



Une « *calculette* » pour chiffrer la « CSPE »

F. Poizat (10 février 2015)

Résumé :

La CSPE est un « impôt affecté » dont la croissante notoriété n'a cependant pas dissipé la complexité. Pour en faciliter la préhension, un outil _ une « *calculette* » _ a été développé pour permettre de quantifier l'impact de telle ou telle politique de soutien des énergies renouvelables électriques sur l'évolution, d'ici à 2025, du prélèvement obligatoire correspondant.

Le présent document n'est donc pas une analyse prospective mais un « mode d'emploi » de cet outil, conçu à partir des données les plus pertinentes, à savoir celles disponibles sur le site de la *Commission de Régulation de l'Énergie* en charge de surveiller ce mécanisme de financement.

A titre d'exemples, plusieurs scénarios ont été testés, ouvrant toute la palette des choix offerts aux décideurs. Celui esquissé par la CRE, dans sa communication du 15 octobre 2014, l'a aussi été, apportant un semblant de validation de notre outil. L'ensemble des résultats, annexé à la présente note, donne matière à réflexion sur les choix à faire !

De plus en plus de spécialistes de l'énergie ou d'éditorialistes se mettent à parler de cet impôt méconnu (car camouflé au dos de la facture d'électricité). On ne compte plus les évaluations fantaisistes, les interprétations tendancieuses, et les prédictions sans fondement. C'est pourquoi nous présentons ci-après une *calculette*, sous forme d'un tableur Excel permettant à un observateur attentif mais ne disposant pas des moyens d'information et de prospective de la *Commission _ indépendante _ de Régulation de l'Énergie* (CRE), de calculer de la façon la plus réaliste possible le montant des charges de CSPE à venir et, donc, de la contribution unitaire qui sera appliquée à tout consommateur les années prochaines, au prorata de sa consommation.

*Cette calculette est téléchargeable sur le site de « Sauvons Le Climat » :
« http://www.sauvonsleclimat.org/images/articles/xls_files/calculette_CSPE.xls*

Sa compréhension suppose de connaître à peu près les tenants et aboutissants de cette CSPE, contribution aux « **Charges de Service Public d'Électricité** ». Faute de quoi, il est conseillé de se référer aux documents plus didactiques que sont les rapports de ladite CRE ¹, du Parlement ² ou ceux de la Cour des Comptes³, voire à nos propres explications (plus critiques) ⁴.

Rq. 1. : le lecteur ne disposant pas du temps nécessaire à la lecture de cette note, assez technique, pourra sauter du § 1. au § 7., qui en donne notre synthèse, juste après l'exposé des résultats, à titre d'exemple, pour :

- notre scénario de référence (§ 4.),
- une analyse paramétrique autour de ce cas-ci (§ 5.),
- 2 variantes de celui-ci (cas « médians » : § 6.1.)
- 2 scénarios « bas » (§ 6.2.),
- 2 scénarios « hauts » (§ 6.3.),
- la prospective CRE d'octobre 2014 (§ 6.4.) ainsi que ...
- la « vision » de l'ADEME, d'août 2014 (§ 6.5.).

Rq. 2. : une liste des sigles utilisés dans cette note figure en toute fin du corps de ce texte.

1. Structure générale

¹ « [Rapport sur la contribution au service public de l'électricité \(CSPE\) : mécanisme, historique et prospective](#) », CRE, 15/10/2014.

² « [Rapport d'information sur les enjeux et perspectives de la contribution au service public de l'électricité](#) », par les députés M. Diefenbacher et J. Launay, Assemblée Nationale, n°2818, 28/09/2010 : <http://www.assemblee-nationale.fr/13/rap-info/i2818.asp>.

³ « [La contribution au service public de l'électricité \(CSPE\) : Suites données aux observations de la Cour dans le rapport public 2011](#) », Cour des Comptes, juin 2012 : <https://www.ccomptes.fr/Publications/Publications/La-contribution-au-service-public-de-l-electricite-CSPE-suites-donnees-aux-observations-de-la-Cour-dans-le-rapport-public-2011>.

⁴ « CSPE, « imposition innommée » à réformer d'urgence », F. Poizat, Institut Énergie et Développement, 26/02/2014 : <http://www.ifrap.org/Electricite-la-taxe-CSPE-expliquee-aux-nuls,14549.html>.

1.1. La base de départ de cet outil est la prévision établie par la CRE, comme chaque fin d'année, en l'occurrence pour l'année 2015, objet de l'**annexe 2** à sa délibération du 15/10/2014⁵.

A ce stade, nous nous intéressons prioritairement à la partie essentielle de cette « *imposition innommée* », comme l'a qualifiée le Conseil d'Etat, à savoir l'**obligation d'achat** d'énergies renouvelables ou autres, censées bénéficier au Service Public sous les angles de l'environnement ou de la sûreté du réseau électrique. Et en limitant le champ d'investigation à ce poste à charge de la **seule EDF, sur le seul hexagone**, ce qui met de côté les obligations d'achat des très entreprenantes *Entreprises Locales de Distribution* d'une part, de EDF-SEI en ZNI d'autre part, ainsi que la solidarité avec les clients en situation de précarité. En effet, non seulement, ce poste est le plus important des charges prévisionnelles comptabilisées par la CRE au titre de l'année 2015 (63,2% du total⁶), mais c'est surtout celui qui a enregistré la plus spectaculaire progression depuis 15 ans (reléguant au second plan la « *péréquation tarifaire* » en ZNI et Mayotte), et c'est celui promis au plus fort développement dans la décennie à venir, du fait du « *Grenelle de l'Environnement* » (et de la « *Programmation Pluriannuelle des Investissements de Production électrique* » arrêtée en 2009, à échéance 2020) et des engagements du Président de la République pour la « *transition énergétique* » à l'horizon 2025.

De plus nous nous focalisons sur les principales des EnR, à savoir **l'éolien, terrestre et offshore, et le photovoltaïque**. De fait, les seuls éolien terrestre et solaire devraient donner lieu, en 2015, à l'achat de 60% des énergies (en TWh) éligibles à l'obligation d'achat, loin devant la « petite » hydraulique et la cogénération, et coûter plus de 3,2 mds€ à toute la collectivité.

Des travaux ultérieurs seront susceptibles d'explorer d'autres causes potentielles de dérive de cette CSPE.

1.2. Par ailleurs, nous raisonnons à **inflation nulle** : tous les taux et montants sont exprimés en euros 2015 (€₂₀₁₅/MWh, ou encore en M€₂₀₁₅ ou mds€₂₀₁₅ c'est-à-dire million ou milliard(s) d'Euros), différence notable avec la CRE.

1.3. C'est délibérément que **nous limitons notre investigation à l'horizon 2025** qui verra arriver à leur terme les contrats éoliens signés en 2010. En effet, il serait bien trop audacieux de notre part de prévoir la suite donnée aux très vraisemblables demandes insistantes des exploitants éoliens en vue d'une prolongation de leurs contrats, arguant, comme on l'a déjà vu pour les cogénérateurs (avec succès ...), du bon état de leurs installations, moyennant une modique modification de leurs machines. Pour le solaire, les choses sont un peu différentes, car les contrats ont une durée de 20 ans et la plupart furent signés à partir de 2007.

1.4. Enfin, l'**annexe 1** indique les algorithmes et références des données inscrites, de façon subliminale, dans ce tableur, de façon à pouvoir en modifier éventuellement tel ou tel aspect.

2. Présentation générale des résultats de toute simulation

2.1. La partie gauche du tableau récapitulatif ci-après (en **rouge**) est un rappel des charges de service public au titre des années antérieures (2009 à 2013), telles qu'elles ressortent des **constats effectués par la CRE** (celui de 2013 a fait l'objet de l'**annexe 3** à ladite délibération du 15/10/2014). Il en est de même du taux qui avait été proposé par la CRE, 2 ans plus tôt (délibération CRE du 9/10/2012) et du taux qui fut appliqué, du fait de l'absence d'arrêté officialisant ladite proposition (c'est alors le taux antérieur qui s'applique, majoré de 3 €/MWh au plus).

La CRE ne divulgue pas l'identité des consommateurs bénéficiant d'une exonération de CSPE, et ne publie pas non plus le volume des TWh effectivement exonérés de CSPE, au stade des constats, se contentant d'en donner la « *consommation intérieure prévisionnelle (hors pertes)* » déduction faite des « *TWh exonérés de CSPE* » pré-estimés par la CRE. Le sous-financement qui en résulte (= $A - a.T_N$) n'apparaît(ra) que 2 ans plus tard, dans la délibération de **constat**, sous forme d'un reliquat de l'année N-2, désigné « r », qui vient

⁵ Voir <http://www.cre.fr/documents/deliberations/proposition/cspe>.

⁶ A savoir 3,9718 mds€ sur un total de 6,3409 mds€.

s'ajouter aux charges au titre de l'année N concernée (« C ») pour obtenir les charges prévisionnelles « A » de cette même année N.

	année N	Constats CRE		Prévisions CRE		Projection IED		
		2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018
1	C = Charges <u>au titre de l'année N</u> (mds€)	4,8301	5,2657	6,1899	6,3409	6,85	8,35	8,78
2	r = reliquats de l'année N-2 ... (mds€)			2,24	2,97	2,24	2,31	1,10
3	A = Charges de l'année N agrégées = C + r (mds€)			8,4	9,3	9,1	10,7	9,9
4	a = assiette (retenue ou supposée) (TWh)	380,9	382,4	375,0	359,1	355,0	350,0	345,0
5	R = taux Requis par la CRE = A / a (€/MWh)	13,7	18,8	22,5	25,9	25,6	30,5	28,6
6	T _N = taux décrété, soit : min (R; T _{N-1} +3) (€/MWh)	9,75	13,5	16,5	19,5	22,5	25,5	28,5
7	Sous-financement déduit = A - a/1000 x T _N (mds€)		2,34	2,24	2,31	1,10	1,74	0,04

2.2. La partie médiane (en **bleu**) correspond aux années pour lesquelles nous ne disposons que de **prévisions** (celle de 2014 ayant fait l'objet de la délibération CRE du 13/10/2013). Les indications des lignes 1 à 6 correspondantes sont donc directement issues des délibérations CRE, seul le sous-financement mentionné en ligne 7 est le fruit de notre anticipation, simplissime, (A – a.T_N).

2.3. La partie droite est consacrée à la **prospective**. La structure en est la suivante :

- ligne 1 : « C » représente l'ensemble des « charges au titre de l'année N », calculées à partir de celles de l'année précédente, augmentées d'un incrément de charge annuel global (cf. ligne N) sur lequel nous reviendrons en détail puisque c'est le fruit d'hypothèses d'évolution (cf. § 3.C., 3.F. et 3.I.).

Attention : pour l'année 2016, nous n'avons pas reconduit une charge exceptionnellement intégrée par la CRE _ après le Gouvernement, sur recommandation de la Cour des Comptes _ pour 2015, à savoir l'indemnisation d'EDF pour les défauts de compensation subis par cet opérateur historique pour les années antérieures à 2013. Cette indemnisation, incluse dans les charges prévisionnelles de 2015, s'élève à 0,627 md€, mais ne sera pas à prendre en compte pour 2016 et au-delà. Et ceci explique la flèche rouge du tableau ci-avant.

- ligne 2 : « r » représente le reliquat de l'année N-2 (ainsi que les reliquats résiduels des années antérieures, du fait d'aléas de recouvrement ou de redressements, marginaux et ici négligés), figurant précisément deux cases en amont, en ligne 7 (ce que veulent symboliser les flèches ascendantes).

- ligne 3 : « A » est l'agrégat (C + r).

- ligne 4 : cette assiette n'est pas connue car elle résultera de la conjonction des 3 critères ouvrant droit à des abattements ou exonérations totales. Pour 2015, l'assiette de 359,1 TWh correspond à une proportion d'exonération de 22,2 %, en hausse sensible par rapport aux années précédentes. La Cour des Comptes a d'ailleurs critiqué le système adopté⁷ : celui-ci implique une augmentation inéluctable de ces exonérations car le seuil y donnant droit n'évolue pas au rythme prévisible d'augmentation de la taxe CSPE (par précaution, l'augmentation annuelle de ce plafonnement bénéfique aux électro-intensifs a été plafonnée à 5%, objet d'un article ad-hoc de la Loi de Finances Rectificative pour 2013 !). C'est pourquoi nous avons prévu, en ligne B, une donnée d'entrée intitulée « *grignotage* » de l'assiette de contribution, rendant compte de la possible diminution annuelle de celle-ci.

- ligne 5 : « R » est le taux requis par la CRE, rapport des charges annuelles à l'assiette prévue « a », soit A/a.

- ligne 6 : conformément à la Loi de Finances Rectificative pour 2011, les dispositions suivantes s'appliquent :

⁷ Cf. § 4.4.3. du rapport IED du 26/02/2014, « CSPE, « imposition innommée » à réformer de toute urgence », accessible sur le site iFRAP :

- si le taux R proposé par la CRE n'est pas en hausse de plus de 3 € par rapport au taux précédent T_{N-1} , il s'applique automatiquement.
- s'il dépasse ce plafond, son officialisation doit faire l'objet d'un arrêté ministériel. Une telle officialisation ne s'est jamais produite ...

Aussi, faisons-nous l'hypothèse simplificatrice _ qui est celle, explicite, de la CRE elle-même ?! _ de retenir pour valeur de taux en vigueur T_N , en €/MWh, la plus faible des 2 valeurs : d'une part R, d'autre part ($T_{N-1} + 3$).

- ligne 7 : le sous-financement du fonds de compensation qu'est la CSPE résulte du simple calcul ($A - a.T_N$), lequel sera reporté 2 ans plus tard dans les charges prévisionnelles de l'année N+2, figurant en ligne 2.

3. Données d'entrée, au choix de l'utilisateur

3.1. Dans un tout premier temps, nous avons sélectionné les quelques données suivantes, jugées déterminantes. Pour les modifier à sa guise, il suffit d'indiquer la (les) valeur(s) choisie(s) sur la(les) **cases rouges**, aux lignes ci-après :

A	"Prix de marché" moyen pondéré, de "coût évité" à EDF	44,74	€/MWh						
B	"Grignotage" annuel de l'assiette de contribution	5,0	TWh						
C	Comportement du parc éolien terrestre	Progression :	1080	MW/an		1,080	1,08	1,08	1,08
D		HEPP :	2094	h/an	P_{moy}	9,377	10,5	11,5	12,6
E		Tarif :	90,6	€/MWh	Δ	(mds€) 0,10	0,10	0,10	0,10
F	Comportement du parc éolien offshore	Progression :	par parc	GW		0		1,928	
G		HEPP :	3000	h/an	P_{moy}	0,0	0,00	1,93	1,93
H		Tarif :	225,0	€/MWh	Δ	(mds€) 0,00	0,00	1,04	0,00
I	Comportement du parc photovoltaïque	Progression :	800	MW/an		0,772	0,80	0,80	0,80
J		HEPP :	1000	h/an	P_{moy}	5,726	6,5	7,3	8,1
K		Tarif :	évolutif	€/MWh		390,6	350	300	250
L		Coût évité	46,56	€/MWh	Δ	(mds€) 0,24	0,20	0,16	
M	Croissance d'autres OA, PT, TPN **, effacement, capacité, etc.					(mds€)	0,158	0,158	0,158
N	Σ des incréments de charge annuels, en md€ :						0,50	1,51	0,42

- **A** : « prix de marché moyen pondéré », crucial pour le calcul du « coût évité » (C_e) à EDF en métropole continentale, du fait de l'obligation qui est faite à cet « opérateur historique » d'acheter les énergies réputées vertueuses (renouvelables ou de cogénération, bien que cette dernière catégorie contribue plus à l'efficacité énergétique qu'à la réduction des émissions de gaz à effet de serre).

Rq. : initiés en 2009 et mis en application depuis quelques années, la CRE a introduit des distinguos _ incontrôlables par un citoyen ordinaire _ sur le « coût évité » à prendre en compte selon que l'EnR évitant un autre mode de production d'électricité est « quasi-certaine » ou « aléatoire ».

. Le coût évité par la production quasi-certaine est composé :

- d'un ruban de 1000 MW sur toute l'année, valorisé en 2015 à 42,87 €/MWh,
- d'un « surplus de production [quasi-certaine ?] » pour le premier trimestre, valorisé à 52,09 €/MWh,
- d'un autre « surplus de production [quasi-certaine] » pour le mois de novembre, valorisé à 48,11 €/MWh
- et d'un troisième « surplus de production » pour le mois de décembre, valorisé à 45,74 €/MWh, coûts évités « calculé[s] en utilisant les prix du marché à terme observés sur EEX Power Derivatives ».

. « Le coût évité par la production aléatoire est calculé, pour une prévision, en référence à la moyenne des prix du marché à terme trimestriels évalués entre le 1^{er} janvier 2013 et le 31 août 2014 ».

Pour corser l'affaire, la proportion d'énergie considérée comme quasi-certaine varie selon la nature de cette énergie (on conçoit bien que vent et eau n'obéissent pas aux mêmes « règles », sans parler des bio-EnR !), d'autre part que ce calcul sophistiqué ne vaut pas pour les « *contrats PV, contrats à différenciation [dite] horosaisonnaire, contrats 'appel modulable' et cogénérations fonctionnant en mode 'dispatchable'* » !

De façon simpliste, mais **scrupuleuse**, nous n'avons considéré que « *deux coûts évités* » :

- **L** : l'un, en **L**, de **46,56 €/MWh pour le photovoltaïque** (ratio de 285,3 M€ évités par l'achat de 6,1276 TWh) ; nous reviendrons sur ce point au **§ 3.3**.

- l'autre, en **A**, de **44,74 €/MWh**, moyenne générale obtenue en divisant les 1885,0 M€ de coût évité total « hors ZNI » par les 42,1353 TWh obligatoirement achetés par EDF en métropole continentale⁸. Notre usage de cette moyenne pondérée est sûrement erroné mais ... si peu. En tous cas, il consacre que le PV est réputé plus prévisible que l'éolien, voire l'hydraulique, ce qui permet à la « *Commission Charpin* » de satisfaire un peu le lobby solaire !

- **B** : « grignotage » annuel d'assiette de contribution, sachant que, de 382,4 TWh en 2013, cette assiette est passée à 375,0 en 2014 puis 359,1 TWh en 2015. Soit un grignotage moyen de 15 TWh en un an. Ce paramètre, on le verra, est déterminant.

- **C** : taux de croissance annuel du parc éolien terrestre. La CRE a retenu « *une hypothèse de développement du parc installé de 90 MW par mois* », que nous adoptons sous la forme d'un incrément (**V**) de 1080 MW/an.

- **D** : facteur de charge (HEPP⁹) de l'éolien terrestre : la CRE a retenu pour l'année 2015 « *une durée moyenne de fonctionnement de 2094 heures* » par an, encore bien optimiste mais, bon ...¹⁰.

- **E** : tarif d'achat prévisionnel moyen (T_a) de l'ensemble du parc éolien terrestre opérationnel, y compris celui en projet actuellement car ceux-ci bénéficient d'une actualisation prenant en compte l'inflation qui, très généralement, a compensé une dégressivité de 2%/an prévue par l'arrêté de 2006.

- **F** : Capacité d'éolien offshore mise en service année après année (V) : nous avons opté pour deux premiers appels d'offres aboutissant en 2017 et 2019, que nous supposons suivis de 1000 MW, en 2021, sous toutes réserves.

- **G** : facteur de charge (HEPP⁹) de l'éolien offshore : nous parions _ à défaut d'informations quantifiées _ pour une durée moyenne de fonctionnement de 3000 heures par an (ce qui est notoirement inférieur aux pronostics des promoteurs de ces parcs¹¹).

- **H** : tarif d'achat (T_a) issu des appels d'offres d'éolien offshore : sans information sur ces données jugées ... confidentielles, nous avons retenu le niveau généralement admis par les observateurs : 225 €/MWh.

⁸ Dans sa synthèse d'octobre 2015, la CRE fait d'ailleurs « *l'hypothèse de prix de marché retenue pour le calcul des coûts évités repos[ant] sur la référence de coût évité prévisionnel moyen pour l'année 2015, évaluée par la CRE à 44,7 €/MWh à partir des prix de marché à terme pour cette période* ». Elle considère cette valeur (quasiment la nôtre) comme valable jusqu'en 2025, moyennant une hausse constante de 2%/an due à l'inflation. Hypothèse sûrement fautive _ nous l'avons illustré en février 2008 _ mais comment en formuler une plus, sûre-ment, pertinente ? L'expérience des toutes dernières années montre que la surabondance d'électrons verts, notamment en Allemagne, tire les prix de gros à la baisse (quand ils ne deviennent pas carrément ... négatifs !).

⁹ « *Heures Equivalentes à Pleine Puissance* ».

¹⁰ En 2004, la CRE retenait 2400 heures. De 2005 à 2011, ce facteur fut ramené à 2200 heures, encore réduit en 2012 à 2094 heures ...

¹¹ L'expérience de l'éolien terrestre est là pour prouver l'excès d'optimisme des constructeurs et bâtisseurs, au stade des projets.

- **I** : le taux de croissance annuel du parc solaire résulte du développement sous le régime tarifaire de 2011, d'une part, de celui sous le régime des appels d'offres d'autre part, respectivement 400 et 372 MW selon la CRE. Nous avons retenu un incrément (**V**) de 800 MW/an car cette filière, pour partie à « guichet ouvert », fit régulièrement « plus que le plein » depuis 2006.

- **J** : facteur de charge moyen (HEPP⁹) du parc photovoltaïque : sans aucune indication de la part de la CRE, nous posons que ce taux, éminemment variable en fonction de la latitude, tourne autour de 1000 heures/an.

Les lignes **C** à **L** rendent donc compte des hypothèses d'évolution des principales filières renouvelables que sont l'éolien terrestre, l'éolien offshore et le solaire photovoltaïque.

Elles sont susceptibles de modification au gré de l'utilisateur pour le besoin de sa simulation.

Le fourre-tout **M** tient compte des autres EnR (hydraulique, biomasse, etc.), de la cogénération _ en complète évolution _, de la péréquation tarifaire en Zones Non Interconnectées (dont les EnR, essentiellement le photovoltaïque), de la solidarité avec les démunis (Tarif de Première Nécessité, élargi à *GDF-Suez, DirectEnergie, ...*), d'éventuelles primes d'effacement, de garantie de capacités, voire d'autres lignes de dépense (*smart grids*, par exemple) assez imprévisibles. A défaut de mieux, nous avons opté pour une **croissance linéaire de ce poste**, respectant la trajectoire de la CRE dans son « scénario prospectif » d'octobre 2014, passant de 2,63 mds€ en 2013 à 4,53 mds€ en 2025, soit un **rythme de progression de 158 M€ chaque année**. Le tableau ci-après collationne les indications (imprécises ...) données par la CRE¹. Elles mettent en relief de troublantes discordances avec les constat 2013 et prévisions 2014 et 2015 de CSPE, récapitulés dans sa délibération du 15/10/2014 (tableau 2) :

Détails de la ligne M (en mds€) selon la CRE ...

	2013	2025	Rappels constat et prévisions		
			2013	2014	2015
cogénération	0,5	0,5	0,5469	0,4571	0,4601
effacement	0	0,15	0	0	0,004
disp. sociales TPN	0,13	0,28	0,1334	0,3503	0,3502
autres EnR	0,3	1	0,3586	0,4641	0,5502
ZNI (dont EnR)	1,7	2,6	1,665	1,9131	1,7741
Total	2,63	4,53	2,70	3,18	3,14
Ecart/an		0,158		0,48	-0,05

Notamment, on a noté une prévision en forte hausse des dispositions sociales de 2014 et 2015 (portées à 350 M€) alors que la figure 83 (« **Charges liées au TPN entre 2014 et 2025**») du rapport¹ fait état d'un plafonnement de ce poste à quelque 280 M€ ... Autre interrogation : la prévision de CSPE au titre de l'année 2015 enregistre une baisse par rapport à 2014 (sans doute liée à la baisse des prix de marché de l'électricité EPEX d'une part, du pétrole d'autre part).

3.2. Les lignes **D**, **G** et **I**, intitulées P_{moy} , mentionnent les puissances moyennes opérationnelles sur l'année considérée, en GW, compte tenu des nouvelles capacités (**V**) éoliennes, offshore et solaire, raccordées au réseau dans ladite année, en fonction des rythmes choisis **C**, **F** et **J** susdits. On est parti, pour 2015, de la P_{moy} indiquée par RTE pour 2014, majorée de la croissance observée de 2013 à 2014.

Les lignes **E**, **H** et **L** représentent les surcoûts annuels (Δ) résultant de ces nouvelles capacités, éolienne, off-shore et solaire, et de l'écart de leurs tarifs d'achat moyens **E**, **H** et **K** (pour ce dernier, voir ci-après) avec le coût évité **A** (voire **L**) appliqué à EDF. La formule générique est la suivante, valable pour les 3 filières :

$$\Delta = V \times \text{HEPP} \times (T_a - C_e)$$

3.3. Cependant, nous appliquons au **tarif photovoltaïque**, hétéroclite par nature¹², un traitement particulier en ligne **K** :

- Le tarif moyen établi chaque automne par la CRE est en baisse sensible depuis la « reprise en main » de la commission Charpin de 2011. Cependant, comme le montrent les tarifs trimestriellement édictés par la CRE, ces tarifs varient très fortement.
- Par ailleurs, les industriels du secteur ne manquent jamais une occasion de prédire, pour demain, la « **parité réseau** » (« *parity grid* », disent les Anglo-Saxons). Bien qu'on en soit encore très loin, nous supposons quasiment acquis cet objectif en 2020, à hauteur de 150 €/MWh, toutes taxes _ y compris la CSPE ! _ incluses, ce que nous croyons conservatif.
- Après quoi, le tarif ne pourra que suivre la hausse _ inéluctable _ de la CSPE, a minima à raison du supplément annuel de 3 €_{HTVA}/MWh, soit **3,6 €_{TTC}/MWh**.

N.B. : dans le même esprit, l'utilisateur de la calculette peut évidemment, *ad libitum*, moduler le choix de ses données en fonction des années à venir. C'est ce que nous avons fait pour l'entrée en service des (souvent énormes) fermes éoliennes offshore ; et c'est ce que nous ferons, in fine, pour le scénario ADEME (cf. § 6.5.1.) qui entrevoit la « **parité réseau** » de l'éolien terrestre.

3.4. Enfin, la ligne **N** est la somme des quatre incréments susdits **E**, **H**, **L** et **M**. C'est elle qui s'ajoute aux charges au titre de l'année N-1 pour simuler les charges au titre de l'année N (en ligne 1).

4. Scénario de référence

Logiquement, ce scénario « *médian* » se situe dans le prolongement des constats et prévisions de CSPE établis par la CRE, dernièrement pour 2015 : mêmes rythmes de développement, mêmes productibles annuels, mêmes tarifs d'achat et même coût évité (que la CRE). Il s'inscrit dans la programmation pluriannuelle des investissements de Jean-Louis Borloo (15/12/2009). Aussi avons-nous imaginé un 3^{ème} appel d'offres d'éolien offshore, qui ne permettra d'atteindre que 4 des 6 GW prévus pour 2020, sans doute après 2021. Nous avons intitulé ce scénario **1. « Business As Usual »** (cf. annexe 2).

5. Analyse paramétrique

L'utilisation de cette calculette permet très facilement d'analyser l'impact sur les coûts cumulés (de 2015 à 2025) d'une minoration ou d'une majoration de chacune des données C à L. Le tableau ci-avant rend compte du résultat, pour des écarts de ± 10%, résultat somme toute modéré puisqu'il n'excède pas ± 3% ...

Impact (mds€) sur cumul 2015-2025 d'écarts de :	- 10%	+ 10%
Cas de référence	124,9 mds€	
Croissance du parc éolien terrestre (1080 MW/an)	124,1	125,7
Facteur de charge de l'éolien terrestre (2094 h/an)	124,1	125,7
Facteur de charge de l'éolien offshore (3000 h/an)	121,7	128,1
Tarif d'achat de l'éolien offshore (225 €/MWh)	121,0	128,9
Croissance du parc photovoltaïque (800 MW/an)	123,8	126,0
Facteur de charge du photovoltaïque (1000 h/an)	123,8	126,0

¹² Peut-on assimiler un parc sur herbe à des capteurs solaires « *intégrés au bâti* » d'une toiture individuelle : ni les puissances installées, ni les modes de projet _ AO et OA ! _, ni les tarifs ne sont comparables.

Il n'en est pas de même des données A ou K (« coût évité ») et B (« assiette de contribution ») : nous y reviendrons ...

6. Scénarios dérivés

A partir de ce scénario de référence, nous avons construit plusieurs scénarios (avec 1 ou 2 sous-variantes). Dans tous les cas, ces scénarios se caractérisent par des données spécifiques, différentes de leurs homologues du scénario de référence. Elles sont mises en exergue par la couleur bleu. Les résultats de ces simulations sont exposés en annexes 2 à 5. Pour aérer ces tableaux, bien chargés, nous avons masqué trois colonnes (celles des années 2011, 2012 et 2013) ainsi que les lignes non impactées par les données spécifiques susdites.

6.1. Variantes du scénario médian, de référence (cf. annexe 3)

6.1.1. Eu égard à notre imagination d'un contestable 3^{ème} appel d'offres d'éolien offshore, le **scénario 1.1.** offre la variante « *Business As Usual* » (BAU), sans ce 3^{ème} parc offshore.

6.1.2. Le **scénario 1.2.** (BAU') est identique au précédent à ceci près (mais c'est loin d'être anodin !) que le calcul est exécuté avec un « coût évité » plus respectueux de la réalité physique d'un système électrique. Nous y reviendrons en conclusion (§ 7.2.).

6.2. Scénarios bas (cf. annexe 4)

On peut aussi imaginer que, devant l'importance des dépenses imposées aux Français, l'hypothèse _ politiquement assez illusoire _ d'un gel des projets futurs, au-delà de ceux programmés pour 2015 (et quantifiés dans les prévisions de la CRE), se fasse jour. D'où 2 scénarios de cette famille :

6.2.1. le gel pur et simple, y compris le maintien à leur niveau 2015 des dépenses du fourre-tout (autres EnR _ dont la cogénération _, ELD, Electricité de Mayotte, péréquation tarifaire, TPN, voire introduction dans le mécanisme CSPE des garanties de capacité, effacements, « *smart grids* », etc.). C'est le **scénario 2.** pour lequel nous avons considéré que la stabilisation du taux unitaire de CSPE _ pratiquement à hauteur de celui appliqué au 1^{er} janvier 2015 _ ne justifie pas un volume de TWh exonérés supérieur à ce qui est prévu en 2015 (22,2 % donnant une assiette de 359,1 TWh) : « *grignotage* » égal à zéro, donc !

6.2.2. Le **scénario 2.1.** est identique au scénario 2, mais avec prise en compte d'un coût évité plus proche de la « *compensation intégrale* » théoriquement affirmée dans la loi n° 2000-108 et le Code de l'Energie (cf. § 7.2.)

6.3. Scénarios hauts (cf. annexe 5)

6.3.1. A l'inverse, l'idée d'un développement accéléré des énergies renouvelables trotte dans quelques têtes ... et il est indispensable d'en rendre compte. C'est l'objet du **scénario 3.** qui suppose un rattrapage tardif de cette exemplaire Allemagne, traduit par l'atteinte supposée, en 2025, de :

- un parc éolien terrestre de 35 GW,
- d'un (étonnamment petit ¹³) parc offshore de 1,05 GW
- et d'un parc solaire d'également 35 GW,

¹³ Cf. Editorial d'Enerpresse du 3/02/2015 : « *Europe : l'éolien en mer reprend son souffle* ». Sans doute la statistique objet de cet éditorial ne prend-elle en compte que les turbines offshore effectivement raccordées au réseau : de fait, on sait que plusieurs parcs des Mers d Nord et Baltique attendent que les lignes d'évacuation, vers la Bavière ou la Ruhr, de l'énergie qu'ils peuvent fournir soient effectivement construites et opérationnelles ... Il e serait de même de 20% des capacités éoliennes chinoises ...

à peu près identiques aux actuels parcs d'outre-Rhin. Ceci implique, bien évidemment, une montée de la CSPE, induisant un abaissement relatif du seuil donnant droit à exonération et donc à une réduction drastique de l'assiette de CSPE. C'est pourquoi nous avons doublé le « *grignotage* » de cette assiette, à -10 TWh/an.

6.3.2. La prise en compte du seul « *combustible évité* » comme « *coût évité* » alourdissant considérablement l'ardoise, il eut été envisageable d'accroître encore le grignotage susdit. Mais, outre que cela exonérerait quasi-totalement les consommations professionnelles, cela aurait-il quelque chance d'être acceptés par les consommateurs domestiques, encore plus pressurés ? Nous y avons renoncé, dans ce **scénario 3.1.** (que nous reverrons au **§ 7.2.** ci-après).

6.4. Scénario CRE

6.4.1. Dans ses « *scénarios prospectifs d'évolution de la CSPE à horizon 2025* »¹, la CRE a procédé à un « *exercice d'évaluation prospective des charges de service public à l'horizon 2025* », dont le rapport annonce d'emblée que « *le montant cumulé des charges sur cette période [entre 2014 et 2025] représente 102 milliards d'euros courants* ». Nous avons donc passé ce scénario à la moulinette de notre calculatrice (cf. **annexe 6**).

6.4.2. On constate que notre approche du scénario CRE aboutit à un cumul de **104,7 mds€** (et même **113,1 mds€** en incluant l'année 2014), nettement supérieur au **102 mds€** affiché par la CRE, si l'on tient compte du fait que ce dernier est exprimé en euros courants (nous en €₂₀₁₅, sauf pour 2014) ... Mais ce diagnostic est bien difficile, la CRE ne donnant ni méthodologie (par exemple, quid des quelque 6 mds€ de reliquat d'avant 2015 ?) ni tableaux chiffrés, seulement des « *figures* ».

Tout au plus peut-on relever que la CRE n'a fourni qu'un scénario et que certaines hypothèses sont étonnamment basses :

- charges liées au « *Tarif de Première Nécessité* » passées de **133,4 M€** en 2013 à **350,3 M€** en 2014, puis quasi gel de celles-ci (malgré l'envolée du coût du kWh distribué et du nombre de ménages en situation de précarité énergétique),
- mélange de données des « *Entreprises Locales de Distribution* » et d'EDF,
- ignorance de tout nouvel appel d'offres hormis les 2 premiers parcs offshore ..., ce qui atténue le volume des charges supportées (en mds€) de CSPE.

De plus, en dépit de la remarque de la Cour des Comptes³, la CRE semble maintenir une exonération des clients électro-intensifs faible au regard de l'accroissement des tarifs et de ... la CSPE elle-même, ce qui atténue l'affichage de la contribution unitaire T_N (en €/MWh : ligne 5) qui s'imposera aux autres consommateurs au prorata de leur consommation.

Bref, l'impression prévaut d'une approche cherchant à ne pas affoler le lecteur (ou électeur) ...

6.5. Scénario ADEME

6.5.1. Dans sa contribution¹⁴ aux « *visions énergétiques 2030-2050* », l'ADEME fournit sa propre vision de l'échéance 2030. En supposant les croissances linéaires jusqu'à 34 GW en éolien terrestre, 12 GW en offshore et 33 GW en photovoltaïque, nous pouvons interpoler, respectivement, à environ 26, 8 et 24 GW installés en 2025. Nous n'avons guère plus de renseignements, si ce n'est que l'Agence retient des facteurs de charge généreux : 25% pour l'éolien terrestre et 35% pour l'éolien offshore mais, surtout, suppose atteinte la « *parité réseau* » pour l'éolien terrestre (aucune indication pour le tarif offshore !). Nous avons retenu cette hypothèse, très optimiste si l'on se réfère aux entraves rencontrées par l'offshore mondial, notamment allemand, bien qu'elle pénalise la CSPE .

¹⁴ Cf. <http://www.ademe.fr/contribution-lademe-a-l-elaboration-visions-energetiques-2030-2050> (sous .pdf du 01/08/2014).

6.5.2. Le résultat de cette simulation (cf. **annexe 7**) est, à 213 mds€, très voisin de la « *germanisation tardive* » que nous avons imaginée, seulement un peu atténué (188,1 mds€) par l’hypothèse d’un tarif éolien stable à 90,6 €/MWh.

On ne peut s’empêcher de rapprocher cette « *vision* » du pronostic formulé par la même ADEME, en mars 2014, dans un rapport sur « *l’énergie éolienne* » dont « [l]e « *surcoût* » temporaire est pris en charge [...] via la CSPE » !

Précisons que le soulignement du qualificatif « *temporaire* » nous est imputable mais que les guillemets autour du mot « *surcoût* » sont de l’ADEME !

7. Synthèse

7.1. Le tableau récapitulant les contributions exigées des consommateurs français tient en 3 nombres seulement, pour chaque scénario :

- le taux de CSPE unitaire atteint en 2025 (toujours maximal, sauf dans les 2 scénarios de gel immédiat) ;
- le cumul de charges annuelles de CSPE de 2015 à 2020 ;
- le même cumul, jusqu’à 2025 inclus, s’ajoutent les deux reliquats non encore consolidés (années 2024 et 2025).

Synthèse des résultats du scénario de référence et des 6 variantes

Scénarios ...	avec (ou sans) ...					€/MWh	mds€	mds€	
		Coût évité	Troisième prix de marché	Exonérations de CSPE	Autres hausses	CSPE unitaire en 2025	Cumul CSPE 2015-2020	Cumul CSPE 2015-2025 plus reliquats 2024-5	
1.	de référence : << BAU >>	O	O	O	O	43,08	60,5	124,9	---> cf. Ann. 2
1.1	variante : << BAU' >>	O	X	O	O	38,11	60,5	116,9	---> cf. Ann. 3
1.2	idem + combustible évité	C	X	O	O	49,5	71,6	150,4	---> cf. Ann. 3
2.	gel immédiat des EnR	O	X	M	X	17,66	46,1	77,8	---> cf. Ann. 4
2.1	idem + combustible évité	C	X	M	X	20,14	51,8	88,0	---> cf. Ann. 4
3.	germanisation, tardive ...	O	O	D	O	49,5	71,7	183,0	---> cf. Ann. 5
3.1	idem + combustible évité	C	O	D	O	49,5	80,5	233,0	---> cf. Ann. 5

Lég. : C : prise en compte du seul coût du combustible évité du fait de l'éolien et du PV intermittents.

D : doublement du "grignotage" annuel de l'assiette de contribution à la CSPE (à -10 TWh/an).

M : maintien de l'exonération des électro-intensifs au niveau de 2015.

Ce tableau donne à mesurer l’acuité des choix qui seront faits, coûtant à minima 80 mds€ en 2025 (sachant que certains contrats d’obligation d’achat courront bien au-delà) mais pouvant atteindre bien près de 250 milliards sans que le scénario haut soit démesuré au regard de l’Allemagne.

7.2. Impact du « coût évité » à appliquer à EDF :

Dans la « *communication de la CRE relative au calcul des charges du service public de la production d’électricité pour l’année 2002* », datée du 16/5/2002, on peut lire que « *prendre comme référence le prix du marché conduit à survaloriser cette production non prévisible, puisqu’il est manifeste, qu’en raison même de son caractère aléatoire, EDF ne pourrait pas la vendre à ce prix* » ...¹⁵

Phrase fondamentale qui renvoie à la loi de dérégulation n°2000-108 dont l’article 5-I stipule que « **les charges imputables aux missions de service public assignées aux producteurs d’électricité sont intégralement compensées** » et dont la version initiale _ appliquée jusqu’en 2003 par la CRE _

¹⁵ En France, le marché de l’électricité est très réduit et il n’existe pas de marché pour un produit seulement hypothétique.

continuait en ces termes : « 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** [...] ».

Cet article fut modifié par la suite¹⁶, devenant : « Les coûts évités sont calculés par référence aux prix de marché de l'électricité », comme si les moyens de production mis à l'arrêt en période de vent ou/et de soleil étaient démantelés et leurs équipes d'exploitation dispersées !

Dans la version initiale, le « coût évité » à EDF ressemblait essentiellement au coût du seul combustible non consommé par le moyen de production remplacé par une bouffée de vent ou un rayon de soleil, à savoir :

- eau _ à quel coût ? _ s'il s'agit d'une centrale hydraulique ;
- uranium (largement moins de 10 €/MWh) d'un *back-up* nucléaire ;
- gaz ou charbon d'une centrale thermique fossile.

Sans revenir sur un argumentaire largement développé dans nos deux rapports IED de 2008 et 2014, nous considérons que les trois scénarios (bas, médian et haut) retenus ci-avant doivent être assortis d'une variante avec le coût du seul combustible évité, estimé (« à la louche », mais généreusement) à **10 €/MWh**. Ces trois variantes font l'objet des scénarios **1.2.**, **2.1.** et **3.1.**

Le tableau de synthèse ci-avant montre, en creux, que l'actuelle façon de procéder de la CRE **sous-estime le surcoût total des énergies intermittentes, sur la décennie qui vient, de 10 à 100 milliards d'euros** selon les scénarios (sans revenir pour autant sur les années antérieures à 2015¹⁷).

On notera, accessoirement, que cette somme non recouvrée auprès des clients _ qui ne peuvent même pas s'en réjouir puisqu'ils en ignorent tout _ constitue un déficit de compensation au détriment de la seule EDF, pénalisant plus de 3 consommateurs sur 4.

7.3. Taxe à la Valeur Ajoutée, en prime ...

On n'oubliera pas non plus que cet « *impôt innommé* » (selon le Conseil d'Etat) est assimilé à une « *autre prestation* » des opérateurs et, à ce titre (?), assujetti à la TVA, ce qui majore toutes les sommes et taux ci-avant de 20%, ce dont l'Etat ne peut ... que se réjouir.

¹⁶ Bizarrement, cette modification ne toucha qu'EDF. Mieux, les ELD qui y étaient astreintes en furent totalement dispensées, se référant à leurs très avantageux « *tarifs de cession* » (dont le niveau est environ 20% plus bas que le tarif ARENH de la loi NOME) ...

¹⁷ Par contre, nous tenons compte de ce « *coût du combustible évité* » (C_{ce}) pour le parc existant fin 2015 en majorant les charges au titre de l'année 2016 (en ligne 1) du surcoût caché en 2015 : il faut pour cela appliquer le surcoût caché unitaire ($C_e - C_{ce}$) aux seuls 25,37 TWh prévus produits par l'éolien et le solaire intermittents durant l'année 2015. Cela représente 0,881 md€ pour un coût de combustible évité fixé à 10 €/MWh). Cette somme est automatiquement répercutée sur les charges au titre des années 2017 à 2025, voire au-delà.

Liste des sigles utilisés

AO	<i>Appel d'offres</i>
CRE	<i>Commission de Régulation de l'Energie</i>
CSPE	<i>Contribution au Service Public de l'Electricité</i>
EDF	<i>Electricité de France</i> , gestionnaire du principal réseau métropolitain continental et, à ce titre, principal opérateur astreint à la CSPE
EDM	<i>Electricité de Mayotte</i> , équivalent de SEI aux Comores
ELD	<i>Entreprises Locales de Distribution, ex-Distributeurs Non Nationalisés</i> en 1946
EnR	énergies renouvelables (et de récupération, comme la cogénération)
MWh	<i>Mégawattheure</i> = millier de kWh
OA	<i>Obligation d'achat</i> , incombant à EDF, aux ELD et à EDM
PV	<i>Photovoltaïque</i> , technologie solaire basée sur l'effet photoélectrique
SEI	<i>Services Energétiques Insulaires</i> , filiale d'EDF gestionnaire des réseaux insulaires (cf ZNI)
TPN	<i>Tarif de Première Nécessité</i> , un des deux premiers volets de la CSPE
TWh	<i>Térawattheure</i> = milliard de kWh
ZNI	<i>Zones Non Interconnectées</i> au réseau métropolitain continental

Liste des annexes

1. **Structure de récurrence** utilisée dans le tableur
2. **Scénario de référence** « *Business as usual* »
3. **Variantes du scénario de référence** : 1) sans 3^{ème} parc offshore
2) idem + vrai « *coût évité* »
4. **Scénarios bas** : 1) gel des EnR au-delà de 2015
2) idem + vrai « *coût évité* »
5. **Scénarios hauts** : 1) « *germanisation tardive* »
2) idem + vrai « *coût évité* »
6. **Scénario CRE du 15/10/2014**
7. **Scénario ADEME du 15/10/2014**

Le lien vers la calculette est le suivant : [lien vers site SLC à compléter](#)

Voici les algorithmes actuellement incorporés :

NB : les ligne et colonne grisées ci-dessous sont les repères du carroyage du tableur Excel auxquels font référence les algorithmes Excel

	D	E	F	G	H	I	
30 Lig.	2012	2013	2014	2015	2016	2017	
31 1	4,8301	5,2657	6,1899	6,3409	= J23+K40	= K23+L40	Etc.
32 2	<i>inutile</i>	<i>inutile</i>	= F33-F31	=G33-G31	= F37	= G37	Etc.
33 3	<i>inutile</i>	<i>inutile</i>	8428,1	9311,8	= H31+H32	= 31+I32	Etc.
34 4	380,9	382,4	375,0	359,1	355,0 (arbitraire)	=H34- $\$D\5	Etc.
35 5	13,7	18,8	= F33/F34*10 ³	= G33/G34*10 ³	= H33/H34*10 ³	= I33/I34*10 ³	Etc.
36 6	9,75	13,5	=MIN(F35;(E36+3))	=MIN(G35;(F36+3))	=MIN(H35;(G36+3))	=MIN(I35;(H36+3))	Etc.
37 7	<i>inutile</i>	= G32-0,627	=F33-F34/1000*F36	=G33-G34/1000*G36	=H33-H34/1000*H36	=I33-I34/1000*I36	Etc.

Références des données ci-dessus :

D31	4830,1 M€ : tableau 4 de délibération CRE du 9/10/2013 consacrée à la prévision de CSPE 2014 (et constat
D34	380,9 TWh : tableau 5 de délibération CRE du 13/10/2011 consacrée à la prévision de CSPE 2012
D35	13,7 €/MWh : § 6. de délibération CRE du 13/10/2011 consacrée à la prévision des CSPE 2012
D36	9,0 €/MWh : § 6. de délibération CRE du 13/10/2011 consacrée à la prévision de CSPE 2012 + 1,5/2 = 0,75 €/MWh . Cette décomposition en deux majorations résulte d'une petite astuce politicienne glissée dans la
E31	5265,7 M€ : tableau 2 de délibération CRE du 15/10/2014 consacrée à la prévision de CSPE 2015 (et constat
E34	382,4 TWh : tableau 5 de délibération CRE du 9/10/2012 consacrée à la prévision de CSPE 2013
E35	18,8 €/MWh : § 6. de délibération CRE du 9/10/2012 consacrée à la prévision de CSPE 2013
E36	13,5 €/MWh : § 6. de délibération CRE du 9/10/2012 consacrée à la prévision de CSPE 2013
E37	627 M€ : § 5. de délibération CRE du 15/10/2014 consacrée à la prévision des CSPE 2015. Prise en compte exceptionnelle des frais de portage de la créance d'EDF accumulée avant 2013.
F31	6189,9 M€ = (6185,7 + 4,0 + 0,2) M€ : tab. 2 et 4 de délibération CRE du 9/10/2013 consacrée à la prévision
F33	8428,1 M€ : tableau 4 de délibération CRE du 9/10/2013 consacrée à la prévision de CSPE 2014
F34	375,0 TWh : tableau 5 de délibération CRE du 9/10/2013 consacrée à la prévision de CSPE 2014
G31	6340,9 M€ : tableaux 2 et 4 de délibération CRE du 15/10/2014 consacrée à la prévision de CSPE 2015
G33	9311,8 M€ : tableau 5 de délibération CRE du 15/10/2014 consacrée à la prévision de CSPE 2015
G34	359,1 TWh : tableau 6 de délibération CRE du 15/10/2014 consacrée à la prévision de CSPE 2015

Scénario CRE dont les résultats ont été publiés le 15/10/2014 ¹

"Scénario prospectif d'évolution de la CSPE à horizon 2025" selon la CRE (15/10/2014)

"Prix de marché" moyen pondéré, de "coût évité" à EDF	44,74	€/MWh		2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025
"Grignotage" annuel de l'assiette de contribution	0,0	TWh												
Comportement du parc éolien terre	Progression :	1000 MW/an	→	1,080	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00
		2094 h/an		P _{moy}	9,377	10,4	11,4	12,4	13,4	14,4	15,4	16,4	17,4	18,4
		90,6 €/MWh		Δ	(mds€)	0,10	0,10	0,10	0,10	0,10	0,10	0,10	0,10	0,10
Comportement du parc nucléaire		→	GW	0		0	0,418	0,5	0,5	0,5	0,5	0,5		
		3000 h/an		P _{moy}	0,0	0,00	0,00	0,42	0,92	1,42	1,92	2,42	2,92	2,92
		225,0 €/MWh		Δ	(mds€)	0,00	0,00	0,23	0,27	0,27	0,27	0,27	0,00	0,00
Coût évité		400 MW/an	→	0,772	0,40	0,40	0,40	0,40	0,40	0,40	0,40	0,40	0,40	0,40
		1092 h/an		P _{moy}	5,726	6,1	6,5	6,9	7,3	7,7	8,1	8,5	8,9	9,3
		tarif : évolutif €/MWh		Δ	390,6	350	300	250	200	150	153,6	157,2	160,8	164,4
		Coût évité 46,56 €/MWh		(mds€)	0,13	0,11	0,09	0,07	0,05	0,05	0,05	0,05	0,05	0,05
Croissance des capacités : OA, PT, TPN **, effacement, capacité, etc.				(mds€)	0,158	0,158	0,158	0,158	0,158	0,158	0,158	0,158	0,158	0,158
Σ des incréments de charge annuels, en mds€ :					0,39	0,37	0,57	0,59	0,57	0,57	0,57	0,57	0,31	0,31

année N	Constats CRE		Prévisions CRE		Projection IED									
	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025
C = Charges au titre de l'année N (mds€)	4,8301	5,2657	6,1899	6,3409	6,73	7,09	7,66	8,25	8,82	9,40	9,97	10,54	10,85	11,16
r = reliquats de l'année N-2 ... (mds€)			2,24	2,97	2,24	2,31	0,36	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
A = Charges de l'année N agrégées = C + r (mds€)			8,4	9,3	9,0	9,4	8,0	8,3	8,8	9,4	10,0	10,5	10,8	11,16
a = assiette (retenue ou supposée) (TWh)	380,9	382,4	375,0	359,1	382,4	382,4	382,4	382,4	382,4	382,4	382,4	382,4	382,4	382,4
R = taux Requis par la CRE = A / a (€/MWh)	13,7	18,8	22,5	25,9	23,5	24,6	21,0	21,6	23,1	24,6	26,1	27,6	28,4	29,17
T _N = taux décrété, soit : min (R; T _{N-1} +3) (€/MWh)	9,75	13,5	16,5	19,5	22,5	24,6	21,0	21,6	23,1	24,6	26,1	27,6	28,4	29,17
Sous-financement déduit = A - a/1000 (mds€)		2,34	2,24	2,31	0,36	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
									Cumul 2015-20					Cum. & rel. 2015-25
									52,8					104,7

Attention :
 - calcul CRE basé sur son constat 2013, le nôtre sur sa prévision 2015
 - calcul en € courants (et non constants 2015).

** OA : autres EnR + ELD; PT = "péréquation tarifaire" en ZNI; TPN = "tarif de première nécessité".

