

De quoi est fait le prix final de l'électricité ?

Analyse

Synthèse

De quoi est fait le prix final de l'électricité ? La question est anodine et la réponse beaucoup plus complexe en comparaison du prix d'une commodité classique. Car au-delà des coûts associés à l'électron (production, transport, distribution, commercialisation, en suivant la chaîne de valeur classique de l'industrie) et derrière des acronymes multiples composant la facture (CSPE, TCFE, CTA, etc.), on trouve des systèmes industriels qui, depuis dix ans, n'ont cessé d'être réinventés et déconstruits et qui continuent de l'être. Et au-delà d'un système industriel en constante évolution (la Loi NOME rajoutant une étape), le prix de l'électricité comporte également le financement de filières industrielles comme des éléments clés de solidarité nationale. Dans une période compliquée où la question du nucléaire revient au centre du débat énergétique, il n'est pas inutile de réviser les fondamentaux de ce qui fait un système industriel pensé il y a 65 ans, déconstruit depuis 10 ans et qu'il est nécessaire de repenser à nouveau.

Janvier 2012

Sommaire

1	CE QUE DIT UNE FACTURE D'ÉLECTRICITÉ...	3
2	... ET CE QU'ELLE NE DIT PAS	3
2.1	SUR LES ACTEURS ET OPÉRATEURS IMPLIQUÉS	4
2.1.1	<i>Les propriétaires des actifs</i>	4
2.1.2	<i>Les opérateurs du marché</i>	6
2.2	SUR LES FONDEMENTS DU NIVEAU DES TARIFS	7
2.2.1	<i>Les tarifs réglementés de vente : de la concession de fourniture à la fixation des tarifs</i>	7
2.2.2	<i>Les coûts de production et la part fourniture</i>	7
2.2.3	<i>La part acheminement : le Turpe</i>	9
2.2.4	<i>Les prix de marché, l'avant et l'après NOME</i>	10
2.3	SUR CE QUE RECOUVRE LES DIFFÉRENTES TAXES ET PRESTATIONS	12
2.3.1	<i>CTA, la Contribution Tarifaire d'Acheminement</i>	13
2.3.2	<i>CSPE, la Contribution au Service Public de l'Electricité</i>	13
2.3.3	<i>TCFE, les Taxes sur la Consommation Finale d'Electricité</i>	15
2.4	SUR LA RÉPARTITION DE LA RÉMUNÉRATION ENTRE LES DIFFÉRENTS ACTEURS ET L'ÉQUILIBRE GLOBAL DU SYSTÈME	15
3	LE SYSTÈME ÉLECTRIQUE FRANÇAIS À L'ÉPREUVE DE L'OUVERTURE DES MARCHÉS ET DES ENJEUX ENVIRONNEMENTAUX	16
3.1	DE LA DÉCONSTRUCTION D'UN SYSTÈME PENSÉ IL Y A 65 ANS	16
3.2	... À LA NÉCESSITÉ D'ABORDER LES DÉFIS ÉNERGÉTIQUES DU 21 ^{ÈME} SIÈCLE	16

1 Ce que dit une facture d'électricité...

Facsimilé du verso d'une facture aux Tarifs Réglementés – Tarif Bleu

document à conserver 5 ans

Ref. Point de livraison : 3015

	relevé ou estimation en kWh			consom. (en kWh)	prix kWh en euros	montant HT en euros	taxes locales	TVA	total TTC en euros
	ancien	nouveau	différence						
électricité compteur n°									
abonnement (1)					(1)	33,80		4,88	38,68
5,36€/mois du 06/10/11 au 06/12/11									
contribution tarifaire d'acheminement (CTA) (2)						10,72			
consommation du 05/08/11 au 11/10/11 (3)	81885	82149	264	264	0,08120	21,44			
(1) pour information le montant de l'acheminement est de 17 € HT. (6)									
autres prestations									
taxe sur la consommation finale électricité (7)				264	0,00900	2,38	2,38	0,94	5,70
contribution au service public d'électricité (8)				264	0,00900	2,38			
total						36,18	2,38	5,82	44,38
montant à régler									44,38 €
<p>TCFE (taxe sur la consommation finale d'électricité) 0,00900€/kWh (9)</p> <p>TVA: payée sur les débits, elle s'applique à l'abonnement, à la CTA, à la consommation et aux prestations.</p> <p>Abonnement et CTA 5,5 % de 12,36€ soit 0,68€ ; consommations et autres prestations 19,6 % de 26,20€ soit 5,14€.</p> <p>CARACTÉRISTIQUES DE VOTRE TARIF :</p> <p>Electricité, tarif réglementé domestique option base, puissance 6 kW, code 0140, compteur électro-mécanique (10)</p> <p>prix de l'énergie identique toute la journée.</p> <p>En cas de réclamation vous pouvez contacter votre agence dont les coordonnées figurent en haut de votre facture.</p> <p>CTA : contribution tarifaire d'acheminement, calculée sur le tarif d'acheminement.</p>									

N.B. : exemple aux Tarifs Réglementés de Vente mais les informations sont similaires pour une facture en offre de marché. Cette facture date de 2011.

Une facture d'électricité est à l'image du secteur : complexe. Si l'on essaie de comprendre ce que le client final paie, à quel résultat arrive-t-on ?

Le prix est fonction d'une part fixe, l'abonnement (1), assortie d'une contribution, la CTA (2), calculée sur le tarif d'acheminement mais il est également fonction d'une part variable, assise sur la consommation (3) exprimée en volume par kWh (4), avec un prix intégré (5) exprimé en € / kWh (sachant qu'est également donné le prix pour la part acheminement (6).)

Le prix est également fonction d'autres prestations qui s'expriment à travers une taxe – les TCFE ou Taxes sur la consommation finale de l'électricité [(7) et (9)], calculées en fonction de la consommation, et une autre contribution, la CSPE (8) – Contribution au Service Public de l'Electricité.

Ce prix est lié à un tarif (10), exprimé en fonction d'une puissance et d'un prix qui peut être différencié en fonction de l'heure de la journée. L'ensemble est assujéti à la TVA (9) mais avec des taux différenciés par prestation facturée.

Bien qu'exprimé relativement simplement, qui peut comprendre tous les sous-jacents de la lecture d'une facture ? Et avant même de comprendre les sous-jacents, à quoi correspond l'abonnement ? la CTA ? l'acheminement ? la TCFE ? la CSPE ? quel est le prix final au kilowatt heure consommé ? comment est-il constitué ? in fin, quelle est la part payée à qui de ce prix final ?

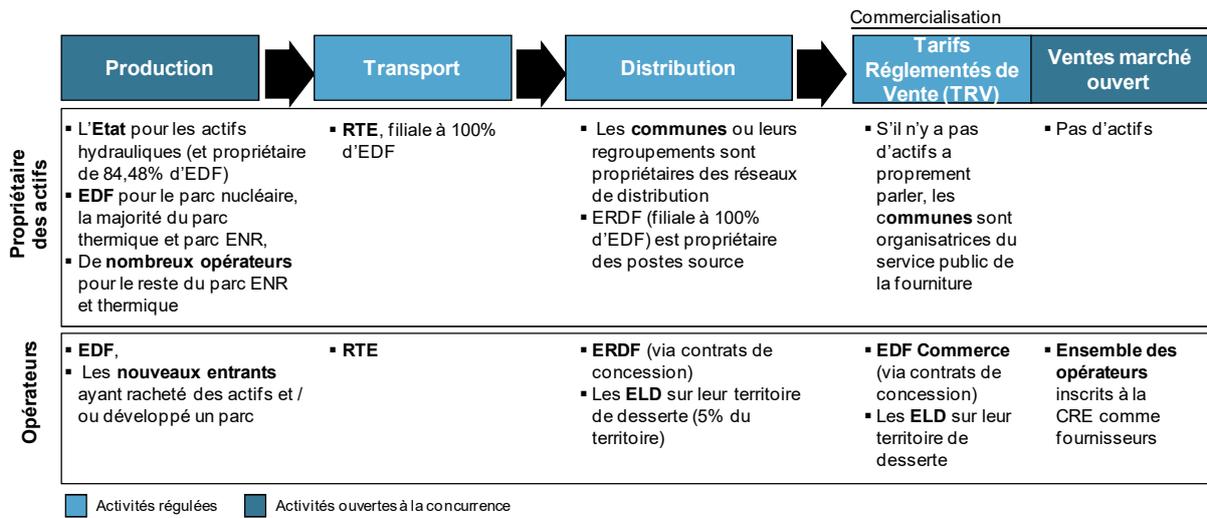
2 ... et ce qu'elle ne dit pas

Pour apporter des éléments de réponse à ces questions et puisque nous sommes passés d'un monde intégré où un acteur dominant gérait de fait l'ensemble du système (l'entreprise EDF) à un monde où le système a été progressivement éclaté, on va s'attacher à faire une revue des acteurs impliqués sous l'angle de la propriété des actifs comme des intervenants sur le marché pour comprendre le système électrique aujourd'hui, ses grands enjeux avant de comprendre de quoi est fait le prix final de l'électricité.

2.1 Sur les acteurs et opérateurs impliqués

Chaîne de valeur simplifiée de l'activité et des acteurs impliqués

Source : analyse SEA



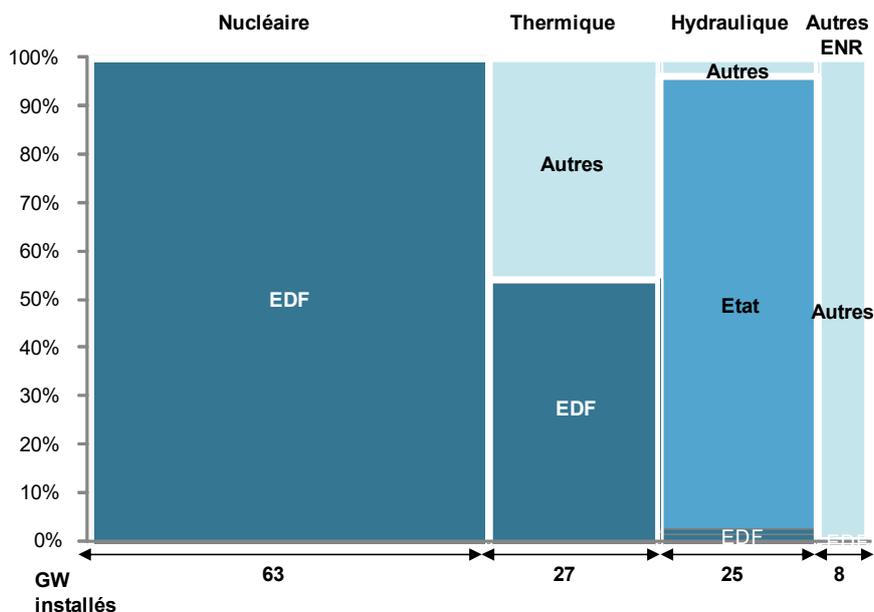
On a positionné sur la chaîne de valeur simplifiée de l'activité¹ les propriétaires des actifs qui constituent l'outil industriel de l'électricité et les principaux opérateurs impliqués – la différence étant loin d'être anodine et souvent oubliée. Il n'échappera à personne que, fondamentalement, les deux propriétaires des actifs du système électrique sont d'une part l'Etat à travers la propriété des ouvrages hydrauliques et sa participation majoritaire dans le Groupe EDF et d'autre part les communes, propriétaires des réseaux de distribution. Par ailleurs, avec l'ouverture des marchés, de nombreux opérateurs ont investi les champs ouverts à la concurrence – la production et la commercialisation d'électricité, trois activités restant pour leur part régulées (le transport, la distribution et la fourniture aux Tarifs Réglementés de Vente). Ainsi, et même si le groupe EDF reste un opérateur incontournable, l'ouverture des marchés a de facto créé une fragmentation des opérateurs.

2.1.1 Les propriétaires des actifs

Propriété des actifs de production en fonction du parc installé

Répartition de la propriété du parc installé par origine de la production

Source : analyse SEA sur données RTE, EDF et autres producteurs – données 2010



¹ Simplifiée car n'apparaît pas, notamment, l'activité de *trading* (achat pour revente), qui est aujourd'hui au cœur de l'activité des fournisseurs en marché ouvert.

Prix de l'électricité

Le parc de production est, en capacités installées, de l'ordre de 123,5 GW en 2010². Il est avant tout constitué du nucléaire (63 GW), suivi par le thermique (27 GW) et l'hydraulique (25 GW), les autres énergies renouvelables venant bien après (8 GW).

Sur l'ensemble du parc, c'est l'Etat qui est propriétaire de la majorité des actifs, directement pour les ouvrages hydrauliques (mis en concession et dont l'ouverture à la concurrence est en cours) et indirectement à travers sa participation majoritaire de 84,48% dans le groupe coté EDF, lui-même propriétaire de l'ensemble du parc nucléaire (donc de l'ensemble de la production de base), de la moitié du parc thermique (et par ailleurs concessionnaire de la majorité du parc hydraulique). Sur l'ensemble du parc installé en France, l'Etat est directement ou indirectement propriétaire de 82% du parc. Les autres opérateurs se partagent la part restante du parc thermique (E.on, GDF Suez notamment, pour la semi-base), et le parc ENR hors hydraulique (les grands opérateurs comme de petits acteurs indépendants)³.

▪ Transport d'électricité

Les biens affectés à la concession du réseau public de transport sont par la loi propriété de son exploitant, RTE, filiale à 100% du Groupe EDF. Le transport d'électricité est mis en concession, avec un cahier des charges spécifique dans le cadre d'un monopole régulé.

▪ Distribution d'électricité

Rôles des concédants et concessionnaires de la Distribution Publique de l'Electricité

Source : analyse SEA

	Concédant (communes et leurs groupements)	Zones Rurales	Zones Urbaines	Concessionnaire
Distribution Publique de l'électricité	▪ Propriétaire des réseaux, ▪ Organise le service public :	■	■	▪ Propriétaire des postes sources ▪ Exploite le service public (distribution et fourniture) avec des contreparties :
	- négocier et conclure les contrats de concession, - veiller à l'application du cahier des charges, - contrôler le bon accomplissement des missions de service public, - contrôler la gestion technique et financière des concessionnaires			- Financières (redevances de fonctionnement, et investissements), - Renouvellement du réseau
	▪ Investit en tant que maître d'ouvrage :			▪ Investit en tant que MO :
	- Premier établissement - Extension - Renforcement - Perfectionnement (dont enfouissements)	■ ■ ■ ■	■ ■ ■	■ ■ ■ ■

Les ouvrages des réseaux publics de distribution appartiennent aux communes ou à leurs groupements qui sont par ailleurs les autorités organisatrices du service public de la distribution (en zones rurales, elles sont également maître d'ouvrage des investissements). Pour leur part, les concessionnaires sont propriétaires des postes source.

▪ Commercialisation : la concession de fourniture pour les tarifs historiques

S'il n'y a pas d'actifs à proprement parler dans le domaine de la commercialisation, il y a en revanche une autorité organisatrice de la fourniture aux tarifs historiques, en l'occurrence les autorités organisatrices de la distribution publique de l'électricité (les communes ou leur regroupement – Cf. paragraphe supra sur la distribution).

Ce service est concédé dans le cadre d'un contrat de concession et cette mission incombe exclusivement aux fournisseurs historiques, c'est-à-dire EDF et les entreprises locales de distribution dans leur zone de desserte⁴. Cette responsabilité d'autorité organisatrice de la fourniture aux tarifs dits historiques n'est pas neutre quand on sait que 95% des clients particuliers sont encore aux TRV et que 86% des non résidentiels le sont encore également.

² Source : RTE

³ Pour une approche plus détaillée, voir la Note d'analyse SEA Conseil d'avril 2010, Production d'électricité en France : 2010, année de tous les changements, à l'adresse : http://www.seaconseil.com/documents/seaLoiNOME_Production.pdf

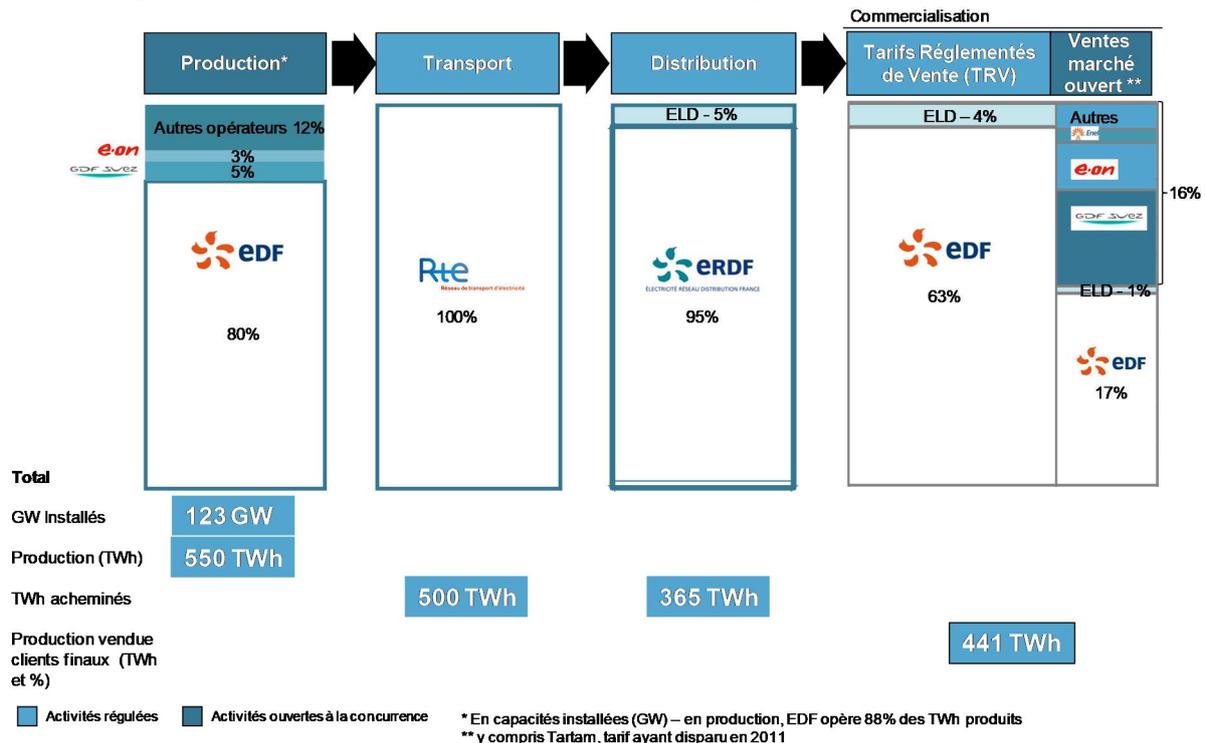
⁴ Mais cette exclusivité pourrait être remise en cause par le projet de Directive Concession publiée en décembre 2011.

2.1.2 Les opérateurs du marché

▪ Les principaux opérateurs sur la chaîne de valeur

Poids des opérateurs sur la chaîne de valeur de l'activité électricité

Source : analyse SEA sur données EDF, RTE, ERDF, CRE et autres opérateurs – données 2010



La structure des opérateurs reflète encore aujourd'hui l'histoire électrique de la France qui s'est construite en 1946 avec la création d'EDF, le groupe restant naturellement prépondérant sur l'ensemble de la chaîne de valeur - ce qui est logique sur les activités régulées, mais également sur les segments ouverts à la concurrence (le groupe restant prépondérant en commercialisation avec – ante Loi NOME, une part de marché de l'ordre de 80% sur les ventes aux clients finaux en cumulant les ventes aux TRV et les offres de marché).

Il n'empêche que des opérateurs ont émergé sur le marché français, tant dans la production que sur la commercialisation, les deux segments ouverts à la concurrence⁵. Mais également sur des activités qui n'apparaissent pas sur le schéma simplifié de la chaîne de valeur comme le trading et les marchés en constitution, liés à la NOME, et notamment le marché de capacités et d'effacement - système obligeant les fournisseurs alternatifs à assurer une capacité suffisante leur permettant de garantir la sécurité d'approvisionnement de leurs clients, en particulier en période de pointe.

▪ **Focus sur la commercialisation**

Bien que légalement ouvert, le marché de la fourniture reste au deux-tiers aux tarifs réglementés de vente. Si la Loi NOME n'a qu'à peine 3 mois d'existence, la CRE notait néanmoins dans un premier bilan, que⁶, « Sur le segment des grands consommateurs d'électricité, particulièrement attentifs au prix de l'énergie, ce dispositif a eu un impact sensible. Ainsi, la part de marché des fournisseurs alternatifs sur ce segment est passée de 25,5 % à 29,6 % en volume entre fin mai et fin septembre 2011, soit une augmentation de 16 % (+7,2 TWh). En revanche l'impact de l'ARENH sur le marché des clients résidentiels et petits professionnels n'est pas significatif à ce stade, bien que le rythme d'ouverture de ce marché s'accroisse légèrement. »

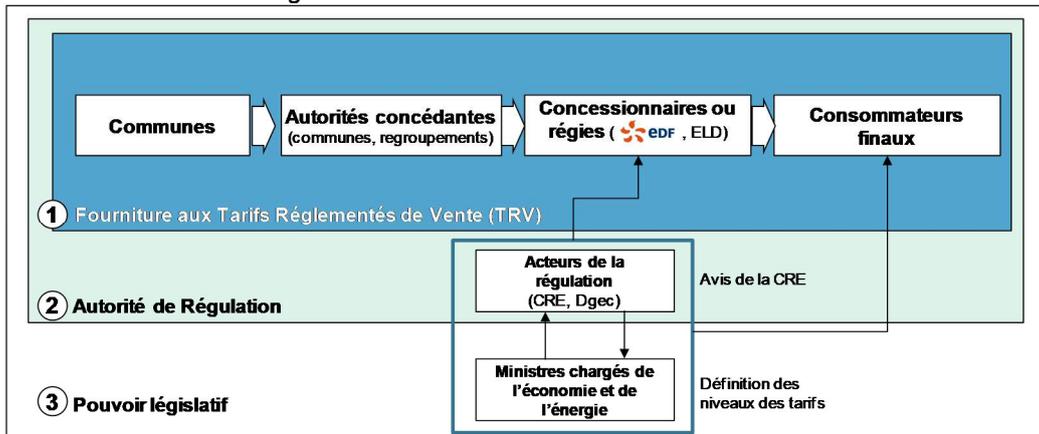
⁵ Sur la production, voir la note d'analyse SEA Conseil en stratégie d'avril 2010, en suivant le lien suivant : http://www.seaconseil.com/documents/seaLoiNOME_Production.pdf

⁶ CRE – Communiqué de presse du 02/12/2011.

2.2 Sur les fondements du niveau des tarifs

2.2.1 Les tarifs réglementés de vente : de la concession de fourniture à la fixation des tarifs Les TRV, de l'autorité concédante au consommateur final

Source : SEA Conseil en stratégie



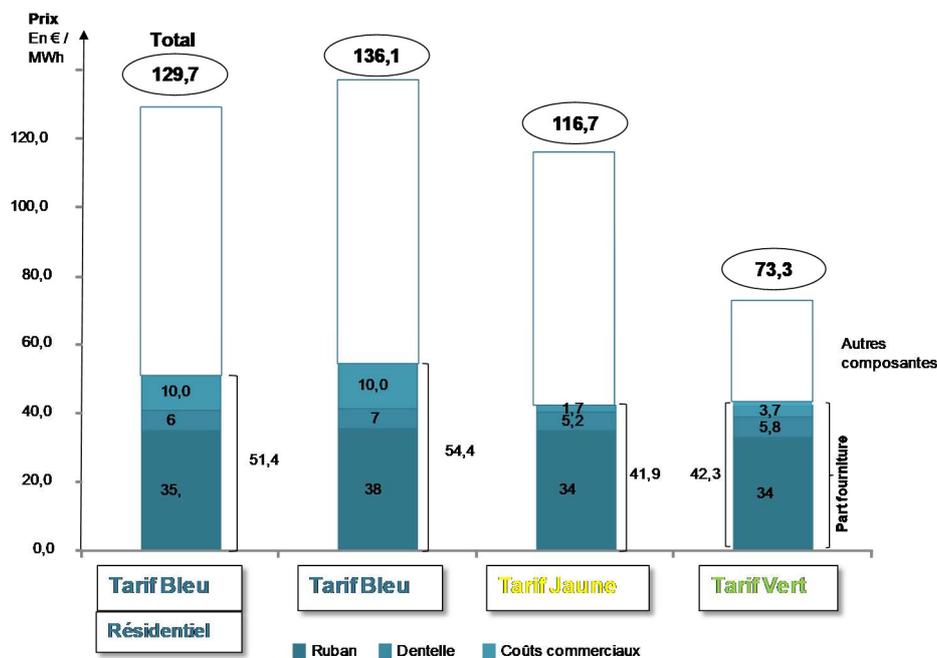
Les tarifs réglementés sont définis par les ministres chargés de l'économie et de l'énergie, après avis de la Commission de Régulation de l'Énergie. Le niveau des tarifs réglementés relève donc d'une décision politique autant que d'une décision technique. Par ailleurs, EDF et les ELD sont les seuls opérateurs habilités à proposer les TRV (dans le cadre du contrat de concession de fourniture pour EDF et les ELD en SEM et les SICAE, en régie pour les autres ELD). Il existe plusieurs tarifs réglementés de l'électricité, en fonction de la catégorie de clientèle :

- les sites de petites tailles (compteur < à 36 kVA) ont accès aux tarifs bleus,
- les sites de moyenne taille (compteur entre 36 et 250 kVA) ont accès aux tarifs jaunes
- les sites de moyenne et grande taille (compteur > à 250 kVA raccordés au réseau de distribution de l'électricité) ont accès aux tarifs verts A, les sites de grande taille (compteur > à 250 kVA raccordés au réseau de transport) ont accès aux tarifs verts B et C.

2.2.2 Les coûts de production et la part fourniture

Structure de prix par tarifs de vente en 2010 en € / MWh – Focus sur la part énergie

Source : analyse SEA d'après rapports CRE transmis à la DG ENER 2011⁷



N.B. : données moyennées par tarifs ; la répartition de la part fourniture sont des estimations SEA

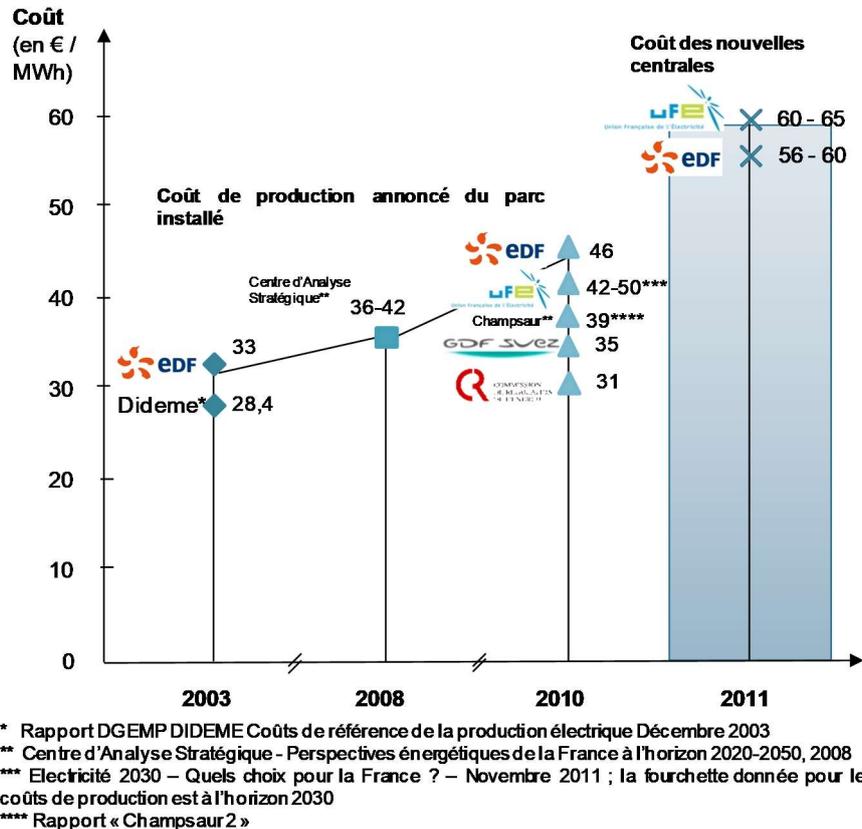
⁷ Données complétées par les avis de la CRE sur les projets d'arrêtés relatifs aux prix de vente de l'électricité ; les prix moyens diffèrent légèrement entre les rapports DG ENER et les Avis (les augmentations annuelles sont définies en milieu d'année). Pour garder une cohérence de comparaison, on a conservé ceux des rapports DG ENER préparés par la CRE qui présentent une décomposition des tarifs.

Prix de l'électricité

On a reproduit sur le schéma ci-aant la structure des tarifs en concentrant l'analyse sur la part Fourniture, constituée de trois éléments principaux : les coûts de production, elle-même structurée en production de base et production de dentelle et les coûts commerciaux et de structure. La part énergie représente entre 35 et 58% de la facture d'électricité du client final. Au-delà des différences de structure de prix par tarifs, on remarquera qu'en 2010, la part production en base est estimée à 33-38 € / MWh (Cf. développement ci-après sur le coût du nucléaire).

Le coût du nucléaire : de quelques prix donnés par les acteurs entre 2003 et 2011

Source : analyse SEA sur données acteurs



Dans un pays où le mix électrique est largement dominé par la production nucléaire, dans un contexte de volonté des pouvoirs publics d'ouvrir cette production aux concurrents d'EDF à travers la Loi NOME, la question du coût de production de l'énergie nucléaire est centrale.

Si, dans le cadre de la PPI des investissements de production, le ministère concerné publiait jusqu'en 2003 les coûts de production par sources d'énergie, depuis 2008, cette donnée a été jugée trop sensible pour les moyens centralisés⁸. Mais déjà en 2003, la question du coût faisait débat, la Dideme annonçant 28,4 € / MWh alors qu'EDF annonçait 33 € / MWh. Le débat est revenu en force au moment de négocier le prix de l'Arenh dans le cadre de la Loi NOME, EDF cherchant un prix qui lui permette de rentabiliser ses actifs, ses concurrents cherchant le prix le plus attractif, d'où des écarts plus qu'importants, notamment justifiés par les opérateurs par la prise en compte des coûts de l'extension du parc et pas seulement du coût du parc actuel. De guerre des chiffres aux méthodes utilisées, on est donc passé à une approche privilégiant un coût de remplacement à 46 € / MWh⁹ alors même que le Rapport Champsaur 2 annonçait un coût sur la période 2011-2025 de 39 € / MWh.

En revanche, les estimations convergent sur le coût des nouvelles centrales même si, là encore, la période post-Fukushima, devrait amener des modifications.

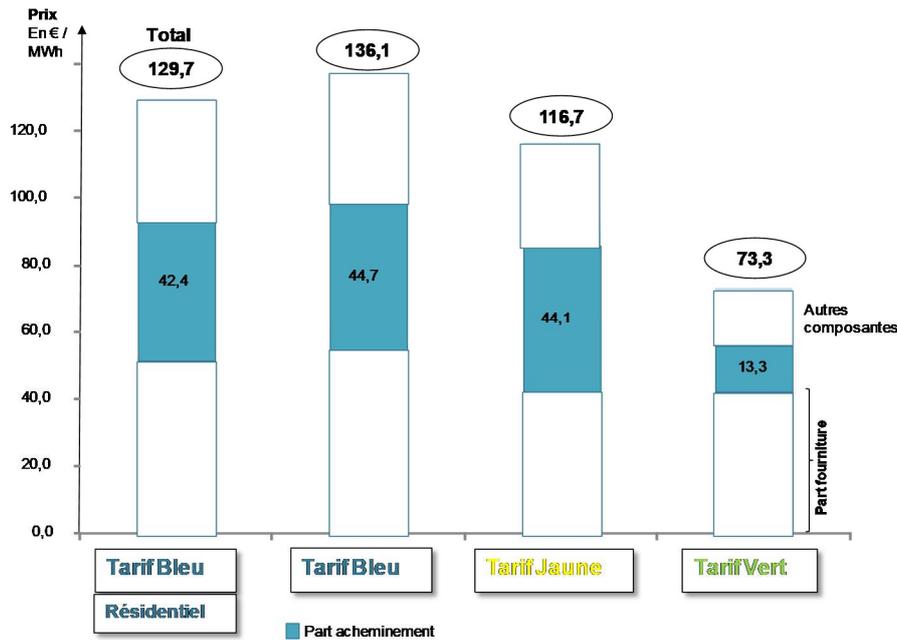
⁸ Cf. le site du Ministère : « Enfin, s'agissant d'informations commercialement sensibles dans des marchés concurrentiels particulièrement tendus, il a été considéré préférable de ne pas publier, pour les moyens de production centralisés, les hypothèses et les résultats en valeur absolue (...), à l'adresse suivante : <http://www.developpement-durable.gouv.fr/Les-couts-de-reference-de-la.htm>

⁹ Les questions liées à l'évaluation du coût du nucléaire restent d'une extrême complexité, l'objet de cette note n'étant pas de faire une revue analytique complète de la question.

2.2.3 La part acheminement : le Turpe

Structure de prix par tarifs de vente en 2010 en € / MWh – Focus sur la part acheminement

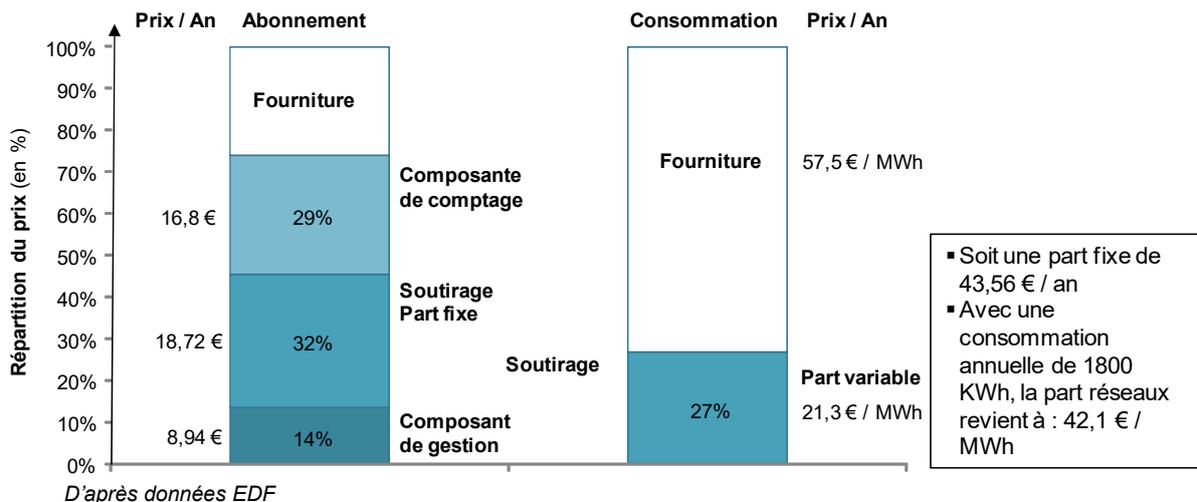
Source : analyse SEA d'après rapports CRE transmis à la DG ENER 2011



L'ensemble du modèle économique des concessionnaires repose sur le Turpe (Tarif d'Utilisation des Réseaux Publics d'Électricité), mis en place pour couvrir les coûts engagés par les gestionnaires des réseaux et offrir à ces gestionnaires une rémunération de leurs investissements (taux de 7,25%). Pour le client final, la part acheminement dans le tarif est composée de la manière suivante :

- une part fixe (l'abonnement), décomposée en trois éléments :
 - la composante de gestion (gestion des dossiers des utilisateurs par les concessionnaires et régies - accueil physique ou téléphonique, facturation, recouvrement),
 - la composante de comptage (montant des redevances de contrôle, de relève, de location et d'entretien des compteurs),
 - la part fixe de la composante de soutirage (suivant la puissance et l'option souscrites, le type d'utilisation choisi),
- une part variable, assise sur le volume de consommation.

Illustration - Décomposition du prix acheminement, client Tarif Bleu (6 kVA, option « Base »)



Le système industriel français de la distribution est ancré autour d'un principe fondateur : la cohésion territoriale qui s'exprime à travers la péréquation tarifaire nationale. Il y a donc un même tarif d'acheminement par catégorie d'utilisateurs sur l'ensemble du territoire quel que soit l'environnement (urbain / rural), quelle que soit la distance parcourue par l'énergie entre le site producteur et le site consommateur, quel que soit l'âge des ouvrages (« anciens » versus récents »).

Prix de l'électricité

Le système de péréquation est assuré par plusieurs mécanismes et avant tout par le TURPE. Deux autres mécanismes viennent le compléter :

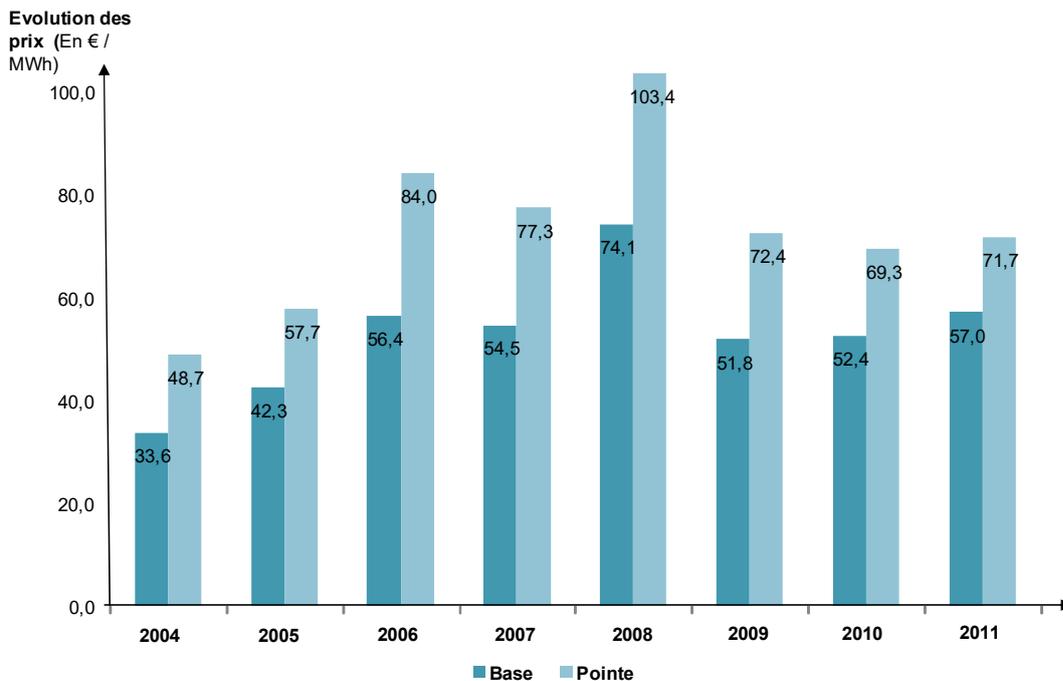
- en terme d'exploitation, à travers le FPE (Fonds de Péréquation de l'Électricité), fonds de péréquation qui assure aux ELD aux charges d'exploitation plus importantes que la moyenne une compensation (de l'ordre de 8 M€ / an),
- en terme d'investissements, à travers le FACE pour les investissements en zones rurales (de l'ordre de 345 M€ / an).

2.2.4 Les prix de marché, l'avant et l'après NOME

▪ Les prix de marché

Evolution des prix de l'électricité sur les marchés de gros – Moyennes annuelles, 2004 / 2011

Source : d'après données Pownext EEX septembre 2011

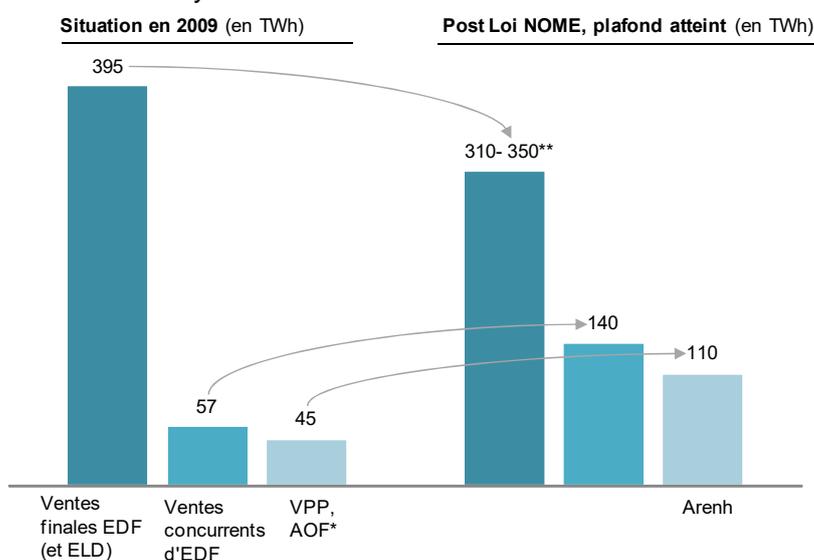


On a reproduit sur le schéma ci-avant la moyenne annuelle des prix en base et pointe sur le marché à partir desquels, hors moyens de production en propre et / ou accords spécifiques, les fournisseurs alternatifs s'approvisionnent pour faire leurs offres.

▪ L'avant et l'après Loi NOME

Situation du marché final en 2009 et post plafond Arenh atteint (100 TWh)

Source : données et analyse Document de travail du CIRED D. Finon –Mai 2010



* VPP de 39,5 TWh, AOF (dispositif Direct Energie) jusqu'à 10 TWh ** Interpolation simplifiée entre chiffres de 2009 et 2020 (données PPI)

Prix de l'électricité

Dans le schéma précédent, l'analyse a consisté à faire une comparaison avec la situation en 2009 et la situation post-Arenh dans le cas où le plafond de 100 TWh est atteint. Dans l'hypothèse où chaque attribution correspond à 80% des volumes vendus par les concurrents, ce montant signifie que le partage de marché souhaité dans le cadre de la Loi NOME est d'un quart pour les concurrents d'EDF et de trois quarts pour EDF (pour un volume qui correspond globalement à celui des Tarifs Vert et Jaune qui doivent disparaître au 01/01/2016).

Les concurrents, qui vendaient en 2009 de l'ordre de 57 TWh (hors entreprises locales), sont donc appelés à doubler leurs parts de marché grâce à l'accès à l'Arenh (et à rentabiliser l'activité¹⁰).

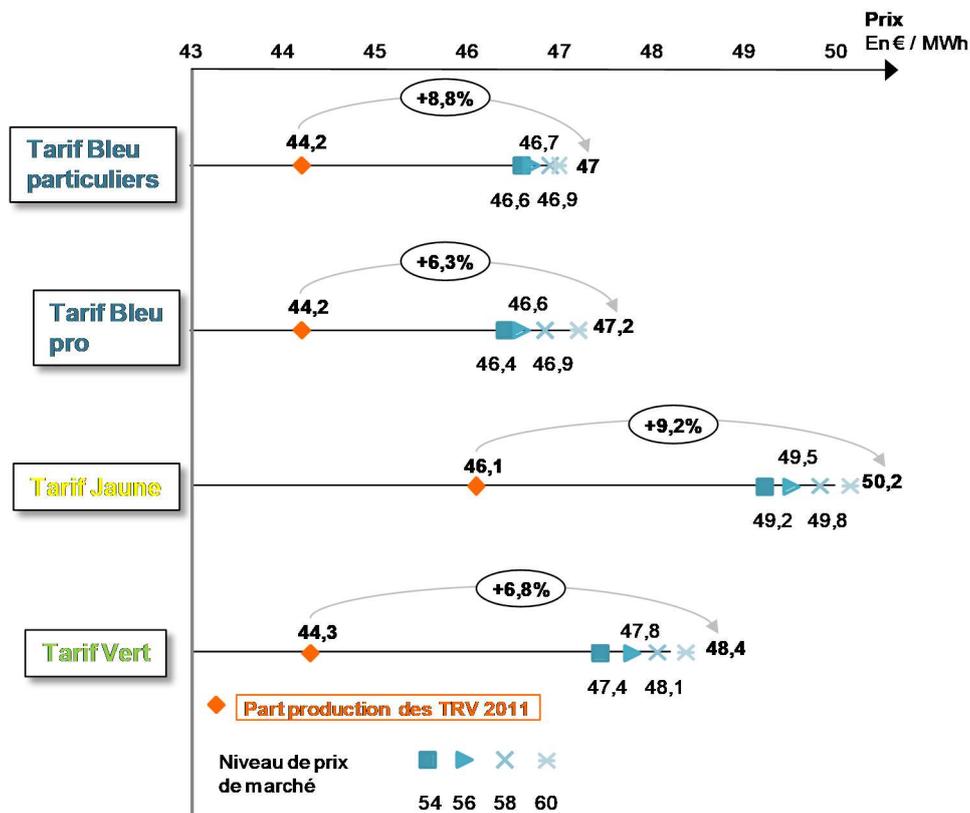
A partir du moment où les acteurs ont tous accès à un sourcing base de même niveau de prix, la concurrence va donc se faire sur le reste de l'approvisionnement (entre 10 et 15%, soit à travers des moyens de production détenus en propre, soit via le marché) et les coûts de gestion et commerciaux.

Si la question de l'ouverture à la concurrence sur les clients entreprises (Tarifs Vert et Jaune) a globalement été traitée, l'histoire de l'après-2015 reste à construire, notamment concernant les tarifs Bleu (voir infra).

▪ Vers la convergence TRV et prix de marchés et une nouvelle configuration du marché

Evolution de la part énergie des TRV pour qu'ils soient contestables avec la mise en place de l'Arenh à 42 € / MWh et plusieurs niveaux de prix de marché

Source : d'après données CRE - 2011



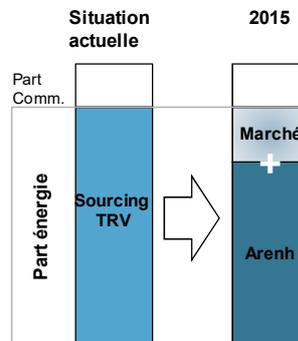
Si la CRE constate que les niveaux de tarifs devraient couvrir les coûts de fourniture d'EDF, elle note, dans sa délibération du 05 mai 2011, que les TRV sont aujourd'hui trop faibles pour qu'ils soient contestés par la concurrence, même avec la mise en place de la Loi NOME et l'Arenh. On a reproduit ci-avant les estimations de la CRE des niveaux de tarifs nécessaires pour que ces derniers soient contestables, à un prix de l'Arenh de 42 € / MWh, en fonction de plusieurs hypothèses de prix de marché retenues par la CRE. La question sous-jacente de ce type d'analyse est donc : quel est le juste prix des TRV ? Et, plus prosaïquement, à quel rythme vont-ils augmenter et dans quel calendrier ?

¹⁰ Par exemple, lors de la présentation aux analystes de septembre 2011, Poweo annonçait qu'avec l'Arenh, la société améliorerait son sourcing base entre 2,46 et 4,46 € / MWh (pour un Arenh à 40 et 42 € / MWh).

Prix de l'électricité

Mais la Loi NOME a partiellement répondu à ces questions. Car, si cette dernière favorise l'accès de la concurrence à l'électricité de base produite par le parc nucléaire via l'Arenh en fonction de la consommation finale des clients des concurrents dans la limite de 100 TWh, elle a prévu d'autres dispositions et notamment :

- la fin du TaRTAM le 30 juin 2011 (représentant 80 TWh en 2010),
- la disparition des tarifs jaunes et verts à fin 2015 (soit 120 TWh en 2010),
- de pérenniser les TRV pour les tarifs Bleu (186 TWh en 2010) mais avec un objectif de convergence avec les prix de marché à l'horizon 2015 ; ils seront donc construits par addition du prix de l'Arenh (de l'ordre de 85%) et du prix du complément d'électricité de base et de pointe :

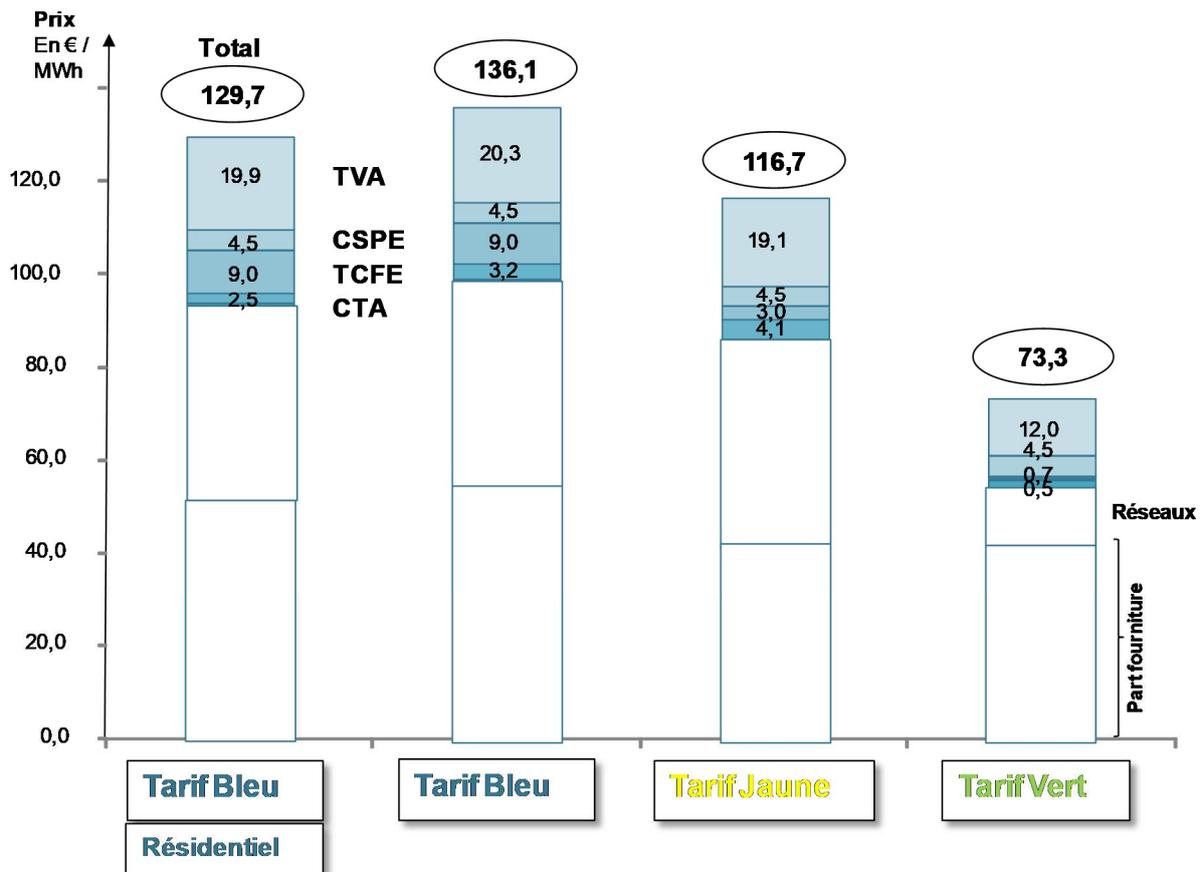


- la création d'un mécanisme de marché visant à garantir la fiabilité de l'offre au moyen d'incitations appropriées (marché de capacités, effacement).

2.3 Sur ce que recouvre les différentes taxes et prestations

Structure de prix par TRV en 2010 en € / MWh – Focus sur la part taxes et prestations

Source : analyse SEA d'après données CRE



Hors énergie (fourniture et réseaux), le prix final de l'électricité est constitué de la CTA, la CSPE, les TCFE (et la TVA) dont on rappelle ci-après les éléments constitutifs.

2.3.1 CTA, la Contribution Tarifaire d'Acheminement

La CTA sert à financer les droits à retraite des agents des IEG (Industries Electriques et Gazières). Il s'agit plus précisément des « droits spécifiques passés des activités régulées :

- « Spécifiques » car il s'agit des droits spécifiques du régime des IEG (en ce qu'ils vont au delà du régime "général"),
- « Passés » car il s'agit des droits acquis à la date d'entrée en vigueur de la loi du 9 août 2004 - les droits acquis par la suite sont financés directement par les entreprises qui doivent d'ailleurs provisionner les charges afférentes ;
- « Des activités régulées » car la CTA ne couvre que les agents de la distribution et du transport.

Cette contribution est fixée par arrêté ministériel. Il s'agit d'un pourcentage du prix d'acheminement de l'électricité. Elle est indépendante du fournisseur, mais dépend de la catégorie du client. Elle était précédemment intégrée dans la partie acheminement et n'apparaissait pas sur la facture.

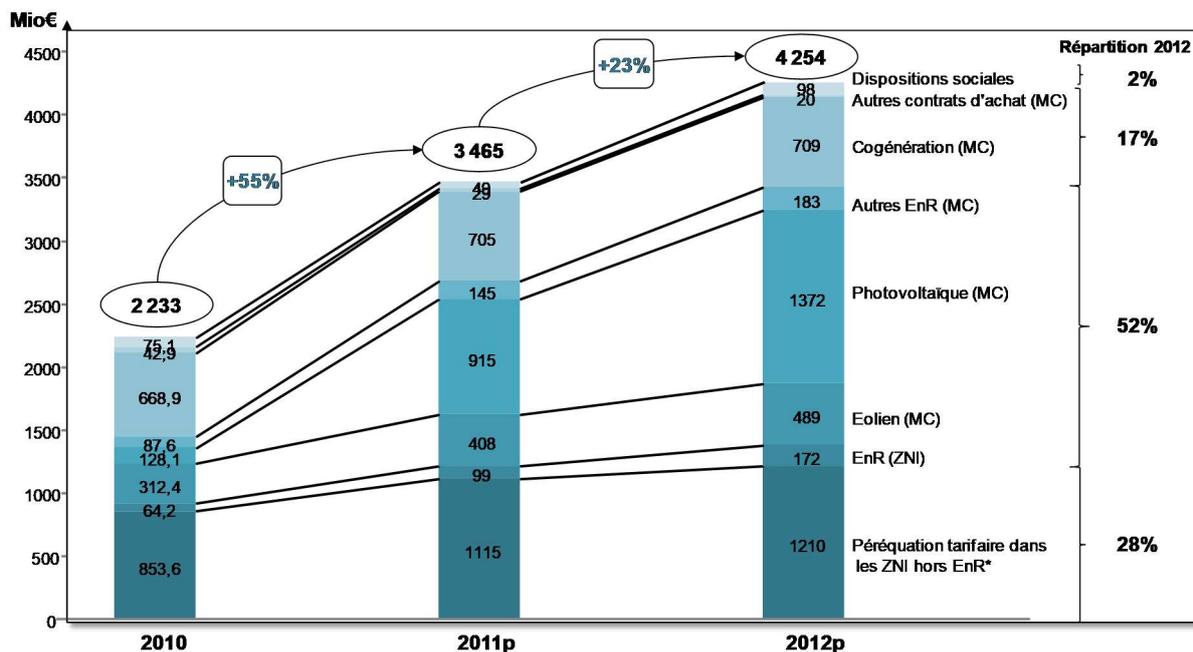
2.3.2 CSPE, la Contribution au Service Public de l'Electricité

▪ Les coûts compensés

La CSPE a été mise en place en vertu de la Loi du 10 février 2000 pour permettre la compensation de surcoûts liés aux charges de service public supportées par les concessionnaires du service public de l'électricité (EDF et les ELD). Elle a été instituée en 2003 et mise en place à partir du 1^{er} janvier 2004. La CSPE compense trois types de coûts :

- **le surcoût de production dans les parties du territoire non interconnectées au réseau** – soit les zones insulaires (ensemble des îles du territoire français),
- **le surcoût lié à l'obligation d'achat d'électricité produite à partir d'ENR,**
- **le financement du dispositif de Tarif de Première Nécessité (TPN) pour les clients démunis.**

Pour 2012, la CRE estime le montant global de la CSPE à près de 4,2 Mds€ avec la répartition suivante et l'évolution entre 2010 (réalisé), 2011 (prévisionnel) et 2012 (prévisionnel) :



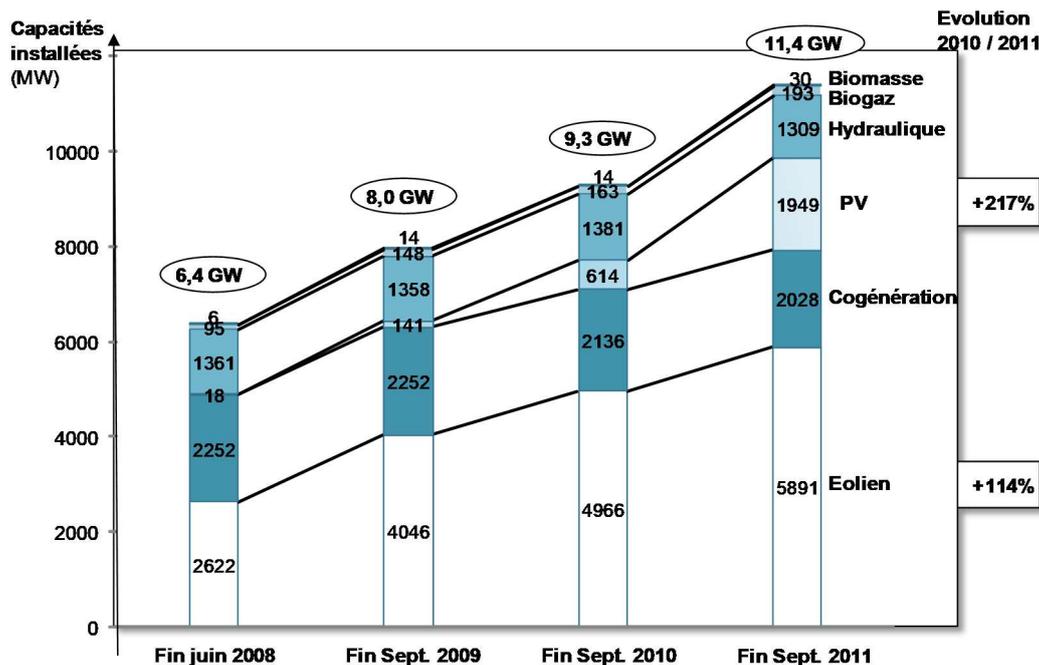
La CSPE, qui n'avait pas augmenté depuis 2004, est passée de 4,5 à 7,5 € / MWh au 1^{er} janvier 2011 puis à 9 € / MWh jusqu'au 30 juin 2012. Cette augmentation est liée à la très forte augmentation de la production éolienne et photovoltaïque. En synthèse, sur les 9 € / MWh payés par le consommateur final en 2012, 2,6 vont servir à la péréquation dans les zones insulaires, 6,2 à financer le développement de la production décentralisée (dont 4,7 pour celle à base d'ENR) et 0,2 aux tarifs sociaux.

▪ Le développement des ENR : raccordements au réseau ERDF entre 2008 et 2011

A titre illustratif, on a repris l'évolution des raccordements au réseau ERDF des installations à base d'ENR et les cogénérations par type de moyens de production entre 2008 et 2011. Entre ces deux seules années, la production raccordée (en volume) a presque doublée :

Evolution des raccordements de la production décentralisée en volumes

Source : ERDF



Les ZNI – EDF SEI, EDT, Enercal et EEC

Au sein du territoire français, les zones insulaires - la Corse, la Guadeloupe, la Martinique, la Réunion, la Guyane, Saint-Pierre et Miquelon, la Nouvelle-Calédonie, la Polynésie¹¹ - sont traitées à part car, du point de vue électrique, ces territoires sont isolés :

- ils ne sont pas (ou très peu) connectés au réseau continental européen,
- leurs systèmes sont de faible taille avec un coût de production du MWh structurellement beaucoup plus élevé qu'en métropole continentale (de 100 à 260 euros / MWh selon les systèmes en 2009 – absence de production nucléaire),
- ce sont des régions faisant partie intégrante du territoire français et européen : la péréquation nationale des tarifs s'y applique ainsi que les règles européennes.

Pour illustration, on donne ci-après quelques chiffres clés de ces régions (source : EDF, GDF Suez) :

Capacités installées (2011), production (2010) et nombre de clients (2006)* - Source: EDF SEI, GDF Suez et Enercal

Région	MW Installés (07/2011)	Production (GWh) - 2010	Nbre de clients (2006)
La Réunion	477	2 699	293 062
Corse	651	2 212	211 692
Guadeloupe	382	1 730	204 312
Martinique	424	1 617	172 779
Guyane	268	830	50 268
Saint-Martin et Nouvelle Calédonie, chiffres 2010	53	197	nd
Saint-Barthélemy	18	94	nd
Saint-Pierre et Miquelon	27	39	nd
Polynésie française	206	708	80 000
Nouvelle Calédonie	500	2 132	89 000
Total	2 029	12 258	1 012 113

* Sauf Polynésie française, chiffres 2009 et Nouvelle-Calédonie, chiffres 2010

Coûts de production moyen dans les ZNI

Source: EDF SEI

Moyen de production	Prix au MWh	Heures / An
Charbon	80-120	<8000
Diesel	120-190	<5000
Bagasse	20-40	<4000
TAC	150-220	<1000
Eolien (OA)	110	<2200
Solaire (OA)	400-550	<1500
Stockage	100-170	
Le coût de l'ENR garantie doit être majoré du coût de stockage et de son rendement :		
Solaire garanti (OA)	550-720€ / MWh	
Eolien garanti (OA)	250-330€ / MWh	

Le TPN – Tarif de Première Nécessité

Selon le rapport sur la précarité énergétique de 2009, 3 400 000 ménages (13% des foyers) consacrent plus de 10% de leurs ressources au paiement de leurs factures d'énergie. Le TPN est l'un des tarifs sociaux de l'énergie avec le TSS (Tarif spécial de solidarité – pour le gaz). Ce dispositif

¹¹ Les zones insulaires sont opérées par EDF (Direction SEI) sauf la Polynésie française (opérée par Électricité de Tahiti (EDT, filiale de GDF Suez) et la Nouvelle-Calédonie où sont présents deux opérateurs, Enercal (actionnaire majoritaire, la Nouvelle Calédonie) et EEC (filiale de GDF-Suez), la première opérant 90% de la production, le transport et une partie de la distribution, la seconde opérant la distribution sur les zones de plus fortes densité.

Prix de l'électricité

concerne les ménages dont le revenu mensuel n'excède pas 634 € pour une personne seule et 951 € pour un couple. En 2009, 940 000 foyers ont bénéficié du TPN et 1,1 million en 2010 (sur 35 millions de clients, soit plus de 3%). La réduction moyenne au titre du TPN s'élève à 88 euros par an, soit environ 20 % de la facture d'électricité.

2.3.3 TCFE, les Taxes sur la Consommation Finale d'Electricité

Les Taxes sur la Consommation Finale d'Electricité remplacent, depuis le 1^{er} janvier 2011, les Taxes Locales sur l'Electricité (TLE). Il s'agit d'une taxe communale et une taxe départementale, assises sur la consommation d'électricité (avec des exonérations pour certains consommateurs). En 2010, la TLE se montait à environ 1,5 Md€.

2.4 Sur la répartition de la rémunération entre les différents acteurs et l'équilibre global du système

Répartition de la rémunération entre les différents acteurs – Cas du prix moyen Tarif Bleu 2010

	Structure du prix	Poids (en %) du prix au client final	Prix (€/MWh)	Bénéficiaires directs et indirects
Fourniture	Production	40%	54,4	<ul style="list-style-type: none"> Production : EDF (en grande majorité), autres producteurs, marché (hors TRV) Commercialisation : EDF ou concurrents hors TRV Pour les TRV : les communes, AOD de la fourniture
	Commercialisation			
Réseaux	Transport	33%	44,7	<ul style="list-style-type: none"> RTE pour le transport ERDF pour la distribution Les clients péréqués via le TURPE (péréquation géographique – urbains versus rural) Les AOD pour le transport (l'Etat) et la distribution (les communes)
	Distribution			
CSPE	ZNI			Les clients des ZNI
	ENR et cogénération	3%	4,5	Producteurs
	TPN			Clients concernés
Taxes	CTA	2%	3,2	Agents des IEG Réseaux
	TFCE	7%	9	Collectivités locales
	TVA	15%	20,3	Etat
Total			136,1	

En synthèse, le prix final de l'électricité recouvre donc bien plus que le paiement d'un bien de consommation classique. Si, bien évidemment, le producteur et le commercialisateur (quand ce n'est pas le même opérateur) sont rémunérés à concurrence de leurs coûts et de la marge associée, les autres tarifs et prestations recouvrent un ensemble complexe :

- le mix énergétique français a permis d'avoir en France des prix de l'électricité bas – en tous les cas parmi les plus bas d'Europe. La question du partage de la rente a très clairement fait l'objet de nombreux débats lors des discussions de la Loi NOME, sachant que les choix industriels réalisés n'auraient pas été possible sans des choix centralisés, Le mix électrique intègre donc un partage de la rente du nucléaire, financé par les clients finaux,
- le TURPE, s'il a été conçu pour rémunérer le transporteur et le distributeur, intègre également un système de solidarité nationale à travers la péréquation tarifaire qui fait que tous les consommateurs sur le territoire continental bénéficient du même tarif ; il rémunère également les collectivités, à travers les redevances de concession notamment,
- les TCFE représentent une contribution non négligeable des budgets des collectivités territoriales,
- la CSPE recouvre un ensemble de mécanismes : de péréquation, pour les zones insulaires, de financement de filières industrielles (ou en tous les cas d'actifs de production) par la compensation du tarif d'achat des énergies à base de renouvelable, de solidarité à travers le TPN (Tarif de Première Nécessité).

3 Le système électrique français à l'épreuve de l'ouverture des marchés et des enjeux environnementaux

3.1 De la déconstruction d'un système pensé il y a 65 ans...

Le système électrique français a été pensé il y a 65 ans de manière intégré et centralisé. C'est sans aucun doute l'une des raisons qui fait que le prix au client final est le plus bas des pays européens les plus développés (choix du mix énergétique, réseaux adaptés au système de production, etc.).

C'est aussi l'une des raisons de la complexité de l'adaptation des directives européennes sur le marché français. Désintégrer un opérateur dominant, contrôlant plus de 80% de la production (et la totalité des capacités en base), le réseau de transport, 95% du réseau de distribution et de la fourniture aux tarifs réglementés, est une entreprise compliquée. En tous les cas, plus que dans les pays où les opérateurs étaient structurés par zones géographiques (comme en Allemagne, fédéralisme oblige).

On a également tendance à oublier la position schizophrénique de l'Etat dans le cadre de l'ouverture des marchés : propriétaire de près de 85% d'EDF et de près de 37% de GDF-Suez, donc des deux opérateurs dominants sur les marchés de l'électricité et du gaz¹², l'Etat est également le garant de l'application des directives européennes mais aussi celui qui fixe les tarifs réglementés, dans un contexte où des opérateurs sur les marchés énergétiques se sont développés (production, fourniture) ou réappropriés ces questions (les collectivités territoriales dont certaines, à travers la FNCCR, revendiquent de devenir gestionnaires des réseaux dont elles sont propriétaires dans une défense du modèle local contre le modèle national¹³).

Si la Loi NOME est une tentative de réponse pour ouvrir dans les faits le marché de la fourniture dans une nouvelle forme d'organisation de la concurrence (les opérateurs alternatifs deviennent commercialisateur de l'énergie produite par EDF), le bilan de sa mise en place reste à faire.

3.2 ... à la nécessité d'aborder les défis énergétiques du 21^{ème} siècle

Les défis énergétiques sont colossaux – tant en terme de structuration des systèmes que financiers. La géopolitique du climat et de l'énergie n'a jamais été aussi prégnante et les réflexions nationales ne peuvent en aucun cas s'en affranchir.

Dans un contexte où les prix de l'énergie vont augmenter (et avec eux, la précarité énergétique), les questions d'efficacité et d'économies de consommation du KWh deviennent prépondérantes. Etre plus efficaces et économes, soit, mais dans un contexte, pour revenir à la France, où des choix d'investissements vont devoir être réalisés : le parc de production en base est vieillissant (même si la durée de vie des centrales peut toujours être prolongée) et le choix du mix énergétique et la place du nucléaire se posent dans le cadre d'un débat politique où les règles économiques sont parfois oubliées ; les réseaux vont devoir être repensés en fonction de la configuration du futur mix autant qu'à l'aune de développements technologiques majeurs (les réseaux intelligents) et de nécessaires renouvellements, donc d'investissements.¹⁴

Nous ne sommes certainement plus dans une période de simple adaptation des systèmes énergétiques mais bien dans une situation proche de l'après-guerre (qui était un contexte de construction) où des choix nationaux structurants ont été réalisés (un modèle centralisé et intégré). Il est peut-être temps d'arrêter d'adapter le système pour le repenser vraiment.

¹² Sur les 3 derniers exercices, EDF a versé au titre de 2008, 2009, 2010 respectivement 2,3, 2,1 et 2,1 Mds€ de dividendes. Pour sa part (sur les mêmes années), GDF Suez a distribué 1,72, 1,47 et 3,33 Md€. Compte tenu de ses participations, l'Etat a perçu entre 2,6 et 3 Mds€ sur ces 3 années (soit les 2/3 des dividendes perçues par l'Etat au titre de ses participations).

¹³ Cf. Livre Blanc de la FNCCR, publié le 24 novembre 2011.

¹⁴ Pour ne citer que cette source et ne pas rentrer dans une querelle de chiffres, l'étude de l'UFE réalisée en 2011, « Electricité 2030 – Quels choix pour la France ? » sur les scénarios du mix électrique, estime les investissements à réaliser (production, réseaux, MDE) dans une fourchette comprise entre 322 et 434 Md€ (en fonction de la part du nucléaire, les deux bornes correspondant à un scénario à 70% de nucléaire et 20%).

Contact



The graphic consists of three stacked rectangular sections. The top section is dark blue with the 's|e|a' logo and the text 'conseil en stratégie'. The middle section is light blue and contains the letters 's', 'e', and 'a' separated by vertical lines, with their respective meanings: 'strategy', 'expertise', and 'advisory'. Below each letter is a short description of the service. The bottom section is dark blue and contains the company name, contact person, phone number, and email address.

s|e|a conseil en stratégie
strategy | expertise | advisory

s | **e** | **a**
strategy | expertise | advisory

coeur de métier et de compétence | connaître les métiers de ses clients pour être pertinent | conseiller et accompagner

SEA Conseil en stratégie
Philippe Beyvin
Tel. : 06 63 30 89 69
Mail: contact@seaconseil.com