

**INSTITUT
ENERGIE ET
DEVELOPPEMENT**

Organisme réalisant des études,
expertises et audits

15, rue Kléber

93512 MONTREUIL cedex

☎ 01 48 51 17 00 / Fax 01 48 59 81 15

ied.montreuil@wanadoo.fr

Rapport 26 Février 2014

CSPE, « imposition innommée » à réformer de toute urgence



Expertise réalisée sur
demande du Comité
Central d'Entreprise
d'EDF SA

Expert : François POIZAT

Synthèse du rapport d'expertise :
« CSPE, "imposition innommée" à réformer de toute urgence »

Depuis son instauration en début de siècle, la *Contribution aux Charges de Service Public* est enfin sortie d'une quasi-confidentialité. IED y a participé au travers de l'expertise¹ commanditée par le CCE d'EDF, qui en a précisé la portée et permis de contrer les trop nombreuses idées fausses à son sujet. Depuis, les media se sont, peu à peu, risqués à aborder ce sujet éminemment complexe et plusieurs rapports lui ont été consacrés, émanant notamment de la Cour des Comptes, sans parler du *Débat National sur la Transition Energétique* qui suscita de multiples prises de position quant à l'évolution de la fiscalité de l'électricité.

Six ans plus tard, l'actualisation de cette expertise, toujours fondée sur la lecture attentive et croisée des nombreux documents émanant de la Commission de Régulation de l'Energie (CRE), valide totalement la sévérité de la première analyse qui voyait en cette « imposition innommée » un mécanisme d'inflation des prix de l'électricité de détail, attisée par le « guichet ouvert » de l'obligation d'achat (OA) des énergies renouvelables ou de récupération (EnR), une « programmation pluriannuelle des investissements » laxiste et l'imposition de tarifs d'achat de ces EnR génératrice d'aubaine pour des investisseurs professionnels ou (cas du photovoltaïque) des particuliers disposant d'un toit et de quelques capitaux. Avec ses conséquences sur la facture des clients ...

Plutôt que de se répéter, il a été fait le choix de :

- prendre en compte les **nombreuses modifications** intervenues entre-temps, jusqu'à tout récemment, et brosser rapidement l'impact des plus importantes sur la CSPE, à savoir :
 - octroi du « *tarif de première nécessité* » par les distributeurs alternatifs (GDF-Suez, Direct Energie) ;
 - bouffées d'oxygène pour les cogénérateurs dont les contrats de 12 ans venaient à extinction ;
 - caution apportée par l'Etat sur la créance d'EDF accumulée depuis le blocage (à 4,5 € pendant 7 ans), puis le plafonnement gouvernemental du taux unitaire de CSPE (à ce jour, 16,5 au lieu des 22,5 €_{HTVA}/MWh requis par la croissance des charges);
 - insuffisante indexation du plafond au-dessus duquel les électro-intensifs sont exonérés, induisant un report de charge sur les autres consommateurs.
- Observer la très nette propension à considérer la CSPE comme une **vache-à-lait** offrant une solution à tout problème de financement ayant trait, plus ou moins, à l'intérêt général ; ainsi en est-il :
 - de l'effacement (différé du fait de l'opposition de l'Autorité de la Concurrence, momentanément) ;
 - mais aussi de la prise en compte d'une « *prime transitoire visant à rémunérer la disponibilité des centrales de cogénération de plus de 12 MW* », à hauteur de 45 M€, dans la prévision CRE pour la CSPE 2014,
 - en attendant 2016 et la « *prime de 40 millions d'euros par an environ, financée par la CSPE* » promise par Eric Besson pour la centrale CCG de Landvisiau, toujours au titre de l'équilibre du réseau.
- Faire l'état des lieux à l'issue du dernier exercice annuel constaté par la CRE et relever que l'OA des EnR, la péréquation tarifaire et les dispositions sociales y représentent respectivement 78%, 20% et ... moins de 2% des **4,8 milliards d'euros**, à charge d'EDF (pour 94,7%), des ELD (« *Entreprises Locales de Distribution* », pour 3,6%) et Electricité de Mayotte (pour 1,7%). Et souligner qu'il en a coûté, hors créance EDF, ~ **75 €_{HTVA} par citoyen, soit 220 €_{TTC}/ménage pour cette seule année 2012** ...

¹ On peut consulter le rapport de G. Blonde et F. Poizat : « [Le mécanisme de contribution aux Charges de Service Public d'Electricité](http://www.sauvonsleclimat.org/images/articles/pdf_files/etudes/cspe_rapport-fv-2008.pdf) », sur http://www.sauvonsleclimat.org/images/articles/pdf_files/etudes/cspe_rapport-fv-2008.pdf ou sa synthèse en 6 pages sur http://www.sauvonsleclimat.org/images/articles/pdf_files/etudes/CSPE%20siphonnage.pdf.

- Insister sur un trait totalement méconnu _ ou négligé, notamment par la Cour des Comptes _ du dispositif de compensation des « *opérateurs historiques* » en charge de l'OA : une forte **discrimination** a été instaurée entre eux, par l'attribution d'un « *coût du MWh évité* » différencié alors que, dans la plupart des cas, ledit MWh provient des mêmes sources, à savoir celles d'... EDF qui « *cède* » l'essentiel de l'énergie distribuée par les ELD. De fait, les ELD l'obtiennent au « *tarif de cession* », intermédiaire entre le coût de production d'EDF et le tarif de la loi NOME, tandis qu'EDF s'approvisionnerait sur le marché (occurrence voisine de 5 % des cas). Il en résulte :
 - une meilleure attractivité des territoires non-EDF, pour les promoteurs d'énergies renouvelables,
 - une certaine agressivité desdites ELD, surfant sur l'idée « dans le vent » d'un retour à l'initiative locale !
 - et, surtout, une avantageuse **sous-estimation du surcoût annuel des EnR en métropole continentale, d'environ 500 M€**, au profit de tous les consommateurs astreints à la CSPE mais au détriment des finances d'EDF (et donc de ses actionnaires et ... de ses clients).

- A ceci s'ajoute le fait que l'extrême volatilité des « *prix de marché* » utilisés par la CRE pour EDF (seule, car les plus grosses ELD, dites « *éligibles* » s'en dédouanent par une simple dénégation, invérifiable) fragilise les prévisions de la Commission : c'est ainsi que, fin 2011, **la CRE avait sous-estimé la CSPE 2012 de presque 14%, en surestimant le « coût (supposé) évité » par EDF !**

En fin de quoi, l'expertise :

- se risque à suggérer au commanditaire des voies d'amélioration de l'actuel système de soutien des énergies renouvelables et ...
- recommande d'effectuer une surveillance continue de cette moderne « *gabelle* » :
 - ✓ de plus en plus lourde (ne serait-ce que pour résorber la créance EDF),
 - ✓ mise à toutes les sauces et
 - ✓ dont la « *technicisation* » exige un regard de plus en plus pointu.

Sommaire

1. CONTEXTE	1
1.1. Actualité des conclusions de l'expertise de 2007 ...	1
1.2. Pléthore de contre-vérités à rétablir	2
1.3. Hétérogénéité des informations de la CRE	2
2. RAPPELS DE LA STRUCTURE DE LA CSPE	3
2.1. Les « charges de service public d'électricité » sont, pour l'heure, les suivantes :	3
2.2. La compensation intégrale de ces charges...	3
3. METHODOLOGIE	5
3.1. Sources	5
3.2. Technicisation du sujet	5
3.3. Rapports sur le sujet	5
4. ELEMENTS NOUVEAUX	6
4.1. Les « <i>alternatifs</i> » peuvent, enfin, se pencher sur les situations de précarité	6
4.1.1. TPN, prérogative d'EDF et des ELD	6
4.1.2. Lobbying efficace	7
4.1.3. Prise en compte dans la CSPE 2014	7
4.2. Les cogénérateurs « <i>sauvent le[ur]s meubles</i> »	8
4.2.1. Une vertu contestable	8
4.2.2. Lobbying (lui aussi) efficace ...	9
4.2.3. Prise en compte dans la CSPE 2014	9
4.3. EDF sortirait du trou ...	10
4.3.1. Fin du blocage du taux unitaire de CSPE (en €/MWh)	10
4.3.2. Pression des agences de notation ...	10
4.3.3. Epilogue : l'Etat apporte sa caution	11
4.3.4. Reste à statuer sur les frais de portage et de gestion	11
4.4. Les électro-intensifs s'en sortent de mieux en mieux	11
4.4.1. Une assiette amputée d'un cinquième	11
4.4.2. Une exonération de plus en plus lourde pour ceux qui restent astreints ...	12
4.4.3. Un plafonnement du plafond !	12
4.4.4. Remarques :	13
4.5. Où l'on parle d'« <i>obligation de capacité</i> » et de sa prise en charge par la CSPE ?	13
4.5.1. Précédent de Landivisiau	13
4.5.2. Le décret est prêt ...	13
4.6. « <i>Dernière minute</i> » : l'effacement s'effacerait ?	14
4.6.1. Depuis plusieurs années ...	14
4.6.2. Prise en compte dans la CSPE 2014 ?	14
4.6.3. Mais, patatras !	14
5. CONSTAT DES CHARGES AU TITRE DE L'ANNEE 2012	14
5.1. Obligation d'achat mais aussi dispositions sociales	15
5.2. Solidarité avec les personnes en précarité énergétique	16
5.2.1. Rappel sur les « <i>dispositions sociales</i> » de la CSPE	16
5.2.2. Un certain mérite revient à EDF ...	17
5.2.3. De leur côté, les ELD marquent le pas (voir aussi notre annexe 15 en son § 4.) :	17
5.2.4. Rétrospective 2004-2014	17
5.3. Pourquoi de tels écarts, tant pour EDF que pour les ELD ?	18

6. PLEINS FEUX SUR L'OBLIGATION D'ACHAT (OA)	19
6.1. Rappel sur le calcul du surcoût d'OA	19
6.2. Depuis, les règles ont encore évolué ...	19
6.3. Mais tout s'explique ...	20
6.3.1. Des ELD mieux compensées que prévu	20
6.3.2. Quand le « prix du marché » joue au yoyo ...	20
6.3.3. Discrimination indéfendable !	21
6.3.4. Non, les tarifs d'achat ne baissent pas, bien au contraire !	22
7. SITUATION FAITE AUX ELD	24
7.1. Mémoire sur les ELD (juillet 2013)	24
7.2. Huit mois plus tard, confirmations :	24
7.2.1. Les ELD occupent une place croissante dans le dispositif CSPE :	24
7.2.2. Le « tarif de cession » aux ELD ressort à 33,6 €/MWh ...	24
7.2.3. EDF subit ainsi une décote de presque 12 €/MWh ...	24
7.2.4. Plus grave ...	24
8. PRECONISATIONS	25
8.1. Elargir la CSPE à l'énergie	25
8.2. Revoir le calcul officiel de la CSPE	25
8.3. Raboter fortement l'obligation d'achat des énergies alternatives ...	25
8.4. Parallèlement, on pourrait intégrer à la CSPE des charges ...	25
8.5. On devrait s'interroger sur le transfert de l'obligation d'achat d'EDF à RTE ...	26
8.6. Autre piste : confier à RTE la gestion des STEP ...	26
8.7. ... voire suggérer la constitution d'une cagnotte ...	26
8.8. Clarifier le fourre-tout qu'est devenue la cspe	26
9. DEVOIR DE SUITE	26

« Dans [l]e déluge d'informations [sur le « matraquage fiscal »], il est surprenant de constater le silence sur un prélèvement frappant tous les Français et qui, déjà notable, va bientôt devenir tout simplement énorme : **la gabelle électrique**.

Comme son ancêtre, la Gabelle, l'impôt sur le sel, cette taxe porte sur une consommation incontournable, celle de l'électricité, chaque fois que celle-ci est produite par des moyens intermittents², les éoliennes ou le photovoltaïque par exemple. Le mécanisme de prélèvement mis en place a été volontairement compliqué : au départ, les textes font obligation à EDF d'acheter les kilowatts-heure d'origine 3M (moulins à vent, miroirs, marées), qu'elle en ait besoin ou non, à un prix très supérieur au coût moyen de production EDF ».

Ainsi commençait le papier³ publié le 01/10/2013 par la *Fondation pour la recherche sur les administrations et les politiques publiques*. Il aura donc fallu 10 ans pour que la CSPE, car c'est d'elle qu'il s'agit, fasse la « Une » des magazines et, parfois, des journaux télévisés⁴.

1. CONTEXTE

1.1. ACTUALITE DES CONCLUSIONS DE L'EXPERTISE DE 2007 ...

Et pourtant, dès 2007, IED avait analysé et dénoncé les dangers de cette disposition parafiscale, née de la loi de dérégulation de février 2000, comme on peut le constater dans la synthèse en annexe 1, ci-après résumée :

« Le présent document synthétise le travail et les résultats d'une expertise réalisée par le cabinet IED à la demande du Comité Central d'Entreprise d'Electricité de France.

Le rapport d'expertise⁵ comporte plus de 70 pages, plus 50 pages d'annexes, ainsi qu'un répertoire de quelque 350 références. La plupart et les plus importantes de celles-ci sont :

- des textes publiés au Journal Officiel de la République Française, qu'il s'agisse des 175 textes de lois, décrets, etc. concernés, ou des avis rendus par la Commission de Régulation de l'Energie (CRE) sur les projets de décrets ou arrêtés que le Gouvernement est tenu de lui soumettre préalablement à leur parution ; sans parler des rapports et communications émis par cette instance de contrôle, statutairement indépendante ;
- les comptes-rendus de réunions ou d'échanges avec des représentants de tous les acteurs concernés,
- ainsi que les points de vue d'experts reconnus.

L'aridité de ce rapport est due à la complexité du sujet, jamais traité jusque là, au parti que nous avons pris d'un scrupuleux décryptage de textes nombreux, enchevêtrés et modifiés de façon récurrente ainsi qu'à la mouvance du regard porté par la CRE chargée d'en contrôler la mise en œuvre. Ce dernier point est majeur car celle-ci, censée encourager, selon son Président, « la prise de conscience des consommateurs finals qui doivent être les bénéficiaires de tous ces mouvements », n'a pas vraiment facilité la compréhension d'un mécanisme qui, en l'état, va contre l'intérêt desdits consommateurs.

Avant d'être « finals », ceux-ci gagneraient à être finauds ! Ce qui suppose de les avoir au préalable informés, a minima, des sommes en jeu qui se chiffrent en milliards d'euros. C'est l'un des objets de cette étude ».



A la relecture, début 2014, nous ne voyons strictement rien à modifier dans notre dénonciation d'un système pervers que nous avons osé qualifier de moderne « gabelle », en dénonçant les profiteurs soi-disant vertueux (ci-contre slide du 29/05/2008) et pronostiquant son explosion due à l'aubaine d'une obligation d'achat à tarifs élevés et à un mécanisme de compensation structurellement inflationniste ! **L'évolution récente est donc tout sauf surprenante.**

² Correctif : « intermittents » ou ... non : hydraulique, biomasse, biogaz, géothermie, cogénération, ... émergent également.

³ <http://www.ifrap.org/Fiscalite-2013-2033-decouverte-d-un-impot-cache,13566.html>

⁴ Jusqu'à TF1 demandant à interviewer un rédacteur du présent rapport, venu spécialement à Montreuil, le 21 février 2013 ... En vain car la minute et demi enregistrée ne passa jamais sur les ondes, sans indemnisation ni même excuses !!!

⁵ « Le mécanisme de contribution aux Charges de Service Public d'Electricité », IED, novembre 2007. Ce document est accessible sur le site du collectif « Sauvons le Climat » : www.sauvonsleclimat.org, dans la rubrique « documents SLC ».

Aussi n'y a-t-il pas lieu ici de revenir en détails sur cet « *impôt affecté* », hors budget de l'Etat. Nous bornerons le présent rapport à un bref rappel de la structure de la CSPE, suivi de l'analyse de quelques aspects encore méconnus, à moins qu'ils ne soient délibérément passés sous silence.

1.2. PLETHORE DE CONTRE-VERITES A RETABLIR

Auparavant, il importe de corriger des **contre-vérités sciemment propagées** par de prétendus « experts », en citant un Directeur GDF-Suez, Bruno Bensasson, qui, lors du débat BIP-Enerpresse du 16/4/2013, déclara que « *l'accord conclu en janvier est très important. En 2013, les recettes de la CSPE vont dépasser les coûts⁶, ce qui est très bon signe [...]. Depuis que la loi permettant d'augmenter la CSPE et de respecter un plafond de hausse de 3 euros par MWh et par an a été votée, elle a été appliquée. Il ne serait pas pertinent de remettre en cause la solution qui a été trouvée, qui nous paraît équilibrée [...]⁷. En tant que producteurs d'ENR électrique (nous sommes le premier acteur de l'éolien terrestre en France avec 1200 MW installés et travaillons aussi dans l'éolien offshore), nous n'avons pas de problèmes avec le système de la Contribution au service public de l'électricité [...]. Il fallait faire évoluer la compétitivité (je vous renvoie aux discussions britanniques sur le prix du nucléaire !)* ». **GDF-Suez s'en porte bien, pourquoi EDF s'en plaindrait-elle !?**

Dans ce genre de propos définitifs, on ne peut omettre l'affirmation selon laquelle « *la fameuse [...] CSPE, liée à l'obligation d'achat, a été bénéficiaire pour EDF de 670 millions d'euros en 2009* ». De qui émane ce lumineux propos⁸, datant de mi-novembre 2010, venant étayer une accusation de « *manipulation sur l'augmentation du prix de l'électricité* » ? Du député PS et, maintenant (depuis mi-2012) président de la *Commission de surveillance de la Caisse des Dépôts et Consignations* (CDC), Henri Emmanuelli !

Dieu merci ! La gestion des fonds de la CSPE est précisément confiée à ladite CDC !!!

D'autres propos, largement diffusés, témoignent d'une absolue ignorance du sujet mais propagent des idées démagogiques, comme le communiqué de l'anti-éolien FED (annexe 2) qui en appelle à une levée de boucliers contre le « *profiteur* » de la CSPE, EDF bien sûr !

1.3. HETEROGENEITE DES INFORMATIONS DE LA CRE

Il faut dire que la CRE prête le flanc quand, dans une même prévision, elle délivre des chiffres incohérents, tout au moins sans explication (cf. notre annexe 16). C'est flagrant depuis 3 ans avec la notification des parts de CSPE affectées aux EnR et à la cogénération, objet de sa dernière annexe (numérotée 7 ou 8), parts différentes des proportions déduites du tableau 2 figurant dans le corps de chaque délibération :

	Prévision 2012		Prévision 2013		Prévision 2014	
	Tab. 2 délib.	Annexe 7	Tab. 2 délib.	Annexe 7	Tab. 2 délib.	Annexe 8
Total énergies renouvelables	52,1%	43,9%	58,8%	51,4%	60,2%	58,2%
Cogénération (MC)	16,7%	7,0%	10,3%	7,2%	7,4%	6,4%

Par ailleurs, l'année 2014 voit une nouveauté : en sus de la « *délibération* » proprement dite (en 5 ou 6 pages), la CRE a cru bon d'adjoindre une « *communication* » (de 6 pages) et une page de « *communiqué* », pièces dont **l'intérêt est douteux** : les chiffres diffèrent d'un document à l'autre (voir annexes 4, 8 et 9), suscitant forcément diverses interprétations !

Nous y reviendrons au § 5.1.

⁶ Pronostic bien téméraire.

⁷ « *Qui a l'oreille de Nathalie ? Gérard qui parle ou Henri qui paie ?* », titre d'une brève de *Challenges* n° 271 : « *Réunis à la même tribune au ministère de l'Ecologie, le 30 septembre [2011], pour une conférence visant à lutter contre la précarité énergétique, le PDG d'EDF, Henri Proglio, a glissé quelques mots à l'oreille de Nathalie Kosciusko-Morizet pendant le discours du patron de GDF Suez, Gérard Mestrallet. Et la ministre a aussitôt cafté : « Comme me le dit Henri Proglio, le temps de parole n'est pas proportionnel à la participation financière » au programme « Habiter mieux ». De fait, sur la première tranche de 85 millions d'euros, EDF a une contribution (56 %) deux fois plus élevée que celle de GDF Suez (27 %) [...]* ».

⁸ Propos repris, tel quel, du communiqué du CLER (*Comité de Liaison des Energies Renouvelables*, organisme représenté au CSE) et d'HESPUL, qui ajoutaient sans rire « *à la plus grande satisfaction du groupe et de ses actionnaires* » (27/10/2010) !

2. RAPPELS DE LA STRUCTURE DE LA CSPE

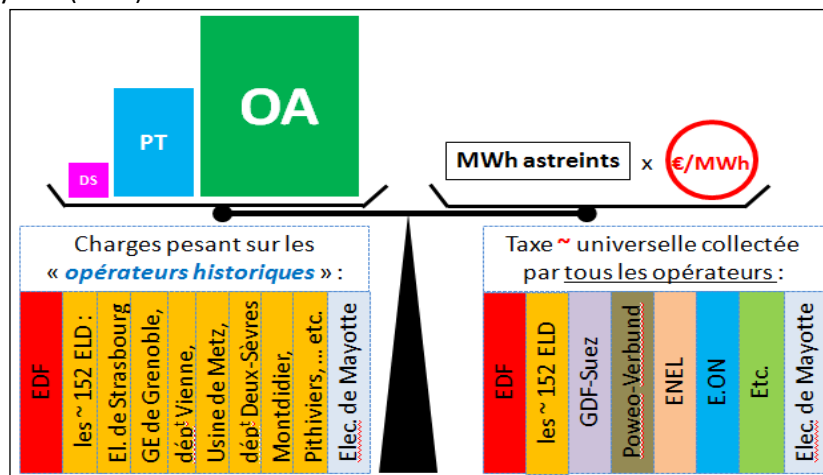
2.1. LES « CHARGES DE SERVICE PUBLIC D'ÉLECTRICITÉ » SONT, POUR L'HEURE, LES SUIVANTES :

- les **dispositifs sociaux** (*Tarif de Première Nécessité* et *Fonds de Solidarité Logement*), relevant de la solidarité avec les plus démunis ;
- la très républicaine **péréquation tarifaire** en ZNI (les « zones non interconnectées » que sont les DOM, Corse et îles bretonnes) ;
- et l'**obligation d'achat** (OA) d'électricité verte ou cogénérée, avec ou sans appel d'offres (AO) préalable⁹.

On remarque que le TaRTAM (au bénéfice des éligibles) ne figure plus, remplacé qu'il est par le tarif ARENH de la loi NOME.

Ces charges s'imposent¹⁰ à trois acteurs ou groupes d'acteurs :

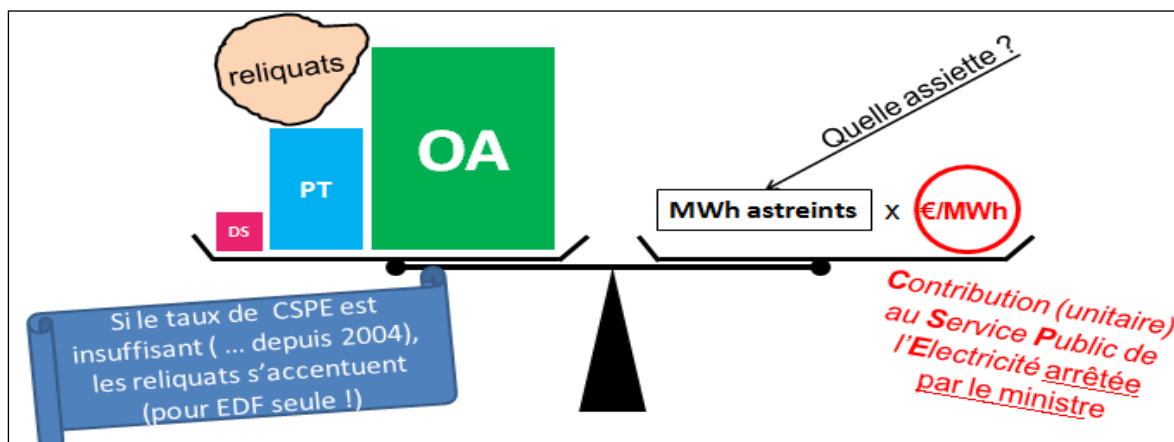
- EDF (en fait DOAAT pour l'hexagone et SEI pour les ZNI),
- les ex-Régies de l'hexagone, baptisées « *Entreprises Locales de Distribution* » (ELD)¹¹, et ...
- Electricité de Mayotte (EDM).



Les contributions des consommateurs sont collectées par tous les commercialisateurs (EDF, ELD, EDM, mais aussi les opérateurs privés que sont GDF-Suez, Direct Energie, etc. voire européens : E.ON, RWE, ENEL, etc.), avec les factures de consommation, et reversées à la susdite Caisse des Dépôts et Consignations, sous supervision de la CRE (Commission de Régulation de l'Énergie).

2.2. LA COMPENSATION INTEGRALE DE CES CHARGES...

... (telle qu'elle était initialement prévue par l'article 5 de la loi n°2000-108) est illustrée par le schéma suivant 12 :



⁹ Les coûts d'achat unitaires imposés à EDF sont issus d'appels d'offres ou arrêtés tarifaires, conformément aux articles 8 et 10 de la loi n°2000-108 « relative à la modernisation et au développement du service public de l'électricité ».

¹⁰ L'imparfait est de mise car les « alternatifs » ont mis le pied dans la porte (cf. 4.1. ci-après).

¹¹ Ce concept a été jugé plus « moderne » que l'expression DNN (« Distributeurs Non Nationalisés », sous-entendu : « en 1946 ») retenue par la Loi jusqu'en 2011, année de parution du Code de l'Énergie.

¹² Dans cette balance, nous négligeons le « budget du Médiateur national de l'énergie et les frais de gestion exposés par la Caisse des dépôts et consignations ».

La contribution unitaire C_u (en €/MWh) d'une année N est donc égale au quotient de la somme des charges prévisionnelles au titre de cette année (plus les éventuels reliquats, essentiellement de l'année antépénultième N-2), en millions d'euros, par l'assiette des contributeurs astreints à cet impôt (en TWh) :

$$\text{Contribution unitaire } C_u \text{ (€/MWh)} = \frac{\sum \text{charges} + \text{reliquats (en M€)}}{\text{Assiette (en TWh)}}$$

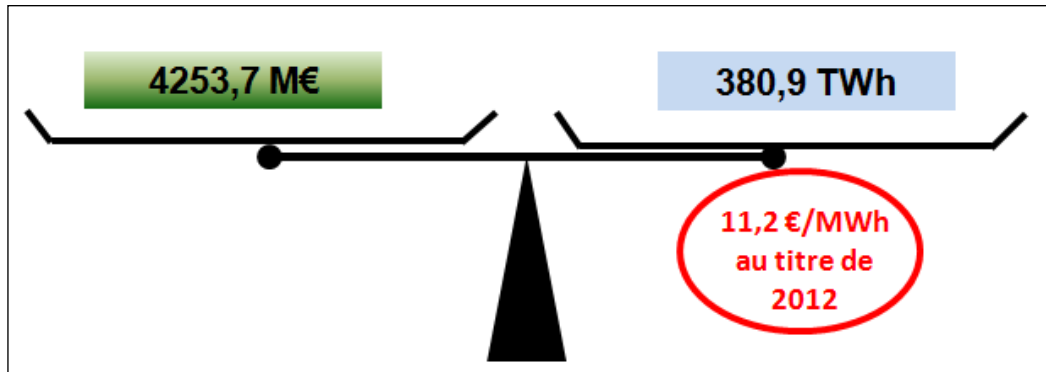


Schéma établi sur la base des prévisions CRE pour 2012 (délibération du 13/10/2011)

Deux remarques s'imposent :

- sur l'assiette : d'entrée de jeu, les plus gros consommateurs furent exemptés, partiellement, de cette CSPE ; cette exemption concernait 2,3 % de la consommation totale de 2002 mais la proportion grimpa rapidement autour de 20% (soit un peu moins de 100 TWh)¹³.

- en octobre de l'année N-1, la CRE procède à la prévision des charges au titre de l'année N ainsi qu'au constat des charges de l'année N-2 ; il est donc possible de corriger la prévision de celles-ci et d'ajouter le reliquat (ainsi que les reliquats dus aux corrections des années précédentes) de l'année N-2 aux charges au titre de l'année N, constituant ainsi les charges de l'année N, comme l'illustre l'exemple ci-dessous :

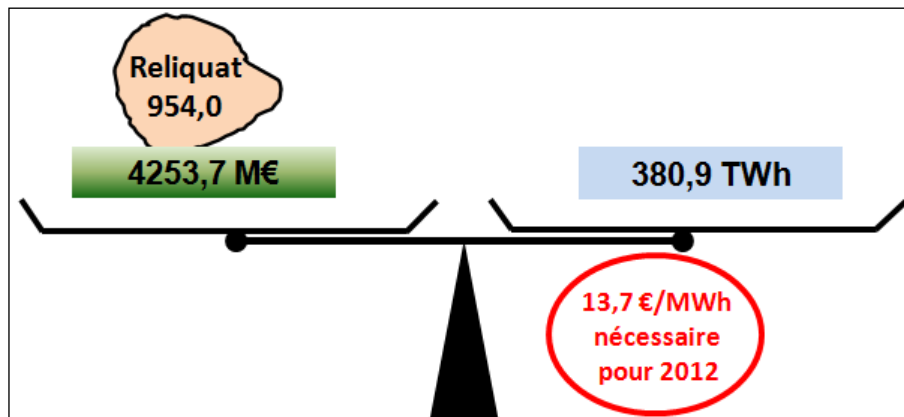


Schéma établi sur la base des prévisions CRE pour 2012 (délibération du 13/10/2011)

¹³ Il est de bon ton de stigmatiser l'Allemagne mais la France aussi a cherché à protéger la compétitivité de ses entreprises. Il est vrai que certaines entreprises allemandes sont également dispensées de TURPE. L'un dans l'autre, qu'en est-il ? :

- « Au total, la réduction de la surcharge EEG [la CSPE allemande, hors péréquation tarifaire et dispositifs sociaux] et l'ensemble des avantages complémentaires [taux réduit pour l'écotaxe sur l'électricité et pour le droit de concession ; réduction sur le tarif d'utilisation des réseaux [notre TURPE] ; compensation de la hausse du prix du courant] représentent une économie pour l'industrie allemande estimée à plus de 10 milliards d'euros » (rapport sénatorial du 18/12/2013 ; voir aussi Enerpresse du 7/03/2013) ;

- En France, l'exonération de CSPE s'est élevée à peu près (selon prévision ci-avant) à 94,8 TWh x 9,75 €/MWh = 0,9 md€. Soit un déséquilibre de 11 pour 1 ... justifiant l'ouverture, par la CE, d'une procédure à l'encontre de l'Allemagne (Enerpresse du 17/12/2013).

3. METHODOLOGIE

3.1. SOURCES

La démarche d'IED n'a pas varié, privilégiant la prise d'information auprès des principaux acteurs d'un processus, complexe (multiplicité des parties prenantes) et récurrent (prévisions et constats croisés sur trois années).

Cependant, le secret commercial, particulièrement bien protégé dans ce secteur emblématique d'un mythe « *marché libre et non faussé* », n'incite pas les interlocuteurs, qu'ils soient d'EDF (sous surveillance suspicieuse de la CRE¹⁴ mais aussi de la Commission Européenne¹⁵ et de l'Autorité de la concurrence¹⁶, et de ses concurrents !), des ELD (les plus grosses ont refusé de nous ouvrir leurs portes), ou de la CRE (qui ne donne aucune information allant au-delà de ses propres publications).

De fait, nous n'avons pratiquement pas sollicité de nouveaux entretiens avec des protagonistes du sujet, nous contentant d'assister à quelques débats ou colloques (SER au Marriott, ADAPes à la Maison de Hongrie, ATEE à Villeurbanne) et à confronter notre point de vue à celui d'observateurs avisés (parlementaires, M. Boiteux, F. Brottes, Cour des comptes ...) (voir liste en annexe 3).

L'essentiel du travail a donc consisté à rechercher (merci Enerpresse !) et lire attentivement les documents officiels (disponibles sur le JORF¹⁷) :

- textes législatifs et réglementaires (lois, décrets, arrêtés, ...) d'une part,
- avis et propositions annuelles de CSPE, émis par la CRE¹⁸ d'autre part.

Ce n'est pas satisfaisant ... Du moins, la compilation et le croisement des délibérations de la CRE (surtout de leurs annexes) « *portant proposition relative aux charges de service public de l'électricité et à la contribution unitaire pour* » l'année suivante, donnent-ils matière à travail de Bénédictins, parfois riche d'enseignements. Et le site le plus précieux, sur ce sujet de la CSPE, est, sans conteste, celui-ci :

http://www.cre.fr/operateurs/service-public-de-l-electricite-cspe/montant#section4_1

3.2. TECHNICISATION DU SUJET

Une remarque s'impose : la consultation de ces documents (au demeurant parfois insuffisants pour être compris) devient de plus en plus complexe du fait de :

- d'une véritable inflation : l'annexe 4 illustre la croissance du nombre de pages publiées par la CRE chaque année, d'une petite vingtaine en 2004-5 à 87 pour 2014 ! Cela tient au gonflement même de la CSPE, du fait des nouveaux mécanismes y donnant droit (ainsi de l'effacement, apparu cette année), ainsi qu'à la croissance du nombre d'ELD qui y émargent (sans parler des alternatives ...),
- d'une certaine sophistication : l'exemple le plus parlant concerne la définition du « *coût évité* », en référence au prix de marché évité, lui-même différencié selon les EnR dont l'achat est obligé (cf. annexes 10 et 11).

Il en résulte une « *technicisation* » mettant les éléments fournis hors de portée du citoyen lambda qui voudrait s'informer sur cette taxe à laquelle il est astreint (voire du député qui a, parfois, à en connaître !), ce qui pose la « question préalable » de la démocratie du système.

3.3. RAPPORTS SUR LE SUJET

Il est réjouissant (et prétentieux !) mais décevant (pour l'éclaircissement du dossier) de noter qu'aucun rapport officiel sur le sujet ne nous a apporté grand-chose, pas même ceux de la Cour des comptes¹⁹. Nous notons néanmoins :

- « *Rapport d'information* » (AN 1846 du 16/7/2009) du député S. Poignant sur « *l'énergie photovoltaïque* » ;

¹⁴ Le rapport IED initial donne quelques indications de son caractère tatillon, à l'égard d'EDF seulement ...

¹⁵ Le 21 septembre 2009, une lettre de la CE informait EDF du classement du dossier d'enquête, lancée en mars 2009, pour manipulation des prix sur le marché français !

¹⁶ Dans l'avis du 13/01/2014 par lequel elle condamne la « *prime d'effacement* » _ adossée à la CSPE, bien sûr _ envisagée dans un projet de décret (cf. 4.6.), « *L'Autorité propose la mise à disposition de l'ensemble des opérateurs d'effacement d'une partie des données qu'EDF détient sur ses clients abonnés à l'électricité, "données qui permettent d'identifier les gisements d'effacement"* » (Enerpresse du lendemain). Pourquoi pas aussi des cessions de brevets ?

¹⁷ www.legifrance.gouv.fr

¹⁸ www.cre.fr

¹⁹ La CC n'a(vait) jamais mis le doigt (du moins l'accent) sur le distinguo instauré par la loi de finances rectificatives pour 2004, de compensation des charges d'obligation d'achat supportées par EDF d'une part, les ELD d'autre part. Cependant la CC a, en juin 2012, attiré notre attention sur l'importance de l'exonération actuelle et future du plafonnement de la contribution par site de consommation (voir 4.4.).

- « Rapport d'information » (AN 2818 du 28/09/2010) de M. Diefenbacher et J. Launay sur la CSPE ;
- Pages 279 à 294 du « Rapport annuel 2011 » de la Cour des Comptes et
- sa mise à jour, annexée au rapport de la commission d'enquête sur « le coût réel de l'électricité afin d'en déterminer l'imputation aux différents agents économiques » (J. Desessard, sous présidence de L. Poniatowski ; Sénat n°667, du 11/07/2012).

4. ELEMENTS NOUVEAUX

Parmi ceux-ci (que nous avons renoncé à lister, tant ils abondent ...), nous commenterons seulement cinq événements, récents, ayant une incidence directe, et visible, sur les perspectives 2014. Pour autant, nous ne tenons pas pour négligeables les changements de pied bien connus que furent les conclusions du Grenelle de l'Environnement (et la PPI 2009), les évolutions tarifaires (notamment le moratoire de fin 2010 puis l'encadrement du photovoltaïque depuis 2011), la réduction du crédit d'impôt développement durable, etc. Au passage, insistons tout de même sur l'émergence, en mai 2011²⁰, du Code de l'Energie qui ne facilite pas franchement l'accès aux textes, d'autant qu'il ne comporte, pour l'heure, que la « partie législative » ... La référence à ce texte est, néanmoins, incontournable :

<http://www.legifrance.gouv.fr/affichCode.do?cidTexte=LEGITEXT000023983208&dateTexte=20140125>

4.1. LES « ALTERNATIFS » PEUVENT, ENFIN, SE PENCHER SUR LES SITUATIONS DE PRECARITE

On sait que « tout client qui achète de l'électricité pour sa propre consommation ou qui achète de l'électricité pour la revendre a le droit de choisir son fournisseur d'électricité. Il peut conclure un contrat d'achat d'électricité avec un producteur ou un fournisseur d'électricité de son choix installé sur le territoire d'un Etat membre de l'Union européenne ou, dans le cadre de l'exécution d'accords internationaux, sur le territoire d'un autre Etat » (cf. article L331-1 du CE).

4.1.1. TPN, prérogative d'EDF et des ELD

Cependant, la délivrance de tarifs spéciaux d'électricité (et de gaz) était réservée aux opérateurs historiques à savoir EDF et les Distributeurs Non Nationalisés. Bien qu'on sache qu'une « charge » s'apparente à un fardeau, les fournisseurs privés n'ont eu de cesse de réclamer que cette mission leur soit aussi dévolue, comme en témoigne Enerpresse du 11/4/2012 (souligné par nous) :

« L'association nationale des opérateurs détaillants en énergie demande au gouvernement "de modifier, dans les plus brefs délais, la loi pour que tous les fournisseurs d'électricité puissent proposer le tarif de première nécessité (TPN)" » [...] Du fait que seul EDF (et les ELD sur leur zone) peut proposer ce tarif social, "l'automatisation²¹ des procédures d'attribution de ces tarifs sociaux aggrave le caractère anticoncurrentiel incompatible avec le droit européen du dispositif législatif et réglementaire en vigueur", estime l'association.

L'ANODE estime que le gouvernement "ne peut raisonnablement continuer à empêcher les ménages en situation de précarité de profiter d'offres alternatives leur permettant d'une part de diminuer le montant de leur facture d'électricité, et d'autre part de disposer de nouveaux services visant à la maîtrise de la demande en énergie et en pointe : tous les consommateurs, même les plus vulnérables, doivent pouvoir bénéficier des avantages de la concurrence ! [...] Le préjudice pour chacun des membres de l'ANODE est en l'espèce plus que substantiel puisque le décret précité génère un risque de départ massif de leurs clients vers leur principal concurrent ... sans aucune compensation !" ».

Où le préjudice des opérateurs semble prévaloir, in fine, sur celui des précaires !

²⁰ Suite à l'ordonnance n° 2011-504 du 9 mai 2011 « portant codification de la partie législative du code de l'énergie » (JORF du 10/05/2011). Ledit code, d'application au 01/06/2011, valide la nouvelle appellation des ex-« distributeurs non nationalisés » : « entreprises locales de distribution ».

²¹ Décret n° 2012-309 du 6 mars 2012 « relatif à l'automatisation des procédures d'attribution des tarifs sociaux de l'électricité et du gaz naturel ».

4.1.2. Lobbying efficace

Ce message de Direct Energie, Poweo etc., a été « reçu, 5 sur 5 » ! Pour preuve : l'article 7 de la « loi Brottes », n°2013-312 du 15/04/2013 « visant à préparer la transition vers un système énergétique sobre et portant diverses dispositions sur la tarification de l'eau et sur les éoliennes » modifia l'article L337-3 du CE en ces termes :

« Les tarifs de vente d'électricité aux consommateurs domestiques tiennent compte du caractère indispensable de l'électricité pour les consommateurs dont les revenus du foyer sont, au regard de la composition familiale, inférieurs à un plafond, en instaurant pour une tranche de leur consommation une tarification spéciale produit de première nécessité. Cette tarification spéciale est applicable aux services liés à la fourniture.
Pour la mise en œuvre de cette mesure, l'administration fiscale et les organismes de sécurité sociale constituent un fichier regroupant les ayant-droits potentiels. Ces fichiers sont transmis aux fournisseurs d'électricité ou, le cas échéant, à un organisme désigné à cet effet par ces fournisseurs, afin de leur permettre de notifier aux intéressés leurs droits à la tarification spéciale ».

Et le décret n°2013-1031 du 15/11/2013 « portant extension à de nouveaux bénéficiaires des tarifs sociaux de l'électricité et du gaz naturel »²² modifia à cette fin le décret n°2004-325, fondateur du TPN, comme suit :

« **Article 1** : Le bénéfice de la tarification de l'électricité comme produit de première nécessité, prévue à l'article 4 de la loi du 10 février 2000 susvisée, est ouvert sur leur demande et pour leur résidence principale, aux personnes physiques titulaires d'un contrat de fourniture d'électricité, dont les ressources [...] ».

Article 2 : « Pour une personne physique bénéficiaire, la tarification de l'électricité comme produit de première nécessité résulte d'une déduction forfaitaire sur le prix de fourniture contractuellement établi entre le client domestique et son fournisseur d'électricité [...] ».

4.1.3. Prise en compte dans la CSPE 2014

Prévoyante, la CRE avait promptement obtempéré, actant dès le 9/10/2013 que la loi n°2013-312 avait « étend[u] la mission de mise en œuvre du TPN à l'ensemble des fournisseurs d'électricité. Les fournisseurs alternatifs pourront donc proposer le TPN à leurs clients, et être compensés des surcoûts en résultant, dans les conditions définies à l'article L121-8 du CE ».

De fait, la CRE a intégré à sa prévision 2014 une ligne de 10,9 M€ « au titre de la mise en œuvre du TPN » par les « seuls deux [...] fournisseurs alternatifs interrogés » ayant répondu, GDF-Suez et Direct Energie (qui, entre temps, a absorbé Poweo).

Notre synthèse ci-après ...

²² Titre donnant matière à s'interroger sur la nature des « nouveaux bénéficiaires » : fournisseurs privés ou clients précaires (voire nouveaux ayants-droit que sont les « gestionnaires de résidences sociales ») ? La première hypothèse est évidemment la bonne !

Prévision de coût des dispositions sociales pour 2014 selon annexe 1 à la délibération CRE du 9/10/2013					
	EDF	Entreprises Locales de Distribution	Fournisseurs alternatifs		Electricité De Mayotte
			GDF-Suez	Direct Energie	
Charges dues au "tarif de première nécessité" <i>références</i>	A.4.1.	B.2.	C.		D.3.
Pertes de recettes (M€)	292,4	4,6	aucun détail		1,7
Bénéficiaires*	3 409 172	38 389	80 000	14 652	18 250
Surcoûts de gestion (M€)	12,0	****	aucun détail		*****
Pertes de recettes dues aux réductions ... ** (M€)	5,3				
Sous-total	309,7	4,6	9,6	1,4	1,7
Charges dues au dispositif institué en faveur des personnes en situation de précarité	A.4.2.	****	aucun détail		*****
"Versements aux fonds de solidarité pour le logement" ***	23,3				
Charges prévisionnelles dues aux dispositions sociales	333,0	4,6	9,6	1,4	1,7
Ratio social (en €/bénéficiaire) *	97,7	119,8	120,0	95,6	93,2

* "Métropole et Outre-mer". Non compris 1 500 résidences sociales (estimation EDF)

** Pertes de recettes dues aux réductions instaurées sur les services liés à la fourniture suite au décret n°2006-924

*** Pour la première année très inférieurs aux 20% des charges liées au TPN ...

**** "Les prévisions de pertes de recettes dues à l'application du TPN par les ELD ont été revues par la CRE en appliquant une réduction unitaire moyenne calculée à partir de la répartition des clients sur le périmètre EDF – Métropole continentale. Lorsque les charges calculées selon cette méthode sont inférieures aux charges prévues par les ELD, la CRE retient leur prévision pour le calcul de leurs charges [...] prévisionnelles"

***** "EDM estime que 50% de la clientèle domestique sera concernée par ce tarif [...]. La perte de recette [...] est évaluée pour 2014 à 1,7 M€ "

... montre que le bénéfice de ces dispositions sociales s'établit autour de 100 € par bénéficiaire mais aussi que les acteurs de « l'électricité sociale » ne sont, apparemment, pas tous logés à la même enseigne (même s'il est trop tôt, au stade des prévisions, pour tirer des conclusions définitives).

Mais nous reviendrons sur ce volet social un peu plus loin (§ 5.2.).

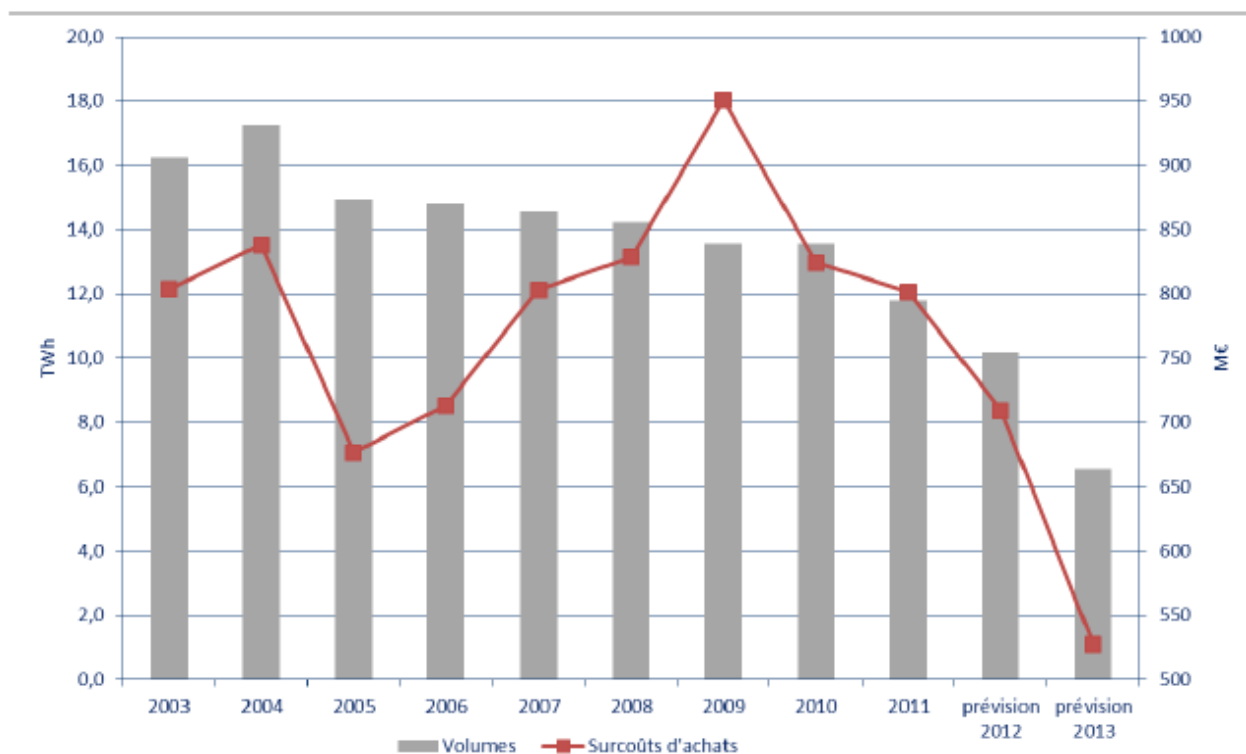
4.2. LES COGENERATEURS « SAUVENT LE[UR]S MEUBLES »

4.2.1. Une vertu contestable

Notre premier rapport avait, ingénument, pris conscience de l'existence d'une fantastique aubaine, à savoir une juteuse obligation d'achat de l'électricité cogénérée, encouragée sous prétexte d'un gain d'efficacité énergétique. De fait, l'utilisation d'un peu plus de vapeur pour produire de l'électricité est censée améliorer, un peu, le rendement du cycle thermique de la chaudière laquelle est, originellement et principalement²³, vouée à un chauffage urbain ou à un processus industriel, même si ces cogénérations brûlent du gaz, voire du charbon ! Ce rapport n'avait pas été tendre avec cette technologie qualifiée vertueuse, reprenant les conclusions assassines des hauts fonctionnaires du Conseil Général des Mines et de l'Inspection Générale des Finances (voir extrait en annexe 5). Et l'on pouvait s'attendre à l'extinction de la filière au terme des 12 années de contrat, comme l'illustre le diagramme suivant issu de l'avis CRE du 12/09/2013 ...

²³ Il arrive que des montages industriels vantent la cogénération chaleur-électricité mais que la composante chaleur n'y soit qu'un alibi d'éligibilité à l'obligation d'achat (exemple vécu lors d'une expertise IED pour le Syndicat Mixte d'Electricité de Martinique, en octobre 2008, sans suite, Dieu merci !).

Chronique des volumes achetés sous obligation d'achat et des surcoûts afférents



4.2.2. Lobbying (lui aussi) efficace ...

Depuis lors, les acteurs du secteur (FEDENE, UNIDEN, ATEE, ...) ont beaucoup travaillé pour préserver leur bénéfique activité (de nombreuses brèves d'Enerpresse, d'août 2011 à juin 2013 l'illustrent²⁴), aboutissant à leur fin, à savoir la publication de deux arrêtés de complaisance :

- le premier (11/10/2013) permet aux installations de moins de 12 MW ayant subi une rénovation de continuer à profiter de l'obligation d'achat (moyennant des clauses techniques et des contrôles plus rigoureux) ;
- le second (19/12/2013), publié au JO le 29/12/2013 (ouf !), ouvre aux installations de plus de 12 MW la perspective d'une « prime rémunérant la disponibilité des installations de cogénération supérieures à 12 MW »²⁵. Ce système est censé faire la soudure avec le futur « marché de capacités », en 2016 ...

L'imposition de ce dernier texte à la CRE ne laisse aucune place au doute, comme il appert du compte-rendu de sa délibération du 12/9/2013 (dont s'abstiennent Ph. de Ladoucette et ses vice-présidents !) : « La CRE a été saisie de ce projet le 5 août 2013. [...] La CRE dispose d'un délai d'un mois pour rendre son avis. Par courrier en date du 7 août 2013, la CRE a sollicité un délai supplémentaire. Par courrier du 22 août 2013, le directeur général de l'énergie et du climat lui a accordé un report jusqu'au 12 septembre 2013 ». Et, « coup de pied de l'âne », la CRE s'est finalement abstenue de formuler le moindre avis, favorable ou non ...

4.2.3. Prise en compte dans la CSPE 2014

Sans surprise, la CRE a, un mois plus tard, intégré à sa prévision de CSPE 2014 une **réserve de 45 M€** au titre de la « disponibilité des centrales de cogénération de plus de 12 MW », en sus des quelque **4,7 TWh** que devraient cogénérer un parc d'environ 1,5 GW d'unités de moins de 12 MW.

Pour mémoire, la CRE avait comptabilisé **environ 17,7 TWh d'électricité cogénérée en 2004** (cf. annexe 7), soit à peu près le volume attendu en 2014 de ... l'éolien (dans les deux cas pour l'hexagone seul).

²⁴ La présentation de Patrick Canal, secrétaire général de l'ATEE, le 28/11/2013 à Villeurbanne, ne fut qu'un vibrant plaidoyer. Et la venue de Jean-Claude Boncorps, vice-président de la FEDENE, à IED le 03/02/2011, n'avait pas d'autre but.

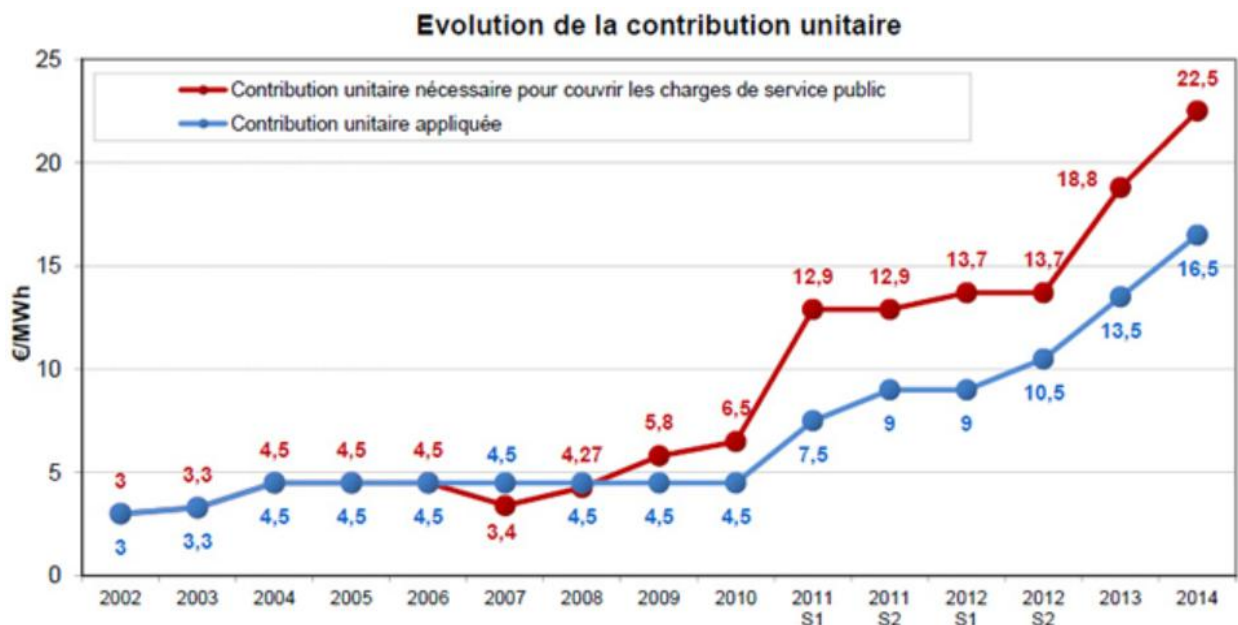
²⁵ Le distinguo autour de cette césure de 12 MW tient au fait qu'« un décret en Conseil d'Etat fixe les limites de puissance installée des installations de production qui peuvent bénéficier de l'obligation d'achat ». Faute de quoi, les grandes centrales hydrauliques y auraient droit (ce qui n'aurait pas été supportable, dès lors que le concessionnaire en est souvent ... EDF !).

4.3. EDF SORTIRAIT DU TROU ...

4.3.1. Fin du blocage du taux unitaire de CSPE (en €/MWh)

L'article 37 de la loi de finances pour 2011, n°2010-1657, modifiant l'article 5 de la loi n°2000-108, met un terme au gel gouvernemental de la contribution unitaire : « A défaut d'un arrêté fixant le montant de la contribution due pour une année donnée avant le 31 décembre de l'année précédente, le montant proposé par la Commission de régulation de l'énergie [...] entre en vigueur le 1^{er} janvier, dans la limite toutefois d'une augmentation de 0,003 €/kWh [soit 3 €/MWh] par rapport au montant applicable avant cette date ».

Ce n'est pas l'alignement automatique sur les prévisions CRE mais c'est un progrès. Du moins pour les clients d'EDF puisque les autres contributeurs, ELD et EDM, étant _ légalement⁴² _ servis en premier, EDF doit se contenter du reste des fonds récoltés par la CDC. Le diagramme ci-dessous montre l'urgence qu'il y avait à prévenir un décrochage, inscrit dans la PPI de 2009 et la bulle photovoltaïque.



Extrait du site www.cre.fr.

NB : la dilatation des années 2011-2012 sur 2 x 2 semestres (manœuvre pré-électorale ...) fausse quelque peu la perception.

Pour autant, le déficit d'EDF grossit, structurellement : le 30/07/2012, le site www.romandie.com relève « parmi les ombres au tableau [EDF], les sommes non compensées par la CSPE [qui] ont encore gonflé de 700 millions d'euros au premier semestre, à 4,5 milliards d'euros » (reprise par Enerpresse du 1^{er} août).

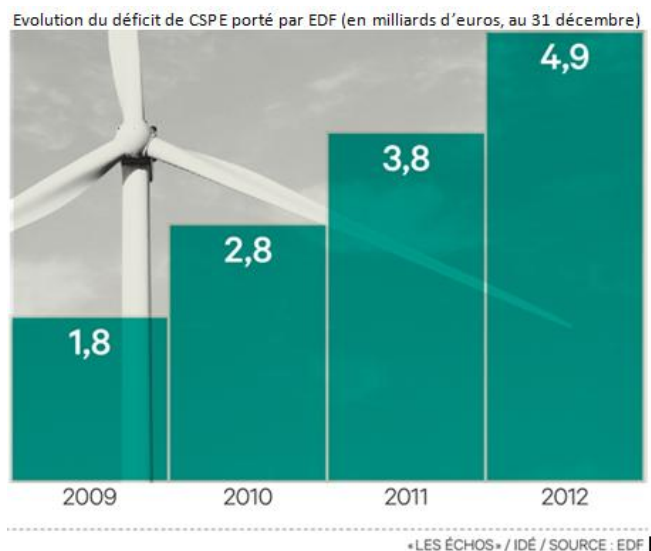
4.3.2. Pression des agences de notation ...

Le 28/11/2012, Dominique Rodriguez (pour Reuters) croit savoir qu' « EDF attend un geste de l'Etat pour réduire sa dette » afin de « trouver avant la fin de l'année un moyen d'alléger le poids dans ses comptes de la CSPE. [De fait] depuis 2007, selon EDF, la CSPE représente pour la société un déficit cumulé proche de 5 milliards d'euros à fin 2012 [...] La compensation intégrale de ce déficit permettrait à elle seule à EDF d'atteindre son objectif de ratio d'endettement financier net sur résultat brut d'exploitation de 2,5 en fin d'année, un plafond déjà atteint au 30 juin et qui, sans solution, devrait être dépassé au 31 décembre.

Pour Emmanuel Turpin, analyste chez Morgan Stanley, "l'enjeu pour le groupe est de stopper la hausse de cette facture (...) et d'obtenir une résorption au cours des années à venir. La contrainte, c'est que l'Etat français n'est probablement pas prêt à annoncer une forte hausse des tarifs de l'électricité pour répercuter l'augmentation de la CSPE et que la hausse devrait donc rester graduelle". »

Le 12/12/2012, Dow Jones Newswires titre sur EDF qui « subira 2 milliards d'euros d'impayés de la CSPE en 2013 », lesquels « vien[ne]nt s'ajouter ²⁶ aux 5 milliards d'euros d'impayés CSPE déjà enregistrés par EDF, qu'il faudra répercuter un jour ou l'autre sur la facture, d'autant que cette dette commence à susciter l'inquiétude des analystes financiers et des agences de notation. L'agence Moody's avait cité la CSPE début décembre dans ses motivations pour abaisser la perspective de la note d'EDF ».

²⁶ Faux ! Comme quoi le sujet est mal maîtrisé par la plupart des observateurs ...



4.3.3. Epilogue : l'Etat apporte sa caution

Le 14/01/2013, « Pierre Moscovici [...], Delphine Batho [...] et Jérôme Cahuzac [...] se sont engagés à ce que le déficit supporté par EDF au titre de la compensation de ses charges de service public de l'électricité, et constitué principalement depuis 2009, soit résorbé ». Ce qui ne veut pas dire, comme l'ont titré nombre de journaux²⁷, que « l'Etat remboursera EDF », seulement que l'Etat a apporté sa caution ... Et ce sont bien les consommateurs qui devront apurer la dette.

4.3.4. Reste à statuer sur les frais de portage et de gestion

Les frais de portage de cette dette sont estimés par EDF « à 957 M€ au 31 décembre 2011 ». Ph. Rodrigues (Energypresse du 18/04/2013) rappelait que « la Cour des comptes [...] recommandait de prendre un taux de 5 % alors que le groupe réalisait ses calculs sur la base d'un taux de 9,3 % », avant de « s'interroger sur le fait de faire payer aux consommateurs d'électricité les coûts de portage du déficit. Pour le coup, c'est à l'État de payer, c'est lui qui a engendré cette ligne de déficit ». Nous sommes d'accord...

Nonobstant, l'article 59-III de la loi de finances rectificative n°2013-1279 du 29/12/2013 spécifie que « [...] la compensation due à Electricité de France au titre de l'article L. 121-10 du code de l'énergie est exceptionnellement majorée d'un montant fixé par arrêté des ministres chargés de l'énergie et du budget et correspondant aux coûts de portage engendrés par le retard de compensation des charges imputables aux missions de service public définies aux articles L. 121-7 et L. 121-8 du même code qu'elle a supportées jusqu'au 31 décembre 2012 ». Les contribuables s'en sortent, aux dépens des consommateurs (pas de chance : ce sont souvent les mêmes ...) !

Quant à la CRE, dans sa prévision du 9/10/2013, elle objectait qu'« aucune disposition législative n'est venue modifier les articles L.121-6 et suivants du code de l'énergie. En conséquence, **la CRE n'a pas pu inclure les charges liées à la compensation du manque à gagner pour EDF du fait de son déficit de compensation dans le montant des charges** » de CSPE 2014 !!! **Et elle ne dit mot des frais de gestion ...**

4.4. LES ELECTRO-INTENSIFS S'EN SORTENT DE MIEUX EN MIEUX

4.4.1. Une assiette amputée d'un cinquième

Comme la Cour des comptes l'écrivait, en juin 2012, « l'assiette prévisionnelle des kWh contributeurs est évaluée par la commission de régulation de l'énergie à partir des données de consommation prévisionnelles fournies par RTE, EDF SEI et Electricité de Mayotte, en tenant compte des exonérations et plafonnements en vigueur ».

Mais la Cour « constat[ait] que **les exonérations de CSPE**, qui profitent actuellement uniquement aux gros consommateurs, donc aux entreprises, représentent presque 20 % de la consommation d'électricité et ont tendance à progresser tant en volume qu'en pourcentage. Sans que l'on puisse, semble-t-il, mesurer dans quelle proportion cette tendance va se prolonger, l'augmentation de la contribution unitaire de CSPE rend plus facile à

²⁷ « L'Etat remboursera 4,9 milliards d'euros à EDF d'ici à 2018 », titre d'un article d'Anne Eveno du « Monde » du 15/1/2013.

atteindre le plafond de 550 k€ par site de consommation, même si ce plafond est réévalué chaque année du montant de l'inflation, de même que le plafonnement à 0,5 % de la valeur ajoutée des électro-intensifs ».

C'est ce que montre notre tableau ci-après.

TWh	Consom ^{ion}		exonération			
	intérieure	Assiette de CSPE *	TWh	%	taux CSPE €/MWh	~déficit (en M€)
2002	436,5	426,5	10,0	2,3%	3,0	30
2003	452,4	442,2	10,2	2,3%	3,3	34
2004	450,0	379,6	70,4	15,6%	4,5	317
2005	462,4	378,3	84,1	18,2%	4,5	378
2006	460,5	369,0	91,5	19,9%	4,5	412
2007	458,0	383,0	75,0	16,4%	4,5	338
2008	469,8	384,1	85,7	18,2%	4,5	386
2009	476,0	391,0	85,0	17,9%	4,5	383
2010	467,6	375,1	92,5	19,8%	4,5	416
2011	464,2	373,4	90,8	19,6%	8,25	749
2012	475,7	380,9	94,8	19,9%	9,75	924
2013	466,9	382,3	84,6	18,1%	13,5	1 142
2014	462,4	375,0	87,4	18,9%	16,5	1 442

* selon les comptes-rendus des délibérations annuelles CRE

On voit que, bon an mal an, un cinquième de la consommation française est exonérée de CSPE, du moins depuis l'instauration, en 2003 d'un plafonnement, à 500 k€ par site de consommation, plafond plus ou moins réévalué chaque année.

4.4.2. Une exonération de plus en plus lourde pour ceux qui restent astreints ...

La Cour pronostiquait d'ailleurs que « le doublement de la cotisation unitaire dans les années à venir [allait] provoquer au minimum un doublement du montant des exonérations, qui vont passer d'environ 1 milliard à 2 milliards d'euros ; la charge correspondante sera simultanément de fait reportée sur ceux qui ne bénéficient pas de ces exonérations, autrement dit les ménages ».

Notre calcul de **déficit** confirme cette analyse : dès lors que la contribution unitaire a été portée, en janvier 2014, à 16,5 €/MWh, **les gros consommateurs pourraient être exonérés de près d'un milliard et demi, sur le dos des autres consommateurs (dont tous les ménages) français ...**

4.4.3. Un plafonnement du plafond !

Sauf que les choses ne se passeront pas tout à fait comme cela. En effet, les 87,4 TWh considérés comme exonérés de CSPE dans la proposition de la CRE d'octobre 2013 reposaient sur l'hypothèse d'un « *plafonnement à 581 k€ par site de consommation (prenant en compte la hausse du plafond prévisionnel de 2% par rapport à son niveau 2013 de 569 k€)* ».

Depuis lors (délibération du 16/01/2014), la CRE a statué dans les termes suivants : « *L'article L.121-12 du Code de l'énergie, relatif au plafonnement de la contribution au service public de l'électricité (CSPE) due par site de consommation et modifié par la loi de finances rectificative pour 2013²⁸, dispose : " Le montant de la contribution due, par site de consommation, par les consommateurs finals ne peut excéder 569.418 € en 2013. Pour les années suivantes, ce plafond est actualisé chaque année dans une proportion égale à celle de l'évolution du montant de la contribution mentionné à l'article L. 121-13, dans la limite d'une augmentation de 5%. »*

Le taux de CSPE ayant évolué de 13,5 €/MWh en 2013 à 16,5 €/MWh en 2014, soit une augmentation de 22,2%, l'augmentation du plafond est limitée à 5%. »

²⁸ Modification de veille de St Sylvestre, qui nous avait échappé ! Elle revient à **plafonner l'augmentation annuelle du plafonnement** » de la CSPE des gros consommateurs, ce sur quoi la presse (sauf Enerpresse du 21/1/2014) s'est faite discrète.

Par conséquent, la contribution au service public de l'électricité due par site de consommation est plafonnée à 597.889 € pour l'année 2014 » au lieu des 581 k€ initialement considérés.

Ainsi, le gouvernement (grâce à sa majorité) est allé un peu plus loin que la CRE, retenant une indexation de 5% au lieu de 2% ... Mais **bien loin des 22,2 % qu'aurait exigé le « rééquilibrage entre les différents types de consommateurs** [qui, toujours selon la Cour des Comptes,] **pourrait être examiné** » ...

4.4.4. Remarques :

4.4.4.1. A la décharge des décideurs de cette concession aux industriels énergivores, **l'industrie allemande est exonérée** de la taxe équivalant à la CSPE (dite « *EEG Umlage* ») pour un volume voisin du nôtre : 85,4 et 107,5 TWh en 2012 et 2013, respectivement²⁹. Et, de plus, elle est dispensée de nombreux autres frais, de sorte que, comme on l'a vu en 2.2., leur exonération serait 11 fois supérieure à celle de nos industriels ...

4.4.4.2. **Retour sur le passé** : lors de son instauration en 2003 _ concomitante d'une réduction tarifaire pour « faire passer la pilule », tout bénéfique pour les exonérés susdits ... _ la CSPE était de 3,3 €/MWh. Elle a quintuplé depuis (+ 400 %), alors que le plafond d'exonération, passé de 500 à 598 k€, n'a crû que de **19,6 %** !

4.4.4.3. **Regard sur le futur** : le double plafonnement de majorations annuelles (+ 3 €/MWh sur le taux de CSPE d'une part, +5% sur le plafond de contribution par site de consommation d'autre part) a pour effet de dissocier durablement les hausses subies par les particuliers et les électro-intensifs, à tout le moins jusqu'à ce que la CSPE atteigne les 60 €/MWh _ c'est-à-dire à peu près le niveau actuel de l'*EEG Umlage* _ ce qui peut prendre un certain temps (plus de 14 ans³⁰). Et donc d'accroître l'écart des contributions d'un électro-intensif et d'un client normal ...

4.4.4.4. La CRE est bien obligée, pour calculer le taux unitaire de CSPE de l'année suivante, d'indiquer le dénominateur de sa fraction (cf. 2.2.), à savoir l'assiette sur laquelle elle pourra répartir les charges de la même année. Cependant (cf. n^{os} annexes 6 et 17), au stade du constat, **le citoyen aimerait connaître le nombre de TWh effectivement exonérés de CSPE**, sauf que les annexes 2 de la CRE traitant des charges constatées n'en soufflent mot!

4.5. OU L'ON PARLE D'« OBLIGATION DE CAPACITE » ET DE SA PRISE EN CHARGE PAR LA CSPE ?

4.5.1. Précédent de Landivisiau

Le 29/02/2012, ayant constaté que « la Bretagne [était] l'un des principaux points de fragilité de notre système électrique » et rappelé que « pour faire face à cette situation, [il avait été] mis en place un « pacte électrique breton » dont la construction d'une centrale à gaz est un volet important », Eric Besson, Ministre en charge de l'Energie, a « annonc[é] que le Gouvernement a décidé de retenir [après avis de la CRE, la ... veille] le projet de Direct Energie et Siemens, à Landivisiau.

Ce projet repose sur la construction d'une centrale de 422 mégawatts, avec un haut rendement (plus de 58%). Le consortium s'est engagé à une mise en service d'ici le 1^{er} octobre 2016. Si la centrale est construite dans le délai sur lequel il s'est engagé, le consortium touchera une prime de 40 millions d'euros par an environ, financée par la CSPE ».

On le voit : « *In cauda venenum* » !

4.5.2. Le décret est prêt ...

L'affaire n'est donc pas pour tout de suite mais on notera que :

- cette déclaration fut faite devant Jean-Yves Le Drian, Président de Région (et futur Ministre de la Défense) !
- dans la foulée, François Baroin avait fait préparer un projet de décret « *relatif au dispositif de contribution des fournisseurs à la sécurité d'approvisionnement en électricité et instaurant un mécanisme de capacité* », ...
- projet que son successeur, Pierre Moscovici (assisté de Delphine Batho) a porté sur les fonds baptismaux, moyennant quelques modifications, publié au JORF du 18/12/2012, sous le n°2012-1405.

²⁹ Selon "Informationen zur Anwendung von § 40 ff. EEG (Besondere Ausgleichsregelung) für das Jahr 2012" (Bundesministerium für Umwelt, Naturschutz und Reaktorsicherheit).

³⁰ Pour que la surtaxe annuelle des industriels (5%) rejoigne enfin celle des consommateurs domestiques (au plus 3 €/MWh), il faudra que la taxe atteigne $3/0,05 = 60$ €/MWh. De 16,5 en 2014 à 60, il s'écoulera au moins $(60-16,5)/3 = 14,5$ années !

Cette convergence donne à penser que la piste sera bien explorée et, sans doute, exploitée bien que, en toute rigueur, l'équilibre du réseau relève plus de RTE (et donc du TURPE³¹) que des autres opérateurs (et de la CSPE) ...

4.6. « DERNIERE MINUTE » : L'EFFACEMENT S'EFFACERAIT ?

4.6.1. Depuis plusieurs années ...

... deux précurseurs s'activent pour proposer leur service d'« agrégateur » de consommateurs acceptant d'effacer leur consommation en réponse à une demande du gestionnaire de réseau : Pierre Bivas, créateur de **Voltagis**, s'intéresse à l'effacement diffus³², tandis qu'Olivier Baud et son **Energy Pool** (fondée début 2010) ciblent les « clients industriels (cimentiers, papetiers, etc.) » (Enerpresse du 23/06/2011).

Bientôt rejoints par les *Smart Grid Energy*, *Actility*, etc., ils sont stimulés par RTE prônant son système *NEBEF* (*Notification d'Echange de Blocs d'Effacement*) consacré aux « Effacements au service du marché » (sic ! Selon Enerpresse du 16/10/2012) mais leur idée bute, comme on pouvait s'y attendre, sur la valorisation de ce « service ». Bien vite, une solution se profila quand « la CRE indiqu[a], dans sa dernière lettre Décryptage, avoir transmis le 25 juillet aux ministres concernés sa proposition de décret fixant une méthodologie pour établir les règles de valorisation des effacements sur les marchés de l'énergie et sur le mécanisme d'ajustement, ainsi que la prime versée aux opérateurs d'effacement », en droite ligne de la « loi Brottes ». « Rappelons que la prime versée aux opérateurs d'effacement sera financée par les consommateurs finals au travers de la Contribution au service public de l'électricité (CSPE) », comme il fallait s'y attendre (Enerpresse des 18/9, 23 et 30/10/2013).

4.6.2. Prise en compte dans la CSPE 2014 ?

On s'orientait donc vers le recours à la « CSPE-vache à lait », moyennant une expérimentation de ladite valorisation menée par RTE courant décembre 2013³³.

D'autant plus que, dès le 9/10/2013, la CRE estimait que « les charges de service public de l'électricité prévisionnelles de l'année 2014, que la CSPE 2014 doit financer, sont égales aux charges prévisionnelles au titre de 2014, augmentées de la régularisation des charges de l'année 2012, des reliquats de charges sur les années antérieures, du versement de la prime aux opérateurs d'effacement et des frais de gestion de la CDC ». Chose faite, dans le tableau 4 de ladite délibération et dans son annexe 5, pour 4 M€.

4.6.3. Mais, patatras !

« Dans un avis publié lundi 14 janvier [2014], l'Autorité de la concurrence [a] enjoint le gouvernement " de ne pas mettre en place la prime aux opérateurs d'effacement telle que prévue " dans un projet de décret. Risque de distorsions de concurrence, alourdissement sans raison valable de la facture d'électricité via la CSPE, etc., tels sont les éléments mis en avant » (Enerpresse du même jour).

Exit donc l'effacement, du moins pour l'heure. Mais on aura sûrement l'occasion d'en reparler ...

5. CONSTAT DES CHARGES AU TITRE DE L'ANNEE 2012

Il est toujours tentant de se projeter vers l'avant et nous aurions donc tendance à privilégier les prévisions de la CRE pour 2014. L'exercice en est dangereux, tant pour nous (qui ne disposons sûrement pas de toutes les hypothèses sous-jacentes, comme l'illustre le pas-de-deux ci-avant, sur l'effacement, et qui devrions retourner questionner la CRE : voir notre annexe 17) que pour la CRE qui, elle-même, ne maîtrise pas tout.

En effet, quelle ne fut pas notre surprise de constater que, entre :

- la **prévision** que celle-ci fit, le 13/10/2011, des charges de CSPE au titre de l'année 2012 (c'est-à-dire hors tous reliquats d'années antérieures) et ...
- le **constat** que, le 9/10/2013, la même CRE dressa des charges au titre de la même année 2012, les différences sont de taille comme l'illustre le tableau ci-dessous, tant pour EDF que pour les ELD :

³¹ On ne sache pas que les frais _ modiques _ liés à la mise en place des dispositifs « *Ecowatt* » en Bretagne (et PACA) soient supportés par la CSPE. Voir aussi nos propositions concernant RTE aux 8.4. et suivants.

³² <http://www.ctendance.com/article-18835.html> (saisi le 19/07/2009). NB : deux financiers de haut-vol bien connus à EDF-EN, « *Pâris Mouratoglou et David Corchia détiennent entre 5 et 10 % de Voltalis spécialiste de l'« effacement diffus ».* Ils sont devenus respectivement président et directeur général de Voltalis » (Anne Feitz, pour Enerpresse du 13/03/2013).

³³ Suite à appel d'offres, « RTE a retenu sept candidats : *Actility, EDF, Energy Pool, GDF Suez, Novawatt, Smart Grid Energy et Taranis Commodities* » (Enerpresse du 5/02/2014), mais pas Voltalis (qui, certes, « ne joue pas dans la même catégorie »).

Charges 2012 (M€)

	EDF			ELD (Entrepr. Locales de Distr ^{tion})			EDM (Electricité de Mayotte)			Σ		
	Prévision	Constat	Ecart (%)	Prévision	Constat	Ecart (%)	Prévision	Constat	Ecart (%)	Prévision	Constat	Ecart (%)
OA	3091,2	3598,1	16,4	156,2	172,2	10,2	6,9	6,0	-13,0	3254,3	3776,3	16,0
PT	823,3	883,4	7,3				77,7	76,5	-1,5	901,0	959,9	6,5
DS	96,3	91,3	-5,2	2,1	2,6	23,8				98,4	93,9	-4,6
Σ	4010,8	4572,8	14,0	158,3	174,8	10,4	84,6	82,5	-2,5	4253,7	4830,1	13,6

5.1. OBLIGATION D'ACHAT MAIS AUSSI DISPOSITIONS SOCIALES

Attardons nous donc sur ce constat, incontestable puisqu'assis sur des données certifiées, vérifiées et corrigées, objet de l'annexe 2 à la délibération CRE du 9/10/2013. Son tableau 2.15 donne accès à la ventilation suivante :

Charges constatées au titre de 2012 (en M€)

EDF	4572,8		
Obligation d'achat hors ZNI	3055,5		
Péréquation dont ...	1426,1		
sur coûts production	883,4		
OA en ZNI	542,6	3776,3	78,2%
Dispositions sociales (avec ZNI)	91,3		
ELD (ex-DNN)	174,8	959,9	19,9%
Obligation d'achat	172,2		
Dispositions sociales	2,6	93,9	1,9%
Electricité De Mayotte	82,5		
Surcoûts de production	76,5		
Obligation d'achat	6,0		
Dispositions sociales	?		

TOTAL : 4830,1 M€

On remarque qu'elle diffère sensiblement d'autres présentations, notamment pour ce qui est de la proportion de l'obligation d'achat (d'énergies renouvelables, cogénération et « autres »³⁴; en métropole comme en ZNI). Ce qui étaye notre remarque quelque peu désobligeante à l'égard de la CRE, en 1.3. ...

³⁴ On ne dispose de la répartition entre ces 3 postes ouvrant droit à l'obligation d'achat que pour EDF, en métropole continentale et _ dans une moindre mesure _ dans les ZNI (DOM, Corse et îles bretonnes). Dans l'hexagone, on a :

- cogénération : 9,7 TWh,
- « autres » : 0,2 TWh,
- vraies énergies renouvelables : 28,1 TWh.

Mais on le voit, les « vraies » énergies renouvelables sont très largement majoritaires !

Charges 2012 constatées (M€)	EDF	ELD	EDM	Σ	
Oblig. d'Achat	3598,1	172,2	6,0	3776,3	78,2%
Péréq. Tarifaire	883,4		76,5	959,9	19,9%
Dispos. Sociales	91,3	2,6		93,9	1,9%
Σ	4572,8	174,8	82,5	4830,1	
	94,7%	3,6%	1,7%		

De 2011 (objet du précédent constat CRE, daté du 9/10/2012) à 2012, on observe :

- un certain progrès dans la solidarité aux démunis, les chiffres passant en France de 68,4 à 93,9 M€, EDF et ELD mêlées³⁵, sans que le résultat soit mirobolant (petit 1,9%);
- un maintien, à 5% près, de la péréquation tarifaire (incluant Mayotte) qui passe de 916,3 à 959,9 M€ ;
- une envolée des charges d'obligation d'achat, de 2584,6 M€ à 3776,3 M€, soit + 46% !

Ressortent deux autres enseignement majeurs, à savoir que :

- la quasi-totalité du poids de la CSPE est toujours supportée par EDF, à 95% et ...
- l'obligation d'achat représente les trois-quarts de la CSPE, avec un surcoût de ~3,8 mds€.

C'est pourquoi nous focaliserons notre regard sur ce volet, d'autant qu'il est l'objet de contestations de la part d'organisations écologistes (le CLER, notamment, s'est illustré par plusieurs communiqués imputant la responsabilité du fardeau de la CSPE au soutien aux énergies fossiles ou à la péréquation tarifaire, contre toute évidence).

5.2. SOLIDARITE AVEC LES PERSONNES EN PRECARITE ENERGETIQUE

5.2.1. Rappel sur les « dispositions sociales » de la CSPE

Il existe deux modes d'intervention sociale retenus au titre des charges de service public d'électricité³⁶ :

- « La tarification spéciale « produit de première nécessité » est entrée en vigueur le 1^{er} janvier 2005. Elle a par la suite été rebaptisée « tarif de première nécessité » (TPN). Le décret n° 2006-924 du 26 juillet 2006 prévoit, pour les clients concernés par la tarification de première nécessité, la gratuité de la mise en service et une réduction de 80 % sur les frais de déplacement pour impayés. Ces pertes de recettes et frais supplémentaires doivent faire l'objet d'une compensation au profit des opérateurs concernés. L'arrêté du 5 août 2008 fixe le plafond de ressources pour en bénéficier égal au plafond d'ouverture des droits à la couverture maladie universelle complémentaire. L'arrêté du 23 décembre 2010 a modifié l'annexe du décret n° 2004-325 du 8 avril 2004 et a revu à la hausse de 10% le niveau de réductions et versements forfaitaires. Le chapitre I du décret n° 2012-309 du 6 mars 2012 a modifié la procédure d'attribution du TPN aux ayant-droits, rendant celle-ci automatique, sauf refus exprès de ceux-ci.
- Par ailleurs, les charges supportées du fait du Tarif de Première Nécessité permettent aux opérateurs de bénéficier d'une compensation en cas de participation au dispositif en faveur des personnes en situation de précarité. Cette compensation peut s'élever jusqu'à 20 % des charges dues au titre du TPN, dans la limite du concours financier de l'opérateur au fonds de solidarité pour le logement (arrêté du 24 novembre 2005) [FSL] ».

³⁵ Nous n'avons ni chiffre ni détails pour les dispositions sociales à Mayotte.

³⁶ Extrait du § A.3 de l'annexe 2 de la délibération CRE du 9/10/2013.

5.2.2. Un certain mérite revient à EDF ...

... en droite ligne de l'arrêté du 23/12/2010 et, surtout, du décret n°2012-309 précité rendant automatique l'attribution du TPN aux ayant-droits, sauf refus exprès de ceux-ci. Il en est résulté que :

- au 31/12/2012, 1.178.000 clients bénéficiaient du TPN, ce qui traduit un quasi-doublement du nombre de bénéficiaires, induisant des « pertes de recettes dues au TPN » de 69,1 contre 49,1 M€ en 2011.
- « les frais spécifiques dus à la mise en œuvre du TPN sont stables [...] passant de 5,4 M€ en 2011 à 5,6 M€ en 2012 ». Stabilité expliquée « par les gains de productivité contrebalanç[a]nt l'effet de la hausse de bénéficiaires ».
- « Les charges imputables aux services liés à la fourniture des clients [...] ont triplé », atteignant 1,4 M€, et portent le total des charges EDF au titre du TPN à 76,1 M€, ZNI incluses³⁷ ;
- « la compensation d'EDF au titre de sa participation au dispositif en faveur des personnes en situation de précarité est de **15,2 M€** (20 % x 76 M€). Ce montant est nettement inférieur aux 23,1 M€ versés par EDF en 2012 au fonds de solidarité pour le logement [FSL] » ;
- « les charges à compenser à EDF en 2012 au titre des dispositions sociales s'élèvent finalement à **91,3 M€**, contre 65,9 M€ en 2011 », en progrès de **38,5%**, représentant une **remise de 77,5 €/bénéficiaire**.

5.2.3 De leur côté, les ELD marquent le pas (voir aussi notre annexe 15 en son § 4.) :

- leurs « charges relatives à la tarification spéciale " produit de première nécessité " sont évaluées, pour 2012, à **2,3 M€**. » ;
- « la compensation s'élève à **0,3 M€** pour l'ensemble des ELD ayant déclaré des charges afférentes [au dispositif] » FSL, ce qui signifie que les sommes versées à ce fonds par les ELD sont intégralement compensées car inférieures à la limite des versements compensables par la CSPE (20% x 2,3 = 0,46 M€) ;
- sans surprise, « les charges dues aux dispositions sociales s'élèvent, pour 2012, à **2,6 M€** (2,3 M€ + 0,3 M€), en augmentation de **4 %** [seulement ...] par rapport à 2011 »³⁸.

Preuve que la « proximité » tant vantée par les ELD, la FNCCR, le SIPPPEC etc. est tout à fait relative³⁹ !

5.2.4. Rétrospective 2004-2014

Un regard sur l'évolution du volet social de la CSPE, depuis son instauration en 2003-2004 (sous l'appellation initiale FSPE), est assez instructif :

Charges dues aux dispositions sociales

Année	EDF				Total compensé	ELD
	FSL versé	Frais de TPN	Plafond 20% TPN	Ecart sur FSL		
2004	42,5	1,5	0,3	42,2	1,8	0,2
2005	19,4	18,5	3,7	15,7	22,2	1,2
2006	20,0	27,5	5,5	14,5	33,0	1,2
2007	20,5	35,5	7,1	13,4	42,6	1,4
2008	19,8	47,5	9,5	10,3	57,0	1,5
2009	22,3	53,5	10,7	11,6	64,2	1,9
2010	22,6	50,0	10,0	12,6	60,0	2,0
2011	22,5	55,0	11,0	11,5	66,0	1,5
2012	23,1	76,0	15,2	7,9	91,2	2,6
2013	23,8	116,5	23,3	0,5	139,8	4,0
2014	23,3	309,7	61,9	-38,6	371,6	4,6

³⁷ La CRE ne donne aucune indication pour Mayotte. Dans son annexe 1, elle indique toutefois, pour la première fois, que « la perte de recette due à l'application du tarif de la première nécessité est évaluée pour 2014 à 1,7 M€ », répartie sur « 50% de la clientèle domestique [...] soit environ 18 250 clients » (à raison de 93,2 €/bénéficiaire).

³⁸ Ainsi, Pithiviers (cf. annexes 13 et 14) n'a consacré que 0,13% de sa contribution CSPE au TPN ...

³⁹ En 2012, la CRE a constaté que « le niveau des coûts de gestion exposés, rapportés au nombre de clients bénéficiaires, diverge fortement entre les fournisseurs (de 5 € par client à 552 € par client _ cas extrême d'une ELD ayant un seul client au TPN), qu'il y ait recours ou non à un prestataire extérieur. Les frais de mise en œuvre peuvent ainsi représenter jusqu'à 80 % du total des charges retenues au titre de l'application du TPN » (cf. § 4.3. de notre annexe 15).

Pour 2011 déjà, la CRE remarquait que « les frais de personnels déclarés par certaines ELD correspondent, non à des frais supplémentaires (comme cela était pourtant explicitement demandé par la CRE [...] mais à des frais totaux. [...] Dans certains cas les frais de personnel déclarés par les ELD ramenés au nombre de clients gérés sont très élevés [...] Du fait des corrections opérées [...] charges relatives à la tarification spéciale « produit de première nécessité » sont évaluées, pour 2011, à **2,2 M€** ».

L'effort global s'est incontestablement accru, ayant grosso modo doublé, de 44 M€ en 2004 à 102 M€ en 2012. Sans aucun doute sous le double effet de l'accroissement du besoin, dû à la crise économique et à l'envolée des coûts de l'énergie⁴⁰, d'une part, de l'automatisation précédemment évoquée d'autre part.

Mais on ne doit pas perdre de vue qu'il reste énormément à faire, comme l'a déploré Denis Merville, médiateur national de l'énergie⁴¹ : « 4 millions de ménages dépensent plus de 10% de leurs revenus au paiement de leurs factures énergétiques (moyenne nationale : 4,8%) » et « la loi Brottes [avril 2013] a étendu à 4 millions de foyers le nombre de bénéficiaires potentiels du TPN », ce que traduit la prévision 2014 ci-dessus (à 380 M€, incluant les 4 M€ dévolus à GDF-Suez et Direct-Energie, comme vu en 4.1.3.).

Mais on doit aussi constater que la générosité d'EDF (mesurable par les dotations au *Fonds de Solidarité Logement*) s'est étioyée, les sommes versées audit FSL stagnant depuis 10 ans, ce qui permet leur compensation intégrale par la CSPE (à concurrence des 20 % du décret), à l'instar de ce que font les ELD depuis le début ...

5.3. POURQUOI DE TELS ECARTS, TANT POUR EDF QUE POUR LES ELD ?

Comparant la prévision au constat de la CSPE 2012 (cf. tableaux de notre § 5.), on relève de considérables écarts:

- sous-estimation de 462 M€ pour EDF,
- sous-estimation de 16,5 M€ pour les ELD
- et surestimation de 2,1 M€ pour Electricité de Mayotte.

Mais l'erreur globale, de ~ 14%, est imputable à l'explosion de l'obligation d'achat, sous-estimée de 522 M€.

Trois raisons à cette dérive :

- 1) essor des enlèvements d'électricité éligible à l'OA (renouvelable ou récupération), les EnR intermittentes se substituant à la cogénération :

Hors ZNI	Tous achats obligés		Fossile (cogén ^{ion} , ...)		Photovoltaïque	
	TWh	Mds€	TWh	Mds€	TWh	Mds€
2008	29,44	2,83	14,40	1,82	0,02	0,01
			48,9%	64,2%	0,1%	0,3%
2012	37,99	5,07	9,88	1,33	3,54	1,76
2014	38,07	5,40	4,82	0,65	5,44	2,28
			12,7%	12,0%	14,3%	42,2%

Rq : en fait, la croissance des achats obligés, observée de 2008 à 2014 essentiellement, se différencie :

- en volume, par la prise par l'éolien (+17 TWh) au détriment de tous les fossiles (-13 TWh), ce qui en soit peut être perçu positivement ;
- et en valeur d'achat, par la prépondérance affirmée du solaire (+42%) supplantant celle des fossiles (qui grevaient de 64% l'obligation d'achat). Les figures 101 et 103 du « Rapport CRE 2012-2013 » illustrent bien ce transfert.

2) Hausse continue de leurs tarifs d'achat (et donc du coût global).

3) mais aussi affaïssement des prix du marché de gros.

Nous reviendrons largement sur ces deux derniers points.

⁴⁰ Ne pas oublier les difficultés d'accès au gaz qui a vu la mise en place tardive (décrets n° 2008-778 et 779) de ce que nous appelons _ faute de mieux _ une sorte de CSPG « relative aux charges de service public liées à la fourniture de gaz naturel au tarif spécial de solidarité », fonds également géré par la CDC (indépendamment _ encore que ? _ de la CSPE).

⁴¹ Repris par « Le Journal des activités sociales de l'énergie » (janvier 2014) sous le titre « Trêve de coupures, il y a urgence ». De fait, « en 2012, ils étaient 580.000 à subir une coupure ou une restriction d'électricité ou de gaz pour impayé ».

6. PLEINS FEUX SUR L'OBLIGATION D'ACHAT (OA)

On l'a vu, la dérive du montant des charges de 2012, de sa prévision à son constat, atteint donc 576,4 M€. **La responsabilité en incombe, pour plus de 90%, à l'obligation d'achat**, en hausse de 522 M€. C'est pourquoi nous nous focalisons sur ce volet, essentiel puisqu'il représente les trois-quarts desdites charges.

6.1. RAPPEL SUR LE CALCUL DU SURCÔUT D'OA

Le surcoût dû à l'obligation d'achat d'un MWh électrique d'une énergie vertueuse (au titre de son caractère renouvelable ou de l'efficacité énergétique) est évalué par l'écart entre son tarif d'achat, dûment arrêté par l'Etat, et le coût que cet achat obligé « évite » à l'acheteur (EDF ou ELD) :

$$\text{Surcoût d'obligation d'achat} = \text{Tarif d'achat} - \text{« coût évité »}$$

Notre rapport d'expertise initial (voir son § 4.2.) expliquait comment cette notion de « coût évité » avait déjà évolué à l'occasion d'une loi de finances rectificative pour 2004⁴² répondant aux vœux du SER (*Syndicat _ patronal _ des Energies Renouvelables*), son article 118 ayant disposé que « *les coûts évités sont calculés en référence aux prix de marché de l'électricité* » et ne sont plus définis comme ils l'étaient initialement, à savoir par les « *coûts d'investissement et d'exploitation* » évités aux opérateurs.

6.2. DEPUIS, LES REGLES ONT ENCORE EVOLUE ...

... le code de l'énergie ayant remplacé l'ensemble du corpus législatif (voir notre annexe 10 censée aider à s'y retrouver dans cet écheveau).

Le 28/12/2011, la « *loi de finances rectificatives pour 2011* » n°2011-1978 a stipulé que le « *coût évité* » pour les ELD serait désormais le tarif de cession « *pour les quantités acquises au titre des articles L. 311-10 et L. 314-1 se substituant aux quantités d'électricité acquises aux tarifs de cession* ».

La CRE, à laquelle on doit faire confiance pour s'être entourée des précautions juridiques idoines pour bien interpréter ce texte, en a déduit, dans son annexe 2 de délibération du 13/10/2013 que « *conformément au mécanisme introduit par la loi de finances rectificative pour 2011, les coûts évités sont calculés par référence aux tarifs de cession pour le volume d'achat se substituant aux quantités d'électricité acquises à ces tarifs et aux prix de marché de l'électricité pour le volume restant* », ce qui n'est pas une nouveauté puisque c'était sa pratique jusqu'alors. Mais elle considère qu'elle « *doit donc désormais vérifier dans quel périmètre a été injectée l'électricité issue des contrats d'obligation d'achat, afin de savoir si cette électricité se substitue à de l'énergie achetée au prix de marché ou au tarif de cession* ».

Et, dans son annexe 1, de préciser que « *la CRE doit désormais vérifier, pour les ELD s'approvisionnant en partie sur le marché, dans quel périmètre a été injectée l'énergie issue des contrats d'achat ci-dessus. Pour la part de cette énergie injectée dans le périmètre de vente aux tarifs réglementés de vente, le coût évité est calculé en référence aux tarifs de cession ; pour la part injectée dans le périmètre de vente en offre de marché, le coût évité est calculé en référence aux prix de marché (les achats au tarif de cession ne pouvant être revendus en offre de marché).* »

Ah ! Bon ! Comment fait-on ? On marque les électrons ? Cette histoire de superposition de « périmètres » d'achat obligé d'une part, de vente aux tarifs réglementés de vente d'autre part est hautement contestable...

Mais c'est simple, si l'on en croit la CRE, « *en 2012, 8 ELD se sont approvisionnées à la fois aux tarifs de cession et sur le marché. Elles ont cependant toutes injecté la totalité de l'énergie issue des contrats d'obligation d'achat dans le périmètre de vente aux tarifs réglementés de vente, et leur coût évité est donc calculé en référence aux tarifs de cession* » !!! Comme c'est étonnant !⁴³

⁴² Ce type de loi fourre-tout, votée entre Noël et St Sylvestre, souvent nuitamment, est idéal pour des coups de pouce plus ou moins téléguidés. La CSPE en a eu plusieurs fois les honneurs, EDF en faisant les frais, notamment en 2011, et aussi via le décret 2009-1647, signé un 23 décembre et publié au JORF le 27/12/2009 : EDF sera toujours la dernière remboursée par la CDC !

⁴³ Dans sa prévision 2014, la CRE a constaté que « *quatre ELD prévoient de s'approvisionner à la fois aux tarifs de cession et sur le marché en 2014* ». Et, sans surprise, « *elles prévoient que tous les volumes d'énergie qui seront achetés dans le cadre*

6.3. ET TOUT S'EXPLIQUE ...

On a vu (en début de § 5.) que, la CRE s'étant trompée de 14%, une scrupuleuse comparaison de la prévision et du constat des « charges de service public au titre de l'année 2012 » était nécessaire. En voici les enseignements :

6.3.1. Des ELD mieux compensées que prévu

La prévision de la CRE pointait 1,564 TWh d'achat obligé des ELD (cf. annexe 13 et tableau condensé ci-après). Or il s'est avéré n'y en avoir que 1,443 TWh ! Logiquement, les 121 GWh manquant (presque 8 %) auraient dû engendrer une baisse des charges de CSPE alors que la facture s'est alourdie de plus de 10%.

Délibération CRE du 9/10/2013	MWh achetés	k€ d'achat	k€ évités	Surcoût	Disp. Soc.	Charges 2012	€/MWh d'OA	€/MWh évité
Prévision 2012	1 563 926,5	219 096,5	62 919,7	156 177,0	2 158,7	158 335,5	140,1	40,2
Constat 2012	1 442 822,5	220 608,9	48 425,0	172 184,5	2 578,5	174 762,6	152,9	33,6
Ecart (P-C) ?	121 104,0	-1 512,4	14 494,7	-16 007,5	-419,8	-16 427,1	-12,8	6,7
en %	7,7	-0,7	23,0	-10,2	-19,4	-10,4	-9,1	16,6

L'explication tient dans LA soustraction de notre § 6.1. :

- le **coût d'achat**, régenté par l'Etat (qui signe les arrêtés tarifaires), **a subi une hausse de 9%** (du fait de l'indexation des tarifs d'achat sur l'inflation d'une part, de la proportion accrue de solaire encore extrêmement cher d'autre part), constatable au travers du « *tarif d'achat moyen* », pour les 135 ELD ayant déclaré des charges de CSPE, qui est passé de 140 à 153 €/MWh (cf. notre calcul en avant-dernière colonne) ;
- le « **coût évité moyen** » de ces 135 ELD, calculé en dernière colonne, **a chuté de 17%**, passant de 40 €/MWh à moins de 34 €/MWh !

Le surcoût a donc crû de 16 M€ (quand les charges sociales croissaient, d'un demi-million ...), engendrant cette **hausse de 10 % malgré une production vertueuse en baisse de 8%**.

Il est évident (l'analyse détaillée des résultats des plus grosses ELD le démontre) que la chute du coût évité moyen provient de ce que le « *coût évité* », spécifique de chaque ELD, intégrait, au stade de la prévision, une part de *sourcing* au « *prix de marché* » (lui-même en baisse, on va le voir) quand celui du constat est le pur « *tarif de cession* », également spécifique à chaque ELD (car il dépend du profilage demandé par chacune à EDF).

6.3.2. Quand le « *prix du marché* » joue au yoyo ...

... il compromet les prévisions de la CRE, ainsi que l'illustre le tableau suivant :

Prix moyen pondéré constaté (€/MWh)		Fluctuation /2012 (en %)	Prix moyen pondéré prévisionnel (€/MWh)		Surestimation initiale en %
constat 2012	45,5		prévision 2012	56,8	25
constat 2011	48,5	6	prévision 2011	54,6	13
constat 2010	47,9	5	prévision 2010	54,5	14
constat 2009	44,7	-2	prévision 2009	77,8	74
constat 2008	66,4	46	prévision 2008	68,6	3
constat 2007	45,3	-1	prévision 2007	63,6	40
constat 2006	55,1	21	prévision 2006	47,2	-14
Tableau 2.9 <i>annexe 2</i> délib. du 9/10/2013			Tableau 1.9 <i>annexe 1</i> délib. du 13/10/2011		
			Annexes 1 des délibérations annuelles idoines		

NB : les tableaux sus-évoqués son mal légendés ; ils ne concernent que la part aléatoire de l'OA.

des contrats d'achat seront injectés dans le périmètre de vente aux tarifs réglementés. De ce fait, le calcul du coût évité au titre de l'année 2014 a été effectué à partir du tarif de cession pour l'ensemble de ces ELD. » CQFD ...

Nul doute que la « traçabilité des électrons » va progresser à grands pas sous la férule de la CRE !

D'importants écarts entre **prévision** et **constat** (surestimation initiale de 40 % en 2007 et 74% en 2009 !) conduisirent la CRE, en juin 2009, à réviser son mode de calcul des « *prix de marché* » imposés à EDF comme référence du surcoût de son obligation d'achat. Notre annexe 11 donne un aperçu de cette méthodologie fondée sur une décomposition de la fourniture imposée à EDF en une composante « *quasi-certaine* » et une part aléatoire, à laquelle s'ajoute un « régime spécial » pour le photovoltaïque⁴⁴.

Le résultat ne semble pas encore totalement probant, comme en rend compte, pour 2012, la comparaison suivante. Le tarif de la part aléatoire a encore été surestimé de presque 25% (et celui du PV de plus de 28%) :

Erreur de prévision du "coût évité" pour l'OA 2012 d'EDF

Année 2012	quasi-certaine			aléatoire			photovoltaïque			global (hors HS, M, D)*		
	TWh	M€	€/MWh	TWh	M€	€/MWh	TWh	M€	€/MWh	TWh	M€	€/MWh
Constat	18,8	1 112,0	59,1	13,8	627,0	45,5	3,5	180,5	51,0	36,1	1 919,5	53,2
Prévision	18,8	1 150,3	61,2	16,1	911,3	56,8	3,0	198,0	65,5	37,9	2 259,6	59,6
P - C	0	38,3	2,0	2,3	284,3	11,2	-0,5	17,5	14,5	1,8	340,1	6,5

* Le coût évité des contrats *HoroSaisonnalisés, Modulable ou Dispatchable* a représenté 5% du total, dans les 2 cas.

La baisse du coût évité induit une augmentation symétrique _ + 340 M€ _ de la charge d'OA supportée par EDF (hors ZNI), malgré une baisse de la production vertueuse (- 1,8 TWh).

Paradoxalement, cette bascule est favorable aux finances d'EDF, qui se retrouve mieux compensée, plus près de son coût de production interne. Elle l'est beaucoup moins pour les consommateurs qui devront assumer cette charge supplémentaire.

Rq. : cet exercice 2012 préfigure des situations apparemment paradoxales. En milieu de journées ventées et ensoleillées, les ~ 70 GW éoliens et solaires d'Allemagne peuvent engendrer des flux d'électricité quasi-gratuite vers ses voisins ; le « prix de gros » s'effondre (on l'a vu à de multiples reprises, dans de nombreux pays), ce qui occasionne automatiquement un accroissement de la CSPE, surcharge que les clients français assumeront tôt ou tard.

Comment mieux illustrer la perversité de notre système de compensation des charges d'OA ?

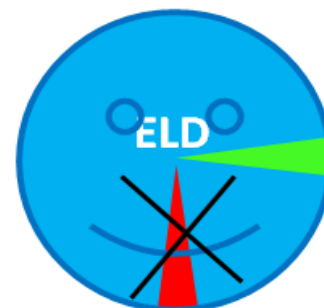
6.3.3. Discrimination indéfendable !

Mieux qu'un texte (relire, néanmoins, notre annexe 10), le dessin ci-après résume une approche rocambolesque :

Quel « *coût évité* » par l'obligation d'**achat vert** ?



Prix de marché
45,5 €/MWh



Tarif de cession
33,6 €/MWh

⇒
en 2012

Quand les ELD sont censées ne s'approvisionner qu'auprès d'EDF, EDF est supposée ne s'approvisionner que sur le marché !

⁴⁴ Il y a à dire sur ce traitement spécial du PV, censé s'insérer à des périodes de forte consommation (au mitan journalier) et donc de prix élevés, sauf quand la surproduction allemande engendre des ... prix négatifs ! Ce dont la CRE ne souffle mot ...

Deux remarques s'imposent :

1. on a évoqué le fait que les ELD éligibles peuvent faire abstraction de leurs courses sur le marché ; mais il importe de souligner que, approvisionnée par EDF ou/et un autre fournisseur de son choix, toute ELD a à acquitter un péage pour l'acheminement de l'énergie achetée (le TURPE). **L'obligation d'achat dispense les ELD de ce péage, ce qui lui fait économiser de 5 à 20 € supplémentaires par MWh évité**, ce dont personne (observateurs, CRE, Cour des comptes, ni même EDF) ne semble s'être aperçu !

2. « **EDF [ne fait-elle pas] appel au marché pour boucler son bilan** », comme le dit Enerpresse (15/11/2012) ? La réponse suit immédiatement : « *Face à la baisse de la production de son parc nucléaire [...], sur le premier semestre [...], le groupe a acheté 17 TWh (nets) [...], relève le 5^e rapport de la CRE sur le fonctionnement des marchés de l'électricité, du CO₂ et du gaz publié cette semaine. Sur l'année 2011, EDF avait procédé à l'achat de 7 TWh sur le marché pour boucler son bilan* ». Ce qui apparaît comme « le [6]^e rapport de la CRE sur le fonctionnement des marchés de l'électricité ... » paru en janvier 2014, semble muet sur le sujet. Nous sommes donc fondés à considérer qu'**EDF ne s'approvisionne qu'à hauteur de 5 à 10% sur le marché !** Et l'on aimerait en savoir plus sur les coûts d'achat (EDF se prive-t-elle des GWh gratuits que vent et soleil lui amènent de l'Est ?)...

6.3.4. Non, les tarifs d'achat ne baissent pas, bien au contraire !

Enfin, il importe de « tordre le coût » à une affirmation fallacieuse selon laquelle l'électricité vertueuse deviendrait si bon marché qu'elle en serait compétitive avec les moyens de production traditionnels. Ce qui est vrai de ses coûts de production, sans aucun doute⁴⁵, ne l'est pas du prix indirectement imposé aux consommateurs, à ce jour, et pour encore longtemps⁴⁶.

Aussi doit-on toujours se référer aux **tarifs d'achat, agrégés par la CRE**, tenant compte de la diversité des technologies, des dates de signature des contrats, de leurs clauses de révision. De ce point de vue, les tableaux que la CRE publie, chaque année N, pour sa **prévision à N+1** et son **constat de N-1, sont utiles**.

6.3.4.1. Sur l'hexagone (territoire ErDF hors ZNI) :

C'est l'objet du tableau suivant qui rassemble les **tarifs moyens pondérés**, directement issus des précédents tout au long de la décennie 2004-2014, pour le territoire d'ErDF *stricto sensu* (voir détails en notre annexe 7).

Tarifs (€/MWh)	2014	2013	2012	2011	2010	2009	2008	2007	2006	2005	2004
Tous fossiles	134,9	139,2	134,6	128,1	117,4	120,4	126,3	109,1	111,6	100,2	76,7
Hydraulique	69,6	71,2	63,4	64,4	60,2	60,8	56,9	55,3	55,1	54,3	55,5
Eolien	91,2	88,6	87,4	85,3	84,1	84,7	84,0	83,7	84,5	83,8	80,2
Tous bio-	99,4	88,0	78,8	70,9	65,7	62,5	60,2	55,9	55,7	64,5	59,2
Photovoltaïque	418,6	458,9	498,1	519,3	538,2	508,1	441,0	247,8			
Global hexagone	141,9	140,0	133,4	116,1	96,2	95,0	96,2	88,5	91,0	83,9	73,3

On constate donc une inflation pour toutes les technologies, engendrant un **quasi-doublement du tarif global (+ 94 %), de 73,3 à 141,9 €/MWh**. Avec des nuances :

- la **cogénération** et les divers **bio** (-masse, -gaz et incinération) se tiennent dans la moyenne,
- l'**hydraulique** est raisonnable (+ 25%),
- l'**éolien** aussi (+ 14%) mais il est, actuellement, à **91,2 et non pas 82 €/MWh**, comme le prétend constamment le SER (qui cite le tarif 2006, négligeant _ en public seulement ! _ les révisions dues à l'inflation) ;
- quant au **PV**, après avoir culminé en 2010 (au moment du fameux moratoire), il baisse lentement en coût unitaire mais il explose en coût total !

⁴⁵ La production de masse de panneaux solaires et d'aérogénérateurs n'a-t-elle pas conféré à ces deux technologies la maturité recherchée ? Rappelons que les Allemands ont installé plus de GW éoliens ou solaires que nous de GW nucléaires ... Et l'approvisionnement en Chine, à bas coût de main-d'œuvre, va dans le même sens.

⁴⁶ Les contrats d'OA ont une durée de 12 ans, voire 15 (éolien terrestre) ou même 20 ans (offshore et solaire). Et ils peuvent être renouvelés, moyennant de modiques « rénovations » ...

6.3.4.2. Dans l'hexagone, hors EDF :

Les **tarifs d'achat des 135 ELD** n'ont, a priori, pas de raison de différer de ceux imposés à EDF (même si la CRE laisse entendre des choses pas très claires ...⁴⁷). On note cependant (cf. tableau de 6.3.1) qu'en 2012, la moyenne pour ces territoires s'établissait à **152,9 €/MWh au lieu de 133,4 €/MWh sur le territoire ErDF**, ce qui induit une **majoration tout à fait anormale de 20% du surcoût de l'OA, soit ~ 30 M€**, prélevés sur tous les foyers français.

6.3.4.3. Dans les zones non interconnectées (ZNI) :

Le tarif d'achat moyen (toutes îles) continue d'y diverger, passant **de 88 à 233,7 €/MWh (+ 165%)** ; sans doute est-il « plombé » par les achats de thermique et de bagasse-charbon (voir détails en notre annexe 7) ...

Une autre explication de ce tarif moyen plus élevé (+65%) dans nos îles qu'en métropole continentale (MC) réside dans les tarifs consentis aux investisseurs ultra-marins, dans l'éolien notamment :

- dès le 8/06/2001, le « tarif de croisière » de l'éolien _ c'est-à-dire celui maximal, qui vaut sur les 15 ans du contrat, quoi qu'en donne à croire un texte trompeur _ fut arrêté par C. Pierret et Y. Cochet à **91,5 €/MWh en ZNI, 9 % plus haut que les 83,8 €/MWh de métropole** (en dépit des réserves de la CRE qui y voyait un avantage venant en sus des dispositions fiscales avantageuses dans ces territoires) ;

- l'arrêté du 10/07/2006 pérennisa le tarif métropolitain⁴⁸, à 82 €/MWh mais aggrava celui des DOM, porté à **110 €/MWh (prime d'insularité plus que triplée par F. Loos et N. Olin !)** ;

- enfin, l'«*arrêté du 8 mars 2013 fixant les conditions d'achat de l'électricité produite par les installations utilisant l'énergie mécanique du vent situées dans des zones particulièrement exposées au risque cyclonique et disposant d'un dispositif de prévision et de lissage de la production*», signé E. Besson, porta le tarif à **230 €/MWh**. Les dispositifs de stockage (batteries, à défaut de STEM⁴⁹) coûtent cher (et requièrent une maintenance délicate) mais ... **de là à doubler le tarif d'achat !?**⁵⁰

⁴⁷ Le 9/10/2013, la CRE écrit que « l'information fournie par les ELD a mis en évidence une confusion récurrente entre les tarifs d'achat et les formules d'indexation de différents arrêtés tarifaires photovoltaïques. Une autre difficulté consiste dans l'identification par les producteurs ou par les ELD des bons coefficients d'indexation pour toutes les filières de production. La CRE constate que les factures souvent sont établies par les producteurs sans suivi régulier ou contrôle spécifique de la part des ELD ». Il faut dire que le découpage des contrats T1 à T5, avec 6 tranches de puissance et 4 types d'installation, tel qu'exposé dans l'avis CRE du 20/12/2012, est d'une invraisemblable complexité. Question impertinente : **pourquoi les ELD contrôleraient-elles ces exploitants solaires, dès lors qu'elles savent qu'elles seront intégralement compensées** (et au-delà, via le TURPE) ?!

⁴⁸ Au passage, cet arrêté annula la décote de ~10% qui devait intervenir au-delà du 1500^{ème} MW installé.

⁴⁹ STEP de bord de mer. IED en a préconisé une en Martinique, dès 2008. Et EDF-PEI y réfléchit depuis des années ...

⁵⁰ Curiosité : les Iles Bretonnes y ont droit. L'île de Sein s'est portée candidate, dès l'aubaine du risque cyclonique connue !

7. SITUATION FAITE AUX ELD

Il n'y a pas lieu de revenir sur la situation faite à EDF, bien connue dans l'entreprise nationale, au-delà de ce que nous avons écrit en 4.3. sur la créance qui lui est incombée. Nous insistons simplement sur la vigilance à conserver vis-à-vis de ce dossier qui risque fort de traîner longtemps encore ...

Quant aux ELD, il n'y aurait pas lieu non plus d'en faire trop car, à elles 135, elles ne représentent, somme toute, qu'un vingtième de la distribution d'électricité en France. Cependant...

7.1. MEMOIRE SUR LES ELD (JUILLET 2013)

IED, mena, en *free lance*, une petite étude sur un sujet si étroitement lié à la CSPE et à l'obligation d'achat qu'il était impossible de l'ignorer car, « la CRE établissant chaque année les charges de CSPE incombant à EDF et aux ELD, il était intéressant, après s'être penché prioritairement sur EDF, d'examiner la part assumée par les ELD ». Du mémoire qui en est résulté⁵¹ (cf. synthèse en notre annexe 12), il ressortait une « surprise : alors que les ELD supportaient 0,5% de la CSPE en 2002 [au stade de la prévision], elles contribueront à hauteur de 4% en 2013, hausse forte et continue justifiant notre attention ». Notre conclusion tenait en deux constats :

7.1.1. « La marge dont disposent les ELD du fait d'un tarif de cession bloqué jusqu'en 2008 (indépendamment de l'inflation) est encore substantielle, quoi qu'en disent leurs associations, **le tarif de cession moyen ressortant à 35 €/MWh, environ 20 % sous le tarif ARENH de la loi NOME** ».

7.1.2. « Les ELD disposent d'un autre atout légal : la compensation du surcoût de leurs achats obligés d'énergie renouvelable en référence à ce même tarif de cession (alors qu'EDF n'est compensée de la même obligation d'achat qu'en référence à un « prix de marché » variant entre 50 et 70 €/MWh). Cette discrimination fait de ladite OA une opportunité pour elles (économisant ainsi une part _ ~10 €/MWh _ du péage d'accès au réseau, le TURPE) tandis qu'une insuffisante compensation coûte, **bon an mal an, 500 M€ à EDF !** Ainsi s'explique [un] **taux de croissance des EnR double sur le territoire des ELD de celui en dehors** ».

7.2. HUIT MOIS PLUS TARD, CONFIRMATIONS :

7.2.1. Les ELD occupent une place croissante dans le dispositif CSPE :

3,6 % du total (Mayotte étant à 1,7 %) ;

7.2.2. Le « tarif de cession » aux ELD ressort à 33,6 €/MWh ...

... en moyenne (sur l'exercice 2012).

7.2.3. EDF subit ainsi une décote de presque 12 €/MWh ...

... portant sur un volume d'achats obligés de 38 TWh, ce qui accrédiète un **déficit de compensation d'environ 450 M€, pour la seule année 2012 !**

7.2.4. Plus grave ...

... au dernier chapitre de ce mémoire, nous pointions la très nette propension des ELD à se comporter de façon agressive _ certaines candidates à la reprise de concessions hydroélectriques n'hésitant pas à « *mordre la main qui les nourrit* » _ profitant de la **vague « territorialiste »** qui prône le retour au « petit », au « local », au « décentralisé », etc. : « *Tout se passe comme si le repli sur le village allait résoudre tous les problèmes : il suffirait que chacun équipe son jardin d'une éolienne, le ruisseau qui le traverse d'une turbine, son toit de panneaux PV, voire sa cave d'un petit groupe diesel (au cas où) ...* ».

Cette tendance nous paraît suffisamment forte (d'autant qu'elle est portée par moult élus locaux, de toutes obédiences, et même plutôt à gauche), pour que le CCE d'EDF y soit attentif.

⁵¹ Ce mémoire (34 pages dont 19 d'annexes) est disponible à IED (Montreuil : 01 48 51 17 00). Il en est de même de deux présentations Power Point : l'une (29 slides), datée du 22/8/2013, intitulée « *Essai de retour d'expérience des ELD* » ; l'autre, datée du 11/12/2012 « *CSPE : mais encore ?* » (les 3 derniers slides traitent des ELD) fut présentée au colloque organisé par le CCE d'EDF SA à La Défense.

8. PRECONISATIONS

Les préconisations ci-après ont été émises dès février 2012 dans ce qui se voulait l'ébauche d'une synthèse de la présente expertise. Elles sont inspirées d'une mouture à l'indice J, du 10/3/2013⁵²).

8.1. ELARGIR LA CSPE A L'ENERGIE

Nous reprenons évidemment la dernière recommandation de la Cour des comptes (annexée au rapport sénatorial n°667, du 11/7/2012) car, comme l'écrit la Cour, « *est-il justifié de faire reposer une part essentielle du financement du soutien au développement des énergies renouvelables et des autres charges du service public de l'électricité sur le seul consommateur d'électricité* », d'autant que notre secteur énergétique est le moindre émetteur de gaz à effet de serre de toute l'Europe (Norvège exceptée) ?⁵³

8.2. REVOIR LE CALCUL OFFICIEL DE LA CSPE

Pourquoi ne pas prendre, pour référence du « coût évité » par l'obligation d'achat d'énergie vertueuse, une **formule combinant prix de marché, tarif ARENH, tarif de cession aux ELD [...], voire coût du combustible économisé (~10 €/MWh) ?** Une révision de ce mode de calcul aurait le mérite de ne plus minorer artificiellement le surcoût des énergies renouvelables, comme c'est le cas aujourd'hui.

8.3. RABOTER FORTEMENT L'OBLIGATION D'ACHAT DES ENERGIES ALTERNATIVES ...

... en commençant par les moins vertueuses : cogénération fossile⁵⁴, éolien⁵⁵, photovoltaïque (aux tarifs actuels), biomasse/biogaz (partiellement « *dispatchables* »), hydraulique. Le principe constitutionnel de non-rétroactivité de la Loi interdisant la remise en cause de contrats signés, il n'en restera pas moins quelque 40 TWh dont les Français devront acquitter le surcoût (donc une charge maintenue pendant encore 15 à 20 ans, a minima)⁵⁶.

8.4. PARALLELEMENT, ON POURRAIT INTEGRER A LA CSPE DES CHARGES ...

... **effectivement favorables au service public de l'électricité**. A titre d'exemple (modalités à définir : gare à ce que ça ne profite pas qu'aux producteurs d'électricité !) :

- R&D sur le PV, filière dont les technologies sont en pleine effervescence,
- R&D sur les moyens de stockage d'électricité (pour mieux valoriser les productions intermittentes, éolien et PV, notamment : voir ci-après),
- dispositifs de comptage intelligents en vue de l'effacement des pointes, etc.

... encore que **les deux dernières suggestions relèvent plus de l'équilibre du réseau, et donc du TURPE (Tarif d'Utilisation des Réseaux Publics d'Electricité) que de la CSPE**.

Dans le même ordre d'idée, ne convient-il pas de réfléchir au choix implicite du gouvernement (et au silence de la CRE) de faire supporter à la CSPE la **disponibilité d'une « capacité de production » lors des pointes**, comme c'est le cas pour le CCG de Landivisiau pour prendre en compte la « *péninsularité* » bretonne (voir § 4.5 et 8.6) ?

Les préconisations ci-après sont plutôt des incitations à la réflexion :

⁵² Titre : « CSPE : un quasi-impôt, à réformer d'urgence » (l'urgence n'a fait que croître !). Egalement disponible à IED.

⁵³ Proposition que B. Bensasson (GDF-Suez) a évidemment disqualifiée, la taxant de « *tartinage* » (sic ! 19/3/2013) !

⁵⁴ Notons toutefois que les nouvelles dispositions de contrôle et validation des supposées bonnes performances énergétiques des cogénérations renouées ont été durcies, ce dont se plaignent les cogénérateurs (de l'ATEE notamment).

⁵⁵ Jean Desessard écrit (p. 89) que « *la montée en régime des énergies renouvelables de leur côté ne permet pas d'anticiper une baisse des coûts, à la fois parce que leurs surcoûts doivent être financés par la CSPE et que leurs technologies ne sont pas arrivées à maturation* ». Surprenante première raison ! Pourtant il précise (p. 122) que « *l'éolien terrestre apparaît d'ores et déjà comme une filière mature, compétitive par rapport à la plupart des filières non renouvelables* ». Nouvelles insistances sur la maturité de cet éolien terrestre en p. 128, puis 270 (« *Pour l'éolien terrestre, filière mature, on est, à l'inverse, d'ores et déjà à un tarif d'achat d'environ 80 €/MWh*») et enfin 305 (« *L'éolien terrestre, filière mature, approche aujourd'hui 70 euros le MWh*»). Or la délibération de la CRE du 9-10-2012 chiffrait son tarif d'achat unitaire (moyenne pour 2013) à **88,6 €/MWh**.

Si l'éolien terrestre est si compétitif, ne faut-il pas revenir sur la Loi et le libérer des entraves de l'obligation d'achat ?!

⁵⁶ Le mouvement de réduction drastique des tarifs d'achat d'électricité renouvelable est bien amorcé, tant en France (sur le PV) qu'à l'étranger : Espagne, Allemagne, Italie, G-B ... Et les Tchèques n'ont pas hésité à taxer rétroactivement leurs producteurs solaires : « *26% sur leur chiffre d'affaires depuis leurs premiers kilowattheures* » (Enerpresse, 13-12-2010).

8.5. ON DEVRAIT S'INTERROGER SUR LE TRANSFERT DE L'OBLIGATION D'ACHAT D'EDF A RTE ...

... d'autant que ce dernier est le seul absolu monopole, pour le transport (à l'exception de SEI en ZNI et d'EDM à Mayotte).

Le législateur prétend voir EDF comme « *un opérateur comme les autres* » (et la CRE, la DGCCRF, voire Bruxelles, veillent scrupuleusement à ce qu'EDF ne profite pas de son historicité pour entraver la concurrence) mais lui impose des obligations qui brident sa compétitivité : obligation d'achat, obligation de cession, *Virtual Power Plants*, TaRTAM, loi NOME, etc. La présente réflexion s'inspire du régime qui prévaut en Allemagne, Espagne, Belgique ... où ce sont les GRT (*Gestionnaires de Réseaux de Transport*⁵⁷) qui achètent l'énergie alternative et supportent, *de facto*, l'équivalent de notre CSPE. Elle aurait l'avantage essentiel de casser la schizophrénie du système français actuel qui a conduit, par exemple, à laisser accuser EDF de connivence avec EDF-EN durant le moratoire sur le photovoltaïque de 2010-2011 !

8.6. AUTRE PISTE : CONFIER A RTE LA GESTION DES STEP...

... tout en continuant de s'appuyer sur les actuelles équipes d'exploitation-maintenance ou, ce qui serait peut-être plus facile, inclure dans la CSPE (que celle-ci soit EDF ou RTE) le surcoût d'une utilisation rationnelle de celles-ci : *l'unbundling* ayant entraîné la dislocation des liens entre EDF et sa filiale RTE et l'instauration d'un péage (le TURPE) pour toute consommation d'énergie, EDF n'est pas incitée à remonter l'eau dans ses retenues de Revin Montézic, Grand-Maison, Super-Bissorte, etc., d'autant que la puissance restituée au turbinage n'est que de ~70 % de celle requise par le pompage. Notre proposition (du moins, sa seconde partie) vise donc à imputer sur cette CSPE « *turpisée* » d'une part les droits de TURPE perçus au pompage, d'autre part le coût de l'énergie nécessaire audit pompage.

8.7. ... VOIRE SUGGERER LA CONSTITUTION D'UNE CAGNOTTE...

... à même de financer la construction de nouvelles STEP (ou STEM, en Eau de Mer ?), indispensables à l'adossement des énergies fatales prévues pour 2020.

8.8. CLARIFIER LE FOURRE-TOUT QU'EST DEVENUE LA CSPE

Les errements actuels (moyens d'ultime secours, effacements) ou prochains (capacités : cf. 4.5.2) montrent clairement la tendance de l'Etat à confondre allègrement CSPE et TURPE, trouvant particulièrement pratique de n'avoir qu'une seule vache à traire, d'autant que son vacher lui doit tout ... !

9. DEVOIR DE SUITE

L'incessante mouvance de cette CSPE exige qu'un suivi annuel de ce sujet soit mis en place, après chaque délibération CRE (en insistant sans doute aussi sur la péréquation tarifaire, trop superficiellement traitée jusqu'ici).

⁵⁷ Les quatre « *majors* » allemandes (EnBW, RWE, E.ON et Vattenfall) disposaient, de fait, d'un monopole géographique. Les 2 dernières ont vendu leur réseau de transport, respectivement aux hollandais TenneT (nov. 2009) et belge Elia (mars 2010, entité devenue *50Hertz*) et le réseau RWE s'appelle maintenant *Amprion*. Et les achats d'électricité verte espagnole sont le fait de *Red Electrica de Espana*, unique GRT ibérique.

LISTE DES ANNEXES

N°	TITRE	Nb. pages
1	« La CSPE ? Une TVA déguisée. Et dévoyée ! » (synthèse de l'expertise initiale)	6
2	Communiqué de presse de la « Fédération Environnement Durable » (FED)	1
3	Contacts pris	1
4	Pagination des documents produits par la CRE pour ses prévisions et constats de CSPE	1
5	Extraits du rapport originel sur l'obligation d'achat d'électricité cogénérée	1
6	Extraits, au sujet des exonérations de CSPE, du « Rapport 2012-2013 » de la CRE (janvier 2014)	2
7	Evolution des achats obligés, de 2004 à 2014	1
8	Les achats d'énergie renouvelable sous obligation d'achat ne se limitent pas à ceux de métropole	2
9	Parts des énergies renouvelables et de la cogénération dans la CSPE	4
10	Définition des coûts évités pour EDF (en et hors hexagone) et pour les ELD hexagonales	2
11	Décryptage de la méthode CRE de prévision des « prix de marché »	2
12	« Entreprises Locales de Distribution : petits « monopoles », mais choyés ! » (synthèse 1/7/2013)	1
13	Analyse du comportement des ELD les plus « toniques » vis-à-vis de l'OA	2
14	SICAP : Société coopérative d'Intérêt Agricole de la région de Pithiviers	2
15	Extraits, au sujet des ELD, du « Rapport 2012-2013 » de la CRE (janvier 2014)	3
16	Erreurs ou fluctuations (?) de prévision CSPE 2012	2
17	Questions à poser à la CRE	2

Synthèse de l'expertise initiale sur la CSPE (par G. Blonde & F. Poizat ; 15/01/2008)

La CSPE ? Une TVA déguisée. Et dévoyée !**HISTORIQUE**

En février 2000, la CSPE fut conçue comme un mécanisme de Compensation de charges du Service Public de l'Electricité qu'il fallait bien, dans un marché dérégulé, qu'un (ou des) opérateur(s) assume(nt). Ces charges étaient triples :

- la prise en charge des surcoûts de production de l'électricité en zone isolée (îles bretonnes, Corse, DOM, puis Mayotte), afin d'assurer l'égalité tarifaire des citoyens français ;
- la solidarité avec les plus démunis ;
- la politique de soutien aux installations dotées d'une efficacité énergétique (cogénération) et aux énergies renouvelables, impliquant l'« obligation d'achat », par EDF (ou les « distributeurs non nationalisés⁵⁸ », dits DNN, lorsqu'ils bénéficient du monopole local), de l'électricité ainsi produite.

Les opérateurs supportant ces charges devaient en être intégralement indemnisés, par le biais d'un fonds de compensation, géré par la Caisse des Dépôts et Consignations, auquel sont tenus de contribuer tous les consommateurs, au prorata de leur consommation.

Petit à petit, les choses évoluèrent, les modifications succédant aux dérogations, de sorte que le mécanisme initial a été dévoyé :

- d'abord en faisant subir la charge financière à une partie seulement des clients, les gros consommateurs industriels (représentant un cinquième de la consommation) en étant, de diverses façons, exonérés (soit un « swap » de ~ 400 M€) ;
- ensuite en modifiant le calcul des charges liées au volet principal, à savoir l'obligation d'achat des énergies renouvelables (éolien en tête) ou de récupération (cogénération, surtout), en remplaçant les « coûts d'investissement et d'exploitation » évités à EDF par un « prix de marché » évité nettement plus élevé. Ce calcul minore une « compensation », qui n'est plus « intégrale » du tout, EDF semblant n'être compensée de ses achats obligés que pour un tiers ;
- enfin en différenciant l'application de ce mode de calcul selon que l'acheteur obligé est EDF ou un DNN, ce dernier étant intégralement compensé, voire gagnant s'il est propriétaire d'une installation « vertueuse »⁵⁹.

Il importe de souligner l'ambiguïté du rôle joué par la CRE qui, au début du moins, adopta une position frontale vis-à-vis des gouvernements : après avoir fait savoir combien elle contestait les « indues » incitations financières à l'utilisation d'énergies « vertueuses », c'est elle qui proposa, en mai 2002, la méthode de calcul du surcoût d'obligation d'achat ci-dessus évoquée, soulignant que « les deux familles de méthodes envisagées (analyse du fonctionnement du parc de production d'EDF ; prix de marché) n'[avaie]nt pas de raison de donner des résultats significativement différents ».

Ce qui ne l'empêcha pas de continuer à rendre des avis défavorables sur les projets ministériels d'arrêtés ou décrets fixant les tarifs de l'obligation d'achat, sans jamais, semble-t-il, en empêcher la parution ... De fait, les cadeaux aux producteurs d'électricité renouvelable ou cogénérée ne firent que croître et embellir :

- substantiel relèvement des conditions d'achat en 2006-7 (plus de 30% par rapport à 2001-2),
- suppression ou abaissement de toutes les clauses de dégressivité censées prendre en compte la productivité grandissante des technologies mises en œuvre,
- possibilités de contracter un second contrat, aussi avantageux que le premier, moyennant le très léger « lifting » de leur installation hydraulique, de cogénération ou de biogaz,
- déplafonnement du prix du gaz entrant dans le calcul du tarif d'achat de l'électricité des cogénérateurs (au moins 200 M€/an), avant la révision annoncée de ce tarif, et ...
- surtout, fixation, pour fin 2015, d'objectifs d'investissements considérables (22250 MW) en équipements « renouvelables » supplémentaires.

⁵⁸ Les plus importants desservent, depuis 1946, Strasbourg, Metz et Grenoble, l'Alsace, les Charentes, la Vienne, etc.

⁵⁹ Les promoteurs des énergies bénéficiant de l'obligation d'achat n'hésitent pas à les dire vertueuses, même si elles émettent des fumées comme le traitement des ordures ménagères ou la cogénération au gaz naturel. Le nucléaire (exempt de CO2) et la grande hydraulique (exclue du mécanisme d'obligation d'achat car supérieure à 12 MW : « Small is beautiful. Only. », n'est-il pas ?) ne bénéficient ni de ce label, ni d'un tarif préférentiel.

La CRE ayant placé le débat de la CSPE sur le terrain méthodologique pour lequel nous ne sommes pas qualifiés, nous nous sommes contentés de suivre l'évolution de ses prévisions concernant le montant des charges à compenser chaque année. Il en ressort que la Commission, après avoir pronostiqué une incompatibilité entre le plafonnement de la contribution unitaire de CSPE (actuellement fixée à 4,5 €/MWh⁶⁰) et les hausses de charges prévisibles (montée en puissance de l'éolien et du solaire, notamment), a miraculeusement vu ses craintes se dissoudre, le nouveau mode de calcul, appuyé sur le marché, rabotant automatiquement ladite contribution unitaire. Selon Marcel Boiteux, la « *position de la CRE est erronée* » parce que ledit marché devrait être celui « *des fournitures non garanties [alors que] ce marché, théoriquement parfait, n'existe pas en fait !* ». Le constat du grand écart entre les montants pronostiqués et ceux avérés, ainsi que celui d'une prévision systématiquement erronée de l'inflation des prix du marché de l'électricité (triplant en cinq ans, au grand dam des éligibles⁶¹ ...), ne semble pas avoir amené la CRE, le ministère et les politiques à s'interroger sur les raisons de « *résultats [aussi] significativement différents* » de ceux attendus.

Plus grave, on peut suspecter une manœuvre délibérée consistant à ménager, dans une CSPE grossièrement minorée, la place pour un volant d'indemnisation des fournisseurs d'éligibles partis voir ailleurs si l'électricité pouvait y être moins chère (ce qui fut sans doute le cas ... pendant quelques mois), tout en permettant le retour quasi-indolore de ces « *fil prodigues* » à des tarifs réglementés, du moins pendant 2 ans.

C'est ainsi que le dispositif ad-hoc, dit « TaRTAM » (Tarif Réglementé Transitoire d'Ajustement du Marché), constitue le 4^{ème} volet d'une CSPE conçue à l'origine pour assurer une mutualisation des seules charges relevant de l'intérêt général. Il en coûtera 211 M€, prélevés sur la CSPE une première fois en 2007, au moins autant une seconde fois en 2008, aux frais de tous les consommateurs d'électricité⁶².

IMPORTANCE FINANCIERE DE CETTE CSPE ?

L'estimation est évidemment plus facile, et précise, pour l'immédiat qu'à moyen terme :

Pour l'heure, c'est-à-dire en 2007 ...

- la contribution unitaire est restée à 4,5 €/MWh (pour permettre, via le TaRTAM, le retour des « *éligibles repentis* »)
- les dépenses annuelles d'EDF dépasseront 3 300 M€, dont 2 500 M€ pour l'obligation d'achat (en France continentale) et seulement 130 M€ pour le volet social (lequel n'intéresse visiblement pas grand-monde ... en dehors des personnes concernées) ;
- le fameux TaRTAM coûtera 431 M€ (CUHN incluse)
- et EDF ne sera « *intégralement compensée* » qu'à hauteur de 1 090 M€.

Comme on le voit, ce n'est pas absolument rien, le montant des achats obligés sur un an représentant, à lui seul, le coût total d'un réacteur EPR. Plus grave, **les abonnés d'EDF supporteront environ 2.200 M€ pour le financement des énergies vertueuses, cogénération incluse** (hors Corse et DOM).

En 2016, au terme des investissements prévus par la PPI (« *Programmation Pluriannuelle des Investissements de production électrique* » arrêtée le 7/07/2006) et à mécanisme de CSPE inchangé, les prévisions sont proprement faramineuses :

- les dépenses annuelles EDF relatives à cette CSPE avoisineront 9 600 M€⁶³, dont 260 M€, peut-être, pour le volet social mais presque 9 000 M€ d'achats obligés :
 - 4 300 M€ pour l'éolien⁶⁴,
 - 1 500 M€ pour la cogénération (supposée reconduite autour de 5 000 MW),
 - 1 100 M€ pour l'hydraulique,
 - biomasse, biogaz et incinération d'ordures ménagères : 900 M€,

⁶⁰ Ou 0,0045 €/kWh. La loi impose que cette contribution unitaire ne dépasse pas 7% de la facture du client domestique « *lambda* », actuellement de l'ordre de 0,00585 €/kWh.

⁶¹ Il s'agit de clients, industriels puis professionnels, qui eurent le privilège de pouvoir s'adresser à des fournisseurs autres qu'EDF ou le DNN du coin. Mal leur en prit, pour la plupart, qui vite demandèrent et obtinrent du gouvernement, en décembre 2006, la possibilité de revenir aux tarifs réglementés. D'où le « TaRTAM ».

⁶² Accessoirement et hors CSPE, la « *vache à lait* » EDF se fendra d'une somme équivalente (la « *CUHN* », contribution unitaire hydraulique et nucléaire, à 220 M€/an, inégalement partagée avec Suez-Electrabel), que ses clients supporteront un jour aussi.

⁶³ Un ordre de grandeur ? : **il s'agit là presque du tiers de l'actuel chiffre d'affaires d'EDF en France.**

⁶⁴ Un peu moins si l'on considère, avec RTE (cf. son « *Bilan 2007* »), que la durée annuelle moyenne de fonctionnement de l'éolien terrestre est de 2170 et non pas 2300 h/an. Disons donc 4 000 M€ au bas mot.

- photovoltaïque : 500 M€, etc.
- si l'on reconduit l'actuel mode de calcul de la CRE (prix de marché supposé de 60 €/MWh), la compensation d'EDF s'élèvera à 3 600 M€,
- alors que, calculée sur la base des coûts réellement évités pour EDF (environ 30 €/MWh, elle devrait s'élever à près de 6 400 M€, la différence représentant alors, chaque année, une perte de 2 800 M€ (partie immergée de l'iceberg) !

Cette fois-ci :

- la CRE sera contrainte de doubler l'impôt qu'est la CSPE, à 9 €/MWh, celui-ci représentant alors, toutes choses supposées égales par ailleurs, environ 10% du tarif moyen de l'abonné domestique ;
- l'Etat devra modifier la loi pour relever le plafond de cette CSPE en conséquence ;
- pour EDF, la perte comptable liée à ce mécanisme de compensation représentera environ 10 % de son chiffre d'affaires en France (c'est-à-dire presque l'équivalent d'un réacteur EPR par an à un moment où il faudra obligatoirement construire de nouveaux moyens de production). L'abonné EDF devra donc, un jour ou l'autre, combler ce trou, à hauteur de 7 €/MWh. Au total, il lui en coûtera environ 16 €/MWh, soit **une majoration du tarif domestique actuel de 20 %**, toutes choses égales par ailleurs.

CONSEQUENCES

L'apparent paradoxe de prévisions constamment erronées (au point que la CRE ne s'y risque plus au-delà de l'année à venir) n'a de fâcheuses conséquences que pour EDF :

- les opérateurs n'ont à facturer à leurs clients (sans explication superflue) qu'une modeste contribution unitaire de 0,45 c€/kWh (4,5 €/MWh) et à en reverser le produit à la Caisse des Dépôts et Consignations ;
- les contributeurs, nous voulons dire les « *abonnés domestiques* », n'y voient que du feu, l'individualisation de la CSPE ayant été compensée, jusqu'à présent, par une baisse équivalente du tarif réglementé⁶⁵ ;
- les producteurs indépendants (cogénérateurs, promoteurs éoliens, « *producteurs autonomes de pointe* », etc.) produisent des kWh et ... s'enrichissent, sur la base de généreux tarifs garantis sur 12, 15 ou 20 ans, sans aucun risque, au point que des observateurs de plus en plus nombreux en viennent à redouter la création d'une « *bulle verte* » ;
- les quelque 160 DNN, opérateurs historiques eux aussi, n'y perdent rien, voire y gagnent quand ils disposent d'une source d'énergie ainsi subventionnée ;
- enfin les écologistes (affairistes ou militants sincères) se félicitent de ce « *système avec obligation d'achat* » et apprécient l'apparente modicité de la contribution citoyenne (« *Ah ! Cachez cet iceberg que je ne saurais voir !* » car il ne faut tout de même pas trop s'illusionner sur l'esprit civique des abonnés, a fortiori des clients ...).

Seule EDF voit ses débours d'obligation d'achat sous-évalués du fait de leur comparaison au « *prix moyen du marché pondéré* », et donc sous-compensés, **au détriment et à l'insu de ses 26 millions de clients particuliers et/ou de ses actionnaires qui, à terme, en subiront les effets.**

« **CONCURRENCE LIBRE ET NON FAUSSEE ?** » ...

... telle pourrait être, au terme de cette expertise, l'unique question à poser :

- à EDF, dont la Direction est bien obligée _ du moins le donne-t-elle à penser _ de faire le dos rond devant l'Etat-actionnaire⁶⁶;
- à la CRE, dont l'objectif de permettre « *au client d'occuper une position plus forte face au fournisseur* » relève de l'incantation ;
- aux pouvoirs publics, qui n'en ignorent absolument rien ...
- si ce n'est à Bruxelles, dont le dogmatisme est chaque jour plus criant⁶⁷.

A) Sans doute la détermination précise des coûts évités relève-t-elle de la mission impossible. La solution _ à moins de remettre en chantier la dérégulation elle-même _ est-elle alors de recourir à ce que la CRE appelle un « *intégrateur* » ? C'est à elle que revient de prendre l'initiative. Après tout, EDF accueille bien en son sein des commissaires aux comptes chargés, en permanence, de traquer ses erreurs (si ce n'est ses « *tricheries* »), la CRE pourrait faire de même avec de tels intégrateurs (24 heures sur 24, bien sûr) détachés à RTE ou/et au GRD.

⁶⁵ Et, par ce biais, une ristourne tarifaire de presque 400 M€ aux industriels déjà exonérés de la CSPE. Un comble !

⁶⁶ Le double jeu d'EDF est total, mais cette ambiguïté la dessert modérément, compte tenu de la « *rente nucléaire* ».

⁶⁷ La Commission Européenne en vient à soupçonner EDF et Electrabel « *d'avoir verrouillé les marchés d'électricité français et belge [car] les deux groupes pourraient avoir introduit* « des obligations d'achat exclusif à long terme » *dans leurs contrats d'approvisionnement avec des consommateurs industriels dans les deux pays* ». Une « *obligation d'achat* » sur 12 à 20 ans, est-ce possible ?!

On touche du doigt les limites concrètes de la nécessaire régulation d'un système volontairement dérégulé, dont il est permis de penser que le fonctionnement requiert peut-être plus de matière grise que celui du précédent système monopolistique : ajoutant aux quelque 150 personnes travaillant à la CRE leurs interlocuteurs à EDF (pour ne pas parler des DNN), sans doute n'est-on pas loin d'un demi-millier de cerveaux monopolisés sur ces tâches « administratives », d'autant plus qualifiés que celles-ci sont complexes. Ne seraient ils pas mieux utilisés à des tâches de production proprement dite ?

B) Ayant évoqué une bien improbable mise à plat du mécanisme de mutualisation (pour ne rien dire de la remise en cause d'une cogénération au gaz condamnée en janvier 2007 par une mission du Ministère de l'Industrie lui-même, à nouveau par le CAS et Jean Syrota ; sans non plus escompter que soit repris en main un affairisme « vert » effréné⁶⁸), nous formulons le vœu minimal suivant : que quelques explications soient données aux clients pour qu'ils sachent au moins quels financements se cachent derrière cette « autre prestation » facturée, que leurs fondements soient plus ou moins avouables (volet social, réduit à la portion congrue, péréquation républicaine et effort de vertu écologique) ou ne le soient absolument pas (l'incongru TaRTAM !).

Ceci éviterait au moins que de nombreux (si ce n'est tous les) contributeurs se méprennent sur l'objet de leur contribution forcée et, surtout, que certains puissent délibérément mentir à son sujet, tels ce Jean-Michel Germa, PDG bien connu de la « *Compagnie du Vent* », affirmant que la CSPE servait d'abord à financer le démantèlement de ... Super-Phénix (il fallait y penser !).

C) Ce Monsieur Germa est aussi vice-président de « *France Energie Eolienne* ». Jean-Yves Grandidier, le président de cette FEE et vice-président du Syndicat des Energies Renouvelables, a exprimé publiquement ce que nous croyons être le fond de la stratégie des promoteurs de l'éolien industriel : « à supposer que le prix de l'électricité augmente chaque année de 4 %, ce qui est peu, l'éolien constituerait une rente pour la collectivité en 2026 » (sur Radio BFM, le 17-11-2006⁶⁹).

On en vient au paradoxe énoncé par Marcel Boiteux : « *Il ne s'agit plus d'ouvrir la concurrence pour faire baisser les prix, mais d'élever les prix pour permettre la concurrence !* » et, surtout, les bonnes affaires : le processus inflationniste est désormais bien enclenché, la prochaine étape étant vraisemblablement la suppression des tarifs réglementés.

La tactique de l'iceberg d'une CSPE que l'on charge le plus possible, pour en cacher la partie immergée comme on pousse la poussière sous le tapis, y contribue, à tous points de vue. En effet, la CSPE a institutionnalisé un mécanisme d'inflation :

- plus le prix du marché monte,
- moindre est la compensation d'EDF,
- plus le prix de revient d'EDF croît,
- favorisant l'envolée du prix du marché, etc.

Et plus les énergies décréées « propres » (grand hydraulique et nucléaire toujours exclus) apparaîtront compétitives !

A terme, l'actuelle « *Taxe à la Vertu Alléguée* » qu'est une CSPE extorquée de clients volontiers solidaires et républicains, pourra exciper du statut de « *Taxe à la Vertu Avérée* ».

ON EN EST LA, A MOINS QUE ...

... les politiques, de gauche comme de droite, après avoir bien fait assaut d'une « vertitude » de bon aloi, ne se ressaisissent et révisent un processus qui, en l'état, affecte(ra) la satisfaction d'un besoin élémentaire, universel et, qui pis est, éminemment exposé aux menées spéculatives⁷⁰.

Ceci suppose que soit restaurée la primauté de l'intérêt général, bien malmené aujourd'hui au nom du sacrosaint « **Intérêt Individuel Immédiat** ».

Vaste programme !

⁶⁸ L'énergie électrique n'étant pas, à ce jour, stockable en grande quantité, notre condamnation des énergies « vertes » intermittentes (même si le photovoltaïque offre des perspectives de progrès bien supérieures à celles de l'éolien) à l'échelle industrielle vaut pour la France hexagonale. L'absence de réseau interconnecté et/ou l'indisponibilité de production nucléaire en zones isolées (Corse, DOM, Mayotte) prédisposent ces contrées à accueillir de tels investissements. Le mécanisme d'incitation ne doit cependant pas se superposer aux niches fiscales outre-mer, comme le craint la CRE. Mais les opérateurs semblent préférer la métropole, plus rémunératrice ...

⁶⁹ Argument resservi par le même, sur France Culture le 18-01-2008, avec une hausse de 5%/an jusqu'en 2014.

⁷⁰ Les ressemblances avec la gabelle sont frappantes : les producteurs vertueux seraient-ils devenus de modernes « *fermiers généreux* » ?

Communiqué de presse de la « Fédération Environnement Durable » (903 associations)

19 décembre 2013

(avec **ratures et notes de bas de page** dues à IED)

« France : Éolien une surfacturation illégale de plusieurs milliards d'euros ? »

La Cour de Justice de l'Union Européenne (CJUE) a rendu son verdict ce jeudi 19 décembre 2013.

Les tarifs d'achat de l'électricité d'origine éolienne constituent "un avantage accordé au moyen des ressources de l'État".

La Fédération Environnement Durable prend acte de la cette décision confirmant celle du Conseil d'État qui devrait logiquement ordonner le remboursement des aides indument perçues par les producteurs d'électricité qui en ont bénéficié depuis 2001.

Le tarif d'achat de l'électricité éolienne à un tarif garanti par l'Etat serait remis en cause, ainsi que probablement le mécanisme de la Contribution au Service [Public] de l'Électricité (CSPE), une « écotaxe électrique », située au bas des factures d'électricité des consommateurs et dont le taux actuel de 4,5% est en croissance rapide⁷¹.

La FED demande à EDF et aux autres producteurs d'électricité qui ont collecté cette taxe depuis son origine⁷², de provisionner le remboursement des usagers du montant cumulé, intérêts compris. Les premières estimations faites par la FED indiquent que cette surfacturation concernant uniquement l'éolien pourrait atteindre plusieurs milliards d'euros soit plusieurs centaines d'euros pour un ménage moyen français.

La FED constate encore une fois que les éoliennes, abritées sous le parapluie de l'écologie, n'étant pas rentables, elles survivent grâce à des aides illégales prises sur la facture des consommateurs et entraînent la France dans un gouffre financier sans fond. »

Commentaire IED :

relayé par les organisations professionnelles de la boulangerie (grande consommatrice, pour la cuisson), ce communiqué démagogique semble avoir suscité une « levée de boucliers fiscaux », dont Enerpresse du 20/1/2014 fit état, citant « **près de 15000 courriers [...] adressés à la CRE en 15 jours, selon Europ'énergies** » :

« Un mouvement qui ferait suite à la décision de la Cour de justice de l'Union européenne statuant que le mécanisme français de compensation des surcoûts résultant de l'obligation d'achat de l'électricité produite par éoliennes relève de la notion d'intervention de l'État au moyen de ressources d'État. Une décision qui devrait aboutir à l'annulation du tarif éolien par le Conseil d'État. Selon notre confrère, ces lettres visent à réclamer 'un remboursement de la CSPE ou tout du moins le recalcul du montant de celle-ci, sans la part liée à l'éolien' ».

Et Mr Butré en a remis une couche dans l'Express/l'Expansion du 18/02/2014 : il y demande que l'Etat _ et non les « les producteurs d'électricité qui en ont bénéficié depuis 2001 » rembourse cette « surfacturation illégale ». C'est bien sur le principe mais ça ne changerait rien, au final, les clients lésés étant souvent des contribuables appelés à renflouer les caisses du Trésor !

⁷¹ Où donc Jean-Louis Butré, président de la FED, a-t-il trouvé ce taux ? Sans doute aura-t-il confondu avec les 4,5 €/MWh si longtemps maintenus sous les gouvernements Chirac et Sarkozy ...

⁷² Si les mots ont un sens, sont visés EDF, les ELD, voire RTE. A ceci près que ceux-ci ne sont pas « les producteurs d'électricité qui en ont bénéficié », même si EDF, via EDF-Energies Nouvelles, mais aussi GDF-Suez via Erelia, La Compagnie du Vent, etc. sont parties prenantes de nombreux parcs éoliens. Mais les grands « profiteurs » furent surtout les constructeurs éoliens, presque tous étrangers.

Contacts pris

Acteurs de la problématique CSPE :

- CRE (*Commission de Régulation de l'Énergie*) : Esther PIVET et Christine LAVABRE, le 9/01/2011 (et questions-réponses du 8/02/2011, par mails).
- EDF-DOAAT :
 - Patrick PRUVOT, le 26/02/2011 puis :
 - Mission Obligation d'Achat : Xavier LAFONTAINE, le 8/03/2011,
 - puis : Philippe TORRION et Jean-François LHUISSIER, le 13/03/2013.
- FEDENE (*FÉdération des services ENergie Environnement*) : Jean-Claude BONCORPS, le 3/02/2011.
- EDF-SEI: Bernard MAHIOU et Catherine FLEITER, le 22/04/2011.
- ErDF (Relations avec les Entreprises Locales de Distribution) : François TISSERON, le 12/12/2012.
- EDF-Secrétariat Général-Délégation aux Régulations : Patrice BRUEL, le 9/03/2011 (et questions-réponses du 20/05/2011, par mails), puis, avec Olivier COLSON, le 10/04/2013.
- FED (*Fédération Environnement Durable*) : Jean-Louis BUTRE (au téléphone), le ?/11/2013.

NB : la plupart de ces contacts ont fait l'objet de comptes-rendus contradictoires, dûment archivés à IED.

- Marcel BOITEUX, le 15/03/2011.
- « *Rencontre annuelle Energie* », organisée par « *l'Usine Nouvelle* » le 21/06/2011, avec Jean-Louis BAL (SER), Jean-Pierre JOLY (INES), Arnaud GOSSEMENT (FNE), Philippe GOUVERNEUR (ENERTRAG), Jean-Franck CHEVET (DGEC), etc.) -> cf. compte-rendu IED.
- Interview par René BARATTA, pour film commandité par le CCE d'EDF, le 21/02/2012.
- Journée CIDEFE, avec François COSSERAT (MNLE, cons. mun. d'Amiens), Jcq. PALLAS (maire de St Georges sur Arnon), etc. le 14/11/2012.
- Cour des Comptes : Michel BABEAU, Conseiller Référendaire, rapporteur sur les EnR, le 12/03/2013.
- « *Petit-déjeuner ADAPES* » organisé par Emile MALET sur la fiscalité de l'énergie (avec Edm. ALPHANDERY, Bruno BENSASSON, M. BOITEUX, A-C. LACOSTE, J-L. SCHILANSKI, etc.), le 19/03/2013 -> cf. mail de compte-rendu IED.
- CESER-Rhône-Alpes, au sujet de la Transition Énergétique, avec Christian STOFFAES, etc. le 14/05/2013.
- Colloque ATEE sur la cogénération, avec Patrick CANAL, Pierre-Olivier BONNARD (DOAAT), le 28/11/2013.

Politiciens intéressés⁷³ par la CSPE :

- Attaché parlementaire de Jean DIONIS DU SEJOUR (député MODEM), 1 h. durant au téléphone courant 2010.
- Jean LAUNAY (député PS, co-auteur du rapport AN n°2818) et son attaché parlementaire, le 2/02/2011.
- Michel DIEFENBACHER (député UMP, co-auteur dudit rapport AN n°2818)⁷⁴, le 9/03/2011.
- Jean-Paul DANGLOT (sénateur PC) et son attachée parlementaire, le 24/05/2011.
- François BROTTES (député PS), le 5/05/2012.

⁷³ En sus du député de ma circonscription, peu concerné par le sujet.

⁷⁴ Qui nous a reçus ... 15 minutes ! Il n'a pas été réélu ... bien que recordman du temps de présence dans l'hémicycle.

Pagination des documents produits par la CRE pour ses prévisions et constats de CSPE

La forme des communications ou délibérations de la CRE, lorsqu'elle formalise ses propositions d'évaluation des charges de CSPE de l'année suivante, a varié dans le temps : si l'on s'en tient à sa dernière livraison, le dossier est constitué comme suit :

- **Délibération** de la Commission de régulation de l'énergie du **9 octobre 2013** portant proposition relative aux charges de service public de l'électricité et à la contribution unitaire pour 2014.
- **Communication** du **18 novembre 2013** relative aux charges de service public de l'électricité et à la contribution unitaire pour 2014.
- **Communiqué** Paris, le **18 novembre 2013**, la CRE publie sa délibération sur les charges et la contribution au service public de l'électricité pour 2014.
- **Annexe 1** Charges prévisionnelles au titre de l'année 2014 (CP'14).
- **Annexe 2** Charges de service public de l'électricité constatées au titre de 2012 (CC'12).
- **Annexe 3** Contributions recouvrées 2012 (CR₁₂).
- **Annexe 4** Reliquats 2006, 2007, 2008, 2009, 2010 et 2011.
- **Annexe 5** Charges prévisionnelles liées au versement d'une prime aux opérateurs d'effacement.
- **Annexe 6** Historique des charges de service public de l'électricité et de la contribution unitaire.
- **Annexe 7** Détail des charges de service public de l'électricité par opérateur, des frais de gestion de la Caisse des dépôts et consignations et des charges prévisionnelles résultant du versement de la prime aux opérateurs d'effacement.
- **Annexe 8** Montants imputables aux contrats d'achat relevant des articles L.314-1 et L.311-1 du code de l'énergie.

Date	Délibération *	Annexe 1 Prév. N+1	Annexe 2 Const. N-1	Annexe 3 Recouv. N-1	Annexe 4 Reliquats	Ann. 5 *****	Annexe 5 Historique	Annexe 6 Détail/Opér.	Annexe 7 % CSPE	Annexe 8	+ "Notes de la CRE"	+ modif.	Total de pages
2004	18/12/2003	13											13 *****
2005	06/01/2005	3	15										18
2006	17/01/2006	5	16	17	3	8	1						50
2007	25/01/2007	4	16	23	2	4	1						50
2008	23/01/2008	4	16	24	2	6	1	2					55
2009	11/02/2009	4	14	19	1	5		1	1				45
2010	08/10/2009	4	21	25	1	4		1	3				59
2011	07/10/2010	5	24	27	1	6		1	3			5	72
2012	13/10/2011**	6	21	24	1	4		1	3	1			1*** 62
2013	09/10/2012	6	24	29	1	4		1	4	1			1**** 71
		Délibération	Prév. N+1	Const. N-1	Recouv. N-1	Reliquats		Effacement	Historique	Détail/Opér.	% CSPE	Comm ^{ation}	Comm ^{qué}
2014	09/10/2013	8	26	33	1	5 (4 en fait)		1	1	4	1	6	1 87

* Le document principal de la CRE s'intitule, pour :
 2004 proposition (il y en eut 2 ...)
 2005 charges de CSPE
 2006 à communication
 2009 puis délibération

** En 2012, il y eut 2 versions, une du 6, une autre du 13/10/2011 ...

*** Correction pour 5 ELD.

**** Fusion de 4 ELD (en Maurienne) et correction pour 2 ELD.

***** Cette feuille, identique d'une année sur l'autre, est sur le même fichier que l'annexe 4 (sauf en 2008).

Elle donne les "**calculs théoriques détaillés** [pour les] *charges prévisionnelles*" (de l'année suivante)

***** Pages dans le format du JORF ...

Extraits⁷⁵ du rapport IED originel (fin 2007) sur l'obligation d'achat d'électricité cogénérée

4.1.2.1. Installations de cogénération

Dans le souci de « promouvoir l'efficacité énergétique et les économies d'énergie ainsi que le développement des énergies nouvelles et renouvelables » (cf. la directive européenne concernant la promotion de la cogénération 2004/8/CE du 11 février 2004 modifiant la directive 92/42/CEE), il y a belle lurette que la France a cherché à optimiser le rendement d'installations mixtes produisant chaleur et électricité (ce qu'ailleurs on appelle souvent *combined-heat-and-power*). Plutôt que d'encourager l'utilisation de la chaleur produite par une centrale électrique (comme dans les pays nordiques, en Europe centrale ou en Russie), la France a choisi d'en doper le développement « dans un cadre organisé par les pouvoirs publics permettant une rémunération attractive des investissements [sous] la forme d'un régime d'obligation d'achat, par Electricité de France et les Distributeurs non nationalisés, de l'électricité produite par cogénération au gaz naturel à partir de 1997 » (contrats dits 97-01 et 99-02, sans limitation de puissance), donc bien antérieurement à la loi de février 2000 qui en a prorogé la charge via son article 50 (ce n'est qu'ensuite que de nouveaux contrats, dits C01, ont poursuivi le mouvement pour des installations inférieures à 12 MW).

Il se trouve que, le 24 octobre 2006, le ministre de l'industrie François Loos a chargé le Conseil Général des Mines et l'Inspection Générale des Finances d'une mission « sur le mode de financement qui devrait être retenu pour la cogénération [...] sachant que le récent rapport sur la programmation pluriannuelle des investissements de production électrique à l'horizon 2015 a confirmé l'intérêt du maintien du parc actuel de cogénération pour satisfaire à l'évolution de la demande nationale » avec remise du rapport demandée pour début décembre 2006 [...].

Bien que chargés d'une mission à conclusion quasi-imposée, les hauts fonctionnaires produisirent un rapport dont l'extrême sévérité n'échappa point aux observateurs, constatant que « les conditions à satisfaire⁷⁶ pour tirer le meilleur parti de l'intérêt écologique et économique de la cogénération au gaz naturel ne sont actuellement pas réunies en France ». Dès lors, on doit contester tout caractère de service public d'une industrie dont l'intérêt essentiel semble être une « sur-tarifcation de l'électricité [répartie] entre les profits des cogénérateurs et la réduction de prix de la chaleur » cogénérée, attendu que « au total, le rapport coût/avantage de la cogénération au gaz naturel n'est pas favorable en France. [En effet] sous des hypothèses favorables, la cogénération permet de réduire les émissions françaises annuelles de CO₂ de 0,3 % [et] le coût de cette réduction des émissions est extrêmement élevé [...] au minimum 513 €/tCO₂ [alors que] le prix de vente sur le marché européen Powernext Carbon a effectivement oscillé entre 20 et 30 €/tCO₂ entre juillet 2005 et avril 2006 [tombant à] moins de 4 €/tCO₂ début 2007 ».

La conclusion de ce rapport est un modèle de rédaction diplomatique : « En tout état de cause, les pouvoirs publics devraient d'abord décider si la collectivité doit ou non continuer à aider la cogénération. A cet égard, la mission observe qu'une centrale nucléaire fonctionnant en semi-base produit une électricité meilleur marché qu'une installation de cogénération et que trois années d'aides publiques [dispositifs fiscaux inclus] pour le fonctionnement des installations de cogénération représentent le coût d'investissement d'un EPR.

En second lieu, les pouvoirs publics devraient, en ce qui concerne le prix d'achat de l'électricité cogénérée, trancher entre l'approche par les coûts évités et celle par la rémunération du risque consenti par le cogénérateur [...] ».

Comment, dès lors, ne pas nous étonner du mutisme de la CRE, dûment interviewée par les auteurs, (rien [que nous ayons lu] ni ailleurs, à notre connaissance) sur ce **rapport qui conteste toute utilité à la principale des charges de service public**, au grand dam des industriels du secteur, Dalkia ou autres Elyo⁷⁷ ? Rappelons que la cogénération française représente un volume annuel voisin de 18 TWh (produits sous une puissance de 4800 MW, quasi exclusivement les 5 mois d'hiver, en base absolue) vendus 1,5 Md€ environ à des acheteurs obligés (EDF et DNN, au demeurant inégalement indemnisés). Cette obligation d'achat explique, en gros, la moitié du montant annuel de la CSPE qui « n'est pas supporté[e] par l'acheteur d'électricité, mais par les consommateurs finals, par l'intermédiaire de la compensation », du moins les chargés de mission semblent-ils le croire.

⁷⁵ Les renvois à des annexes du rapport originel ont été, ici, masqués.

⁷⁶ Selon ces conditions, la cogénération doit « se substituer à des moyens de production alimentés par des énergies fossiles, couvrir des besoins concomitants de chaleur et d'électricité, permettre la réalisation d'économies de réseau ».

⁷⁷ Leur réaction officielle a néanmoins été fort tardive (24 mai 2007) ; peut-être leur lobbying, d'une efficacité redoutable, n'a-t-il pas un besoin urgent de prendre à témoin la place publique ?

Extraits (pp. 114 à 116), au sujet des **exonérations de CSPE**,
 du **rapport 2012-2013 de la CRE (janvier 2014)** sur
 « **le fonctionnement des marchés de détail français de l'électricité et du gaz naturel** »

p. 114 :

« **5.4. Les exonérations de CSPE accordées aux industries électro-intensives**

La contribution au service public de l'électricité (CSPE) est payée par tous les consommateurs finals d'électricité au prorata des kWh consommés. Sous certaines conditions, les entreprises peuvent bénéficier d'une exonération partielle de cette contribution.

Trois types d'exonération existent :

- la contribution par site est plafonnée à 569 418 € au total⁷⁸ ;
- pour les sociétés industrielles consommant plus de 7 GWh par an, la contribution est plafonnée à 0,5 % de la valeur ajoutée ;
- pour les consommateurs d'électricité autoproduite, à concurrence de 240 GWh.

A l'occasion de la rédaction d'une note d'analyse de la compétitivité des entreprises électro-intensives en Allemagne et en France⁷⁹, les services de la CRE ont évalué l'impact de ces différents mécanismes de plafonnement sur la contribution effectivement payée par un panel de cent soixante sites représentatifs des industriels électro-intensifs.

Ces sites bénéficient tous du **plafonnement de la contribution par site**. Ce mécanisme, appliqué automatiquement sur la facture dans la plupart des cas, conduit à un taux moyen de CSPE payé par ces sites de **2,2 €/MWh en 2012**, soit cinq fois moins que la contribution unitaire en vigueur pour cette année.

Par ailleurs, la moitié des sites de ce panel bénéficient **également du plafonnement de la CSPE payée par un industriel électro-intensif à 0,5 % de sa valeur ajoutée**. Pour ces sites, la contribution moyenne effectivement payée en 2011¹⁹⁸ est de 0,5 €/MWh, ce qui représente environ 6 % de la contribution en vigueur en 2011. Sur l'ensemble du panel, **la prise en compte du plafonnement à la valeur ajoutée réduit la CSPE moyenne effectivement payée d'environ 0,5 €/MWh**.

Les mécanismes d'exonération de la CSPE ont pour corolaire de réduire l'assiette des kWh contributeurs sur laquelle elle est établie, et d'augmenter en conséquence la contribution unitaire nécessaire au financement des charges. Pour l'année 2014, le volume des consommations exonérées de contribution a été évalué à 87 TWh, soit 19 % de la consommation intérieure prévisionnelle. Ces exonérations augmentent la contribution unitaire théorique nécessaire pour couvrir les charges prévisionnelles 2014 de près de 4 €/MWh [**4,3 €/MWh**] : elle s'élèvera à 22,5 €/MWh pour 2014, contre 18,2 €/MWh dans l'hypothèse où la totalité de la consommation intérieure participerait au financement des charges de service public.

Le plafonnement de la contribution par site constitue la principale exonération. **Le niveau de consommation nécessaire pour atteindre le plafond diminue d'année en année du fait d'une augmentation de la contribution unitaire très supérieure à celle du plafond, qui est indexé sur l'inflation**. Ainsi, un nombre croissant de site bénéficie de ce dispositif.

Tableau 19: Résultat de l'analyse des données de coûts

	2010	2011	2012	2013
Taux CSPE [€/MWh]	4,5	7,5 puis 9	9 puis 10,5	13,5
Plafond (k€)	500	550	559	569
Volume équivalent au plafond (GWh)	111	~ 68	~ 57	42
Nombre de bénéficiaires	139	249	300	
TWh exonérés	50,3	~ 50,8	~ 50,6	
Exonération de contribution (M€)	226	~ 413	~ 493	

⁷⁸ Valeur pour 2013, ce plafond évoluant chaque année à l'inflation. [sic]

⁷⁹ Le contexte et les résultats de cette analyse sont présentés à la section 4. » du même rapport de la CRE.

En complément de ce premier dispositif, une société industrielle consommant annuellement plus de 7 GWh peut demander le plafonnement de sa contribution à 0,5 % de sa valeur ajoutée. Compte tenu de l'augmentation rapide de la contribution unitaire et d'un contexte économique peu favorable, le volume exonéré au titre de ce second mécanisme croît également à un rythme soutenu.

De plus, cette exonération présente un biais problématique. En effet, compte-tenu des effets de seuil, elle peut inciter certaines sociétés à consommer davantage que leurs stricts besoins pour atteindre le plafond de consommation minimale de 7 GWh qui leur permet de bénéficier de l'exonération.

Tableau 20: Résultat de l'analyse des données de coûts

	2010	2011
Taux CSPE [€/MWh]	4,5	7,5 puis 9
Nombre de bénéficiaires	525	886
TWh exonérés	14,2	~18,8
Remboursements de contribution (M€)	63	153

[...]

Un dernier dispositif prévoit l'exonération des kWh produits et autoconsommés à concurrence de 240 GWh par site de production. En 2012, 11 TWh ont été exonérés à ce titre. Parmi les industriels bénéficiant de cette exonération, on retrouve en premier lieu les sociétés de production d'électricité ainsi que les industries alimentaires, métallurgiques, chimiques et pétrochimiques, les raffineries et les papeteries. »

Regroupant ces informations hétérogènes (valant mieux que rien !), on aboutit au tableau ci-dessous :

Exonérations (volume et « swap »)	2010	2011	2012	2013
Plafonnement par site de consommation	50,3 TWh	~ 50,8 TWh	~ 50,6 TWh	?
	226 M€	~ 413 M€	~ 493 M€	?
Plafonnement à 0,5% de valeur ajoutée	14,2 TWh	~ 18,8 TWh	?	?
	63 M€	153 M€	?	?
Plafonnement auto-consommation au-dessus de 240 GWh	?	?	11	?
	?	?	~ 107 M€ *	?
Total des TWh exonérés de CSPE	> 64,5 TWh	> 69,6 TWh	>> 61,6 TWh	

* Estimation IED : $(9+10,5)/2 \times 11 = 107,25$ M€

Trois remarques :

- il est surprenant que la CRE ne puisse donner plus de précisions, jusques et y compris l'année 2012 dont elle a produit le constat de CSPE en octobre 2011 !
- le total des volumes correspondant aux 3 exonérations est donc forcément parcellaire mais ...
- il est aussi vraisemblable qu'il n'intègre pas tout le volume exonéré ; est-ce à dire qu'il ne s'agit que des « cent soixante sites représentatifs des industriels électro-intensifs » ?

Evolution des achats obligés, de 2004 à 2014

Volumes d'achat en métropole continentale (MC)

Volumes d'EnR (en GWh) relevant de l'oblig. d'achat	2014 Prévu	2013 Prévu	2012 Constaté	2011 Constaté	2010 Constaté	2009 Constaté	2008 Constaté	2007 Constaté	2006 Constaté	2005 Constaté	2004 Constaté
<i>référence délibération CRE</i>	09/10/2013 Annexe 1 Tableau 1.3.	09/10/2012 Annexe 1 Tableau 1.5	09/10/2013 Annexe 2 Tableau 2.5	09/10/2012 Annexe 2 Tableau 2.5	13/10/2011 Annexe 2 Tableau 2.5	07/10/2010 Annexe 2 Tableau 1.5	08/10/2009 Annexe 2 Tableau 1.5	11/02/2009 Annexe 2 Tableau 1.4	23/01/2008 Annexe 2 Tableau 3.2	27/01/2007 Annexe 2 Tableau 3.2	17/01/2006 Annexe 2 Tableau 3.2
Cogénération fossile	4 688,7	6 223,6	9 400,6	11 151,2	12 797,0	12 595,3	13 611,3	14 021,4	14 052,0	14 103,0	17 008,0
Cogénération dispatchable	126,1	144,5	282,0	375,1	493,5	722,6	357,7	292,0	489,4	593,3	66,4
Diesel dispatchable	1,1	0,9	1,8	1,3	19,0	27,5	20,1	40,9	43,0	39,2	
"Autres"	1,4	1,4	193,9	252,9	343,7	365,6	408,1	440,4	444,0	467,0	624,0
Tous fossiles	4 817,3	6 370,4	9 878,3	11 780,5	13 653,2	13 711,0	14 397,2	14 794,7	15 028,4	15 202,5	17 698,4
Hydraulique	4 965,1	5 406,8	5 385,6	4 644,0	6 394,2	5 810,0	6 739,7	5 955,4	5 821,0	5 592,0	4 494,0
Eolien	17 409,6	14 618,1	14 289,5	11 679,3	9 419,6	7 593,5	5 144,7	3 986,5	2 094,0	860,0	577,0
Incinération	2 290,6	2 867,3	2 865,3	2 809,8	2 635,1	2 556,0	2 379,7	2 249,9	1 987,0	2 071,0	2 219,0
Biogaz	1 283,5	1 218,3	961,9	816,0	722,0	575,5	426,9	688,6	125,0	104,0	147,0
Biomasse	1 861,7	1 404,5	1 065,6	855,1	595,9	408,0	335,8				
Tous bio-	5 435,8	5 490,1	4 892,8	4 480,9	3 953,0	3 539,5	3 142,4	2 938,5	2 112,0	2 175,0	2 366,0
Photovoltaïque	5 440,7	4 432,9	3 539,5	1 552,7	380,4	100,5	19,0	(avec Biogaz)			
Total vol. d'OA d'EDF (hors ZNI)	38 068,5	36 318,3	37 985,7	34 137,4	33 800,4	30 754,5	29 443,0	27 675,1	25 055,4	23 829,5	25 136,0

Les agrégats ci-dessus (tous fossiles ou « bio ») servent à établir les tarifs d'achat des mêmes ensembles de MC (cf. infra).

Tarifs d'achat par filières en métropole continentale et en ZNI

Tarifs d'achat annuels agrégés pour l'HEXAGONE	Prévision 2014	Prévision 2013	Constat 2012	Constat 2011	Constat 2010	Constat 2009	Constat 2008	Constat 2007	Constat 2006	Constat 2005	Constat 2004
<i>délib. CFE (ann. 1 ou 2)</i>	03/10/2013	03/10/2012	03/10/2013	03/10/2013	03/10/2013	07/10/2010	07/10/2010	07/10/2010	23/01/2008	23/01/2008	23/01/2008
Cogénération fossile	131,3	136,5	131,3	123,8	112,9	114,4	120,1	102,5	106,1	95,1	77,4
Cogénération dispatchable	217,6	201,2	215,3	205,9	172,2	170,4	214,7	227,5	155,6	118,4	
Diesel dispatchable	6 169,2	8 956,8	5 720,4	15 927,1	2 034,5	1 873,9	3 193,9	1 789,1	1 697,7	1 875,0	1 117,3
"Autres"	86,3	85,1	123,6	121,5	99,0	97,5	102,9	86,3	83,8	80,9	67,3
Tous fossiles	134,9	139,2	134,6	128,1	117,4	120,4	126,3	109,1	111,6	100,2	76,7
Hydraulique	69,6	71,2	63,4	64,4	60,2	60,8	56,9	55,3	55,1	54,3	55,5
Eolien	91,2	88,6	87,4	85,3	84,1	84,7	84,0	83,7	84,5	83,8	80,2
Incinération	59,0	57,2	55,9	53,6	52,7	52,5	52,1	51,4	50,4	48,7	47,3
Biogaz	116,2	114,1	102,6	92,6	86,1	84,1	77,2	70,7	55,7	64,5	59,2
Biomasse	137,4	128,4	119,1	107,3	98,4	94,4	95,7	90,9			
Tous bio-	99,4	88,0	78,8	70,9	65,7	62,5	60,2	55,9			
Photovoltaïque	418,6	458,9	498,1	519,3	538,2	508,1	441,0	247,8			
TOTAL hexagone	141,9	140,0	133,4	116,1	96,2	95,0	96,2	88,5	91,0	83,9	73,3

Tarifs d'achat annuels agrégés pour les ZNI	Prévision 2014	Prévision 2013	Constat 2012	Constat 2011	Constat 2010	Constat 2009	Constat 2008	Constat 2007	Constat 2006	Constat 2005	Constat 2004
<i>délib. CFE (ann. 1 ou 2)</i>	03/10/2013	03/10/2012	03/10/2013	03/10/2013	13/10/2011	07/10/2010	07/10/2010	07/10/2010	23/01/2008	23/01/2008	23/01/2008
Interconnexions corses	88,2	81,3	78,4	80,4	72,7	79,4	97,5	76,4	78,8		
Bagasse/charbon	154,6	152,8	144,1	142,7	134,4	111,4	130,7	101,0	91,9	87,9	85,9
Thermique	310,8	274,2	293,3	284,2	232,4	167,5	223,9	188,2	183,4	144,9	112,6
Hydraulique	85,4	82,2	84,5	79,1	75,6	71,0	68,8	68,8	64,3	64,8	65,4
Eolien	109,1	105,3	101,8	104,0	88,3	98,8	95,5	92,9	81,4	69,0	83,7
Incinér. martiniqu.	63,3	60,0	68,8	62,1	66,4	64,5	61,3	60,1	59,4	62,3	53,8
Biogaz	98,6	92,1	93,6	89,0	91,5	84,0	142,9				
Biomasse	212,6	204,5	234,8	107,4 (?)		90,9					
Géothermie guadeloupéenne	111,5	117,6	102,8	103,8	68,0	78,8	98,5	103,5	89,2	76,6	51,2
Photovoltaïque	435,7	455,0	451,2	451,1	438,8	404,8	373,1	347,8			
TOTAL ZNI	233,7	198,1	181,0	170,8	145,7	115,4	133,9	108,6	101,1	93,8	88,0

Les achats d'énergie renouvelable ne se limitent pas à ceux de métropole

L'annexe 1 à la toute dernière délibération CRE du 9/10/2013 relative aux « charges prévisionnelles au titre de l'année 2014 (CP'14) » délivre le tableau E ci-après :

	Charges prévisionnelles au titre de 2014 (M€)	Charges constatées au titre de 2012 (M€)	Principales justifications de la variation 2012-2014
EDF	5 842,1	4 572,8	
Surcoûts contrats d'achat (hors ZNI)	3 654,3	3 055,5	Hausse des volumes et montants d'achat, en particulier pour le photovoltaïque. Baisse du prix de marché de référence.
Surcoûts ZNI	1809,8	1426,1	
<i>Surcoûts de production</i>	714,8	883,4	Diminution du coût d'achat des combustibles liée au remplacement des centrales de production thermiques du parc d'EDF par des centrales d'un producteur tiers
<i>Surcoûts contrats d'achat</i>	1095,0	542,6	Mise en service des nouvelles centrales thermiques. Développement des charges liées à la filière photovoltaïque. Compensation de la liaison SA COI
Disponibilité des centrales de cogénérations de plus de 12 MW	45,0	0,0	Introduction d'une prime transitoire visant à rémunérer la disponibilité des centrales de cogénération de plus de 12 MW.
Charges dispositions sociales	333,0	91,3	Forte hausse du nombre de bénéficiaires due à l'élargissement du nombre d'ayants droits par l'introduction d'un nouveau critère d'éligibilité.
ELD	227,6	174,8	Hausse des volumes et montants d'achat, en particulier photovoltaïque
Fournisseurs alternatifs	10,9	0,0	Élargissement du TPN à l'ensemble des fournisseurs d'électricité.
EDM	105,0	82,5	Hausse de la consommation (+18%) couplé à la hausse des coûts de combustibles. Développement des achats à la filière photovoltaïque. Fourniture des clients au TPN
Total	6 185,7	4 830,1	

Ce tableau donne prise à une interprétation restrictive du poids des énergies vertueuses (renouvelables et de récupération) de la part des écologistes, du lobby industriel du secteur (SER, etc.), voire d'autres observateurs plus neutres. Ainsi en est-il de la ... Cour des Comptes dont le récent rapport⁸⁰ s'en tient à la « surface des choses » : on y lit, en p. 110 que « le coût de la CSPE consacrée au financement des EnR est en augmentation très rapide, comme le montre la figure ci-

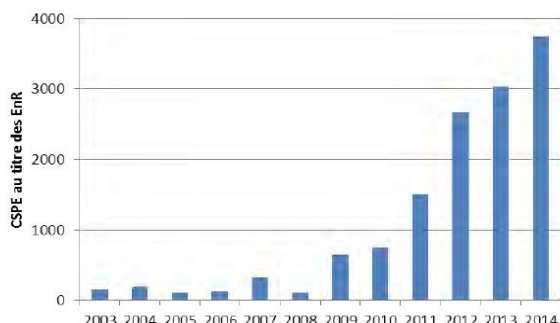


Figure 17. Evolution de la composante des énergies renouvelables des charges de service public de l'électricité (CSPE). Les données pour 2013 et 2014 sont des estimations. Source : Commission de régulation de l'énergie (CRE), communiqué du 18 novembre 2013 et rapports d'activités

[contre]. Pour 2014, il est estimé par la Commission de régulation de l'énergie (CRE) à **3,7 Mds€, soit 60 % de la CSPE totale.**»

Pour la Cour, les surcoûts d'achat d'EnR se limitent donc aux 3 654,3 M€ (arrondis à 3,7 Md€), soit 60% des 6 185,7 M€ du total de la CSPE 2014.

Négligeant les contrats d'achat en ZNI (pour **1095 M€**), en ELD (**223 M€**) et à Mayotte (**6,9 M€**)⁸¹, **la CRE sous-estime l'obligation d'achat globale qui atteint 4979,2 Mds€ (soit 80,4 % de la CSPE prévisionnelle 2014).**

⁸⁰ « LA MISE EN OEUVRE PAR LA FRANCE DU PAQUET ÉNERGIE-CLIMAT » (décembre 2013).

⁸¹ Déduction faite d'autres charges car les ELD et Mayotte ont de minimes « dispositions sociales » (celles des ZNI étant incluses dans celles de la métropole). Surtout la CRE identifie à part les « surcoûts de production » des ZNI et de Mayotte.

Cependant, ces achats obligés ne sont pas tous assimilables à des EnR : le tableau 1.4 fait état de **1413,7 M€** de coût d'achat et le tableau 1.9 de **318,7 M€** de coût évité, justifiant un surcoût de 1095,0 M€.

Tableau 1.4 : quantités d'électricité et coûts d'achat prévisionnels d'EDF dans les ZNI en 2014

	Interconnexion (SARCO et SACOI)	Hydraulique	Eolien	Bagasse/charbon	Incinération	Géothermie	Photovoltaïque	Biogaz	Biomasse	Thermique	TOTAL
Corse	654,0	45,0	28,0	0,0	0,0	0,0	177,0	8,0	0,0	335,0	1 245,0
Guadeloupe	0,0	15,1	58,8	811,0	0,0	61,0	102,0	0,3	0,0	500,1	1 346,3
Martinique	0,0	0,0	1,3	0,0	30,0	0,0	89,5	0,0	0,0	880,3	1 001,2
Guyane	0,0	16,2	0,0	0,0	0,0	0,0	46,7	0,0	12,7	0,0	75,7
La Réunion	0,0	1,0	17,8	1 537,8	0,0	0,0	210,1	13,0	0,0	601,3	2 381,0
Saint-Pierre et Miquelon	0,0	0,0	0,8	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,8
Iles bretonnes	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Quantités (GWh)	654,0	77,3	102,7	2 148,8	30,0	61,0	625,4	21,3	12,7	2 316,8	6 050,0
Quantités retenues en 2012 (GWh)	686,3	76,9	99,2	2 221	18,9	50,6	474,7	17,1	11,5	417,3	4 073,1
Coût d'achat (M€)	57,7	6,6	11,2	332,3	1,9	6,8	272,5	2,1	2,7	720,0	1 413,7
Coût d'achat retenu en 2012 (M€)	53,8	6,5	10,1	320	1,3	5,2	214,2	1,6	2,7	122,4	737,4

Mais, entrant dans le détail des types de production donnés ci-dessus, il faut déduire :

- en Corse : **57,7 M€** d'achat de **654 GWh** par les **interconnexions** avec Sardaigne et Italie (SARCO et SACOI),
- et, en Corse, Guadeloupe, Martinique et Réunion, respectivement 335,0 ; 500,1 ; 880,3 et 601,3 soit, au total **2316,8 GWh «thermiques»** pour un coût d'achat de **720 M€**.

Le « coût évité » correspondant doit être différencié selon les îles, en fonction de la « part production du tarif de vente ». Pour l'approcher, il faut faire appel au mécanisme du tableau 1.9, en tenant compte aussi des pertes :

Tableau 1.9 : coût prévisionnel évité à EDF par les contrats d'achat dans les ZNI en 2014

	Corse	Guadeloupe	Martinique	Guyane	La Réunion	Saint Pierre et Miquelon	Iles bretonnes	TOTAL
Quantités achetées (GWh)	1 245,0	1 346,3	1 001,2	75,7	2 381,0	0,8	0,0	6 050,0
Taux de pertes (%)	14,2%	11,3%	10,0%	10,1%	9,1%	6,0%	8,8%	
Quantités achetées et consommées (GWh) *	1 068,0	1 193,8	901,1	68,1	2 164,5	0,8	0,0	5 396,3
Part production du tarif de vente (€/MWh)	56,1	60,1	60,3	58,3	59,4	66,9	50,6	
Coût évité par les contrats d'achat (M€)	59,9	71,7	54,3	4,0	128,7	0,1	0,0	318,7

* les quantités achetées doivent être diminuées de la part correspondant aux pertes, celles-ci étant intégralement prises en compte dans le chapitre sur les surcoûts de production

Ce qui nous donne les coûts évités, particuliers et total, à également déduire, suivants :

	Corse	Guadeloupe	Martinique	La Réunion	Déduction totale
Quantités (GWh)	989,0	500,1	880,3	601,3	2970,7
Taux de perte (%)	14,2%	11,3%	10,0%	9,1%	
Quantités consommées (GWh)	848,4	443,5	792,3	546,6	2630,8
Part production du TV (€/MWh)	56,1	60,1	60,3	59,4	
Coût évité par l'obl. d'achat (M€)	47,6	26,7	47,8	32,5	154,5
à déduire	car ...	Interc. + THF	Thermique (THF)		

Le surcoût dû à l'obligation d'achat d'EnR en ZNI, qu'il faut ajouter au surcoût d'achat en métropole EDF est donc probablement celui-ci : $(1413,7 - 57,7 - 720,0) - (318,7 - 154,5) = 636,0 - 164,2 = \mathbf{471,8 M€}$

Par ailleurs, les achats obligés dans l'hexagone incluent des moyens thermiques plus ou moins garantis : **7,0 M€** de « **diesel dispatchable** » pour 1,1 GWh avec un coût évité donné par la CRE (§ 2.3.1.4) de **2,1 M€** et, surtout, des **cogénérations** (dispatchables ou non) dont le coût d'achat est de **649,9 M€** et le « coût évité » de **201,8 M€** (4817,4 GWh à 41,9 €/MWh).

Le surcoût total dû à l'OA des seules EnR (cogénérations et moyens thermiques exclus) s'élève donc à :

$$3 654,3 + 223,0 + 6,9 + 471,8 - (7,0 - 2,1) - (649,9 - 201,8) = \mathbf{3 903 M€ (63,1 \% \text{ de la CSPE 2014 prévisionnelle})}$$

mais toujours pas 3 654,3 M€ !

Parts des énergies renouvelables et de la cogénération dans la CSPE

Pour 2012

Nouveauté du rapport de la délibération CRE du 13/10/2011, l'annexe 7 traitait des « montants imputables aux contrats d'achat relevant des articles L.314-1 et L.311-1 du code de l'énergie »⁸², en ces termes :

« Pour la mise en œuvre des dispositions de l'article 58 de la loi du 13 juillet 2005 relatives à l'achat ou à la vente dans un autre Etat membre de l'Union européenne d'électricité produite à partir de source d'énergie renouvelable ou par cogénération, les montants imputables aux contrats d'achat relevant des articles L.314-1 et L.311-1 du code de l'énergie sont évalués comme suit. Cette évaluation est fonction des montants de contributions unitaires prévus par la loi de finances rectificative pour 2011 en son article 56.

Montant de la CSPE €/MWh	Part énergies renouvelables €/MWh	Part cogénération €/MWh
9	3,95	0,63
10,5	4,61	0,73
(ajouts IED)	43,9 %	7,0 %

Pour 2013

Déjà, l'annexe 7 de la délibération CRE du 9/10/2012 indiquait que :

« Pour la mise en œuvre des dispositions des articles L.121-22 et L.121-23 du code de l'énergie relatives à l'achat ou à la vente dans un autre Etat membre de l'Union européenne d'électricité produite à partir de source d'énergie renouvelable ou par cogénération, les montants imputables aux contrats d'achat relevant des articles L.314-1 et L.311-1 du code de l'énergie sont évalués comme suit. Cette évaluation est fonction du montant de la contribution unitaire. »

Montant de la CSPE €/MWh	Part énergies renouvelables €/MWh	Part cogénération €/MWh
18,8	9,66	1,35
13,5	6,94	0,97
(ajouts IED)	51,4 %	7,2 %

Pour 2014

De même, l'annexe 8 de la délibération CRE du 9/10/2013 explique, après un premier paragraphe strictement identique à celui précédemment cité, hormis la dernière phrase :

« Si le niveau de la contribution unitaire était fixé à un niveau supérieur à 16,5 €/MWh, il conviendrait de redéfinir le niveau des montants "part énergies renouvelables" et "part cogénération" ».

Montant de la CSPE €/MWh	Part énergies renouvelables €/MWh	Part cogénération €/MWh
22,5	13,1	1,44
16,5	9,6 (soit 58,2%)	1,06 (soit 6,4%)

Qu'en est-il de ces proportions ? La réponse à cette question semble résider dans ce « Tableau 2 : Comparaison entre les charges constatées au titre de 2010 et **prévisionnelles au titre de 2011 et 2012** » incorporé à même la minute de chaque délibération correspondante⁸³. Chaque tableau donne, en effet, le détail :

⁸² On trouvera, aux deux dernières pages de la présente annexe, le « jeu de pistes » expliquant l'apparition de l'annexe 7 ou 8 telle « un cheveu sur la soupe » : il s'agit de la mise en œuvre des certificats d'énergie verte, qui ne concerne pas le citoyen lambda ! Pour autant, ces chiffres ne doivent pas servir à autre chose, par exemple à minorer le poids des renouvelables ! Ceci dit, on notera que cette pièce semble ne valoir que pour les transactions à effectuer dans l'année suivante N, objet de la prévision en fin d'année N-1 ... mais il n'est pas question de correctif après établissement du constat, 2 ans plus tard !

- des diverses énergies renouvelables opérationnelles (éolien, photovoltaïque et autres), qu'elles soient localisées en métropole continentale (MC) ou en zones non interconnectées (au réseau métropolitain (ZNI) d'une part ;
- de la cogénération (y compris les 45 M€ de « prime de disponibilité » récemment accordée), d'autre part.

Lesdites EnR semblent, à juste titre, ne retenir que les énergies renouvelables au sens propre, c'est-à-dire excluant le soutien, par obligation d'achat, à divers modes d'approvisionnement qui n'ont rien de durable :

- moteurs diesel (d'ultime secours), autres moyens thermiques ... pour la métropole continentale ;
- liaisons électriques SARCO et SACOI pour la Corse, voire (?) bagasse-charbon pour les ZNI.

Le tableau ci-après agrège les trois premières livraisons de cette information :

Extractions du "tableau 2" des délibérations CRE pour les années suivantes	Charges prévisionnelles au titre de 2012		Charges prévisionnelles au titre de 2013		Charges prévisionnelles au titre de 2014	
	M€	part du total	M€	part du total	M€	part du total
Total énergies renouvelables	2 216,4	52,1%	3 014,7	58,8%	3 722,4	60,2%
Eolien MC	488,9	11,5%	560,6	10,9%	854,6	13,8%
Eolien ZNI	6,0	0,1%	6,6	0,1%	5,8	0,1%
Photovoltaïque MC	1 372,4	32,3%	1 898,9	37,1%	2 146,6	34,7%
Photovoltaïque ZNI	153,9	3,6%	208,1	4,1%	246,8	4,0%
Autres Enr (MC)	183,3	4,3%	330,1	6,4%	459,2	7,4%
Autres Enr (ZNI)	11,8	0,3%	10,4	0,2%	9,5	0,2%
Total contrats d'achat hors ENR (MC)	728,7	17,1%	531,6	10,4%	462,0	7,5%
Cogénération (MC)	708,9	16,7%	527,5	10,3%	412,1	6,7%
Disponibilité des centrales de cogénération de plus de 12 MW (MC)					45,0	0,7%
Autres contrats d'achat (MC)	19,8	16,7%	4,1	10,3%	4,9	0,1%
Total péréquation tarifaire hors EnR (ZNI)	1 210,2	28,5%	1 431,8	27,9%	1 651,0	26,7%
Surcoûts de production	901,0	21,2%	915,5	17,9%	811,2	13,1%
Contrats d'achat hors EnR	309,2	7,3%	516,4	10,1%	839,8	13,6%
Dispositions sociales	98,4	2,3%	145,5	2,8%	350,3	5,7%
Total	4 253,7		5 123,5		6 185,7	

Comme on le voit, les chiffres diffèrent :

- d'une année sur l'autre (ce qui n'est pas surprenant)
- mais pour une année donnée, selon qu'on se réfère à la délibération proprement dite (« tableaux 2 » susdits) ou au document en annexe (numérotée 7 ou 8) à celle-ci !

Pourquoi l'annexe 8 minore-t-elle toujours les pourcentages ?

	Prévision 2012		Prévision 2013		Prévision 2014	
	Tab. 2 délib.	Annexe 7	Tab. 2 délib.	Annexe 7	Tab. 2 délib.	Annexe 8
Total énergies renouvelables	52,1%	43,9%	58,8%	51,4%	60,2%	58,2%
Cogénération (MC)	16,7%	7,0%	10,3%	7,2%	7,4%	6,4%

**De quoi donner matière à interprétations variées,
ce dont d'aucuns ne se privent pas !**

⁸³ Bizarrement, la minute de la délibération du 7/10/2010 introduisit un nouveau tableau détaillant sommairement les montants annuels imputables, pour 2008, 2009 (constats) et 2010 et 2011 (prévisions), à la cogénération d'une part, aux diverses énergies renouvelables d'autre part, le tout sans aucun commentaire ...

De fait le Code de l'Énergie stipule :

Article L121-7

En matière de production d'électricité, les charges imputables aux missions de service public comprennent :

1° Les surcoûts qui résultent, le cas échéant, de la mise en œuvre des dispositions des articles L.311-10 et L.314-1 par rapport aux coûts évités à Electricité de France ou, le cas échéant, à ceux évités aux entreprises locales de distribution qui seraient concernées.

[...]

Article L121-10

La compensation, au profit des opérateurs qui les supportent, des charges imputables aux missions de service public définies aux articles L. 121-7 et L. 121-8 est assurée par des contributions dues par les consommateurs finals d'électricité installés sur le territoire national.

Article L121-22

Les consommateurs finals d'électricité acquérant de l'électricité produite à partir d'une source d'énergie renouvelable ou par cogénération dans un autre Etat membre de l'Union européenne peuvent demander le remboursement d'une part de la contribution acquittée en application de l'article L. 121-10 pour cette électricité lorsqu'ils en garantissent l'origine. Le montant total du remboursement s'élève au produit de la contribution acquittée au titre de cette électricité par la fraction que représentent, dans les charges imputables aux missions de service public, les surcoûts mentionnés au 1° de l'article L. 121-7.

Article L121-23

Les producteurs et les fournisseurs qui vendent dans un autre Etat membre de l'Union européenne de l'électricité produite à partir d'une source d'énergie renouvelable ou par cogénération et bénéficiant à ce titre d'une garantie d'origine acquittent une contribution pour cette électricité. Le montant total de cette contribution est égal à une fraction égale à la part que représentent, dans les charges de service public, les surcoûts mentionnés au 1° de l'article L. 121-7 du produit du nombre de kilowattheures vendus par la contribution applicable à chaque kilowattheure consommé conformément à l'article L. 121-11.

Article L311-10

Lorsque les capacités de production ne répondent pas aux objectifs de la programmation pluriannuelle des investissements, notamment ceux concernant les techniques de production et la localisation géographique des installations, l'autorité administrative peut recourir à la procédure d'appel d'offres.

Les critères mentionnés à l'article L. 311-5 servent à l'élaboration du cahier des charges de l'appel d'offres. Sous réserve des articles L. 2224-32 et L. 2224-33 du code général des collectivités territoriales, toute personne exploitant ou désirant construire et exploiter une unité de production, installée sur le territoire d'un Etat membre de l'Union européenne ou, dans le cadre de l'exécution d'accords internationaux, sur le territoire de tout autre Etat, peut participer à l'appel d'offres. Les modalités de l'appel d'offres sont définies par décret en Conseil d'Etat.

Article L314-1

Sous réserve de la nécessité de préserver le fonctionnement des réseaux, Electricité de France et, si les installations de production sont raccordées aux réseaux publics de distribution dans leur zone de desserte, les entreprises locales de distribution chargées de la fourniture sont tenues de conclure, lorsque les producteurs intéressés en font la demande, un contrat pour l'achat de l'électricité produite sur le territoire national par :

1° Les installations qui valorisent des déchets ménagers ou assimilés mentionnés aux articles L.2224-13 et L. 2224-14 du code général des collectivités territoriales ou qui visent l'alimentation d'un réseau de chaleur ; dans ce dernier cas, la puissance installée de ces installations doit être en rapport avec la taille du réseau existant ou à créer ;

2° Les installations de production d'électricité qui utilisent des énergies renouvelables, à l'exception des énergies mentionnées au 3°, les installations situées à terre utilisant l'énergie mécanique du vent dans une zone non interconnectée au réseau métropolitain continental ou les installations qui mettent en œuvre des techniques performantes en termes d'efficacité énergétique telles que la cogénération. Un décret en Conseil

d'Etat fixe les limites de puissance installée des installations de production qui peuvent bénéficier de l'obligation d'achat. Ces limites, qui ne peuvent excéder 12 mégawatts, sont fixées pour chaque catégorie d'installation pouvant bénéficier de l'obligation d'achat sur un site de production. Pour apprécier le respect de ces limites, deux machines électrogènes, appartenant à une même catégorie d'installations, exploitées par une même personne ou par les sociétés qu'elle contrôle directement ou indirectement au sens de l'article L. 233-3 du code de commerce, ne peuvent être considérées comme situées sur deux sites distincts si la distance qui les sépare est inférieure à une distance minimale fixée par voie réglementaire. Ces limites sont révisées pour prendre en compte l'ouverture progressive du marché national de l'électricité.

Les nouvelles installations destinées au turbinage des débits minimaux mentionnés à l'article L.214-18 du code de l'environnement réalisées par le titulaire d'une autorisation ou d'une concession hydroélectrique en cours bénéficient de l'obligation d'achat indépendamment de l'ouvrage principal à la condition que leur puissance installée respecte les limites prévues à l'alinéa précédent ;

3° Les installations de production d'électricité utilisant l'énergie mécanique du vent qui sont implantées dans le périmètre d'une zone de développement de l'éolien terrestre définie selon les modalités fixées à l'article L. 314-9 ou qui sont implantées sur le domaine public maritime ou dans la zone économique exclusive et les installations qui utilisent l'énergie marine, l'énergie solaire thermique ou l'énergie géothermique ou hydrothermique. Pour l'éolien, ces installations doivent constituer des unités de production composées d'un nombre de machines électrogènes au moins égal à cinq, à l'exception de celles pour lesquelles une demande de permis de construire a été déposée avant le 14 juillet 2010 et de celles composées d'une machine électrogène de puissance inférieure ou égale à 250 kilowatts et dont la hauteur du mât est inférieure à trente mètres. [Ces dispositions ont été modifiées par la loi Brottes]

Toutefois, en zone non interconnectée au réseau métropolitain continental, un producteur utilisant l'énergie mécanique du vent peut choisir de relever du 2° ou du 3°. Une fois son choix effectué, il ne peut prétendre bénéficier des dispositions alternatives ;

4° Les moulins à vent réhabilités pour la production d'électricité ;

5° Les moulins à eaux réhabilités pour la production d'électricité ;

6° Les installations qui valorisent des énergies de récupération dans les limites et conditions définies au présent article, notamment au 2° ;

7° Dans les départements d'outre-mer, les installations électriques qui produisent de l'électricité à partir de la biomasse, dont celle issue de la canne à sucre.

Définition des coûts évités pour EDF (en et hors hexagone) et pour les ELD hexagonales

A l'origine de la dérégulation du marché, les coûts évités étaient définis de la façon suivante :

Article 5 de la « *loi n° 2000-108 du 10 février 2000 relative à la modernisation et au développement du service public de l'électricité* » :

« I. - Les charges imputables aux missions de service public assignées aux producteurs d'électricité sont intégralement compensées.

Ces charges comprennent :

1° Les surcoûts qui résultent, le cas échéant, des contrats consécutifs aux appels d'offres ou à la mise en œuvre de l'obligation d'achat, mentionnés aux articles 8 et 10, par rapport aux coûts d'investissement et d'exploitation évités à Electricité de France ou, le cas échéant, à ceux évités aux distributeurs non nationalisés mentionnés à l'article 23 de la loi n° 46-628 du 8 avril 1946 précitée, qui seraient concernés ;

[...] »

Article 5 de la même loi, modifiée par l'article 118 de la « *loi de finances rectificative pour 2004* » n°2004 -1485, du 30/12/2004 :

« I. - Les charges imputables aux missions de service public assignées aux opérateurs électriques sont intégralement compensées. Elles comprennent :

a) En matière de production d'électricité :

1° Les surcoûts qui résultent, le cas échéant, de la mise en œuvre des dispositions des articles 8 et 10 par rapport aux coûts évités à Electricité de France ou, le cas échéant, à ceux évités aux distributeurs non nationalisés mentionnés à l'article 23 de la loi n° 46-628 du 8 avril 1946 précitée qui seraient concernés. Les coûts évités sont calculés par référence aux prix de marché de l'électricité ou, pour les distributeurs non nationalisés, par référence aux tarifs de cession mentionnés à l'article 4 à proportion de la part de l'électricité acquise à ces tarifs dans leur approvisionnement total, déduction faite des quantités acquises au titre des articles 8 et 10 précités ».

Le **Code de l'énergie**, institué par ordonnance, a transposé tous les textes relatifs à l'énergie, l'électricité en premier lieu ! Il y aurait lieu d'y regarder de plus près, mais ... !

Article 62 de la « *Loi de finances rectificative pour 2011* », n°2011-1978 du 28/12/2011

Après la première occurrence du mot : "électricité", la fin de la deuxième phrase du 1° de l'article L. 121-7 du code de l'énergie est ainsi rédigée : "sauf, pour les entreprises locales de distribution, pour les quantités acquises au titre des articles L. 311-10 et L. 314-1 se substituant aux quantités d'électricité acquises aux tarifs de cession mentionnés à l'article L. 337-1, par référence à ces tarifs" ».

De ces faits, cet article se lit comme suit :

Article L121-7 du Code de l'énergie (modifié par Loi n°2011-1978 du 28 décembre 2011 - art. 62)

« En matière de production d'électricité, les charges imputables aux missions de service public comprennent :

1° Les surcoûts qui résultent, le cas échéant, de la mise en œuvre des dispositions des articles L. 311-10 et L. 314-1 par rapport aux coûts évités à Electricité de France ou, le cas échéant, à ceux évités aux entreprises locales de distribution qui seraient concernés. Les coûts évités sont calculés par référence aux prix de marché de l'électricité sauf, pour les entreprises locales de distribution, pour les quantités acquises au titre des articles L. 311-10 et L. 314-1 se substituant aux quantités d'électricité acquises aux tarifs de cession mentionnés à l'article L. 337-1, par référence à ces tarifs. Les mêmes valeurs de coûts évités servent de références pour déterminer les surcoûts compensés lorsque les installations concernées sont exploitées par Electricité de France ou par une entreprise locale de distribution. Lorsque l'objet des contrats est l'achat de l'électricité produite par une installation de production implantée dans une zone non interconnectée au réseau métropolitain

continental, les surcoûts sont calculés par rapport à la part relative à la production dans les tarifs réglementés de vente d'électricité ;

2° Les surcoûts de production dans les zones non interconnectées au réseau métropolitain continental qui, en raison des particularités du parc de production inhérentes à la nature de ces zones, ne sont pas couverts par la part relative à la production dans les tarifs réglementés de vente d'électricité ou par les éventuels plafonds de prix prévus par l'article L. 337-1.

Les conditions de rémunération du capital immobilisé dans les moyens de production d'électricité utilisées pour calculer la compensation des charges à ce titre sont définies par arrêté du ministre chargé de l'énergie afin de garantir la sécurité de l'approvisionnement en électricité des zones non interconnectées au réseau métropolitain continental. »

Article L337-1

« Le deuxième alinéa de l'article L. 410-2 du code de commerce s'applique :

1° Au prix de l'accès régulé à l'électricité nucléaire historique ;

2° Aux tarifs réglementés de vente d'électricité ;

3° Aux tarifs de cession de l'électricité aux entreprises locales de distribution ou aux entreprises issues de la séparation juridique des activités des entreprises locales de distribution. »

Article L. 410-2 du code de commerce

« Sauf dans les cas où la loi en dispose autrement, les prix des biens, produits et services relevant antérieurement au 1^{er} janvier 1987 de l'ordonnance n° 45-1483 du 30 juin 1945 sont librement déterminés par le jeu de la concurrence.

Toutefois, dans les secteurs ou les zones où la concurrence par les prix est limitée en raison soit de situations de monopole ou de difficultés durables d'approvisionnement, soit de dispositions législatives ou réglementaires, un décret en Conseil d'Etat peut réglementer les prix après consultation de l'Autorité de la concurrence.

Les dispositions des deux premiers alinéas ne font pas obstacle à ce que le Gouvernement arrête, par décret en Conseil d'Etat, contre des hausses ou des baisses excessives de prix, des mesures temporaires motivées par une situation de crise, des circonstances exceptionnelles, une calamité publique ou une situation manifestement anormale du marché dans un secteur déterminé. Le décret est pris après consultation du Conseil national de la consommation. Il précise sa durée de validité qui ne peut excéder six mois. »

Décryptage de la méthode CRE de prévision des « prix de marché »

« Chaque année, la CRE calcule les charges **prévisionnelles** liées à l'obligation d'achat au titre de l'année suivante, en fondant son calcul du coût évité par la production d'électricité correspondante sur les prix observés sur les **marchés à terme**. Le calcul du **coût évité définitif**, et par conséquent des charges réellement constatées, qui intervient deux ans plus tard, se fonde, lui, sur les prix de **marché day-ahead** ». C'est ainsi que débute la note de la CRE suite à sa délibération du 25/06/2009, relative à « l'évolution des principes de calcul du coût évité par l'électricité produite sous obligation d'achat en métropole continentale ».

La CRE y notait que « la volatilité des prix sur ce marché [day-ahead] observée depuis plusieurs années [avait] conduit à constater des écarts, parfois très importants, entre les charges prévisionnelles au titre d'une année et les charges constatées pour la même année. Cet écart varie fortement en amplitude comme en signe⁸⁴ et conduit à une variation des charges supportées par les opérateurs, et, par suite, de la contribution unitaire qui devrait être payée par tous les consommateurs finals d'électricité ». Nous nous en étions nous-mêmes bien aperçu ...

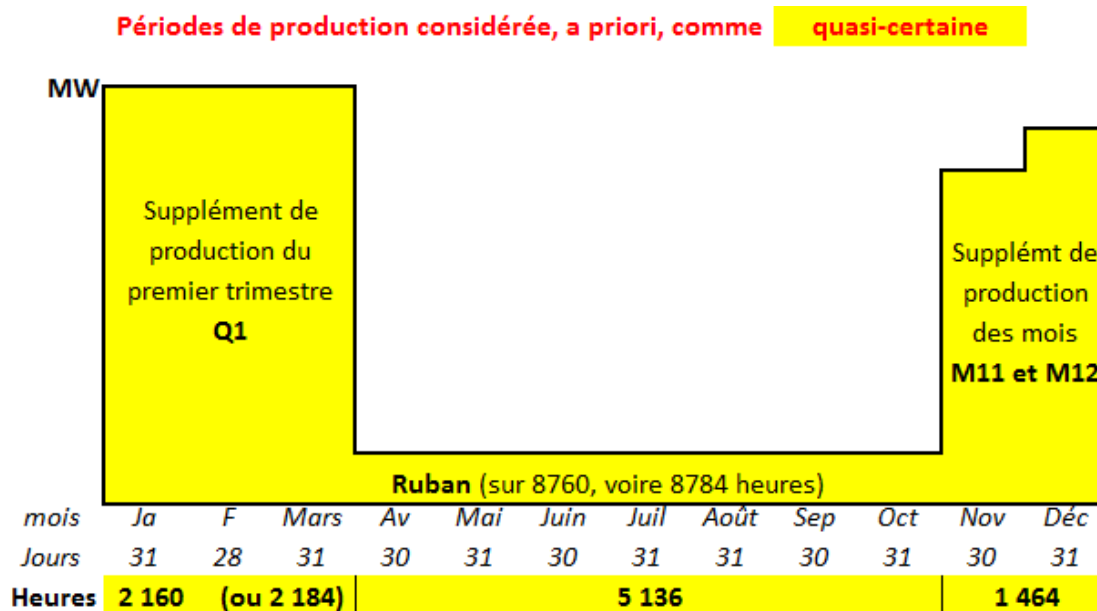
La CRE a donc modifié sa définition des prix de marché servant de référence au calcul des surcoûts d'OA d'EDF et (du moins au début) des ELD. Les 5 pages explicatives de cette délibération sont très fouillées, nous n'en donnons ici qu'un aperçu très simplifié qu'on espère suffisant pour une compréhension globale de l'enjeu, lequel porte plus sur le constat (qui détermine, de facto, le « coût évité » subi par EDF) que sur la prévision (de toutes façons, EDF attendra pour être remboursée !).

Pour les contrats sans différenciation horosaisonnaire⁸⁵, la CRE « distingu[e] :

- le coût évité par la production qui peut être considérée comme quasi-certaine : il sera calculé en utilisant les prix des produits à terme « France » observés sur EEX Power Derivatives (EPD) ;
- le coût évité par la production qui n'est pas certaine : il continue d'être calculé en utilisant les prix day-ahead « France » observés sur EPEX SPOT ».

Par ailleurs, elle suppose que la **production quasi-certaine** l'est, avec une « probabilité de l'ordre de 90% » :

- sur des périodes déterminées (c'est facile pour la cogénération qui produit « plein pôt » du 1^{er} novembre au 30 mars et rien en été) :



- et pour des fractions de la puissance installée dans chaque filière, fractions différenciées en été et hiver⁸⁶. Il en résulte des « blocs de puissance » étant « entendu que certaines de ces valeurs pourront évoluer dans

⁸⁴ La CRE explicitait ce point : « les charges constatées au titre de 2007 se sont révélées supérieures de plus de 500 M€ aux charges prévisionnelles au titre de 2007, dont 481 M€ imputables à l'obligation d'achat en métropole. A contrario, les charges constatées au titre de 2006 ont été inférieures de plus de 150 M€ à celles qui avaient été prévues, pour la part correspondant à l'obligation d'achat ».

⁸⁵ Pour celles-ci (contrats horosaisonnalisés, « appel modulable » ou « cogénération dispatchable »), rien n'est changé.

les limites énoncées [...] précède[mment]». Les premières valeurs furent 700 MW pour le ruban (8760 h) et 3600 MW de surplus par rapport au ruban, tant pour le premier trimestre Q1 que pour les 2 derniers mois de l'année, M11 et M12.

Il en résulte des volumes annuels (en TWh) de puissance quasi-certaine qui sont arrêtés à l'avance ; le tableau ci-après en rend compte, pour les 5 derniers exercices (qui ont, de fait, vu des évolutions notables des « blocs de puissance ») :

	Périodes de production quasi-certaine		Ruban	Q1	M11	M12	TWh quasi-certains
P-2014	Durée concernée	heures	8760	2160	720	744	
	Part de puissance	MW	1000	2300	2500	2500	
	Tranches de production	TWh	8,76	4,968	1,8	1,86	17,388
P-2013	Durée concernée	heures	8760	2160	720	744	
	Part de puissance	MW	900	2600	2500	2500	
	Tranches de production	TWh	7,884	5,616	1,8	1,86	17,160
C-2012	Durée concernée	heures	8784	2184	720	744	
	Part de puissance	MW	700	3600	3300	3300	
	Tranches de production	TWh	6,149	7,862	2,376	2,455	18,842
C-2011	Durée concernée	heures	8760	2160	720	744	
	Part de puissance	MW	525	3600	3807	3717	
	Tranches de production	TWh	4,599	7,776	2,741	2,765	17,881
C-2010	Durée concernée	heures	8760	2160	720	744	
	Part de puissance	MW	175	1800	3600	3600	
	Tranches de production	TWh	1,533	3,888	2,592	2,678	10,691

Coûts évités, pour EDF seule, en référence aux prix du marché et ...
selon le type de production impliquée (notion fortement évolutive ...!)

Années	quasi-certaine			aléatoire			photovoltaïque			global (hors HS, M, D)*		
	TWh	M€	€/MWh	TWh	M€	€/MWh	TWh	M€	€/MWh	TWh	M€	€/MWh
P-2014	17,4	845,6	48,6	13,3	555,8	41,9	5,4	253,6	46,6	36,1	1 655,0	45,8
P-2013	17,2	953,8	55,5	12,7	645,6	50,7	4,4	257,0	58,0	34,4	1 856,4	54,0
C-2012	18,8	1 112,0	59,1	13,8	627,0	45,5	3,5	180,5	51,0	36,1	1 919,5	53,2
C-2011	17,8	1 067,1	59,9	14,7	713,6	48,5				32,5	1 780,7	54,8
C-2010	10,7	610,1	57,0	20,8	994,1	47,9				31,5	1 604,2	51,0
C-2009	28,4	1 268,2	44,7							28,4	1 268,2	44,7
C-2008	27,0	1 792,7	66,4							27,0	1 792,7	66,4
C-2007	25,5	1 157,8	45,3							25,5	1 157,8	45,3
C-2006	22,8	1 255,5	55,1							22,8	1 255,5	55,1
C-2005	21,5	1 086,1	50,5							21,5	1 086,1	50,5
C-2004	23,8	682,9	28,6							23,8	682,9	28,6

* Le coût évité pour les contrats HoroSaisonnalisés, Modulable ou Dispatchable représente moins de 6% du total des 4 dernières années

⁸⁶ En hiver (été), la CRE retient 80% pour cogénération (0%), bio- et incinération (50%), 15% pour l'éolien(5%) et 20% (10%) pour l'hydraulique.

« *Entreprises Locales de Distribution : petits « monopoles », mais choyés !* » Synthèse (1^{er} juillet 2013)

Une analyse détaillée des prévisions et constats établis chaque année par la CRE au sujet des *Charges de Service Public de l'Electricité* (CSPE) offre un aperçu du fonctionnement, méconnu, des *Entreprises Locales de Distribution* (ELD), ces ex-régies ou syndicats d'électrification ayant « *échappé* » à la nationalisation du secteur électrique de 1946. Celles-ci, comme EDF, sont des opérateurs publics dotés de droits (dont celui de desservir leurs clients au *tarif réglementé de vente*) et de devoirs : d'une part l'octroi d'un tarif dit de *Première Nécessité* à ceux de leurs clients en situation de précarité, d'autre part l'obligation d'achat (OA) d'électricité d'origine renouvelable afin de stimuler cette transition énergétique initiée à l'orée du siècle.

On sait moins que ces ELD sont rarement (une sur trois) et très insuffisamment auto-productrices : au total moins d'un demi-TWh, moitié thermique _ pour les urgences _ moitié hydraulique. Une infime minorité s'approvisionne sur le marché ou auprès de quelques producteurs autonomes du coin. Dès lors, comment les ELD se procurent-elles l'énergie qu'elles vendent à leurs clients ? Elles jouissent d'une **disposition légale qui impose à EDF de leur céder l'électricité dont elles ont besoin et ce, à l'avantageux « *tarif de cession* »**. Celui-ci fit l'objet d'un décret (janvier 2004) et d'arrêtés ministériels annuels, tardifs ... Cette ressource est évidemment vitale pour des opérateurs dont la taille très variable est généralement insuffisante pour leur assurer une compétitivité susceptible de garantir leur survie dans un secteur théoriquement concurrentiel.

La CRE établissant chaque année les charges de CSPE incombant à EDF et aux ELD, il était intéressant, après s'être penché prioritairement sur EDF, d'examiner la part assumée par les ELD. Surprise : alors que les ELD supportaient 0,5% de la CSPE en 2002, elles contribueront à hauteur de 4% en 2013, hausse forte et continue justifiant notre attention.

La note IED apporte un éclairage sur deux points d'inégale importance :

- la marge dont disposent les ELD du fait d'un tarif de cession bloqué jusqu'en 2008 (indépendamment de l'inflation) est encore substantielle, quoi qu'en disent leurs associations, **le tarif de cession moyen ressortant à 35 €/MWh, environ 20% sous le tarif ARENH de la loi NOME ;**
- les ELD disposent d'un autre atout légal : la compensation du surcoût de leurs achats obligés d'énergie renouvelable en référence à ce même tarif de cession (alors qu'EDF n'est compensée de la même obligation d'achat qu'en référence à un « *prix de marché* » variant entre 50 et 70 €/MWh). Cette discrimination fait de ladite OA une opportunité pour elles (économisant ainsi une part _ **~10 €/MWh** _ du péage d'accès au réseau, le TURPE) tandis qu'**une insuffisante compensation coûte, bon an mal an, 500 M€ à EDF !** Ainsi s'explique ce **taux de croissance des EnR double sur le territoire des ELD de celui en dehors.**

Quelles conclusions en tirer ?

- L'inquiétude des ELD quant au maintien de leur « *sourcing* » avantageux (et vital), motivée par la mise en cause bruxelloise des tarifs régulés, est sans doute exagérée (compte tenu de l'influence politique des instances territoriales, telles la FNCCR ou la FNSICAE).
- Il est cependant paradoxal que les ELD tirent profit d'un héritage politique sans crainte de « *mordre la main de [l'opérateur national] qui les nourrit* », et sans vergogne tant le mirage de « *services rapprochés du client* » devient à la mode ...
- Le montant annuel de la CSPE explose du fait de la croissance continue et rapide des EnR. Pour autant, **son envolée est minorée, faussant ainsi l'appréciation du surcoût des EnR** (dans lequel on n'inclut jamais les frais de réseau ou/et back-up pour pallier l'intermittence éolienne et solaire).

Analyse du comportement des ELD les plus « toniques » vis-à-vis de l'OA

Le double tableau ci-dessous est une transcription des tableaux 1.11 de la **prévision** et 2.12 du **constat**, établis par la CRE, des charges de service public au titre de l'année 2012, pour les **135** ELD répertoriés.

Compte tenu de la taille des 2 tableaux, respectivement consultables sur

<http://www.cre.fr/documents/deliberations/proposition/cspe-et-contribution-unitaire-2012>

<http://www.cre.fr/documents/deliberations/proposition/cspe-2014>

nous nous sommes limités à surveiller le comportement des plus dynamiques. Celles-ci nous paraissent être celles ayant fait le choix d'aller sur le marché, s'étant ainsi déclarées « éligibles », au moins une fois depuis la mise en œuvre de la CSPE, soit 20 entreprises locales, allant de la plus grosse _ Strasbourg _ à une très petite _ Tignes.

On notera que :

- ces 20 ELD ont acquis 1,17 TWh, soit **81 %** du total des volumes imposés aux 135 ELD ...
- ce qui induit aussi 81% (142 M€) des charges de service public de l'électricité à leur compenser (pour 2012),
- et 5 des 6 premières (Pithiviers mis à part, donc) et la 16^{ème} (SICAE de l'Oise) du classement 2012 ci-dessous constituent précisément l'échantillon sur lequel s'est penchée la CRE dans son récent rapport 2012-2013 sur le fonctionnement du marché français de l'électricité.

Notre échantillon nous semble donc représentatif de l'ensemble de nos régies-syndicats-etc.

... selon constat CRE du 9/10/2013											... selon prévision CRE du 13/10/2011								
a	b	c	d	e	f	g	h	i	j=e/d	k=f/d	m	n	o	p	q	r	s	t=o/n	u=p/n
1	Strasbourg	67	221 668,4	47 961,5	7 106,4	40 855,1	1 013,5	41 868,6	216,4	32,1	1	241 345,0	45 851,0	8 366,0	37 485,0	605,8	38 090,8	190,0	34,7
2	Séolis (Deux-Sév.)	79	356 018,9	43 203,4	10 481,7	32 721,8	112,7	32 834,4	121,4	29,4	2	361 638,7	41 669,9	10 970,9	30 699,0	108,9	30 807,9	115,2	30,3
3	Sorégies (Vienne)	86	106 188,5	33 279,8	3 264,1	30 015,8	135,2	30 151,0	313,4	30,7	3	99 090,0	27 617,3	3 129,4	24 487,9	113,3	24 601,2	278,7	31,6
4	Pithiviers	45	195 924,7	18 201,3	6 100,4	12 100,9	15,5	12 116,4	92,9	31,1	8	206 057,7	18 571,7	14 093,4	4 478,3	13,8	4 492,1	90,1	68,4
5	Grenoble	38	121 269,7	15 493,4	6 261,7	9 231,8	136,4	9 368,2	127,8	51,6	4	120 939,9	15 134,2	6 513,9	8 620,4	104,2	8 724,6	125,1	53,9
6	Metz	57	78 724,6	9 264,1	2 938,9	6 325,3	231,8	6 557,1	117,7	37,3	7	95 451,1	8 600,3	4 166,6	4 433,7	182,0	4 615,7	90,1	43,7
9	Neuf-Brisach	68	12 720,8	3 198,9	415,3	2 783,6	7,6	2 791,2	251,5	32,6	12	13 994,8	2 518,6	699,0	1 819,5	7,3	1 826,9	180,0	49,9
16	Oise	60	2 221,8	1 254,6	57,3	1 197,3	51,2	1 248,5	564,7	25,8	23	2 091,1	1 208,6	56,1	1 152,5	45,6	1 198,1	578,0	26,8
18	Pays Chartrain	28	56 705,3	3 153,8	2 017,2	1 136,5	31,1	1 167,6	55,6	35,6	18	62 269,4	3 812,5	2 537,3	1 275,3	29,3	1 304,5	61,2	40,7
20	Seyssel	74	2 056,9	1 161,2	57,5	1 103,7	12,2	1 115,8	564,5	28,0	10	11 889,6	2 937,2	380,9	2 556,4	13,7	2 570,1	247,0	32,0
24	Elektra-Birsek	68	1 577,6	919,3	42,8	876,5	13,0	889,6	582,7	27,1	29	988,3	571,6	37,5	534,1	12,2	546,3	578,4	37,9
28	Colmar	68	1 270,5	713,7	38,9	674,8	71,9	746,7	561,7	30,6	27	1 058,3	599,7	45,7	554,0	77,4	631,4	566,7	43,2
37	Niederbronn	67	420,6	236,5	12,9	223,7	7,0	230,7	562,3	30,7	34	577,3	314,9	16,2	298,8	5,5	304,3	545,5	28,1
43	Villard-Bonnot	38	8 587,1	537,1	372,5	164,6	4,0	168,6	62,5	43,4	45	7 732,6	470,6	346,9	123,7	4,9	128,6	60,9	44,9
50	St Marcellin	38	193,0	119,9	9,6	110,3	0,0	110,3	621,2	49,7	46	199,1	119,6	10,2	109,4	13,4	122,8	600,7	51,2
53	Huingue	68	136,5	83,9	4,5	79,3	14,3	93,6	614,7	33,0	54	127,7	76,3	4,8	71,4	12,5	83,9	597,5	37,6
55	Prats de Mollo	66	2 118,0	153,5	77,7	75,8	1,2	77,0	72,5	36,7	51	1 538,0	175,5	76,0	99,5	0,8	100,3	114,1	49,4
68	Erome	26	72,4	44,5	3,5	41,0	0,7	41,7	614,6	48,3	117	7,9	4,8	0,4	4,4	0,6	5,0	607,6	50,6
84	Vinay	38	40,9	23,4	1,4	22,0	2,4	24,3	572,1	34,2	111	10,3	5,5	0,4	5,1	1,4	6,5	534,0	38,8
99	Tignes	73	231,0	22,8	9,5	13,4	0,3	13,6	98,7	41,1	128	2,5	1,5	0,1	1,4	0,0	1,4	600,0	40,0
Constat total éligibles			1 168 147,2	179 026,6	39 273,8	139 753,2	1 862,0	141 614,9	153,3	33,6		1 227 009,3	170 261,3	51 451,7	118 809,8	1 352,6	120 162,4	138,8	41,9
Prévision totale éligibles			1 227 009,3	170 261,3	51 451,7	118 809,8	1 352,6	120 162,4	138,8	41,9									
Ecart (P-C)/P			5,0%	-4,9%	31,0%	-15,0%	-27,4%	-15,1%	-9,5%	24,7%									

¹ "Nette du surplus revendu à EDF"

² déclarée éligible en 2014

prévue telle pour 2012

Les colonnes j et k d'une part, t et u d'autre part, ont été calculées et ajoutées par nos soins pour rendre compte :

- du tarif d'achat, en moyenne pondérée, des achats obligatoirement effectués par chaque ELD,
- et aussi du « coût évité », également en moyenne pondérée, grâce à ces achats.

Le **tarif d'achat** ainsi calculé trahit parfois la prépondérance d'achats d'électricité **photovoltaïque** (cas de la SOREGIES, sans surprise eu égard au « PPP » ESTER lancé par le département propriétaire (la Vienne), de la SICAE de l'Oise, et de nombreuses autres, y compris en Alsace !).

Mais le plus intéressant réside dans les colonnes de droite (**k** ou **u**) : en effet,

- au stade de la **prévision**, ce ratio traduisait le « **coût évité** », tenant compte, pour chaque ELD, du « **tarif de cession** » et du prix de marché, au prorata des volumes acquis par ces biais,
- tandis que le **constat** rend compte, strictement, des « **tarifs de cession** » dont bénéficie toute ELD (chacune ayant évidemment juré, « croix de bois-croix de fer ! », que cette « énergie obligée » n'avait été vendue qu'à des clients au tarif réglementé de vente (TRV)).

Aussi ne doit-on pas trop s'étonner que :

- seules 2 ELD (Villard-Bonnot et Tignes) aient déclaré un « **coût évité** » constaté supérieur à celui prévu 2 ans plus tôt !
- pour toutes les **autres**, ce soit l'inverse, de sorte que **ces 20 ELD ont réduit de 25% (8,3 €/MWh) leur tarif de référence**, engrangeant un **gain supplémentaire de presque 10 M€** !

Par ailleurs, cette analyse prouve – en accord avec le rapport 2012-2013 de la CRE – que le tarif de cession dont bénéficient les ELD est extrêmement avantageux (presque 8 € de moins que le tarif ARENH, sans parler d'un TURPE à 0 €/MWh !).

Cette analyse détaillée conforte donc une analyse menée précédemment, axée sur la propension à privilégier l'échelon territorial, dans laquelle nous mettions en exergue le fait que la marge dont bénéficient les ELD, de par leur *sourcing* est considérable : de fait, le « **tarif de cession** », moyenné sur les 135 ELD qui en bénéficient toutes, s'élève à 33,6 €/MWh, soit **8,4 €/MWh de moins que l'actuel tarif ARENH de la loi NOME pour les électro-intensifs**.

Cette conclusion rejoint la lecture que fait la CRE, dans son « *rapport 2012-2013* » de janvier 2014 (cf. annexe 15, notamment la figure 52), qui « *sur la base des données comptables fournies par EDF sur l'année 2012, [...] constate que le niveau des tarifs de cession envisagés [?] est inférieur au coût de production [par qui ?] de l'énergie correspondante [...]* ».

Il est vrai qu'elle déplore que, « *en raison de la grande hétérogénéité de ces entreprises, l'analyse du niveau de marge dégagé par la fourniture au tarif de cession [soit] difficile à évaluer* » ...

Encore **la CRE ne tient-elle pas compte du fait que l'obligation d'achat d'une énergie injectée sur le réseau d'une ELD dispense celle-ci du TURPE** qu'elle aurait eu à payer à ErDF comme péage de la « *cession d'énergie évitée* » !

SICAP Pithiviers⁸⁷

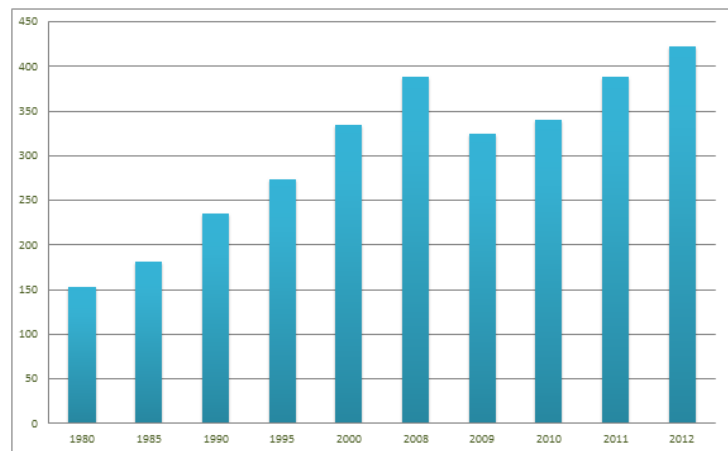
La SICAP (*Société coopérative d'Intérêt Collectif Agricole de la région de Pithiviers*) a été créée en 1919 grâce à la volonté d'exploitants agricoles.

Chiffres-clés

Vente d'Electricité sur 30 ans										
Années	1980	1985	1990	1995	2000	2008	2009	2010	2011	2012
Quantités en GWh	153	182	236	273	334	389	325	341	389	423

Quelques chiffres de l'exercice 2012

Chiffres d'affaires (en millions d'euros)	46.4
Quantité d'énergie transitée (en millions de kWh)	478
Nombre de clients desservis en Haute Tension	265
Nombre de clients desservis en Basse Tension	25 561
Population desservie	48 120
Nombre de communes desservies	95
Nombre de salariés	46
Budgets d'investissement annuel (en millions d'euros)	5.9
Longueur du réseau HTA en km (dont souterrain)	1 296 (1 002)
Longueur du réseau BTA en km (dont souterrain)	662 (335)
Nombre de postes de distribution publique	1 007

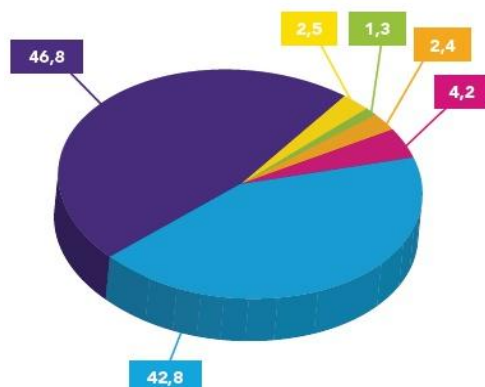


Le mot du Directeur Général, Michel FAURE : « ... Dans un contexte de dérèglementation progressive, les atouts de la SICAP restent plus que jamais d'actualité : une relation de proximité avec ses clients [0,13% de TPN en 2012 ... !], l'élargissement de ses offres en énergie et **l'acquisition de nouveaux moyens de production d'électricité** ... ».

Mix énergétique : on relève **46,8% d'éolien** (ratio corroboré par la donnée CRE : 196 GWh achetés en 2012)

Information sur l'origine de l'électricité fournie par la SICAP en 2012

Depuis le 1^{er} juillet 2004, le décret d'application de la directive européenne 2003/54/CE du 26/06/03 fait obligation aux fournisseurs d'électricité d'indiquer à tous leurs clients la répartition entre les différentes sources utilisées pour produire de l'électricité.



ORIGINE DE L'ÉLECTRICITÉ

En 2012, pour vous fournir de l'électricité dans les meilleures conditions et au meilleur prix, la SICAP a eu recours à des achats auprès de producteurs ou de fournisseurs acteurs sur le marché.

Les différentes sources d'énergie primaires utilisées ont été les suivantes :

• Autres renouvelables	2,5
• Gaz	1,3
• Autres thermiques fossiles	2,4
• Hydraulique	4,2
• Nucléaire	42,8
• Eolien	46,8

Les 46,8 % d'éolien semblent avoir trois sources :

⁸⁷ <http://www.sicap-pithiviers.net>

- une production en propre, par sa filiale **Eole 45**, co-proprétaire⁸⁸ de trois parcs :
 - Pithiviers-le-Vieil (Grange du Bourreau) : 10 MW (5 machines Vestas V80), couplé le 27/12/2007
 - Bazoches-lès-Gallerands : 12 MW (6 machines Vestas V90), couplé le 06/06/2008
 - Sermaises : 12 MW (6 machines Vestas V90), couplé le 27/10/2010 ;
- une production en propre, par sa filiale **Citeol Mené**, co-proprétaire⁸⁹ d'un seul parc :
 - Landes du Mené : 6 MW (7 machines), couplé en ???

-et une production « imposée » par l'obligation d'achat provenant sans doute d'installations éoliennes, solaires, etc. appartenant à des propriétaires autonomes, sachant que les 4 fermes citées ci-avant, cumulant 40 MW, ont un productible d'environ 80 GWh/an⁹⁰.

La **semi- autonomie** (sauf intermittence ...) de la **SICAP** est illustrée par le tableau ci-après :

GWh	Achetés sous OA*	Vendus **	Auto-suffisance
2008	32,616	389	8%
2009	65,733	325	20%
2010	131,942	341	39%
2011	168,462	389	43%
2012	195,925	423	46,3%

* annexes 2 de CRE

** site SICAP-Pithiviers

⁸⁸ Le partenaire est une entreprise suisse, « Industrielle Werke Basel » (IWB).

⁸⁹ Avec « Les Cigales des Cîmes », qui « regroupent au total 137 habitants du territoire du Mené [et] détiennent ensemble 30% du capital ».

⁹⁰ Selon le MEDDE, le Loiret comptait, fin 2012 :

- 2 installations de biogaz pour 0,2 MW,
- 1 installation d'incinérations pour 5 MW,
- 14 parcs éoliens pour 143 MW (dont SICAP, sauf Le Mené ?) et
- 1860 installations de PV pour 10,9 MW,

soit **un peu moins de 160 MW d'EnR**. L'éolien, seul, doit produire quelque 280 GWh, la SICAP en prenant presque 200 GWh. Et **deux parcs éoliens, de 24 MW chacun, étaient en projet pour 2013 ...**

Extraits (pp. 3, 51, 105 et 108), **au sujet des ELD**,
du rapport 2012-2013 de la CRE (janvier 2014) sur
« le fonctionnement des marchés de détail français de l'électricité et du gaz naturel »

En p. 17, la CRE omet de préciser, quand elle évoque « les fournisseurs historiques actifs [qui] se répartissent en deux catégories :

- Les fournisseurs historiques nationaux, sur les segments résidentiel et non résidentiel : Alterna, EDF, GEG Sources d'énergies

- Les fournisseurs historiques non nationaux : les 150 entreprises locales de distribution », que, parmi lesdites ELD :

- certaines sont filiales de « fournisseurs historiques nationaux », EDF et GDF-Suez,

- et certaines, souvent les mêmes, se sont associées au sein d'Alterna.

EDF dispose d'un parc de production diversifié (nucléaire, thermique conventionnel, renouvelable), qui lui permet de satisfaire la demande de son portefeuille de clients à un prix qui demeure compétitif, en comparaison de la situation observée dans différents pays européens voisins de la France. Les coûts de production de ce parc sont néanmoins en croissance significative depuis quelques années, en raison notamment de la reprise des investissements d'EDF sur son parc nucléaire pour en assurer la maintenance et la sûreté.

Le coût comptable de production d'EDF, regroupant les charges de capital, les charges fixes d'exploitation et les charges variables d'exploitation, a ainsi augmenté au cours des cinq dernières années de 4,5 % par an. Cette tendance haussière est appelée à perdurer à l'horizon 2015, selon les prévisions transmises par EDF à la CRE.

Les coûts commerciaux ont évolué de 6,3 %/an sur cette même période. Il est difficile d'en prévoir l'évolution future, qui dépend notamment fortement des futures obligations en matière de certificats d'économie d'énergie.

[soit respectivement + 25% et + 36% en 5 ans ; et ça va continuer ...]

Les entreprises locales de distribution bénéficient du tarif de cession, leur permettant d'accéder, pour la fourniture de leur clientèle aux tarifs réglementés de vente, à l'électricité produite par le parc d'EDF à un prix devant refléter ses coûts complets de production. En raison de la grande hétérogénéité de ces entreprises, l'analyse du niveau de marge dégagé par la fourniture au tarif de cession est difficile à évaluer. Pour une entreprise théorique à la clientèle similaire à celle d'EDF, la marge nette, bien qu'en diminution, s'élève encore à 7,5% du coût d'achat au tarif de cession, en prenant comme hypothèse des coûts commerciaux égaux à ceux d'EDF. Le modèle économique de ces entreprises évoluera nécessairement avec la disparition des tarifs réglementés jaunes et verts à la fin 2015.

[...]

Sur le territoire des six principales ELD⁹¹, la concurrence est quasiment inexistante pour les clients résidentiels et très faible pour les clients non résidentiels, bien qu'en progression par rapport à 2011.

[...]

p. 51 :

1.1.2. Tarifs de cession des ELD

Les entreprises locales de distribution peuvent bénéficier, conformément aux dispositions du code de l'énergie, des tarifs de cession pour :

- La fourniture des tarifs réglementés de vente d'électricité ;
- L'approvisionnement des pertes d'électricité des réseaux qu'elles exploitent (le bénéfice dans ce cas étant limité [en temps ou en volume ?] au 31 décembre 2013 pour les ELD desservant plus de 100.000 clients).

Le tarif de cession a été évalué par la CRE, pour la première fois, en 2003.

Le décret du 27/01/2005 relatif aux tarifs de cession de l'électricité aux distributeurs non nationalisés dispose que « les tarifs de cession de l'électricité sont établis en fonction des coûts complets de production de cette énergie ». Par ailleurs, le décret du 12 août 2009 relatif aux tarifs réglementés de vente d'électricité dispose que les tarifs réglementés, appliqués par les ELD, doivent couvrir leurs coûts d'approvisionnement aux tarifs de cession, leurs

⁹¹ « Les fournisseurs historiques sur ces territoires sont ES Énergies Strasbourg (territoire d'Electricité de Strasbourg), Gaz et Electricité de Grenoble, UEM (territoire d'URM), SICAE de l'Oise, Séolis (territoire de Gérédis-deux-Sèvres) et Sorégies (territoire de SRD) ». N'avez-vous pas reconnu Metz et deux départements : ceux des Deux-Sèvres et de la Vienne ?!

coûts d'utilisation des réseaux publics de transport et de distribution et leurs coûts de commercialisation, ainsi qu'une marge raisonnable.

Dans sa délibération du 25 juillet 2013 portant avis sur le projet d'arrêté relatif aux tarifs de cession de l'électricité aux entreprises locales de distribution, la CRE a examiné les tarifs de cession envisagés par le gouvernement sous les deux angles précédemment exposés.

Sur la base des données comptables fournies par EDF sur l'année 2012, la CRE constate que le niveau des tarifs de cession envisagés [par qui ?] est inférieur au coût de production de l'énergie correspondante, tel que l'évalue la CRE.

La marge nette moyenne attribuée aux ELD, sur laquelle la CRE s'est prononcée dans le cadre de ses avis successifs sur l'évolution des tarifs de cession, est calculée comme la différence entre le tarif de cession et le niveau de la part énergie des recettes de la vente aux tarifs réglementés de vente d'électricité. Cette part énergie est évaluée en retranchant aux tarifs réglementés de vente le TURPE et les coûts commerciaux, sous l'hypothèse de coûts commerciaux égaux à ceux retenus pour EDF.

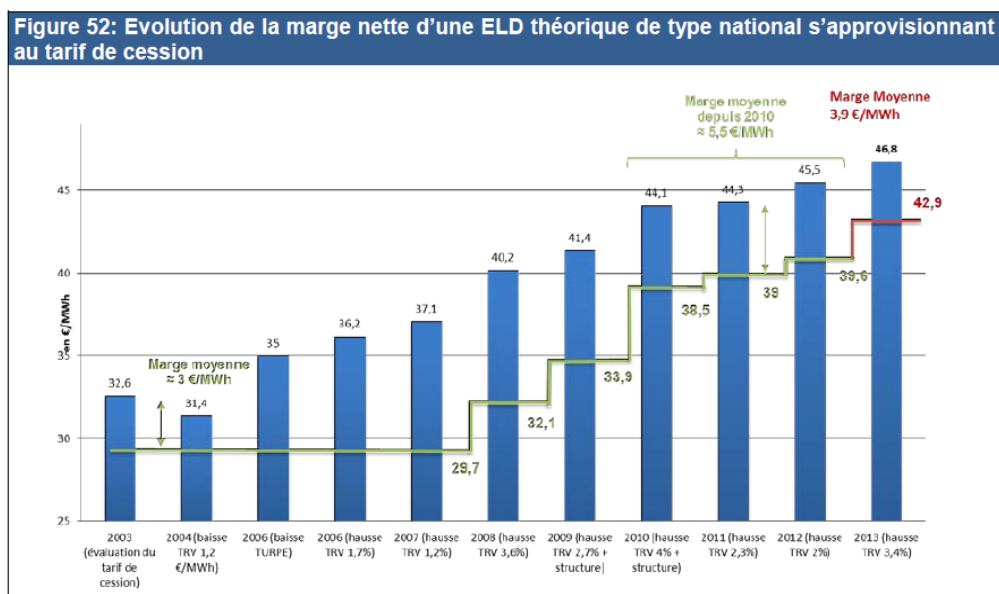
Dans son avis du 25 juillet 2013, la CRE a analysé l'évolution de la marge nette des ELD à l'issue des mouvements conjugués des tarifs de cession et des tarifs réglementés de vente.

L'examen a été mené pour une « ELD théorique » disposant d'un portefeuille de clients identique à la clientèle moyenne fournie en France par EDF aux tarifs réglementés de vente. En raison de la grande hétérogénéité des ELD, en particulier des charges auxquelles ces entreprises sont assujetties et de leurs portefeuilles de clientèle, l'analyse du niveau de marge en moyenne des ELD s'avère très difficile, comme le rappellent les entreprises concernées.

Comme indiqué au paragraphe 1.1.1 de la présente section, dans les analyses menées à l'appui de ses avis sur les tarifs réglementés de vente, la CRE avait retenu, depuis 2009, une évolution des coûts commerciaux d'EDF au rythme de l'inflation par rapport à leur niveau de 2008. Dans son rapport sur les coûts de production et les coûts commerciaux d'EDF, publié en juin 2013, la CRE a mis en évidence que le niveau réel des coûts commerciaux supportés par EDF pour la fourniture des clients aux tarifs réglementés de vente sur l'exercice 2012, était significativement supérieur.

L'examen de la marge nette pour les ELD se fondant sur des coûts commerciaux pris égaux à ceux retenus pour EDF, l'exercice est affecté par le recalage à la hausse de ces derniers. Ainsi, alors que la marge nette est environ conservée à l'issue des mouvements de l'été 2013 hors effet de recalage des coûts commerciaux (-0,2 €/MWh en moyenne), elle est dégradée (-1,6 €/MWh) en tenant compte de ce recalage. **Elle s'élève néanmoins encore à 3,9€/MWh pour l'ELD théorique étudiée, soit 7,5 % du coût d'achat au tarif de cession.**

L'évolution de la marge nette pour cette ELD théorique depuis 2003, date d'évaluation du tarif de cession (environ 3€/MWh), à 2013 (environ 3,9 €/MWh) est représentée dans la Figure 52 ci-dessous.



Conformément au code de l'énergie, les tarifs de cession sont arrêtés par les ministres chargés de l'énergie et de l'économie, après avis de la CRE, pendant une période transitoire s'achevant le 7 décembre 2015. Ces tarifs seront ensuite proposés par la CRE aux ministres compétents.

Cette échéance coïncide avec la disparition, également prévue par le code de l'énergie, des tarifs réglementés de vente jaunes et verts au 31 décembre 2015. Ces tarifs représentent une part significative des recettes pour les ELD,

au surplus très variable d'une ELD à une autre. Cette évolution de leur modèle économique devra être intégrée dans les réflexions tarifaires à cet horizon de temps.

[...]

p. 105 :

4. LES DISPOSITIFS SOCIAUX

Les tarifs sociaux de l'énergie sont le tarif de première nécessité (TPN) en électricité et le tarif spécial de solidarité (TSS) en gaz.

Créé par le décret du 8 avril 2004, le TPN est en vigueur depuis le 1er janvier 2005. Chaque fournisseur peut aujourd'hui le proposer et ce sous forme d'un abattement de 40 % à 60 % sur l'abonnement et sur 100 kWh par mois, en fonction du nombre de personnes au foyer. Son financement est assuré par la CSPE.

Créé en août 2008, le TSS est proposé par tous les fournisseurs de gaz, sous forme d'une déduction forfaitaire (en pied de facture ou versée par chèque individuel pour les utilisateurs de chauffage collectif) qui varie selon la consommation et le nombre de personnes au foyer. Son financement est assuré par la CTSS.

Les bénéficiaires du TPN et du TSS ont en outre le droit à la gratuité de la mise en service, ainsi qu'à un abattement de 80 % du coût du déplacement suite à une interruption de fourniture du fait d'un défaut de paiement.

4.1. Automatisation et extension de l'attribution

Fin 2011, le gouvernement a fait le constat d'un décalage important entre le nombre de bénéficiaires et celui des ayants-droit potentiels et de la grande complexité de la procédure d'attribution. A l'époque, les demandeurs devaient eux-mêmes se signaler auprès de leur fournisseur (ou du fournisseur de la chaudière de l'immeuble dans le cas d'un chauffage collectif au gaz).

A la suite de ce constat, le décret n°2012-309 du 6 mars 2012 relatif à l'automatisation des procédures d'attribution des tarifs sociaux de l'électricité et du gaz naturel a permis l'identification automatique par les fournisseurs des bénéficiaires potentiels. Dorénavant, les ayants-droit reçoivent une attestation leur indiquant que, sauf refus formel de leur part, ils bénéficieront des tarifs sociaux.

Par ailleurs, pour éviter toute rupture dans le versement du TPN/TSS par des bénéficiaires ayant oublié de reconduire leurs droits à la CMU-C, le décret n°2012-309 prolonge le bénéfice du TPN/TSS de six mois.

Dans sa délibération du 2 février 2012 portant avis sur le projet de décret, la CRE avait fait observer que la procédure reste excessivement complexe, en raison notamment du nombre d'acteurs qu'elle fait intervenir et des nombreux flux d'information qui transitent entre eux.

Enfin, suite à la publication du décret n° 2013-1031 du 15 novembre 2013 portant extension à de nouveaux bénéficiaires des tarifs sociaux de l'électricité et du gaz naturel, l'ensemble des fournisseurs, historiques et alternatifs, peuvent désormais proposer le TPN. Avant cette date, seuls les fournisseurs historiques le pouvaient.

[...]

p. 108 :

4.3. Le poids des frais de gestion

Les décrets instituant le TPN et le TSS prévoient la prise en compte des frais spécifiques supportés par les fournisseurs du fait de la mise en œuvre de ces tarifs (rémunération du personnel, gestion des appels, gestion des attestations, affranchissement, développement d'outils informatiques, etc.).

De manière à diminuer les frais de gestion, notamment les coûts d'affranchissement, EDF et GDF SUEZ ont décidé d'avoir recours à un organisme commun. Ce dernier a été désigné sur la base d'un cahier des charges rédigé conjointement par les deux fournisseurs. Le nouveau marché a été remporté en juillet 2011 par la société Xerox, avec sous-traitance de la gestion des centres d'appels à Acticall. Dans le cadre de ce marché, les ELD et les fournisseurs alternatifs peuvent bénéficier de certains services proposés par ce prestataire, moyennant rémunération, à travers une clause de stipulation pour autrui. Les coûts d'affranchissement sont supportés en totalité par EDF et GDF SUEZ.

Actuellement, les frais de gestion représentent environ 10 % du montant total des pertes de recettes dues à l'application des tarifs sociaux. La CRE constate une forte disparité dans les coûts de gestion exposés à la compensation. Le niveau des coûts de gestion exposés, rapportés au nombre de clients bénéficiaires, diverge fortement entre les fournisseurs qu'il y ait recours ou non à un prestataire extérieur. Les coûts de gestion varient de 4,8 € par client à 90,1 € par client pour les fournisseurs de gaz naturel au TSS et de 5 € par client à 211 € par client⁹² pour les fournisseurs d'électricité au TPN. »

⁹² « Cas extrême d'une ELD ayant un seul client au TPN : 552 € par client. » On aimerait savoir de quelle ELD il s'agit ...

Erreurs ou fluctuations (?) de prévision CSPE 2012

Depuis le vote de la loi de février 2000 et la mise en place du dispositif d'obligation d'achat et de sa compensation par la CSPE, on dénombre 20 ELD ayant déclaré au moins une fois (vouloir) recourir au marché. Les seules s'étant déclarées éligibles, depuis 2004, sont Grenoble, Strasbourg, Metz et la Sorégies (département de la Vienne). Ce statut est important car il détermine le « coût évité » qui s'applique à ceux qui y prétendent.

Dans sa prévision 2005 du 6/1/2005, la CRE écrivait () :

« Le coût évité à une ELD par les contrats d'achat est calculé, conformément à la loi du 10 février 2000, modifiée par la loi de finances rectificative 2004, par référence aux prix de marché de l'électricité.

Le coût évité prévisionnel a été calculé pour chaque ELD à partir des volumes d'achat mensuels prévisionnels et des prix de marché mensuels établis au paragraphe 2.2.1.1»

Entre temps est intervenue la loi POPE du 13/7/2005, dont l'article 55 modifie le coût évité pour les DNN/ELD !

Dans sa **prévision 2012** du 13/10/2011, la CRE écrivait (p. 13/21)⁹³ :

« Les coûts évités sont calculés par référence aux prix de marché de l'électricité ou par référence aux tarifs de cession, à proportion de la part de l'électricité acquise à ces tarifs dans l'approvisionnement total des ELD. Les prix de marché pris en compte pour 2012 sont évalués à partir des prix des contrats à terme pour l'année 2010 (voir paragraphe A.2.3.1.1 – production aléatoire). En 2012, 9 ELD prévoient de se fournir sur le marché. Pour les fournisseurs qui prévoient s'approvisionner au marché le calcul du coût évité a été développé suivant la même méthode que pour EDF (voir article A 2.3.1.2.)

[...]

Par ailleurs, trois ELD ont annoncé des surplus de production dus à l'obligation d'achat et revendus à EDF. »

Dans sa **prévision 2013** du 9/10/2012, la CRE prenait acte d'une modification législative (p. 12/24) :

« Conformément au nouveau mécanisme introduit par la loi de finances rectificative pour 2011, les coûts évités sont calculés par référence aux tarifs de cession pour le volume d'achat se substituant aux quantités d'électricité acquises à ces tarifs et aux prix de marché de l'électricité pour le volume restant.

Ainsi la CRE doit désormais vérifier, pour les ELD s'approvisionnant en partie sur le marché, dans quel périmètre a été injectée l'énergie issue des contrats d'achat ci-dessus. Pour la part de cette énergie injectée dans le périmètre des ventes aux tarifs réglementés de vente, le coût évité est calculé en référence aux tarifs de cession ; pour la part injectée dans le périmètre de vente en offre de marché, le coût évité est calculé en référence aux prix de marché (les achats au tarif de cession ne pouvant être revendus en offre de marché).

Cinq ELD prévoient de s'approvisionner à la fois aux tarifs de cession et sur le marché en 2013. Cependant, elles prévoient que tous les volumes d'énergie qui seront achetés dans le cadre des contrats d'achat seront injectés dans le périmètre de vente aux tarifs réglementés. De ce fait, le calcul du coût évité au titre de l'année 2013 a été effectué à partir du tarif de cession pour l'ensemble des ELD.»

Tandis que dans son **constat 2012** du 9/10/2013, elle écrit (p. 19/33) :

« Pour affiner son appréciation sur le droit à compensation des contrats déclarés, la CRE a vérifié, comme les années précédentes, la cohérence des données physiques (puissance contractuelle et productibles mensuels déclarés) et des prix d'achat pratiqués (prime fixe, rémunérations proportionnelles, rémunération complémentaire eu égard aux arrêtés tarifaires en vigueur) sur l'ensemble des contrats déclarés.

La CRE ne prend pas en compte le coût d'achat exposé si une incertitude demeure sur la conformité du coût exposé avec les conditions de rémunération prévues par les arrêtés tarifaires correspondants. Le nombre de contrats des ELD traités [par les ELD] est en croissance exponentielle (de 1554 en 2009 à 8885 en 2011 et 12750 en 2012 [ERDF en a près de 300.000, fin 2013 (Enerpresse du 17/1/2014)]). Ce nombre ne permet pas de procéder à une vérification individuelle des coûts des contrats. La CRE a demandé aux ELD les factures et les détails de calculs pour

⁹³ Idem, à la formulation près, pour la prévision 2011 et le constat 2009 (7/10/2010), pour la prévision 2010 et le constat 2008 (8/10/2009) ; etc. avec parfois la formule ci-après « la CRE retient comme prix de marché la même référence que pour EDF ».

les contrats présentant les écarts les plus importants entre les montants exposés et les montants normatifs à disposition de la CRE (environ 290 producteurs identifiés).

Les réponses apportées n'ont pas permis de valider sans réserve la totalité de ces contrats et ont nécessité la correction de certains montants exposés. L'information fournie par les ELD a mis en évidence une confusion récurrente entre les tarifs d'achat et les formules d'indexation de différents arrêtés tarifaires photovoltaïques. Une autre difficulté consiste dans l'identification par les producteurs ou par les ELD des bons coefficients d'indexation pour toutes les filières de production. La CRE constate que les factures souvent sont établies par les producteurs sans suivi régulier ou contrôle spécifique de la part des ELD.

Conformément au mécanisme introduit par la loi de finances rectificative pour 2011, les coûts évités sont calculés par référence aux tarifs de cession pour le volume d'achat se substituant aux quantités d'électricité acquises à ces tarifs et aux prix de marché de l'électricité pour le volume restant. La CRE doit donc désormais vérifier dans quel périmètre a été injectée l'électricité issue des contrats d'obligation d'achat, afin de savoir si cette électricité se substitue à de l'énergie achetée au prix de marché ou au tarif de cession.

En 2012, 8 ELD se sont approvisionnées à la fois aux tarifs de cession et sur le marché. Elles ont cependant toutes injecté la totalité de l'énergie issue des contrats d'obligation d'achat dans le périmètre de vente aux tarifs réglementés de vente, et leur coût évité est donc calculé en référence aux tarifs de cession.

Les surcoûts retenus au titre de l'obligation d'achat s'élèvent ainsi, en 2012, à **172,2 M€**, en hausse de 46 % par rapport à 2011. Cette augmentation s'explique par une hausse des coûts d'achat (+ 41 %) supérieure à l'augmentation du coût évité (+ 26 %), conséquence notamment du développement de la filière photovoltaïque. Les surcoûts d'achat de cette filière s'élèvent désormais à 100,6 M€, bien supérieurs à ceux de l'éolien (36,8 M€) et de la cogénération (21,4 M€) ».

Le nombre d'ELD se déclarant éligibles fluctue de façon importante :

- non seulement dans le temps
- mais aussi entre **prévision** et **constat** (2 ans plus tard),

comme le montre le tableau suivant :

Année	Nombre d'éligibles prévus	Nombre d'éligibles constatés	Ecart P - C	Commentaires éventuels
2004	?	4		
2005	*	5		* Cf. citation ci-dessus sur changement de régime
2006	8	5 ou 6	2 ou 3	Différence entre annonce et signalement ²
2007	5	5 ou 7	0 ou 2	Différence entre annonce et signalement ²
2008	7	11 ou 14	4 ou 7	Différence entre annonce et signalement ²
2009	7	11 ou 10	3 ou 4	Différence entre annonce et signalement ²
2010	11	11		
2011	9	9		
2012	9	8	1	
2013	5			
2014	4			

² On constate des écarts entre le nombre d'ELD annoncé dans le corps du texte et le nombre d'ELD effectivement signalées dans le tableau comme « ELD ayant exercé son éligibilité et s'approvisionnant en tout ou partie sur le marché » (même formule, qu'il s'agisse d'une **prévision** ou d'un **constat**). De sorte que le discours de la CRE sur ce sujet-ci est difficilement crédible⁹⁴ ...

⁹⁴ Sauf si les ELD éligibles font partie du « *gruppetto* » en fin de tableau, non détaillé dans les premières délibérations de la CRE ...

Questions à poser à la CRE

« Dans le cadre de la mission qui lui est confiée aujourd'hui par l'article L. 131-1 du code de l'énergie de veiller au bon fonctionnement des marchés de l'électricité et du gaz naturel, au bénéfice des consommateurs finals, la CRE a, dès 2004, **apporté de la transparence et de la lisibilité** aux acteurs de marché » (p. 9 du « Rapport 2012-2013 » 01/2014)

- n'y a-t-il pas risque de confusion entre les fonds CSPG (pour le gaz) et CSPE (cf. 5.2.4.), tous deux gérés par la CDC ?
- la CRE indique le volume prévu de TWh, consommés par les électro-intensifs, qui seront exonérés de CSPE ; ne peut-on avoir le volume de TWh exonérés, de fait, au stade du constat a posteriori ?
- la CRE n'indique rien des recettes de CSPE émanant des fournisseurs alternatifs (distincts d'EDF et ELD) ?

Coûts évités :

- comment la CRE acquiert-elle la certitude que l'électricité de cession d'une ELD est réservée aux clients au TRV ?
- pourquoi le mode de calcul du « coût évité » pour le photovoltaïque n'est-il pas appliqué aux ELD (a minima à celles éligibles) ?
- Quid de ce tarif en cas d'« invasion allemande » et de « prix négatifs » ?
- Quelle proportion du *sourcing* d'EDF provient-elle du marché européen ?
- quid du tarif de cession ? N'est-il pas établi en fonction d'un profilage ? Si oui, le coût d'achat de l'énergie cédée varie selon la date et l'heure. Dans ce cas, comment est-ce répercuté sur le « coût évité » ?
- peut-on accéder à l'avis de la CRE, en date du 25 juillet 2013, sur le projet de l' « *arrêté relatif aux tarifs de cession de l'électricité aux ELD* », daté du 26/07/2013 et publié au JORF du 31/07/2013, introuvable sur les sites www.cre.fr et www.legifrance.gouv.fr (par lesquels les tarifs sont « *augmentés en moyenne de 8,4%* »).
- pourquoi de telles variations (en %) du tarif de cession entre prévision et constat pour 2012 :
 - hausses : Bonneville et Sallanches 36 et 41%; Montdidier 45%; Erstein 55%; Villarodin 86%; La Chapelle 105%
 - mais, surtout baisses : Clouange 60% ; Capvern 59% ; Pithiviers 54 % (voir notre annexe 14) ; Bazas 54% et Dalou 48% ???

Tarifs d'achat :

la CRE, au service des consommateurs, ne pourrait-elle pas donner des informations précises sur les indices de révision des tarifs (ce serait utile, notamment, aux ELD, comme le note la CRE elle-même : cf. 6.3.4.2. !).

Parts d'EnR et cogénération

(voir notre annexe 9) : quels en sont les points d'appui ?

ELD :

Identification : pourquoi les noms d'ELD changent-ils si souvent (avec, parfois des retours en arrière) :

- tout récemment SICAE EST pour la SCICAE de Ray-Cendrecourt,
- RSE pour Ambérieux (ex-St André de Corcy), ENERGIS pour St Avold, Gascogne Energie Services pour Aire-sur-l'Adour, GEDIA pour Dreux, VIALIS pour Colmar, SEOLIS pour les Deux-Sèvres, SOREA pour 4 ELD de Maurienne, SOREGIES pour la Vienne, etc.

Ce serait bien de mentionner leur département !

Ainsi que les fusions et disparitions (avant les tableaux des annexes 1 et 2).

Divers :

- pourquoi les ELD ne vérifient-elles pas les contrats d'OA qu'elles répercutent à la CRE (cf. 6.3.4.2.) ?
- quid du TURPE dans l'opération de cession d'énergie par EDF aux ELD ? Et quid en cas de revente ?
- pourquoi EDF n'est-elle (apparemment) pas interrogée sur les contrats de cession avec les ELD ?
- pourquoi la CRE ne donne-t-elle plus les totaux en bas des colonnes des tableaux des annexes 1 et 2 ?
- la CRE, soucieuse d'éviter toute discrimination entre distributeurs, ne devrait-elle pas citer nommément les ELD en retard dans leurs déclarations ou prises, par la CRE, en flagrant délit d'erreurs, voire de tricheries, au même titre qu'elle ne se prive pas d'épingler EDF pour ses insuffisances ou débusquer l' « abusif » tarif dont bénéficient ses agents (en ZNI, en l'occurrence) ?
- peut-on avoir accès aux informations relatives à la revente à EDF (tenue _ comment ? _ de les racheter) des surplus d'énergie des ELD : quelles ELD, volumes, tarifs de « revente », ... ?
- n'y aurait-il pas une erreur sur Vicdessos 2012 ?

Eligibilité :

- sur les déclarés « éligibles » : totaux différents de ceux indicés ², en 2007, 2008, 2009 (cf. annexe 16) ...
- pourquoi certaines ELD déclarées telles au stade de la prévision ne le sont plus au stade du constat ?
- « une ELD s'est approvisionnée en totalité sur le marché », en 2005 : laquelle ?
- la CRE a-t-elle accès au panier d'approvisionnement des ELD dites éligibles, à savoir aux proportions d' :
 - achat sur le marché,
 - autoproduction (verte ou non) et
 - acquisition auprès d'EDF ?

ZNI : nombreuses questions ...

- coût évité : comment la « *part production du tarif de vente* », spécifique de la ZNI (ou de Mayotte), est-elle, concrètement, calculée ?
- que penser de la comparaison des coûts évités en MC et en ZNI ? Ne peut-on appliquer la même méthode en MC : coût de production issu du TRV ?
- la « *part production du TRV* », qui leur sert de « *coût évité* » fut, plusieurs années, inférieure au « *prix de marché* » (i. e. en Europe de l'Ouest) qui sert de « *coût évité* » pour EDF !!! : est-ce conforme à la hiérarchie des coûts d'approvisionnement entre la Métropole et ses « dépendances » ?⁹⁵
- quand la CRE convient d'une attribution d'un AO, consulte-t-elle une tierce partie (SEI, par exemple) ?
- quid des surcoûts de production imputés à telle ou telle activité (exploitation ou investissement) ?
- quid des TPN-FSL de Mayotte (cf. 5.2.2.) ?

⁹⁵ Variante, version métropolitaine : le « *coût évité* » d'EDF ne pourrait-il pas être assimilé, comme en ZNI, par la « *part production du TRV* » (démarche inverse de celle de l'empilement préconisée par la loi NOME) ?