

RÉPONSE À LA CONSULTATION SUR L'ÉVOLUTION DES MÉCANISMES DE SOUTIEN



LES ACTEURS DE L'AVENIR ÉNERGÉTIQUE

Février 2014



Des filières énergétiques au service de :

- La réduction du CO₂ et la lutte contre le changement climatique
- La sécurité d'approvisionnement
- L'aménagement du territoire
- La croissance économique

Qui sommes-nous ?

Le SER est l'organisation française des professionnels des énergies renouvelables qui rassemble les industriels de l'ensemble des filières énergies renouvelables : biomasse, bois, biocarburants, biogaz, éolien, énergies marines, géothermie, hydroélectricité, pompes à chaleur, solaire photovoltaïque, solaire thermique et thermodynamique. Elle représente à elle seule un chiffre d'affaires de 10 milliards d'euros et plus de 75 000 emplois.

En choisissant de s'unir, les 400 adhérents du SER mettent en commun leurs moyens pour favoriser le développement de toutes les énergies renouvelables en France et à l'export. Ils s'appuient sur les synergies de chacun et travaillent dans le respect de mêmes valeurs, au premier rang desquelles le développement durable, en agissant pour la création d'une filière énergétique forte, créatrice d'emplois et de richesse sur notre territoire.

Quelles sont nos principales missions ?

Le SER est le syndicat de défense et de représentation des industriels français du secteur des énergies renouvelables. Il a pour mission de promouvoir le développement des énergies renouvelables en France en défendant les intérêts des différents acteurs du secteur et en informant ses concitoyens et leurs représentants des avantages de ces formes d'énergies.

SOMMAIRE

1.	CONTRIBUTION GÉNÉRALE	5
2.	CONTRIBUTION PAR FILIÈRE	17
	<i>a. BIOÉNERGIES</i>	<i>19</i>
	<i>b. ÉOLIEN TERRESTRE</i>	<i>27</i>
	<i>c. ÉOLIEN OFFSHORE ET ÉNERGIES MARINES</i>	<i>41</i>
	<i>d. HYDROÉLECTRICITÉ</i>	<i>43</i>
	<i>e. SOLAIRE PHOTOVOLTAÏQUE</i>	<i>47</i>
3.	ANNEXES	55

1. CONTRIBUTION GÉNÉRALE

SOMMAIRE

SYNTHÈSE	7
1. BRÈVE ANALYSE DE LA SITUATION	8
A. Une atonie de la demande caractéristique de la crise économique européenne	8
B. Analyse du problème de la surcapacité	8
C. La compétitivité retrouvée du charbon : une mauvaise nouvelle pour le climat, les CCG et les EnR	9
2. UNE RÉVISION DES MÉCANISMES DE SOUTIEN POUR PERMETTRE DE REMPLIR DES OBJECTIFS PRÉCIS	10
A. Atteindre les objectifs 2020 et préparer le déploiement des EnR au-delà	10
B. Permettre une rentabilité normale des moyens de production	11
C. Développer de nouvelles filières industrielles	11
3. REMARQUES GÉNÉRIQUES RELATIVES AU CADRE DE LA CONSULTATION	12
A. Quel calendrier de la réforme pour le SER ?	12
B. La sensibilisation des producteurs aux signaux de marché	12
C. La prise en considération des contraintes du système électrique et la question des services système	12
4. L'ÉVOLUTION DES MÉCANISMES DE SOUTIEN DOIT ÊTRE UN CONTRAT ENTRE L'ÉTAT ET LES PROFESSIONNELS	15
A. Une simplification administrative drastique	15
B. L'accompagnement dans le montage financier des projets EnR	15
C. La baisse des charges imputables au développement et à l'exploitation des projets	15
5. LES PRINCIPALES RECOMMANDATIONS	16

SYNTHÈSE

Le développement des énergies renouvelables électriques est une composante importante du programme de développement de l'ensemble des énergies renouvelables à l'horizon 2020 (en parallèle du développement de la chaleur renouvelable et des EnR dans le secteur des transports). L'objectif de 23% d'énergies renouvelables dans la consommation finale d'énergie à cet horizon sera compromis si les différentes technologies concernées ne sont pas déployées (éolien, énergies marines, solaire, bois-énergie, biogaz, hydroélectricité).

Ces formes de production d'énergie ont une trajectoire déterminée dans le cadre de la Programmation Pluriannuelle des Investissements. A fin 2012, la France accuse un retard par rapport à la programmation prévue dans le cadre de l'arrêté portant Programmation Pluriannuelle des Investissements (PPI) de décembre 2009 et cet écart tend à augmenter au risque de ne pas atteindre l'objectif de 23% d'EnR en 2020.

Le marché de l'électricité connaît, par ailleurs, une crise sans précédent qui puise ses causes essentiellement dans la faiblesse de la consommation par rapport aux prévisions établies avant la crise économique, dégradant la rentabilité d'actifs thermiques gaz. Le taux de pénétration des EnR françaises est, comparé à l'Allemagne et à l'Espagne, encore marginal, impactant très faiblement le marché de l'électricité (4,3% d'éolien et de photovoltaïque dans la consommation d'électricité en 2013). Enfin, la compétitivité retrouvée des centrales de production au charbon a permis à ces installations de passer devant les actifs gaz dans le « merit order ».

L'évolution des mécanismes de soutien aux énergies renouvelables doit répondre aux conditions suivantes pour permettre à la profession d'évoluer vers une intégration progressive sur le marché tout en se donnant les moyens de la réussite des objectifs que notre pays s'est fixés pour 2020 :

- ▶ Le nouveau système doit donner un signal prix aux producteurs EnR **sans compromettre la visibilité et la sécurité financière des projets, conditions impératives pour développer des investissements très capitalistiques**. Les systèmes à double incertitude comme les certificats verts sont donc à proscrire ;
- ▶ La mise en oeuvre à terme d'un mécanisme de « prix de marché plus prime ex-post » (Feed-in-Premium ex-post, ou contrat pour différence) serait ainsi envisageable pour les installations de tailles

suffisantes (seuils de puissance éligibles variables entre filières), et à la condition essentielle que la mise en oeuvre de ce nouveau mécanisme se fasse à l'issue d'une période de transition suffisamment longue, variable selon les filières ;

- ▶ Le nouveau système doit **exempter les plus petites unités de production et celles qui font l'objet d'un premier déploiement commercial (EMR, solaire thermodynamique...) et préserver pour celles-ci un système de tarif d'achat garanti**. Les seuils sont à déterminer par filières et/ou technologies ;
- ▶ **Toute rétroactivité des règles doit être bannie et la progressivité dans le temps doit guider l'évolution** des mécanismes en prenant le soin de fixer à l'avance les échéances des changements réglementaires ;
- ▶ La révision des mécanismes de soutien doit **s'accompagner d'un plan de relance des EnR en trois volets** : la simplification des procédures, la diminution des charges et l'accompagnement financier par Bpifrance.

Plus largement, concomitamment à l'évolution des mécanismes de soutien, le Syndicat des énergies renouvelables rappelle que **la taxation progressive, à l'échelle européenne, des émissions de gaz à effet de serre doit être un élément majeur de la politique énergétique, climatique et industrielle** pour permettre le fléchage des investissements vers les technologies vertueuses, en particulier les installations utilisant une source d'énergie renouvelable.

Enfin, étant donnée la structure des coûts de production des énergies renouvelables électriques, **une réforme plus large du marché de l'électricité (market design) doit être co-programmée à l'échelle européenne** pour tenir compte des qualités intrinsèques des énergies renouvelables électriques, à savoir leurs faibles coûts d'exploitation.

1. BRÈVE ANALYSE DE LA SITUATION

Il est d'usage désormais de donner aux énergies renouvelables électriques françaises un rôle, sinon central, tout du moins déterminant dans l'effondrement des prix du marché de l'électricité. Pourtant, l'analyse factuelle des causes contredit cette assertion, dans le cas de la France, au contraire des situations allemandes et espagnoles.

► A. Une atonie de la demande caractéristique de la crise économique européenne

La principale raison de la déconvenue des opérateurs de marché est la chute de la demande non anticipée car liée à la crise économique durable que connaît l'Europe depuis 2008.

En effet, dans son bilan prévisionnel de 2007, RTE anticipait une consommation électrique dans son scénario médian de 500 TWh pour l'année 2013, autorisant la puissance publique et les investisseurs à déployer de nouvelles capacités de production d'électricité. Ce nouveau besoin étant par ailleurs accompagné d'un déclassement programmé d'une partie de l'offre (passage de 6 900 MW de centrales au charbon installées en 2009 à une prévision de 3 300 MW en 2016 – rapport PPI 2009).

Au final, selon le bilan électrique de RTE de 2013, la France a consommé 476 TWh d'électricité, soit un déficit de 24 TWh largement imputable à la crise économique sans précédent que traverse l'Europe.

► B. Analyse du problème de la surcapacité

L'un des griefs évoqués à l'encontre des productions d'électricité renouvelable est que ces dernières constitueraient des surcapacités dommageables pour le marché électrique.

En premier lieu, il convient de rappeler que les nouvelles capacités de production d'électricité de source renouvelable sont programmées par arrêté ministériel. Le dernier arrêté portant Programmation Pluriannuelle des Investissements électriques prévoyait :

Au 31 décembre 2012 :

- 1 100 MW de solaire photovoltaïque
- + 520 MW de biomasse (par rapport à la capacité installée au 10 janvier 2010)
- 10 500 MW d'éolien terrestre
- 1 000 MW d'éolien maritime

Or, hormis le solaire photovoltaïque, dont par ailleurs le facteur de charge est inférieur aux facteurs de charge

de l'éolien et de la biomasse, aucun de ces objectifs n'a été atteint. A cette date, on compte même un déficit de :

- 3 000 MW d'éolien terrestre
- 1 000 MW d'éolien offshore
- + 360 MW de biomasse électrique
- En revanche, pour le solaire, l'objectif à fin 2012 est dépassé de 2 400 MW.

En prenant en compte les facteurs de charge, cela correspond à **un déficit de 10 TWh par rapport à ce que prévoyait la PPI de décembre 2009.**

En revanche, l'installation de centrales de production de type Cycle Combiné Gaz (CCG) a dépassé les prévisions initiales et les trajectoires prévues par la programmation pluriannuelle des investissements, avant que le déclassement massif et programmé de centrales à fioul et charbon n'ait eu lieu. En vertu de l'application de la directive européenne sur les grandes installations de combustion, ce déclassement devrait avoir lieu en 2015.

		2008	2009	2010	2011	2012	Evolution 2008/2012
Puissance installée en MW	FIOUL	5 830	5 580	5 580	5 330	5 080	- 750
	CHARBON 600	2 900	2 900	2 900	2 900	2 900	0
	CHARBON 250	3 902	3 902	3 902	3 902	3 609	- 292
	CCG	818	1 223	2 095	4 079	4 764	+ 3 946
	TAC (TURBINE À COMBUSTION)	981	1 151	1 338	1 814	1 916	+ 935
	TOTAL	14 431	14 756	15 815	18 025	18 269	+ 3 838

Tableau : Evolution de la puissance thermique à flamme installée en MW

► **C. La compétitivité retrouvée du charbon :
une mauvaise nouvelle pour le climat, les CCG
et les EnR**

Le développement rapide des gaz de schiste américains a fait baisser les prix du gaz aux Etats-Unis, entraînant une diminution du prix du charbon en Europe par l'écoulement du charbon américain.

Ainsi, sur le marché d'Anvers-Rotterdam-Amsterdam, les cours du charbon vapeur sont passés de plus de 200 \$/t fin 2008 à 80 \$/t en janvier 2013¹.

Ces prix ne sont pas renchérissables, dans les coûts de production électrique, par le prix des quotas de CO₂ puisque ceux-ci sont passés de 35€/t début 2008 à 4-5€/t actuellement.

La compétitivité accrue des centrales de production à partir du charbon se traduit par un nombre d'heures moyen de fonctionnement plus élevé pour ces installations tandis que les CCG ont vu leur facteur de charge fortement revu à la baisse.

Une demande en baisse liée à la crise économique et une surcapacité de centrales thermiques fossiles, imputable aux investissements importants dans les CCG, et la compétitivité retrouvée des centrales au charbon, épargnées par un prix du CO₂ quasi-nul, ont entraîné une chute conjoncturelle des prix du marché de l'électricité. C'est dans ce contexte difficile que s'inscrit le développement actuel des EnR en Europe.

2. UNE RÉVISION DES MÉCANISMES DE SOUTIEN POUR PERMETTRE DE REMPLIR DES OBJECTIFS PRÉCIS

► A. Atteindre les objectifs 2020 et préparer le déploiement des EnR au-delà

Le Syndicat des énergies renouvelables a eu l'occasion de rappeler dans son plan de relance présenté le 17 septembre 2013 que les objectifs pour lesquels notre pays s'est engagé à l'horizon 2020 étaient compromis au rythme actuel. Plus particulièrement, pour les filières EnR électriques, les tendances actuelles mèneraient aux capacités installées en 2020 estimées ci-dessous :

FILIÈRE	Puissance installée aujourd'hui	Tendance 2020 (Estimation SER)	Objectifs 2020 - PPI
ÉOLIEN TERRESTRE	8 000 MW	15 000 MW	19 000 MW
ÉOLIEN MARITIME	0 MW	2 000 MW	6 000 MW
BIOMASSE	600 MW	1 000 MW	2 300 MW
HYDROÉLECTRICITÉ (ÉCART)		+ 1 TWh	+ 3 TWh
SOLAIRE PV	4 000 MW	10 000 MW	5 400 MW ²

Source : SER

En première approche, cela se traduirait par un déficit de production de l'ordre de 20 TWh sur l'objectif initial retenu dans le cadre de la PPI. Le développement des EnR dans les secteurs des transports et de la chaleur n'est, par ailleurs, pas en mesure de compenser ce déficit dans l'électricité, ce qui conduirait notre pays à atteindre au mieux 17% d'EnR dans sa consommation

finale d'énergie contre 23% arrêtés par la directive européenne de 2009.

Toute réforme des mécanismes de soutien ne doit pas dégrader la capacité de notre pays à rétablir une trajectoire conforme à l'atteinte des objectifs pour lesquels il s'est engagé.

² L'objectif PPI du solaire est aujourd'hui clairement sous-dimensionné, au regard de la baisse des coûts constatée ces dernières années dans la filière.

► B. Permettre une rentabilité normale des moyens de production

Les installations de production d'électricité à partir de sources renouvelables se caractérisent par des coûts d'infrastructure lourds (CAPEX) et des coûts d'exploitation faibles (OPEX).

Le nouveau mécanisme doit apporter une sécurisation financière permettant le déclenchement des investissements par la minimisation des risques « marché ».

Une rentabilité « cible » doit pouvoir être assurée par le nouveau mécanisme tout en permettant à l'exploitant de tenir compte de signaux de marché guidant notamment ses opérations d'exploitation et de maintenance dans les moments les plus opportuns du point de vue du marché (lorsque les prix sont faibles).

Les nouveaux mécanismes doivent offrir une visibilité réelle aux investisseurs en matière de rentabilité des capitaux investis durant une période déterminée au moins égale à la durée de remboursement des crédits nécessaires au financement de l'installation.

► C. Développer de nouvelles filières industrielles

L'évolution des mécanismes de soutien ne doit pas compromettre la construction de nouvelles filières industrielles à fort potentiel de développement. Pour ce faire, le Syndicat des énergies renouvelables s'oppose à la mise en œuvre d'appels d'offres technologiquement neutres (mise en concurrence de l'ensemble des technologies).

En appliquant ce concept de façon systématique, la France se verrait dans l'impossibilité :

- D'atteindre ses objectifs de développement à l'horizon 2020 et au-delà en matière de renouvelable dans le bouquet énergétique, car l'atteinte de taux de pénétration importants d'EnR dans le système appelle à une diversification des sources, étant donnée la diversité du gisement à l'échelle nationale et a fortiori à l'échelle européenne ;
- De permettre le développement de filières industrielles nouvelles par un effort collectif de soutien à des technologies moins économiques ayant besoin d'un marché pour parcourir la courbe d'apprentissage.

C'est donc aux pouvoirs publics, d'une part, de déterminer des volumes par filière EnR en tenant compte de la soutenabilité économique de ces développements et d'autre part, d'ajuster ces volumes en fonction des besoins et de la courbe d'apprentissage des différentes technologies et filières, en concertation avec les acteurs professionnels.

En janvier 2012, le SER avait confié une étude au cabinet BIPE pour déterminer les créations d'emplois possibles dans le secteur des énergies renouvelables si les objectifs de la PPI étaient respectés à l'horizon 2020. Selon cette étude, ce sont 125 000 emplois supplémentaires qui seraient créés.

3. REMARQUES GÉNÉRIQUES RELATIVES AU CADRE DE LA CONSULTATION

► A. Quel calendrier de la réforme ?

La révision des mécanismes de soutien est guidée par l'impact supposé ou attendu des EnR sur le système électrique. Il convient d'adapter le calendrier de cette réforme à la situation française, dont les capacités de production EnR sont encore marginales et ont un impact faible sur le marché de l'électricité.

En tout état de cause, le SER s'oppose à tout changement de système pour des projets dont les autorisations ont été délivrées. Dans le cas contraire, cela serait assimilable à une régulation rétroactive qui détruirait la confiance des investisseurs dans les domaines concernés, voire au-delà.

Concernant le périmètre de la révision, les commissions du SER ont travaillé dans le cadre spécifique de leurs technologies (voir contributions par filière).

Enfin, concernant l'Outre-Mer, le SER attire l'attention sur les spécificités du marché de l'électricité (en particulier : péréquation tarifaire, taille des réseaux, diversité des situations et des solutions techniques proposées, etc.) et sur l'objectif ambitieux de 50% d'EnR en 2020 dans le bilan énergétique.

► B. La sensibilisation des producteurs aux signaux de marché

Cette révision des mécanismes de soutien progressive a pour principal objectif de sensibiliser les producteurs d'électricité renouvelable aux signaux de marché.

Les filières concernées estiment que la mise en œuvre à terme d'un mécanisme de « prix de marché plus prime ex-post » (Feed-in-Premium ex-post, ou contrat pour différence) serait envisageable pour les installations de tailles suffisantes (seuils de puissance éligibles variables entre filière), et à la condition essentielle que la mise en œuvre de ce nouveau mécanisme se fasse à l'issue d'une période de transition suffisamment longue variable selon les filières.

Ce modèle de soutien permet aux exploitants d'être sensibilisés à la vente sur le marché de l'électricité tout en garantissant aux investisseurs une sécurité financière nécessaire aux investissements à coûts de capitaux élevés.

► C. La prise en considération des contraintes du système électrique et la question des services système

Le document de consultation indique que « les énergies renouvelables se caractérisent par une absence de participation aux services système du réseau électrique », qu'elles « bénéficient d'un accès garanti au réseau », et qu'elles « ne sont pas tenues de participer aux services d'équilibrage du réseau électrique, malgré une production plus difficilement prévisible ».

Le SER ne partage pas ces constats et souhaite apporter quelques éléments d'explication sur les thématiques abordées dans le document de consultation.

Tout d'abord, il est erroné d'affirmer que les EnR ne participent pas aux services système du réseau électrique. En effet, **ces installations respectent, comme toute autre installation de production, les dispositions des textes législatifs et réglementaires liées au raccordement aux réseaux publics d'électricité** (code de l'énergie, décret et arrêtés du 23 avril 2008).

Comme cela est détaillé en annexe, ces textes prévoient un certain nombre d'engagements en termes de domaine de fonctionnement des installations, de participation au maintien de la tension du réseau (fourniture ou absorption de « réactif »), et de participation au maintien de la fréquence (réduction de puissance lorsque la fréquence dépasse un certain seuil). Le SER se tient à la disposition du Ministère de l'Ecologie, du Développement Durable et de l'Energie pour évaluer l'opportunité de faire évoluer, si nécessaire, certaines dispositions de ces textes, comme ce fut le cas lors de l'élaboration des textes de 2008 au sein du Comité Technique de l'Electricité.

Il est d'ailleurs important de préciser que les **installations de production EnR ont aujourd'hui des performances qui peuvent parfois dépasser celles des installations traditionnelles** (fourniture de réactif, résistance aux creux de tension...). Celles-ci doivent être mises à profit au maximum, en réponse à un besoin avéré du réseau.

À l'heure actuelle, le seul service auquel les installations EnR « fatales » ne sont pas soumises est la fourniture de puissance à la hausse (automatique ou sur demande du gestionnaire de réseau), lorsque la fréquence chute. Cette exclusion répond à une certaine logique technique, étant données les caractéristiques de fonctionnement de ces installations. En effet, un tel

service nécessiterait un fonctionnement « bridé » (puissance de production réduite artificiellement de 10% par exemple) afin de pouvoir ponctuellement répondre à des sollicitations d'augmentation instantanée de puissance. Cela impliquerait une perte brute d'énergie, dans la mesure où l'énergie primaire de ces installations ne peut être stockée (contrairement au carburant des installations « traditionnelles »).

Dans les Zones Non Interconnectées (ZNI), les textes réglementaires prévoient une exclusion des EnR fatales des services de réglage de la fréquence (fourniture de puissance à la hausse ou à la baisse). Cette exclusion est agrémentée d'une disposition limitant le taux d'injection de ces sources de production à 30 %. Pour dépasser ce taux, les installations EnR doivent mettre en œuvre des technologies de stockage leur permettant de lisser leur production et de fournir des réserves de puissance. Cela implique une augmentation du coût de production de l'ordre de 100%³.

Dans le réseau métropolitain, beaucoup plus stable que ceux des ZNI, permettant un foisonnement plus large des aléas, et où les EnR sont soumises à une partie des engagements en termes de réglage de fréquence, **on peut assez facilement affirmer que la participation au réglage de fréquence « par augmentation de puissance » n'est pas justifiée techniquement pour les EnR avant l'atteinte de taux élevés d'injection, sensiblement supérieurs à 30% (de l'ordre 50%).**

Une fois de tels taux atteints, l'opportunité de développer des moyens de stockage (associés aux installations – comme actuellement dans les ZNI – ou mutualisés), ou la mise en œuvre d'une commandabilité de la production liée aux enjeux de l'équilibre offre-demande (baisse de la production des EnR dans le cas d'atteinte d'un certain taux de pénétration du mix), comme en Espagne, devra être étudiée.

En ce qui concerne les prescriptions techniques pour le raccordement au réseau des installations de production et la participation aux services système, **la mise en place du Code réseau européen « RfG⁴ », va entraîner un renforcement des exigences actuelles.** En particulier, la capacité de participation au service système de régulation de fréquence (à la hausse et à la baisse), sera demandée aux installations de production EnR fatales de puissance significative raccordées au réseau public de transport.

Il est également nécessaire de souligner que **le développement de capacités de production éoliennes et photovoltaïques à l'horizon 2020 n'implique**

pas une augmentation significative des marges et réserves nécessaires pour l'exploitation du réseau : l'observabilité et la prévisibilité de la production de ces sources permet de contenir l'aléa de la production EnR à des niveaux très inférieurs à ceux liés à des erreurs de prévision de la demande de l'électricité (1°C de différence de température se traduit par une différence de 2 500 MW de consommation), ou à des pannes de groupes de production centralisés. De plus, la production des énergies renouvelables contribue spontanément à libérer des capacités de production thermique, dès lors disponibles pour constituer des réserves de production (voir contribution RTE dans le cadre du débat public « éolien en mer »⁵).

Concernant « l'accès garanti au réseau », il s'agit là d'un principe fondamental s'appliquant à tous les utilisateurs du réseau public, encadré par l'article 23 de la loi du 10 février 2000.

► *Déconnexion des EnR en cas de prix de marché faible ou négatif*

L'apparition de prix négatifs sur le marché s'explique par un manque de flexibilité des centrales de production « classiques », pour lesquelles un arrêt de production est coûteux et un fonctionnement « à perte » est préférable, en cas de baisse importante de la consommation et de production fatale importante.

A contrario, une centrale éolienne ou photovoltaïque est capable d'interrompre sa production relativement facilement, et le coût lié cet arrêt est limité à la valeur du productible perdu. Dans des situations de prix de marché négatifs, les installations de production sous obligation d'achat pourraient offrir le service de réduire leur injection d'électricité sur le réseau, mais **une compensation serait à prévoir pour le service ainsi rendu.**

Néanmoins, un tel service ne serait pertinent que **s'il était appliqué simultanément sur l'ensemble du marché de l'électricité européen, voire en priorité dans les pays disposant des capacités installées les plus importantes ;** en effet, on constate que les situations de prix négatifs en France étaient accompagnées de forte production EnR dans les pays voisins. Dans un tel contexte, une déconnexion des EnR françaises ne permettrait pas de résoudre le problème et pourrait entraîner une augmentation des importations d'électricité fatale des pays voisins.

³ Voir résultats de l'Appel d'offres photovoltaïque > 250 kW de 2012, lot « Stockage »

⁴ Network Code on Requirement for Grid Connection of Generators, <http://networkcodes.entsoe.eu/connection-codes/requirements-for-generators/>

⁵ http://www.debatpublic-eolien-en-mer.org/DOCS/DOCS/CONTRIBUTION_RTE.PDF

Par ailleurs, les modalités de mise en œuvre d'un tel dispositif pourraient s'avérer compliquées au regard de la fréquence d'occurrence de situations de prix négatifs ; il se traduirait en outre par une perte brute d'énergie disponible (ressource en vent, ensoleillement...).

► La participation des EnR aux services d'équilibrage du réseau

En ce qui concerne les services système, les éléments de réponse du SER sont décrits plus haut.

A propos du dispositif de Responsable d'équilibre, les EnR y sont déjà intégrées quel que soit le mode de vente de l'électricité : en cas de vente sous obligation d'achat, le responsable d'équilibre est l'acheteur obligé. En cas de vente à un fournisseur, ce dernier est le responsable d'équilibre et en cas de vente sur le marché, ce rôle est joué par le producteur ou l'éventuel agrégateur. Les principes de financement des écarts sont décrits sur le site internet de la Commission de Régulation de l'Énergie⁶.

► La limitation de la priorité à l'injection

La question ne précise pas de quelles limitations il s'agit. En ce qui concerne les aspects « prix de marchés », voir ci-dessus.

En ce qui concerne des limitations d'injection liées à la disponibilité du réseau, les dispositions actuelles encadrent les cas d'indisponibilités (panne, maintenance, etc.) et les conséquences en termes d'injection des installations de production.

► L'introduction d'un marché de services système

Le dispositif de services système est initialement défini par le besoin du système électrique en termes de réserves et de marges de production pour faire face aux aléas du système électrique. Aujourd'hui, ce volume est en France de l'ordre de 600 MW de réserve primaire et de 4 500 MW de marge (incluant la réserve secondaire). Comme expliqué plus haut, l'aléa « EnR » est marginal comparé aux autres aléas du système électrique et n'implique pas de besoin de réserve supplémentaire significatif, sous condition d'une observabilité et d'une prévisibilité efficaces.

Une fois le besoin connu, il s'agit de contractualiser la constitution de ces réserves avec les installations de production qui sont en mesure de le faire, et de prévoir une rémunération correcte pour ce service. Comme expliqué plus haut, **les installations de production**

fatales ne sont pas les plus pertinentes pour assurer un service de fourniture de puissance à la hausse.

Dans ce contexte, la création d'un « marché de services système » aurait donc comme objectif final de faire participer les exploitants de centrales de production EnR (qui ne participeraient pas au dispositif) au financement de la constitution de réserves, dont le coût est aujourd'hui couvert par le TURPE. **Si tel était le cas, cette charge supplémentaire devrait être prévue dans les dispositifs de soutien et serait mécaniquement répercutée sur la CSPE**, avec un résultat équivalent.

Le SER a donc des réserves sur l'opportunité de créer un tel marché qui aurait comme effet de transférer des charges couvertes aujourd'hui par le TURPE vers la CSPE. Il semblerait plus important d'assurer une rémunération correcte de ce service, ce qui sera de nature à attirer les producteurs en mesure de le proposer.

4. L'ÉVOLUTION DES MÉCANISMES DE SOUTIEN DOIT ÊTRE UN CONTRAT ENTRE L'ÉTAT ET LES PROFESSIONNELS

La refonte des mécanismes de soutien aux énergies renouvelables électriques vers des mécanismes plus proches des mécanismes de marché va entraîner une prise en compte du risque qui pourrait renchérir les coûts de production pour la couverture de ces risques. Le SER appelle donc à accompagner cette réforme par une baisse des coûts « artificiels » supportés par ces filières. Pour ce faire, le SER recommande d'appliquer :

► A. Une simplification administrative drastique

Quelles que soient les technologies EnR, le SER appelle à l'instauration d'autorisations uniques permettant de contenir la dérive des recours abusifs. Ces dernières doivent préserver un haut niveau d'exigence environnementale.

► B. L'accompagnement dans le montage financier des projets

Le coût d'accès au capital est un facteur clé de réduction des coûts. Le SER propose de faire de Bpifrance un véritable levier de compétitivité pour les productions d'électricité de source renouvelable, et pour ce faire :

- Mettre en place des garanties bancaires « Bpifrance »
- Unifier l'offre Bpifrance en région
- Augmenter la durée des crédits
- Permettre le refinancement des banques privées auprès d'une institution bancaire publique
- Formaliser des standards par technologie EnR pour faire baisser les coûts des due diligences

► C. La baisse des charges imputables au développement et à l'exploitation des projets

Aujourd'hui, les charges pesant sur les producteurs d'EnR sont particulièrement lourdes et ne cessent d'augmenter. La révision des mécanismes de soutien doit absolument s'accompagner d'une baisse de ces charges (par exemple : réduction de l'IFER, meilleure répartition de la prise en charge des coûts de raccordement).

5. LES PRINCIPALES RECOMMANDATIONS

Compte tenu des éléments exposés précédemment, le SER préconise de :

- ▶ Redonner au CO₂ un prix progressif, lisible et incitatif dans le cadre d'une coopération européenne, pour encourager les technologies les plus vertueuses, en particulier celles utilisant une source d'énergie renouvelable ;
- ▶ Programmer l'évolution des mécanismes de soutien dans le temps en tenant compte du trou d'air actuel des marchés EnR et du faible impact des EnR sur le marché de l'électricité aux taux de pénétration actuels ;
- ▶ Prendre en compte des signaux de marché sans grever la capacité d'investissement : le marché doit être une composante du prix dans un système à rentabilité connue et non une composante variable de la rémunération impactant la décision d'investissement ;
- ▶ Permettre le développement industriel par la massification et la programmation des volumes et par la stabilité des réglementations applicables ;
- ▶ Ecarter tout dispositif de soutien technologiquement neutre tel que proposé par la Commission Européenne : il s'agirait d'un choix économique de très court terme, qui mettrait en concurrence les technologies EnR entre elles, sans ambition ni stratégie industrielle ;
- ▶ Bannir les systèmes à double composante marché, en particulier les certificats verts qui n'ont pas montré d'efficacité économique dans les pays où ils ont été mis en place ;
- ▶ Inciter l'utilisation des performances électriques avancées des installations de production EnR, pouvant être mises à profit pour la gestion du réseau électrique ;
- ▶ Entamer une réflexion sur un cadre juridique spécifique aux moyens de production décentralisés.

2. CONTRIBUTION PAR FILIÈRE

SOMMAIRE

a. <i>BIOÉNERGIES</i>	19
b. <i>ÉOLIEN TERRESTRE</i>	27
c. <i>ÉOLIEN OFFSHORE ET ÉNERGIES MARINES</i>	41
d. <i>HYDROÉLECTRICITÉ</i>	43
e. <i>SOLAIRE PHOTOVOLTAÏQUE</i>	47

a. BIOÉNERGIES

Évolution des dispositifs de soutien aux bioénergies

SOMMAIRE

<i>1. CONTEXTE</i>	<i>20</i>
<i>2. OBJECTIFS</i>	<i>20</i>
<i>3. CONTRIBUTIONS PAR FILIÈRES BIOÉNERGIES</i>	<i>21</i>
▶ <i>BOIS-ÉNERGIE</i>	<i>21</i>
▶ <i>BIOGAZ</i>	<i>24</i>

1. CONTEXTE

Pour répondre à la consultation lancée par le Ministère de l'Ecologie, du Développement Durable et de l'Energie, la commission biomasse du SER, France Biomasse Energie (FBE), a engagé un travail de réflexion auprès de ses adhérents dans le but de transmettre des propositions spécifiques pour les filières du bois-énergie et du biogaz.

France Biomasse Energie regroupe les professionnels des filières biomasse (bois-énergie et biocombustibles solides, biogaz, biocarburants).

Son champ d'action couvre l'ensemble des usages énergétiques de la biomasse pour la production de chaleur, d'électricité, de biogaz et de biocarburants dans les secteurs de l'industrie, du collectif et du tertiaire. Les objectifs de FBE sont de :

- ▶ fédérer les acteurs des bioénergies afin de parvenir à proposer et obtenir des mesures conduisant au développement optimal des filières biomasse et de leurs entreprises ;
- ▶ lever les freins pour conduire à l'essor durable des filières ;
- ▶ établir des passerelles entre les métiers de la forêt, de l'agriculture et de l'énergie afin de développer des filières industrielles dynamiques et promouvoir harmonieusement tous les usages énergétiques de la biomasse.

2. OBJECTIFS

La biomasse est à l'origine de 65% de la production actuelle d'EnR (dont le bois-énergie pour 46%, les biocarburants pour 11% et le biogaz pour 1,8%). Elle est essentielle pour la transition énergétique : sur les 20 millions de tonnes équivalent pétrole de renouvelables à développer d'ici 2020, près de la moitié sera issue de la biomasse sous une forme ou une autre.

Le Paquet Energie Climat prévoit en effet pour 2020 : 20% d'énergies de sources renouvelables dans la consommation énergétique européenne. La France s'est engagée à 23% d'EnR en 2020. La biomasse représente 58% de cet objectif (11% pour l'électricité, 83% pour la chaleur et 90% pour le transport).

La trajectoire PPI 2009 prévoit 14% d'énergies renouvelables dans la consommation à fin 2012. Le point de passage se situe à 13,7% soit un très léger retard. D'importantes différences entre filières sont à noter. **Concernant la biomasse, on constate en 2012 un retard sur les objectifs, que ce soit du point de vue de la production d'électricité (- 67 ktep) ou de chaleur (- 233 ktep) et l'écart tend à se creuser au risque de ne plus permettre d'atteindre les objectifs fixés.**

Acteur clé pour atteindre les objectifs EnR et pour réduire les émissions de gaz à effet de serre, la biomasse constitue un atout pour l'économie du pays, la création d'emplois locaux et l'indépendance énergétique. Toutes ces externalités doivent être prises en compte dans la réflexion sur les mécanismes de soutien à reconduire ou à modifier.

3. CONTRIBUTIONS PAR FILIÈRES BIOÉNERGIES

► BOIS-ÉNERGIE

► A. Constat

Le bois-énergie présente plusieurs débouchés :

- La production de chaleur, soutenue par le Fonds chaleur géré par l'ADEME
- La production d'électricité et de chaleur (cogénération), soutenue par des tarifs d'achats ou des appels d'offres.

Le Fonds chaleur constitue un outil très efficace. Il a permis, entre 2009 et 2012, la création de 2 445 installations pour une production totale de 1 120 000 tep/an (88% des aides à l'investissement pour la biomasse et les réseaux de chaleur). Le montant de l'aide consacrée par l'ADEME à la tonne équivalent pétrole renouvelable produite est inférieur à 40€ (3,4€/MWh). Malgré son efficacité, la production d'EnR de ce secteur est en-deçà de la trajectoire fixée : - 298 ktep pour la biomasse solide en 2012 (source : progress report des autorités françaises de 2013).

- **FBE demande un doublement du Fonds chaleur chaque année à partir de 2014 jusqu'en 2020 au minimum pour atteindre les objectifs fixés.**

Concernant la production simultanée d'électricité et de chaleur à partir du bois-énergie, les mécanismes encadrant les projets de cogénération ne sont pas adaptés et ne permettront pas d'atteindre les objectifs fixés en terme de production d'électricité. En effet, l'objectif de développement de l'électricité à partir de biomasse est fixé à 2 300 MWe de capacité supplémentaire à l'horizon 2020 par rapport à la situation 2006. Le rythme de croissance actuel du développement de ces filières se situe très en-deçà de la progression nécessaire. Le progress report de décembre 2013 transmis par les autorités françaises à la Commission Européenne fait état d'un retard de 76 ktep en 2012 pour l'électricité produite à partir de biomasse solide et l'écart tend à augmenter chaque année.

Les dispositifs de soutien mis en place depuis le milieu des années 2000 (appels d'offres et tarifs d'obligation d'achat) sont loin d'avoir produit les effets attendus. Actuellement, on compte seulement 40% de projets mis en service pour CRE 1 et CRE 2, près de 50% pour CRE 3 (chiffre non définitif). A ce stade, il n'est pas possible de donner un chiffre relatif

aux projets mis en service à partir du CRE 4 mais FBE considère qu'ils seront peu nombreux à aboutir.

En effet, les appels d'offres CRE actuels ne fonctionnent pas correctement pour plusieurs raisons :

- La rigidité du cahier des charges ;
- La longueur de l'instruction ;
- Le manque de garantie (risque de perte du débouché chaleur) impliquant des difficultés de financement ;
- Des mécanismes de soutien inadaptés.

Puissance des projets CRE (fin 2013)	
Type de Contrat CRE	Puissance (MW)
Total CRE 1	77,5
Total CRE 2	116,2
Total CRE 3	56,3
Total Général	250

Le dispositif d'obligation d'achat présente quant à lui, des résultats extrêmement faibles à l'heure actuelle.

Les installations de cogénération biomasse cumulent deux principales vertus pour la stabilité du système électrique, en des vertus environnementales et sociales que représente leur rendement technique et leur capacité à créer des emplois non délocalisables :

► **1. leur production prévisible, disponible et modulable :** comme le besoin de chaleur est stable en hiver, elles produisent pendant ce temps un bandeau stable d'électricité. Elles sont un facteur stabilisateur du réseau électrique national. La possibilité de stocker le combustible est un atout considérable pour moduler le volume d'électricité généré.

► **2. l'implantation des lieux de production :** ces installations produisent de l'électricité près des villes ou des sites industriels qui sont des lieux de forte consommation d'électricité tout au long de l'année. Elles permettent donc l'économie d'infrastructures puisqu'elles n'induisent pas de ligne de transport à construire, et peu de perte en ligne lors de ces transports d'électricité.

Enfin, elles permettent également de valoriser des sous-produits de bois ou de biomasse qui n'ont peu ou pas de débouchés. La filière participe en cela à la structuration de l'amont forestier. Elle offre aussi des solutions aux industries de recyclage des bois en fin de vie.

► **France Biomasse Energie estime important d'améliorer les mécanismes de soutien existants pour la cogénération biomasse et de prévoir une phase transitoire pour permettre aux acteurs de la filière de se préparer aux évolutions.**

► B. Propositions

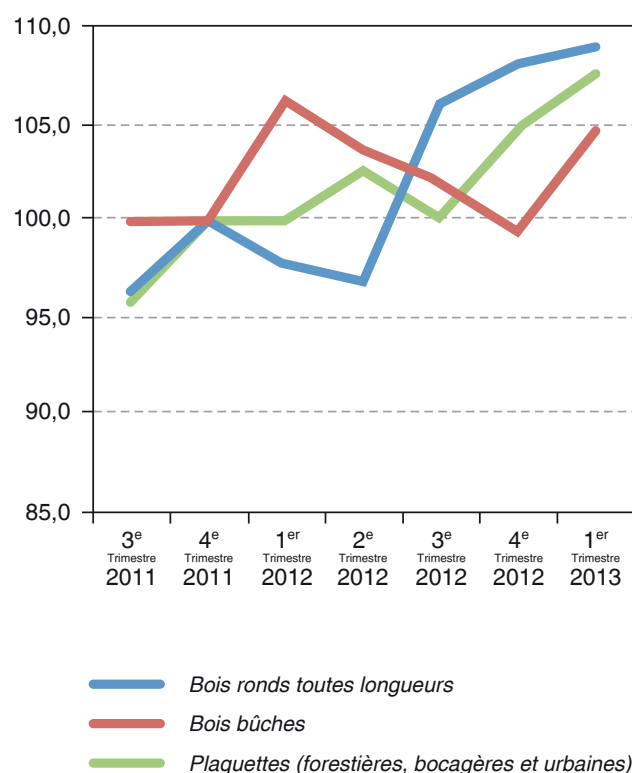
FBE considère que les objectifs fixés dans le cadre du Grenelle de l'environnement en matière de cogénération biomasse sont trop ambitieux.

Il serait légitime de consacrer la moitié de l'objectif de 2 300 MW, soit 1 150 MW, à la cogénération biomasse issue du bois-énergie et l'autre moitié vers d'autres EnR produisant de l'électricité (ex : augmenter les objectifs de l'incinération des déchets ménagers du biogaz compte tenu du potentiel avéré) ou vers d'autres valorisations (ex : augmenter les objectifs pour la chaleur en soutenant davantage les mécanismes efficaces déjà en place).

FBE propose aussi de favoriser les unités de taille raisonnable afin de valoriser la biomasse dans des

conditions durables. Le potentiel des unités à installer est important malgré un contexte difficile, notamment du fait de conditions climatiques conjoncturellement défavorables. De plus, la profession doit mieux s'organiser pour mieux valoriser la ressource disponible.

Les mauvaises conditions climatiques et les difficultés d'organisation pour mieux mobiliser la ressource potentielle, entraînent un manque d'offre en plaquettes forestières et des difficultés jusqu'au bout de la chaîne de valeur. Cela crée une augmentation des prix du bois et des incertitudes sur le potentiel d'approvisionnement des unités pouvant impacter négativement le développement de la filière (cf. Graphique 1).



Graphique 1 : Indice du bois énergie sylvicole

Source : Agreste, SSP, CEEB

► **Pour que la filière ne soit pas tributaire des aléas météorologiques, il est nécessaire de mettre en œuvre d'autres mesures (ex : mesures fiscales**

dans le cadre de la loi d'avenir agriculture forêt pour la mobilisation de la biomasse ou pour la replantation, solutions innovantes afin de lever les difficultés liées aux garanties financières à obtenir pour les projets de cogénération, etc.)

► 1. Phase de transition

Les projets de cogénération mettent 2 à 3 ans minimum pour aboutir. Il est proposé une phase de transition allant de 2014 à 2020 puisque les objectifs EnR français et européens sont fixés pour 2020.

Les propositions de FBE sont de :

- réduire de moitié l'objectif (fixé à 2 300 MW) en limitant à 100 GWh/an par projet l'énergie électrique produite pouvant bénéficier du tarif d'obligation d'achat (sans limite de puissance installée) et de répartir les objectifs d'énergies vertes restant vers les autres EnR électriques (ex : biogaz, déchets ménagers) ou vers d'autres débouchés (ex : chaleur) ;
- baisser le seuil bas actuellement en vigueur pour l'obligation d'achat cogénération biomasse ;
- mettre en place des expérimentations avant de développer les projets à grande échelle ;
- utiliser dans l'indexation du prix de l'électricité un indice du CEEB (centre d'étude de l'économie du bois) ;
- autoriser le fait de brûler 100% de bois de classe « B ».

► 2. Phase de moyen terme – long terme

Pour le moyen et le long terme, FBE ne souhaite plus de mécanismes d'appels d'offres. Cette méthode ne semble en effet pas compatible avec le temps d'un industriel consommateur de chaleur. Un système d'obligation d'achat paraît plus adapté à la réactivité nécessaire à l'industrie qui, lorsqu'elle doit remplacer une chaudière, ne peut pas attendre le lancement d'un hypothétique appel d'offres. En outre, les appels d'offres créent un mur de commandes fournisseurs (chaudières et bois) à la même époque, ce qui se traduit par des hausses de prix.

FBE ne souhaite pas un mécanisme uniquement basé sur le Feed in Premium (FIP). En effet, ce système lié au marché électrique inclut un risque d'instabilité susceptible de fragiliser le fonctionnement actuel. Une des spécificités de la cogénération biomasse est

déjà de faire face à un risque marché fort : celui du combustible bois (cf. graphique 1). Y ajouter un risque de marché électrique générerait des incertitudes et des réticences de la part des investisseurs.

Eu égard aux spécificités des systèmes de cogénérations à base de biomasse, FBE préconise donc les évolutions suivantes :

► **Le feed in tariff (FIT) actuel implique de faire fonctionner les installations toute l'année. Il paraît adapté pour les installations de petites tailles, inférieures à 10 MW.** Il correspond à un approvisionnement de 100 000 tonnes de biomasse par an, soit 1/10ème d'une papeterie. L'expérience montre que sur un tel volume, l'approvisionnement est structurant pour les parcelles forestières et facile à organiser sur un territoire.

► Pour les installations de plus grande taille, il est possible d'améliorer l'efficacité du système en permettant d'inciter les installations à fonctionner en période de forte demande d'énergie thermique.

Pour les installations de puissance supérieure à 10 MW, la proposition de FBE consiste à conjuguer les deux types d'aides :

- Une aide à l'investissement pour les équipements et les réseaux ;
- Une aide à l'exploitation en euros/MWh en complément de la rémunération du marché de l'électricité avec un niveau de rémunération garanti (contrat pour différence).

Ce système de soutien s'approche de l'actuel soutien aux cogénérations gaz.

► BIOGAZ

► A. Constat

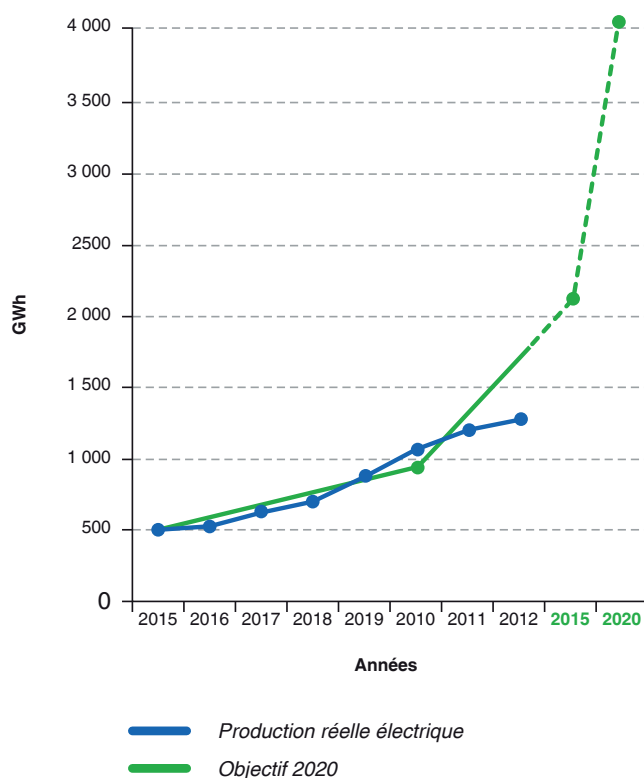
Le biogaz est une filière tout juste en phase de décollage. A ce stade, la trajectoire est atteinte. Cela s'explique par des objectifs modestes par rapport au potentiel réel de la filière et par le développement des installations de grande puissance puisque principalement issues des installations de stockage des déchets non dangereux (ISDND).

Selon les études de gisement ADEME de 2013, les prochains projets seront d'avantage d'origine agricole ; soit sous forme de méthanisation à la ferme, soit sous forme d'installation centralisée. Il n'y a quasiment plus de centres de déchets à installer. **Les projets seront donc globalement de plus petite taille que les précédents (< à 500 KWe). Selon Observ'ER, la trajectoire de production d'électricité à partir de biogaz se détache des objectifs fixés.**

Le potentiel de la méthanisation est pourtant important que ce soit en terme de cogénération, de production de biométhane à injecter dans le réseau de gaz naturel ou à valoriser en biométhane carburant. Les externalités positives que représentent le biogaz sont nombreuses, y compris du point de vue de la valorisation de digestat en tant qu'engrais organiques venant se substituer aux engrais d'origine fossile. Le Ministère de l'Ecologie, du Développement Durable et de l'Energie ainsi que le Ministère de l'Agriculture, de l'Agroalimentaire et de la Forêt ont d'ailleurs affirmé leur soutien aux projets de méthanisation en élaborant en mars 2013 le plan Energie Méthanisation Autonomie Azote (EMAA) avec un objectif de 1000 méthaniseurs à la ferme pour 2020.

Il s'agit désormais de concrétiser les projets enregistrés et les nombreux autres à venir. L'ADEME a recensé, de juillet 2011 à juillet 2013, depuis la parution des derniers textes réglementaires sur la cogénération, 242 projets tous secteurs confondus. Concernant l'injection du biométhane, GrDF compte 3 installations d'injection en fonctionnement en 2013, en prévoit entre 10 et 13 nouvelles en 2014 et dénombre près de 360

projets à l'étude. Tous ces projets sont encourageants pour les professionnels de la filière. **Cependant, ils se heurtent souvent à des difficultés pour obtenir les financements nécessaires à leur concrétisation, notamment du fait de leur faible rentabilité lorsque l'on n'intègre pas les subventions. Le taux d'échec risque d'être important si aucune autre évolution n'est effectuée pour encourager la filière biogaz.**



Graphique 2 : Comparaison entre objectif 2020 et production (GWh)

Source : Observ'ER 2013 (from SOeS data)

► B. Propositions

► **Ainsi, France Biomasse Energie estime que les textes réglementaires régissant les mécanismes de soutien au biogaz sont trop récents pour être modifiés à ce stade.** En effet, les projets de méthanisation mettent près de 4 à 5 ans pour aboutir. Une modification des soutiens accordés aux projets valorisant le biogaz risquerait de marquer un coup d'arrêt à une filière qui commence tout juste son déploiement.

► **France Biomasse Energie propose un maintien des mécanismes de soutien au biogaz à minima tels qu'ils sont actuellement pour les installations de taille inférieure à 5 MWe.**

► France Biomasse Energie souligne que si les tarifs restent en l'état, **il sera indispensable d'évoluer sur de nombreux autres points pour espérer développer sérieusement la filière biogaz.** En effet, de nombreuses évolutions sont nécessaires à plusieurs niveaux :

- renforcer le Fonds déchets géré par l'ADEME et accorder des soutiens à la hauteur des enjeux (ex : objectifs du plan EMAA) ;
- approfondir la question des seuils d'intrants utilisables dans les unités de méthanisation et permettant de bénéficier d'une subvention (ex : notion de cultures intermédiaires à vocation énergétiques et autres) ;
- avancer sur l'homologation et la normalisation des digestats pour les commercialiser et les intégrer dans les business plans ;
- simplifier les démarches administratives (en particulier en généralisant à l'ensemble du territoire l'expérimentation autorisation unique ICPE) ;
- améliorer le financement des projets par un fléchage direct de fonds Bpifrance dédiés à la méthanisation ;
- exonérer le biogaz de la Contribution Climat Energie.

b. ÉOLIEN

Évolution des dispositifs de soutien à l'énergie éolienne terrestre

SOMMAIRE

SYNTHÈSE DES RECOMMANDATIONS	28
1. CONTEXTE ET OBJET DE LA NOTE	29
A. Le contexte européen	29
B. Objet de la note	29
2. LES DIFFÉRENTS DISPOSITIFS DE SOUTIEN À L'ÉOLIEN TERRESTRE	31
A. Benchmark international des différents mécanismes de soutien	31
i. Le tarif d'achat garanti	31
ii. Le contrat pour différence (ou prime ex post)	31
iii. La prime ex ante	32
iv. Les certificats verts	32
v. Le système de quotas	32
B. Le dispositif de soutien en vigueur en France	33
3. ANALYSE COMPARÉE DES DIFFÉRENTS DISPOSITIFS DE SOUTIEN	33
A. Description des enjeux de la réforme des dispositifs de soutien	33
i. La stabilité/visibilité sur le long terme	33
ii. La facilité d'accès aux financements	33
iii. L'adaptation des acteurs au système	33
iv. La création d'emplois et d'activités économiques	34
v. La maîtrise des coûts pour la collectivité	34
vi. La cohabitation avec le marché de l'électricité	34
vii. Autres enjeux	34
B. Hypothèses	35
C. Analyse comparée	35
D. Effets de dispositifs d'appel d'offres	38
E. Conclusion	38

SYNTHÈSE DES RECOMMANDATIONS

La présente note constitue une première réponse à la consultation sur l'évolution des mécanismes de soutien aux installations sous obligation d'achat, lancée par le Ministère de l'Écologie, du Développement Durable et de l'Énergie le 12 décembre 2013. Cette note est le résultat d'une réflexion menée au sein d'un groupe de travail de la Commission Éolienne du Syndicat des énergies renouvelables. Elle propose un état des lieux des différents modes de soutien à l'énergie éolienne existants et expose les conclusions de l'analyse qualitative de ces dispositifs au regard de plusieurs grands enjeux déterminants pour l'atteinte des objectifs 2020 en matière d'énergie éolienne. Elle préconise enfin un préalable et des recommandations dans le cadre de la réforme des mécanismes de soutien annoncée :

Préalable :

Cette réforme annoncée doit être précédée d'une **sécurisation du cadre économique** de la filière éolienne. Pour cela, la Commission Européenne doit **statuer sur la notification de l'arrêté tarifaire éolien, au niveau actuel, dans les meilleurs délais**. Cette réforme doit également s'accompagner d'une **simplification drastique des procédures administratives, sur l'ensemble du territoire national**, afin de diminuer les risques pesant actuellement sur les projets éoliens du fait de la longueur des procédures et de la multiplication des contentieux. A ce titre, la profession est satisfaite du lancement d'expérimentations régionales pour une autorisation unique et souhaite que cette simplification des procédures soit généralisée au plus tôt à l'ensemble du territoire sous la forme d'une véritable autorisation unique pour laquelle les risques de contentieux auront été minimisés au maximum.

Recommandation n°1 :

La réforme annoncée ne doit **pas avoir d'effets rétroactifs (pas de modification des conditions de contractualisation, d'introduction de nouvelles obligations, de taxes ou de pénalités pour les parcs ayant déjà fait l'objet d'une demande complète de contrat d'achat)**. Les textes qui encadreront la mise en œuvre du nouveau dispositif de soutien devront prévoir des dispositions particulières pour garantir la non-rétroactivité.

Recommandation n°2 :

Le basculement vers un nouveau dispositif de soutien à l'éolien ne pourra être possible qu'à l'issue de la période qui aura permis d'atteindre les objectifs 2020. En outre, dans un souci d'adaptation des acteurs de la filière et à l'instar des processus mis en place en Allemagne et au Royaume-Uni, l'abandon progressif du mécanisme de tarif d'achat garanti nécessitera la mise en place d'une période **de transition suffisamment longue de l'ordre de 6 à 7 ans et s'articulant de la manière suivante :**

► **Phase 1 :** une **période de définition** du nouveau dispositif

► **Phase 2 :** une **période de cohabitation** du nouveau avec l'ancien dispositif de 4 ans minimum

Les projets ayant fait l'objet d'une demande complète de contrat d'achat avant la fin de la période de cohabitation ne peuvent être concernés par la réforme (Cf. recommandation n°1).

Recommandation n°3 :

Le dispositif dit **« contrat pour différence »**¹ semble être l'alternative au mécanisme de tarif d'achat garantissant au mieux la visibilité et la sécurité indispensables au développement de la filière. Il convient cependant de noter qu'il introduira des coûts supplémentaires liés :

► **à la commercialisation :** accès au marché, commercialisation, coûts des écarts, administration ;

► **au financement :** le risque lié au revenu engendrera une augmentation des coûts de financement (investisseurs et banques) ;

► **à la complexité du montage :** introduction de nouveaux acteurs, coûts légaux, durée de mise en œuvre, ...

1. CONTEXTE ET OBJET DE LA NOTE

► A. Le contexte européen

La Commission Européenne a engagé tout au long de l'année 2013 des réflexions sur les régimes d'aide en faveur des énergies renouvelables et s'apprête à publier des lignes directrices auxquelles la France et les autres Etats membres devront se conformer. Une consultation publique est engagée depuis le 18 décembre sur ce sujet ; elle s'est terminée le 14 février dernier. Dans ce contexte, le cadre économique des énergies renouvelables pourraient, dans les prochaines années, connaître une refonte importante.

A ce stade, et selon les informations portées à notre connaissance, la Commission Européenne souhaite orienter les Etats membres vers des mécanismes de soutien plus souples, capables de s'adapter à la baisse des coûts de production. **Elle veut encourager les technologies les plus matures à s'exposer progressivement aux prix de marché dans l'objectif, à terme, de supprimer tout soutien.** Selon la Commission Européenne, « *cela implique, dans la pratique, de supprimer progressivement les tarifs d'achat au profit de primes et d'autres instruments de soutien qui encouragent les producteurs à s'adapter à l'évolution du marché.* » Ainsi, la Commission souhaite que le soutien public soit « *mieux ciblé* » et « *prenne en compte le degré de maturité des différentes technologies* ».

En Allemagne, les lignes directrices définissant le cadre général de la réforme de la loi sur les énergies renouvelables (loi EEG) adoptées par le gouvernement allemand le 22 janvier dernier prévoient notamment **la dégressivité progressive des tarifs d'achat pour toutes les technologies et la refonte des mécanismes de soutien.** Elles soulignent, en particulier, que la loi sur les énergies renouvelables EEG « *est un instrument d'introduction des énergies renouvelables au marché, la perspective étant que les énergies renouvelables puissent se maintenir sur le marché sans soutien de l'Etat* ».

► B. Objet de la note

En France, une consultation sur les évolutions des modes de soutien aux énergies renouvelables a été lancée le 12 décembre 2013 par le ministère en charge de l'énergie.

D'après le document publié par le ministère, cette consultation devra éclairer et permettre de partager :

- le diagnostic sur le fonctionnement actuel du système électrique et du marché de l'électricité,

et l'enjeu de la meilleure intégration des énergies renouvelables,

- les pistes d'évolution du système actuel de soutien aux énergies renouvelables vers un dispositif permettant d'améliorer son fonctionnement et une meilleure intégration des énergies renouvelables au système électrique,
- les modalités et enjeux de la transition vers le (ou les) nouveau(x) dispositif(s).

Les résultats de cette consultation nourriront l'évolution du système actuel, qui figurera dans la loi de programmation sur la transition énergétique dont la présentation en Conseil des ministres est prévue pour le printemps.

Au moment où la Commission Européenne réfléchit sur des lignes directrices en la matière, cette consultation doit permettre à la France d'être force de propositions.

Les lignes directrices de la Commission Européenne et les réformes annoncées par l'Allemagne dans le cadre de la prochaine loi EEG seront déterminantes. Un accord entre la France et l'Allemagne sur les dispositifs de soutien aux énergies renouvelables constituera l'aboutissement des réflexions et négociations actuellement en cours dans chacun des deux pays.

Ces réflexions ne doivent pas occulter le fait que les énergies renouvelables sont, en France et en Allemagne, en quantité et en maturité économique, à des niveaux de développement différents. Les solutions qui seront imaginées de part et d'autre du Rhin ne seront pas nécessairement les mêmes, notamment en matière de calendrier.

Dans ce contexte, le Syndicat des énergies renouvelables a initié, auprès des adhérents de sa Commission Éolienne (197 sociétés), dès le début du mois de novembre 2013, une réflexion sur l'évolution des mécanismes de soutien.

La commission éolienne du SER a ainsi dressé un état des lieux des mécanismes de soutien existants afin de bien appréhender leur fonctionnement et d'apprécier leur efficacité en fonction des objectifs à atteindre, objectifs fixés par l'Europe d'une part et par les politiques nationales d'autre part.

Cette réflexion a associé des acteurs volontaires de la filière éolienne, de toutes tailles (PME, ETI et grands groupes) et de tous horizons (développeurs, exploitants, constructeurs, investisseurs,...).

Le travail de ce groupe a consisté à :

- établir un benchmark international des dispositifs de soutien à l'éolien ;
- définir les enjeux politiques et économiques de cette réforme ;
- analyser les avantages et inconvénients des différents dispositifs de soutien au regard des grands enjeux identifiés.

Après une brève description des différents mécanismes de soutien existants dans le monde, cette note détaille les grands enjeux de la réforme annoncée.

Dans un deuxième temps, une analyse comparée des différents systèmes de soutien est menée au regard des enjeux politiques et économiques identifiés. Cette analyse est le résultat d'une réflexion menée au sein de la Commission Éolienne du SER.

Enfin, la Commission Éolienne formule, à la lumière de cette analyse, une série de recommandations. Ces dernières sont commentées de manière approfondie afin d'éclairer les décideurs politiques et de guider leurs choix à la veille de l'élaboration de la future loi de programmation sur la transition énergétique.

2. LES DIFFÉRENTS DISPOSITIFS DE SOUTIEN À L'ÉOLIEN TERRESTRE

Partout dans le monde, l'énergie éolienne se développe à un rythme important avec, au cours de la décennie précédente, **un taux de croissance moyen de 30 %**. Selon l'Association mondiale de l'énergie éolienne (WWEA), la puissance éolienne installée dans le monde au cours de l'année 2013 a atteint 35 467 MW, pour une capacité totale en fonctionnement à fin 2013 de 318 137 MW.

L'énergie éolienne est aujourd'hui devenue un pilier important du système énergétique dans de nombreux pays, et est reconnue comme une source d'énergie électrique fiable et compétitive.

Cet essor a été permis par la mise en place, dans de nombreux pays, de politiques de soutien : le tarif d'achat garanti, le tarif premium, les certificats verts et quotas échangeables sont les dispositifs les plus déployés.

Parmi ces différents dispositifs, le tarif d'achat garanti a été le plus fréquemment utilisé, notamment en Europe à la suite de la mise en place de la Directive 2001/77/EC relative à la promotion de l'électricité produite à partir de sources d'énergie renouvelable sur le marché de l'électricité. Dans plusieurs pays européens comme l'Allemagne, le Danemark ou l'Espagne, ce dispositif a montré son efficacité pour le démarrage de la filière et la création d'une industrie créatrice d'emplois et d'activités économiques sur le territoire national.

En outre, il est observé dans la quasi-totalité des pays ayant mis en œuvre un dispositif de soutien à l'énergie éolienne (ainsi que pour les autres formes d'énergies renouvelables) la notion **d'obligation d'achat**, condition fondamentale et reconnue pour la viabilité économique de tels soutiens.

► A. Benchmark international des différents mécanismes de soutien

i. Le tarif d'achat garanti

Principe : le producteur vend l'électricité produite à **un tarif fixe garanti² pendant une période donnée (allant généralement de 10 à 20 ans selon les pays)**. Selon les pays, le niveau de prix d'achat peut être fixé par voie réglementaire, législative ou au cours d'un appel d'offres.

Pays mettant en œuvre ce dispositif :

Allemagne, Autriche, Bulgarie, Chypre, Estonie, France, Grèce, Hongrie, Irlande, Lituanie, Luxembourg, Finlande, Italie (depuis 2012, pour les installations de puissance inférieure à 5 MW).

Des particularités existent selon les pays ; elles portent sur :

- la durée du contrat ;
- une dégressivité mise ou non en place au cours de la durée du contrat ;
- des planchers et/ou plafonds de puissance pour bénéficier de ce tarif.

Plusieurs études conduites notamment par la Commission Européenne ont mis en évidence les avantages de ce mécanisme de soutien ainsi que sa contribution au développement rapide des énergies

renouvelables dans les pays qui ont adopté ce dispositif : « pour l'énergie éolienne, tous les pays montrant l'efficacité la plus élevée ont mis en place le dispositif d'achat au prix garanti. Ce type de système manifeste la meilleure performance pour l'énergie éolienne. » selon le rapport de la Commission Européenne du 7 décembre 2005 sur les mécanismes de soutien à l'électricité de source d'origine renouvelable.

ii. Le contrat pour différence (ou prime ex post)

Principe : Un niveau de référence (ou target price) est défini par le régulateur³. Le producteur vend l'électricité produite au prix de marché de gros, soit directement, soit par l'intermédiaire d'un « intégrateur », notamment pour les acteurs n'ayant pas d'accès direct au marché. Ceci conduit à la répercussion sur le producteur de coûts supplémentaires liés à la commercialisation de l'électricité (accès au marché, commercialisation, coûts des écarts, ...) et à la gestion de l'électricité produite (précision de production). En l'occurrence, dans les pays ayant mis en œuvre ce système, les surcoûts pour le producteur sont non négligeables et représentent jusqu'à 10%⁴ du coût d'achat total.

Le producteur perçoit un complément de rémunération sous la forme d'une prime dans le cas où la différence entre le niveau de référence et le prix de marché est positive. Dans le cas contraire, le producteur doit verser le surplus perçu.

^{2, 3} Il est de rigueur d'y appliquer un ajustement annuel lié à l'inflation

⁴ Tel qu'observé au Royaume-Uni

Pays mettant en œuvre ce dispositif :

Royaume-Uni (option pour le producteur à partir de 2014, obligatoire à partir de 2017), Allemagne (un des systèmes en vigueur depuis le 1er janvier 2012), Italie (depuis 2012, pour les installations de puissance supérieure à 5 MW).

Une variante du contrat pour différence est le **contrat pour différence asymétrique (ou prime ex post asymétrique)**. Ce dispositif consiste à ne pas obliger le producteur à reverser le surplus lorsque sa rémunération sur le marché dépasse le niveau de référence. Le montant de la prime exprimée en €/MWh est calculé ex post.

iii. La prime ex ante

Principe : le producteur vend l'électricité produite au prix de marché de gros⁵ et perçoit un complément de rémunération sous la forme d'une prime. La prime est définie initialement par le régulateur et fixée pour une durée définie. Son montant est généralement fixé par le régulateur sur la base de son estimation des prix de marché futurs et de sorte à procurer au producteur une espérance de rémunération suffisamment attractive. La prime peut être de deux types : une prime à l'énergie exprimée en €/MWh (unité plus généralement choisie) ou une prime de capacité en €/MW/an.

Pays ayant mis en œuvre ce dispositif :

Espagne (jusqu'en 2008), Royaume-Uni (option pour le producteur à partir de 2014 jusqu'en 2017, en parallèle du contrat pour différence tel que décrit ci-dessus).

Dans le cas d'une prime de capacité exprimée en €/MW/an, la prime est calculée sur la base de la capacité installée. La rémunération est donc composée d'une prime de capacité versée annuellement pendant une durée déterminée et fixée contractuellement, et des revenus de la vente de sa production sur le marché.

iv. Les certificats verts

Principe : les « acteurs obligés » (généralement les fournisseurs d'énergie ou parfois les producteurs d'électricité de source fossile) sont soumis à l'obligation légale d'attester de l'origine renouvelable d'une fraction de l'énergie qu'ils fournissent à leurs clients. Ils attestent cette origine en détenant des certificats verts qu'ils acquièrent auprès des producteurs d'énergie renouvelable. Les certificats verts font donc l'objet de transactions entre les producteurs d'énergies

renouvelables et les « acteurs obligés » sur un marché qui en révèle le prix. La rémunération du producteur EnR est la somme de la vente de l'électricité sur le marché de gros^{5 6} et du certificat vert associé.

Pays mettant en œuvre ce dispositif :

Suède, Italie (plus depuis 2012), Pologne, Belgique.

v. Le système de quotas

Principe : la puissance publique impose aux entreprises électriques une contribution minimale d'énergies renouvelables en termes de capacité installée ou d'électricité produite sous la forme de quotas. Ces derniers sont définis en adéquation avec les objectifs de politique énergétique et évoluent dans le temps avec les objectifs de politique énergétique. Selon les spécificités du modèle de quotas, la contrainte est imposée à des acteurs différents : producteurs, gestionnaires de réseaux, distributeurs ou consommateurs.

Pays mettant en œuvre ce dispositif :

Etats-Unis, Chine

Ce dispositif est utilisé de manière marginale dans le monde. Les conditions de contractualisation et les niveaux fixés pour les quotas sont différents selon les pays qui le mettent en œuvre et, à l'intérieur même d'un pays, selon les régions ou Etats (cas des Etats-Unis). Enfin, ce dispositif est très souvent complété par d'autres mécanismes de soutien tel que les crédits d'impôts, ainsi, dans les Etats américains où ce système est mis en place, sa contribution à la valorisation des kWh n'est que de l'ordre de 25%.

Compte tenu des difficultés auxquelles nous sommes confrontés pour décrire de manière globale ce système, il a été décidé de ne pas l'inclure dans l'analyse comparée menée ci-après.

⁵ Soit directement, soit par l'intermédiaire d'un « intégrateur », notamment pour les acteurs n'ayant pas d'accès direct au marché. Ceci conduit à la répercussion sur le producteur de coûts supplémentaires liés à la commercialisation de l'électricité (accès au marché, commercialisation, coûts des écarts, ...) et à la gestion de l'électricité produite (précision de production). En l'occurrence, dans les pays ayant mis en œuvre ce système, les surcoûts pour le producteur sont non négligeables et représentent jusqu'à 10% du coût d'achat total.

⁶ Ce surcoût est encore augmenté par le fait que s'ajoute aussi la commercialisation des certificats verts.

► B. Le dispositif de soutien en vigueur en France

Afin de développer la filière éolienne, l'État a mis en place, dans la loi n°2000-108 du 10 février 2000 relative à la modernisation et au développement du service public de l'électricité, un dispositif incitatif : **l'obligation d'achat associée au tarif garanti.**

EDF et les distributeurs non nationalisés doivent acheter l'électricité produite à partir de l'énergie éolienne aux exploitants qui en font la demande, à un tarif d'achat fixé par arrêté. Le distributeur d'électricité répercute le surcoût à ses clients par une contribution proportionnelle à l'électricité qu'ils consomment (CSPE).

Le système de tarif d'achat garanti est entré en vigueur en France dès 2001. Depuis cette période, l'énergie éolienne est achetée par EDF ou un distributeur non nationalisé, désigné acheteur obligé par la loi, à un tarif fixe pendant une durée donnée, actualisé en fonction d'un indice des coûts horaires du travail et d'un indice des prix à la production. **Dans les conditions de 2006, pour l'éolien terrestre, les contrats sont souscrits pour 15 ans, le tarif est fixé à 82 €/MWh pendant 10 ans, puis entre 28 et 82 €/MWh pendant 5 ans selon la production des sites au cours des dix premières années. Pour 2014, le tarif, ajusté avec l'inflation, s'établit à 84,3 €/MWh.**

3. ANALYSE COMPARÉE DES DIFFÉRENTS DISPOSITIFS DE SOUTIEN

► A. Description des enjeux de la réforme des dispositifs de soutien

Pour mener l'analyse comparée des différents mécanismes de soutien, la Commission Éolienne du SER a défini **six grands enjeux** en se plaçant, du point de vue des acteurs de la filière éolienne (développeurs, exploitants, équipementiers, constructeurs, investisseurs, banquiers et professions supports), du point de vue des pouvoirs publics et du point de vue de la collectivité. Chacun de ces enjeux est commenté ci-après :

i. La stabilité/visibilité sur le long terme

Selon les dispositifs de soutien, la stabilité du cadre économique est plus ou moins garantie. Les acteurs de la filière, et en particulier les développeurs qui engagent des dépenses de long terme, et globalement tous les acteurs de la chaîne de valeur (bureaux d'études, équipementiers, investisseurs, ...) disposent alors, sur une longue période, d'une visibilité plus ou moins bonne des perspectives économiques du marché de l'éolien, favorisant plus ou moins d'investissements dans la filière. Du point de vue des professionnels cet enjeu est déterminant pour la pérennité de la filière.

ii. La facilité d'accès aux financements

De la même manière, en se plaçant au niveau d'un projet de parc éolien, le système en vigueur apporte plus ou moins de sécurité aux producteurs, investisseurs et prêteurs quand ils prennent la décision de le financer. Si l'accès aux financements n'est pas facilité, cela pourrait empêcher tout financement ou le renchérir.

iii. L'adaptation des acteurs au système

Toute évolution du cadre économique est susceptible d'engendrer des perturbations importantes pour les acteurs de la filière, créant de l'instabilité et de l'insécurité au niveau du financement des projets. Le niveau de risque est une composante importante à prendre en compte pour caractériser l'adaptation des acteurs à tout nouveau système. Toute évolution demandera également aux acteurs de s'adapter à un nouveau contexte pouvant nécessiter l'apprentissage de nouveaux métiers et engendrer, a minima, une période de ralentissement, voire une incapacité à s'adapter (incapacité à lever de la dette, ...) et une relative inefficacité à soutenir le marché.

iv. La création d'emplois et d'activités économiques

Cet enjeu est central du point de vue des pouvoirs publics. Le Président de la République a ainsi rappelé dans son discours d'ouverture de la seconde conférence environnementale, le 20 septembre dernier, son souhait que « *les modes de soutien aux énergies renouvelables soient revisités de sorte que chaque euro prélevé sur la facture des consommateurs favorise la création de champions industriels nationaux* ». Ces investissements dans l'outil industriel et la création d'emplois non délocalisables ne sont possibles qu'au travers d'un mécanisme garantissant de la visibilité et de la stabilité aux acteurs (développement, constructeurs, équipementiers, investisseurs, ...) et assurant un rythme de commandes suffisant grâce à des volumes annuels garantis.

v. La maîtrise des coûts pour la collectivité

Il s'agit également ici d'un enjeu prioritaire du point de vue du Gouvernement qui souhaite que le coût supporté par le consommateur, dans le cadre de la Contribution au Service Public de l'Électricité (CSPE), soit maîtrisé au mieux et, à terme, réduit. Ainsi, le Président de la République a-t-il indiqué dans le même discours, son souhait que « *les modes de soutien aux énergies renouvelables soient revisités de sorte que chaque euro prélevé sur la facture des consommateurs soit le plus efficace possible* ».

Actuellement, la part de l'éolien dans la Contribution au Service Public de l'Électricité (CSPE) représente un peu moins de 11%, soit 560 millions d'euros de charges prévisionnelles au titre de l'année 2013.

vi. La cohabitation avec le marché de l'électricité

Les énergies renouvelables représentent une part de plus en plus importante dans le mix énergétique de l'Europe et des Etats membres. Dans certains Etats membres, comme l'Allemagne, où la production éolienne et solaire est importante, des anomalies sur le marché de l'électricité avec des effets directs sur le prix de marché de gros ont été observées au cours des derniers mois. Bien que ces phénomènes ne soient pas imputables aux seules énergies renouvelables, il est clair qu'une quantité importante de centrales dont la production ne s'adapte pas à la situation du marché peut conduire à le déséquilibrer. Pour

éviter que cette situation se propage à d'autres Etats membres, y compris ceux, comme la France, qui développent encore de faibles capacités d'énergies renouvelables, les producteurs éoliens sont encouragés progressivement à optimiser l'exploitation de leurs centrales en fonction des prix de marché.

vii. Autres enjeux

Il ne faut pas perdre de vue également les trois enjeux suivants qui devront guider les choix politiques à prendre en matière de soutien à l'éolien terrestre :

► **L'atteinte de l'objectif de 23% d'énergies renouvelables en 2020** : l'éolien terrestre y contribuera au quart. Pour autant, les récentes statistiques publiées par RTE-ERDF-SER-ADEEF en février 2014 dans le Panorama des énergies renouvelables montrent un « décrochage » important de la puissance annuelle installée depuis trois années consécutives. L'année 2013 est particulièrement inquiétante : seuls 630 MW ont été raccordés au cours de l'année, soit le volume constaté en 2005 au moment du démarrage de la filière éolienne. Compte-tenu du retard actuel, le rythme annuel doit, au minimum, s'établir à 1 500 MW au cours de 7 prochaines années pour atteindre l'objectif de 19 000 MW.

De même il sera important de disposer suffisamment en amont des perspectives de développement de la filière éolienne en fixant des objectifs pour 2030.

► **La question de la rémunération des technologies « CO₂ free »** : l'énergie éolienne, et les énergies renouvelables en général, contribue de manière significative à la réduction des gaz à effet de serre. Alors que des discussions sont en cours pour fixer, dans le cadre d'un accord international de protection du climat, un système de quotas d'émission de gaz à effet de serre au niveau européen, il serait pertinent de réfléchir à la mise en place d'un système de financement permettant de rétribuer la production d'électricité d'origine éolienne qui vient directement réduire le niveau d'émission de CO₂. A terme, le seul prix CO₂ devrait pouvoir justifier la production d'énergie à partir de sources d'énergie renouvelables.

► **L'intégration de l'éolien au système électrique** : Cf. partie transversale de la réponse du SER à la consultation sur l'évolution des mécanismes de soutien (p. 12).

► B. Hypothèses

L'analyse comparée de l'efficacité des différents dispositifs de soutien au regard de plusieurs critères est menée en considérant qu'aucune barrière significative d'ordre réglementaire, technique, ou économique n'entrave l'atteinte des objectifs. Le principe d'accès prioritaire au réseau n'est également pas remis en cause.

► C. Analyse comparée

Chacun des mécanismes de soutien identifiés ci-dessous (à l'exclusion du système de quotas) a été examiné au regard des six grands enjeux. Le résultat de cette analyse est présenté ci-après sous la forme d'un tableau à double-entrée. Les conclusions qui peuvent être tirées de ce tableau sont présentées en pages 36 et 37.

Effets négatifs	-2
Effets modérées -	-1
Effets modérées +	1
Effets positifs	2

Systèmes de rémunération du kWh éolien

Enjeux		Mécanisme 1 : tarif d'achat au prix garanti	Mécanisme 2 : prix de marché + prime ex post (Contrat pour différence)	Mécanisme 3 : prix de marché + prime ex ante	Mécanisme 4 : certificats verts
	Stabilité/visibilité sur le long terme	Efficace	Efficace	Moyenne	Mauvais
	Facilité d'accès aux financements	Bonne sécurité	Positif mais pas d'incitation directe	Idem mécanisme 2 + risque sur la rémunération liée au prix de marché	Double exposition au marché (énergie et certificat)
	Adaptation des acteurs du système	Pas d'adaptation nécessaire	Temps d'apprentissage nécessaire et accès au marché variable selon la taille des acteurs	Temps d'apprentissage supérieur par rapport au mécanisme 2	Deux adaptations nécessaires (marchés de l'énergie et des certificats) + marché à créer (certificats)
	Impact sur la filière industrielle nationale (retombées éco. et création d'emplois pour les constructeurs et équipementiers)	Positif mais pas d'incitation directe	Positif mais pas d'incitation directe	Négatif	Très négatif
	Impact et maîtrise des coûts pour la collectivité	Impact variable (dépend du prix de marché) et non contrôlable en volume	Impact variable (dépend du prix de marché) et non contrôlable en volume + coûts supplémentaires* à prendre en compte	Maîtrise de l'évolution des coûts mais l'augmentation des prix du marché ne profite pas à la collectivité + coûts supplémentaires amplifiés par rapport au mécanisme 2	Aucune maîtrise des coûts pour la collectivité / Impact pour le consommateur dépendant du marché des certificats
	Cohabitation avec le marché de l'électricité	Inexistant, pas de signal prix	Introduction d'un signal prix	Incitation à optimiser l'exploitation en fonction des prix de marché	Intégré mais risque lié à la décorrélation entre les deux marchés
Appréciation globale		7	6	0	-8

* Coût de financement et coûts de commercialisation qui permettent de couvrir le coût des écarts + coûts liées à la présence d'une nouvelle partie dans le projet

Pour commenter le tableau et tirer les conclusions de cette analyse, la méthode choisie consiste à analyser qualitativement les quatre mécanismes au regard des six grands enjeux identifiés afin d'évaluer les avantages et les inconvénients de chacun des systèmes de soutien.

L'analyse portera en priorité sur les mécanismes n°2, n°3 et n°4, le mécanisme n°1 étant celui actuellement en vigueur en France. Ce dernier est donc considéré dans cette analyse comme le dispositif de « référence ».

► **Le système de tarif d'achat au prix garanti (mécanisme n°1 – dispositif de référence)** est, selon les acteurs de la filière, l'outil économique qui offre la meilleure visibilité pour des projets éoliens dont le temps de développement, en France, est en moyenne de 6 à 8 années. Les banques prêteuses partagent le même sentiment. Par ailleurs, parmi toutes les structures de rémunération du kWh éolien, le tarif garanti est celle qui offre le coût de financement le plus bas (moyenne du coût de la dette combiné au coût du capital).

► **Le système dit « prix de marché + prime ex post ou contrat pour différence » (mécanisme n°2)** répond favorablement à plusieurs enjeux. En particulier, il permet d'assurer une certaine stabilité du cadre économique de la filière. Le niveau de tarif auquel la production d'électricité d'origine éolienne est achetée étant connu et garanti pour une période donnée, ce système procure en effet une bonne visibilité sur le long terme pour les différents acteurs présents sur toute la chaîne de valeur. En revanche, au niveau du projet lui-même, selon les modalités et les échéances de facturation qui sont mises en œuvre, les risques de besoin de fonds de roulements peuvent être plus ou moins importants. Il existe donc, avec ce système, un risque lié au financement plus grand que dans le cas d'un tarif d'achat garanti. Par ailleurs, l'électricité produite devant être vendue sur le marché de gros pour bénéficier d'une rémunération, il existe des coûts supplémentaires liés :

- à la commercialisation : accès au marché, commercialisation, coûts des écarts, administration ;
- au financement : le risque lié au revenu engendra une augmentation des coûts de financement (investisseurs et banques) ;

- à la complexité du montage du projet : introduction de nouveaux acteurs, coûts légaux, durée de mise en œuvre, ...

Ce mécanisme de commercialisation étant inconnu pour un grand nombre d'acteurs de la filière éolienne, la transition vers un tel dispositif engendrera nécessairement un temps d'apprentissage plus ou moins long.

S'agissant des enjeux 4 (impact sur la filière industrielle nationale) et 5 (impact et maîtrise des coûts pour la collectivité), ils sont appréhendés de la même manière dans le cadre des mécanismes 1 et 2 :

- Pour autant, bien qu'il n'existe pas d'incitation directe à créer des activités industrielles et des emplois nationaux avec ces deux dispositifs, l'impact sur la filière industrielle nationale peut être considéré comme positif dans la mesure où ces dispositifs garantissent une certaine stabilité du cadre économique et une sécurité financière au niveau des projets.

- L'impact des coûts pour la collectivité est variable dans les deux systèmes dans la mesure où il dépend du prix de marché. En revanche, les volumes ne sont pas contrôlés dans l'un comme dans l'autre dispositif⁷, le risque « volume » sur l'éolien étant faible.

Enfin, le mécanisme n°2 permet d'introduire, dans une certaine mesure et de manière très progressive, un signal prix.

- **Le système dit « prix de marché + prime ex ante » (mécanisme n°3)** ne répond que très partiellement aux enjeux identifiés. En particulier, l'accès aux financements est fortement incertain du fait de l'existence de plusieurs risques, sur les besoins de fonds de roulement plus ou moins importants selon les modalités et les échéances de facturation, mais surtout sur la rémunération de l'électricité produite, le niveau étant directement lié au prix de marché. La transition vers un système de ce type nécessiterait incontestablement un temps d'apprentissage long afin d'appréhender les mécanismes de marché, ce qui est incompatible avec le besoin de relance de la filière. Par ailleurs, l'accès à ce marché sera plus ou moins complexe selon la taille des acteurs, ceux-ci devant dans ce cas se doter d'outils de prévisions de prix long

⁷ Il est à noter que dans le cas de l'éolien en France, il n'y a pas de nécessité de maîtriser les volumes, compte tenu du net ralentissement constaté ces dernières années.

terme. Il existe donc un risque important de voir certains acteurs de taille moyenne exclus de ce système. De la même manière que pour le système de certificats verts analysé ci-dessous, l'impact sur la filière industrielle nationale est jugé négatif compte tenu du manque de visibilité sur le long terme pour les principaux acteurs. Enfin, si ce système permet de maîtriser l'évolution des coûts pour la collectivité, en fixant ex ante le niveau de la prime, il engendre des coûts supplémentaires similaires à ceux identifiés pour le mécanisme 2. Du fait d'une plus forte exposition au risque que dans le mécanisme 2, ces coûts sont plus importants, notamment au niveau du financement, et compte tenu de la complexité du montage du projet. Dans ce système, le coût pour la collectivité du mécanisme de soutien que constitue la prime ne se réduit pas en cas d'augmentation des prix de marché de l'électricité, contrairement aux systèmes 1 et 2. Il est important de souligner que, pour ce qui concerne la filière éolienne, le risque de surcoût non contrôlé engendré dans le cadre de la CSPE est lié uniquement à une variation du prix de marché et non au volume de nouvelles installations. Actuellement, la part de l'éolien dans la CSPE ne représente d'ailleurs que 10 à 11% du montant total, soit 560 millions d'euros de charges prévisionnelles au titre de l'année 2013.

► **Le système des certificats verts (mécanisme n°4)** ne répond favorablement à aucun des six enjeux. Les risques que représente la double exposition des acteurs de la filière (par rapport au marché de l'énergie et par rapport au marché des certificats verts) engendrent une très forte instabilité du cadre économique sur le long terme d'une part et ne facilitent pas l'accès aux financements des projets d'autre part. L'adaptation à ce nouveau système est considérée par les acteurs concernés comme extrêmement difficile dans la mesure où ces derniers doivent s'adapter à deux marchés parallèles : le marché de l'énergie et celui des certificats verts. D'une façon générale, ce système de soutien, instable et difficile à appréhender, est perçu, du point de vue des constructeurs et équipementiers, comme un outil qui ne permet pas d'accompagner une filière industrielle créatrice d'emplois et d'activités économiques. Enfin, dans la plupart des pays qui ont mis en place ce dispositif, il a été constaté un impact important pour la collectivité ; le prix d'achat de l'électricité verte étant dépendant

du prix de marché de l'électricité et surtout du marché des certificats verts, non maîtrisable. Ainsi, en Italie qui a pratiqué ce dispositif pendant plusieurs années, le prix de l'électricité d'origine éolienne a atteint jusqu'à 185 €/MWh, à comparer aux 140-150 €/MWh initialement attendus par le régulateur. De la même manière, en Belgique, où ce système est en vigueur depuis 2003, le cadre économique a subi des changements réguliers afin de remédier aux conséquences néfastes de ce système : emballement du système, déséquilibre entre la demande et une offre de certificats de plus en plus abondante, augmentation de la facture pour les clients finaux suite à la hausse des coûts pour les gestionnaires de réseau, effets d'aubaine, etc... Ainsi, dans la plupart des pays qui ont mis en place ce système, ce dernier a été abandonné.

En Suède, ce système est en vigueur depuis 2003. S'il a pu démontrer une certaine efficacité en permettant d'atteindre, chaque année, une proportion importante de capacité nouvelle d'énergies renouvelables, sans engendrer, pour l'instant, de coûts trop élevés pour la collectivité, il ne permet pas d'assurer, tout au long de la vie de l'installation, une rémunération suffisante. Ainsi, actuellement, le niveau des certificats verts atteint moins de 20 €/MWh. Dans ces conditions, et compte tenu des niveaux actuels de prix de marché de l'électricité (40 €/MWh en moyenne), le risque lié aux revenus est perçu comme trop élevé pour les investisseurs ayant un coût du capital bas qui ne sont pas incités à investir durablement en Suède. Le rythme de développement de l'énergie éolienne en Suède est d'ailleurs relativement lent puisque, entre 2003 et 2011, seuls 2500 MW environ ont été mis en service, soit moins de 300 MW par an en moyenne.

► D. Effets de dispositifs d'appels d'offres

En complément de cette analyse, la Commission Éolienne du SER s'est interrogé sur le rôle que pourrait jouer le lancement d'appels d'offres, ce système ne constituant pas à proprement parlé un mécanisme de rémunération de l'électricité d'origine éolienne mais pouvant accompagner la mise en œuvre d'un mécanisme de soutien.

D'une façon générale, quels que soient les mécanismes de soutien étudiés, la mise en place d'appels d'offres ne contribue pas à l'amélioration des enjeux n° 1, 2, 3, 5 et 6, voire peut constituer un obstacle pour y répondre. En revanche, le recours aux appels d'offres pourrait s'avérer avantageux pour répondre à l'enjeu n°4 (impact sur la structuration de la filière industrielle nationale), sous réserve de la définition de volumes garantis minimum, d'une visibilité sur la périodicité et de la mise en place de critères de sélection objectifs adaptés et non-discriminatoires. D'une manière générale, les expériences françaises en matière d'appel d'offres ont mis en évidence l'importance de la définition d'un cahier des charges précis et adapté aux enjeux, aux spécificités et aux degrés de maturité propres à chaque technologie. S'agissant précisément du coût pour la collectivité, l'éolien étant une filière mature, il n'y a pas d'asymétrie d'information entre producteurs et pouvoirs publics de telle sorte que la fixation d'un niveau unique est aisée, preuve en est la stabilité du tarif en France.

Enfin, l'appel d'offres, comme l'ensemble des mécanismes de soutien analysés ci-dessus, n'apportent aucune garantie quant à l'atteinte des objectifs 2020. **La simplification des procédures administratives et la sécurisation du cadre économique sont deux conditions essentielles pour relancer la dynamique de la filière éolienne et atteindre les objectifs éoliens pour 2020.**

► E. Conclusion

Le système de soutien actuellement en vigueur en France est, du point de vue des acteurs de la filière éolienne (développeurs, investisseurs, équipementiers, constructeurs, professions supports), le plus efficace pour soutenir durablement les investissements. Il ne constitue pas pour autant une condition suffisante pour permettre à la France de respecter ses objectifs annuels de capacité installée. Les retards enregistrés ces trois dernières années (la capacité annuelle installée a été

divisée par 2 entre depuis 2010) s'expliquent par une réglementation instable qui engendre des effets de « stop and go » importants. Ainsi, depuis 2003, le cadre réglementaire et législatif de la filière a été modifié tous les deux ans. Enfin, depuis 2008, il existe une insécurité juridique forte au niveau du cadre économique de la filière, à la suite de plusieurs recours.

Pour rattraper ce retard, et une fois le cadre économique de la filière sécurisé, il sera nécessaire d'accélérer les délais de réalisation des projets de parcs éoliens, en divisant par deux les délais moyens observés (passer de 6 à 8 ans à une durée plus raisonnable située entre 3 et 4 ans, comme dans le reste des pays européens).

Dans ces conditions l'évolution vers un nouveau système de soutien devra se faire de manière progressive en évitant un changement trop radical dans le mode de rémunération des projets. D'après notre analyse, le mécanisme n°2 (prix de marché + prime ex post ou contrat pour différence) est le plus approprié pour prendre, progressivement, le relai du dispositif actuel. Ce mécanisme engendrera cependant des coûts supplémentaires comme indiqué ci-dessus.

Avant d'opérer un changement important du mode de rémunération de la production d'électricité d'origine éolienne, **le cadre économique actuel doit être maintenu jusqu'à l'atteinte des objectifs que la France s'est fixés à l'horizon 2020 en matière d'éolien terrestre : 19 000 MW à terre.** En effet, tout bouleversement du système de soutien nécessitera une adaptation des différents acteurs concernés, ne serait-ce que des institutions financières, ce qui ne manquera pas d'engendrer un ralentissement, même ponctuel, qui pourrait aggraver la crise que traverse actuellement la filière. Une période de transition doit donc être envisagée avant la mise en place définitive d'un nouveau système qui exposera les opérateurs éoliens à une part de risque plus importante au moment du financement et à des coûts supplémentaires. **Ainsi, la mise en place de tout nouveau mécanisme de rémunération doit impérativement intégrer une période de transition suffisamment longue, de l'ordre de 6 à 7 ans et s'articulant de la manière suivante :**

► **Phase 1 :** une **période de définition** du nouveau dispositif

► **Phase 2 :** une **période de cohabitation** du nouveau avec l'ancien dispositif **de 4 ans minimum**

Cette période de transition doit permettre d'atteindre,

avant tout changement majeur, dans des conditions économiques satisfaisantes, les objectifs que la France s'est fixés en matière d'énergies renouvelables.

L'exemple du Royaume-Uni et de l'Allemagne, qui ont tous deux choisi de réformer progressivement leur dispositif de soutien aux énergies renouvelables, va dans le sens d'une période de transition relativement longue : au Royaume-Uni, le passage d'un régime prime ex ante vers un régime prime ex post a été envisagé sur une période d'environ 8 années (4 années ont été nécessaires pour définir et faire fonctionner le nouveau système et une période de cohabitation de 4 ans a été proposée aux opérateurs dès 2014). En Allemagne, les producteurs bénéficient, depuis 2011, de la possibilité de choisir, chaque mois, de vendre leur production directement sur le marché ou à un tarif d'achat garanti. Les lignes directrices définissant le cadre général de la réforme de la loi sur les énergies renouvelables (loi EEG) adoptées par le gouvernement allemand le 22 janvier dernier prévoient un basculement progressif vers un système d'appel d'offres à partir de 2017. La période de cohabitation mise en place en Allemagne aura duré 7 ans au total.

Les professionnels de la filière éolienne anticipent que tout changement de régime entraînera nécessairement un ralentissement de la capacité annuelle installée, le temps que les acteurs s'adaptent au nouveau dispositif. Il est donc essentiel que la réforme des mécanismes de soutien se déroule selon **un mode opératoire très précis qui permette une transition progressive vers le nouveau système**. D'une façon générale, il sera nécessaire de garantir aux acteurs de la filière une bonne visibilité sur le moment et les modalités du changement.

Enfin, deux conditions sont essentielles pour une mise en œuvre de cette réforme sans conséquence sur la poursuite du développement de la filière :

- Elle ne doit pas être rétroactive afin d'assurer la bonne poursuite des contrats d'achat jusqu'à leur échéance, sans révision des conditions de contractualisation, ni sous la forme de taxes, de pénalités ou de toute nouvelle obligation notamment liée à la commercialisation de l'électricité produite sur le marché (périmètre d'équilibre, etc.),
- La réforme ne doit pas concerner les projets ayant fait l'objet d'une demande complète de contrat d'achat avant la fin de la période de cohabitation.

Cette réforme doit par ailleurs **exclure les éoliennes de faible puissance installées par des particuliers** (éoliennes dont la puissance est inférieure à 50 kW et dont la hauteur du mât est inférieure à 30 mètres).

C. ÉOLIEN OFFSHORE ET ÉNERGIES MARINES

Évolution des dispositifs de soutien aux énergies marines

Ce document est le reflet de la position des membres de la Commission Énergies Marines et du Pôle Éolien Offshore de la Commission Éolienne du SER. Ces deux entités comptent une cinquantaine de sociétés actives sur l'ensemble de la chaîne de valeur des filières des énergies marines et de l'éolien offshore.

Éolien en mer posé

- Le mécanisme d'appel d'offres a permis de lancer la création d'une filière industrielle française de l'éolien en mer

L'arrêté tarifaire éolien de 2008 fixe les conditions d'achat de l'électricité produite par les installations utilisant l'énergie mécanique du vent. Pour l'éolien en mer, il y est prévu que les contrats sont souscrits pour 20 ans, le tarif étant fixé à 13 c€/kWh pendant 10 ans, puis entre 3 et 13 c€/kWh pendant les 10 années suivantes selon les sites. **Aucun projet n'a pour l'heure vu le jour grâce à ce tarif**, du fait de son niveau trop faible et de son insuffisante adaptabilité aux spécificités de chaque site.

Par ailleurs, **deux appels d'offres successifs ont été lancés**, en 2011 puis 2013, pour une puissance totale de 3 000 MW. Les lauréats bénéficieront d'un **tarif fixe garanti adapté à leur projet**, au niveau proposé dans leur réponse à l'appel d'offres, et ce pour une durée de 20 ans. S'il pourrait faire l'objet de certaines adaptations (le SER adressera prochainement des propositions sur ce sujet), notamment en vue de limiter le risque assumé par le candidat au moment de la formulation de son offre, de façon à réduire le coût de l'énergie produite, le mode de sélection par appel d'offres n'est, à ce jour, pas remis en cause par la profession.

Ce mécanisme devrait en effet assurer aux porteurs de projet une **rémunération au juste prix** reflétant la réalité de chaque projet, en tenant compte des spécificités liées à chacun d'entre eux (vent, bathymétrie, nature des sols, etc.). Il a permis de donner **suffisamment de visibilité** aux consortiums retenus pour s'engager dans la **création d'une base industrielle française** de l'éolien en mer, source d'emplois et de retombées économiques pour les territoires concernés, et à terme exportatrice. Ainsi, plusieurs usines sont d'ores et déjà en cours de création, et ce sont près de 10 000 emplois qui seront créés grâce aux seuls projets issus du premier appel d'offres. Le système d'appel d'offres

garantit en outre à l'Etat une **maîtrise des volumes**, et donc du coût du développement de la filière, ainsi que de l'impact de ce dernier sur le Domaine Public Maritime, réduisant les risques de conflits d'usages et facilitant ainsi l'acceptabilité des projets.

- De nouveaux projets devront être lancés pour rattraper le retard par rapport à l'objectif 2020, puis pérenniser la filière

Les projets sélectionnés à l'occasion des deux premiers appels d'offres seront mis en service progressivement entre 2018 et 2023. La France s'est fixé un objectif de 6 000 MW à l'horizon 2020. Dans les conditions actuelles, et compte tenu des programmes d'implantation en cours, cet objectif ne sera vraisemblablement pas atteint en 2020. **De nouveaux projets devront donc être lancés**, de façon à combler autant que faire se peut ce retard.

Or l'éolien en mer n'est pas encore parvenu au terme de la courbe d'apprentissage qui lui permettra d'atteindre des niveaux de coûts tendant vers la maturité. Les coûts de financement des projets demeurent encore particulièrement élevés, du fait du niveau de risque perçu par les investisseurs, qui impacte au final le coût de l'énergie produite par les parcs.

Afin de ne pas courir le risque d'un renchérissement des coûts de financement à ce stade, et de permettre à la filière de poursuivre sa progression sur sa courbe d'apprentissage, il est aux yeux de la profession important de **ne pas exposer les projets à un risque supplémentaire en confrontant les producteurs au marché de l'électricité**. Le SER recommande ainsi de **conserver le système de tarif fixe garanti (FIT) a minima jusqu'à l'atteinte de l'objectif de 6 000 MW**.

Au-delà, compte tenu des temps de développement des projets, qui sont par nature relativement longs, et du caractère intrinsèquement capitalistique de l'éolien en mer, toute évolution vers un nouveau mode de soutien devra s'efforcer de limiter autant que possible la confrontation des producteurs aux risques liés à l'évolution du marché de l'électricité.

A cet égard, parmi les dispositifs de soutien évoqués par le Ministère dans sa consultation, **le système de prime « ex-post » (FIP ex post) semble le plus adapté.** Il garantit en effet un niveau de rémunération connu par avance, et adapté au producteur si octroyé par voie d'appel d'offres (au même titre que le tarif fixe garanti (FIT) actuellement).

Pour rappel, les professionnels du SER proposent de **fixer un nouvel objectif de 15 000 MW installés en 2030**, qui permettra de pérenniser la filière industrielle de l'éolien en mer et d'assurer ainsi la **création de 30 000 emplois** à cet horizon.

Énergies marines renouvelables

Les autres filières d'énergies marines renouvelables, et en particulier l'hydrolien et l'éolien flottant, sont encore à un stade de maturité moins avancé que l'éolien en mer posé, qui bénéficie de premiers retours d'expérience à l'échelle européenne.

Pour ces technologies, après une phase de démonstration initiée notamment grâce aux Appels à Manifestation d'Intérêt (AMI) « Energies Marines »

de 2009, puis « Briques Technologiques » de 2013, industriels et producteurs ont désormais besoin de prouver la fiabilité technique et la viabilité économique d'un parc composé de quelques machines ou « ferme pilote ». Or ces objets à mi-chemin entre le prototype de démonstration et la ferme de dimensions commerciales, présentent des caractéristiques particulières, qui justifient la mise en œuvre de dispositifs de soutien adaptés.

Ainsi, pour ces technologies, **la profession considère qu'un système de rémunération sûr, connu par avance, sous la forme d'un tarif fixe garanti (FIT) combiné éventuellement avec un mix de subvention et/ou avances remboursables, doit être maintenu.** C'est à cette condition en effet que ces filières franchiront cette dernière étape avant la commercialisation, permettant à notre pays de rester dans la course au leadership mondial en matière d'énergies marines renouvelables.

A noter, ces propositions en termes de mécanisme de soutien sont en ligne avec ce que permettrait la Commission européenne dans le cadre de la révision de ses lignes directrices en matière d'aides d'Etat.

En résumé

Eolien offshore posé	Jusqu'à 6 000 M W	FIT
	Au-delà de 6 000 MW	FIT ou FIP ex post
Autres énergies marines (hydrolien, éolien offshore flottant, houlomoteur, etc.)	Démonstrateurs	Subventions (type AMI)
	Fermes pilotes	FIT (éventuellement combiné à une subvention)
	Fermes commerciales	FIT ou FIP ex post

d. HYDROÉLECTRICITÉ

Évolution des dispositifs de soutien à l'hydroélectricité

En réponse à la consultation du Ministère de l'Écologie, du Développement Durable et de l'Énergie (MEDDE) concernant l'évolution des mécanismes de soutien aux énergies renouvelables, la Commission Hydroélectricité du SER, qui rassemble une cinquantaine de membres présents sur l'ensemble de la chaîne de valeur, de la PME au grand groupe, en passant par des organisations professionnelles du secteur, a souhaité contribuer à la réponse multifilière du SER pour mettre en exergue les positions spécifiques à cette filière.

Ce document doit donc se lire comme un complément à la réponse transversale du SER permettant d'éclairer les enjeux de cette consultation du point de vue de l'hydroélectricité et de ses acteurs.

Concernant le diagnostic établi par l'État

► De l'intégration au marché

Une large partie des installations hydroélectriques est d'ores et déjà confrontée au marché : en effet, seules les installations de puissance inférieure ou égale à 12 MW peuvent à l'heure actuelle bénéficier du régime de l'obligation d'achat à tarif bonifié. Ces installations représentent un volume de l'ordre de 2 000 MW, pour une puissance totale installée de plus de 25 000 MW. Parmi celles-ci, seuls 1 600 MW, soit 6% du parc hydroélectrique national, bénéficient du tarif d'obligation d'achat, les 400 MW restant valorisant déjà leur production sur le marché à l'échéance de leur contrat d'obligation d'achat.

Par ailleurs, **la production issue des installations hydroélectriques est largement prévisible et maîtrisable.**

► Du coût pour la collectivité

L'impact de la production des installations hydroélectriques bénéficiant du tarif d'obligation d'achat sur les finances de la collectivité est limité : elle a en effet engendré un surcoût de 68 M€ en moyenne sur la période 2003-2011, soit **de l'ordre de 1% du montant annuel total de la CSPE.**

► De la participation aux services système

Rassemblant 66 % du parc de production de pointe et d'extrême pointe, **l'hydroélectricité est le moyen de production le plus flexible et le plus modulable du parc électrique français.**

Susceptibles de démarrer ou de s'arrêter rapidement en cas de variations importantes de la production, les barrages hydroélectriques constituent le moyen privilégié de l'ajustement instantané de l'offre et de la demande.

Forme particulière d'exploitation de l'énergie hydraulique, **les Stations de Transfert d'Énergie par Pompage ou STEP, constituent quant à elles le meilleur outil de stockage** – et le plus mature – au service de la transition énergétique.

Les objectifs de développement de l'hydroélectricité – état des lieux et perspectives 2020

L'évolution des mécanismes de soutien aux EnR doit être pensée **dans le contexte des objectifs de développement fixés par l'État** dans le cadre de la PPI :

Filière hydroélectricité	Puissance installée ou production aujourd'hui	Potentiel (étude de convergence DGEC nov. 2013)	Objectifs Etat 2020 (PPI)
<i>Puissance</i>	25 400 MW	N.C.	28 500 MW
<i>Production</i>	67 TWh	77 TWh	70 TWh

Les objectifs fixés par l'État à l'hydroélectricité s'expriment à la fois en puissance et en énergie, puisque l'hydroélectricité concourt aussi bien à la base, qu'à la pointe et à l'extrême pointe. Les objectifs fixés visent donc à la fois à augmenter la production hydroélectrique, mais aussi à sécuriser et équilibrer le réseau grâce au caractère modulable de l'hydroélectricité associée à un réservoir.

L'augmentation des débits réservés, pleinement entrée en vigueur au 1^{er} janvier 2014, entraîne une perte de productible estimée au minimum, sur la base des valeurs planchers réglementaires, à 2 TWh. Les plans de restauration de la continuité écologique, dont celui sur l'anguille, viendront engendrer une perte additionnelle, qui pourrait représenter jusqu'à 2 TWh supplémentaires. Dès lors, les producteurs doivent introduire la compensation de ces pertes dans l'augmentation de leur production pour remplir les objectifs fixés par l'État : pour atteindre + 3 TWh, ce sont en fait de 5 TWh à 7 TWh qui doivent être réalisés.

Or le développement de l'hydroélectricité est aujourd'hui ralenti par plusieurs freins :

- **la complexité administrative**, qui conduit à des délais de réalisation des projets de l'ordre de 6 à 10 ans ;
- **le classement des cours d'eau en liste 1**, qui en l'état actuel réduit de 3/4 le potentiel de développement de l'hydroélectricité ;
- **le poids de la fiscalité sur les projets.**

L'évolution du mécanisme de soutien devra donc nécessairement s'accompagner **de dispositions à même de permettre l'atteinte des objectifs fixés par l'État pour 2020, à savoir :**

- **la simplification des procédures administratives**, à commencer par la création d'une autorisation unique (dont une expérimentation est actuellement en préparation dans plusieurs départements), devra permettre de réduire ce délai à un niveau raisonnable de 3 à 4 ans.
- **la révision de certains arrêtés de classement en liste 1**, permettant de libérer une partie du potentiel situé en particulier sur les cours d'eau identifiés en réservoirs biologiques, pour atteindre les objectifs de l'État. Cette révision ne devra pas se faire au détriment de la prise en compte des enjeux environnementaux, mais bien résulter d'un d'arbitrage équilibré entre enjeux énergétiques et environnementaux.
- concernant la fiscalité :
 - **l'arrêt de l'augmentation des charges fiscales** incombant aux producteurs ; en particulier, les installations à visée purement environnementale, totalement dissociables de l'activité de production, ne devraient pas être soumises à la taxe foncière ;
 - **l'encouragement de l'investissement ou de la mise en conformité par l'exonération de taxe foncière pendant 10 années** pour les projets de nouvelles installations et les futures mises en conformité des ouvrages existants.

Concernant les évolutions proposées : les recommandations de la Commission Hydroélectricité

► Du mécanisme de rémunération

Le mécanisme de l'obligation d'achat confère une sécurité au producteur, source de confiance pour les investisseurs, en ce qu'il garantit, sur toute la durée du contrat d'achat (20 ans), un niveau de rémunération constant de la production de l'installation concernée. **Il est particulièrement adapté au développement de projets hydroélectriques**, dont les coûts d'investissement sont élevés et les coûts d'opération faibles.

Différents mécanismes sont suggérés dans le document de consultation :

- La prime « ex-post » avec rémunération à la production : la prime est variable et assure au producteur une rémunération fixe ; en réduisant le niveau de risque lié à la variabilité du marché, ce système permet de sécuriser les capacités de financement et d'investissement, tout en familiarisant les acteurs aux pratiques du marché.
- La prime « ex-ante » avec rémunération à la production ou à l'investissement : la prime est ici fixe, et ne dépend pas du prix auquel le producteur vendra son kWh sur le marché ; le niveau de rémunération de la production est donc totalement dépendant de l'évolution du prix de marché, particulièrement difficile à anticiper sur une durée aussi longue que celle nécessaire au producteur pour rentabiliser son installation (de l'ordre de 20 ans). Le risque pour le producteur est donc important.
- Le système de certificats verts : celui-ci expose le producteur à un double risque lié à l'évolution du marché de l'électricité d'une part, et à celle du marché des certificats d'autre part.

L'exposition des producteurs à un « risque marché » élevé aurait pour effet de renchérir le coût de l'énergie produite par les installations hydroélectriques concernées, par l'effet de l'augmentation du coût du financement des projets.

Cet effet aurait pour conséquence de **grever encore davantage le développement de la filière**, déjà très ralenti, comme explicité ci-avant, en bloquant

le financement de certains projets, ou d'impacter fortement le coût de ce développement pour la collectivité. Et ce alors même que l'hydroélectricité, comme cela a été rappelé plus haut, figure parmi les moyens de production renouvelables les moins chers, et qu'elle présente de nombreux avantages vis-à-vis du système électrique.

La Commission Hydroélectricité recommande donc, dans le cas où l'évolution serait confirmée, de privilégier un système de type « marché + prime ex-post ».

► De la petite hydroélectricité en-dessous de 5 MW

Les projets d'une puissance inférieure à 5 MW sont dans leur majorité portés par des PME, de petits producteurs indépendants ou des collectivités territoriales. Or, pour ces acteurs, les difficultés d'adaptation aux règles de fonctionnement du marché de l'électricité d'une part, et de financement de projets dans un contexte d'exposition au risque marché d'autre part, sont réelles.

C'est pourquoi la Commission Hydroélectricité du SER recommande de prévoir qu'en-deçà du seuil de 5 MW, le mécanisme de l'obligation d'achat soit maintenu.

► Du mode de sélection des projets

Les professionnels considèrent qu'une façon efficace d'impulser une nouvelle dynamique de développement de l'hydroélectricité consisterait à lancer des appels d'offres.

Dans l'hypothèse d'une évolution vers un mécanisme de rémunération de type « marché+prime ex-post », l'appel d'offres pourrait déboucher sur l'octroi d'un niveau de prime à définir par le candidat, qui pourrait figurer parmi les critères d'évaluation des projets. A cela pourraient s'ajouter d'autres critères, à l'image de ce qui est pratiqué dans d'autres filières renouvelables : critères industriels, environnementaux, etc.

Chaque projet serait ainsi rémunéré à sa juste valeur, dépendante des conditions qui lui sont spécifiques. Une telle procédure permettrait en outre à l'État de sélectionner les meilleurs projets au regard des critères qui lui semblent les plus pertinents, tout en facilitant l'atteinte des objectifs qu'il s'est fixés pour 2020.

Toutefois, l'appel d'offres étant une procédure relativement lourde, pouvant constituer une barrière

à l'entrée pour les plus petits producteurs, il est proposé que le système de tarif d'obligation d'achat octroyé par « guichet ouvert » soit maintenu en parallèle pour les projets d'une puissance inférieure à 5 MW.

► *Des modalités de la transition vers un nouveau système*

Les modalités de la transition entre le système actuel et un nouveau dispositif devront être **fixées le plus rapidement possible afin de donner de la visibilité aux porteurs de projets**.

Par ailleurs, **l'entrée en vigueur du nouveau dispositif devra être différée après son adoption durant une période suffisante pour permettre l'aboutissement des projets élaborés sous le régime actuel**.

e. SOLAIRE PHOTOVOLTAÏQUE

Évolution des dispositifs de soutien à l'énergie solaire photovoltaïque

SOMMAIRE

<i>1. RECOMMANDATIONS DE SER-SOLER</i>	<i>48</i>
<i>2. CONTEXTE ET OBJET DE LA NOTE</i>	<i>48</i>
<i>A. Le contexte européen</i>	<i>48</i>
<i>B. Le contexte français</i>	<i>50</i>
<i>3. MODALITÉS D'ATTRIBUTION DES AIDES AU SOLAIRE PHOTOVOLTAÏQUE EN FRANCE</i>	<i>51</i>
<i>4. LES OPTIONS POSSIBLES D'ÉVOLUTION DU SOUTIEN AU SOLAIRE PHOTOVOLTAÏQUE</i>	<i>52</i>
<i>A. Les tarifs d'achat fixes</i>	<i>52</i>
<i>B. Les soutiens sous forme de « prix de marché plus prime »</i>	<i>52</i>
<i>C. Les marchés de certificats verts</i>	<i>53</i>

1. RECOMMANDATIONS DE SER-SOLER

SER-SOLER recommande de conserver l'organisation actuelle du marché français du solaire photovoltaïque pour toutes les installations de puissance inférieure à 12 MWc, à savoir :

- ▶ **Conserver des tarifs d'achat fixes délivrés « au guichet » pour les petites installations jusqu'à 100 kWc ;**
- ▶ **Conserver des tarifs d'achat fixes délivrés à l'issue de procédures d'appels d'offres pour les installations de puissances supérieures, jusqu'à 12 MWc.**

En effet :

- ▶ L'organisation du marché autour d'un « guichet » et d'appels d'offres est d'ores et déjà compatible avec le projet de lignes directrices encadrant les aides d'Etat de la Commission Européenne ;
- ▶ L'analyse comparée des différents mécanismes de soutien aux EnR met en évidence l'avantage des tarifs d'achat en termes de coûts pour la collectivité par rapport aux autres dispositifs (prix de marché plus prime, certificats verts).

Pour les installations de puissance supérieure à 12 MW, qui aujourd'hui ne sont pas éligibles à l'obligation d'achat, une réflexion sur la mise en place d'un mécanisme de soutien de type « prix de marché plus prime ex-post » (ou « contrat pour différence ») pourrait être menée.

Par ailleurs, en parallèle de ces dispositions, et sans se substituer à elles, l'expérimentation en matière d'autoconsommation recommandée par SER-SOLER pourrait préparer les acteurs économiques à l'émergence d'un nouveau marché à venir, inexistant aujourd'hui et que l'on pourrait qualifier « de proximité ». Ce marché, qui repose sur la pertinence économique des projets photovoltaïques au regard des prix de détail de l'électricité distribuée, serait complémentaire à un marché de gros de l'électricité qui, aujourd'hui, n'attribue pas de valeur au caractère décentralisé de la production photovoltaïque. Il nécessiterait de pouvoir faire de l'achat/vente d'électricité de gré à gré entre producteurs photovoltaïques et consommateurs finals.

Toutefois, ce nouveau marché pourra se développer progressivement et au fil du temps dès lors que l'utilisation du réseau de distribution sera accessible avec des modalités équitables et transparentes, de telle façon que chaque producteur puisse bien vendre son électricité auprès d'un utilisateur final, en s'acquittant des coûts générés par l'acheminement du courant. A ce titre, il serait essentiel de mettre en place un mécanisme d'utilisation des antennes de distribution basse tension afin de permettre qu'un générateur photovoltaïque remplisse ce rôle de source d'électricité pour les consommateurs de proximité. La réflexion peut s'étendre à l'échelle de zones commerciales et d'activités, campus universitaires, quartiers résidentiels, sites industriels, sites de recharge de véhicules électriques, etc. (tout ce que recouvre le terme générique d'« îlot urbain »), mais également au niveau des collectivités.

2. CONTEXTE ET OBJET DE LA NOTE

▶ A. Le contexte européen

La Commission Européenne (CE) a engagé tout au long de l'année 2013 des réflexions sur les régimes d'aide en faveur des énergies renouvelables et s'apprête à publier des lignes directrices auxquelles la France et les autres Etats membres devront se conformer. Une consultation publique est engagée depuis le 18 décembre sur ce sujet ; elle s'est clôturée le 14 février 2014. Dans ce contexte, le cadre économique des énergies renouvelables pourrait, dans les prochaines années, connaître une refonte importante.

La CE souhaite orienter les Etats membres vers des mécanismes de soutien plus souples, capables de s'adapter à la baisse des coûts de production. **La Commission Européenne veut encourager les technologies les plus matures à s'exposer progressivement aux prix de marché dans l'objectif, à terme, de supprimer tout soutien.** Selon la CE, « cela implique, dans la pratique, de supprimer progressivement les tarifs d'achat au profit de primes et d'autres instruments de soutien qui encouragent les producteurs à s'adapter à l'évolution du marché ». Ainsi, la Commission souhaite que le soutien public soit « mieux ciblé » et « prenne en compte le degré de maturité des différentes technologies ».

En Allemagne, l'accord de coalition entre CDU/CSU et SPD, adopté le 27 novembre 2013, comporte un volet consacré à la transition énergétique. S'agissant des énergies renouvelables, l'un des principes fondamentaux réside dans l'efficacité en termes de coûts et de viabilité économique du système, le marché de l'électricité devant davantage être pris en compte. Une réforme de la loi sur les énergies renouvelables (loi EEG) est annoncée pour le printemps 2014. **Elle prévoit notamment la dégressivité progressive des tarifs d'achat pour toutes les technologies et la refonte des mécanismes de soutien.** L'accord de coalition souligne, en particulier, que la loi sur les énergies renouvelables EEG « est un instrument d'introduction des énergies renouvelables au marché, la perspective étant que les énergies renouvelables puissent se maintenir sur le marché sans soutien de l'Etat ». Les lignes directrices qui définissent le cadre général de la réforme de la loi EEG ont été adoptées depuis par le gouvernement allemand, dans le cadre de la réunion du cabinet fédéral du 22 janvier 2014. On en trouvera un résumé traduit ici¹.

Dans son projet de lignes directrices² relatives aux aides d'État dans les domaines de l'énergie et de l'environnement pour la période 2014-2020, la CE, quant à elle, expose les modalités que devront suivre les Etats membres de l'Union pour attribuer leurs aides aux énergies renouvelables. Elle distingue pour cela les énergies renouvelables « déployées » et « moins déployées » selon leur part respective dans le mix électrique européen (limite actuellement avancée par la CE : de 1 à 3%), ainsi que la taille des installations concernées.

Pour les technologies déployées, une aide d'Etat serait considérée comme compatible avec le marché intérieur européen si l'ensemble des conditions qui suivent sont vérifiées :

- a. Processus de sélection compétitif par appels d'offres, selon des critères « clairs, transparents et non-discriminatoires » ;
- b. Mise en concurrence, au sein d'un même appel d'offres, de toutes les technologies EnR ;
- c. Délivrance de l'aide sous la forme d'un Feed-in-Premium (FiP) ou de toute autre mesure équivalente impliquant la vente directe de l'électricité produite ;
- d. Bénéficiaires de l'aide soumis aux responsabilités standard en matière d'équilibrage lorsqu'il existe des marchés d'équilibrage intrajournaliers concurrentiels ;

e. Aide délivrée jusqu'à amortissement complet de la centrale uniquement, selon les règles comptables ordinaires ;

f. Déduction de l'aide de fonctionnement de toute aide à l'investissement précédemment reçue.

Pour les technologies moins déployées, une aide d'Etat serait considérée comme compatible avec le marché intérieur si l'ensemble des conditions concernant les technologies déployées sont vérifiées, ou si l'ensemble des conditions qui suivent sont vérifiées :

a. L'aide par unité d'énergie n'excède pas la différence entre le coût moyen actualisé de production de l'énergie issue de la technologie en question et le prix de marché de cette forme d'énergie. Les coûts de productions sont réévalués régulièrement, au moins tous les [six mois] ou à chaque fois que [GW] de capacité nouvelle est installée ;

b. Délivrance de l'aide sous la forme d'un Feed-in-Premium (FiP) ou de toute autre mesure équivalente impliquant la vente directe de l'électricité produite ;

c. Bénéficiaires de l'aide soumis aux responsabilités standard en matière d'équilibrage lorsqu'il existe des marchés d'équilibrage intrajournaliers concurrentiels ;

d. Aides à l'investissement déduites des coûts de production ;

e. Aide délivrée jusqu'à amortissement complet de la centrale uniquement, selon les règles comptables ordinaires.

Pour les installations de petite taille (de puissance inférieure à 1 MW, à l'exception de l'éolien ou un seuil de 5 MW ou 3 unités de production s'applique) ou celles qui font l'objet d'un premier déploiement commercial, les Etats membres pourraient attribuer l'aide sous la forme d'un Feed-in-Tariff (FiT), sous réserve de respecter les conditions a), d) et e) du paragraphe ci-dessus. Les petites installations avec un point d'injection commun au réseau électrique seraient considérées comme une seule installation.

¹ http://enr.fr/docs/2014133924_LignesdirectricesamendementEEG.pdf

² http://ec.europa.eu/competition/consultations/2013_state_aid_environment/draft_guidelines_fr.pdf (pages 43 à 49)

Les lignes directrices de la CE et les réformes annoncées par l'Allemagne dans le cadre de la prochaine loi EEG seront déterminantes. Un accord entre la France et l'Allemagne sur les dispositifs de soutien aux énergies renouvelables constituera l'aboutissement des réflexions et négociations actuellement en cours dans chacun des deux pays. Ces réflexions ne doivent pas occulter le fait que les énergies renouvelables sont, en France et en Allemagne, en quantité et en maturité économique, à des niveaux de développement différents. Les solutions qui seront imaginées de part et d'autre du Rhin ne seront pas nécessairement les mêmes, notamment en matière de calendrier.

► B. Le contexte français

En France, une consultation sur les évolutions des modes de soutien aux énergies renouvelables a été lancée par le Ministère de l'Ecologie du Développement Durable et de l'Energie (MEDDE) le 12 décembre dernier. D'après le document³ publié par le ministère, cette consultation devra éclairer et permettre de partager :

- i. le diagnostic sur le fonctionnement actuel du système électrique et du marché de l'électricité, et l'enjeu de la meilleure intégration des énergies renouvelables ;
- ii. les pistes d'évolution du système actuel de soutien aux énergies renouvelables vers un dispositif permettant d'améliorer son fonctionnement et une meilleure intégration des énergies renouvelables au système électrique ;
- iii. les modalités et enjeux de la transition vers le (ou les) nouveau(x) dispositif(s).

Le sujet spécifique de l'autoconsommation n'est pas traité dans le cadre de cette consultation, mais par un groupe de travail sous l'égide de l'Administration spécifique qui se réunit à intervalle régulier depuis décembre 2013. La date prévisionnelle de fin des travaux de ce groupe de travail est fixée à mai 2014.

La date limite de la consultation du MEDDE est fixée au 28 février 2014. Les résultats de cette consultation nourriront l'évolution du système actuel, qui figurera dans la loi de programmation sur la transition énergétique dont la présentation en Conseil des ministres est prévue pour le printemps. Au moment où la Commission Européenne réfléchit sur des lignes

directrices en la matière, cette consultation doit permettre à la France d'être force de propositions.

Par ailleurs, le Commissariat Général à la Stratégie et à la Prospective (CGSP) a été mandaté à la mi-2013 par le Premier ministre pour mener une analyse du marché de l'électricité européen, examiner ses perspectives à moyen terme et élaborer des recommandations à court et long termes pour « tendre vers un marché de l'électricité européen et un cadre politique durable ». Le rapport du CGSP, « La crise du système électrique européen – Diagnostic et solutions »⁴, a été rendu public le 28 janvier 2014. Il formule 7 recommandations, dont, en particulier :

► « **Considérer l'objectif de réduction des émissions de gaz à effet de serre comme le principal, sinon l'unique, objectif du prochain paquet climat-énergie** en introduisant un objectif de réduction lisible, stable et de long-terme, à l'horizon 2030 » (Recommandation n°1)

► « **Reconsidérer les politiques de soutien aux énergies renouvelables** en remplaçant les tarifs d'achat pour les technologies qui ont atteint la maturité technologique par des mécanismes de type « marché + prime » et par des appels d'offres portant sur des quantités limitées, en soumettant les énergies renouvelables aux mêmes responsabilités que les énergies conventionnelles et en arrêtant enfin le paiement des tarifs d'achat lorsque les prix de gros sont négatifs ou lorsque les lignes sont saturées. » (Recommandation n°2)

³ http://enr.fr/docs/2014135410_consultationenr.pdf

⁴ <http://www.strategie.gouv.fr/blog/2014/01/rapport-la-crise-du-systeme-electrique-europeen/>

3. MODALITÉS D'ATTRIBUTION DES AIDES AU SOLAIRE PHOTOVOLTAÏQUE EN FRANCE

Auparavant organisé uniquement autour des tarifs d'achat dits « guichet », le marché français du solaire photovoltaïque est, depuis 2011, organisé comme suit :

- ▶ **Segment 0-100 kWc** : tarifs d'achat « guichet » (valeur jusqu'au 31 mars 2014)
 - ▶ ▶ Installation intégrée au bâti (IAB) [0-9kWc] : 285,1 €/MWh
 - ▶ ▶ Installation intégrée simplifiée au bâti (ISB) [0-36kWc] : 145,4 €/MWh
 - ▶ ▶ Installation ISB [36-100kWc] : 138,1 €/MWh
- ▶ **Segment 100-250 kWc** : appels d'offres CRE dit « simplifiés » (procédure de traitement accélérée du décret n°2002-1434 du 4 décembre 2002)
 - ▶ ▶ 120 MW répartis en 3 périodes de candidature de juillet 2013 à juin 2014
 - ▶ ▶ Installations sur bâtiment en ISB
 - ▶ ▶ Offres notées sur 30 points
 - ▶ ▶ Critères de sélection des offres : prix (20 pts) ; évaluation carbone simplifiée des modules (10 pts)
- ▶ **Segment sup250 kWc** : appels d'offres CRE dit « complets » (procédure de traitement normale du décret n°2002-1434 du 4 décembre 2002)
 - ▶ ▶ 400 MW. Date de remise des offres : 16 septembre 2013
 - ▶ ▶ 5 sous-familles : CPV, trackers, ombrières, ISB, surimposé
 - ▶ ▶ Offres notées sur 30 points
 - ▶ ▶ Critères de sélection des offres : prix (12 pts), impact environnemental ([8-10] pts, dont évaluations carbone simplifiée et risques industriels), Contribution à la R&D ([8-10] pts)

Le passage des tarifs d'achat « guichets » vers un mécanisme d'appels d'offres pour les installations de puissance supérieures à 100 kWc a d'ores et déjà constitué un changement majeur de l'organisation du marché photovoltaïque français en 2011, auquel les professionnels ont dû s'adapter en quelques mois.

Depuis cette date, le marché français du solaire photovoltaïque est donc déjà organisé pour les moyennes et grandes puissances, selon un « processus de sélection compétitif par appels d'offres, selon des critères « clairs, transparents et non-discriminatoires » » (projet de lignes directrices de la CE). Pour les petites puissances, inférieures à 100 kWc, et passant par un tarif d'achat « guichet », l'organisation du marché

français est encore compatible avec les dispositions spécifiques proposées par la CE pour les installations EnR électriques de petite puissance.

Pour ces raisons, **SER-SOLER recommande de conserver en l'état l'organisation du marché français en ce qui concerne les modalités d'attribution des aides à la filière solaire photovoltaïque pour les installations de puissance inférieure à 12 MWc.**

Dans son projet de lignes directrices, la CE propose également de mettre en compétition, au sein d'un même appel d'offres, toutes les technologies EnR électriques. Or, une réforme éventuelle des mécanismes de soutien doit permettre la construction de filières industrielles à fort potentiel de développement, filières qui se situent à des niveaux de maturité et des coûts de production variables. Par conséquent, **SER-SOLER s'oppose à ce que le solaire photovoltaïque soit mis en compétition avec d'autres EnR électriques au sein d'un même appel d'offres. Plus spécifiquement au sein de la filière solaire, SER-SOLER s'oppose à la mise en compétition entre elles des technologies solaire photovoltaïque, solaire photovoltaïque concentré et solaire thermodynamique au sein d'un même appel d'offres.**

4. LES OPTIONS POSSIBLES D'ÉVOLUTION DU SOUTIEN AU SOLAIRE PHOTOVOLTAÏQUE

Plusieurs mécanismes de soutien aux filières EnR électriques sont possibles et actuellement déployés à travers le monde :

► A. Les tarifs d'achat fixes

Les tarifs d'achat fixes (FiT, pour Feed-in-Tariff) sont actuellement les plus répandus en Europe et reposent sur une obligation d'achat à un tarif (€/MWh) fixé administrativement. C'est le mécanisme de soutien actuellement en vigueur en France pour le solaire photovoltaïque, délivré en « guichet » (pour les installations de puissance inférieure à 100 kWc) ou à l'issue d'une procédure d'appels d'offres (pour les installations de puissance supérieure).

Analyse : Selon les acteurs de la filière, le mécanisme des tarifs d'achat garanti est l'outil économique qui offre la meilleure visibilité pour développer et exploiter des installations photovoltaïques. Investisseurs et prêteurs partagent cette analyse. Par ailleurs, parmi toutes les structures de rémunération du kWh photovoltaïque, le tarif d'achat fixe est celle qui offre le coût de financement le plus bas (coût moyen pondéré du capital).

► B. Les soutiens sous forme de « prix de marché plus prime »

Les soutiens sous forme de « prix de marché plus prime » (FiP, pour Feed-in-Premium), sont des systèmes dans lesquels les producteurs vendent leur électricité sur le marché. En complément de la rémunération sur le marché, une prime leur est versée pour permettre la rentabilité des installations. Plusieurs options sont possibles, selon que la prime est liée à la puissance installée ou à l'énergie produite, est définie ex-post (a) ou ex-ante (b), est fixe ou modulée par un plancher et/ou plafond.

► a. Le principe du système « **prix de marché plus prime ex-post** » (ou « contrat pour différence ») consiste à définir un niveau de référence (ou « target price », fixé par le régulateur). Le producteur vend l'électricité produite au prix de marché de gros, soit directement, soit par l'intermédiaire d'un « agrégateur », notamment pour les acteurs n'ayant pas d'accès direct au marché. A ce prix de marché s'ajoutera la prime, en €/MWh, calculée ex-post de manière à atteindre le niveau de référence. Une variante du contrat pour différence est le contrat pour différence asymétrique (ou « prime ex-post asymétrique »). Ce dispositif consiste à ne pas

obliger le producteur à reverser le surplus lorsque sa rémunération sur le marché dépasse le niveau de référence.

Analyse : Dans le système « prix de marché plus prime ex-post », le niveau de tarif auquel la production d'électricité d'origine photovoltaïque est achetée est connu et garanti pour une période donnée, ce qui procure une bonne visibilité sur le long terme pour les différents acteurs présents sur toute la chaîne de valeur. En revanche, au niveau du projet lui-même, selon les modalités et les échéances de facturation qui sont mises en œuvre, les risques de fonds de roulements peuvent être plus ou moins importants. Le mécanisme implique également la répercussion sur le producteur de coûts supplémentaires liés à la commercialisation de l'électricité (accès au marché, commercialisation, coûts des écarts, ...) et à la gestion de l'électricité produite (précision de production). En l'occurrence, dans les pays ayant mis en œuvre ce système, **les surcoûts pour le producteur liés à ce mécanisme ne sont pas négligeables** et peuvent représenter jusqu'à 10% du coût d'achat total.

Par conséquent, il existe, avec ce système, **un risque lié au financement plus grand que dans le cas d'un tarif d'achat garanti**. Pour bénéficier d'une rémunération, l'électricité produite doit être vendue sur le marché de gros. Ce mécanisme de commercialisation étant inconnu pour un grand nombre d'acteurs de la filière photovoltaïque, **une éventuelle transition vers un dispositif de ce type nécessiterait un temps d'apprentissage plus ou moins long, ce qui est incompatible avec la relance du marché à court terme**. Enfin, ce mécanisme permet d'introduire, dans une certaine mesure et de manière très progressive, un signal prix.

► b. Le principe du système « **prix de marché plus prime ex-ante** » diffère du précédent en cela que la prime est définie initialement par le régulateur et fixée pour une durée définie. Elle correspond à l'anticipation de la différence entre le coût complet de production estimé par le producteur, et des prévisions des prix de marché de gros futurs. La prime peut être de deux types : une prime à l'énergie exprimée en €/MWh (unité plus généralement choisie) ou une prime de capacité en €/MW/an.

Dans le cas d'une prime à l'énergie exprimée en €/MWh, le montant de la prime est fixé sur la base d'une estimation des prix de marché futurs de sorte à procurer l'espérance d'une rémunération correspondant aux coûts complets de l'installation.

Dans le cas d'une prime de capacité exprimée en €/MW/an, la prime est calculée sur la base de la capacité installée. La rémunération est donc composée d'une prime de capacité versée annuellement pendant une durée déterminée et fixée contractuellement, et des revenus de la vente de sa production sur le marché.

Analyse : Dans ce système, **la sécurité financière des projets est fortement incertaine** du fait de l'existence de plusieurs risques, sur les fonds de roulement plus ou moins importants selon les modalités et les échéances de facturation, mais surtout sur la rémunération de l'électricité produite, le niveau étant directement lié au prix de marché. **Une éventuelle transition vers un système de ce type nécessiterait incontestablement un temps d'apprentissage relativement long, ce qui est incompatible avec la relance du marché à court terme. Par ailleurs, l'accès à ce marché sera plus ou moins complexe selon la taille des acteurs.** Il existe donc un risque important de voir certains acteurs de taille moyenne exclus de ce système. De la même manière que pour le système de certificats verts analysé ci-dessous, l'impact sur la filière industrielle est jugé négatif compte tenu du **manque de visibilité sur le long terme pour les principaux acteurs**. Enfin, si ce système permet de maîtriser l'évolution des coûts pour la collectivité (en fixant ex-ante le niveau de la prime), il engendre des coûts de financement plus importants que les autres systèmes liés à une plus forte exposition au risque (et notamment le système de tarif d'achat garanti). Dans ce système, **l'augmentation des prix de marché de l'électricité ne profite pas à la collectivité**, contrairement aux systèmes décrits au 4.A et 4.B.a).

► C. Les marchés de certificats verts

Le système des marchés de certificats verts est un système dans lequel l'électricité renouvelable produite est vendue sur le marché d'électricité et l'origine renouvelable est valorisée sur un marché annexe de certificats adossé à une obligation d'incorporation.

Analyse : Le système des certificats verts implique une **double exposition** des opérateurs au marché de l'énergie d'une part, et au marché des certificats verts d'autre part.

Les risques associés à cette double exposition engendrent une **très forte instabilité du cadre économique sur le long terme, d'une part**, et une grande insécurité pour le financement des projets, d'autre part. L'adaptation à ce nouveau système est considérée par les acteurs concernés comme **extrêmement difficile** dans la mesure où **ces derniers doivent s'adapter à deux marchés parallèles** : le marché de l'énergie et celui des certificats verts. D'une façon générale, ce système de soutien, **instable et difficile à appréhender**, est perçu, du point de vue des constructeurs et équipementiers, comme un outil qui ne permet pas d'accompagner une filière industrielle créatrice d'emplois et d'activités économiques. Enfin, dans les pays qui ont mis en place ce dispositif, il a été constaté un **impact important pour la collectivité**, le prix d'achat de l'électricité verte étant dépendant du prix de marché de l'électricité et surtout du marché des certificats verts, non maîtrisable. Les conséquences néfastes de ce système sont les suivantes : emballement du système, déséquilibre entre la demande et une offre de certificats de plus en plus abondante, augmentation de la facture pour les clients finaux suite à la hausse des coûts pour les gestionnaires de réseau, effets d'aubaine, etc... **Dans la plupart des pays qui ont mis en place ce système, ce dernier a été abandonné.**

ANNEXE 1. SYNTHÈSE DES PRESCRIPTIONS TECHNIQUES ACTUELLES POUR LE RACCORDEMENT DES ENR AUX RÉSEAUX PUBLICS

Textes de référence :

- **Décret n°2008-386 du 23 avril 2008** relatif aux prescriptions techniques générales de conception et de fonctionnement pour le raccordement d'installations de production aux réseaux publics d'électricité
- **Arrêté du 23 avril 2008** relatif aux prescriptions techniques générales de conception et de fonctionnement pour le raccordement à un **réseau public de distribution** d'électricité en basse tension ou en moyenne tension d'une installation de production d'énergie électrique.
- **Arrêté du 23 avril 2008** relatif aux prescriptions techniques générales de conception et de fonctionnement pour le raccordement au **réseau public de transport** d'électricité d'une installation de production d'énergie électrique.

Domaine de fonctionnement des installations

- Les installations de production doivent être capables de **rester en fonctionnement** lorsque le réseau prend des **valeurs exceptionnelles de tension et de fréquence**, dans des conditions de durée et de perte de puissance maximales définies dans les arrêtés « distribution » et « transport » du 23 avril 2008
- Pas d'exigence concernant le fonctionnement des installations de puissance inférieure à 5 MW sur plage exceptionnelle de fréquence.
- Les installations de production doivent rester en fonctionnement en situation de **creux de tension** dont le gabarit est défini dans les arrêtés du 23 avril 2008.

Participation au maintien de la tension du réseau

- Les installations **raccordées en Basse tension** ne doivent pas absorber de puissance réactive (arrêté « distribution » - Art. 9)
- Les installations raccordées en HTA et HTB doivent pouvoir **fournir ou absorber de la puissance réactive, dans les plages fixées par les arrêtés** (arrêté « distribution » art. 10 ; arrêté « transport » art. 11)

► L'arrêté « transport » (HTB) précise que toute installation doit être dotée **d'une fonction de régulation de la tension** permettant d'asservir la production ou la consommation de puissance réactive à la tension du réseau public de transport d'électricité (Réglage primaire de tension ; arrêté « transport » - Art. 13).

► Cette fonction de régulation **est également en cours de mise en œuvre par ERDF** pour le réseau HTA (expérimentations en cours).

► En HTB2 et 3, cette fonction **est complétée par un équipement permettant de respecter une valeur de consigne définie par le GRT** (arrêté « transport » - Art. 13).

Participation au maintien de la fréquence

Installations raccordées au RPD :

► Les installations de **puissance supérieure à 5 MW raccordées en HTA** doivent être dotées d'un système de contrôle-commande permettant de réduire leur puissance lorsque la fréquence dépasse un seuil réglable entre 50,5 Hz et 52 Hz. Prescriptions détaillées dans la DTR (arrêté « distribution » Art. 11 II).

Installations raccordées au RPT :

► Les installations « fatales » **raccordées en HTB** doivent également être dotées d'un système de contrôle-commande permettant de réduire leur puissance lorsque la fréquence dépasse un seuil réglable entre 50,5 Hz et 52 Hz. Prescriptions détaillées dans la DTR (arrêté « transport » Art. 18 II).

► Installations de **puissance supérieure à 40 MW « non-fatales »** : Participation au réglage primaire de fréquence – Régulation de la puissance active à la hausse ou à la baisse selon l'écart de fréquence (durées courtes)

► Installations de **puissance supérieure à 120 MW « non-fatales »** : Participation au réglage secondaire de fréquence – Régulation de la puissance active à la hausse ou à la baisse selon l'écart de fréquence, sur consigne du GRT sur des durées plus longues (Arrêté « transport » art. 14)

Installations raccordées dans les ZNI
(Arrêté « distribution » Art. 21, 22, 23)

► Toute installation de production « à l'exception de celles mettant en œuvre de l'énergie fatale » doit par conception disposer d'une **capacité de réglage de la puissance active correspondant à 20 % de la puissance Pmax** et être équipée d'un régulateur qui ajuste la puissance fournie en fonction de l'écart entre la valeur réelle de la fréquence et sa valeur de consigne.

► Toute installation « mettant en œuvre de l'énergie fatale » peut être déconnectée du réseau **si 30 % de la puissance active transitant sur le réseau provient de telles installations.**

► Une installation « mettant en œuvre de l'énergie fatale » de plus de 100 kVA **disposant d'un stockage permettant de se conformer au 2e tiret n'est pas soumise à la règle des 30 %**

► Le producteur communique au GRT par l'intermédiaire du centre de conduite **le programme de fonctionnement de l'installation** (contenu précisé dans la DTR + Convention d'exploitation)

Communication entre producteur et gestionnaire de réseau

Installations raccordées au RPD
(Arrêté « distribution » art. 17)

► **Les installations « non marginales »** en termes de gestion et de conduite du réseau public de distribution doivent :

► ► **Relier l'installation de production au centre de conduite du gestionnaire du réseau** public de distribution **pour échanger des informations et des demandes d'action** d'exploitation relatives à **la gestion des puissances active et réactive de l'installation**, de ses connexions et déconnexions du réseau et de la valeur de la tension au point de livraison

► ► **Communiquer au gestionnaire du réseau** de distribution **le programme de fonctionnement de l'installation ;**

Installations raccordées au RPT
(Arrêté « transport » art. 27, 28, 24)

► Le producteur désigne au GRT un **centre de conduite** responsable de l'installation, qui reçoit les demandes d'action du GRT non-automatiques.



Syndicat des énergies renouvelables

13-15 rue de la Baume 75008 Paris

www.enr.fr

Tél : 01 48 78 05 60

Fax : 01 48 78 09 07

Mail : contact@enr.fr