



EVOLUTION DES MECANISMES DE SOUTIEN

CONTRIBUTION A LA
CONSULTATION DU
MINISTRE DE L'ECOLOGIE,
DU DEVELOPPEMENT
DURABLE ET DE L'ENERGIE

Version: 1.0

Auteur:	Comener	Date:	28/02/2014
Fichier:	140228_evolution-mecanismes-soutien_reponse-comener_v1-0.docx	État :	Version finale

© **Europe Ecologie – Les Verts 2014**

Commission énergie

6 bis rue du Chaudron, 75010 Paris

Téléphone: +33-1 53 19 53 19

<http://energie.eelv.fr/>



GESTION DES VERSIONS

Version	Date	Modifié par	Commentaire
1.0	28/02/14	COMENER	Version finale pour la DGEC

BIBLIOGRAPHIE

N°	Titre du document	Auteur	Date
1	Le bilan énergétique de la France en 2012	Commissariat Général au développement durable	07/2013
2	Bilan Prévisionnel de l'équilibre offre-demande d'électricité en France	RTE	08/2012
3	Panorama des énergies renouvelables au premier semestre 2013	RTE	12/2013
4	Fostering the use of renewable energies in the European Union: the race between feed-in tariffs and green certificates Renewable Energy 31 (2006) 1–17	M. Ringel	05/2005
5	A historical review of promotion strategies for electricity from renewable energy sources in EU countries Renewable and Sustainable Energy Reviews 15 (2011) 1003–1034	Haas et al.	12/2011
6	Supporting Solar Power in Renewables Portfolio Standards: Experience from the United States	R. Wisner & G. Barbose	10/2010
7	Autoconsommation : opportunité ou vraie fausse piste ?	Hespul	12/2013
8	Eolien et intégration marché, étude comparée des schémas de financement	E-Cube	10/2013
9	Inventory of Estimated Budgetary Support and Tax Expenditures for Fossil Fuels 2013 http://www.keepeek.com/Digital-Asset-Management/oced/environment/inventory-of-estimated-budgetary-support-and-tax-expenditures-for-fossil-fuels-2013_9789264187610-en#page167	OECD	2012
10	Délibération de la Commission de régulation de l'énergie du 26 février 2014	CRE	02/2014
11	The Power of Transformation - Wind, Sun and the Economics of Flexible Power Systems	IEA	02/2014
12	Rapport fait au nom de la commission d'enquête sur le coût réel de l'électricité (N° 667)	Sénat	07/2012

TABLE DES MATIERES

1. Remarques sur la méthode.....	6
1.1 Surproduction d'électricité	6
1.2 Situation des filières éoliennes et photovoltaïques.....	7
1.3 Perturbation du marché électrique.....	9
1.4 Critique méthodologique	10
2. Nécessité d'une plus grande intégration des EnR au système / marché électrique.....	11
3. Les options possibles d'évolution des soutiens aux EnR	11
3.1 Les modalités de soutien aux EnR.....	11
3.1.1 Les options.....	11
3.1.1.1 Obligation d'achat.....	11
3.1.1.2 Prix de marché + prime (PMP).....	14
3.1.1.3 Certificats verts (TGC ; tradable green certificates).....	14
3.1.2 Pistes supplémentaires et conclusion	15
3.2 L'intégration des EnR au système électrique	16
4. Les enjeux de la transition	16
5. Liste d'abréviations	18

SOMMAIRE DES TABLEAUX

Tableau 1	Puissances installées par filière au 01/01/2012 [2]	7
-----------	---	---

SOMMAIRE DES ILLUSTRATIONS

Figure 1	Production d'énergie primaire en France [1]	6
Figure 2	Evolution de la puissance éolienne (30/06/2013, selon [3])	8
Figure 3	Evolution de la puissance photovoltaïque (30/06/2013, selon [3])	8
Figure 4	Prix moyens annuels des énergies importées [1]	9
Figure 5	L'inversion du « merit order » gaz-charbon entre 2011 et 2012 [2]	10
Figure 6	Comparaison de l'efficacité de TFA (feed-in tariffs) et TAO (bidding) pour éoliennes de 1990 à 2001 [5]	13

I. REMARQUES SUR LA METHODE

I.1 Surproduction d'électricité

Dans son introduction le document de consultation évoque une surproduction d'électricité et constate que « cette situation n'est pas le fait uniquement des énergies renouvelables (EnR) ». Vu la proportion des sources d'électricité variables (éoliennes / systèmes photovoltaïques ; au total environ 3,5% de la production en utilisant les valeurs du Tableau I et les facteurs de charge de 24 % / 12 %) ou peu souples (thermique nucléaire ; Tableau I, facteur de charge de 82 %), le constat devrait plutôt être formulé de la façon suivante : la production nucléaire ayant une part de 96,5 % dans les sources d'énergie peu réglables, la surproduction due aux EnR est à ce jour presque négligeable. Elle est plutôt le résultat d'une prolongation risquée des centrales nucléaires qui sont à la fin de leur cycle de vie.

Au niveau européen y contribuent également d'autres facteurs que les EnR au problème des surcapacités, par exemple la baisse du prix du charbon et de la consommation.

Il reste à ajouter qu'il existe des EnR qui ne sont pas concernées par la variabilité, par exemple la biomasse et une part important de l'hydraulique. Ces EnR peuvent être utilisées au moment où la demande est très importante, et ainsi réduire les pics.

En Mtep, données réelles, non corrigées des variations climatiques

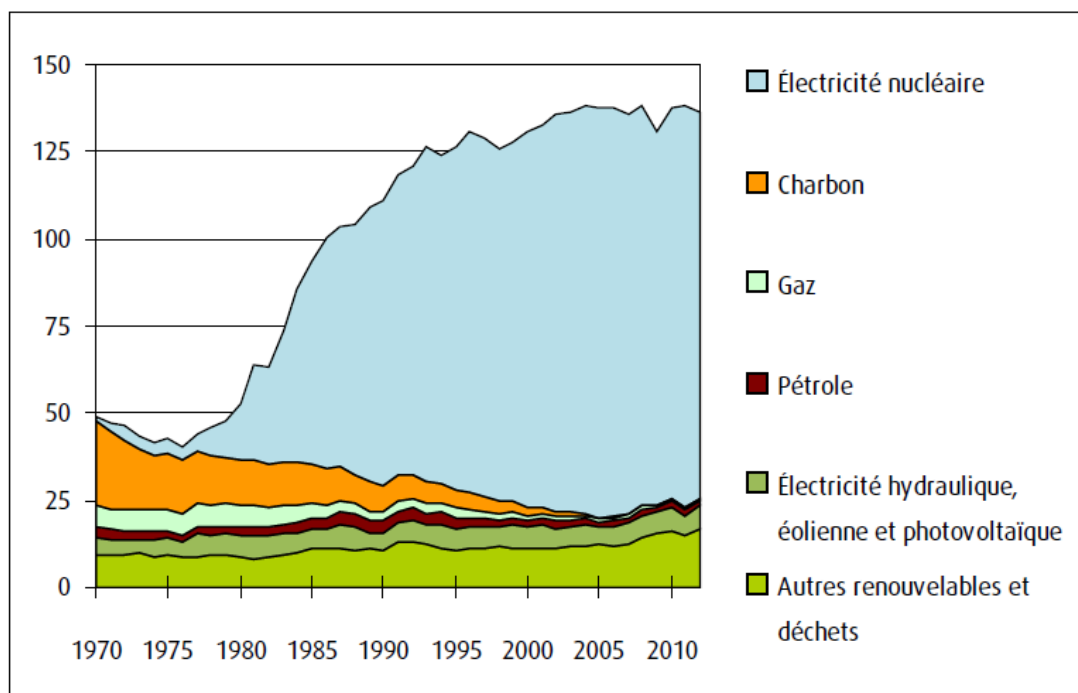


Figure 1 Production d'énergie primaire en France [1]

Contrairement à ce que ce graphique indique, la production d'électricité nucléaire ne devrait pas être classée dans les sources d'énergie primaire. Soit l'on considère l'électricité effectivement produite et alors elle résulte d'une transformation de la chaleur générée par la fission des atomes d'uranium contenus dans le combustible nucléaire ; elle n'est donc pas plus une énergie primaire que celle produite par la chaleur dégagée par la combustion du charbon. Soit on considère, comme dans ce graphique, non pas l'électricité produite, mais la chaleur permettant de la générer. Cette chaleur est issue d'un combustible importé en totalité et par conséquent il ne peut pas être considéré comme une source d'énergie primaire française.

Signalons au passage que les deux tiers de cette chaleur primaire seront perdus dans le cycle de transformation et iront réchauffer l'atmosphère, les cours d'eau ou l'eau de mer.

GW	Thermique nucléaire	Thermique à flamme	Hydro électrique	Éolien	Photo voltaïque	Total
		26,7				
Puissance installée	63,1	dont centralisé : 18,6 décentralisé fossile : 6,8 décentralisé EnR : 1,3	25,2	6,7	2,4	124,1

Tableau 1 Puissances installées par filière au 01/01/2012 [2]

Par ailleurs le développement de la demande et des échanges doit également être analysé pour comprendre la question de la surproduction :

- La baisse de la demande était prévisible à cause de la crise actuelle d'une part mais aussi comme résultante des politiques de maîtrise des consommations européennes.
- En 2012 le solde exportateur d'électricité de la France était en retrait par rapport au solde de 2011.

Se pose donc la question du contrôle de l'ensemble du système électrique et pas seulement des EnR. S'y ajoute celle de la qualité de chaque type d'énergie : la réduction des capacités de production d'énergie polluantes (fossile, nucléaire) ou dangereuses (nucléaire) devrait être prioritaire dans un système électrique en surproduction, surtout si le prix de production est comparable, toutes externalités comprises.

1.2 Situation des filières éoliennes et photovoltaïques

Le document de consultation souligne l'objectif de l'obligation d'achat des EnR de « faire décoller » ces filières, surtout les filières éolienne et photovoltaïque. « Aujourd'hui, la situation a évolué. »

Les graphes dans Figure 2 et Figure 3 montrent que l'expression « atterrissage en catastrophe » décrit mieux la situation.

Pour la filière éolienne, l'ancien ministre de l'énergie soutenait en 2010, devant l'Assemblée Nationale, lorsqu'il évoquait les mérites de sa loi que, grâce à elle, la filière éolienne connaîtrait un coup d'accélérateur comme jamais auparavant. Et il s' « engageait » à appliquer une clause de « revoyure » si jamais les raccordements éoliens devaient tomber sous la barre des 500 machines annuelles. Résultat, après les 550 machines installées en 2010 : 450 dès 2011, 350 en 2012 et 300 en 2013.

La France est très loin de la feuille de route qui devait nous conduire à 19 GW d'éolien terrestre en 2020. Il nous en manque encore 11 GW et nous avons sept ans pour y parvenir ; ce qui nécessiterait que soient raccordées environ 700 machines terrestres par an dès 2014.

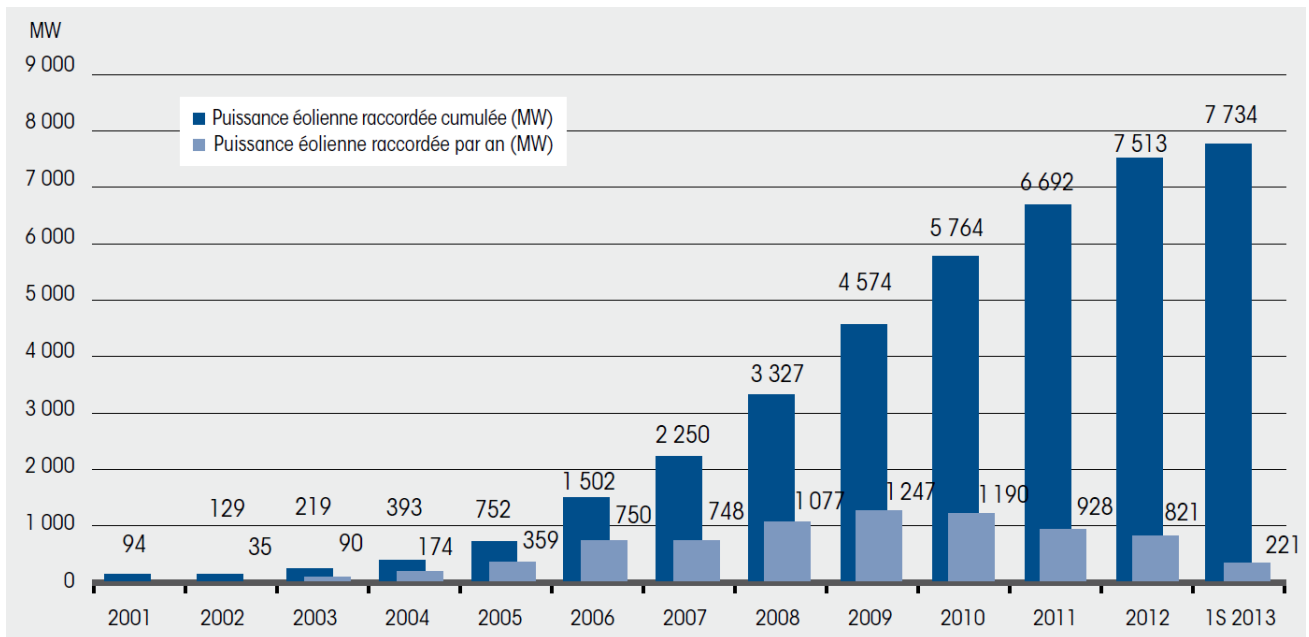


Figure 2 Evolution de la puissance éolienne (30/06/2013, selon [3])

Quant au photovoltaïque (PV) la tendance positive jusqu'à l'année 2011 montre qu'un tarif d'achat stable et prévisible était une bonne base pour le décollage de la filière, même si les tarifs auraient dû être adaptés à la baisse des coûts de la filière. Le moratoire, les appels d'offre pour les projets supérieurs à 100 kWc et enfin la baisse brutale des tarifs d'achat –atteignant souvent presque 10% par trimestre pour les projets inférieurs à 100 kWc - ont inversé cette tendance positive.

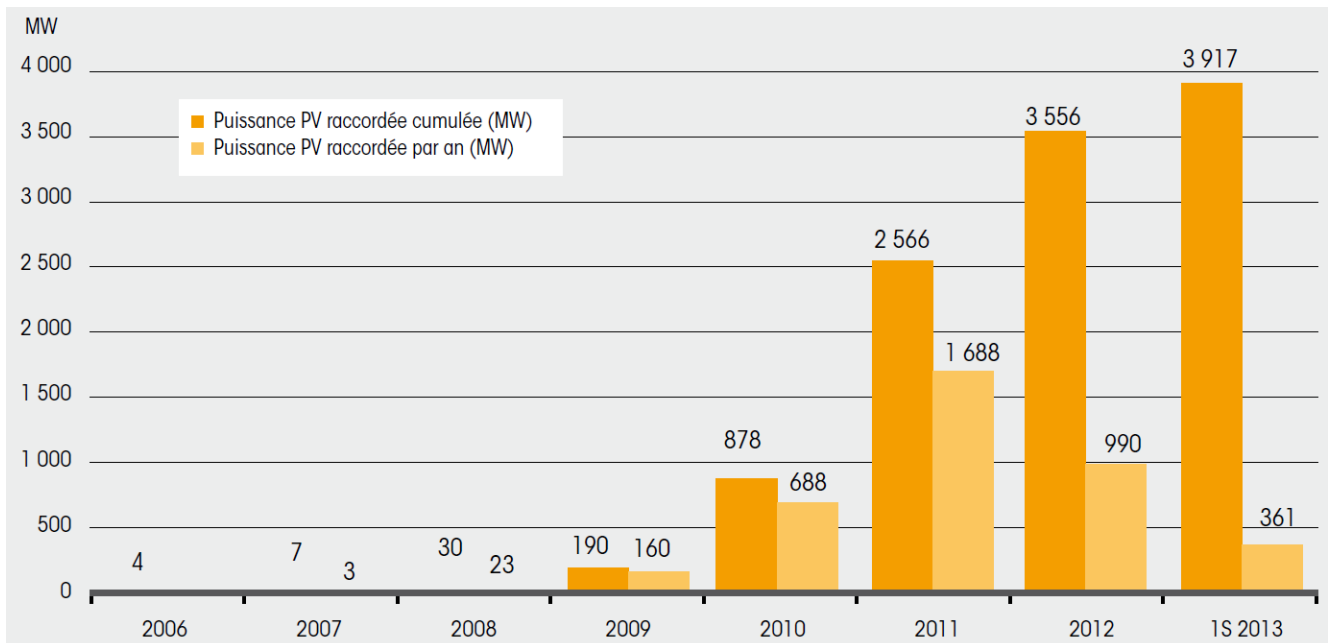


Figure 3 Evolution de la puissance photovoltaïque (30/06/2013, selon [3])

Ainsi plus de 20.000 emplois ont été détruits dans la filière PV. Il est incompréhensible que dans ce contexte on puisse encore aggraver cette situation par la suppression des tarifs d'achat.

I.3 Perturbation du marché électrique

Avant la discussion relative au déplacement du « merit order » une remarque générale au sujet du « marché » électrique s'impose. En présence de monopoles ou oligopoles forts et de subventions historiques importantes au secteur d'électricité parler de « marché » paraît pour le moins hasardeux et, en tous les cas, le fonctionnement d'un tel marché est incertain :

- En France le producteur historique EDF domine le secteur par l'exploitation de son parc nucléaire, en Allemagne 4 producteurs historiques se partagent le territoire.
- En France seul EDF ou les ELD (très marginales) ont la possibilité de se voir rembourser les écarts entre le prix de marché et le prix payé pour accéder aux EnR sous obligation d'achat. D'autres acteurs, par exemple Enercoop, sont exclus de toute compensation, malgré leur participation au financement du mécanisme via la CSPE qu'ils collectent auprès de leurs clients.
- Les centrales nucléaires en France ont historiquement bénéficié de multiples soutiens (recherche, garantie d'Etat, monopole de vente...) et reçoivent encore des subventions indirectes, par exemple la garantie de l'Etat en cas d'accident majeur ou encore la sous-estimation des coûts de démantèlement en fin de vie et de gestion des déchets.

Le document de consultation attribue cependant la perturbation de ce marché électrique, manifestée par un déplacement du « merit order », à la pénétration des EnR. Vu la faible part de l'énergie éolienne et PV dans l'électricité produite (voir ci-dessus), il est peu probable que ces filières jouent un rôle important dans le déplacement du merit order en France. D'autres facteurs sont à considérer en priorité. Principalement l'évolution des prix du gaz, du charbon et du CO₂ émis : Figure 4 montre ainsi que depuis 2011 le prix du gaz augmente et celui du charbon baisse.

A titre liminaire, il convient de souligner que le « merit order » est déterminé par les coûts marginaux de production. Les filières capitalistiques à coût marginal faible, sont donc avantagées, subventionnées ou pas.

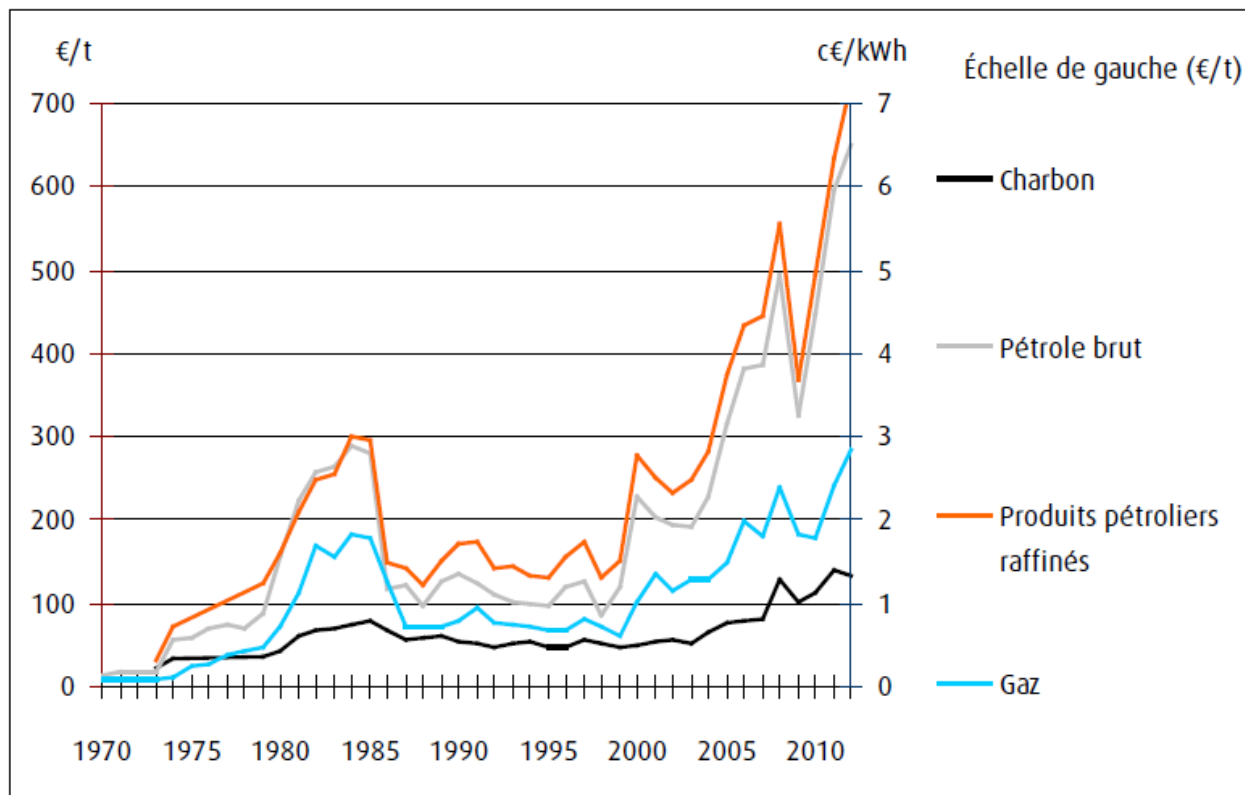


Figure 4 Prix moyens annuels des énergies importées [1]

RTE [2] illustre les conséquences par un exemple (Figure 5) : l'indice le plus probant de l'inversion du « merit order » entre charbon et gaz est fourni par la comparaison des plans de production des samedis 23 avril 2011 et 21 avril 2012, où seulement une partie des groupes thermiques à flamme était nécessaire à l'équilibre offre-demande. En 2011, les 1,6 GW nécessaires ont été fournis en totalité par des cycles combinés gaz ; en 2012, les 1,9 GW nécessaires l'ont été essentiellement par des groupes charbon. Les cycles combinés gaz avaient un avantage compétitif en 2011, ils l'ont perdu en 2012. Avec l'évolution du prix des combustibles fossiles et du CO₂, les marges d'exploitation de nombreuses centrales au charbon (ou « clean dark spread » : prix de l'électricité moins charges d'exploitation, émissions de CO₂ comprises) sont en effet devenues supérieures à celles de nombreuses centrales fonctionnant en cycle combinés gaz ou « clean spark spread ».

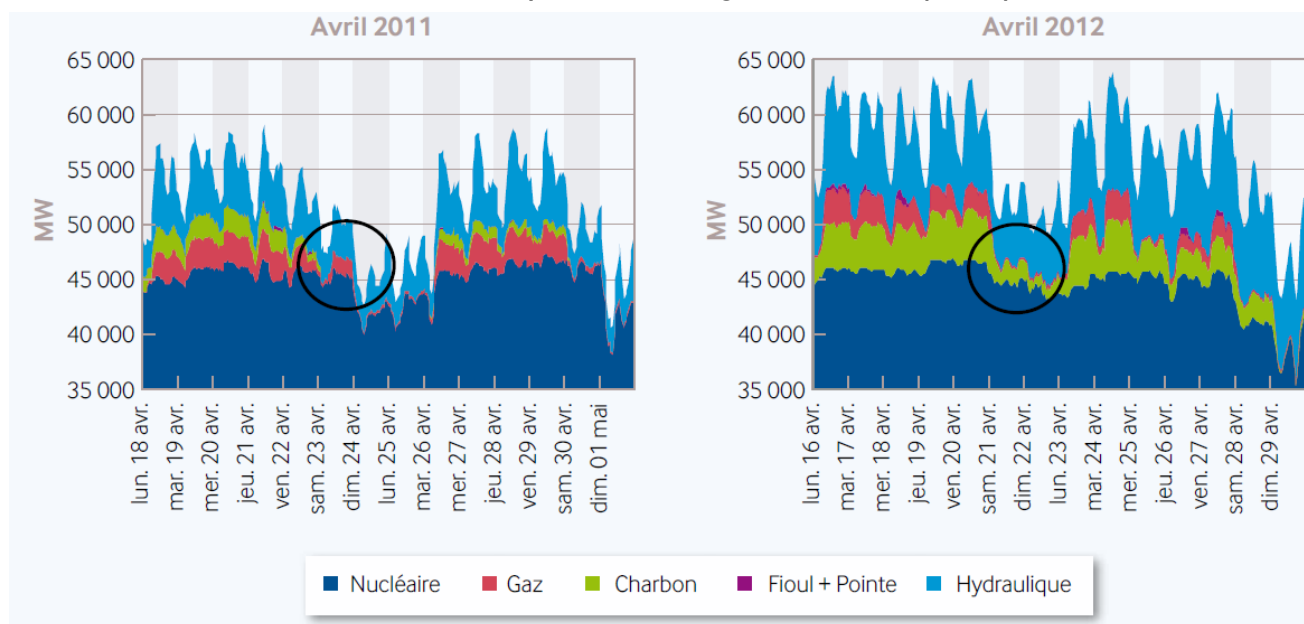


Figure 5 L'inversion du « merit order » gaz-charbon entre 2011 et 2012 [2]

Donc la hausse du prix du gaz, la baisse du prix du charbon et l'effondrement du marché CO₂ sont des facteurs importants ayant perturbé le marché d'électricité.

I.4 Critique méthodologique

Outre le fond, dont la présentation inexacte a été rappelée ci-dessus, l'approche méthodologique mérite également la critique :

- **Approche partielle**

- **Négligence des énergies fossiles et fissiles** : selon l'OCDE [9] et une enquête du Sénat [12] non seulement les EnR, mais aussi les énergies fossiles et fissiles sont fortement subventionnées. Se pose ainsi la question de savoir pourquoi une réduction des subventions n'apparaît nécessaire que pour les EnR, qui sont les sources d'énergie avec le moindre impact environnemental et un potentiel prometteur pour le marché de l'emploi. Si nous voulons repenser le système énergétique, nous ne pouvons pas admettre une approche partielle.
- **Négligence du côté « demande »** : la variabilité de la demande, qu'elle soit quotidienne ou saisonnière, a un impact tout aussi important sur l'équilibre du système et sur la formation des prix du marché que la variabilité de la production. Il est évident que le système électrique français est bien plus sensible au gradient thermique saisonnier qu'aux EnR. En quoi les pics de prix sont-ils moins graves que les prix négatifs ?

- **Exclusion du sujet de l'autoconsommation** : la consultation évite explicitement de traiter l'autoconsommation grâce au PV, même si cet aspect est très important pour l'évolution de la filière PV [7]. Cette exclusion peut compromettre l'utilité de la consultation.
- **Qualité analytique**
 - **Champs d'étude** : le document de consultation n'indique pas pour quelle filière les tarifs d'achat doivent être transformés. Par exemple, la cogénération est partiellement sous un régime d'obligation d'achat. Est-elle également concernée ?
 - **Confusion de problématiques** : certaines « causalités » sont entérinées comme telles et ne sont pas remises en question. C'est sur cette base, pour le moins discutable, que différents éléments d'analyse sont confondus : variabilité de la production (qui ne concerne pourtant ni la biomasse, ni toute l'hydraulique), équilibre du système électrique, impact économique...

2. NECESSITE D'UNE PLUS GRANDE INTEGRATION DES ENR AU SYSTEME / MARCHÉ ELECTRIQUE

L'étude de l'IEA [11] montre qu'à court terme l'intégration des EnR au système électrique ne fait aucunement obstacle à leur développement. A long terme une **transformation de tout le système électrique** est nécessaire. Cette transformation doit être accompagnée d'une **vraie concertation** avec les filières concernées, honnête et constructive entre administration et acteurs économiques. Ainsi les pouvoirs publics et les filières EnR construiront ensemble un système électrique intelligent (**smart grids**).

Une politique de baisse continue ou de suppression des tarifs d'achat pour les EnR et simultanément de l'augmentation de coûts, comme prévu par exemple dans les schémas régionaux de raccordement au réseau des EnR (S3REN), aura comme seul résultat la baisse du nombre de projets, sans aucune valeur ajoutée pour la collectivité. A moins que ce ne soit le but recherché ?

3. LES OPTIONS POSSIBLES D'EVOLUTION DES SOUTIENS AUX ENR

3.1 Les modalités de soutien aux EnR

3.1.1 Les options

Le document de consultation distingue les aides suivantes :

- Obligation d'achat à un tarif en €/MWh fixé
 - Administrativement
 - Par appel d'offre
- Prix de marché plus prime
- Certificats verts associés à des quotas

3.1.1.1 Obligation d'achat

Tarif fixé par l'administration (TFA)

Le TFA a démontré qu'il est un outil efficace pour stimuler le développement des EnR [4]. Cependant son efficacité dépend d'un mécanisme d'adaptation du niveau des tarifs. La situation de la filière PV montre le danger des dérapages :

- En 2009-2010 le TFA n'était pas ajusté à la baisse des coûts des systèmes. La combinaison de ces hauts tarifs avec les annonces de changements, des règles vagues et la propagation de rumeurs au sujet du PV générait une agitation sur le marché, souvent appelée « bulle spéculative ».
- Fin 2010 l'administration arrêta cette dérive par un moratoire de trois mois. Pour ensuite installer des règles fortement défavorables :
 - Un TFA seulement pour les installations inférieures à 100 kWc
 - Ce TFA étant dégressif de manière brutale et démesurée (souvent une baisse de presque 10 % par trimestre ; la baisse résultant du nombre de demandes de raccordement).
- L'indicateur « nombre de demandes de raccordement » était mal choisi, parce que le raccordement est demandé au début du développement d'un projet, à un moment où la faisabilité de ce projet n'est pas assurée (en Allemagne la baisse du TFA dépend de la puissance vraiment raccordée, ce qui est un meilleur indicateur). Par ailleurs toute baisse est irréversible, car il n'existe aucun mécanisme rectificatif permettant d'augmenter le TFA après une baisse mal calibrée ou bien une augmentation des coûts, par exemple par l'instauration de règles anti-dumping applicables aux panneaux chinois.

Il s'en est suivi la destruction de la filière photovoltaïque constituée en France entre 2006 et 2010.

Mais cet exemple subi par la filière PV ne signifie pas que l'outil TFA est inadapté. **Le TFA reste l'outil le plus favorable au le développement des EnR**, parce que :

- Il donne une **visibilité** permettant de **réduire les frais de financement**.
- Il peut être conçu de manière simple (si on n'introduit pas des complications inutiles), ce qui donne de la **transparence** au marché et permet l'égalité des chances pour tous les acteurs.
- C'est l'outil avec lequel l'administration a le plus d'**expérience**. Les adaptations des mécanismes existants pour soutenir les filières EnR seraient faciles à réaliser.

L'étude [8] sur le TFA éolien confirme ce constat. Encore faut-il que l'administration prenne ce dossier au sérieux et n'omette pas, par exemple, de notifier à la Commission Européenne les mises en place de tarifs d'achat, sous peine de voir les arrêtés tarifaires déclarés illégaux dès lors qu'ils seront considérés comme « aides d'Etat ».

C'est ce qui vient d'arriver avec le tarif d'achat éolien, dont l'arrêté tarifaire de 2008 n'a pas été notifié à la Commission et ouvrant la voie, de ce fait, aux contestations qui n'ont pas tardé à se manifester pour ce simple vice de forme. Notons qu'alors que cette issue ne faisait guère de doute, aucun dispositif équivalent n'a été notifié depuis.

La Cour de Justice de l'Union Européenne, saisie par le Conseil d'Etat pour avis, a considéré qu'il s'agissait bien d'une aide d'Etat et que, par conséquent, la notification aurait dû avoir lieu. Faute de quoi l'arrêté tarifaire devait être considéré comme illégal, ouvrant la voie aux demandes de remboursement rétroactives.

Cette situation, qui résulte de la seule négligence de l'administration, met à mal la filière éolienne dans son ensemble et tant que la situation n'aura pas été éclaircie il est devenu très difficile d'obtenir le financement des projets (en octobre 2013 le gouvernement a, enfin, notifié à Bruxelles l'arrêté tarifaire).

On notera que la décision de la CJUE n'a pas contesté la validité du mécanisme de soutien, existant dans bien d'autres Etats européens, mais sanctionné le non-respect du formalisme.

Voilà un exemple très significatif d'une négligence administrative dont on se demandera jusqu'à quel point il est possible de la considérer comme involontaire.

Quelle que soit sa vraie nature, elle coûte à la filière éolienne (et à d'autres demain ?) un ralentissement de son activité, déjà bien mal en point depuis 2011.

Tarif fixé par appel d'offres (TAO)

Les TAO sont beaucoup plus problématiques que les TFA. On sait que ce mécanisme n'est pas forcément incitatif pour le développement des projets EnR. La comparaison entre le résultat des deux mécanismes démontre clairement pour les éoliennes que les TFA sont le meilleur outil [5 ; Figure 6].



Figure 6 Comparaison de l'efficacité de TFA (feed-in tariffs) et TAO (bidding) pour éoliennes de 1990 à 2001 [5]

Les expériences des dernières années en France montrent également que l'outil TAO est problématique.

Dans le PV un mécanisme d'appels d'offres (AO) était introduit en 2011 pour les centrales d'une puissance supérieure à 100 kWc (systèmes de moyenne et grande taille). Les inconvénients principaux sont :

- **Manque de transparence** concernant les tarifs accordés pour les projets lauréats (non-publication des résultats etc.), en conséquence les porteurs des projets ne peuvent pas calculer la rentabilité de leurs prochains projets.
- **Manque de visibilité :**
 - Les dates des AO sont parfois reportées pour des raisons politiques ou pratiques ;
 - Le contenu des cahiers des charges change : leurs clauses sont imprévisibles et le mécanisme de la rédaction n'est pas transparent. Par exemple, dans le deuxième AO PV supérieur à 250 kWc certains types de projet étaient exclus, notamment les centrales au sol matures, qui sont la manière la plus efficace de produire de l'électricité solaire.
- Le développeur porte tout le **risque** de développement. L'acceptation d'un projet dans l'AO ne dépend pas forcément de sa volonté ou de son projet. Pour des projets qui nécessitent plusieurs années de développement cette situation signifie un grand risque financier.
- **Coût élevé :** comme la procédure est plus complexe, il y a moins d'acteurs et plus de frais. Ainsi un TAO demandé sera nécessairement au-dessus d'un TFA bien ajusté. Même pour la procédure « simplifiée » la moyenne pour une centrale de 250 kWp PV s'élève à 168,3 €/MWh [10] comparé avec le tarif d'achat d'une centrale de 100 kWp PV de 138,1 €/MWh.

Pour les grandes centrales PV aucune raison ne justifie un AO.

3.1.1.2 Prix de marché + prime (PMP)

Les difficultés commencent déjà avec le point de savoir de quel « marché » nous parlons. De la bourse court-terme ou des marchés plus long terme ? En France la majorité de l'électricité (hors TRV) est vendue selon le mécanisme ARENH (accès régulé à l'électricité nucléaire historique). Le prix de marché est-il le prix ARENH ? Ou parle-t-on du marché de consommation ?

Par ailleurs cet outil introduit une insécurité supplémentaire pour le porteur du projet : la variabilité du prix de marché d'électricité. Cette variabilité est difficilement prévisible car elle dépend de beaucoup de facteurs : économiques, politiques, globaux, etc. Ce manque de visibilité induit un coût de financement plus important.

L'augmentation des frais de financement est d'autant plus problématique que les projets EnR sont des projets très capitalistiques avec un coût marginal faible. L'un des déterminants principaux de leur coût de production est donc le coût du capital et le taux de son financement. Ces deux éléments étant extrêmement sensibles au niveau de risque perçu par l'investisseur et le financeur.

L'introduction de complications (non-rémunérées) dans un secteur EnR déjà en déclin est peu compréhensible. Et si les complications étaient rémunérées, le modèle PMP serait plus cher que le modèle TFA.

Aujourd'hui le risque « prix de marché » est intégralement porté par le consommateur final (hors grands industriels) via le mécanisme de compensation CSPE. Le reporter sur le producteur ne fera que renchérir les coûts. C'est bien le mécanisme de mise en marché par les acheteurs de cette électricité et de compensation qu'il faut questionner, ce que ne fait pas la DGEC.

Ensuite se pose la question du bon fonctionnement des marchés d'électricité actuels. Le remplacement du gaz par le charbon peut servir d'exemple : à cause de la baisse du prix du charbon et les choix stratégiques de certains grands énergéticiens européens le charbon se place de fait économiquement devant le gaz, alors que les caractéristiques des centrales à gaz apportent des services supplémentaires au système électrique.

D'autres aspects que le prix doivent par conséquent être considérés, si nous choisissons nos sources d'énergie : l'émission du CO₂, les déchets, les risques, l'indépendance énergétique. Mais ni le marché de CO₂, ni le marché de capacité, ni la disponibilité de matières énergétiques ne sont traités dans le document de consultation. La conclusion d'une telle réflexion serait certainement que la priorité d'accès au réseau électrique des EnR selon la directive 2001-77 ne doit pas être remise en question. D'autant plus que ni les centrales au charbon, ni les centrales nucléaires ou diesel ne tiennent compte de l'équilibre offre-demande et s'y adaptent.

3.1.1.3 Certificats verts (TGC ; tradable green certificates)

L'expérience des certificats verts en Europe est limitée et n'est pas toujours positive. La référence [5] identifie 3 raisons majeures pour lesquelles le mécanisme TGC n'a pas permis d'atteindre les quotas :

- Faible niveau de pénalités (faible volonté politique).
- Contrainte au niveau des permis ou de la disponibilité des sites.
- Chute des prix des TGC, si on s'approche du quota ciblé.

La référence [6] énumère d'autres problèmes :

- La difficulté de créer des contrats long-terme avec un mécanisme TGC.
- La tendance à soutenir uniquement l'EnR la plus rentable et ainsi réduire la diversité du mix énergétique.
- La discrimination des petits producteurs qui n'arrivent pas à supporter les coûts et risques du marché EnR.

Par ailleurs [6] donne des arguments sur la possibilité d'encourager la diversité EnR en :

- Définissant des quotas spécifiques par technologie (« bands », « carve-outs »).
- Introduisant des facteurs qui multiplient les TGC par type de technologie.

L'obligation des quotas peut s'appliquer aux consommateurs, aux vendeurs ou aux producteurs d'électricité.

Cette rapide présentation montre déjà la complexité que nous rencontrerions dans la mise en place d'un programme contribuant positivement au développement des EnR. En France ni les producteurs et développeurs, ni l'administration n'ont beaucoup d'expérience avec ce type d'aide.

Une analyse plus approfondie suppose une connaissance fine du mécanisme d'aide : « It will depend very much on in-detail regulations whether the installation targets will be met-regardless of the basic choice of model. » [4]

3.1.2 Pistes supplémentaires et conclusion

Les pistes proposées dans le document de consultation étaient discutées dans le chapitre précédent. Cependant une piste importante devrait être ajoutée : faire ressortir les avantages intrinsèques des EnR en

- Supprimant les soutiens et subventions pour les énergies non-renouvelables historiquement soutenues, par exemple
 - La garantie de l'Etat au cas d'accident nucléaire majeur, les opérateurs doivent assumer leur assurance,
 - Le traitement de faveur de l'énergie nucléaire, par exemple au niveau de la fiscalité locale de l'IFER.
- Exigeant le dédommagement immédiat pour pollution et génération de déchets et autres problèmes, par exemple
 - Instauration d'une taxe carbone aux frontières de l'Europe et montée en puissance de la contribution climat-énergie (CCE).
 - Provisions réalistes pour les frais de démantèlement des centrales nucléaires et le traitement des déchets nucléaires.

Ces mesures doivent se combiner avec l'amélioration de la **visibilité** pour les projets EnR, par exemple en

- Simplifiant les démarches pendant le développement de ces projets.
- Limitant les possibilités des gestionnaires du réseau de créer leurs propres règles (par exemple, exigence de création des établissements secondaires sur le lieu de production lors de la demande de raccordement, soit au début du développement du projet)
- Evitant les changements de la réglementation pendant le développement.
- Harmonisant les règles sur tous les départements.

Ces mesures suffiraient à faire des EnR les sources d'énergie les plus rentables et durables. La discussion d'un éventuel soutien pour les EnR n'aurait plus d'objet.

En attendant que ces mesures soient éventuellement envisagées, la longue expérience française dans les TFA nous permet de considérer qu'un tel système est à favoriser dès lors qu'il est sérieusement élaboré et piloté. Des systèmes TFA par filière et, dans certains cas, par région donnent la stabilité nécessaire pour le développement de véritables filières. Les appels d'offres n'ont pas démontré leur pertinence à ce jour et sont totalement inadaptés aux projets basés sur de l'investissement local.

En permettant à la concurrence de bénéficier de la compensation du tarif d'achat, il ne fait pas de doute que certains acteurs disposant de portefeuilles clients sensibles à la provenance de l'énergie

pourront demander une compensation moindre que la simple différence entre tarif et prix de marché ; il n'y a aucune optimisation dans le mécanisme en vigueur aujourd'hui.

3.2 L'intégration des EnR au système électrique

Le document de consultation veut trouver des outils qui peuvent faire participer les EnR au système électrique. Il imagine les options suivantes :

- La déconnexion des installations EnR en cas de prix de marché trop faible ou négatif : on ne voit pas le lien avec le fonctionnement du système électrique lui même
- La participation des EnR aux services d'équilibrage du réseau avec l'introduction de pénalités en cas d'écart.
- La limitation de la priorité à l'injection.
- L'introduction d'un marché de services système ?

Toutes ces options impliquent des contraintes supplémentaires pour les producteurs EnR. Seulement la dernière option pourrait éventuellement permettre une rémunération supplémentaire, mais probablement en augmentant le coût de l'installation.

Augmenter les contraintes pour les projets EnR dans une situation où le développement des projets EnR est en déclin n'a de sens que si l'on cherche à les limiter. Pour cette raison la discussion des pistes proposées s'avère en contradiction avec les objectifs. Et pour ce qui est de la limitation de la priorité à l'injection, elle est non seulement inacceptable, mais également illégale.

Quelle raison pourrait justifier que la collectivité doive se priver de l'apport gratuit de l'énergie éolienne ou solaire - ce qui est le cas une fois le parc installé – au prétexte que les sources fossiles ou fissiles doivent être rentabilisées, alors même que celles-ci sont dangereuses, polluantes et limitées ?

Ensuite se pose la question de l'équilibrage du système : doit-il ne reposer que sur les nouvelles capacités de production, et particulièrement sur les EnR ? L'amélioration continue des prévisions de production des filières variables (pas toutes les EnR donc) permettra de les gérer de manière de plus en plus fine. Mais c'est RTE qui doit piloter l'équilibre physique du réseau avec les opérateurs. Des mesures discriminatoires au détriment des filières EnR ne sont pas souhaitables dans un système où des solutions précises, objectives et transparentes doivent être élaborées en concertation. Sans même parler de leur incohérence.

4. LES ENJEUX DE LA TRANSITION

Pour éviter toute ambiguïté nous nous permettons de souligner que la « transition » dont nous parlons dans ce document a peu à faire avec la « transition énergétique », qui est une transformation sociétale et inclut la réduction de la consommation de l'énergie et un changement de comportement fondamental, outre le développement des EnR.

Dans le contexte du document de consultation nous préconisons

- L'optimisation et sécurisation des systèmes TFA déjà existants (voir chapitre 3.1.1.1),
- La suppression des aides pour les énergies non-renouvelables (voir chapitre 3.1.2).

L'optimisation et sécurisation des systèmes TFA existants doivent être réalisées rapidement :

- Sécurisation : les tarifs sont à notifier auprès de la Commission Européenne et toute mesure remédiant aux omissions est souhaitable.
- Optimisation :
 - Pour chaque filière EnR doit être maintenu un système TFA séparé avec des tarifs en fonction de sa maturité.

- Le mécanisme d'adaptation des TFA doit être conçu de façon à tenir compte des variations des coûts, c.-à-d. une hausse de TFA doit être possible, si les coûts augmentent.
- Les procédures sont à réviser pour réduire le coût du développement des projets EnR. Des contraintes inutiles sont à supprimer.
- Meilleure utilisation de la complémentarité des EnR (stockable / non-stockable ; production journalière / de nuit ; possibilités et limites de prévisibilité).
- Comme les EnR sont des sources d'énergie distribuées, leur intégration au système électrique ne peut se faire qu'en tenant compte des autres sources d'énergie voisines, de la structure du réseau local et régional et de la demande. Ainsi leur intégration se fera avec l'établissement des réseaux intelligents.
- Maîtriser les coûts de raccordement en faisant contribuer le gestionnaire du réseau à ces coûts (par exemple, système 60/40).
- Pour le PV
 - Réviser les objectifs de volume vers le haut (par exemple, au moins 20 GWc en 2020).
 - Réintroduire un système TFA pour les projets au moins jusqu'à une taille de 5 MWc.
 - Utiliser le nombre de projets réellement raccordés pour le pilotage des TFA.
 - Supprimer la contrainte d'intégration au bâtiment pour les toitures existantes, parce qu'elle oblige souvent le maître d'ouvrage à des changements de la couverture qui ont un surcoût prohibitif.
 - Supprimer la contrainte de parallélisme pour les toitures plates, c.-à-d. permettre que les modules puissent avoir une inclinaison plus importante que la toiture, ce qui facilite l'évacuation de l'eau et empêche l'encrassement des panneaux. Comme la plupart des toitures plates ont un acrotère, l'impact visuel est normalement à négliger.
 - Enlever la contrainte de distance maximale entre panneau et couverture qui impacte la libre circulation de l'air et ainsi réduit la rentabilité du système PV.
 - Introduire le principe de l'autoconsommation où elle est utile (voir la discussion dans référence [7]).
- Pour les éoliennes
 - Aider les développeurs à mener à bien les projets éoliens (simplification des démarches ; prévention des recours judiciaires abusifs).

Il est difficile de discuter l'articulation avec d'éventuels objectifs européens tant que ces objectifs ne sont pas publiés. En toute hypothèse, la France a un intérêt à développer l'exploitation de ses gisements EnR pour assurer son indépendance énergétique et améliorer son bilan commercial.

5. LISTE D'ABREVIATIONS

AO	Appels d'Offres
ARENH	Accès Régulé à l'Electricité Nucléaire Historique
CCE	Contribution Climat-Energie
Comener	Commission énergie d'Europe Ecologie – les Verts
EDF	Electricité de France
EnR	Energie(s) renouvelable(s)
IEA	International Energy Agency
kWc	Kilowatt crête
OECD	Organisation for Economic Co-operation and Development (Organisation de coopération et de développement économiques (OCDE))
PV	Photovoltaïque
RTE	Réseau de Transport d'Electricité
S3REN	Schémas régionaux de raccordement au réseau des EnR
TAO	Tarif fixé par Appel d'Offres
TFA	Tarif Fixé par l'Administration
TGC	Tradable Green Certificates
TRV	Tarif réglementé de vente