contribution au Service Public de l'Electricité
- CTA : Contribution Tarifaire d'Acheminement
- CRE : Commission de Contrôle de l'Energie
- ELD : Entreprises Locales de Distribution
- EnR : Energies Renouvelables
- CCE : Coûts Courants Economique
- CCM : Coût Complet Moyen
- CCG : Moyen de production d'électricité à cycle combiné à gaz
- TC : Taux de Charge : rapport entre le nombre d'heures équivalentes pleine puissance à la durée totale de fonctionnement
- TCFE : Taxe sur la Consommation Finale d'Electricité
- TPN : Tarif de Première Nécessité (financement des dispositifs sociaux sur les tarifs EDF)
- TURPE : Tarif d'Utilisation du Réseau Public de l'Electricité
- TRV : Tarifs Réglementés de Vente (EDF)