

Office National de l'Eau et des Milieux Aquatiques
Agence de l'Eau Adour – Garonne
Agence de l'Eau Artois – Picardie
Agence de l'Eau Loire – Bretagne
Agence de l'Eau Rhin – Meuse
Agence de l'Eau Rhône – Méditerranée
Agence de l'Eau Seine – Normandie

**Réalisation d'une étude d'opportunité et
d'assistance à maîtrise d'ouvrage pour la rédaction
et le lancement d'une procédure de marché public
de fourniture d'électricité**

**Phase 1 : Analyse de l'existant et recensement des sites sur la base
des données fournies par chaque membre du groupement**

Avril 2011

SOMMAIRE

Introduction.....	2
1. Le marché de détail de l'électricité.....	3
1.1 Point juridique	3
1.2 La loi NOME	4
1.3 De la centrale au compteur	5
1.3.1 Les segments de clientèle et leurs poids respectifs	6
1.3.2 Etat des lieux au 31 décembre 2010 sur le territoire national	7
1.4 Prix de détail de l'électricité (hors taxes).....	11
1.5 Les taxes sur l'électricité	12
1.6 Description des tarifs réglementés	13
1.7 Les fournisseurs d'électricité actifs au 31 décembre 2010	13
2. Orientation du marché de fourniture d'électricité.....	15
2.1 Contrat CARD ou contrat unique ?	15
2.1.1 Le contrat CARD	15
2.1.2 Le contrat unique	16
2.2 Périmètre et allotissement	16
2.3 Forme du marché.....	17
2.3.1 Marché non fractionné	17
2.3.2 Marché à bons de commande.....	17
2.3.3 Accord-cadre	18
2.4 Durée du marché	19
2.5 Forme du prix.....	19
2.6 Facturation	22
2.7 Services annexes	22
2.7.1 Les prestations de type « système d'information »	22
2.7.2 Les services d'ingénierie.....	23
3. Analyse de l'existant	24
3.1 Données disponibles	24
3.2 Les tarifs bleus	24
3.3 Les tarifs jaunes	26
3.4 Les tarifs verts.....	28
3.5 Analyse globale.....	30
3.5.1 Analyse des coûts et consommations par membre du groupement.....	30
3.5.2 Analyse des coûts et consommations par type de tarif :	33
3.5.1 Analyse de l'impact d'une baisse des tarifs de l'électricité	35
Conclusion	36

Introduction

L'Office National de l'Eau et des Milieux Aquatiques (ONEMA) a souhaité bénéficier d'une assistance d'un bureau d'études pour déterminer éventuellement le choix de ses fournisseurs d'électricité pour ses adhérents.

L'éligibilité des établissements publics et para-publics fait naître des interrogations parmi leurs responsables, qui ont parfaitement compris qu'ils devront désormais :

- Définir leurs besoins, question qui s'était peu posée jusqu'alors,
- Comparer des offres de fournisseurs, sans doute divergentes, et pas seulement quant au prix ;
- S'organiser en interne pour ensuite gérer leurs marchés, mieux suivre leurs consommations, et progresser dans le sens d'une meilleure efficacité énergétique de leurs activités.

Cette phase préparatoire au lancement de la consultation proprement dite présente dans la pratique une importance fondamentale pour le succès de l'appel d'offres et l'exécution ultérieure du marché.

Le but de cette première phase est d'aider aux décisions et d'ouvrir le terrain à la préparation de l'élaboration du DCE.

Cette première phase consiste essentiellement à :

- Recueillir les informations (feuilles de gestion, factures, quantités livrées, ...) nécessaires à l'analyse des contrats existants (puissance souscrite, tarif, ...);
- Reconstituer les coûts actuels de l'acheminement et de la fourniture pour chaque tarif ;
- Reconstituer le prix moyen pour chaque point de livraison (PDL) pour l'année 2009 ;
- Simuler à partir des consommations par segments identiques le coût de l'énergie en fonction des prix actuels du marché proposés par les différents fournisseurs (contrat unique et contrat séparé) ;

A partir de ces différentes simulations ONEMA disposera de tous les éléments pour prendre en toutes connaissances sa décision sur l'intérêt de se tourner vers le secteur concurrentiel en matière de fourniture d'électricité.

1. Le marché de détail de l'électricité

Le marché de détail de l'électricité concerne les clients finals.

Deux types d'offres coexistent sur ce marché :

- Les offres de marché (prix de marché) ;
- Les offres aux tarifs réglementés.

Les prix de marché sont fixés librement par les fournisseurs. Les tarifs réglementés de vente sont fixés conjointement par les ministres chargés de l'économie et de l'énergie, sur avis de la CRE (Commission de Régulation de l'Énergie).

1.1 Point juridique

L'ouverture du marché français de l'électricité a connu plusieurs étapes :

- A partir de juin 2000, éligibilité de tous les sites ayant une consommation annuelle d'électricité supérieure à 16 GWh ;
- A partir de février 2003, éligibilité de tous les sites ayant une consommation annuelle d'électricité supérieure à 7 GWh ;
- A partir de juillet 2004, éligibilité de toutes les entreprises et collectivités locales ;
- A partir de juillet 2007, éligibilité de tous les consommateurs, y compris les clients résidentiels.

Au 31 décembre 2010, 35 millions de sites sont éligibles, ce qui représente environ 449 TWh de consommation annuelle d'électricité.

Les clients peuvent disposer de 3 types de contrats :

- Les contrats aux tarifs réglementés (proposés uniquement par des fournisseurs historiques) ;
- Les contrats en offre de marché (proposés par les fournisseurs historiques et par les fournisseurs alternatifs) ;
- Les contrats au TaRTAM (Tarif Réglementé Transitoire d'Ajustement du Marché). L'accès à ce type de contrat suppose d'avoir préalablement souscrit un contrat en offre de marché. Tous les fournisseurs d'électricité (historiques et alternatifs) peuvent proposer ce type de contrat.

Le droit applicable aux bénéficiaires des tarifs réglementés résulte de la succession de nombreux textes de lois :

- La loi du 7 décembre 2006 distingue les consommateurs particuliers des consommateurs professionnels. Pour les particuliers, le principe de réversibilité, en cas de changement de site, est autorisé (un consommateur particulier ayant exigé son éligibilité sur un site peut alors bénéficier d'un droit de retour au tarif réglementé en cas de changement de site). Pour les professionnels, les tarifs réglementés sont applicables pour un site donné, à la condition qu'eux même, ou une autre personne, n'aient pas fait jouer l'éligibilité sur ce site. En outre, pour l'une et l'autre de ces deux catégories, tout nouveau site de consommation était éligible aux tarifs réglementés ;
- La loi du 7 juin 2010 autorise les petits consommateurs domestiques et non domestiques d'électricité et de gaz à accéder ou à retourner au tarif réglementé. Cette loi pérennise ainsi, sans limitation de durée, l'accès au tarif réglementé d'électricité pour les petits consommateurs et le principe de réversibilité après avoir souscrit une offre de marché, sous réserve de respecter un délai de 6 mois. En second lieu, la loi étend également le principe de réversibilité aux consommateurs domestiques de gaz. En troisième lieu, la possibilité pour les gros consommateurs de bénéficier jusqu'au 31 décembre 2010 des tarifs réglementés est

accordé pour un site nouvellement raccordé. Enfin, elle prolonge jusqu'au 31 décembre 2010, le bénéfice du TaRTAM pour les gros consommateurs d'électricité. La loi NOME vient aujourd'hui simplifier ce cadre, tout en tenant compte des impératifs fixés par la Commission européenne.

Les contrats aux tarifs réglementés ne sont proposés que par les fournisseurs historiques. Les contrats au TaRTAM et aux prix de marchés peuvent être proposés à la fois par les fournisseurs historiques et par les fournisseurs alternatifs.

1.2 La loi NOME

La loi sur la Nouvelle Organisation du Marché de l'Electricité (loi NOME) prévoit qu'EDF devra céder d'importantes quantités d'électricité d'origine nucléaire (près d'un quart de la production de ses centrales) à ses concurrents fournisseurs alternatifs (GDF Suez, Direct Energie, Poweo...) à un prix régulé : l'ARENH (accès régulé à l'électricité nucléaire historique).

La loi NOME a déjà été votée par le Parlement fin 2010 et d'actives négociations se poursuivent entre le gouvernement (ministère de l'Energie d'Eric Besson en particulier), EDF et les fournisseurs historiques afin de déterminer le prix de l'ARENH.

Le mardi 19 avril 2011, Eric Besson, ministre en charge notamment de l'Energie, a confirmé que le tarif de l'ARENH serait mis en place dès le 1er juillet prochain au prix de 40 €/MWh. Puis dès le 1er janvier 2012, il passera à 42 €/MWh.

En effet, EDF a fait ses calculs : le fournisseur historique affirme avoir besoin d'un prix d'ARENH à 42 €/MWh pour couvrir les coûts sur l'ensemble de la filière nucléaire. Ses concurrents fournisseurs alternatifs d'électricité, GDF Suez et son PDG Gérard Mestrallet en tête, souhaitent de leur côté pouvoir acheter l'électricité nucléaire d'EDF à un prix de 35€ par MWh maximum. Certains fournisseurs alternatifs se sont toutefois montrés prêts à accepter ce prix d'ARENH de 42 €/MWh, comme le demande EDF. En effet, la catastrophe nucléaire survenue au Japon à Fukushima a changé la donne et souligne la nécessité d'investir dans les centrales nucléaires françaises.

Ainsi, un prix de l'électricité ARENH à 42 €/MWh entrainera une hausse mécanique des tarifs réglementés de 15 à 20% sur 5 ans. Les investissements nécessaires dans les centrales françaises se feront à ce prix.

La loi NOME va également avoir un impact sur les bénéficiaires des tarifs réglementés. Si cette loi pérennise les tarifs réglementés des petits consommateurs (< 36 kVA, les tarifs bleus), elle va en revanche permettre d'envisager la suppression des tarifs réglementés pour les gros consommateurs (> 36 kVA, les tarifs jaunes et verts) au-delà du 31 décembre 2015.

En conclusion la loi NOME aura pour conséquences au cours des prochaines années :

- Une hausse future des tarifs réglementés qui entrainera une meilleure compétitivité des fournisseurs alternatifs d'électricité par rapport au fournisseur historique ;
- De tirer les prix des fournisseurs alternatifs vers le bas en raison d'un prix d'ARENH à un niveau plus bas que d'une part les prix de marché, et d'autre part les prix de rachat à EDF (de l'ordre de 46 €/MWh en 2011 et 49 €/MWh en 2012) ;
- De supprimer les tarifs réglementés pour les gros consommateurs (> 36 kVA, les tarifs jaunes et verts) à compter du 1^{er} janvier 2016.

Cette loi permettrait donc de rendre les fournisseurs alternatifs d'électricité plus compétitifs qu'ils ne le sont aujourd'hui. Toutefois, le recul est au jour d'aujourd'hui encore insuffisant pour quantifier ses effets en termes d'avantages financiers.

1.3 De la centrale au compteur

La production est l'activité qui consiste à fabriquer des électrons. En France, environ 80% de la production est assurée par les centrales nucléaires, 15% par les centrales hydroélectriques, le reste provient des centrales thermiques (gaz, fioul lourd et charbon) et des énergies renouvelables (photovoltaïque, éolien, ...). La France est encore exportatrice d'électricité, même si le solde exportateur diminue d'année en année. Une quantité marginale d'énergie primaire destinée à produire de l'électricité est stockée en pompant de l'eau la nuit pour la monter dans un réservoir, et en turbinant cette même eau aux heures de pointe. Pour le reste, l'électricité ne se stocke pas. La production doit donc être égale à la consommation, à chaque instant.

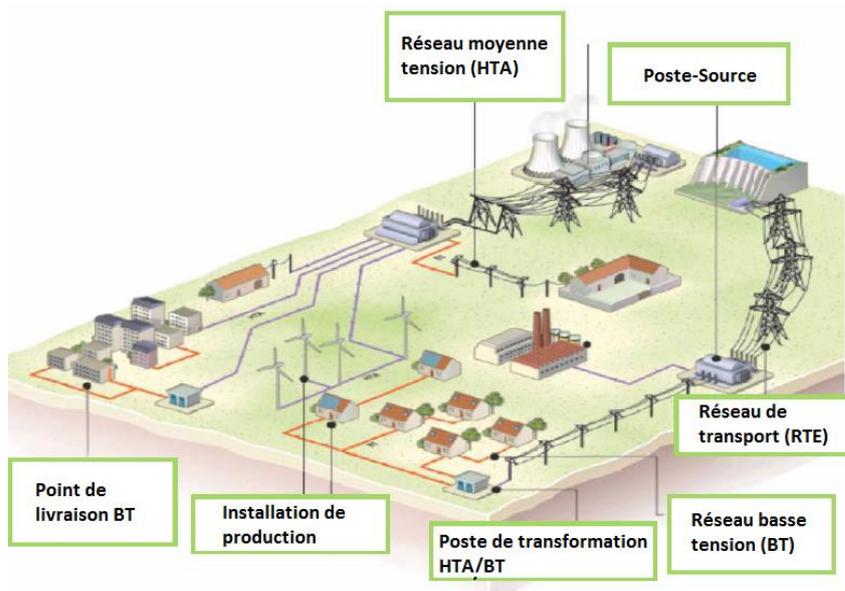
Le transport consiste à véhiculer, en haute ou très haute tension, l'énergie électrique des lieux de production aux postes sources, qui sont les points de départ des réseaux de distribution. L'activité de transport est un monopole naturel. RTE, filiale à 100 % d'EDF, en a la charge. Tous les jours, les opérateurs indiquent à RTE l'énergie qu'ils vont injecter et soutirer sur la base de prévisions. Un mécanisme d'enchères en temps réel permet de compenser les écarts entre la prévision et la consommation effective. RTE veille donc à ce que la demande soit toujours satisfaite. L'accès au réseau de transport se fait de manière non discriminatoire.

L'activité de distribution consiste à acheminer l'énergie des postes sources (environ une dizaine par département) aux compteurs des abonnés, *via* les réseaux HTA (moyenne tension) et BT (basse tension). La distribution est un monopole local, dont les communes sont organisatrices. Elles peuvent l'assurer en régie ou en mode concessif (loi de 1906). Ainsi, EDF Réseau Distribution (ERDF), filiale d'EDF chargée de la distribution, dessert 95 % des usagers en France. L'activité de distribution étant une activité régulée, une dissociation comptable a été effectuée entre ERDF et les autres branches d'EDF. ERDF est en charge de la construction, l'exploitation et la maintenance des réseaux, de la relève des compteurs, des raccordements... et ce quel que soit le fournisseur de l'abonné. L'accès au réseau de distribution se fait de manière non discriminatoire.

L'activité de fourniture consiste à vendre de l'énergie aux clients. Cela nécessite de produire de l'électricité ou de l'acheter, d'utiliser les réseaux de transport et de distribution, et de gérer la relation commerciale avec le client. Pour les petits clients, le fournisseur gère lui-même les relations avec le distributeur. Il est ainsi l'interlocuteur unique du client. Il répercute au client, sans surcoût, les prestations que lui facture le distributeur (relève exceptionnelle, frais de mise en et hors service, ...).

Le schéma *infra* résume cela :

Schéma du réseau de distribution



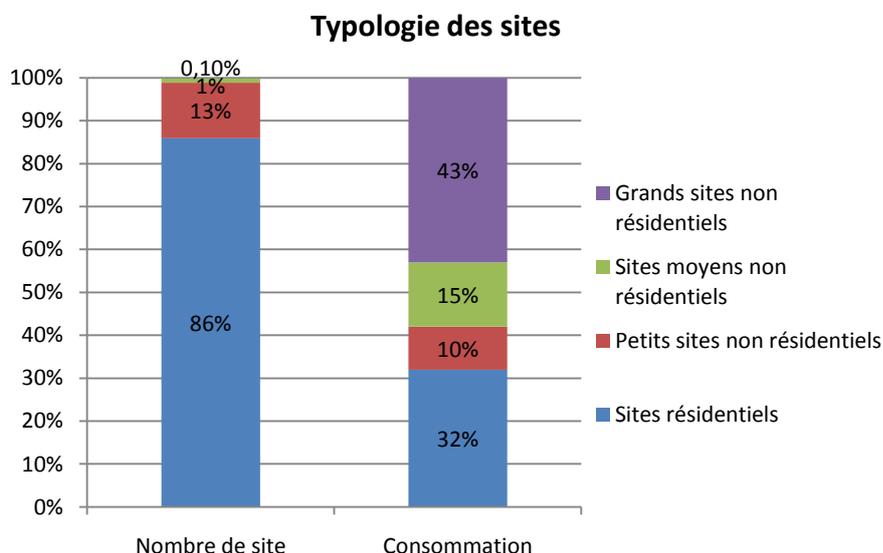
Source : ERDF

1.3.1 Les segments de clientèle et leurs poids respectifs

Le marché se divise en quatre segments :

- **Grands sites non-résidentiels** : sites dont la puissance souscrite est supérieure ou égale à 250 kW. Ces sites sont des grands sites industriels, des hôpitaux, des hypermarchés, de grands immeubles, etc. (consommation annuelle supérieure à 1 GWh en général) ;
- **Sites moyens non-résidentiels** : sites dont la puissance souscrite est comprise entre 36 et 250 kW. Ces sites correspondent à des locaux de PME par exemple (consommation annuelle comprise en général entre 0,15 GWh et 1 GWh) ;
- **Petits sites non-résidentiels** : sites dont la puissance souscrite est inférieure à 36 kVA. Ces sites correspondent au marché de masse des non-résidentiels (les professions libérales, les artisans, etc.). Leur consommation annuelle est en général inférieure à 150 MWh ;
- **Sites résidentiels** : sites résidentiels dont la puissance souscrite est inférieure à 36 kVA. Leur consommation annuelle est en général inférieure à 10 MWh.

La typologie de ces segments de clientèle se décompose selon le nombre de site et la consommation de la façon suivante :

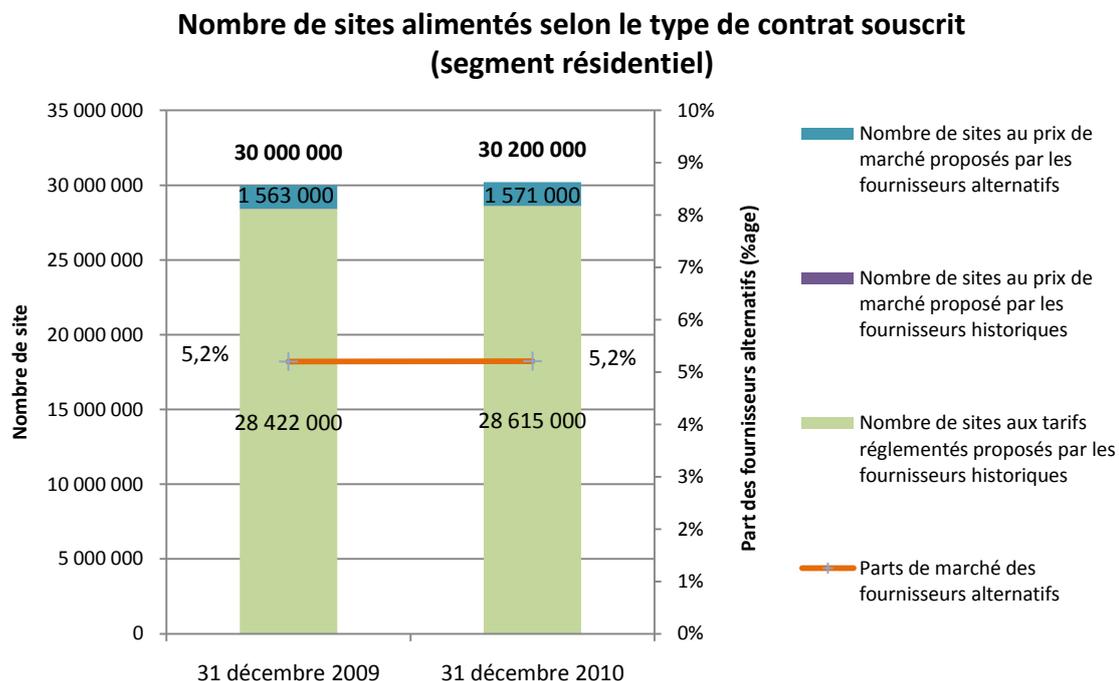


Source : CRE

Ce graphe illustre le fait qu'un très petit nombre de consommateur (0,1% des points de livraison, correspondant aux grands sites non-résidentiels) consomme 43% de l'énergie distribuée. A l'inverse, un très grand nombre de consommateur (86% des points de livraison, correspondant aux sites résidentiels) consomme à peine 32% de l'énergie distribuée.

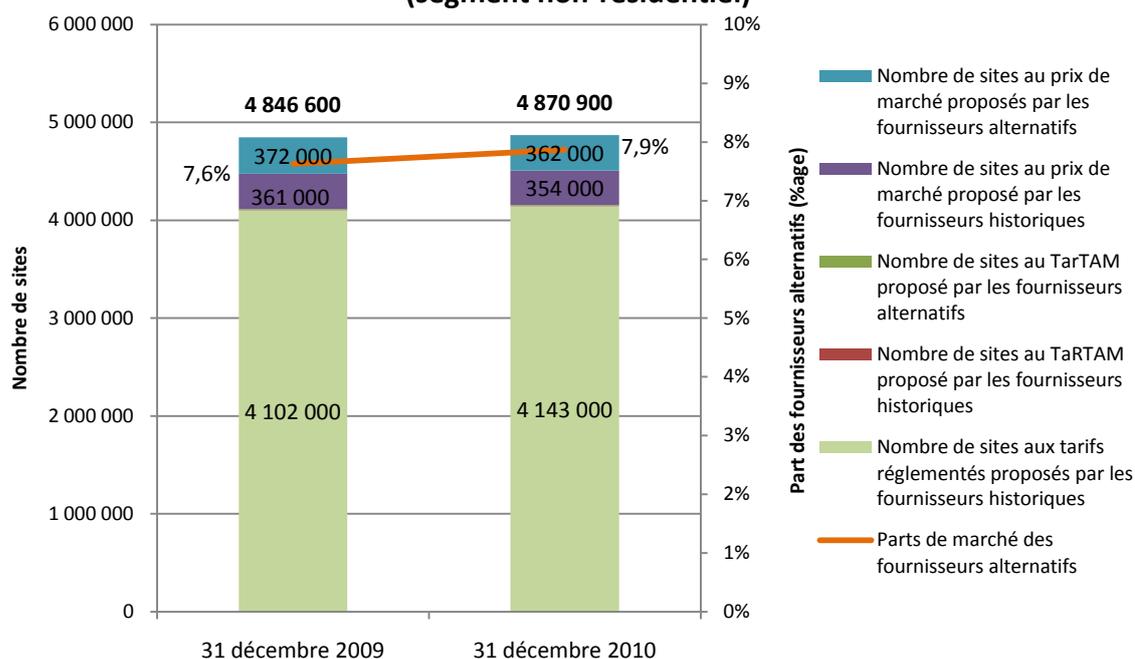
1.3.2 Etat des lieux au 31 décembre 2010 sur le territoire national

Au terme de l'année 2010 et comparativement à 2009, les sites de consommations se répartissent de la façon suivante, en fonction du segment (résidentiel ou non-résidentiel) et du type de contrat souscrit :



Sur le segment résidentiel, la part de marché des fournisseurs alternatifs est stable par rapport à 2009 (5,2% des sites résidentiels). Les contrats aux tarifs réglementés proposés par les fournisseurs historiques sont très largement majoritaires (sur près de 95% des sites résidentiels). Les contrats au prix de marché proposés par les fournisseurs historiques, invisibles sur le graphique ci-dessus, représentent une part marginale des contrats de fourniture d'électricité, avec à peine 14 000 contrats au 31 décembre 2010.

Nombre de sites alimentés selon le type de contrat souscrit (segment non-résidentiel)

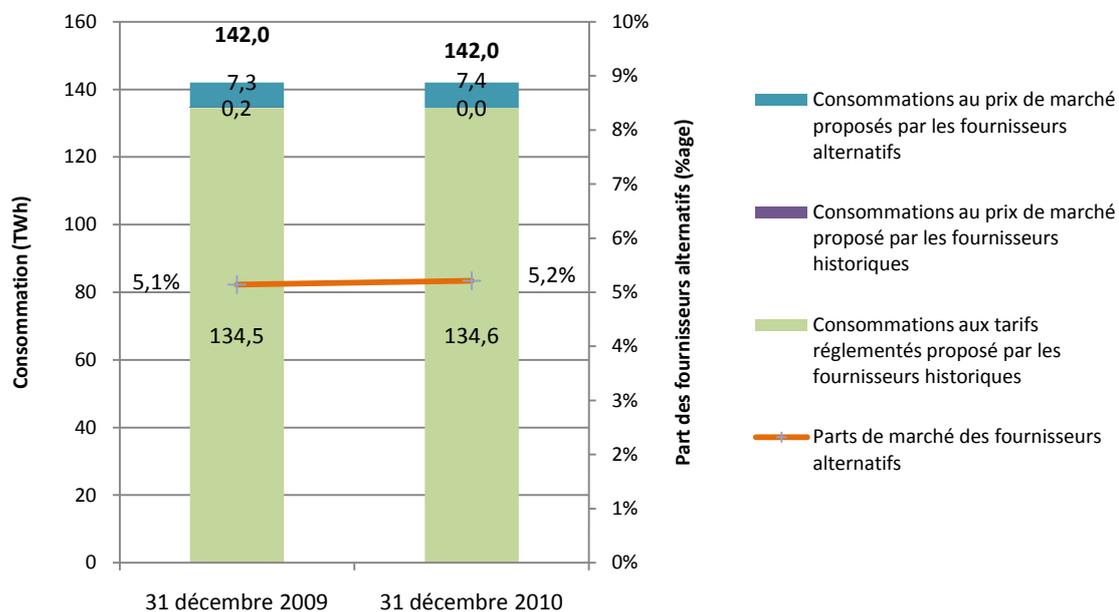


Source : CRE

Sur le segment des usagers non-résidentiel, la donne est légèrement différente puisque fin 2010 7,9% de ces sites disposent d'un contrat passé avec un fournisseur alternatif (au prix de marché ou dans une moindre mesure au TarTAM). En outre, cette proportion est en augmentation de 0,3 point par rapport à 2009. La part des contrats aux tarifs réglementés proposés par les fournisseurs historiques reste dans ce cas encore majoritaire avec au total plus de 4 millions de contrats représentant 85% des parts de marché. A noter la part non négligeable des contrats aux prix de marché proposés par les fournisseurs historiques (354 000 contrats à fin 2010, soit tout de même 7,3% des parts de marché). Les contrats TarTAM représentent quant à eux une part marginale, aussi bien pour les contrats proposés par les fournisseurs historiques (0,05%) que par les fournisseurs alternatifs (0,2%)

Au terme de l'année 2010 et comparativement à 2009, les consommations se répartissent de la façon suivante, en fonction du segment (résidentiel ou non-résidentiel) et du type de contrat souscrit :

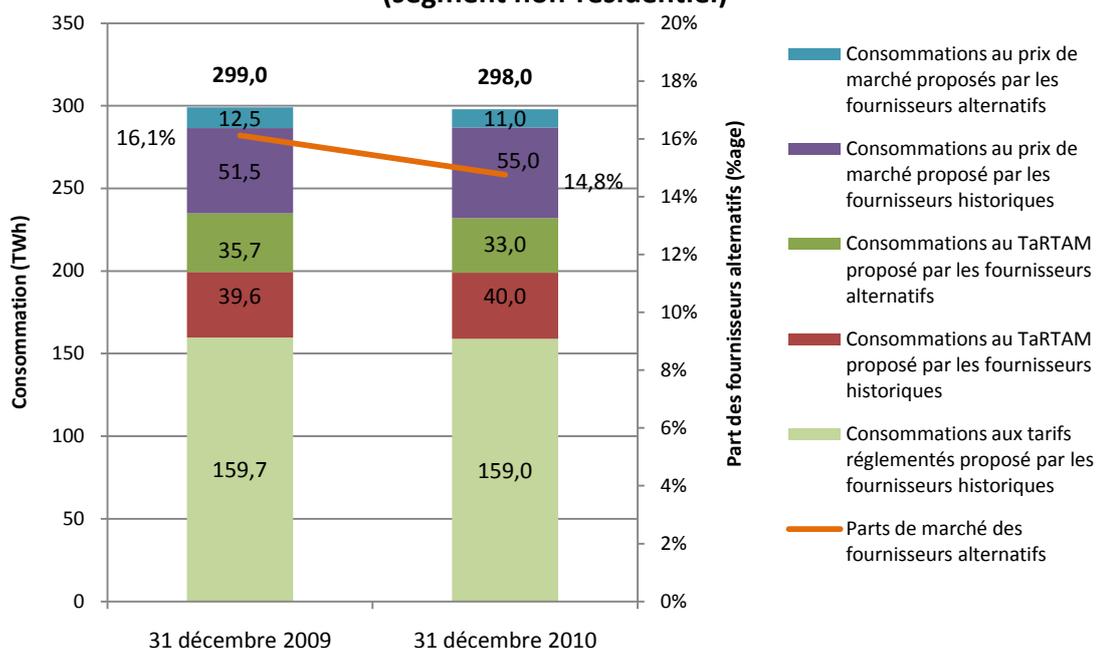
Consommation (en TWh) selon le type de contrat souscrit (segment résidentiel)



Source : CRE

Concernant le segment résidentiel, en termes de répartition des consommations par type de contrat souscrit, l'analyse est identique à celle effectuée *supra*. En effet, il apparaît qu'en 2009, près de 95% des consommations d'électricité se font aux tarifs réglementés proposés par les fournisseurs historiques. La part de marché des fournisseurs alternatifs dans les consommations est en légère hausse par rapport à 2008 (+0,1 point) et s'élève à 5,2% au terme de l'année 2009.

Consommation (en TWh) selon le type de contrat souscrit (segment non-résidentiel)



Source : CRE

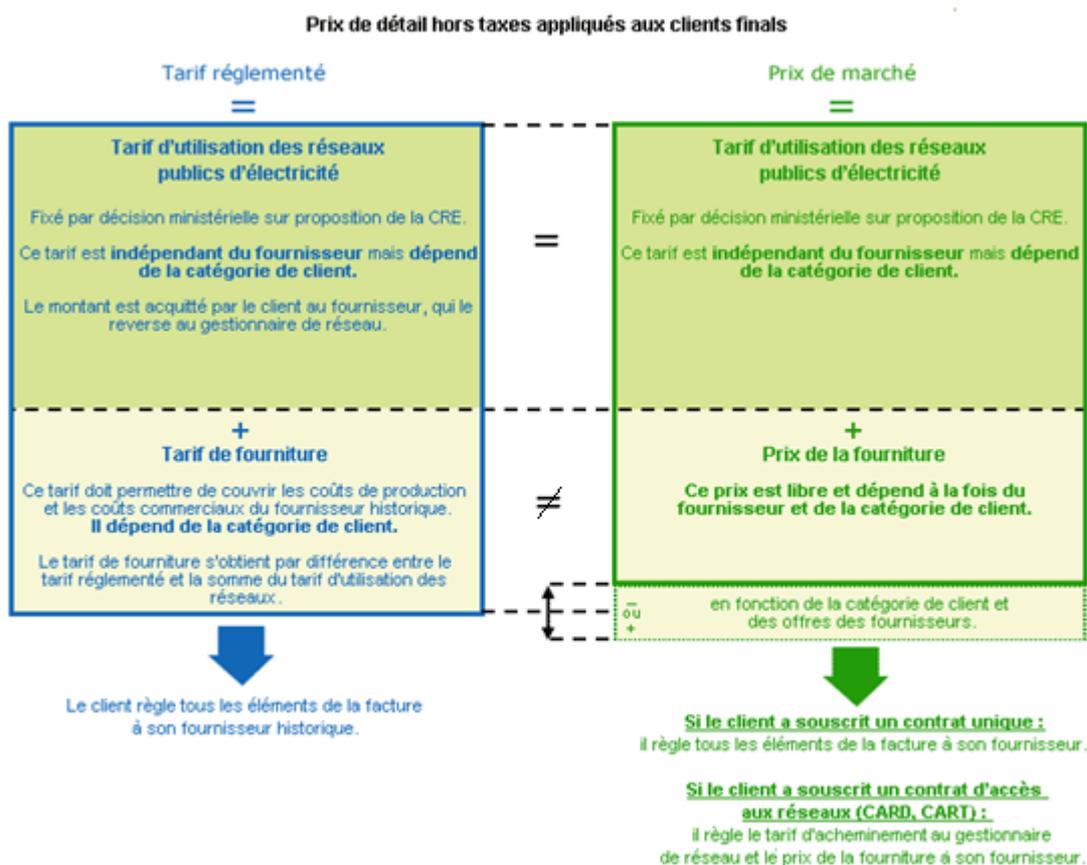
Sur le segment non-résidentiel, l'analyse des contrats souscrits selon les consommations d'électricité est différente de l'analyse selon les sites de livraison effectuée *supra*. En effet, il ressort de cela que les gros consommateurs se tournent davantage vers les offres de marchés. En effet, en 2009, plus de 22% des consommations d'électricité aux tarifs de marché se font sur à peine 14% de ces sites non-résidentiels. A l'inverse, à peine 53% de la consommation d'électricité aux tarifs réglementés se fait sur plus de 85% des sites non-résidentiels.

A noter que la part de marché des fournisseurs alternatifs est en baisse par rapport à 2008 (-1,3 point) et s'élève à 14,8% des consommations d'électricité pour l'année 2009. Cette diminution est liée aux parts de marchés croissantes des fournisseurs historiques dans la fourniture d'électricité aux offres de marché (+7% entre 2008 et 2009).

1.4 Prix de détail de l'électricité (hors taxes)

De manière générale, le prix de détail HT, tarif réglementé ou prix de marché, doit couvrir les coûts d'utilisation des réseaux publics d'électricité (coûts d'acheminement de l'électricité) et les coûts de fourniture (coûts de production et d'approvisionnement, ainsi que les coûts de gestion commerciale).

Le schéma ci-après détail le prix hors taxes de l'électricité appliqué aux clients finals, selon le type de tarif (tarif réglementé ou prix de marché), en séparant la part fourniture (prix des « électrons ») et de la commercialisation de l'électricité) de la part acheminement (prix du transport de l'électricité des unités de productions aux clients finals).



De cela il ressort que :

- La part de l'acheminement (tarif d'utilisation des réseaux publics d'électricité ou TURPE) dans le prix de l'électricité facturé aux consommateurs finals est identique pour ceux aux tarifs réglementés et ceux au tarif de marché. Elle est indépendante du fournisseur et dépend seulement de la catégorie du client et de sa tension au point de raccordement (HTB/HTA/BT) ;
- La part de la fourniture dans le prix de l'électricité facturé aux consommateurs finals sera différente selon le type de tarif choisi par les usagers. Dans le cas du prix de marché, celui-ci est libre et dépend à la fois du fournisseur et sa capacité à obtenir du marché les prix les plus bas, ainsi que de la catégorie du client. Dans le cadre du tarif réglementé, le tarif de fourniture doit permettre de couvrir les coûts de production et les coûts commerciaux du fournisseur historique et ne dépend que de la catégorie du client en étant fixé conjointement par les ministres chargés de l'économie et de l'énergie, sur avis de la CRE.

Ainsi, les économies financières ne peuvent se réaliser que sur le seul prix de la fourniture d'électricité. La part de la fourniture dans le prix hors taxes de l'électricité est comprise entre 50% et 70% selon la catégorie du client. Toutes taxes comprises, cette part de fourniture ne représentent alors plus que 40% à 60% du prix.

1.5 Les taxes sur l'électricité

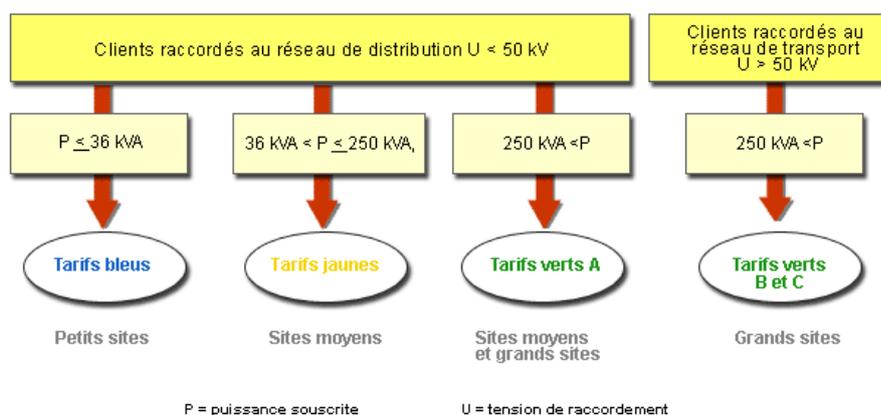
Les taxes, qui s'ajoutent au prix de détail hors taxes, sont :

- D'une part, les taxes locales et départementales, indépendantes du fournisseur (T.L.E.), fonction du montant facturé hors TVA. A noter que depuis 2011, les taxes locales ne sont plus fonction du montant facturé mais des consommations;
- D'autre part, la CSPE (Contribution aux charges de Service Public de l'Électricité) ;
- Enfin, la Contribution Tarifaire d'Acheminement (CTA). 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. Cette contribution permet de financer les droits spécifiques relatifs à l'assurance vieillesse des personnels relevant du régime des industries électriques et gazières. ;
- Egalement, la TVA.

Ainsi, quelque soit le fournisseur, le mode de calcul des différentes taxes sur l'électricité est identique, et, de la même façon que sur la part acheminement, aucune économie financière ne pourra être réalisée sur les taxes.

1.6 Description des tarifs réglementés

Les principales catégories de tarifs réglementés d'électricité dépendent de la puissance souscrite et de la tension de raccordement sont les suivantes :



1.7 Les fournisseurs d'électricité actifs au 31 décembre 2010

A titre informatif, les fournisseurs d'électricité actifs au 31 décembre 2010 sont listés dans le tableau ci-après :

Fournisseur, Marques commerciales	Grands sites non résidentiels	Sites moyens non résidentiels	Petits sites non résidentiels	Sites résidentiels
Fournisseurs alternatifs⁵ d'électricité				
Alpiq Energie		•		
Direct Energie			•	•
Edenkia		•		
E.ON Energie		•		
Enercoop			•	•
EGL		•		
Endesa Energia		•		
Enel France		•		
Energem			•	•
GDF Suez		•	•	•
		•	•	•
Lampiris			•	•

Fournisseur, Marques commerciales		Grands sites non résidentiels	Sites moyens non résidentiels	Petits sites non résidentiels	Sites résidentiels
HEW Energies		•			
Iberdrola		•			
Kalibraxe		•			
Oddo Power		•			
Planète UI				•	•
Poweo		•		•	•
SNET		•			
Fournisseurs historiques ⁶ d'électricité					
Alterna				•	•
EDF	 	•	•	•	•
GEG Source d'Energies		•	•	•	•

Sources : GRD, RTE, énergie-info – Analyse : CRE

Seuls 4 fournisseurs alternatifs sont présents sur le segment des sites de l'ONEMA (petits et moyens ou grands sites non-résidentiels). Il s'agit des fournisseurs suivants :

- Enercoop ;
- Electrabel ;
- GDF-SUEZ ;
- POWEO ;
- EDF.

2. Orientation du marché de fourniture d'électricité

De multiples paramètres sont à prendre en compte afin de définir clairement et orienter le marché de fourniture d'électricité souhaité. Il s'agit des paramètres suivants :

2.1 Contrat CARD ou contrat unique ?

La séparation des métiers de gestionnaire de réseau de distribution d'une part, de fournisseur d'autre part, est le point fort de la structuration actuelle du système énergétique, le premier restant en situation de monopole naturel. Elle se traduit par la nécessité pour le consommateur d'avoir un lien contractuel avec le gestionnaire de son réseau de distribution indépendamment de son contrat de fourniture.

Toutefois, par souci de facilité, la loi a prévu de laisser au consommateur la possibilité d'avoir le fournisseur comme interlocuteur unique, charge à lui de contractualiser au nom de son client avec le distributeur.

De ce fait, deux types de contrats peuvent être envisagés pour l'accès au réseau :

- Un contrat autonome avec le Gestionnaire du Réseau de Distribution (GRD), nommé Contrat d'Accès au Réseau public de Distribution d'électricité (CARD). Reste alors à passer avec un fournisseur d'électricité un second contrat concernant la fourniture seulement (électrons) ;
- Un contrat unique (accès + fourniture) passé directement avec le fournisseur.

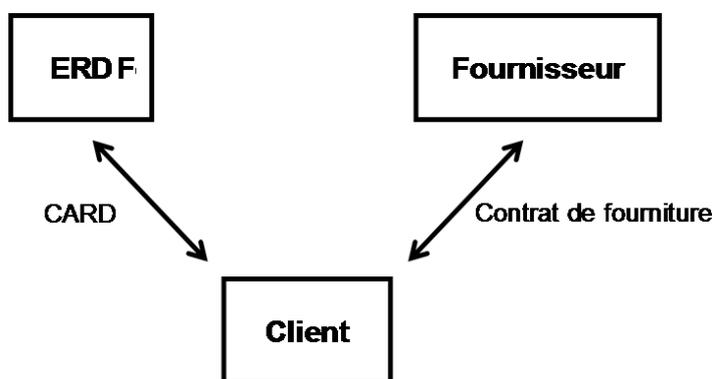
2.1.1 Le contrat CARD

Le contrat CARD est signé entre le client, en tant qu'utilisateur du réseau public de distribution, et ERDF.

De tels contrats existent déjà pour les sites ayant fait jouer leur éligibilité. Ces contrats sont, par nature, tous relatifs à des sites alimentés en HTA.

Ce contrat définit les conditions techniques, juridiques et financières de l'accès du client au réseau public de distribution, en vue du soutirage d'énergie électrique par les installations de son site raccordées en moyenne tension (HTA).

Un contrat similaire applicable à des sites raccordés en BT est en théorie possible, mais n'est en pratique signé par ERDF qu'à reculons et pour un coût prohibitif (pose d'un comptage spécial télé-relevé).



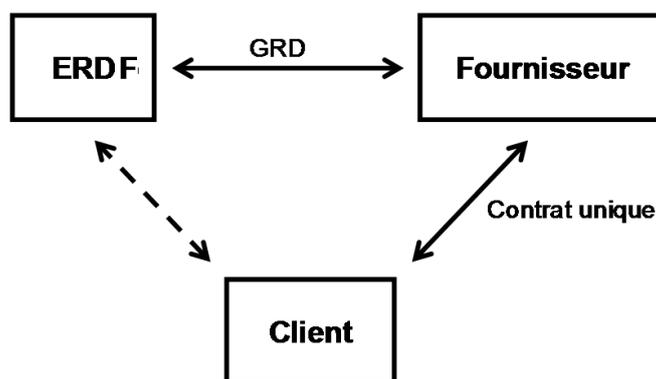
Nous préconisons fortement d'opter pour des contrats uniques pour les tarifs verts.

2.1.2 Le contrat unique

La loi 10 février 2000 indique que « Les gestionnaires des réseaux publics de distribution concluent, avec toute entreprise vendant de l'électricité à des clients éligibles qui le souhaite, un contrat [...] relatif à l'accès aux réseaux pour l'exécution des contrats de fourniture conclus par cette entreprise avec des consommateurs finals éligibles. Lorsqu'une entreprise ayant conclu un tel contrat [...] assure la fourniture exclusive d'un site de consommation, le consommateur concerné n'est pas tenu de conclure lui-même un contrat d'accès aux réseaux pour ce site. »

Cela signifie que, pour les sites dont la fourniture exclusive est assurée par un fournisseur ayant signé un contrat avec le GRD (appelé « contrat GRD-F »), le consommateur concerné peut ne pas signer un contrat CARD. C'est le contrat unique (fourniture + accès au réseau), qu'il signe avec son fournisseur, qui lui permet de bénéficier de l'accès au réseau.

Il convient de noter ici que ce contrat a un coût, c'est-à-dire que les fournisseurs qui les signeront seront amenés à intégrer cette « prestation supplémentaire » dans le prix de la fourniture.



Considérant que :

- Tous les fournisseurs proposent des offres en contrat unique ;
- La simplicité sera un des critères de choix.

Nous préconisons fortement d'opter pour des contrats uniques pour les tarifs jaunes et bleus.

2.2 Périmètre et allotissement

Plusieurs choix sont possibles quant au découpage des différents sites et points de livraison :

- Un lot unique, pour l'ensemble des points de consommation (contrat unique) ;
- Un lot bleu, un lot jaune/vert (contrat unique);
- Un lot bleu, un lot jaune, un lot vert (tarifs bleu et jaune en contrat unique, tarif vert éventuellement en contrat CARD).

Il est important de préciser dans le marché que le périmètre qui y figure en annexe (c'est-à-dire la liste des points de livraison) n'est qu'indicatif, et qu'il sera amené à évoluer au cours du marché.

Le périmètre de chacun des lots peut, par exemple, être fait en fonction de la puissance souscrite (Ps) et le la tension de raccordement :

- $PS \leq 36$ kVA (sites Bleu) ;
- $36 \text{ kVA} < PS$ et raccordé en BT (sites Jaune) ;
- Sites raccordés en HTA (sites Vert).

On notera que la constitution de lots complique la gestion du marché. En effet, si trois fournisseurs venaient à être choisis, la gestion de trois périmètres compliquerait la tâche de l'ONEMA.

Il apparaît néanmoins indispensable de faire des lots. En effet, aujourd'hui très peu de fournisseurs sont capables de répondre sur tous les types de sites (sauf EDF évidemment).

Les règles adoptées pour le profilage et la structure actuelle des tarifs réglementés font qu'il est très difficile pour un fournisseur de proposer des tarifs moins chers que les réglementés pour les sites en tarifs jaune et vert.

Considérant que :

- Le niveau des tarifs réglementés jaunes et verts est intéressant ;
- Le fait de ne pas alloter compromet très fortement les chances d'obtenir des réponses ;
- Il y a peu de tarifs verts ;
- Les candidats susceptibles de répondre pour les tarifs jaunes sont les mêmes que ceux qui sont susceptibles de répondre pour les tarifs verts.

Nous préconisons donc de proposer deux lots : un bleu et un jaune+vert.

2.3 Forme du marché

Une fois alloti, le marché peut prendre différentes formes :

- Marché non fractionné ;
- Marché à bons de commande ;
- Accord-cadre dont découlent des marchés.

2.3.1 Marché non fractionné

Un seul titulaire est retenu pour chacun des lots. Il fournit les sites désignés par le marché pour une période déterminée à l'avance. À l'issue de cette période, qui doit être de durée « raisonnable », il est nécessaire de lancer une nouvelle consultation.

En outre, pour les achats d'énergies non stockables qui ne donnent pas lieu à un accord-cadre ou à un marché à bons de commande, le marché détermine la consistance, la nature et le prix unitaire de l'énergie fournie ou les modalités de sa détermination. Le marché peut ne pas indiquer la quantité précise d'énergie qui devra être fournie durant son exécution. Celle-ci sera alors constatée à l'issue de la durée de validité du marché.

Cette solution a l'avantage d'être très simple. Cependant, elle ne permet pas la remise en concurrence régulière des fournisseurs, afin de profiter des meilleurs prix.

2.3.2 Marché à bons de commande

Un ou plusieurs titulaires sont retenus pour le marché. Pendant la durée du marché, des bons de commande sont émis « sans négociation ni remise en concurrence préalable des titulaires, selon des modalités expressément prévues par le marché. »

Les autres modalités sont définies dans le marché. Les marchés à bons de commande ne peuvent excéder quatre ans, et la durée des bons de commande doit être telle que leur exécution ne s'étale pas au-delà de la durée du marché.

L'intérêt peut être de changer de fournisseur en cours de marché, si l'un devenait plus intéressant que le titulaire, selon les termes définis par le marché.

Ce cas est autant improbable que compliqué. La simplicité du suivi du marché, et le faible intérêt que cette solution présente, imposent de ne pas la retenir.

2.3.3 Accord-cadre

Un accord-cadre n'est pas un marché, mais une pré-sélection de candidats qui pourront participer à des marchés. On dit alors que ces marchés sont basés sur le fondement de l'accord-cadre. L'accord-cadre définit les modalités principales de la fourniture d'électricité (liste des sites, consommations indicatives, énergie verte, modalités de facturation, services associés...). La procédure des marchés basés sur le fondement d'un accord-cadre est beaucoup plus légère et rapide que celle des marchés classique.

Le code des marchés publics explique mieux que quiconque les principes de l'accord-cadre :

« Lorsqu'un accord-cadre est attribué à plusieurs opérateurs économiques, ceux-ci sont au moins au nombre de trois, sous réserve d'un nombre suffisant de candidats et d'offres. Pour chacun des marchés à passer sur le fondement de cet accord, le pouvoir adjudicateur consulte par écrit les opérateurs économiques titulaires de l'accord-cadre et organise une mise en concurrence selon la procédure suivante :

1° Lorsque la remise en concurrence est organisée au moment de la survenance du besoin et que cet accord-cadre a été divisé en lots, seuls sont consultés les titulaires des lots correspondant à l'objet du marché fondé sur l'accord-cadre ;

2° Lorsque la remise en concurrence est organisée selon une périodicité prévue par l'accord-cadre, elle porte sur tous les lots ;

3° Quel que soit le choix opéré, les parties ne peuvent apporter des modifications substantielles aux termes fixés dans l'accord-cadre lors de la passation des marchés fondés sur cet accord ;

4° Le pouvoir adjudicateur fixe un délai suffisant pour la présentation des offres en tenant compte d'éléments tels que la complexité des prestations attendues ou le temps nécessaire à la transmission des offres.

Ces offres sont proposées conformément aux caractéristiques fixées par l'accord-cadre et les documents de la consultation propres au marché fondé sur l'accord-cadre. Elles sont établies par écrit et transmises au pouvoir adjudicateur par tout moyen permettant de déterminer la date et l'heure de réception. Leur contenu doit rester confidentiel jusqu'à l'expiration du délai prévu pour le dépôt des offres.

5° Les marchés passés sur le fondement de l'accord-cadre sont attribués à celui ou, le cas échéant, à ceux des titulaires de l'accord-cadre qui ont présenté les offres économiquement les plus avantageuses, sur la base des critères non discriminatoires fixés par l'accord-cadre pour l'attribution de ces marchés.

IV.-Lorsqu'un accord-cadre est attribué à un seul opérateur économique, le pouvoir adjudicateur peut, préalablement à la conclusion des marchés fondés sur l'accord-cadre, demander au titulaire de l'accord-cadre de compléter, par écrit, son offre. Les compléments ainsi apportés aux caractéristiques de l'offre retenue pour l'attribution de l'accord-cadre ne peuvent avoir pour effet de les modifier substantiellement.

V.-La durée des accords-cadres ne peut dépasser quatre ans, sauf dans des cas exceptionnels dûment justifiés, notamment par leur objet, ou par le fait que leur exécution nécessite des investissements amortissables sur une durée supérieure à quatre ans.

La conclusion des marchés passés sur le fondement d'un accord-cadre ne peut se faire que pendant la durée de validité de l'accord-cadre. Leur durée d'exécution est fixée conformément aux conditions habituelles d'exécution des prestations faisant l'objet de l'accord cadre. Le pouvoir adjudicateur ne peut cependant retenir une date de passation et une durée d'exécution telles que l'exécution des marchés se prolonge au-delà de la date limite de validité de l'accord dans des conditions qui méconnaissent l'obligation d'une remise en concurrence périodique des opérateurs économiques.

VI.-Les marchés passés sur le fondement d'un accord-cadre peuvent être des marchés à bons de commande. Ils sont alors passés selon les règles prévues par le présent article et exécutés selon les règles prévues par l'article 77.

VII.-Pour des besoins occasionnels de faible montant, le pouvoir adjudicateur peut s'adresser à un prestataire autre que le ou les titulaires de l'accord-cadre, pour autant que le montant cumulé de tels achats ne dépasse pas la somme de 10 000 Euros HT. Le recours à cette possibilité ne dispense pas le pouvoir adjudicateur de respecter son engagement de passer des commandes à hauteur du montant minimum de l'accord-cadre lorsque celui-ci est prévu.

VIII.-Pour les achats d'énergies non stockables qui donnent lieu à un accord-cadre, les marchés passés sur le fondement de l'accord-cadre précisent la période durant laquelle a lieu la fourniture d'énergie. La quantité précise d'énergie qui sera fournie durant cette période peut ne pas être précisée dans les marchés fondés sur l'accord-cadre. Cette quantité est constatée à l'issue de la période mentionnée dans le marché. »

Considérant :

- Que les marchés passés sur le fondement de l'accord-cadre peuvent l'être au moment de la survenance du besoin ;
- Que la procédure est alors plus rapide mais complexe ;
- Qu'il est possible de choisir la durée des marchés passés sur le fondement de l'accord-cadre.

Nous préconisons de lancer une procédure d'accord-cadre, avec un lot bleu, un lot jaune et un lot vert.

2.4 Durée du marché

La simplicité pousse en général les pouvoirs adjudicateurs à passer des marchés de fourniture assez longs (sauf celles qui peuvent rester au-dessous des seuils).

Le code des marchés publics stipule explicitement que la durée maximale d'un marché à bon de commande, et d'un accord-cadre, est de quatre ans.

En revanche, aucune durée maximale n'est indiquée pour les marchés non fractionnés : cette durée doit simplement être « raisonnable » et « compatible avec l'exercice de la concurrence ». Par parallélisme avec les marchés à bons de commande et les accords-cadres, on peut penser qu'une durée de quatre ans serait peu discutable.

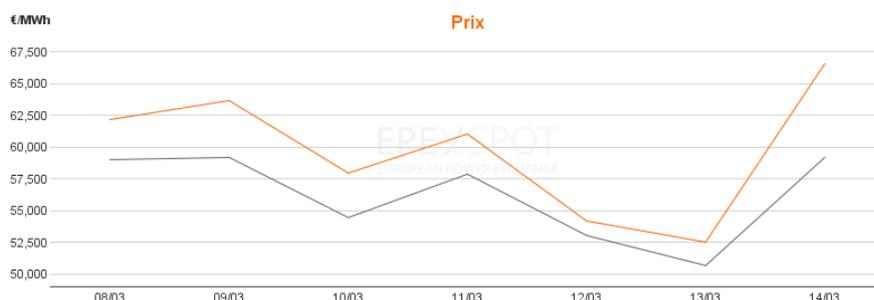
Cependant, la passation d'un marché sur une longue durée, avec un prix ferme ou une formule d'indexation qui permettent mal au fournisseur de répercuter ces hausses de coûts réduit les chances d'obtenir un prix intéressant. En effet, les fournisseurs vont faire payer au pouvoir adjudicateur le risque que représente pour eux une augmentation des coûts sur une longue période.

Une durée de trois ans semble adaptée. Ceci étant, le code des marchés publics permet également de choisir une durée de trois ans, avec prolongation d'un an. Cette dernière solution ne présente aucun inconvénient par rapport à une durée de quatre ans fermes. Nous la recommandons donc.

2.5 Forme du prix

Le graphique suivant représente le prix du MWh sur Epex day-ahead, la bourse française de l'électricité du jour pour le lendemain, sur une semaine d'hiver de l'année 2011. Les fournisseurs « au prix de marché » s'approvisionnent sur ce type de marché de gros.

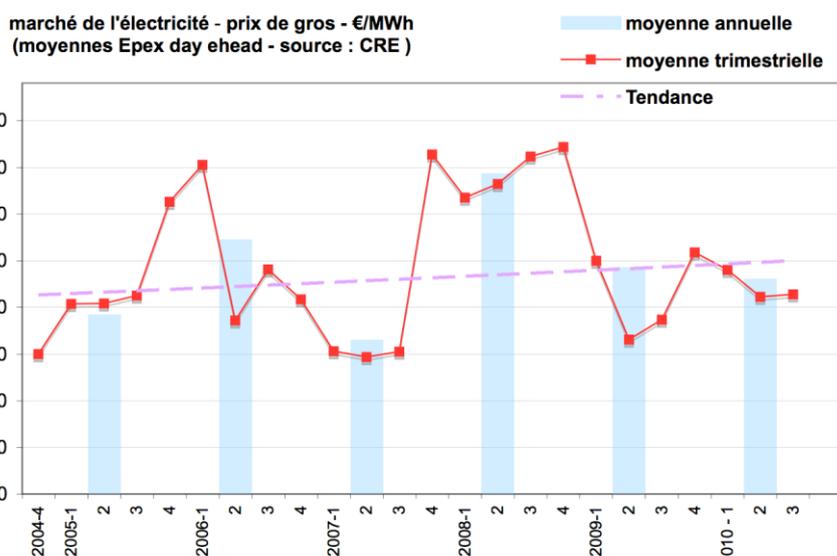
Evolution du prix de marché de gros de l'électricité sur la première partie du mois de Mars 2011



À la valeur du prix lue sur le graphique, oscillant autour des 60€/MWh, il faut ajouter les coûts de transport, de distribution et de commercialisation du fournisseur pour obtenir le prix de revient final HT. Les variations quotidiennes pourraient inspirer des tarifications plus subtiles que BASE et HEURES CREUSES. Les ardeurs des acheteurs publics les plus créatifs sont refroidies par le fait que l'ouverture à la concurrence ne permet pas encore de sortir des formules proposées par EDF : les seuls éléments sur lesquels une facture peut être assise sont la puissance souscrite et l'énergie consommée dans les différentes plages horo-tarifaires existantes, les dépassements de puissance (tarifs jaunes et verts) et l'énergie réactive (tarifs verts). En effet, les données de consommation sont toujours mesurées sur les compteurs en place, qui font partie du réseau de distribution publique d'électricité, payés en location et exploités par ERDF. Les données fournies par le distributeur permettent de savoir combien les clients d'un fournisseur ont consommé, et donc combien ce dernier doit injecter sur le réseau. Il est donc impossible pour un fournisseur, en l'état actuel de la réglementation, de proposer d'autres tranches horaires par exemple pour la part acheminement. Par contre, pour la part fourniture, il a toute la liberté de moduler ou non le prix de l'énergie (prix unique toute l'année, prix tenant compte des pointes en « tarif vert », ...).

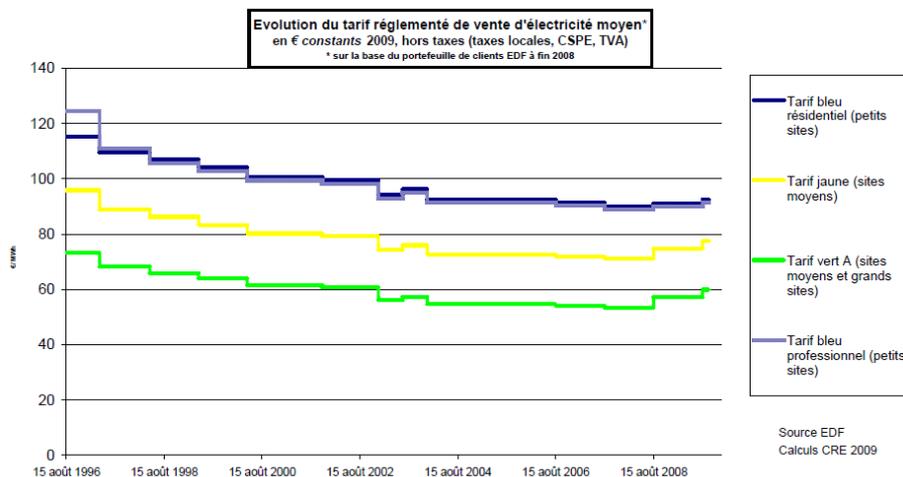
Le graphique ci-dessous montre l'évolution du prix moyen de l'électricité sur le marché européen (moyennes trimestrielles et annuelles du prix de gros) depuis 2004. L'augmentation moyenne du prix de marché entre 2005 et 2010 est de 4% par an, illustré par la tendance tracée en pointillée sur le graphique. Ce niveau de hausse est relativement modeste, mais il faut noter qu'entre 2005 et 2008 (juste avant la crise économique), la hausse moyenne était de 21% par an. Cet écart très important illustre bien la difficulté à prédire l'évolution des prix de l'électricité dans un marché ouvert et les risques de forte augmentation des prix à moyen terme.

Evolution du prix de marché de gros de l'électricité entre 2004 et 2010



En outre, à titre d'exemple, le fournisseur alternatif français Poweo a vu son coût d'approvisionnement moyen passer de 42 €/MWh en 2009 à 49 €/MWh en 2010, soit +17%, pour un prix de vente moyen s'élevant à 49 €/MWh en 2009 (aucune marge brute dégagée sur la vente en 2010).

Le graphique suivant montre que le tarif réglementé de vente d'électricité augmente depuis 2007, et l'augmentation prévue le 16 août 2011 n'échappe pas à la règle (+2,9%).



En outre, les fluctuations du tarif réglementé sont beaucoup moins importantes que pour le prix de marché.

Ceci étant, il reste à déterminer comment faire évoluer les prix proposés. Nous proposons :

- Un prix ferme ;
- Un prix indexés sur l'évolution des tarifs réglementés ;
- Un prix indexé sur les marchés futurs de Powernext ;
- Un prix indexé sur l'inflation.

Du point de vue du consommateur averse au risque, les deux premières propositions sont les plus séduisantes. La recherche de simplicité plaide pour un prix ferme, c'est-à-dire non révisable sur la durée du marché. Cependant, le fournisseur se couvrira et anticipera l'indexation.

Notons que les fournisseurs alternatifs communiquent sur le fait qu'ils s'engagent à maintenir les contrats souscrits aujourd'hui en dessous des tarifs réglementés (hors abonnement).

Nous préconisons d'opter pour l'une des deux premières possibilités.

2.6 Facturation

Le choix du type de facturation se fait principalement selon 2 critères :

- Le nombre de factures (par point de livraison, par site, par département) ;
- La fréquence des factures.

De ces choix dépend le nombre de factures qui devra être géré dans le futur marché.

Pour faciliter la gestion, le cahier des charges peut prévoir que le titulaire du marché (ou de chaque lot) émettra une et une seule facture par payeur à chaque échéance. La facture devra bien évidemment être accompagnée d'un détail par PDL.

De ce fait, le nombre de factures étant limité, un rythme de facturation mensuel (ou à la rigueur, bimestriel) paraît s'imposer.

Ce rythme mensuel permettrait :

- Aux fournisseurs d'alléger leurs coûts de trésorerie (qu'au cas contraire, ils ne manqueraient pas de répercuter dans le coût de l'énergie) ;
- Aux payeurs de suivre au plus près leur marché et l'évolution de leur budget électricité.

2.7 Services annexes

Les marchés de fourniture peuvent, à titre accessoire, intégrer des prestations de services connexes à la fourniture proprement dite.

Tous les fournisseurs proposent de tels services, soit avec la fourniture, soit de manière individualisée.

Ces services peuvent être classés en deux catégories :

- Des services informationnels, consistant en la communication d'informations détaillées sur la fourniture elle-même : évolution des consommations, composition de la facture, détection de consommations aberrantes, etc. ;
- Des services d'ingénierie énergétique : audits énergétiques, expertise de projets, conseil en utilisation rationnelle, gestion de la maintenance, expertise de la qualité de l'électricité, interventions sur le réseau intérieur de l'utilisateur, conseil en optimisation tarifaire (PS).

2.7.1 Les prestations de type « système d'information »

L'une des conséquences positives de la réforme du secteur électrique est indubitablement de pousser les consommateurs, notamment publics, à s'informer sur leur consommation et facture énergétiques.

On peut noter ici que les offres des fournisseurs s'inspirent énormément des prestations développées par l'opérateur historique (Di@lège), sans qu'un effort particulier d'imagination ait été réellement déployé.

2.7.2 Les services d'ingénierie

Les prestations d'ingénierie sont par nature des prestations individualisées, et qui donnent lieu à une tarification à l'unité.

Dans tous les cas, il existe une offre privée de la part de bureaux d'études techniques. L'offre des fournisseurs repose d'ailleurs systématiquement sur le recours à des sous-traitants de cette sorte.

Ces prestations ne sont pas sans intérêt, loin de là, mais elles doivent être décrites précisément dans un cahier des charges, certaines appellations pouvant être diversement interprétées (audit, optimisation, etc.). Inversement, si le cahier des charges de ces prestations est clair, les fournisseurs y répondront de manière très similaire (avec des sous-traitants).

Dés lors, l'ONEMA dispose de quatre stratégies possibles :

- Demander que ces prestations soient intégrées dans la fourniture et qu'elles soient une composante du prix global. Dans ce cas, il faut les définir précisément, et évaluer *a priori* le nombre de prestations auquel on aura recours. C'est clairement le scénario préféré des fournisseurs ;
- Solliciter les fournisseurs pour ces prestations, mais en demandant une facturation sur bordereau à l'intérieur de chacun des lots. Là encore, un cahier des charges précis est nécessaire ;
- Créer dans le marché un lot spécifique, de façon à élargir la concurrence pour ces prestations à des bureaux d'études spécialisés autres que ceux auxquels les fournisseurs font appel. Cette solution permettra sans aucun doute d'améliorer le niveau technique de ces prestations ;
- Exclure les prestations d'ingénierie du marché de fourniture (sans pour autant y renoncer).

Indubitablement, ces prestations constituent des arguments commerciaux pour les fournisseurs.

Plus fortement que les autres, ce choix dépend de l'organisation du service énergie de l'ONEMA.

AEC préconise d'exclure ces prestations du marché.

3. Analyse de l'existant

3.1 Données disponibles

Les données disponibles pour effectuer cette analyse sont les suivantes :

- Les données de consommation fournies et exploitables concernent 55 sites au tarif bleu. 8 sites au tarif bleu présentent des données non exploitables (consommations négatives ou nulles ou comprises dans les charges locatives). Par commodité, l'ensemble de ces sites ont été qualifié de « site incohérent » ;
- Les sites au tarif bleu pour lesquels des données exploitables ont été transmises consomment annuellement environ 475 MWh. La facture actuelle annuelle correspondante, hors TVA, s'élève à 62 k€ ;
- L'ONEMA gère également 21 contrats au tarif jaune, ce qui représente une consommation annuelle de 1 943 MWh, et une facture annuelle hors TVA de 196 k€. A ces 21 sites s'ajoutent 2 sites qualifiés par commodité « d'incohérentes » dont les données transmises ne sont pas exploitables (aucune consommation ou facturation comprise dans les charges locatives). ;
- Les sites au tarif vert sont au nombre de 4, soit une consommation de 3,7 GWh. La facturation correspondante s'élève à 261 k€ hors TVA. En plus de cela, 1 site est au tarif vert avec une facturation d'électricité incluse dans les charges locatives (site qualifié par commodité de « site incohérent »).

3.2 Les tarifs bleus

Les données transmises par les différents établissements membres du groupement de l'ONEMA concernent 63 points de livraison. Sur ces 63 sites, 55 présentent des données de consommation exhaustives (au moins une année de consommation) et exploitables (au sens de la cohérence des éléments présentés). En effet, 5 sites présentent une consommation d'électricité nulle pour l'année 2009. Il pourrait s'agir d'absence à la relève répétée, rendant l'index inaccessible à l'agent chargé de relever le compteur, il pourrait s'agir également de factures sur index estimés. De plus, 3 sites présentent des données de consommation négatives : Il pourrait dans ce cas s'agir d'un rattrapage, suite à une surestimation des consommations de l'année 2008. Une estimation de ces coûts et consommations est effectuée *infra*.

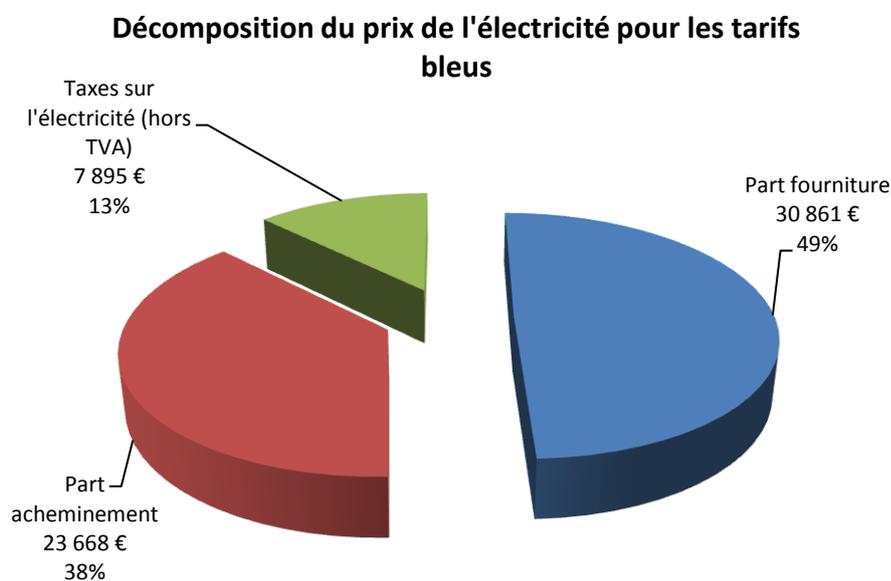
Le tableau suivant résume les données disponibles et chiffre la part de la fourniture et de l'acheminement d'électricité, ainsi que les taxes sur l'électricité :

Membre du groupement	Puissance souscrite	Nombre de PDL	Total des consommations (kWh)	Total coût de l'électricité hors TVA	Dont part de la fourniture d'électricité	Dont part acheminement	Dont taxes sur l'électricité et divers	Soit prix moyen de l'électricité hors taxes et TVA	Soit prix moyen de la fourniture hors taxes et TVA	Part de le fourniture dans le prix hors taxes et hors TVA
Adour - Garonne	36 kVA	1	20 057 kWh	1 958 €	544 €	1 144 €	270 €	8,4 c€/kWh	2,7 c€/kWh	32%
Total Adour - Garonne		1	20 057 kWh	1 958 €	544 €	1 144 €	270 €	8,4 c€/kWh	2,7 c€/kWh	32%
Loire - Bretagne	36 kVA	2	59 629 kWh	7 668 €	3 990 €	2 718 €	960 €	11,2 c€/kWh	6,7 c€/kWh	59%
Total Loire - Bretagne		2	59 629 kWh	7 668 €	3 990 €	2 718 €	960 €	11,2 c€/kWh	6,7 c€/kWh	59%
ONEMA	3 kVA	3	3 474 kWh	547 €	236 €	249 €	63 €	14,0 c€/kWh	6,8 c€/kWh	49%
	6 kVA	19	85 526 kWh	11 996 €	5 862 €	4 405 €	1 729 €	12,0 c€/kWh	6,9 c€/kWh	57%
	9 kVA	9	71 683 kWh	8 947 €	4 549 €	3 162 €	1 235 €	10,8 c€/kWh	6,3 c€/kWh	59%
	12 kVA	9	80 317 kWh	11 394 €	5 907 €	4 154 €	1 333 €	12,5 c€/kWh	7,4 c€/kWh	59%
	15 kVA	1	2 144 kWh	493 €	215 €	224 €	54 €	20,5 c€/kWh	10,0 c€/kWh	49%
	18 kVA	6	55 212 kWh	8 417 €	4 350 €	3 040 €	1 026 €	13,4 c€/kWh	7,9 c€/kWh	59%
	24 kVA	1	10 862 kWh	1 988 €	913 €	834 €	241 €	16,1 c€/kWh	8,4 c€/kWh	52%
	36 kVA	1	53 396 kWh	5 155 €	2 575 €	1 881 €	700 €	8,3 c€/kWh	4,8 c€/kWh	58%
Total ONEMA		49	362 614 kWh	48 937 €	24 606 €	17 951 €	6 379 €	11,7 c€/kWh	6,8 c€/kWh	58%
Seine - Normandie	6 kVA	1	6 424 kWh	613 €	331 €	249 €	33 €	9,0 c€/kWh	5,1 c€/kWh	57%
	18 kVA	1	25 150 kWh	2 371 €	1 364 €	882 €	125 €	8,9 c€/kWh	5,4 c€/kWh	61%
	36 kVA	1	897 kWh	878 €	27 €	723 €	128 €	83,6 c€/kWh	3,0 c€/kWh	4%
Total Seine - Normandie		3	32 471 kWh	3 862 €	1 721 €	1 855 €	286 €	11,0 c€/kWh	5,3 c€/kWh	48%
Total général		55	474 771 kWh	62 425 €	30 861 €	23 668 €	7 895 €	11,5 c€/kWh	6,5 c€/kWh	57%

De cela, il ressort que :

- 3 membres du groupement ne disposent pas de PDL (point de livraison) au tarif bleu (Artois – Picardie, Rhin – Meuse et Rhône – Méditerranée) ;
- Le coût d'un kWh électrique, hors taxes sur l'électricité et hors TVA, est en moyenne de 11,5 c€/kWh, dont 6,5 c€/kWh (soit 57% du montant hors taxes sur l'électricité et hors TVA) concernent la seule partie de la fourniture d'électricité (coûts de production et commerciaux de l'électricité). A titre de comparaison, le prix d'un kWh au tarif réglementé, hors taxes sur l'électricité et hors TVA, est de 9,5 c€/kWh (prix moyen du tarif bleu pro option base au 01/01/2011). Ce prix n'inclut toutefois pas la partie abonnement, incluse dans le prix global, calculée pour ONEMA de 11,5 c€/kWh ;
- Globalement, la part de la fourniture d'électricité dans la facturation totale hors TVA (mais taxes sur l'électricité comprises) s'élève à 49% (soit 57% du montant hors taxes sur l'électricité et hors TVA), représentant un total de 31 k€. C'est uniquement cette part de la facture d'électricité qui est ouverte à la concurrence et aux offres de marché, pouvant donc potentiellement faire l'objet d'économies.

La décomposition du prix de l'électricité pour les sites au tarif bleu est la suivante :



Avec l'hypothèse que les 8 sites dépourvus de données exploitables consomment de façon cohérente aux autres PDL de puissance équivalente, on peut construire un tableau similaire, qui ne donne donc qu'une estimation.

Membre du groupement	Puissance souscrite	Nombre de PDL	Total des consommations (kWh)	Total coût de l'électricité hors TVA	Dont part de la fourniture d'électricité	Dont part acheminement	Dont taxes sur l'électricité et divers	Soit prix moyen de l'électricité hors taxes et TVA	Soit prix moyen de la fourniture hors taxes et TVA	Part de la fourniture dans le prix hors taxes et hors TVA
Estimation sur les 8 sites au tarif bleu incohérents		8	122 217 kWh	16 901 €	8 657 €	6 136 €	2 108 €	12,1 c€/kWh	7,1 c€/kWh	59%

Les données du tableau ci-dessus ont été estimées en moyennant, à puissance équivalente, les données des sites au tarif bleu de puissance équivalente.

Ces 8 sites représenteraient alors une consommation de 122 MWh, soit tout de même 26% de la consommation en électricité de l'ensemble des tarifs bleus, pour un coût estimé hors TVA (mais taxes sur l'électricité comprises) de 17 k€, dont 9 k€ pour la seule partie fourniture d'électricité.

3.3 Les tarifs jaunes

Les données transmises par les différents établissements membres du groupement concernent 23 points de livraison. Sur ces 23 contrats, seuls 21 présentent des données de consommation exhaustives et exploitables. En effet, les consommations électriques du site de Boulogne sur Mer (agence Artois - Picardie) sont incluses dans les charges locatives et donc directement refacturées par le bailleur. En outre, le site d'Allier Loire Amont à Lempdes (agence Loire – Bretagne) présente une consommation nulle pour l'année 2009 puisque l'installation effective dans les locaux n'a eu lieu qu'à compter du mois de juin 2010. Une estimation de ces coûts et consommations est effectuée *infra*.

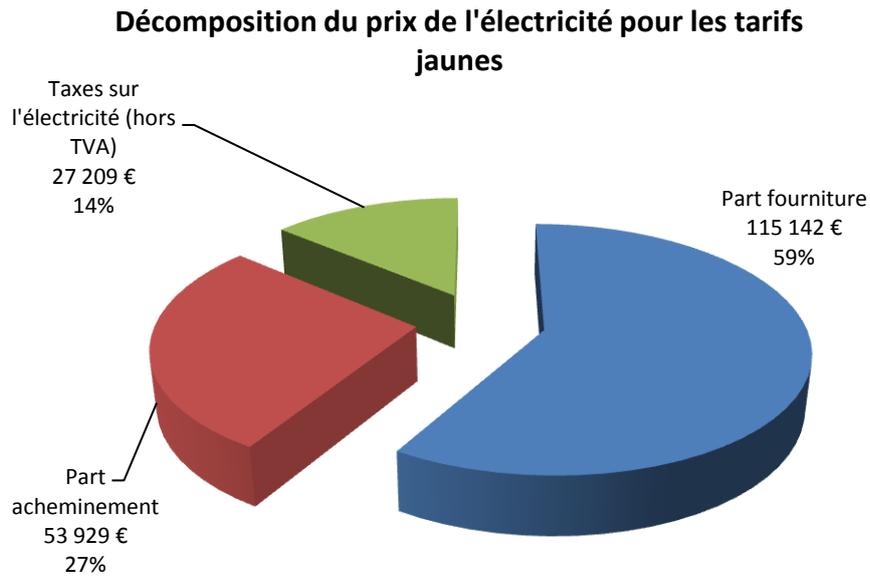
Le tableau suivant résume les données disponibles et chiffre la part de la fourniture et de l'acheminement d'électricité, ainsi que les taxes sur l'électricité :

Membre du groupement	Puissance souscrite	Nombre de PDL	Total des consommations (kWh)	Total coût de l'électricité hors TVA	Dont part de la fourniture d'électricité	Dont part acheminement	Dont taxes sur l'électricité et divers	Soit prix moyen de l'électricité hors taxes et TVA	Soit prix moyen de la fourniture hors taxes et TVA	Part de le fourniture dans le prix hors taxes et hors TVA
Adour - Garonne	n.c.	3	148 881 kWh	15 651 €	9 858 €	4 639 €	1 154 €	9,7 c€/kWh	6,6 c€/kWh	68%
Total Adour - Garonne		3	148 881 kWh	15 651 €	9 858 €	4 639 €	1 154 €	9,7 c€/kWh	6,6 c€/kWh	68%
Artois - Picardie	60 kVA	1	2 212 kWh	701 €	422 €	199 €	80 €	28,1 c€/kWh	19,1 c€/kWh	68%
	168 kVA	1	538 543 kWh	42 882 €	26 198 €	12 329 €	4 355 €	7,2 c€/kWh	4,9 c€/kWh	68%
	180 kVA	1	5 432 kWh	2 079 €	1 265 €	596 €	218 €	34,3 c€/kWh	23,3 c€/kWh	68%
Total Artois - Picardie		3	546 187 kWh	45 662 €	27 886 €	13 123 €	4 653 €	7,5 c€/kWh	5,1 c€/kWh	68%
Loire - Bretagne	36 kVA	1	16 633 kWh	3 235 €	1 992 €	1 069 €	174 €	18,4 c€/kWh	12,0 c€/kWh	65%
	90 kVA	1	20 763 kWh	7 725 €	4 892 €	954 €	1 879 €	28,2 c€/kWh	23,6 c€/kWh	84%
Total Loire - Bretagne		2	37 396 kWh	10 960 €	6 884 €	2 023 €	2 053 €	23,8 c€/kWh	18,4 c€/kWh	77%
ONEMA	60 kVA	1	137 259 kWh	14 098 €	8 235 €	3 875 €	1 988 €	8,8 c€/kWh	6,0 c€/kWh	68%
Total ONEMA		1	137 259 kWh	14 098 €	8 235 €	3 875 €	1 988 €	8,8 c€/kWh	6,0 c€/kWh	68%
Rhône - Méditerranée	42 kVA	1	57 038 kWh	6 517 €	4 160 €	1 957 €	400 €	10,7 c€/kWh	7,3 c€/kWh	68%
	72 kVA	1	86 870 kWh	9 758 €	6 064 €	2 854 €	840 €	10,3 c€/kWh	7,0 c€/kWh	68%
	144 kVA	1	103 790 kWh	9 580 €	5 995 €	2 821 €	764 €	8,5 c€/kWh	5,8 c€/kWh	68%
Total Rhône - Méditerranée		3	247 698 kWh	25 855 €	16 219 €	7 632 €	2 004 €	9,6 c€/kWh	6,5 c€/kWh	68%
Seine - Normandie	36 kVA	1	59 347 kWh	5 452 €	2 363 €	2 009 €	1 080 €	7,4 c€/kWh	4,0 c€/kWh	54%
	42 kVA	4	223 760 kWh	21 212 €	12 143 €	5 715 €	3 354 €	8,0 c€/kWh	5,4 c€/kWh	68%
	48 kVA	1	35 080 kWh	3 971 €	2 204 €	1 037 €	730 €	9,2 c€/kWh	6,3 c€/kWh	68%
	144 kVA	1	151 097 kWh	16 030 €	9 710 €	4 569 €	1 751 €	9,5 c€/kWh	6,4 c€/kWh	68%
	192 kVA	1	181 650 kWh	18 902 €	10 057 €	4 728 €	4 117 €	8,1 c€/kWh	5,5 c€/kWh	68%
	240 kVA	1	174 924 kWh	18 487 €	9 583 €	4 579 €	4 325 €	8,1 c€/kWh	5,5 c€/kWh	68%
Total Seine - Normandie		9	825 858 kWh	84 054 €	46 060 €	22 637 €	15 357 €	8,3 c€/kWh	5,6 c€/kWh	67%
Total général		21	1 943 279 kWh	196 281 €	115 142 €	53 929 €	27 209 €	8,7 c€/kWh	5,9 c€/kWh	68%

De cela, il ressort que :

- Un membre du groupement ne dispose pas de PDL au tarif jaune (agence Rhin – Meuse) ;
- Le coût d'un kWh, hors taxes sur l'électricité et hors TVA, est d'en moyenne 8,7 c€/kWh, dont 5,9 c€/kWh (68% du montant hors taxes sur l'électricité et hors TVA) concernent la partie fourniture d'électricité (coûts de production et commerciaux de l'électricité). A titre de comparaison, le prix d'un kWh au tarif réglementé, hors taxes sur l'électricité et hors TVA, est compris entre 6,2 c€/kWh et 8,7 c€/kWh en hiver et entre 2,9 c€/kWh et 4,0 c€/kWh en été (prix moyen du tarif jaune pro option base au 01/01/2011). Ces prix n'incluent toutefois pas la partie abonnement, incluse dans le prix global calculé pour ONEMA de 8,7 c€/kWh ;
- Globalement, la part de la fourniture d'électricité dans la facturation totale hors TVA (mais taxes sur l'électricité comprises) s'élève à 59% (soit 68% du montant hors taxes sur l'électricité et hors TVA), représentant un total de 115 k€. C'est uniquement cette part de la facture d'électricité qui est ouverte à la concurrence et aux offres de marché, pouvant donc potentiellement faire l'objet d'économies.

La décomposition du prix de l'électricité pour les tarifs jaunes est ainsi la suivante :



Avec l'hypothèse que les 2 sites dépourvus de données exploitables consomment de façon cohérente aux autres PDL de puissance équivalente, on peut construire un tableau similaire, qui ne donne donc qu'une estimation.

Membre du groupement	Puissance souscrite	Nombre de PDL	Total des consommations (kWh)	Total coût de l'électricité hors TVA	Dont part de la fourniture d'électricité	Dont part acheminement	Dont taxes sur l'électricité et divers	Soit prix moyen de l'électricité hors taxes et TVA	Soit prix moyen de la fourniture hors taxes et TVA	Part de la fourniture dans le prix hors taxes et hors TVA
Estimation sur les 2 sites au tarif jaune incohérents		2	51 713 kWh	7 206 €	4 196 €	2 106 €	904 €	12,2 c€/kWh	8,1 c€/kWh	67%

Les données du tableau ci-dessus ont été estimées en moyennant les données des sites au tarif jaune de puissance équivalente.

Ces 2 sites représenteraient alors une consommation de 58 MWh, soit près de 3% de la consommation en électricité de l'ensemble des tarifs jaunes, pour un coût estimé hors TVA de 7 k€, dont 4 k€ pour la seule partie fourniture d'électricité.

3.4 Les tarifs verts

Les données transmises par les différents établissements membres du groupement concernent 5 points de livraison. Sur ces 5 contrats, seuls 4 présentent des données de consommation exhaustives et exploitables. En effet, les consommations électriques du site de Lyon (agence Rhône - Méditerranée) sont incluses dans les charges locatives et donc refacturées par le bailleur. Une estimation de ces coûts et consommations est effectuée *infra*.

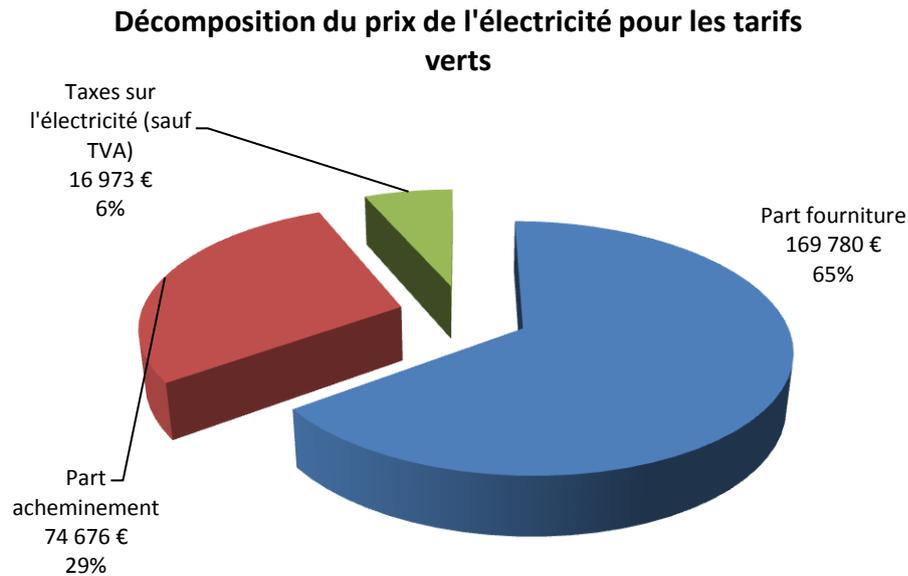
Le tableau suivant résume les données disponibles et chiffre la part de la fourniture et de l'acheminement d'électricité, ainsi que les taxes sur l'électricité :

Membre du groupement	Puissance souscrite	Nombre de PDL	Total des consommations (kWh)	Total coût de l'électricité hors TVA	Dont part de la fourniture d'électricité	Dont part acheminement	Dont taxes sur l'électricité et divers	Soit prix moyen de l'électricité hors taxes et TVA	Soit prix moyen de la fourniture hors taxes et TVA	Part de la fourniture dans le prix hors taxes et hors TVA
Adour - Garonne	n.c.	1	456 986 kWh	31 349 €	19 797 €	8 484 €	3 068 €	6,2 c€/kWh	4,3 c€/kWh	70%
Total Adour - Garonne		1	456 986 kWh	31 349 €	19 797 €	8 484 €	3 068 €	6,2 c€/kWh	4,3 c€/kWh	70%
Loire - Bretagne	196 kVA	1	652 739 kWh	61 475 €	36 658 €	21 533 €	3 284 €	8,9 c€/kWh	5,6 c€/kWh	63%
Total Loire - Bretagne		1	652 739 kWh	61 475 €	36 658 €	21 533 €	3 284 €	8,9 c€/kWh	5,6 c€/kWh	63%
Rhin - Meuse	320 kVA	1	1 103 121 kWh	80 491 €	53 832 €	19 162 €	7 497 €	6,6 c€/kWh	4,9 c€/kWh	74%
Total Rhin - Meuse		1	1 103 121 kWh	80 491 €	53 832 €	19 162 €	7 497 €	6,6 c€/kWh	4,9 c€/kWh	74%
Rhône - Méditerranée	330 kVA	1	1 475 548 kWh	88 114 €	59 493 €	25 497 €	3 124 €	5,8 c€/kWh	4,0 c€/kWh	70%
Total Rhône - Méditerranée		1	1 475 548 kWh	88 114 €	59 493 €	25 497 €	3 124 €	5,8 c€/kWh	4,0 c€/kWh	70%
Total général		4	3 688 394 kWh	261 429 €	169 780 €	74 676 €	16 973 €	6,6 c€/kWh	4,6 c€/kWh	69%

De cela, il ressort que :

- Trois membres du groupement n'ont pas de PDL au tarif vert (Artois – Picardie, ONEMA, et Seine - Normandie) ;
- Le coût d'un kWh électrique, hors taxes sur l'électricité et hors TVA est d'en moyenne 6,6 c€/kWh, dont 4,6 c€/kWh (69% du montant hors taxes sur l'électricité et hors TVA) concernent la seule part de la fourniture d'électricité (coûts de production et commerciaux de l'électricité). A titre de comparaison, le prix d'un kWh au tarif réglementé, hors taxes sur l'électricité et hors TVA, est compris entre 4,1 c€/kWh et 6,7 c€/kWh en hiver et entre 2,4 c€/kWh et 3,8 c€/kWh en été (prix moyen du tarif vert pro option base au 01/01/2011). Ces prix n'incluent toutefois pas la partie abonnement, incluse dans le prix global calculée pour ONEMA de 6,6 c€/kWh ;
- Globalement, la part de la fourniture d'électricité dans la facturation totale hors TVA (mais taxes sur l'électricité comprises) s'élève à 65% (soit 69% du montant hors taxes sur l'électricité et hors TVA), représentant un total de 170 k€. C'est uniquement cette part de la facture d'électricité qui est ouverte à la concurrence et aux offres de marché, pouvant donc potentiellement faire l'objet d'économies.

La décomposition du prix de l'électricité pour les tarifs verts est ainsi la suivante :



Les charges d'électricité du site de la Délégation Régionale Rhône Alpes de l'Agence Rhône Méditerranée sont comprises dans les charges locatives. Aucun contrat n'est passé directement avec EDF.

Toutefois, un état récapitulatif des charges donne une consommation de 399 600 kWh pour l'année 2009 :

Membre du groupement	Puissance souscrite	Nombre de PDL	Total des consommations (kWh)	Total coût de l'électricité hors TVA	Dont part de la fourniture d'électricité	Dont part acheminement	Dont taxes sur l'électricité et divers	Soit prix moyen de l'électricité hors taxes et TVA	Soit prix moyen de la fourniture hors taxes et TVA	Part de la fourniture dans le prix hors taxes et hors TVA
Estimation sur le site au tarif vert incohérent		1	399 600 kWh	28 323 €	18 394 €	8 090 €	1 839 €	6,6 c€/kWh	4,6 c€/kWh	69%

Ce site représente ainsi une consommation de 400 MWh, soit près de 10% de la consommation en électricité de l'ensemble des tarifs verts, pour un coût estimé hors TVA à 28 k€, dont 18 k€ pour la seule partie fourniture d'électricité

3.5 Analyse globale

Les tableaux suivants synthétisent l'ensemble des données de coût et de consommation de l'électricité pour l'ensemble des sites de l'ONEMA et pour les trois types de tarifs (bleu, jaune et vert). Il fait également apparaître les valeurs estimées pour les 11 sites dont les données recueillies apparaissent incohérentes.

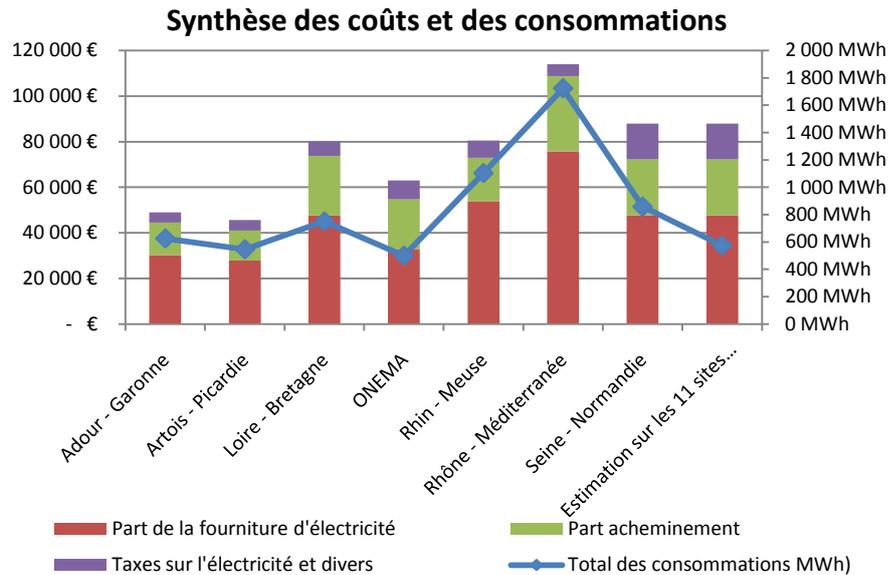
3.5.1 Analyse des coûts et consommations par membre du groupement

Le tableau *infra* récapitule les coûts et consommations, par puissance souscrite, des différents membres du groupement :

Membre du groupement	Puissance souscrite	Nombre de PDL	Total des consommations (kWh)	Total coût de l'électricité hors TVA	Dont part de la fourniture d'électricité	Dont part acheminement	Dont taxes sur l'électricité et divers	Soit prix moyen de l'électricité hors taxes et TVA	Soit prix moyen de la fourniture hors taxes et TVA	Part de le fourniture dans le prix hors taxes et hors TVA
Adour - Garonne	36 kVA	1	20 057 kWh	1 958 €	544 €	1 144 €	270 €	8,4 c€/kWh	2,7 c€/kWh	32%
	n.c.	4	605 867 kWh	47 000 €	29 655 €	13 123 €	4 222 €	7,1 c€/kWh	4,9 c€/kWh	69%
Total Adour - Garonne		5	625 924 kWh	48 958 €	30 198 €	14 268 €	4 492 €	7,1 c€/kWh	4,8 c€/kWh	68%
Artois - Picardie	60 kVA	1	2 212 kWh	701 €	422 €	199 €	80 €	28,1 c€/kWh	19,1 c€/kWh	68%
	168 kVA	1	538 543 kWh	42 882 €	26 198 €	12 329 €	4 355 €	7,2 c€/kWh	4,9 c€/kWh	68%
	180 kVA	1	5 432 kWh	2 079 €	1 265 €	596 €	218 €	34,3 c€/kWh	23,3 c€/kWh	68%
Total Artois - Picardie		3	546 187 kWh	45 662 €	27 886 €	13 123 €	4 653 €	7,5 c€/kWh	5,1 c€/kWh	68%
Loire - Bretagne	36 kVA	3	76 262 kWh	10 903 €	5 982 €	3 787 €	1 134 €	12,8 c€/kWh	7,8 c€/kWh	61%
	90 kVA	1	20 763 kWh	7 725 €	4 892 €	954 €	1 879 €	28,2 c€/kWh	23,6 c€/kWh	84%
	196 kVA	1	652 739 kWh	61 475 €	36 658 €	21 533 €	3 284 €	8,9 c€/kWh	5,6 c€/kWh	63%
Total Loire - Bretagne		5	749 764 kWh	80 103 €	47 532 €	26 274 €	6 297 €	9,8 c€/kWh	6,3 c€/kWh	64%
ONEMA	3 kVA	3	3 474 kWh	547 €	236 €	249 €	63 €	14,0 c€/kWh	6,8 c€/kWh	49%
	6 kVA	19	85 526 kWh	11 996 €	5 862 €	4 405 €	1 729 €	12,0 c€/kWh	6,9 c€/kWh	57%
	9 kVA	9	71 683 kWh	8 947 €	4 549 €	3 162 €	1 235 €	10,8 c€/kWh	6,3 c€/kWh	59%
	12 kVA	9	80 317 kWh	11 394 €	5 907 €	4 154 €	1 333 €	12,5 c€/kWh	7,4 c€/kWh	59%
	15 kVA	1	2 144 kWh	493 €	215 €	224 €	54 €	20,5 c€/kWh	10,0 c€/kWh	49%
	18 kVA	6	55 212 kWh	8 417 €	4 350 €	3 040 €	1 026 €	13,4 c€/kWh	7,9 c€/kWh	59%
	24 kVA	1	10 862 kWh	1 988 €	913 €	834 €	241 €	16,1 c€/kWh	8,4 c€/kWh	52%
	36 kVA	1	53 396 kWh	5 155 €	2 575 €	1 881 €	700 €	8,3 c€/kWh	4,8 c€/kWh	58%
	60 kVA	1	137 259 kWh	14 098 €	8 235 €	3 875 €	1 988 €	8,8 c€/kWh	6,0 c€/kWh	68%
Total ONEMA		50	499 873 kWh	63 035 €	32 841 €	21 826 €	8 367 €	10,9 c€/kWh	6,6 c€/kWh	60%
Rhin - Meuse	320 kVA	1	1 103 121 kWh	80 491 €	53 832 €	19 162 €	7 497 €	6,6 c€/kWh	4,9 c€/kWh	74%
Total Rhin - Meuse		1	1 103 121 kWh	80 491 €	53 832 €	19 162 €	7 497 €	6,6 c€/kWh	4,9 c€/kWh	74%
Rhône - Méditerranée	42 kVA	1	57 038 kWh	6 517 €	4 160 €	1 957 €	400 €	10,7 c€/kWh	7,3 c€/kWh	68%
	72 kVA	1	86 870 kWh	9 758 €	6 064 €	2 854 €	840 €	10,3 c€/kWh	7,0 c€/kWh	68%
	144 kVA	1	103 790 kWh	9 580 €	5 995 €	2 821 €	764 €	8,5 c€/kWh	5,8 c€/kWh	68%
	330 kVA	1	1 475 548 kWh	88 114 €	59 493 €	25 497 €	3 124 €	5,8 c€/kWh	4,0 c€/kWh	70%
Total Rhône - Méditerranée		4	1 723 246 kWh	113 969 €	75 712 €	33 129 €	5 128 €	6,3 c€/kWh	4,4 c€/kWh	70%
Seine - Normandie	6 kVA	1	6 424 kWh	613 €	331 €	249 €	33 €	9,0 c€/kWh	5,1 c€/kWh	57%
	18 kVA	1	25 150 kWh	2 371 €	1 364 €	882 €	125 €	8,9 c€/kWh	5,4 c€/kWh	61%
	36 kVA	2	60 244 kWh	6 330 €	2 390 €	2 732 €	1 208 €	8,5 c€/kWh	4,0 c€/kWh	47%
	42 kVA	4	223 760 kWh	21 212 €	12 143 €	5 715 €	3 354 €	8,0 c€/kWh	5,4 c€/kWh	68%
	48 kVA	1	35 080 kWh	3 971 €	2 204 €	1 037 €	730 €	9,2 c€/kWh	6,3 c€/kWh	68%
	144 kVA	1	151 097 kWh	16 030 €	9 710 €	4 569 €	1 751 €	9,5 c€/kWh	6,4 c€/kWh	68%
	192 kVA	1	181 650 kWh	18 902 €	10 057 €	4 728 €	4 117 €	8,1 c€/kWh	5,5 c€/kWh	68%
	240 kVA	1	174 924 kWh	18 487 €	9 583 €	4 579 €	4 325 €	8,1 c€/kWh	5,5 c€/kWh	68%
Total Seine - Normandie		12	858 329 kWh	87 916 €	47 782 €	24 491 €	15 643 €	8,4 c€/kWh	5,6 c€/kWh	66%
Estimation sur les 11 sites incohérents		11	573 530 kWh	52 430 €	31 247 €	16 332 €	4 851 €	8,3 c€/kWh	5,4 c€/kWh	66%
Total général		91	6 679 974 kWh	572 565 €	347 030 €	168 606 €	56 929 €	7,7 c€/kWh	5,2 c€/kWh	67%

De cela, il ressort que la consommation d'électricité globale de l'ONEMA pour l'année 2009 s'élève à 6 680 MWh, pour un prix total hors TVA (mais incluant les taxes sur l'électricité) de 573 k€, soit un prix moyen hors TVA de 8,5 c€/kWh. Hors TVA et hors taxes sur l'électricité, le total s'élève à 516 k€. La part de la fourniture d'électricité s'élève quant à elle à 347 k€, soit 67% du prix total hors taxes sur l'électricité et hors TVA, ce qui correspond à un prix moyen de 5,2 c€/kWh.

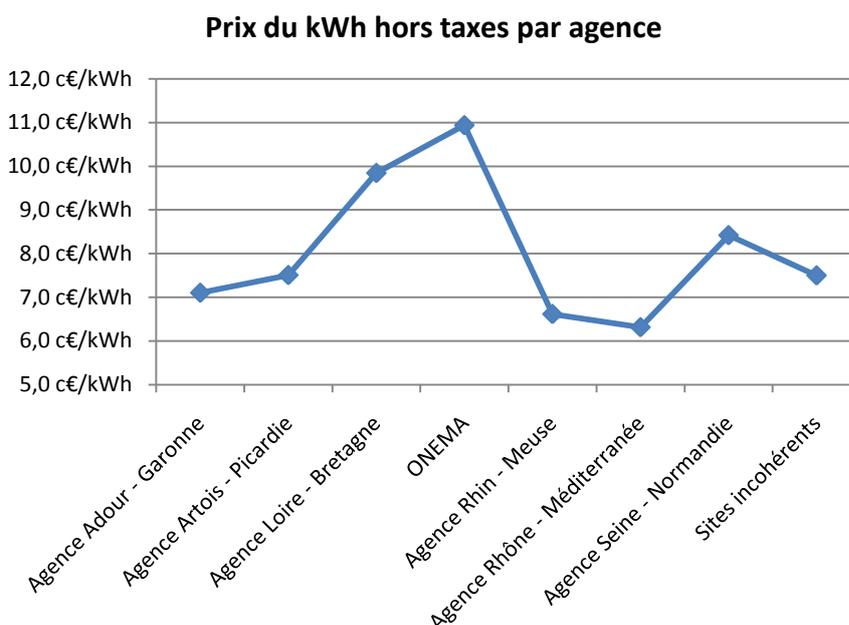
Graphiquement, la répartition de ces coûts (hors TVA) et consommations par membre du groupement est la suivante :



En termes de niveau de consommation, trois ensembles se détachent :

- L'agence de Rhône – Méditerranée avec un pic de consommation à plus de 1 700 MWh/an, dont près de 1 500 MWh/an concernant la seule délégation de Lyon. Il a en effet été constaté sur ce site un pic de consommation sur les mois d'été. Cette surconsommation est essentiellement liée au système de climatisation ;
- Les agences Rhin – Meuse et Seine – Normandie dont les consommations d'électricité se situent aux alentours de 1 000 MWh/an (respectivement 1 103 MWh et 858 MWh) ;
- Les agences d'Adour – Garonne, d'Artois – Picardie, de Loire – Bretagne et d'ONEMA dont les consommations électriques sont situées aux alentours de 600 MWh/an.

En termes de prix unitaire du kWh (hors taxes sur l'électricité et hors TVA), trois ensembles se détachent également :



En termes de prix moyen du kWh (hors taxes sur l'électricité et hors TVA), trois ensembles se détachent également. Il s'agit, par ordre décroissant de prix :

- D'une part, l'ONEMA (10,9 c€/kWh) et l'agence Loire – Bretagne (9,8 c€/kWh). Les prix moyens unitaires au kWh sont les plus élevés sur ces deux membres du groupement, notamment en raison du nombre significatif de points de livraison d'une puissance inférieure ou égale à 36 kVA (plus la puissance souscrite est faible, plus le prix au kWh est élevé, en raison d'un prix d'acheminement de l'électricité plus élevé) ;
- D'autre part, les agences Seine – Normandie (8,4 c€/kWh), Artois – Picardie (7,5 c€/kWh) et Adour – Garonne (7,1 c€/kWh). Des niveaux de prix moyens intermédiaires y sont constatés sur ces 3 agences, en lien notamment avec les principales gammes de puissances souscrites (tarifs jaunes) ;
- Enfin, les agences Rhône – Méditerranée (6,3 c€/kWh) et Rhin – Meuse (6,6 c€/kWh). Les niveaux de prix moyens du kWh constatés sont bas, notamment en raison des principales gammes de puissances souscrites (tarifs verts) ;

En outre, la part du prix de la fourniture d'électricité dans le prix global hors TVA varie de 60% sur ONEMA à 70% sur l'agence Rhône – Méditerranée. Cela s'explique par une puissance moyenne souscrite plus élevée sur cette dernière que sur l'agence ONEMA qui présente une majorité de sites au tarif bleu, la part de la fourniture dans le prix total de l'électricité étant en effet croissante avec la puissance souscrite.

Globalement, la part de la fourniture d'électricité dans la facturation totale hors taxes sur l'électricité et hors TVA s'élève à 67%, représentant un total de 347 k€.

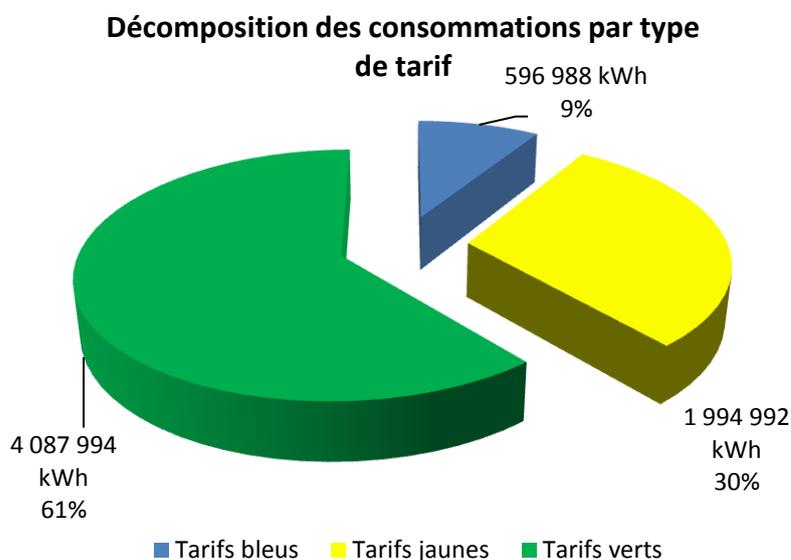
C'est uniquement cette part de la facture d'électricité (347 k€) qui est ouverte à la concurrence et aux offres de marché, pouvant donc potentiellement faire l'objet d'économies.

3.5.2 Analyse des coûts et consommations par type de tarif :

Le tableau *infra* présente les coûts et les consommations par gamme tarifaire :

Type de tarif	Total des consommations (kWh)	Total coût de l'électricité hors taxes sur l'électricité et hors TVA	Dont part de la fourniture d'électricité	Dont part acheminement
Tarifs bleus	596 988 kWh	69 322 €	39 519 €	29 804 €
Tarifs jaunes	1 994 992 kWh	175 373 €	119 338 €	56 035 €
Tarifs verts	4 087 994 kWh	270 940 €	188 174 €	82 767 €
Total général	6 679 974 kWh	515 636 €	347 030 €	168 606 €

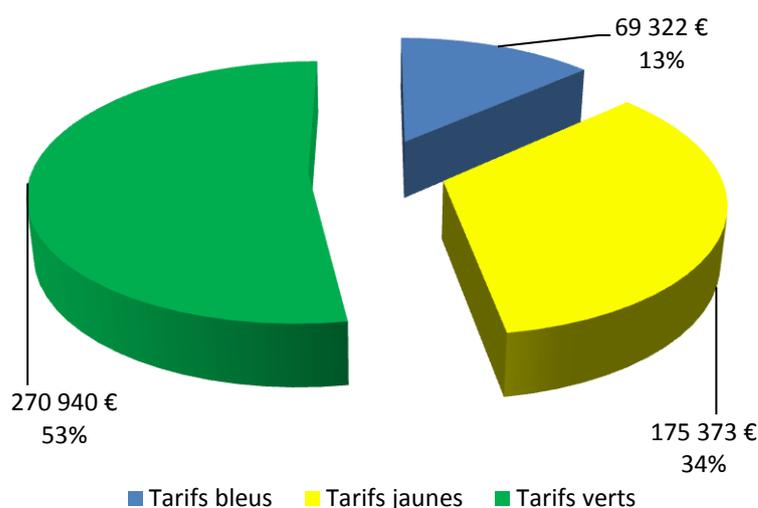
La décomposition des consommations par type de tarif est la suivante :



Les tarifs vers représentent près des deux tiers des consommations (4 088 MWh, soit 61%).

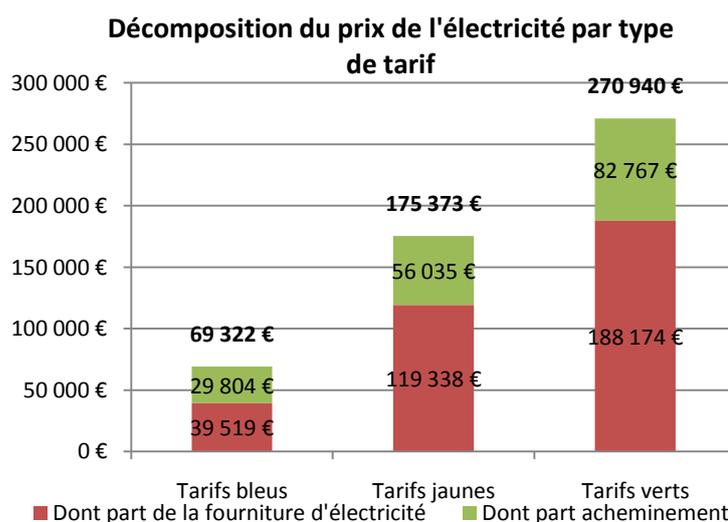
La décomposition du prix total des consommations hors taxes sur l'électricité et hors TVA est la suivante :

Décomposition des coûts par type de tarif



Les tarifs verts représentent également la part la plus significative du montant total facturé, totalisant 271 k€ hors taxes (53% du prix total de l'électricité hors taxes sur l'électricité et hors TVA).

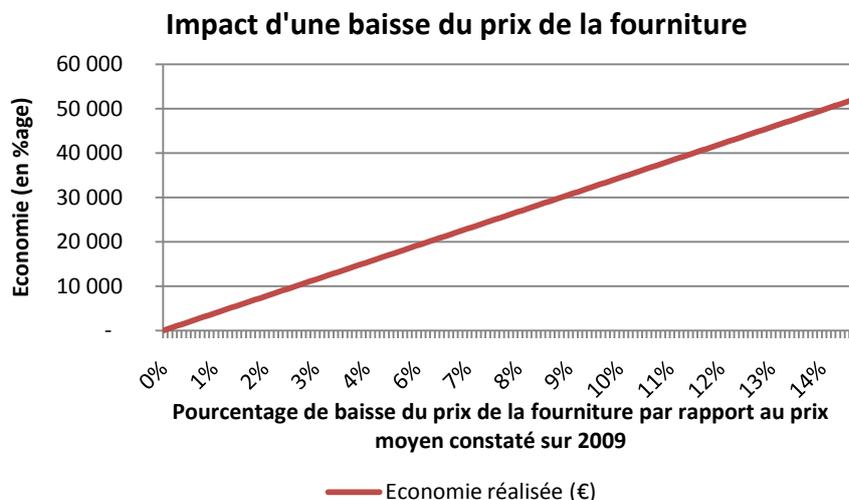
Le graphique suivant présente la décomposition du prix de l'électricité (hors taxes sur l'électricité et hors TVA) selon le type de tarif :



Il apparaît que les tarifs verts représentent une part nettement prépondérante dans le coût total de la fourniture d'électricité (188 k€, soit 54% du coût total de la fourniture). Le coût de la fourniture d'électricité pour les tarifs jaunes s'élève quant à lui à 119 k€ (soit 34% du coût total de la fourniture).

3.5.1 Analyse de l'impact d'une baisse des tarifs de l'électricité

Les économies qui pourraient être faites suite à la baisse des tarifs de l'électricité sont représentées sur le graphique infra :



Ce graphique montre notamment que :

- Une baisse de -1% sur le prix de l'électricité (fourniture) entrainerait une économie annuelle de 4 k€ sur le prix de la fourniture d'électricité ;
- Une baisse de -5% sur le prix de l'électricité (fourniture) entrainerait une économie annuelle de 18 k€ sur le prix de la fourniture d'électricité ;
- Une baisse de -10% sur le prix de l'électricité (fourniture) entrainerait économie annuelle de 36 k€ sur le prix de la fourniture d'électricité.

Plus concrètement, le tableau *infra* simule les économies financières qui pourraient être réalisées, avec les hypothèses de réduction de par rapport aux prix moyens constatés suivantes :

- Baisse globale sur le prix moyen constaté de 0,2c€/kWh pour les tarifs bleus (contrat unique) ;
- Baisse globale sur le prix moyen constaté de 0,4 c€/kWh pour les tarifs jaunes (contrat unique) ;
- Baisse globale sur le prix moyen constaté de 0,2 c€/kWh pour les tarifs verts (contrat CARD).

Type de tarif	Total des consommations (kWh)	Total coût de l'électricité hors taxes sur l'électricité et hors TVA	Dont part de la fourniture d'électricité	Dont part acheminement	Prix hors taxes sur l'électricité	Dont prix de la fourniture	Dont prix de l'acheminement
Tarifs bleus	596 988 kWh	66 934 €	37 131 €	29 804 €	11,2 c€/kWh	6,2 c€/kWh	5,0 c€/kWh
Tarifs jaunes	1 994 992 kWh	167 393 €	111 358 €	56 035 €	8,4 c€/kWh	5,6 c€/kWh	2,8 c€/kWh
Tarifs verts	4 087 994 kWh	262 764 €	179 998 €	82 767 €	6,4 c€/kWh	4,4 c€/kWh	2,0 c€/kWh
Total général	6 679 974 kWh	497 092 €	328 486 €	179 184 €	7,4 c€/kWh	4,9 c€/kWh	2,7 c€/kWh

Baisse sur le prix global (contrat unique) de 0,2 c€/kWh pour les TB et 0,4 c€/kWh pour les TJ

Baisse sur le prix de la fourniture (contrat CARD) de 0,2 c€/kWh pour les TV

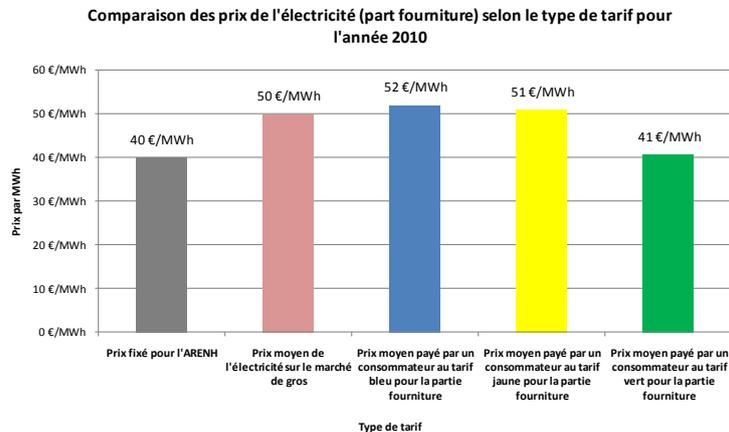
Economie estimée 18 544 € soit près de 4% du prix total hors taxes

Sous ces hypothèses, le prix de la fourniture tomberait à 328 k€ (contre 347 k€ précédemment). Il apparait alors que l'économie réalisée sur la partie fourniture d'électricité sur l'ensemble des sites de consommation de l'ONEMA serait de 19 k€, ce qui représente, en ordre de grandeur, près de 4% du prix total hors taxes sur l'électricité et hors TVA.

Conclusion

L'objet de cette étude était de permettre à l'ONEMA de pouvoir disposer de tous les éléments pour prendre en toutes connaissances ses décisions sur l'intérêt de se tourner vers le secteur concurrentiel en matière de fourniture d'électricité.

Le graphique *infra* compare les différents prix de l'électricité selon le type de tarif pour l'année 2010 :



De cela, il ressort que :

- Le prix moyen de la part de la fourniture d'électricité payé par les consommateurs aux tarifs bleus et jaunes (respectivement de l'ordre de 52 €/MWh et 51 €/MWh) n'est que très légèrement supérieure au prix moyen de l'électricité sur le marché de gros en 2010 (50 €/MWh), de respectivement +4% et +2%. Le fait que les fournisseurs alternatifs s'approvisionnent essentiellement sur le marché de gros rend de fait les conditions d'une concurrence équitable difficile en raison du faible différentiel de prix existant ;
- Le prix moyen de la part de la fourniture d'électricité payé par les consommateurs au tarif vert (41 €/MWh) est quant à lui inférieur au prix moyen de l'électricité sur le marché de gros en 2010 (50 €/MWh) de -19%. Ainsi, un niveau si bas du tarif réglementé empêche les fournisseurs alternatifs de pouvoir aligner leurs prix sur ceux du fournisseur historique, sinon au prix de lourdes pertes financières, comme c'est actuellement le cas.

La loi NOME, au travers du prix de l'ARENH notamment, vise à donner aux fournisseurs alternatifs les moyens de concurrencer le fournisseur historique, en s'approvisionnant à un prix plus attractif. En effet, le prix d'ARENH fixé à 40 €/MWh en 2011 (du 1^{er} juillet 2011 au 31 décembre 2011) puis à 42 €/MWh dès 2012 leur permettra d'acheter une partie (plus des trois quarts) de leur électricité à un prix bien plus attractif que celui sur le marché de gros (-20%).

Un tel niveau de prix permettra donc aux fournisseurs alternatifs de concurrencer le fournisseur historique sur l'ensemble de sa gamme tarifaire, puisque ces derniers pourront s'approvisionner en électricité à un prix inférieur à celui du marché de gros mais également à celui auquel le vend EDF aux consommateurs, ce qui n'était actuellement pas le cas.

En outre, la Commission de régulation de l'énergie (CRE) a estimé que les tarifs réglementés seraient amenés à augmenter de 25 à 30% d'ici à 2015 avec un prix de l'ARENH fixé à 42 €/MWh.

Dans un marché de l'électricité en pleine mutation, l'ONEMA doit se montrer attentif, notamment concernant l'apparition sur le marché de nouvelles offres des fournisseurs alternatifs prenant en compte les effets positifs de la loi NOME en permettant la réduction du différentiel de prix existant entre les tarifs de marché et les tarifs réglementés de vente.

En outre, par le biais de cette loi, les tarifs réglementés pour les gros consommateurs (> 36 kVA, les tarifs jaunes et verts) disparaîtront à compter du 1er janvier 2016.

Seuls les tarifs verts et les tarifs jaunes peuvent faire l'objet d'une mise en concurrence en 2 lots distincts par le biais d'un appel d'offres avec un seuil maximum « capé » ou dont l'augmentation serait limitée à celle que pourrait connaître les tarifs réglementés de vente.

Ainsi, compte tenu de ce qui a été évoqué précédemment, AEC préconise d'anticiper l'obligation qui sera faite aux consommateurs ayant des puissances souscrites > 36 kVA et donc de passer des marchés. Dans ce cadre, pour minimiser le coût de la procédure, un groupement de commandes pour les acteurs concernés pourrait être envisagé induisant des gains administratifs en temps et en nombre d'interlocuteur.

De plus, le fait de grouper les consommations aura un poids plus fort que des marchés de détail passés au niveau de chaque acteur.

Sachant qu'il n'y a pas d'obligation légale, AEC préconise de lancer un appel d'offre pour analyser les propositions des fournisseurs sur le prix de la fourniture d'électricité par catégorie d'utilisateurs en fonction des puissances souscrites.