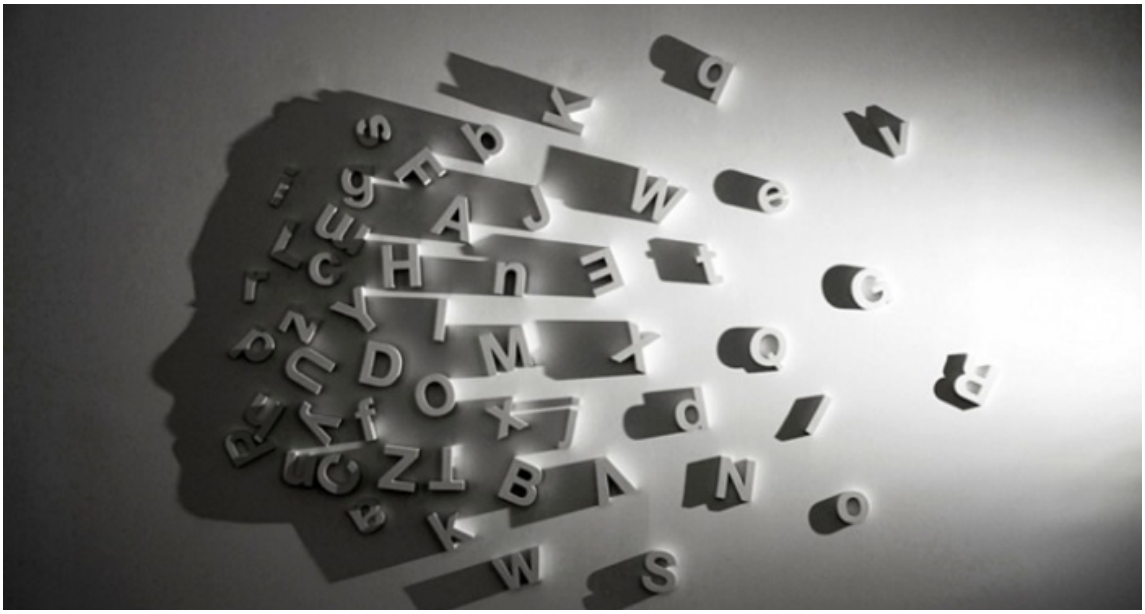
Obligation d’achat, prix administré : l'opacité du marché de l'électricité

ifrap.org /agriculture-et-energie/obligation-dachat-prix-administre-lopacite-du-marche-de-lelectricite

Agriculture et énergie

On

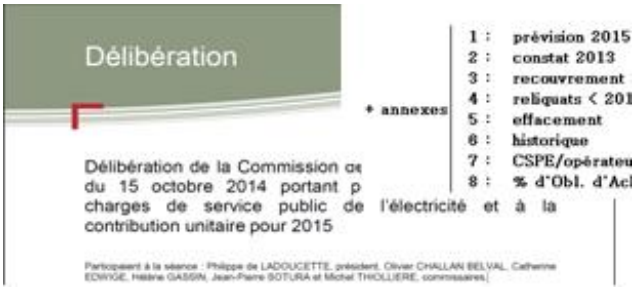


connaissait les **ventes forcées,** sévèrement réprimées, les **refus de vente,** généralement illégaux, et les **restrictions d’achat,** imposées en cas de pénurie. Mais pas les **obligations d’achat,** une sorte de gavage. En contraignant les consommateurs à acheter toute l’électricité éolienne, photovoltaïque, etc., produite en France, et à des prix fixés par le gouvernement, l’obligation d’achat prive les usagers de toute possibilité d’influer sur les producteurs de ces énergies. Des agriculteurs ou des industriels qui s’étaient mis d’accord sur les prix du lait, du ciment ou des lessives, ont été sévèrement sanctionnés. Mais le cartel des nouveaux producteurs d’électricité est au contraire organisé… par l’État, grâce à une série d’entorses aux règles du marché : obligation d’achat, prix administré, calcul du coût évité.

En 2015, 71% des quatre milliards de la Contribution au service public d’électricité (taxe CSPE)[1] correspondent au surcoût lié à l’obligation d’achat des nouvelles énergies renouvelables (éolien, solaire, biomasse, géothermie…) ou de récupération (cogénération, incinération de déchets). Une obligation faite à EDF, mais aussi aux ex-régies et syndicats agricoles d’électrification non nationalisés en 1946, appelés depuis peu *Entreprises locales de distribution* (ELD)[2]. L’importance de cette taxation à la charge des consommateurs est souvent minorée, notamment par les producteurs de ces énergies ou les partisans de ces modes de production (écologistes, ADEME), mais aussi par la CRE (Commission de régulation de l’énergie). Son montant de quatre milliards d’euros par an en 2015 sera de dix milliards dans cinq ans. Comme on le voit en annexe, ce poste de la CSPE est aussi celui à la croissance la plus rapide : + 155 % en 10 ans.

Si les premiers défendent leurs intérêts financiers et les seconds leurs convictions (voire leurs carrières), la CRE ne souhaite sans doute pas effaroucher l’opinion ni déplaire au gouvernement : c’est ainsi que, dans sa délibération du 15/10/2014, elle en exclut la cogénération (tableau 2).

Cet article évalue les modalités de mise en place des achats obligés et le calcul de leur surcoût à partir des seules délibérations de la CRE, chargée de contrôler cette taxe cachée et méconnue (réf. : délibération du 15 octobre 2014 de la CRE).


Délibération

+ annexes

1 : prévision 2015
2 : constat 2013
3 : recouvrement
4 : reliquats < 201
5 : effacement
6 : historique
7 : CSPE/opérateu
8 : % d'Obl. d'Ac

Délibération de la Commission de
du 15 octobre 2014 portant p
charges de service public de l'électricité et à la
contribution unitaire pour 2015

Participaient à la séance : Philippe de LADOUCETTE, président, Olivier CHALLAN BELVAL, Catherine EDWIGE, Hélène GASSIN, Jean-Pierre SOTURA et Michel THOLLIERE, commissaires.

Surcoût = prix d'achat - coût évité

Le coût de production moyen de toutes ces nouvelles sources d'énergie électrique étant supérieur à celui des centrales classiques, il est indispensable de situer le montant de ce surcoût : d'abord pour le répercuter sur les consommateurs finaux et aussi pour permettre aux responsables politiques et aux Français d'apprécier les conséquences de la politique de l'énergie qui a été décidée. Une charge complexe à évaluer, le législateur considérant que les MWh qu'EDF est contrainte d'acheter lui évitent d'en acquérir la même quantité pour satisfaire les besoins de ses clients. C'est pourquoi le coût de cette énergie non produite autrement est appelé "coût évité".

Exemple schématique de coût évité et de surcoût

Prix d'achat par EDF d'un MWh renouvelable	Coût évité par EDF (économie réalisée par EDF en ne « produisant » pas ce MWh)	Surcoût pour EDF (et donc pour les consommateurs)
110 euros	50 euros	60 euros

Les données ci-dessus illustrent le mécanisme de calcul mais ne correspondent pas forcément à des données réelles. En effet, si le principe de calcul du surcoût est simple, en pratique chacun des deux facteurs (**prix d'achat, coût évité**) est variable et complexe à évaluer.

Quels prix d'achat ?

Pour fixer les prix d'achat des MWh renouvelables, plusieurs méthodes sont appliquées ou envisagées en France : 1) décidés a priori par le gouvernement et rendus publics, 2) proposés par les entreprises en réponse à un appel d'offres (inconnus : secret commercial), 3) proposés par les entreprises en réponse à un appel d'offres, en complément d'une subvention publique forfaitaire par centrale construite. L'État peut aussi fixer, ou non, un plafond de production pour chaque tarif.

C'est la méthode "prix fixés par l'État et sans plafond" de production, dite du "guichet ouvert", qui est quasi-exclusivement utilisée pour les nouvelles énergies. Une procédure qui a conduit à la bulle du photovoltaïque (2009) durant laquelle des bâtiments inutiles furent construits pour accueillir des panneaux sur leurs toits. La méthode de l'appel d'offres a aussi été utilisée pour l'éolien terrestre (mais vite abandonnée au profit du guichet ouvert) et, surtout, marin, l'État maîtrisant le volume de production dans des sites choisis par lui. Les industriels y répondent par des engagements sur le prix du MWh produit, et sur d'autres facteurs (technique utilisée, localisation des usines, emplois créés) laissant à l'État une certaine liberté dans la sélection des entreprises gagnantes. Enfin, la méthode du montant de la subvention forfaitaire, complétant le prix d'achat du MWh, a été évoquée pour les hydroliennes. Une quatrième méthode dite du "dialogue compétitif" est annoncée pour le prochain appel d'offres d'éolien marin.[3]

Au final, les tarifs d'achat par EDF de la production des nouveaux moyens de production électrique sont très divers, variant suivant les types de production (éolien terrestre ou marin, solaire photovoltaïque ou thermique, hydrolien, biomasse…) et suivant leur date de mise en production. À chaque installation productrice correspond un prix de vente à EDF de l'électricité injectée[4] dans le réseau, indexé d'une année sur l'autre.

Règlementation

La règlementation est applicable à toute la panoplie des énergies éligibles, de puissance électrique inférieure à 12 MW, listées à l'article 10 de la loi du 10 février 2000 *relative à la modernisation et au développement du service public de l'électricité, à savoir les installations de production qui valorisent des déchets [ou] des énergies de récupération de production, […] qui utilisent des énergies renouvelables, […] qui mettent en œuvre des techniques performantes en termes d'efficacité énergétique telles que la cogénération […].* Pour chacune de ces technologies*, les ministres chargés de l'économie et de l'énergie arrêtent, après avis de la Commission de régulation de l'énergie, les conditions d'achat de l'électricité ainsi produite*, c'est-à-dire les tarifs d'achat, les formules de prise en compte de l'inflation sur les futurs contrats (facteur K) et les contrats signés (facteur L, avec terme fixe variable d'une technologie à l'autre), etc. L'achat obligé est contractualisé par deux régimes : outre l'article 8 sus-dit, le premier régime fait l'objet d'un article 8 prévoyant que *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, le ministre chargé de l'énergie peut recourir à la procédure d'appel d'offres*.

En pratique, ces modalités rendent difficile la connaissance des véritables prix d'achat de ces énergies :

- le calcul des coefficients K et L ci-dessus évoqués, n'est pas à la portée d'un observateur extérieur à la CRE (ou aux deux contractants) car il suppose de connaître la « date de la demande complète de raccordement », les indices INSEE y correspondant, etc. ;
- le tarif de l'éolien terrestre qui, théoriquement, subit une décote au bout de 10 années de fonctionnement, dépend de la capacité de production du site considéré, auquel il est impossible d'accéder (effet des décrets n°2001-630 et n°2007-1674).

Cette opacité permet aux intéressés d'avancer les chiffres qui les arrangent. C'est ainsi que le tarif d'achat de l'éolien terrestre de 82 €/MWh est toujours mis en avant sans jamais préciser qu'il s'agit de celui fixé le 10 juillet 2006 (il est, en moyenne, de plus de 90 euros en 2015), ou que la baisse du tarif du photovoltaïque depuis mars 2011 est qualifiée de drastique, alors qu'elle est surtout forte pour les installations en toiture dont les prix étaient délirants (plus de 600 €/MWh début 2010).

Tarifs d'achat (en métropole continentale)

Heureusement, la CRE, chargée d'organiser la compensation des opérateurs astreints aux charges de service public d'électricité, doit chaque année N constater (pour l'année N-1) et prévoir (pour l'année N+1) les surcoûts résultant de cette multitude de contrats : nous en avons fait une synthèse, ci-annexée, sur les dix dernières années.

Les prix moyens d'achat obligé, en 2015, apparaissent donc dans le tableau 1.3. figurant dans l'annexe 1 à la délibération CRE du 15/10/2014 que nous reproduisons partiellement ci-dessous :

Synthèse du tableau 1.3. sur les "***quantités d'électricité et coûts d'achat prévisionnels*** **[EDF]** ***hors ZNI en 2015*** " *

Technologie **	Cogénération (combustible fossile)	Cogénération fossile dispatchable	Diesel dispatchable	Hydraulique	Eolien	Incinération	Biogaz	Biomasse	Photovoltaïque	TOTAL
Quantités (GWh)	5 129,3	0,0	0,8	5 280,5	19 241,3	2 174,0	1 596,8	2 585,0	6 127,6	**42 135,3**
Coût d'achat (M€)	690,4	17,0	6,5	329,7	1 743,1	128,8	183,8	363,2	2 393,6	**5 856,1**
Coût unitaire moyen (€/MWh)	***134,6***	***!?***	***8 125,0***	***62,4***	***90,6***	***59,2***	***115,1***	***140,5***	***390,6***	***138,98***

* Dans le tableau CRE, les quantités sont détaillées mois par mois,
** Nous avons teinté les modes de production non renouvelable.

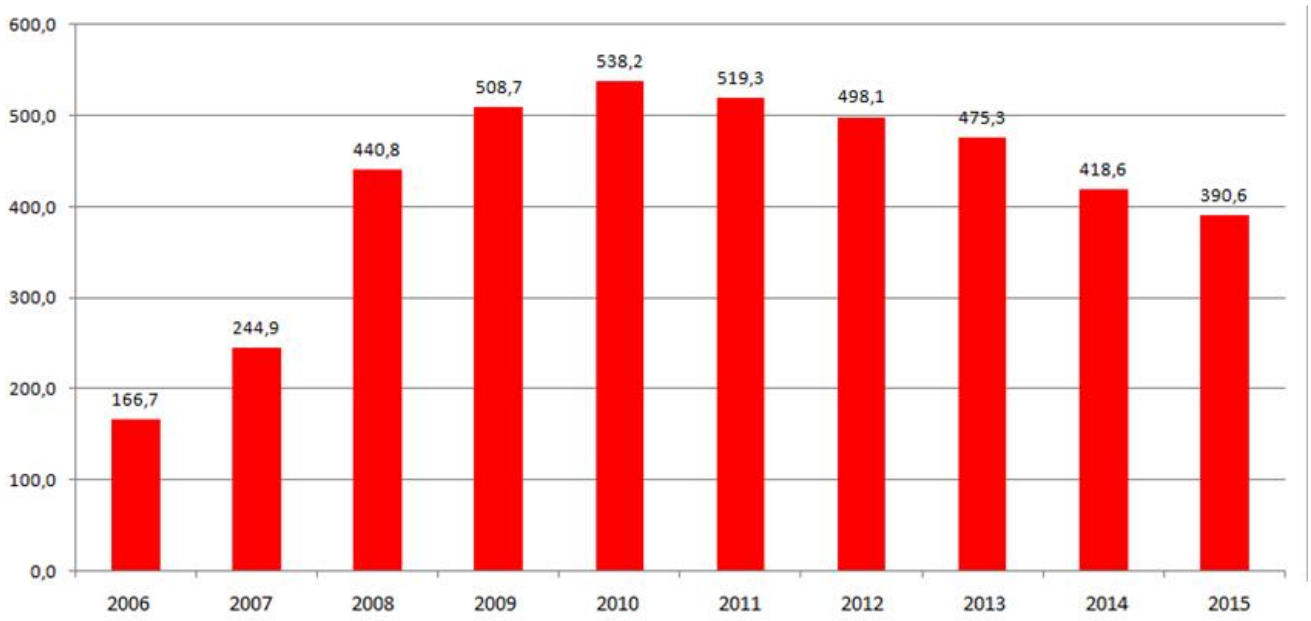
Trois observations :

- de gros écarts, des 60 €/MWh environ de l'hydraulique et l'incinération aux presque 400 €/MWh

du solaire (sans parler des moyens d'ultime pointe dits « dispatchables », en voie d'extinction rapide) ;

- la prépondérance du photovoltaïque : plus de 40% de la facture d'achat… ;
- dont le coût moyen (grevé qu'il est par les contrats de capteurs « intégrés au bâti » antérieurs à 2010) ne baisse pas aussi vite que le prétendent les professionnels du secteur.

Coûts moyens (en €/MWh) du photovoltaïque constatés par la CRE pour les années 2006 à 2013 et prévus pour 2014 et 2015



Quels coûts évités ?

Si les prix d'achat sont très divers et très nombreux, ils sont précis, et constants (du moins dans l'année considérée). Les coûts réellement évités par EDF sont éminemment variables : ils peuvent être élevés quand EDF a besoin d'électricité pour alimenter ses clients, très élevés même en cas de pic de consommation, mais ils peuvent aussi être faibles quand l'achat obligé est inutile, voire négatifs quand ils forcent EDF à ralentir un réacteur nucléaire ou arrêter une centrale à gaz pour une brève période. Seule une étude précise de ces différents cas permettrait d'obtenir une valeur réaliste du coût évité. C'était ce qui était visé à l'origine (en 2000), dans l'hexagone stricto sensu, les charges imputables aux missions de service public assignées aux producteurs d'électricité devant être intégralement compensées.

> Article 5 de la loi n°2000-108 : 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 Électricité de France […]*

En 2004, le syndicat des énergies renouvelables a obtenu l'abandon de cette référence aux coûts d'investissement et d'exploitation au profit du prix de marché de l'électricité. Une modification essentielle concrétisée par un article glissé dans la loi de finances rectificative n°2004-1485 d'un 30 décembre. Une solution simple[5], mais simpliste, qui évite de (se) poser la question de la véritable valeur de l'électricité produite par ces nouvelles techniques. On sait par exemple que le photovoltaïque ne produit quasiment rien en France pendant les pointes maximales de consommation (novembre-février, de 18 à 21 heures), période de prix spot élevés. Le cas de l'éolien est moins clair, mais sa production est aussi très faible pendant les périodes froides anticycloniques d'hiver.

Du haut de mon bureau, je vois les toits des voisins, leurs panneaux solaires dans lesquels se reflètent les futurs impôts de mes enfants, mer de tuiles dont il faudra bien payer l'ardoise.

François FOUQUE, philosophe

Avec la méthode actuelle, plus le fournisseur d'électricité classique sera performant, plus il sera pénalisé par le mode de calcul du coût évité. EDF, par exemple, fabrique elle-même la quasi-totalité de l'électricité qu'elle distribue (EDF est même obligée de vendre aux électro-intensifs, à 42 €/MWh, et aux entreprises locales de distribution, à environ 35 €/MWh). Pour 2015, les calculs de la CRE (qui visent à gonfler ledit coût évité, à la marge[6]) conduisent à un prix de marché moyen pondéré de 44,74 €/MWh. Un prix aujourd'hui tiré vers le bas par la crise économique en Europe, par la production fossile polluante (le gaz de schiste américain ayant entraîné une forte baisse des prix du charbon et du gaz en Europe[7]) et par les productions des énergies éolienne et photovoltaïque à l'étranger, à coût marginal nul. Cette méthode déconnectée de la réalité risque de devenir catastrophique pour EDF, puis pour les Français, si le marché de l'électricité redevenait mieux équilibré : le coût du MWh évité atteignait 55,1 € en 2006, 45,3 € en 2007 et… 66,4 € en 2008 (tableau 1.7 de l'annexe 1 à délibération CRE du 8/10/2009). Gare au retour de flamme, donc, quand les systèmes électriques européens se retrouveront insuffisamment équipés en moyens de semi-base, par grands froids. Dès à présent, ce prix de marché moyen pondéré est extrêmement fluctuant, induisant des erreurs de prévision de la CRE pouvant aller jusqu'à 20%.

Des coûts collatéraux

La production de ces nouvelles centrales diffère de celle des anciennes sur trois points : 1) dispersée sur tout le territoire, 2) aléatoire, et 3) provenant de très nombreuses petites sources. Ces changements entraînent chacun leur propre surcoût : 1) techniques et matériels pour les investissements nécessaires de reconfiguration et de renforcement des réseaux, coûts qui incombent aux gestionnaires de ceux-ci, à savoir RTE pour le réseau de transport de l'électricité en (très) haute tension et ErDF pour la distribution en basse tension, 2) techniques et (principalement) logiciels pour la gestion des flux d'électricité devenus beaucoup plus dynamiques (réseau intelligent) et 3) administratifs pour l'acheteur EDF, devant gérer un grand nombre de producteurs, déjà plus de 400.000, souvent individuels (ex. panneaux photovoltaïques en toiture) très nombreux et qui produisent très peu chacun (non sans poser des problèmes de sécurité physique au personnel dans le réseau basse tension).

À ce jour, ces surcoûts ou « externalités » ne sont pas pris en compte dans les calculs de la CRE.

Bilan pour la collectivité

Le résultat de notre analyse tient en un simple tableau où sont mentionnés les quantités globales (en TWh _ milliards de kWh _ et M€) et les coûts unitaires (en €/MWh) :

			Métropole EDF	EDF, ELD et EDM
Achats obligés	Quantités	(TWh)	**42,14**	**50,2**
	Achats	(M€)	5 856,1	7 615,3
	Coût unitaire	(€/MWh)	139,0	151,6
Coûts évités	Montants	(M€)	1 885,0	2 333,4
	... par MWh	(€/MWh)	44,74	46,45
Surcoût résiduel de l'obligation d'achat		(M€)	**3971,1**	**5 282,0**
		(€/MWh)	**94,2**	**105,2**

ELD : entreprises locales de distribution

EDM : électricité de Mayotte

Conclusion

Tous les Français souhaitent sans doute que le charbon, le pétrole, le gaz et le nucléaire soient remplacés par une énergie française, propre et peu coûteuse. Mais il n'est pas certain qu'imposer par la contrainte de nouvelles énergies non (encore ?) performantes et dissimuler leur véritable coût soit positif pour leur image, à terme du moins. Et comme tous les responsables et toutes les entreprises le savent, une fois une image abîmée, elle l'est pour très longtemps : les nouvelles énergies ont besoin de recherche, pas de production de masse subventionnée de façon opaque à coups d'obligation d'achat, de prix administré et de coût évité fantaisiste.

Une erreur de conception du financement de l'innovation

Les multiples aides et subventions au développement des énergies renouvelables témoignent d'une incompréhension du cycle économique normal des innovations.

Mise à part la recherche fondamentale qui est surtout financée par l'État, la recherche-développement est, en principe, financée par les entreprises, éventuellement soutenues par le crédit impôt recherche en France : elles savent qu'elles vont perdre de l'argent pendant les premières années, mais sont convaincues qu'elles vont en gagner énormément après (ex. tablettes et téléphones numériques, médicaments, applications sur téléphone, etc.). La plupart des énergies renouvelables (notamment les éoliennes et la biomasse de première génération) ne dépendent pas de progrès de la recherche fondamentale et leur développement est tout à fait à la portée d'investisseurs privés ou de grandes entreprises comme Alstom, STX, AREVA, EDF, GDF-Suez, Total, Bouygues, Vinci par exemple.

Tout se passe donc comme si ces entreprises ne croient pas elles-mêmes à la rentabilité à moyen et long terme de ces nouveaux modes de production d'énergie, et n'acceptent de travailler dans ces secteurs que pour se soumettre aux injonctions des politiques et à condition que la collectivité finance leurs investissements.

François Poizat avec Philippe François

Annexe

Compilation des volumes et coûts d'achats obligés, objets des constats ou prévisions de la CRE, pour EDF en métropole continentale

Volumes (en GWh) relevant de l'obligation d'achat d'EDF seule	2015 Prévu	2014 Prévu	2013 Constaté	2012 Constaté	2011 Constaté	2010 Constaté	2009 Constaté	2008 Constaté	2007 Constaté	2006 Constaté
référence délibération CRE	*15/10/2014 Annexe 1 Tableau 1.3.*	*09/10/2013 Annexe 1 Tableau 1.3.*	*15/10/2014 Annexe 1 Tableau 2.5*	*15/10/2014 Annexe 2 Tableau 2.5*	*15/10/2014 Annexe 2 Tableau 2.5*	*09/10/2013 Annexe 2 Tableau 2.5*	*09/10/2012 Annexe 2 Tableau 1.5*	*13/10/2011 Annexe 2 Tableau 1.5*	*07/10/2010 Annexe 2 Tableau 1.5*	*08/10/2009 Annexe 2 Tableau 1.5*
Cogénération fossile	5 129,3	4 688,7	6 288,7	9 403,3	11 162,4	12 818,4	12 598,5	13 618,4	14 035,6	14 062,9
Cogénération dispatchable	0,0	126,1	282,7	285,1	375,1	493,5	722,6	357,7	292,0	489,4
Diesel dispatchable	0,8	1,1	0,6	1,8	1,3	19,0	27,5	20,1	40,9	43,0
"Autres"	0,0	1,4	1,3	284,2	307,9	369,6	366,0	408,3	440,4	444,0
Tous fossiles	***5 130,1***	***4 817,3***	***6 573,3***	***9 974,4***	***11 846,7***	***13 700,5***	***13 714,6***	***14 404,5***	***14 808,9***	***15 039,3***
Hydraulique	**5 280,5**	**4 965,1**	**5 566,8**	**5 387,7**	**4 644,7**	**6 394,4**	**5 810,2**	**6 740,5**	**5 950,7**	**5 821,1**
Eolien	**19 241,3**	**17 409,6**	**15 207,3**	**14 289,5**	**11 679,3**	**9 419,6**	**7 607,3**	**5 149,0**	**3 986,5**	**2 117,8**
Incinération	2 174,0	2 290,6	2 774,9	2 865,3	2 812,3	2 635,1	2 556,0	2 379,7	2 249,9	1 995,4
Biogaz	1 596,8	1 283,5	1 185,6	964,5	817,6	722,8	575,3	428,3	343,5	250,2
Biomasse	2 585,0	1 861,7	1 368,8	1 065,6	855,1	595,9	408,0	335,8	340,2	8,5
Tous bio-	***6 355,8***	***5 435,8***	***5 329,3***	***4 895,4***	***4 485,0***	***3 953,8***	***3 539,3***	***3 143,8***	***2 933,6***	***2 254,1***
Photovoltaïque	**6 127,6**	**5 440,7**	**4 213,8**	**3 595,5**	**1 639,9**	**396,0**	**102,0**	**19,4**	**4,9**	**3,0**
Total vol. d'OA d'EDF (hors ZNI)	**42 135,3**	**38 068,5**	**36 890,5**	**38 142,5**	**34 295,6**	**33 864,3**	**30 773,4**	**29 457,2**	**27 684,6**	**25 235,3**
Prix d'achat moyen dans l'hexagone	**139,0**	**141,9**	**137,9**	**133,9**	**116,2**	**96,2**	**95,0**	**96,2**	**88,5**	**91,0**
Montant d'OA (mds€), hors ZNI et ELD	**5,857**	**5,402**	**5,087**	**5,107**	**3,985**	**3,258**	**2,923**	**2,834**	**2,450**	**2,296**

De 2006 à 2015, les achats obligés progressent de + 167% en volume (malgré la cogénération) et de plus de 155% en valeur.

OA : Obligation d'achat

ELD : Entreprises locales de distribution

ZNI : Zone non interconnectées

[1] Pour une description de la taxe CSPE, voir notre article précédent.

[2] Les règles applicables à EDF et aux ELD sont différentes, seul le cas d'EDF est traité dans cette étude, et seulement en métropole continentale (c'est-à-dire hors DOM, Corse et Îles bretonnes).

[3] La méthode recommandée par l'iFRAP serait inverse : l'appel d'offres serait d'abord fait en direction des acheteurs (EDF, GDF/SUEZ, Direct Energie, régies locales, acheteurs étrangers….) pour connaître leurs propositions de prix d'achat de la production des centrales prévue pour les dix ou vingt ans à venir. L'État étant libre ensuite d'accorder aux centrales les subventions qu'il jugerait souhaitables.

[4] Le mot injection se retrouve dans le « Feed-In Tariff » (souvent abrégé en FiT) anglo-saxon, équivalent de notre « tarif d'achat ».

[5] C'est au nom de la simplicité que la CRE a arbitré, le mot « simple » revenant 8 fois dans sa « Communication de la CRE relative au calcul des charges du service public de la production d'électricité » du 16/05/2002 !

[6] Par étapes depuis 2011, la CRE a établi un distinguo selon la nature des EnR : le solaire le premier a « bénéficié » d'un coût évité plus élevé car il est censé produire en mi-journée quand le marché serait le plus chaud (nonobstant les fameux et récurrents « prix négatifs »!). De plus, la Commission différencie la production verte selon qu'elle est « quasi-certaine » (alors assimilée à des « prix à

terme ») ou aléatoire (alors comparée aux « prix Spot ». Ces subtilités jouent sur 3 à 4 €/MWh seulement …

[7] Un phénomène antérieur à la baisse du prix du pétrole de mi-2014. Mais, encore récemment (30/03/2015), E.On vient d'annoncer la mise sous cocon de ses centrales à gaz ultra-modernes, d'Irsching 5 et 6.