

Document de consultation

sur l'évolution des mécanismes de soutien aux installations sous obligation d'achat

Ministère de l'Écologie, du Développement durable et de l'Énergie



Le système électrique français et surtout européen connaît aujourd'hui une situation difficile avec une situation de surproduction. Cette situation n'est pas le fait uniquement des énergies renouvelables (EnR), mais de l'ensemble des moyens de production. Les programmations pluriannuelles des investissements de 2006 et 2009 n'ont pas su anticiper les évolutions de la demande nationale mais aussi européenne qui conditionne le niveau des exportations françaises, alors même que les EnR se sont développées, peu ou prou, conformément aux objectifs fixés dans ces programmations. L'ensemble de ces éléments nous place aujourd'hui dans une situation délicate, même si elle n'est pas comparable dans son ampleur à celle de l'Allemagne. Dans ce contexte, la France confirme son objectif de développement des EnR à l'horizon 2020, soit 23% dans la consommation finale brute d'énergie. Cet objectif n'est pas une variable mais une donnée. Le Président de la République a réaffirmé ce cap lors de la deuxième conférence environnementale en insistant sur le fait que le développement des EnR était une obligation pour la France contractée en 2009 et confirmée depuis.

Le Président de la République a aussi insisté sur la nécessité d'une évolution des modes de soutien aux énergies renouvelables (EnR). Ceci pour favoriser leur intégration dans le système électrique, pour soutenir leur développement dans la durée, tout en assurant une meilleure régulation du système électrique et une optimisation des retombées de l'investissement collectif dans ce domaine. Les dispositifs de soutien actuels ont été mis en place à un moment où les EnR démarraient (hors hydroélectricité historique). Ces dispositifs étaient adéquats pour faire décoller une filière. Aujourd'hui, la situation a évolué et ces dispositifs doivent être améliorés.

Dans ce contexte, le Ministre de l'écologie, du développement durable et de l'énergie a décidé de lancer une consultation de l'ensemble des acteurs impliqués dans le développement des énergies renouvelables. 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 EnR, (ii) les pistes d'évolution du système actuel de soutien aux énergies renouvelables vers un dispositif permettant d'améliorer le fonctionnement actuel et une meilleure intégration des EnR au système électrique, leurs enjeux, opportunités et impacts, et (iii) les modalités et enjeux de la transition vers le (ou les) nouveau(x) dispositif(s).

Cette réflexion doit aussi intégrer les différences entre filières, en particulier leurs degrés de maturité et leurs caractéristiques propres (conflits d'usage possibles, structurations industrielles et de mise en œuvre différentes).

Parce qu'une telle réforme demande de la concertation, du temps de mise en œuvre et de la visibilité pour permettre aux acteurs de s'adapter, il est important d'engager la réflexion dès maintenant. Elle doit permettre à la France d'être force de propositions, au moment où la Commission Européenne réfléchit sur des lignes directrices en la matière.

Les décisions qui seront prises après les phases de consultation et réflexion seront évidemment largement concertées et laisseront, le moment venu, un délai suffisant d'adaptation. Bien entendu, le gouvernement n'entend pas revenir sur les contrats signés, ni sur les actions engagées, dont la sécurisation juridique des actuels dispositifs. A cet égard, la France a d'ailleurs engagé officiellement la procédure formelle de notification du tarif éolien auprès de la Commission Européenne.

C'est parce que cette évolution prendra du temps qu'il est nécessaire d'engager dès maintenant la réflexion, pour d'une part accompagner l'ensemble des acteurs des filières renouvelables, et pour se placer en force de proposition vis-à-vis de nos partenaires européens.

Le sujet de l'autoconsommation ne sera pas traité dans le cadre de cette consultation. Un groupe de travail spécifique analysera les opportunités mais aussi les défis posés par la perspective, à moyen terme, du développement de l'autoproduction dans le photovoltaïque, qui peut changer profondément le modèle économique et industriel de cette technologie, notamment en termes de gestion des réseaux de distribution, ou de transferts financiers entre acteurs.

Les acteurs sont invités à répondre aux questions posées et à soumettre toute contribution utile avant la date limite de consultation fixée au 28 février 2014.

Sur la base de ces consultations, une synthèse sera élaborée et partagée afin d'élaborer un document présentant, dans la mesure du possible une vision commune.

Le présent document s'organise en trois parties : après le rappel du constat actuel et de la nécessaire intégration des énergies renouvelables au marché et au système électrique (I), le document présente des pistes pour aller vers plus d'intégration des énergies renouvelables au système électrique (II). Enfin, les enjeux de la transition sont abordés dans la dernière partie (III).

Des références bibliographiques figurent en annexe au présent document. Ces documents de contexte, qui peuvent être téléchargés directement, visent à éclairer la réflexion.

L'Union Européenne a fixé un objectif de 20% d'incorporation des énergies renouvelables dans la consommation finale brute à l'horizon 2020, dans une perspective de réduction des émissions de gaz à effet de serre et d'indépendance énergétique.

Pour atteindre cet objectif, les Etats Membres ont mis en place à partir du début des années 2000 des dispositifs de soutien au développement des énergies renouvelables (EnR). Pour les énergies renouvelables électriques, il s'agit principalement de dispositifs d'obligation d'achat à un tarif fixe pendant plusieurs années.

Ce système a permis le décollage des énergies renouvelables en Europe et notamment en France, puisque la puissance éolienne et photovoltaïque installée sur le territoire national est passée de moins de 60 MW en 2000 à plus de 11 500 MW fin 2012.

Maintenant que la part des EnR dans le mix électrique européen devient significative, il convient de s'interroger sur les impacts de ce système de soutien et sur son évolution pour que les énergies renouvelables continuent de croître.

I. Le fonctionnement actuel des modalités de soutien perturbe le marché électrique

Le premier effet de la pénétration des EnR est le déplacement du « merit order ». Les moyens de production renouvelables, de part leurs coûts d'exploitation très faibles, apparaissent en premier dans le « merit order » des moyens de production. Ce phénomène, qui était attendu et est normal, suppose une adaptation du marché pour pouvoir continuer à jouer son rôle d'optimisation du système de production électrique.

D'autre part, de part leur mode de soutien avec la priorité d'injection sur le réseau, les bénéficiaires des tarifs d'achat produisent sans avoir à tenir compte des besoins réels et des contraintes du système électrique.

Cette absence d'exposition à l'équilibre offre–demande se traduit par des anomalies sur le marché de l'électricité et l'apparition de prix négatifs. Rémunérés indépendamment du prix de marché, les producteurs sous obligation d'achat sont en effet incités à injecter l'énergie produite même lorsque le prix devient négatif, ce qui fait peser un risque de distorsion du marché.

Lorsque l'électricité renouvelable reste en faible proportion du mix électrique, comme c'est le cas aujourd'hui en France, ces phénomènes impactent peu le marché. Toutefois, avec la croissance très rapide des parcs éoliens et photovoltaïques des pays d'Europe de l'Ouest, l'impact sur le marché européen devient rapidement significatif.

II. Le constat d'une évolution nécessaire vers une plus grande intégration des EnR au système électrique

D'autre part, les énergies renouvelables se caractérisent par une absence de participation aux services système du réseau électrique. Elles bénéficient d'un accès garanti au réseau, et ne sont pas tenues de participer aux services d'équilibrage du réseau électrique, malgré une production plus difficilement prévisible. Si les moyens de production classique participent à ces services, RTE les rémunère pour cela. De part l'accroissement de la part des EnR dans le mix électrique, l'absence de participation aux services système a potentiellement des conséquences sur la sécurité d'approvisionnement lors des pointes de consommation ou de production EnR.

Toutefois, des dispositifs existent dans certains cas, notamment dans les zones non interconnectées où le gestionnaire de réseau peut par exemple déconnecter les installations de production intermittentes dès lors que leur puissance atteint 30 % de la puissance active totale transitant sur le réseau. Par ailleurs, dans le cadre du premier appel d'offres photovoltaïque, les installations couplées à des solutions de stockage sont tenues de respecter un cahier des charges assez strict sous peine de pénalités.

Par ailleurs, les EnR sont également exposées au coût du raccordement via les schémas régionaux de raccordement au réseau des énergies renouvelables (S3REN). Les producteurs EnR doivent s'acquitter d'une quote-part qui tiendra compte des coûts de raccordement au niveau régional.

Les EnR étant amenées à jouer un rôle de plus en plus important dans le mix électrique, une plus grande intégration au système électrique est nécessaire.

Questions :

Partagez-vous le constat exprimé ?

Partagez-vous la nécessité d'une plus grande intégration des énergies renouvelables au marché électrique ?

Partagez-vous la nécessité d'une plus grande intégration des EnR au système électrique ?

III. Les options possibles d'évolution des soutiens aux EnR

Afin d'améliorer l'intégration au système électrique des énergies renouvelables et de ne pas perturber le fonctionnement du marché, plusieurs pistes sont envisageables. Cette partie vise à décrire qualitativement l'ensemble des pistes possibles avec pour chacune les avantages et les inconvénients. Les acteurs sont invités à compléter et à commenter les différentes pistes indiquées ci dessous.

1. Les soutiens sous forme de tarifs d'achat fixes en €/MWh

Les tarifs d'achat fixes (en anglais FIT pour Feed-in Tariff), actuellement les plus répandus en Europe, reposent sur une obligation d'achat à un tarif (€/MWh) fixé administrativement. L'acheteur obligé est compensé pour les charges associées par un prélèvement dont l'assiette est variable, mais qui met à contribution le consommateur, à l'exemple de la CSPE en France. La rémunération de l'électricité renouvelable assure en principe au producteur une juste rémunération des capitaux investis. Les FIT apportent de la visibilité aux producteurs d'énergie renouvelable.

Pour fixer les niveaux de tarif les plus appropriés et répondre à certains besoins de régulation (conflits d'usage, rareté des sites) par les pouvoirs publics, tout en réduisant l'asymétrie d'information entre les producteurs et le régulateur, il est possible d'attribuer les contrats d'achats après des procédures d'appels d'offres. Ainsi, les porteurs de projets sont mis en concurrence, ce qui permet de maîtriser les puissances installées, de ne sélectionner que les meilleurs projets et de révéler les coûts associés. Les modalités de financement des lauréats peuvent varier selon le dispositif de soutien envisagé.

Les appels d'offres sont particulièrement adaptés aux filières renouvelables présentant l'une des caractéristiques suivantes :

- besoin de pilotage fort du fait du risque de conflits d'usage (cas de la biomasse de grande puissance) ;
- rareté des zones propices (cas de l'éolien en mer) ;
- forte asymétrie d'information sur les coûts ;
- enjeu de démonstration technologique et de développement industriel.
- forte intensité concurrentielle

C'est le cas notamment des grandes centrales photovoltaïques et biomasse, et dans une certaine mesure de l'éolien off-shore. En revanche, c'est un outil lourd et rigide dans sa procédure, et long à mettre en œuvre étant donné le travail complexe de concertation en amont.

Le mécanisme de tarif d'achat, s'il est conservé, doit intégrer des évolutions pour permettre l'intégration des EnR au système électrique.

En termes de participation aux services système, plusieurs options sont envisageables.

Une première option serait d'imposer la déconnexion des moyens de production EnR en cas de prix de marché trop faible ou négatif. La déconnexion serait à l'initiative du gestionnaire de réseau sur laquelle l'installation est située. Cette déconnexion pourrait donner droit – ou non – à une rémunération compensatoire pour le producteur EnR.

Une seconde piste serait d'imposer aux EnR la participation aux services d'équilibrage du réseau (prévision de la production, courbe de charge imposée, ...). Un cahier des charges pourrait détailler, par type d'énergie renouvelable, les obligations auxquels les producteurs seraient soumis sous peine de pénalités.

Cette éventuelle disposition devra s'articuler avec l'accès garanti au réseau ou la priorité à l'injection dont bénéficient les installations de production EnR. Par ailleurs, elle pourrait être modulée en fonction de la taille de l'installation : une installation de plusieurs mégawatts n'a pas le même impact sur le réseau qu'une installation de quelques kilowatts

exploitée par un particulier.

Une autre piste serait la création d'un marché de services systèmes, où les producteurs EnR d'une technologie donnée pourraient s'échanger les obligations de service système.

Enfin, il pourrait être envisagé d'ouvrir à d'autres acteurs que les opérateurs historiques, la possibilité d'acheter au tarif de rachat l'électricité produite par les EnR, avec l'objectif de mieux valoriser cette électricité et de dégager de la valeur au bénéfice de la CSPE..

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

Les tarifs d'achat de type « prix de marché plus prime » (en anglais FIP pour Feed-in Premium) sont un système de soutien dans lequel les producteurs d'électricité renouvelable vendent leur électricité sur le marché. La vente sur le marché permet d'intégrer les EnR au système électrique car le signal-prix sur le marché spot reflète les contraintes d'équilibre offre-demande. En complément de la rémunération apportée par le marché, une prime leur est versée pour permettre la rentabilité des installations. Plusieurs options sont possibles, selon que la prime : (a) est liée à la puissance installée (MW) ou à l'énergie produite (MWh), (b) est définie ex-ante ou ex-post, (c) est fixe ou modulée par un plancher et/ou un plafond.

(a) Prime à la puissance installée (MW) ou à l'énergie produite (MWh)

La prime peut être liée à l'énergie produite (€/MWh), à la puissance installée (€/MW) ou être une combinaison des deux.

Dans le cas d'une prime uniquement à la puissance, l'Etat et le producteur ont davantage de visibilité sur les montants effectifs de la prime versée, celle-ci étant indépendante de la production. Vu de l'Etat, qui n'est plus exposé au risque de volume et de volatilité des marchés, cela permet notamment de mieux piloter la dépense publique. La prime à la puissance installée a également l'avantage de réduire les risques de prix de marché négatifs, directement liés à l'incitation du producteur à vendre sur les marchés tant qu'il reste rémunéré sur sa production indépendamment de l'équilibre offre-demande.

(b) Prime ex-ante ou ex-post

Qu'elle soit à l'énergie (€/MWh) ou à la puissance (€/MW), la prime peut être versée ex-post en fonction des quantités d'électricité réellement produites et des prix de marché observés, ou définie ex-ante sans ajustement en fonction du réalisé.

Dans le premier cas, le producteur ne porte pas de risque de marché. Cela ne l'incite pas à produire au moment où le système électrique en a besoin et cela ne corrige pas les distorsions du marché. La CSPE reste entièrement exposée au risque de marché.

A l'inverse, une prime définie ex-ante semble à même d'inciter l'industriel à optimiser son moyen de production, favoriser l'intégration des énergies renouvelables sur le marché et transférer le risque de marché aux investisseurs dans le contexte de maturité des filières. C'est à la fois un risque de sous-rémunération (défavorable pour l'industriel) et de sur-rémunération (défavorable pour le consommateur final).

(c) Prime fixe ou modulée par un plancher et/ou un plafond

Dans le cas « ex-ante », pour maîtriser le risque pris par le producteur mais aussi les risques de sur-rémunération dus à de fortes hausses des prix de marché, il est possible de moduler la prime et d'encadrer la rémunération tirée des marchés par des planchers et des plafonds. Ces mécanismes induisent des incertitudes résiduelles sur le coût CSPE mais sont mieux encadrées que dans la situation actuelle.

(d) Modalités de paiement de la prime

La prime à l'énergie (€/MWh) est versée au fil de l'eau sur la base d'une production constatée.

La prime à la puissance installée (€/MW) peut quant à elle être versée soit au moment de l'investissement, soit étalée sur plusieurs années. La prime à l'investissement permet une meilleure gestion des finances publiques au moment de la prise de décision. Il peut être aussi envisagé des profils de versement innovants (par exemple, un montant plus élevé au début et dégressif avec le temps) qui pourraient permettre de se substituer à une partie du financement bancaire et maîtriser voire compenser la hausse des coûts de financement.

Enfin une combinaison de ces différents systèmes peut également être envisagée pour allier au mieux les avantages de chacun. Comme pour les FIT, l'asymétrie d'information peut être réduite en ayant recours à des procédures d'appel d'offres.

3. Les marchés de certificats verts associés à des quotas

Les mécanismes de quotas, basés sur des certificats verts, sont quant à eux des mécanismes de marché. Dans cette configuration, 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. Les certificats verts sont donc des instruments de marché basés sur une incitation à produire au moindre coût.

En théorie, un tel marché assure en effet le respect de l'objectif (efficacité) sans impact pour les finances publiques (le coût étant supporté par le consommateur) et au moindre coût pour la collectivité (efficacité), minimisant ainsi la hausse du prix de l'électricité pour les consommateurs : les technologies les moins chères sont déployées en priorité et le prix du certificat vert s'ajuste sur le coût de l'installation marginale. La Suède, ayant mis ce système en place, atteint annuellement ses objectifs EnR (de 18 % en 2011) pour un surcoût moyen de l'ordre de 3 €/MWh (contre un surcoût de 8 €/MWh en France en 2013 pour une part d'EnR subventionnée de l'ordre de 6 %).

L'expérience de la Suède montre que ce système peut être efficace. Il privilégie les filières matures les moins chères et suppose l'existence de plusieurs technologies dans des gammes de prix comparables.

En conséquence, la mise en place d'un tel marché se traduirait par une accélération du développement des technologies les moins coûteuses (éolien terrestre par exemple) et, *a contrario*, par l'arrêt du déploiement des technologies les plus onéreuses (photovoltaïque sur toitures par exemple).

4. Pour le cas particulier des technologies encore en phase de recherche et développement, un soutien en subvention semble plus adapté, suivi par un dispositif d'intégration au marché quand elles deviennent plus matures.

Les projets de démonstration de technologies innovantes sont des projets risqués qui ne sont pas finançables sur des marchés de capitaux habituels pour les infrastructures de production électrique (financement sur projet sans recours). Ainsi, peu d'investisseurs avisés accepteraient de financer un projet de démonstration lourd de type ferme pilote, et s'ils le faisaient, cela serait avec des exigences de rentabilité très élevées, car l'incertitude qui pèse sur la performance du projet et le manque de retour d'expérience associé ne donne aucune assurance sur la réalité du retour sur investissement.

C'est en cela qu'un des outils privilégiés de l'action de l'Etat pour soutenir le développement de ces nouvelles technologies sont les Investissements d'Avenir, à travers des appels à manifestation d'intérêt pilotés par l'ADEME. Ainsi, c'est l'Etat qui apporte une partie du capital soit sous forme de subvention, soit sous forme d'avance remboursable (équivalant à un prêt à taux très bas non remboursable en cas de non succès du projet). L'équilibre entre subvention et avances remboursables dépend à la fois du projet et des porteurs : plus petit est le porteur, plus grandes sont les chances d'avoir accès à des subventions. Cet apport est essentiel pour permettre au projet de se faire, de franchir l'étape de démonstration et de rassurer les investisseurs (l'incitativité de l'aide doit être justifiée). Par ailleurs, cela permet de soutenir des projets innovants portés par de plus petites structures qui sinon ne pourraient s'imposer face à des projets portés par de grands groupes disposant de ressources financières plus conséquentes. Cet outil est contraint par l'encadrement communautaire des aides d'Etat.

Questions :

1. Les modalités de soutien aux EnR

Partagez-vous la description de l'ensemble des pistes envisagées ?

Quelle analyse qualitative faites-vous des pistes envisagées ?

Comment chiffrez-vous les avantages et les inconvénients de chacune des pistes envisagées ?

En particulier, comment évaluez-vous l'impact de chacune des pistes envisagées sur le fonctionnement du marché de l'électricité, sur le fonctionnement du système électrique, sur le coût du financement des projets EnR, sur le coût pour la collectivité du soutien aux EnR, sur la structure des filières renouvelables ?

Votre analyse diffère-t-elle selon le type de technologie renouvelable, son degré de maturité, la taille des installations, etc. ?

2. L'intégration des EnR au système électrique

Quels outils recommandez-vous pour faire participer les EnR au système électrique ?

Quelle analyse qualitative et quantitative faites-vous des mécanismes suivants :

- la déconnexion des installations EnR en cas de prix de marché trop faible ou négatif ?
- la participation des EnR aux services d'équilibrage du réseau ? avec l'introduction de pénalités en cas d'écart ?
- la limitation de la priorité à l'injection ?
- l'introduction d'un marché de services système ?
- d'autres mécanismes ?

Les différents mécanismes doivent-ils se cumuler ?

IV. Les enjeux de la transition

Quelle que soit la piste envisagée, une attention particulière devra être apportée à la transition entre le système actuel et le nouveau système. Cette transition devra se faire de manière progressive pour laisser le temps aux différentes filières renouvelables de s'adapter aux nouvelles conditions.

Par ailleurs, il est bien entendu que le gouvernement n'entend pas revenir sur les contrats signés, ni sur les actions engagées, dont la sécurisation juridique des actuels dispositifs.

Questions :

Quels outils préconisez-vous pour la transition entre le système actuel et le futur système ?

Quelles distinctions faites-vous selon les filières EnR concernées, leur degré de maturité, la taille des installations, etc. ?

Peut-on faire cohabiter les tarifs d'achat actuels et un nouveau système ?

Comment doit s'opérer l'articulation avec d'éventuels objectifs européens ?

Quel est l'horizon de temps pour une éventuelle réforme ?

ANNEXE – Documents de contexte et références bibliographiques

Différents documents de contexte sont proposés afin d'éclairer la réflexion. Ils peuvent être téléchargés en cliquant sur leur intitulé :

- Un tableau de comparaison des systèmes de soutien aux EnR en Europe ;
- Un tableau de comparaison des différents mécanismes de soutien aux EnR ;
- Le rapport du Commissariat général à la stratégie et à la prospective (CGSP) sur les marchés de l'électricité, visant à fournir un diagnostic du marché et de ses dysfonctionnements ainsi que des pistes d'améliorations. La publication de ce rapport est attendue prochainement ;
- Des documents de la Commission Européenne :
 - o Communication de la Commission de juin 2012 : « Énergies renouvelables: un acteur de premier plan sur le marché européen de l'énergie »
 - o Communication de la Commission du 5 novembre 2013 : « Réaliser le marché intérieur de l'électricité et tirer le meilleur parti de l'intervention publique ».

Par ailleurs, des références bibliographiques d'études universitaires non exhaustives sont indiquées à titre informatif pour approfondir le sujet :

- Comparison of feed-in tariff, quota and auction mechanisms to support wind power development; Lucy Butler, Karsten Neuhoff;
- Effectiveness through risk reduction: a comparison of the renewable obligation in England and Wales and the feed-in system in Germany; C. Mitchell , D. Bauknecht, P.M. Connor;
- The diffusion of renewable energy technology: an analytical framework and key issues for research; Staffan Jacobsson, Anna Johnson;
- Which renewable energy policy is adventure capitalist's best friend ? Empirical evidence from a survey of international cleantech investors; Mary Jeanürer,Rolf Wüstenhagen;
- European schemes for promoting renewables in liberalised markets; Niels I. Meyer;
- Envisaging feed-in tariffs for solar photovoltaic electricity: European lessons for Canada; Ian H. Rowlands;
- Fostering the use of renewable energies in the European Union: the race between feed-in tariffs and green certificates; Marc Ringel;
- The politics and policy of energy system transformation — explaining the German diffusion of renewable energy technology; Staffan Jacobsson, Volkmar Lauber;
- A historical review of promotion strategies for electricity from renewable energy sources in EU countries; Reinhard Haas, Christian Panzer, Gustav Resch, Mario Ragwitz, Gemma Reece, Anne Held;
- How to promote renewable energy systems successfully and effectively; R.Haas;
- Economic impacts from the promotion of renewable energy technologies: The German experience; Manuel Frondel, NolanRitter,Christoph M.Schmidt, ColinVance;
- Analysing the impact of renewable electricity support schemes on power prices: The case of wind electricity in Spain; Gonzalo Saenz de Miera, Pablo del Rio Gonzalez, Ignacio Vizcaino;
- Fostering a renewable energy technology industry: An international comparison of wind industry policy support mechanisms; Joanna I. Lewis,Ryan H. Wiser;
- What lessons have been learned in reforming the Renewables Obligation? An analysis of internal and external failures in UK renewable energy policy; Geoffrey Wood, Stephen Dow;
- Policy differences in the promotion of renewable energies in the EU member states; Danyel Reiche, Mischa Bechberger;

Prices versus quantities: choosing policies for promoting the development of renewable energy; Philippe Menanteau, Dominique Finon, Marie-Laure Lamy;

-Supporting PV, example of the US; R.Wiser;

- Are public policies towards renewables successful? Evidence from European countries; António Cardoso Marques, José Alberto Fuinhas;

-Supporting solar power in renewables portfolio standards: Experience from the United States; Ryan Wiser, Galen Barbose, Edward Holt;

- Take-or-pay contracts for renewables deployment; Angus Johnston, Amalia Kavali, Karsten Neuhoff;

- The Italian Green Certificates market between uncertainty and opportunities; Arturo Lorenzoni.



**Ministère de l'Écologie
du développement durable et de l'Énergie**

Secrétariat général
Tour Pascal A
92055 La Défense cedex
Tél. : 01 40 81 21 22

