CREDEN
CAHIERS DE RECHERCHE

LES DISTORSIONS INDUITES PAR LES ÉNERGIES INTERMITTENTES SUR LE MARCHÉ SPOT DE L'ÉLECTRICITÉ

François BENHMAD et Jacques PERCEBOIS

Cahier N° 13.05.98

13 mai 2013

Centre de Recherche en Economie et Droit de l'Energie
CREDEN – Equipe ART Dev – Université Montpellier 1
Faculté d'Economie, Av. Raymond Dugrand, C.S. 79606
34960 Montpellier Cedex 2, France
Tél. : 33 (0)4 34 43 25 04

Les distorsions induites par les énergies intermittentes sur le marché spot de l'électricité

François BENHMAD[*] **Jacques PERCEBOIS**[†]

Résumé

L'objet de cet article est d'analyser un des problèmes liés à l'intégration des renouvelables sur le marché européen de l'électricité : le cas du « switching » de la courbe du « merit order ». Les énergies renouvelables participent gratuitement aux enchères sur le marché spot, puisqu'elles sont rémunérées hors marché, et cela engendre des effets pervers sur le prix d'équilibre qui du coup est inférieur au « juste prix ». Dans certains cas, on assiste même à l'apparition de prix négatifs. Cela s'est produit souvent en Allemagne où la part de l'éolien est particulièrement élevée. Comme il est coûteux d'arrêter pour quelques heures des centrales thermiques au gaz ou au fuel on préfère payer un opérateur qui acceptera de prendre cette électricité éolienne trop abondante (en général aux heures creuses). Ce sera le cas des opérateurs suisses qui disposent de fortes capacités de stockage hydraulique (via des STEPS, stations de transfert d'énergie par pompage) et qui du coup sont payés pour évacuer cette électricité excédentaire. Ce problème du « switching » de la courbe du « merit order » a pour effet de tirer les prix du marché spot vers le bas. Sur le plan économétrique, on peut mettre en évidence une relation entre le niveau et la volatilité des prix spot de l'électricité et le poids des renouvelables dans le mix électrique.

[*] Art-Dev UMR CNRS-CIRAD-UM1-UM3, Faculté d'Economie, avenue Raymond Dugrand, RICHTER, CS 79606, 34960 Montpellier cedex 2.
[†] Art-Dev UMR CNRS-CIRAD-UM1-UM3, Faculté d'Economie, avenue Raymond Dugrand, RICHTER, CS 79606, 34960 Montpellier cedex 2.

Les distorsions induites par les énergies intermittentes sur le marché spot de l'électricité

1. Introduction

Les énergies renouvelables (hydraulique, éolien, solaire, biomasse) doivent représenter 23% du mix électrique français à l'horizon 2020. C'est un engagement européen et tous les pays de l'Union européenne ont pris des mesures pour encourager le développement de ces énergies non carbonées ou peu carbonées. L'aide se fait la plupart du temps via des prix de rachat garantis (feed-in tariffs) mais on trouve également d'autres systèmes de promotion (appels d'offre, certificats verts, …). Ces énergies sont, de par la loi, prioritaires sur le réseau (réseau de transport ou réseau de distribution) et elles sont rémunérées hors marché (en France via la CSPE, contribution au service public de l'énergie). Un mécanisme de feed-in tariffs existe également en Allemagne et les subventions accordées aux renouvelables y sont encore plus élevées qu'en France.

Ces énergies sont pour certaines d'entre elles intermittentes (cas de l'éolien ou du solaire). Comme l'on ne sait pas stocker à grande échelle l'électricité, cela pose le problème des centrales de production qui doivent être prévues en complément (problème dit du « back-up »). Le coût du « back-up » n'est pas comptabilisé dans le coût de production des énergies intermittentes mais il constitue une externalité négative pour le système électrique dans son ensemble. Ce sont souvent des centrales à gaz, qui sont les moyens de secours de ces énergies intermittentes et ces centrales sont aujourd'hui victimes d'un effet de ciseau : le prix du gaz demeure élevé en Europe puisque le gaz importé est indexé sur le prix du pétrole dans le cadre de contrats d'importation à long terme, tandis que dans le même temps le prix du charbon baisse sur le marché mondial en raison des excédents de charbon américain liés à l'abondance du gaz de schiste aux Etats-Unis. Le gaz de schiste américain chasse en quelque sorte le charbon américain du marché de la production d'électricité qui chasse le gaz européen de ce même marché. Comme le facteur de charge des cycles combinés à gaz est réduit du fait de la priorité donnée aux renouvelables, ces centrales à gaz, dites centrales de « back-up », voient leur rentabilité baisser fortement. De nombreux projets de CCG ont été abandonnés en Europe et certaines centrales ont même fermé.

Le coût de ce « back-up » est difficile à évaluer car il dépend aussi des coûts de réseaux donc des zones où sont implantés les équipements éoliens ou solaires. L'AIE l'estime entre 5 et 25 euros/MWh. A défaut d'accroître l'offre, on peut réduire la demande d'électricité lorsque le vent ou le soleil ne sont pas au rendez-vous et que les moyens intermittents font défaut : c'est la technique de l'effacement. Chaque opérateur peut ainsi et doit d'ailleurs maintenant détenir un portefeuille de clients dits effaçables ou interruptibles, ce qui permet de passer la pointe en cas de défaillance de l'offre. Les nouvelles technologies (compteurs et réseaux dits intelligents) devraient d'ailleurs permettre de mieux gérer en temps réel l'adéquation entre l'offre et la demande d'électricité, en arrêtant de façon automatique mais pour une faible durée un grand nombre d'équipements électriques chez les utilisateurs. Certains font observer que le « back-up » est un problème qui concerne tous les types de centrales, y compris le nucléaire, en cas d'arrêt inopiné d'un réacteur par exemple. C'est en partie vrai, mais il y a une différence importante entre l'éolien et le nucléaire : le facteur de charge (Kd) du nucléaire est de l'ordre de 80 à 90% tandis que le facteur de charge de l'éolien est en moyenne de 17%.

D'autres problèmes liés à l'intégration des renouvelables ont également été constatés sur le marché européen de l'électricité : c'est le cas du « switching » de la courbe du « merit order ». Les énergies renouvelables participent gratuitement aux enchères sur le marché spot, puisqu'elles sont rémunérées hors marché, et cela engendre des effets pervers sur le prix d'équilibre qui du coup est inférieur au « juste prix ». Dans certains cas, on assiste même à l'apparition de prix négatifs. Cela s'est produit souvent en Allemagne où la part de l'éolien est particulièrement élevée. Comme il est coûteux d'arrêter pour quelques heures des centrales thermiques au gaz ou au fuel on préfère payer un opérateur qui acceptera de prendre cette électricité éolienne trop abondante (en général aux heures creuses). Ce sera le cas des opérateurs suisses qui disposent de fortes capacités de stockage hydraulique (via des STEPS, stations de transfert d'énergie par pompage) et qui du coup sont payés pour évacuer cette électricité excédentaire.

L'objet de cet article est d'analyser ce problème du « switching » de la courbe du « merit order », qui a pour effet de tirer les prix du marché spot vers le bas. C'est ensuite de voir si, sur le plan économétrique, on peut mettre en évidence une relation entre le niveau et la volatilité des prix spot de l'électricité et le poids des renouvelables dans le mix électrique.

2. Le switching de la courbe du « merit order »

2.1. Les contraintes imposées au système électrique par l'intermittence des renouvelables

Le phénomène de prix négatifs s'est produit vingt-cinq fois en 2009 en Allemagne, dix-sept fois en 2010 et quinze fois en 2011. Il s'explique par la coïncidence de deux phénomènes : une faible demande et des vents forts qui font tourner les éoliennes off-shore de Baltique à plein régime.

Lors de périodes de surproduction d'électricité éolienne on demande aux centrales thermiques d'arrêter leur production. Si un producteur préfère continuer à produire, parce que l'arrêt de sa centrale lui coûterait trop cher sachant qu'il devra la remettre en marche quelques heures après (ce qui techniquement n'est pas simple), il paie pour injecter sa production dans le réseau. Autrement dit, le producteur doit payer pour se débarrasser d'une marchandise encombrante car non stockable. On arrive de ce fait à un certain nombre de dé-optimisations tellement fortes que certains se demandent si le schéma de soutien aux énergies renouvelables ne devrait pas être amendé. Les énergies renouvelables, à cause des prix négatifs, risquent de constituer une contrainte de plus en plus forte, tant que des solutions de stockage économiques et à grande échelle ne sont pas disponibles du moins.

Il faut également noter que cette production d'électricité éolienne constitue une contrainte pour les pays limitrophes du pays où se fait la production. Ainsi lorsque pour des raisons techniques, l'électricité éolienne off-shore de la Baltique ne peut pas être évacuée vers le sud de l'Allemagne faute de lignes à haute tension suffisantes, elle est évacuée via la Pologne et la République Tchèque pour alimenter les industriels de Bavière. Du fait des interconnexions électriques en Europe, le problème est donc mutualisé, ce qui génère des externalités négatives pour tous. Ce sont les consommateurs de ces pays qui s'acquittent de l'essentiel des péages sur les réseaux et ils paient pour renforcer le réseau de transport afin que des producteurs étrangers puissent livrer leur électricité éolienne excédentaire.

Le phénomène de prix négatifs constitue un véritable effet d'aubaine pour les propriétaires de barrages, notamment de STEPS (stations de pompage) : ils se font « payer » pour acquérir l'électricité excédentaire les jours de très forte production renouvelable, ce qui leur permet d'actionner les pompes à moindre frais et de remplir les réservoirs. Les jours de faible production, par contre, ils ouvrent les vannes et produisent à leur tour du courant qu'ils revendent au prix fort. Les barrages suisses sont particulièrement concernés car le potentiel de STEPS est très important dans ce pays.

Une solution crédible pour « gérer le risque » de prix négatifs consiste donc à disposer d'un moyen de stockage prêt à accumuler l'énergie produite pour la restituer plus tard. Mais, il n'y a pas aujourd'hui de technologie disponible en dehors des STEPS ; on peut envisager demain de produire de l'hydrogène voire du méthane avec cette électricité excédentaire mais la rentabilité de tels systèmes n'est pas aujourd'hui établie. Les prix négatifs correspondent à un dysfonctionnement qui profite plus aux traders qu'aux particuliers qui achètent l'électricité. En effet, les ménages allemands payent leur électricité au prix fort puisque le distributeur répercute sur le consommateur final le surcoût engendré par ces prix négatifs en plus du surcoût lié aux feed-in tariffs.

Rappelons qu'en France le prix de l'électricité pour le consommateur final domestique se décompose ainsi : 40 % pour le coût de production du kilowattheure, 35 % pour les péages d'accès aux réseaux de transport et de distribution et 25 % restants pour les taxes, dont la CSPE. La CSPE est une contribution dont 60% sert à financer le surcoût des renouvelables, le solde correspondant pour une large partie au financement de la péréquation spatiale pour les zones non interconnectées (DOM-TOM, Corse). Cette CSPE représente près de 10% du prix TTC du kWh pour le consommateur domestique. En Allemagne où ce prix est plus de deux fois plus élevé, l'équivalent de la CSPE représente 30% du prix TTC. Le surcoût des énergies renouvelables correspond à la différence entre le prix d'achat garanti (feed-in tariff) fixé de façon réglementaire par les pouvoirs publics et le prix du KWh constaté sur le marché spot (en général fixé par le coût marginal d'une centrale thermique).Ce surcoût va donc suivre les fluctuations du marché spot et dépendra du prix observé sur le marché international du charbon, sur celui du gaz et sur celui du pétrole, donc du prix directeur des énergies fossiles (y compris le prix du CO_2). La CSPE est passée de 4,5 euros/MWh en 2010 à 9 euros en 2011, puis à 10 euros en 2012 et doit s'établir à 13,5 euros en 2013 selon la CRE. Notons que cette CSPE doit comprendre l'intégralité du surcoût supporté par EDF qui a l'obligation d'acheter cette énergie renouvelable mais qui, selon la loi, peut la répercuter sur le consommateur final. C'est le principe de la translation progressive d'une taxe ou contribution assimilée. Comme l'Etat n'autorise pas EDF à répercuter l'intégralité de cette contribution dans le prix des tarifs réglementés de l'électricité, pour des raisons principalement sociales, l'opérateur historique a accumulé une créance de l'ordre de 5 milliards d'euros. L'Etat s'est engagé à honorer cette créance et la question est alors de savoir qui du consommateur ou du contribuable va supporter cette dette publique. En définitive, les consommateurs n'ont pas toujours conscience du fait que ce sont eux qui paient les aides aux énergies renouvelables, puisqu'elles sont répercutées dans la CSPE. Dans un contexte où la précarité énergétique tend à s'accroître, cela constitue une contrainte sociale forte. Rappelons que près de 4 millions de ménages sont concernés, soit plus de 8 millions de Français. Est considéré comme étant en situation de précarité énergétique un ménage qui consacre plus de 10% de son revenu au chauffage et à l'éclairage de son logement. A cela s'ajoutent les dépenses de carburant.

En divisant la production de l'éolien allemand (en MWh) par la puissance installée (en MW), on obtient le nombre d'heures « équivalent plein temps » de production, qui vaut par exemple 37809,10*3/25,877 = 1461 heures pour 2009. Or il y a 365*24 = 8760 heures par an, donc les éoliennes allemandes ne peuvent produire que 17% de leur puissance installée en moyenne. Autrement dit, dans le scénario le plus optimiste, l'éolien ne serait disponible en moyenne que 20% du temps. De même, un panneau solaire produit sa pleine capacité en moyenne seulement un jour sur huit.

En France la loi NOME prévoit qu'il faut mettre en place un marché de capacité : la puissance installée sera rémunérée et pas seulement la production de kWh et chaque fournisseur devra justifier d'une capacité suffisante pour faire face à la pointe de consommation de sa clientèle. Les promoteurs des renouvelables seront sans doute incités demain à proposer un « bundle ENR/fossiles » prévoyant à la fois la production d'électricité intermittente et son complément en cas de défaillance. On peut envisager aussi un « bundle ENR/effacement ». Une offre liée entre une production de renouvelables intermittentes et un « back-up » en gaz ou en capacité d'effacement permettrait de régler largement ce problème d'intermittence. Il s'agira là d'une forme d'assurance et la question est de savoir si les pouvoirs publics peuvent imposer un tel système.

D'un autre côté, il faut reconnaître que les interconnexions européennes peuvent permettre de gérer d'importantes capacités intermittentes de production d'électricité, à l'instar de ce qui se produit

entre les pays nordiques et le Danemark. Celui-ci importe de ses voisins l'électricité dont il a besoin lorsque ses éoliennes ne produisent pas, et exporte son électricité excédentaire lorsque les consommateurs danois ne consomment pas toute la production éolienne locale. Les interconnexions constituent donc une solution partielle au problème de l'intermittence mais les observations météorologiques montrent que le foisonnement des productions issues des énergies renouvelables reste assez limité sur la plaque de cuivre européenne. A certaines périodes il n'y a de vent nulle part en Europe continentale. Au demeurant ces interconnexions nécessitent de coûteux investissements, qu'il conviendrait théoriquement d'ajouter à tous les autres coûts des énergies intermittentes. Il faut aussi savoir qui doit supporter ce surcoût lié aux réseaux. On peut certes observer que le problème s'est lui aussi posé dans le passé pour les autres formes d'électricité, le nucléaire notamment, car il a bien fallu construire des lignes à haute tension pour évacuer cette électricité. Le problème se pose d'ailleurs aujourd'hui pour l'EPR de Flamanville. Il est de moins en moins facile de construire des lignes à haute ou basse tension du fait des réactions des populations. L'Allemagne devrait construire près de 5000 kms de lignes à haute tension pour évacuer l'électricité éolienne produite dans la Baltique vers les grandes zones de consommation du sud, en Bavière notamment. Elle en construit actuellement 500 kms par an et il n'est pas certain que le législateur parvienne à imposer de tels investissements à des populations soucieuses de la préservation de l'environnement.

2.2. L'électricité renouvelable tire les prix à la baisse sur le marché spot

Pour un parc électrique donné, l'appel des centrales se fait sur la base des coûts marginaux croissants, c'est-à-dire pour l'essentiel en fonction des coûts variables. Ainsi traditionnellement ce sont les centrales hydrauliques dites « au fil de l'eau » qui sont appelées en premier sur le réseau, suivies des centrales nucléaires, puis des centrales à charbon et/ou des centrales à gaz à cycles combinés. Les prix du charbon importé étant actuellement bas en Europe en raison des excédents américains, les centrales à charbon sont généralement appelées avant les centrales à gaz, d'autant que le prix du CO_2 est très faible sur le marché européen du carbone (5 à 7 euros par tonne de CO_2) tandis que le prix du gaz importé suit le prix du pétrole qui demeure élevé. Les clauses d'indexation des prix du gaz sur les prix du pétrole ou des produits pétroliers n'ont pas disparu dans les contrats d'approvisionnement, bien qu'une partie de l'indexation se fasse maintenant sur la base des prix spot du gaz, plus faibles aujourd'hui. Les prix de l'électricité sur le marché spot sont donc, par nature, volatils : ils sont plus élevés aux heures de pointe lorsque la demande est forte et que le parc risque d'être saturé. Il faut à ce moment-là faire appel à des équipements dits de pointe (TAG, turbines à gaz ou TAC, turbines à combustion fonctionnant avec du diesel) dont le coût est élevé ne serait-ce que parce que ces équipements ne fonctionnent qu'un petit nombre d'heures par an. Rappelons qu'en France la pointe concerne 1000 heures sur les 8760 de l'année et au sein de cette période de pointe c'est une période de 400 heures qui pose vraiment problème. Cela correspond approximativement aux 22 jours dits rouges des tarifs EJP ou Tempo (18 h par jour sur 22 jours). Cette pointe se produit en France durant l'hiver quand les températures sont basses, du fait notamment du chauffage électrique mais aussi largement en raison de l'éclairage et de la connexion au réseau des appareils électroménagers le soir.

Le principe d'un bon fonctionnement du marché spot est que les producteurs récupèrent les coûts fixes des équipements de base (hydraulique et nucléaire par exemple) durant les heures pleines et les heures de pointe lorsque le kWh nucléaire (ou hydraulique) est vendu sur le marché au prix du kWh thermique. La rente différentielle ainsi récupérée (mark-up) permet de couvrir les coûts d'investissement.

En concurrence lorsque le parc électrique est optimal, le prix de vente permet de récupérer les coûts complets (fixes et variables) si la tarification se fait à chaque période sur la base des coûts marginaux comme suit :

- coût variable de l'équipement de base,
- coût variable de l'équipement de semi-base,

– coût variable + coût fixe (péage) de l'équipement de pointe. Il faut dans ce cas que le coût fixe de l'équipement marginal soit pris en compte sinon on ne couvre pas tous les coûts. C'est le problème du « missing money » évoqué ci-dessus dû au fait que le prix du marché est souvent insuffisant aux heures de pointe pour couvrir les coûts fixes de l'équipement de pointe, ce qui n'incite pas les opérateurs à investir dans de tels équipements dont l'appel sur le réseau est au demeurant aléatoire. Cela justifie la mise en place d'un marché de capacité. Il faut non seulement rémunérer l'énergie mais également la puissance si l'on veut éviter la défaillance.

Les producteurs à faible coût variable (nucléaire ou hydraulique) récupèrent leurs coûts fixes durant la période de pointe, lorsque le prix est aligné sur le coût variable + le coût fixe de l'équipement de pointe (TAG). Prenons un exemple et raisonnons hors coûts de transport-distribution (et hors taxes) (cf. Hansen et Percebois, 2010). Supposons que le parc de production soit composé de deux types de centrales exclusivement : des centrales nucléaires pour la base et des turbines à gaz (TAG) pour la pointe. Soit (0,H) la période de pointe et (H,T) la période de base (T vaut 8760 heures). Soit a le coût fixe unitaire du kW nucléaire, b le coût fixe unitaire du kW « TAG » ; soit f le coût variable par heure de fonctionnement du kW nucléaire et g le coût variable par heure de fonctionnement du kW TAG. Le prix de revient du kWh nucléaire est de la forme $y = a + fh$ et celui du kWh TAG de la forme $z = b + gh$, où h est le nombre d'heures d'utilisation. On démontre que $y = z$ pour $h = H = (a - b) / (g - f)$ (différence des coûts fixes sur différence des coûts variables). La période (0, H) correspond ici à la pointe. Le nucléaire est l'équipement marginal aux heures creuses (H,T) et la TAG l'équipement qui fait le prix aux heures de pointe (0,H) puisqu'elle est alors l'équipement marginal. Le système optimal de tarification consiste à récupérer une recette égale à $f(T - H)$ par kW appelé aux heures creuses et à $b + gH$ par kW appelé aux heures de pointe. On voit facilement dans ce cas que la recette totale récupérée pour 1 kW nucléaire appelé toute l'année (0,T) est égale à : $f(T - H) + b + gH$ soit, en remplaçant H par sa valeur donnée ci-dessus, $a + fT$ ce qui couvre tout à la fois les coûts fixes et les coûts variables de la centrale nucléaire. Si, aux heures de pointe, le prix était fixé de telle sorte que la recette ne couvre que le coût variable de la TAG soit gH on ne récupèrerait pas l'intégralité des coûts fixes. Le fait de vendre le kWh nucléaire à un prix qui permet de récupérer $b+ gH$ par kW nucléaire appelé sur la période (0,H) ne constitue pas une rente indue, c'est le moyen de couvrir les coûts fixes du nucléaire. En revanche si, pour une raison quelconque, le prix du marché conduit à une recette supérieure à $b + gH$ aux heures de pointe, il y a rente qui peut être soit une rente de rareté si la capacité disponible est insuffisante pour satisfaire toute la demande soit une rente de monopole ou d'oligopole si le prix est manipulé et résulte d'un « pouvoir de marché » des opérateurs présents sur le marché. C'est au régulateur de vérifier qu'un tel pouvoir de marché n'existe pas et au Conseil de la concurrence de prendre les sanctions nécessaires. En France il existe ou a existé une rente de rareté du nucléaire au profit d'EDF dont le parc nucléaire est aujourd'hui largement amorti, du moins tant que le prix du kWh sur le marché spot européen est élevé car assis sur le prix de revient du thermique « gaz ». L'opérateur historique peut dans ce cas récupérer plus que ce qui est nécessaire pour couvrir les coûts fixes du nucléaire amorti et les entrants, qui ont un « sourcing » via le thermique et ne bénéficient pas d'un parc nucléaire conséquent, ont alors du mal à pénétrer sur le marché français. D'où le mécanisme de l'ARENH qui permet à ces entrants d'acquérir 25% de la production nucléaire française à prix coûtant. La rente nucléaire de rareté est ainsi partagée entre l'opérateur historique et ses concurrents, pour autant que ceux-ci puissent justifier d'un portefeuille de clients en France. En Belgique le gouvernement a préféré récupérer cette rente de rareté au lieu de la partager. A noter qu'avec la baisse du prix spot de l'électricité cette rente de rareté tend aujourd'hui à baisser sensiblement, voire à disparaître.

Mais pour l'éolien et le solaire cette tarification fondée sur les coûts marginaux ne permettrait pas de récupérer l'intégralité des coûts fixes car leur coût moyen est trop élevé et leur durée d'appel sur le réseau (facteur de charge) trop faible. D'où le mécanisme du feed-in tariffs qui correspond à une rémunération hors marché. On aurait pu concevoir une aide qui ne soit pas accompagnée d'une priorité d'accès au réseau. Mais les pouvoirs publics ont préféré le « learning by doing » au « learning by searching ». Financer la recherche sur les énergies renouvelables pour les amener au seuil de compétitivité était une solution et l'effet pervers dû à la gratuité-réseau n'aurait pas joué. On aurait également pu envisager une taxe carbone qui pénalise les énergies fossiles et favorise par contrecoup

la rentabilité des renouvelables. En subventionnant ces énergies via un accès prioritaire et à prix nul sur le marché on distord le fonctionnement du marché. En effet la présence de cette électricité à coût marginal nul tire les prix d'équilibre à la baisse sur le marché spot. Aux heures pleines c'est logiquement une centrale à gaz à cycles combinés qui est l'équipement marginal ; mais du fait de la présence de cette électricité éolienne à coût nul, c'est la centrale à charbon, dont le coût marginal est aujourd'hui plus faible, qui devient l'équipement marginal. Le prix du marché est alors plus faible que ce qui serait la norme si cette électricité éolienne n'était pas injectée. La centrale à gaz n'est donc pas suffisamment appelée ce qui compromet sa rentabilité et le prix d'équilibre sur le marché est plus faible que l'optimum. On objectera qu'une part de la baisse des prix de l'électricité sur le marché spot est imputable à la faiblesse de la demande d'électricité, et ceci en raison de la crise économique mais cette faiblesse n'explique pas tout. Si les centrales éoliennes n'étaient pas rémunérées hors marché à des tarifs élevés permettant de couvrir le coût moyen, et donc si elles respectaient le « droit commun », elles ne seraient pas rentables car le prix du marché aux heures pleines et aux heures de pointe ne permettrait pas de récupérer leurs coûts fixes. Ce sont des équipements à coût moyen élevé mais à coût marginal nul et cela crée des distorsions sur le marché dès lors qu'elles participent aux enchères sans tenir compte du prix de marché.

La figure I ci-après explicite la différence entre une logique de « merit order » fondée sur les coûts moyens (se reporter au tableau I qui reprend des chiffres des coûts moyens validés par le Rapport de la Cour des Comptes et repris dans le Rapport « Energies 2050 ») et une logique de « merit order » fondée sur les coûts marginaux. L'ordre de préséance n'est évidemment pas le même et du coup les subventions accordées aux renouvelables soulèvent la question du seuil au-delà duquel la part des renouvelables compromettrait la rentabilité des équipements thermiques. On objectera que les feed-in tariffs ont fortement baissé depuis 2011 pour le solaire photovoltaïque du fait de la baisse des coûts de production des cellules (les chiffres donnés dans le tableau I portent sur 2010). Il faut dire que ces tarifs d'achat, qui étaient particulièrement élevés dans le passé (jusqu'à 630 euros/MWh pour le photovoltaïque, soit 63 centimes d'euro par kWh), avaient engendré des effets d'aubaine pour certains particuliers ou producteurs institutionnels. Les tarifs d'achat de l'éolien on-shore restent de l'ordre de 82 euros/MWh et depuis début 2013 les tarifs d'achat du photovoltaïque sont échelonnés entre 316 euros/MWh pour des installations de faible dimension dans le bâti résidentiel jusqu'à 173 euros/MWh pour les autres bâtiments. Pour les centrales solaires le prix d'achat a même chuté à 82 euros/MWh, qui est le niveau auquel l'éolien terrestre est rémunéré. A noter qu'une bonification de 5 à 10% est accordée lorsque les composants du système photovoltaïque sont d'origine européenne. Malgré tout ce prix d'achat demeure supérieur au coût « sortie centrale » du MWh thermique et a fortiori du MWh nucléaire (pour des centrales de seconde génération). La puissance photovoltaïque installée en France fin 2012 était de 3126 MW et celle d'éolien de 7182 MW. Rappelons que la puissance nucléaire installée est de 63000 MW mais comme les facteurs de charge sont très différents d'un type d'équipement à l'autre, la quantité d'électricité produite avec les renouvelables demeure modeste en France comparativement à celle du nucléaire (cf. tableau I).

Notons que ce système de promotion hors marché génère également un « cercle vicieux de surcoûts ». La baisse du prix d'équilibre sur le marché spot accroît le surcoût de l'éolien et du photovoltaïque puisque le niveau du tarif d'achat garanti est donné de façon pluriannuelle, ce qui augmente le niveau de la CSPE et par ricochet accroît le prix TTC payé par le consommateur final. Le consommateur final ne profite pas vraiment de cette baisse du prix spot puisque le prix TTC augmente du fait de la hausse du niveau de la CSPE : ce qu'il gagne d'un côté, il le perd de l'autre. Et le prix du marché perçu par les producteurs étant moins rémunérateur, cela ne les incite pas à investir dans des équipements thermiques. Ce système envoie donc un mauvais signal aux investisseurs.

Les défenseurs des renouvelables font observer que loin de constituer un inconvénient ce « switching » de la courbe de « merit order » présente des avantages : ces énergies économisent les coûts de combustible de centrales thermiques polluantes et acquièrent ainsi une « valeur de substitution énergie » (cf. E-CUBE Strategy Consultants, 2013). De plus la baisse du prix de marché représente un gain pour le consommateur final. Il faut dès lors comparer la somme de cette « valeur de substitution énergie » (ou « marginal cost effect ») et de cette « valeur d'effet-prix » (ou « merit order effect ») au prix de rachat hors marché des renouvelables pour se prononcer sur le coût réel des renouvelables. A

ce prix de rachat s'ajoutent évidemment les coûts de « back-up » en termes de production et de réseaux. Si le bilan est aujourd'hui négatif (les renouvelables coûtent plus qu'elles ne rapportent), les choses pourraient s'inverser dans un futur proche avec la baisse des coûts de production des renouvelables, d'une part, la hausse du coût des combustibles fossiles et de celle du prix du CO_2, d'autre part. On aurait ainsi à se prononcer sur l'inégalité suivante :

(feed-in tariff + back-up) > ou < (marginal cost effect (OPEX) + merit order effect (price cut)) ?

C'est oublier que la baisse du prix spot engendre aussi des « sunk costs » ou « coûts échoués » concernant les équipements thermiques en fonctionnement. Certaines centrales à cycles combinés à gaz et les turbines à combustion (TAC ou TAG) ont été construites sur la base des signaux-prix envoyés par le marché avant l'introduction massive de ces renouvelables et la priorité légale de cette électricité fatale qui ne serait pas apparue en l'absence d'une aide hors marché est de nature à compromettre ex post une rentabilité largement garantie ex ante. Cela est en outre de nature à empêcher des investissements de pointe et cela peut accroître la probabilité de défaillance du système. La question doit donc être posée comme suit :

(feed-in tariff + back-up + sunk cost effect (CAPEX)) > ou < (marginal cost effect (OPEX) + merit order effect (price cut)) ?

Le caractère aléatoire de la production éolienne (mais aussi solaire, qui reste encore marginale pour cette dernière aujourd'hui) soulève une autre question : celle de la volatilité accrue des prix du marché de l'électricité.

Centrales	Coût kWh sortie centrale (euros 2010)	Part dans le mix électrique de la France en 2010
hydroélectricité	30 à 40	12,4%
nucléaire	33 à 50 (49,5 CCE selon la Cour, 54 avec la jouvence)	74,1%
charbon	70 (avec tonne de CO2 à 20 euros) à 100 (avec tonne de CO2 à 50 euros)	5,0%
gaz naturel	80 (avec t de CO2 à 20 euros) à 90 (avec t de CO2 à 50 euros)	5,8%
éolien terrestre	80	1,7%
éolien off-shore	150 à 200	0%
photovoltaïque	240 à 400	1%

Tableau I – Coût de production de l'électricité en euros/MWh
Sources : Cour des Comptes et Commission « Energies 2050 » (2012)

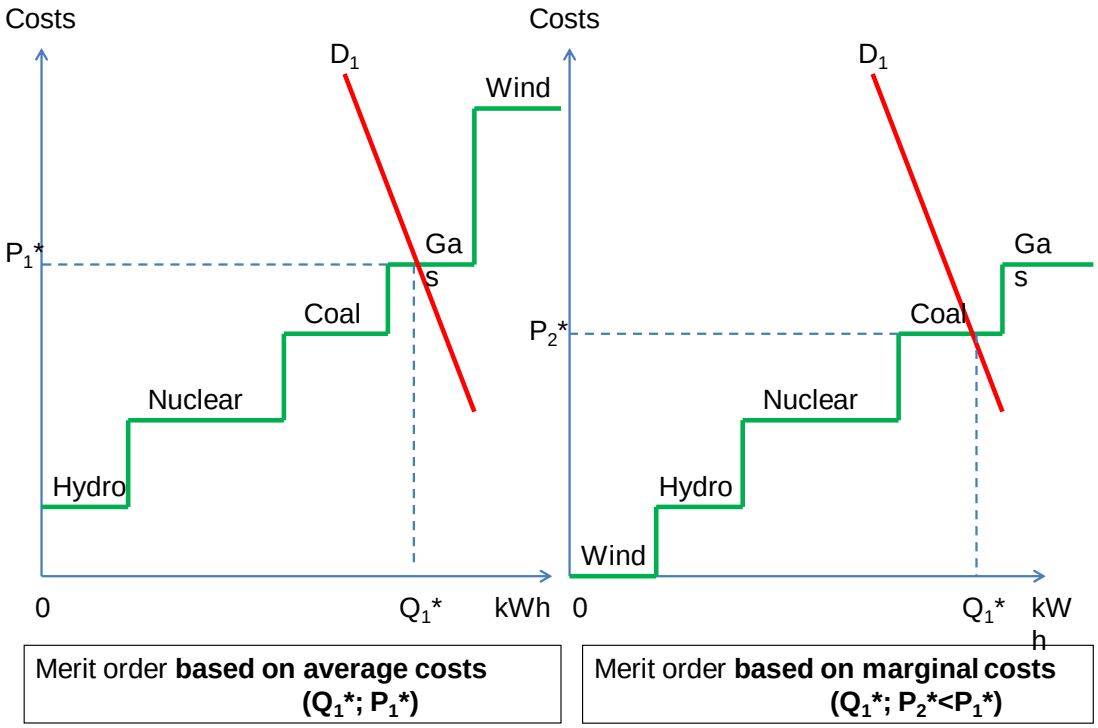


Figure I – « Merit order » fondé sur le s coûts moyens et sur les coûts marginaux
Source : CREDEN/Art-Dev

3. La présence des renouvelables accentue la volatilité des prix de l'électricité sur le marché spot : mise en évidence économétrique

En s'appuyant sur le cas allemand on peut montrer, via une approche économétrique, que l'éolien a engendré une baisse tendancielle du prix spot et a accentué la volatilité des prix spot sur la période 2009-2012. Rappelons qu'en Allemagne l'éolien représentait 24% de la capacité électrique installée fin 2011 (28 559 MW sur 122 000 MW au total) mais n'a produit qu'un peu plus de 8% de l'électricité consommée. Le solaire avec 25 000 MW n'a quant à lui produit que 3% de cette électricité, contre 3% pour l'hydraulique, 14% pour le gaz naturel, 18% pour le nucléaire, et 44% pour le charbon. Le reste provenait de la biomasse ou des importations (BMU,2012).

3.1. Les données

▪ *Les injections d'électricité éolienne*

Les données sont collectées à partir des sites web des opérateurs de transport d'électricité en Allemagne (i.e. Tennet TSO, 50Hertz , Amprion, EnBW) et via ENTSOE pour validation. Nous nous limitons dans cette étude au cas de l'éolien ; on peut envisager de traiter simultanément l'éolien et le photovoltaïque mais les causes d'intermittence sont différentes et nous préférons isoler ici l'impact de l'éolien seul. Nous approximons la quantité injectée dans le réseau par la moyenne journalière des valeurs horaires enregistrées de 0 à 24h. Le graphique ci-après donne la production d'électricité éolienne injectée sur le réseau allemand entre début 2009 et fin 2012.

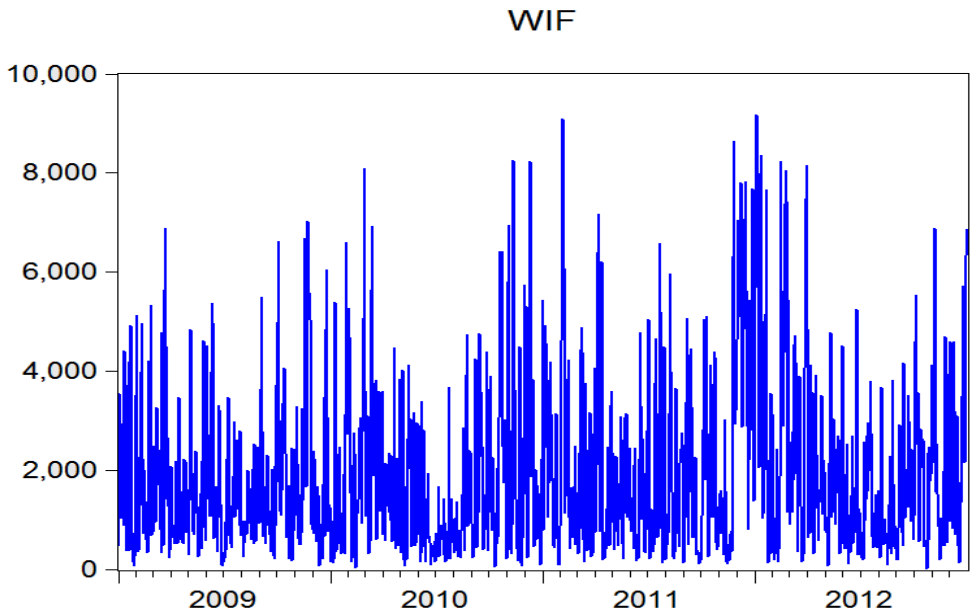


Figure II– La production d'électricité éolienne injectée sur le réseau en Allemagne (WIF)

De 2009 à 2012, l'électricité d'origine éolienne (en MWh) injectée dans le réseau présente un coefficient d'asymétrie (skewness) positif qui met en évidence que les valeurs extrêmes sont localisées dans la partie droite de la distribution. L'écart-type (qui mesure la volatilité) est extrêmement élevé. Le coefficient d'aplatissement (kurtosis) plus élevé que 3 met en évidence la forte probabilité d'occurrence de valeurs extrêmes. L'hypothèse de normalité de la distribution ne peut donc qu'être rejetée. Ce qui est corroboré par la statistique Jarque-Bera, dont la valeur dépasse largement la valeur critique de la loi normale qui s'élève à 5,99.

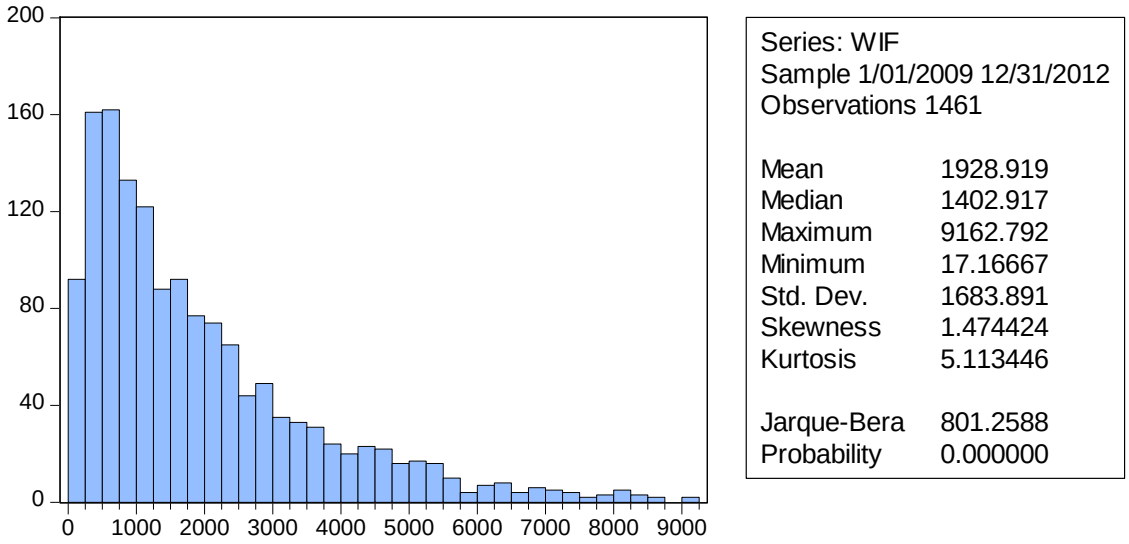


Tableau II – Statistiques descriptives de l'électricité éolienne en Allemagne

L'électricité d'origine éolienne peut montrer une dynamique saisonnière que nous corrigeons en faisant appel à des variables dichotomiques après avoir transformé la série temporelle en logarithme pour en stabiliser la variance (voir Tableau XIII en Annexe). La série désaisonnalisée est nommée (lwfi_sa). Nous nous proposons d'en tester la stationnarité en faisant appel au test de racine unitaire de Dickey Fuller augmenté (ADF) (Dickey et Fuller, 1981). Le nombre de retards est sélectionné sur la base de la minimisation du critère d'information d'Akaike.

Null Hypothesis: LWFI_SA has a unit root
Exogenous: None
Lag Length: 2 (Automatic based on AIC, MAXLAG=28)

		t-Statistic	Prob.*
Augmented Dickey-Fuller test statistic		-17.10421	0.0000
Test critical values:	1% level	-2.566549	
	5% level	-1.941041	
	10% level	-1.616553	

*MacKinnon (1996) one-sided p-values.

Tableau III – Test de Dickey-Fuller augmenté appliqué à l'électricité éolienne

On remarque que la t- statistique du test (-17,1042) est largement inférieure aux valeurs critiques à 1%, 5%, et 10%. La série de l'énergie éolienne injectée dans le réseau désaisonnalisée est donc stationnaire.

▪ *L'évolution des prix spot de l'électricité*

Le graphique ci-après donne les prix de l'électricité en base (baseload) sur le marché allemand (en euros par MWh) sur la période allant du 01/01/2009 au 31/12/2012. Il s'agit d'une moyenne des prix spot des 24 contrats horaires négociés sur la bourse EEX (European Energy Exchange) soit 1461 données journalières.

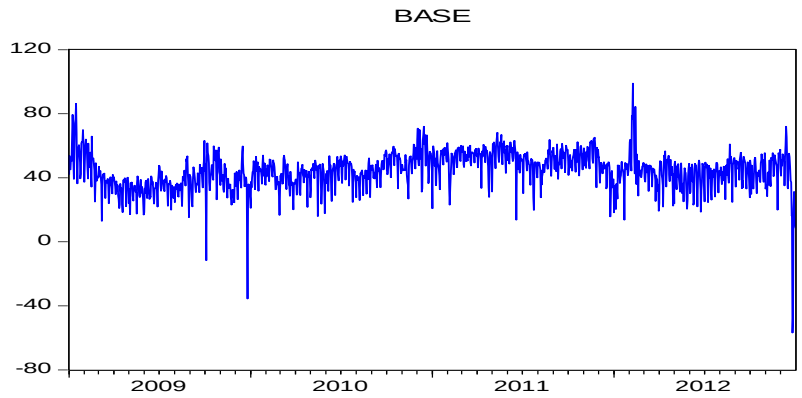


Figure III – Evolution journalière des prix spot de l'électricité en Allemagne

On constate que sur cette période, le prix spot baseload de l'électricité en Allemagne présente un coefficient d'asymétrie (skewness) négatif qui montre une localisation des valeurs extrêmes dans la partie gauche de la distribution. L'écart-type (qui mesure la volatilité) est extrêmement élevé. Le coefficient d'aplatissement (kurtosis) largement supérieur à 3, met en évidence la forte probabilité d'occurrence de valeurs extrêmes. L'hypothèse de normalité de la distribution n'est donc pas vérifiée.

Ce qui est corroboré par la valeur de la statistique Jarque-Bera qui dépasse largement la valeur critique de la loi normale laquelle s'élève à 5,99.

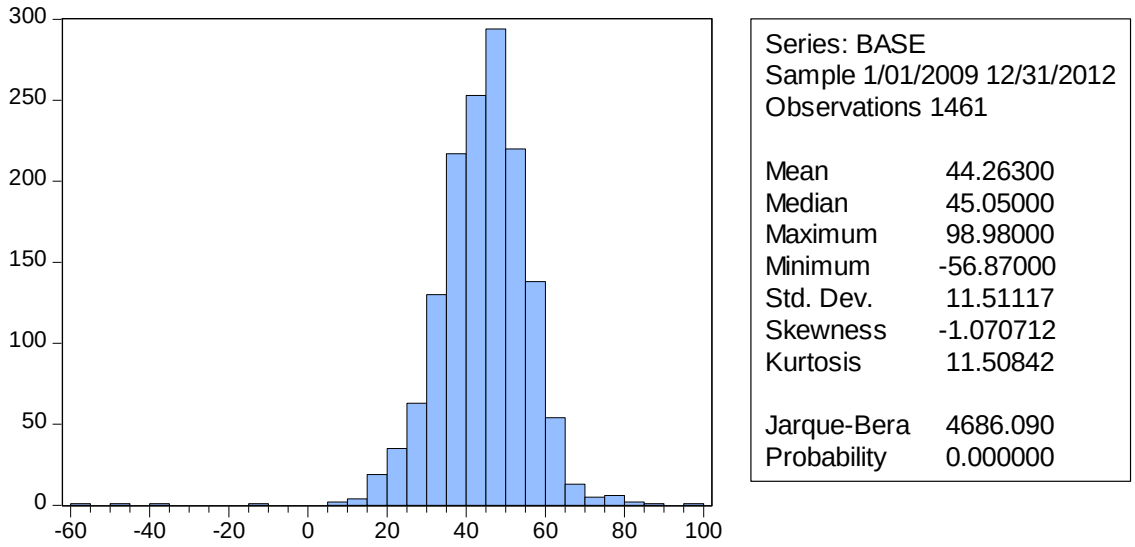


Tableau IV – Statistiques descriptives du prix spot de l'électricité

La série du prix spot baseload de l'électricité en Allemagne contient des points aberrants ou valeurs extrêmes appelés communément outliers. Leur correction consiste à les remplacer par 3 fois la valeur de l'écart type par rapport à la moyenne. Mais, afin de prendre en considération la saisonnalité hebdomadaire des prix, l'écart-type est calculé individuellement pour chaque jour de la semaine de sorte que le prix réalisé chaque jour est comparé à la moyenne et à l'écart-type du prix de tous les mêmes jours dans l'échantillon des données.

Nous faisons ensuite appel à la transformation logarithmique des données afin d'en stabiliser la variance et réduire ainsi leur volatilité excessive (Keles et al.2011).

Les prix spot de l'électricité sont caractérisés par des comportements saisonniers qui résultent de la nature saisonnière de la demande et de l'offre de l'électricité. Ainsi, des différences de prix peuvent être observées selon les saisons (été/hiver) ou entre les jours de la semaine (jours travaillés, jours de vacances et de week-end). L'analyse du corrélogramme des prix de l'électricité (voir Tableau XIV en annexe) met en évidence une forte auto-corrélation notamment aux retards 7, 14, 21, 28, … multiples de 7 qui montrent une saisonnalité hebdomadaire (voir Figure V, en annexe). Il y a également présence d'une saisonnalité mensuelle dans la mesure où le prix spot varie en fonction des mois de l'année. Nous nous proposons alors de désaisonnaliser la série des prix spot baseload en faisant appel à des variables indicatrices. Nous recourons aux variables indicatrices qui représentent les jours de la semaine et les mois de l'année. Comme, nous allons estimer l'équation par la méthode des moindres carrées ordinaires(MCO), nous devons éviter le problème de la multicolinéarité. Nous allons pour cela enlever deux variables dichotomiques de la régression (respectivement le lundi et le mois de janvier) et les utiliser comme des variables de référence. Les résultats de l'estimation sont présentés dans le tableau XV en annexe.

Les coefficients des variables dichotomiques journalières mettent en évidence une baisse progressive des prix spot de l'électricité du début à la fin de la semaine.

Maintenant que les prix sont désaisonnalisés (lbase_sa), nous nous proposons d'en tester la stationnarité. Pour cela, nous recourons au test de racine unitaire de Dickey Fuller augmenté (ADF)

(Dickey et Fuller,1981). Le nombre de retards est sélectionné sur la base de la minimisation du critère d'information d'Akaike.

Null Hypothesis: LBASE_SA has a unit root
Exogenous: None
Lag Length: 7 (Automatic based on AIC, MAXLAG=23)

		t-Statistic	Prob.*
Augmented Dickey-Fuller test statistic		-4.666848	0.0000
Test critical values:	1% level	-2.566554	
	5% level	-1.941041	
	10% level	-1.616553	

*MacKinnon (1996) one-sided p-values.

Tableau V – Test de Dickey-Fuller augmenté appliqué au prix spot de l'électricité

La t- statistique du test ADF est largement inférieure aux valeurs critiques à 1%, 5%,et 10%.On peut donc en conclure que les prix spot de l'électricité sont stationnaires. L'hypothèse de stationnarité étant vérifiée, nous pouvons alors faire appel à la méthode des moindres carrées ordinaires pour effectuer la régression des prix spot de l'électricité sur l'énergie d'origine éolienne afin de confirmer ou d'infirmer l'hypothèse de leur relation inverse.

3.2. L'estimation de la relation entre prix de l'électricité et injection d'électricité éolienne

Afin d'analyser la corrélation entre la quantité d'électricité éolienne injectée sur le réseau et le prix spot de l'électricité nous effectuons une régression simple faisant appel à l'estimateur MCO. Les résultats de l'estimation sont reportés sur le tableau suivant :

Variable	Coefficient	Std. Error	t-Statistic	Prob.
C	-2.77E-16	0.005525	-5.02E-14	1.0000
LWFI_SA	-0.085155	0.005828	-14.61158	0.0000

Tableau VI – Estimation de la relation entre prix spot et électricité éolienne

Les résultats mettent en évidence que l' injection d'électricité éolienne a un effet négatif sur le prix spot de l'électricité. Toute augmentation de l'injection dans les réseaux de cette électricité se traduit par une baisse des prix spot de l'électricité. Sur la période 2009-2012 une augmentation de 10% de la quantité d'électricité éolienne injectée provoque une diminution de 0.85% du prix spot de l'électricité. La valeur du test de Durbin-Watson est inférieure à 2, ce qui montre qu'il y a une très forte autocorrélation d'ordre 1 dans les résidus. Le test de Ljung-Box révèle également une autocorrélation très forte pour des retards suffisamment élevés (LB(10)=3677,7 et LB(20)=5462,8).

Heteroskedasticity Test: ARCH

F-statistic	31.99471	Prob. F(7,1446)	0.0000
Obs*R-squared	194.9996	Prob. Chi-Square(7)	0.0000

Tableau VII – Test ARCH d'hétéroscédasticité des résidus de l'estimation

Le test ARCH (Engle,1982) met également en évidence la présence d'une hétéroscédasticité de la série résiduelle. Cela nous incite à prendre ces résultats avec beaucoup de précaution. L'autocorrélation et l'hétéroscédasticité du terme d'erreur remettent en question la qualité de l'inférence statistique de l'estimateur MCO. D'où la nécessité de recourir à une analyse en séries temporelles en faisant appel à la modélisation ARMA-GARCH tout en utilisant l'énergie éolienne comme variable exogène (ARMA-GARCH-X). Plusieurs auteurs ont utilisé cette modélisation pour effectuer des prévisions des prix de l'électricité (Mugele et al. (2005), Garcia et al (2005).Keles et al. (2011)).

La modélisation ARMA introduite par Box et Jenkins(1970) postule que la valeur actuelle d'une série temporelle est une fonction linéaire de ses valeurs passées et des valeurs actuelles et passées des termes d'erreur (innovations) supposés être un bruit blanc.

$$(lbase_sa)_t = \alpha_0 + \sum_{i=1}^{p} \alpha_1 (lbase_sa)_{t-i} + \sum_{j=1}^{q} \beta_j \varepsilon_{t-j} + \delta_i lwif_sa_t$$

Le choix des retards p et q est indispensable pour l'estimation de tout modèle ARMA(p,q). Nous décidons de ne modéliser que la partie autorégressive afin de corriger la très forte corrélation mise en évidence par le test de Ljung-Box. Le choix du nombre optimal de retards p est effectué sur la base de la minimisation du critère d'information d'Akaike. Le tableau suivant montre que le meilleur retard est p=7, qui correspond à une fréquence hebdomadaire de 7 jours.

retard(p)	1	2	3	4	5	6	7
AIC	-0.8099	-0.8855	-0.9148	-0.9351	-0.9413	-0.956	-0.9724

Tableau VIII – Sélection du nombre optimal de retards (critère Akaike)

Les résultats de l'estimation sont résumés dans le tableau suivant :

Variable	Coefficient	Std. Error	t-Statistic	Prob.
C	-0.020821	0.039127	-0.532145	0.5947
LWFI_SA	-0.077626	0.004601	-16.86988	0.0000
AR(1)	0.366264	0.026533	13.80436	0.0000
AR(2)	0.145932	0.028043	5.203904	0.0000
AR(3)	0.085546	0.028296	3.023284	0.0025
AR(4)	0.061732	0.028372	2.175805	0.0297
AR(5)	0.030544	0.028367	1.076742	0.2818
AR(6)	0.092123	0.028219	3.264586	0.0011
AR(7)	0.117591	0.026713	4.401941	0.0000

Tableau IX – Estimation d'un modèle AR(7)-X pour le prix spot de l'électricité

La statistique de Durbin-Watson enregistre une nette amélioration (la valeur s'approche de 2), et les coefficients de la partie autorégressive de la série des prix spot de l'électricité sont globalement significatifs. Le coefficient de l'électricité éolienne injectée enregistre une faible baisse (de -0,085 à environ -0,078). Bien que la forte autocorrélation des prix spot de l'électricité ait été relativement corrigée, il n'en reste pas moins que l'hypothèse d'homoscédasticité du résidu de ce modèle n'est pas encore vérifiée comme en témoigne le test ARCH suivant.

Heteroskedasticity Test: ARCH

F-statistic	7.876179	Prob. F(7,1446)	0.0000
Obs*R-squared	53.40216	Prob. Chi-Square(7)	0.0000

Tableau X – Test ARCH appliqué aux résidus du modèle AR(7)-X

Ce résultat justifie le recours à une modélisation GARCH (Bollerslev ,1986) afin de prendre en compte l'hétéroscédasticité. L'équation suivante correspond à la spécification d'un modèle GARCH (p,q) :

$$\sigma_t^2 = w + \sum_{i=1}^{p} \alpha_i \varepsilon_{t-i}^2 + \sum_{j=1}^{q} \beta_j \sigma_{t-j}^2$$

Afin de garantir la positivité de la variance conditionnelle, on suppose $w > 0$, $\alpha_i \geq 0; i = 1,2,.....p$ et $\beta_j \geq 0, j = 1,2,.....q$. En outre, les coefficients de l'équation de la variance conditionnelle d'un modèle GARCH doivent avoir une somme inférieure à 1 ($\left[\sum_{i=1}^{p} \alpha_i + \sum_{j=1}^{q} \beta_j \right] < 1$).

Rappelons que le modèle le plus utilisé dans la littérature empirique est le modèle GARCH (1,1) :

$$\sigma_t^2 = w + \alpha \varepsilon_{t-1}^2 + \beta \sigma_{t-1}^2$$

Cette spécification signifie qu'un trader effectue une prévision de la variance de la période présente en utilisant une moyenne pondérée de la variance de long terme(la constante w), de l'information sur la volatilité observée durant la période passée (le terme ARCH α), et de la variance prévue de la période passée (terme GARCH β)

Nous nous proposons alors d'estimer un modèle AR(7)-GARCH(1,1) où l'énergie éolienne injectée est également utilisée comme variable explicative dans l'équation de la variance conditionnelle afin de mesurer son impact sur la dynamique de la volatilité des prix spot de l'électricité.

Dependent Variable: LBASE_SA
Method: ML - ARCH (Marquardt) - Normal distribution
Date: 03/10/13 Time: 09:42
Sample (adjusted): 1/08/2009 12/31/2012
Included observations: 1454 after adjustments
Convergence achieved after 50 iterations
Presample variance: backcast (parameter = 0.7)
GARCH = C(10) + C(11)*RESID(-1)^2 + C(12)*GARCH(-1) + C(13)
*LWFI_SA

Variable	Coefficient	Std. Error	z-Statistic	Prob.
C	-0.015934	0.029087	-0.547814	0.5838
LWFI_SA	-0.066692	0.003392	-19.66393	0.0000
AR(1)	0.519641	0.031721	16.38136	0.0000
AR(2)	0.092641	0.034826	2.660105	0.0078
AR(3)	0.048319	0.027864	1.734103	0.0829
AR(4)	0.085958	0.024940	3.446596	0.0006
AR(5)	0.029008	0.021854	1.327327	0.1844
AR(6)	0.038459	0.017497	2.197993	0.0279
AR(7)	0.070580	0.016315	4.326071	0.0000
Variance Equation				
C	0.011221	0.000639	17.57284	0.0000
RESID(-1)^2	0.409301	0.036239	11.29452	0.0000
GARCH(-1)	0.116320	0.036110	3.221312	0.0013
LWFI_SA	0.003146	0.000175	17.95391	0.0000

R-squared	0.561241	Mean dependent var	-0.000445
Adjusted R-squared	0.557587	S.D. dependent var	0.226262
S.E. of regression	0.150496	Akaike info criterion	-1.188780
Sum squared resid	32.63726	Schwarz criterion	-1.141554
Log likelihood	877.2432	Hannan-Quinn criter.	-1.171159
F-statistic	153.6053	Durbin-Watson stat	2.234063
Prob(F-statistic)	0.000000		

Tableau XI – Estimation d'un modèle AR(7)-GARCH(1,1)-X

On observe que la prise en compte de l'électricité éolienne injectée dans le réseau dans le cadre de la modélisation de la volatilité des prix spot de l'électricité révèle que la baisse des prix de l'électricité sous l'impact de l'éolien est marginalement plus faible (-0.067) au lieu de (-0.078). On observe également, et ceci est important, que l'introduction de l'électricité d'origine éolienne dans le mix électrique allemand s'est traduite par une augmentation de la volatilité des prix, ce qui est mis en évidence par le coefficient positif (+0.0031) de la variable électricité éolienne dans l'équation de la variance conditionnelle des prix spot de l'électricité.

Rappelons qu'il a été démontré en finance que la volatilité réagit de façon différente à une forte augmentation et à une forte baisse des prix. C'est ce que l'on appelle l'effet de levier (Black,1976). Nous nous proposons alors de mettre en évidence cet effet de levier sur le marché de l'électricité par l'estimation d'un modèle TGARCH introduit par Zakoian(1994) qui effectue une extension du modèle GARCH en rajoutant à la spécification de la variance conditionnelle (volatilité) un terme d'asymétrie. Cela permet de capter les asymétries qui résultent de la nature positive ou négative des chocs de volatilité.

L'équation de la variance conditionnelle d'un modèle TGARCH (p,q) s'écrit alors :

$$\sigma_t^2 = w + \sum_{i=1}^{p} \alpha_i \varepsilon_{t-i}^2 + \sum_{j=1}^{q} \beta_j \sigma_{t-j}^2 + \sum_{k=1}^{r} \eta_k \varepsilon_{t-k}^2 I_{t-k}$$

$$où\ I_t = 1\ \ si\ \varepsilon_t < 0\ \ et \qquad I_t = 0\ \ si\ \ \varepsilon_t > 0$$

Nous faisons appel dans notre étude au modèle TGARCH (1,1) dont l'équation de la variance conditionnelle s'écrit comme suite :

$$\sigma_t^2 = w + \alpha \varepsilon_{t-1}^2 + \beta \sigma_{t-1}^2 + \eta \varepsilon_{t-1}^2 I_{t-1}$$

Les « bonnes nouvelles » (pour un financier) qui correspondent à des chocs positifs sur les prix (hausse) $\varepsilon_{t-1} > 0$, et les « mauvaises nouvelles » qui correspondent à des chocs négatifs sur les prix (baisse) $\varepsilon_{t-1} < 0$ ont des impacts différents sur la variance conditionnelle. Si $\eta \neq 0$, l'impact des

nouvelles est asymétrique. Si $\eta > 0$, les mauvaises nouvelles augmentent la volatilité, et on dit alors qu'il y a un effet de levier.

Les résultats de l'estimation d'un modèle AR(7) TGARCH (1,1)-X avec l'électricité éolienne injectée comme variable exogène à la fois dans l'équation de la moyenne et celle de la variance sont reportés dans le tableau suivant :

Dependent Variable: LBASE_SA
Method: ML - ARCH (Marquardt) - Normal distribution
Date: 03/09/13 Time: 13:20
Sample (adjusted): 1/08/2009 12/31/2012
Included observations: 1454 after adjustments
Convergence achieved after 54 iterations
Presample variance: backcast (parameter = 0.7)
GARCH = C(10) + C(11)*RESID(-1)^2 + C(12)*RESID(-1)^2*(RESID(-1)<0) + C(13)*GARCH(-1) + C(14)*LWFI_SA

Variable	Coefficient	Std. Error	z-Statistic	Prob.
C	-0.051890	0.037025	-1.401484	0.1611
LWFI_SA	-0.064957	0.003358	-19.34671	0.0000
AR(1)	0.544595	0.034392	15.83508	0.0000
AR(2)	0.078566	0.034673	2.265920	0.0235
AR(3)	0.044049	0.026238	1.678841	0.0932
AR(4)	0.083265	0.025666	3.244214	0.0012
AR(5)	0.027900	0.022087	1.263207	0.2065
AR(6)	0.042174	0.018819	2.240990	0.0250
AR(7)	0.067252	0.017070	3.939855	0.0001
Variance Equation				
C	0.011345	0.000560	20.26793	0.0000
RESID(-1)^2	0.126902	0.035932	3.531762	0.0004
RESID(-1)^2*(RESID(-1)<0)	0.506549	0.063656	7.957545	0.0000
GARCH(-1)	0.138527	0.031427	4.407917	0.0000
LWFI_SA	0.003381	0.000212	15.98412	0.0000

R-squared	0.557130	Mean dependent var	-0.000445
Adjusted R-squared	0.553132	S.D. dependent var	0.226262
S.E. of regression	0.151252	Akaike info criterion	-1.199927
Sum squared resid	32.94304	Schwarz criterion	-1.149068
Log likelihood	886.3469	Hannan-Quinn criter.	-1.180951
F-statistic	139.3477	Durbin-Watson stat	2.277407
Prob(F-statistic)	0.000000		

Tableau XII – Estimation d'un modèle AR(7)-TGARCH (1,1)-X

L'estimation d'un modèle TGARCH(1,1) se traduit par une baisse des critères d'information d'Akaike (AIC) ainsi qu'une hausse de la log vraisemblance par rapport au modèle GARCH(1,1) standard. Cela plaide en faveur de la sélection de ce modèle afin de modéliser la volatilité des prix spot de l'électricité.

Nous pouvons observer que le coefficient de chocs négatifs sur les prix de l'électricité est non seulement fortement significatif, mais que c'est aussi le facteur le plus important dans l'explication de la volatilité des prix spot de l'électricité (coefficient=0,506). Ainsi, l'électricité d'origine éolienne, non seulement augmente la volatilité des prix spot de l'électricité, mais, en plus, le fait qu'elle occasionne des prix bas voire négatifs conduit à ce que cela lui confère le rôle de principale source des chocs affectant les prix et exacerbant leur volatilité.

Le graphique suivant met en évidence la dynamique de la volatilité où les pics enregistrés correspondent à la survenue de chocs négatifs sur les prix spot de l'électricité, qui se traduisent en particulier par des prix négatifs. La source principale de la volatilité doit donc être recherchée dans l'apparition de ces prix négatifs.

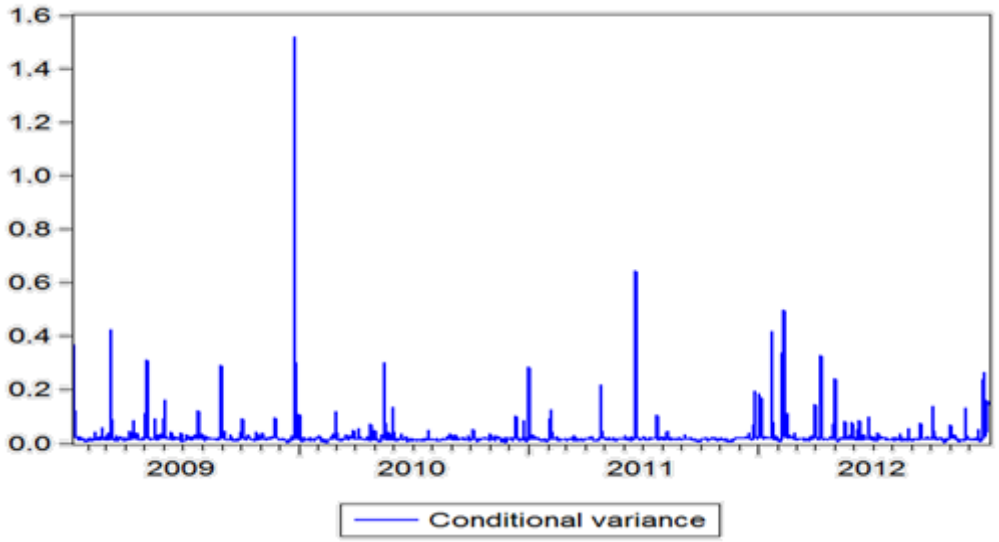


Figure IV – Dynamique de la volatilité du prix spot de l'électricité

3.3. Interprétation des résultats

On peut donc conclure que l'électricité d'origine éolienne injectée dans le réseau électrique allemand s'est traduite par une légère baisse des prix spot de l'électricité et s'est de plus accompagnée d'une hausse de leur volatilité. L'impact baissier n'est certes pas considérable, mais cela peut s'expliquer de plusieurs façons :

a) L'effet baissier des injections d'électricité éolienne sur les prix spot de l'électricité est en partie contrebalancé par la fermeture de certains réacteurs nucléaires, ce qui a pour effet de modifier le « merit order » en faveur d'électricité thermique plus coûteuse que le nucléaire.
b) Il est également limité par la possibilité d'exporter une partie de cette électricité éolienne excédentaire vers les pays limitrophes de l'Allemagne (y compris en France).
c) On peut penser aussi qu'au fil du temps les gestionnaires de réseaux seront en mesure de mieux anticiper les aléas climatiques et, par un effet d'apprentissage, de mieux contrôler les injections d'électricité éolienne et solaire.
d) La saturation des réseaux est également un facteur limitatif de cette baisse potentielle des prix spot, dans la mesure où une partie de l'électricité éolienne (notamment off-shore) ne peut pas être injectée sur le réseau pour des raisons techniques. Cela n'exclut pas que cette électricité éolienne non injectée soit rémunérée (on paie pour une électricité qui n'est pas injectée)
e) Le modèle TGARCH a mis en évidence deux choses : l'électricité d'origine éolienne augmente la volatilité des prix ; le fait qu'elle occasionne des prix négatifs fait de cette injection d'électricité la principale source des chocs qui affectent les prix en exacerbant leur volatilité.

4. Conclusion

Le fait d'avoir opté pour un système qui rémunère à un prix fixe hors marché sensiblement supérieur aux prix de marché une électricité intermittente est une solution qui a certes incité au développement des renouvelables mais c'est une solution coûteuse pour le consommateur final (du fait du surcoût à financer mais aussi des coûts du back-up à prévoir pour pallier l'intermittence). Le fait

que cette électricité intermittente est en même temps de par la loi prioritaire sur le réseau et participe aux enchères sur le marché spot a tendance à engendrer des effets pervers sur le fonctionnement de ce marché spot : cela induit une tendance à la baisse du prix d'équilibre et de plus cela accroît la volatilité des prix spot. Nous n'avons abordé ici, sur le plan empirique, que le cas de l'éolien en Allemagne ; il faudrait tenir compte également de l'incidence du photovoltaïque et examiner la situation sur plusieurs marchés spot interconnectés.

5. Annexes

Variable	Coefficient	Std. Error	t-Statistic	Prob.
C	7.159490	0.105133	68.09948	0.0000
@WEEKDAY=2	0.066567	0.093429	0.712487	0.4763
@WEEKDAY=3	0.068733	0.093437	0.735607	0.4621
@WEEKDAY=4	0.164028	0.093327	1.757558	0.0790
@WEEKDAY=5	0.144995	0.093324	1.553678	0.1205
@WEEKDAY=6	0.146768	0.093324	1.572672	0.1160
@WEEKDAY=7	0.100457	0.093318	1.076495	0.2819
@MONTH=2	0.120208	0.124069	0.968874	0.3328
@MONTH=3	0.125955	0.121163	1.039548	0.2987
@MONTH=4	-0.054911	0.122159	-0.449503	0.6531
@MONTH=5	-0.235253	0.121147	-1.941883	0.0523
@MONTH=6	-0.378777	0.122169	-3.100442	0.0020
@MONTH=7	-0.372243	0.121149	-3.072595	0.0022
@MONTH=8	-0.402742	0.121156	-3.324152	0.0009
@MONTH=9	-0.238802	0.122166	-1.954726	0.0508
@MONTH=10	0.021298	0.121145	0.175804	0.8605
@MONTH=11	-0.009755	0.122164	-0.079852	0.9364
@MONTH=12	0.267591	0.121159	2.208601	0.0274

Tableau XIII – Filtrage de la saisonnalité hebdomadaire et mensuelle de l'injection d'électricité éolienne

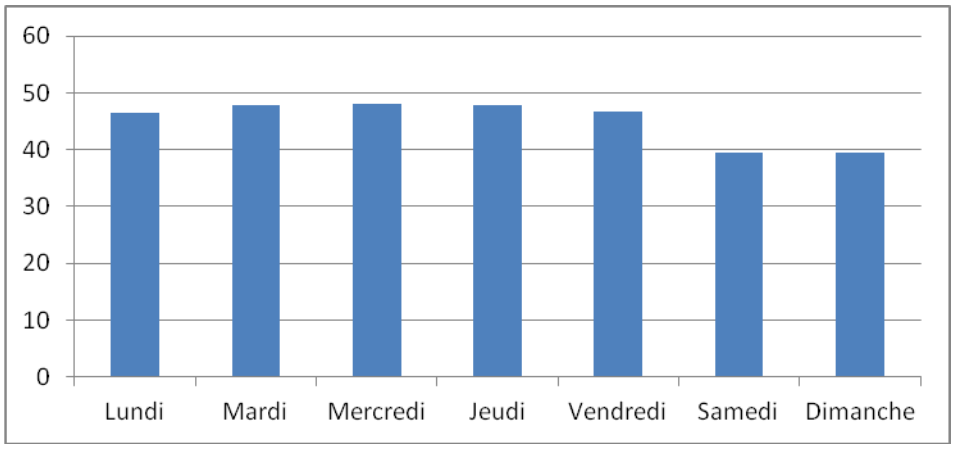
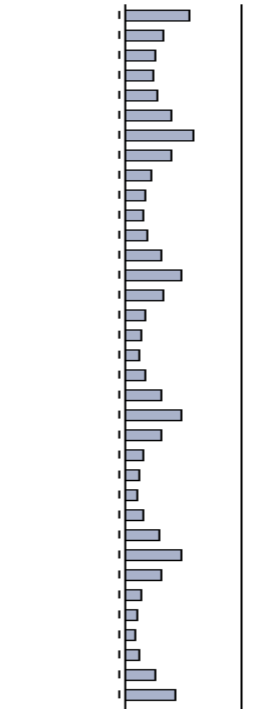


Figure V – Moyenne des prix de l'électricité pour les différents jours de la semaine



Autocorrelation	Partial Correlation		AC	PAC	Q-Stat	Prob
		1	0.575	0.575	484.42	0.000
		2	0.352	0.031	665.89	0.000
		3	0.274	0.090	776.15	0.000
		4	0.260	0.095	875.50	0.000
		5	0.281	0.116	991.59	0.000
		6	0.424	0.294	1256.1	0.000
		7	0.607	0.389	1796.9	0.000
		8	0.410	-0.158	2044.3	0.000
		9	0.241	-0.088	2129.7	0.000
		10	0.180	-0.027	2177.7	0.000
		11	0.165	-0.027	2217.6	0.000
		12	0.189	0.009	2270.1	0.000
		13	0.326	0.096	2427.4	0.000
		14	0.510	0.215	2812.0	0.000
		15	0.339	-0.104	2982.3	0.000
		16	0.180	-0.058	3030.1	0.000
		17	0.138	0.018	3058.4	0.000
		18	0.120	-0.020	3079.9	0.000
		19	0.185	0.101	3130.4	0.000
		20	0.322	0.079	3283.7	0.000
		21	0.499	0.156	3652.8	0.000
		22	0.313	-0.122	3798.5	0.000
		23	0.158	-0.046	3835.6	0.000
		24	0.122	0.013	3857.6	0.000
		25	0.108	-0.011	3874.9	0.000
		26	0.158	0.027	3912.2	0.000
		27	0.306	0.076	4052.2	0.000
		28	0.496	0.153	4418.6	0.000
		29	0.315	-0.082	4566.2	0.000
		30	0.148	-0.051	4599.0	0.000
		31	0.106	-0.003	4615.9	0.000
		32	0.093	-0.004	4628.7	0.000
		33	0.128	-0.013	4653.3	0.000
		34	0.277	0.047	4767.9	0.000
		35	0.457	0.089	5080.4	0.000

Tableau XIV – Corrélogramme du prix spot de l'électricité

Variable	Coefficient	Std. Error	t-Statistic	Prob.
C	3.868535	0.025057	154.3867	0.0000
@WEEKDAY=2	0.054308	0.022268	2.438819	0.0149
@WEEKDAY=3	0.050395	0.022270	2.262911	0.0238
@WEEKDAY=4	0.036798	0.022244	1.654310	0.0983
@WEEKDAY=5	0.003626	0.022243	0.163008	0.8705
@WEEKDAY=6	-0.145082	0.022243	-6.522647	0.0000
@WEEKDAY=7	-0.340916	0.022242	-15.32786	0.0000
@MONTH=2	0.018661	0.029571	0.631070	0.5281
@MONTH=3	-0.088671	0.028878	-3.070525	0.0022
@MONTH=4	-0.112473	0.029115	-3.863011	0.0001
@MONTH=5	-0.126770	0.028874	-4.390409	0.0000
@MONTH=6	-0.124462	0.029118	-4.274422	0.0000
@MONTH=7	-0.098560	0.028875	-3.413341	0.0007
@MONTH=8	-0.097820	0.028876	-3.387548	0.0007
@MONTH=9	-0.016904	0.029117	-0.580542	0.5616
@MONTH=10	0.038568	0.028874	1.335757	0.1818
@MONTH=11	-0.018498	0.029117	-0.635310	0.5253
@MONTH=12	-0.092591	0.028877	-3.206405	0.0014

R-squared	0.295255	Mean dependent var	3.759238
Adjusted R-squared	0.286952	S.D. dependent var	0.269234
S.E. of regression	0.227347	Akaike info criterion	-0.112433
Sum squared resid	74.58401	Schwarz criterion	-0.047297
Log likelihood	100.1320	Hannan-Quinn criter.	-0.088135
F-statistic	35.56167	Durbin-Watson stat	0.671810
Prob(F-statistic)	0.000000		

Tableau XV – Désaisonnalisation du prix spot d'électricité

6. Bibliographie

Black, Fisher (1976). Studies of stock price volatility changes, in Proceedings of the Business and Economics Statistics Section, American Statistical Association (American Statistical Association, Washington, DC).

BMU (2012). Zeitreihen zur Entwicklung der erneuerbaren Energien in Deutschland. Report, Working Group on Renewable Energy Statistics (AGEE-Stat), Federal Ministry for the Environment, Nature Conservation and Nuclear Safety, Berlin. www.erneuerbare-energien.de

Bollerslev, Tim (1986). Generalized Autoregressive Conditional Heteroskedasticity, Journal of Econometrics 31 p. 307-327.

Box, G., et G. Jenkins (1976). Time Series Analysis Forecasting and Control. San Francisco.

Commission "Energies 2050" (Jacques Percebois et Claude Mandil) (2012), Rapport au Ministre de l'Energie, DGEC et CAS (534 p)

Cour des Comptes (2012) Rapport "Les coûts de la filière électronucléaire », La Documentation Française

Dickey, D. A., and W. A. Fuller (1981). "Likelihood Ratio Statistics for Autoregressive Time Series with a Unit Root" Econometrica 49, 1057-1072.

E-CUBE Strategy Consultants (2013) "Etude sur la valeur et les coûts de l'éolien sur le système électrique français », février (Synthèse, 13 p.).

Engle, Robert F. (1982). Autoregressive Conditional Heteroscedasticity with Estimates of the Variance of United Kingdom Inflation, Econometrica 50(4) p987-1007.

Hansen J.P. et Percebois J. (2010) « Energie : économie et politiques » (Préface de M Boiteux et avant-propos de J Tirole), Editions de Boeck (780 p.)

Jarque, C. et Bera, A. (1987). "A test for normality of observations and regression residuals". International Statistical Review 55: 163–172.

Keles, D., Genoese, M., Möst, D. et Fichtner, W. (2011). Comparison of extended mean reversion and time series models for electricity spot price simulation considering negative prices. Energy economics.

Ljung, G. M. et G. E. P. Box (1978). On a measure of lack of fit in time series models, Biometrika 65 p297-303.

Mugele, C., Rachev, S., Truck, S. (2005). Stable modeling of different European power markets. Investment Management and Financial Innovations 2 (3), 65–85.

Stoft S. (2002) “Power System Economics: Designing Markets for Electricity”, MIT Press.

Zakoian,J.M.(1994), ‘’Threshold heteroskedastic models” , Journal of Economic Dynamics and Controls, 18(5), 931-955.

LISTE DES CAHIERS DE RECHERCHE CREDEN[*]

95.01.01	*Eastern Europe Energy and Environment : the Cost-Reward Structure as an Analytical Framework in Policy Analysis* Corazón M. SIDDAYAO
96.01.02	*Insécurité des Approvisionnements Pétroliers, Effet Externe et Stockage Stratégique : l'Aspect International* Bernard SANCHEZ
96.02.03	*R&D et Innovations Technologiques au sein d'un Marché Monopolistique d'une Ressource Non Renouvelable* Jean-Christophe POUDOU
96.03.04	*Un Siècle d'Histoire Nucléaire de la France* Henri PIATIER
97.01.05	*Is the Netback Value of Gas Economically Efficient ?* Corazón M. SIDDAYAO
97.02.06	*Répartitions Modales Urbaines, Externalités et Instauration de Péages : le cas des Externalités de Congestion et des «Externalités Modales Croisées»* François MIRABEL
97.03.07	*Pricing Transmission in a Reformed Power Sector : Can U.S. Issues Be Generalized for Developing Countries* Corazón M. SIDDAYAO
97.04.08	*La Dérégulation de l'Industrie Electrique en Europe et aux Etats-Unis : un Processus de Décomposition-Recomposition* Jacques PERCEBOIS
97.05.09	*Externalité Informationnelle d'Exploration et Efficacité Informationnelle de l'Exploration Pétrolière* Evariste NYOUKI
97.06.10	*Concept et Mesure d'Equité Améliorée : Tentative d'Application à l'Option Tarifaire "Bleu-Blanc-Rouge" d'EDF* Jérôme BEZZINA
98.01.11	*Substitution entre Capital, Travail et Produits Energétiques : Tentative d'application dans un cadre international* Bachir EL MURR
98.02.12	*L'Interface entre Secteur Agricole et Secteur Pétrolier : Quelques Questions au Sujet des Biocarburants* Alain MATHIEU
98.03.13	*Les Effets de l'Intégration et de l'Unification Économique Européenne sur la Marge de Manœuvre de l'État Régulateur* Agnès d'ARTIGUES
99.09.14	*La Réglementation par Price Cap : le Cas du Transport de Gaz Naturel au Royaume Uni* Laurent DAVID
99.11.15	*L'Apport de la Théorie Économique aux Débats Énergétiques* Jacques PERCEBOIS
99.12.16	*Les biocombustibles : des énergies entre déclin et renouveau* Alain MATHIEU
00.05.17	*Structure du marché gazier américain, réglementation et tarification de l'accès des tiers au réseau* Laurent DAVID et François MIRABEL
00.09.18	*Corporate Realignments in the Natural Gas Industry : Does the North American Experience Foretell the Future for the European Union ?* Ian RUTLEDGE et Philip WRIGHT
00.10.19	*La décision d'investissement nucléaire : l'influence de la structure industrielle* Marie-Laure GUILLERMINET

[*] L'année de parution est signalée par les deux premiers chiffres du numéro du cahier.

01.01.20	*The industrialization of knowledge in life sciences Convergence between public research policies and industrial strategies* Jean Pierre MIGNOT et Christian PONCET
01.02.21	*Les enjeux du transport pour le gaz et l'électricité : la fixation des charges d'accès* Jacques PERCEBOIS et Laurent DAVID
01.06.22	*Les comportements de fraude fiscale : le face-à-face contribuables – Administration fiscale* Cécile BAZART
01.06.23	*La complexité du processus institutionnel de décision fiscale : causes et conséquences* Cécile BAZART
01.09.24	*Droits de l'homme et justice sociale. Une mise en perspective des apports de John Rawls et d'Amartya Sen* David KOLACINSKI
01.10.25	*Compétition technologique, rendements croissants et lock-in dans la production d'électricité d'origine solaire photovoltaïque* Pierre TAILLANT
02.01.26	*Harmonisation fiscale et politiques monétaires au sein d'une intégration économique* Bachir EL MURR
02.06.27	*De la connaissance académique à l'innovation industrielle dans les sciences du vivant : essai d'une typologie organisationnelle dans le processus d'industrialisation des connaissances* Christian PONCET
02.06.28	*Efforts d'innovations technologiques dans l'oligopole minier* Jean-Christophe POUDOU
02.06.29	*Why are technological spillovers spatially bounded ? A market orientated approach* Edmond BARANES et Jean-Philippe TROPEANO
02.07.30	*Will broadband lead to a more competitive access market ?* Edmond BARANES et Yves GASSOT
02.07.31	*De l'échange entre salaire et liberté chez Adam Smith au « salaire équitable » d'Akerlof* David KOLACINSKI
02.07.32	*Intégration du marché Nord-Américain de l'énergie* Alain LAPOINTE
02.07.33	*Funding for Universal Service Obligations in Electricity Sector : the case of green power development* Pascal FAVARD, François MIRABEL et Jean-Christophe POUDOU
02.09.34	*Démocratie, croissance et répartition des libertés entre riches et pauvres* David KOLACINSKI
02.09.35	*La décision d'investissement et son financement dans un environnement institutionnel en mutation : le cas d'un équipement électronucléaire* Marie-Laure GUILLERMINET
02.09.36	*Third Party Access pricing to the network, secondary capacity market and economic optimum : the case of natural gas* Laurent DAVID et Jacques PERCEBOIS
03.10.37	*Competition And Mergers In Networks With Call Externalities* Edmond BARANES et Laurent FLOCHEL
03.10.38	*Mining and Incentive Concession Contracts* Nguyen Mahn HUNG, Jean-Christophe POUDOU et Lionel THOMAS
03.11.39	*Une analyse économique de la structure verticale sur la chaîne gazière européenne* Edmond BARANES, François MIRABEL et Jean-Christophe POUDOU
03.11.40	*Ouverture à la concurrence et régulation des industries de réseaux : le cas du gaz et de l'électricité. Quelques enseignements au vu de l'expérience européenne* Jacques PERCEBOIS
03.11.41	*Mechanisms of Funding for Universal Service Obligations: the Electricity Case* François MIRABEL et Jean-Christophe POUDOU
03.11.42	*Stockage et Concurrence dans le secteur gazier* Edmond BARANES, François MIRABEL et Jean-Christophe POUDOU

03.11.43	*Cross Hedging and Liquidity: A Note* Benoît SÉVI
04.01.44	*The Competitive Firm under both Input and Output Price Uncertainties with Futures Markets and Basis risk* Benoît SÉVI
04.05.45	*Competition in health care markets and vertical restraints* Edmond BARANES et David BARDEY
04.06.46	*La Mise en Place d'un Marché de Permis d'Emission dans des Situations de Concurrence Imparfaite* Olivier ROUSSE
04.07.47	*Funding Universal Service Obligations with an Essential Facility: Charges vs. Taxes and subsidies,* Charles MADET, Michel ROLAND, François MIRABEL et Jean-Christophe POUDOU
04.07.48	*Stockage de gaz et modulation : une analyse stratégique,* Edmond BARANES, François MIRABEL et Jean-Christophe POUDOU
04.08.49	*Horizontal Mergers In Internet* Edmond BARANES et Thomas CORTADE
04.10.50	*La promotion des énergies renouvelables : Prix garantis ou marché de certificats verts ?* Jacques PERCEBOIS
04.10.51	*Le Rôle des Permis d'Emission dans l'Exercice d'un Pouvoir de Marché sur les Marchés de Gros de l'Electricité (La Stratégie de Rétention de Capacité* Olivier ROUSSE
04.11.52	*Consequences of electricity restructuring on the environment: A survey* Benoît SÉVI
04.12.53	*On the Exact Minimum Variance Hedge of an Uncertain Quantity with Flexibility* Benoît SÉVI
05.01.54	*Les biocarburants face aux objectifs et aux contraintes des politiques énergétiques et agricoles* Alain MATHIEU
05.01.55	*Structure de la concurrence sur la chaîne du gaz naturel : le marché européen* Vincent GIRAULT
05.04.56	*L'approvisionnement gazier sur un marche oligopolistique : une analyse par la théorie économique* Vincent GIRAULT
05.04.57	*Les péages urbains pour une meilleure organisation des déplacements* François MIRABEL
05.04.58	*Les biocombustibles en France : des produits fatals aux cultures dédiées* Alain MATHIEU
05.07.59	*Dérégulation et R&D dans le secteur énergétique européen* Olivier GROSSE, Benoît SÉVI
05.09.60	*Strategies of an incumbent constrained to supply entrants: the case of European gas release program* Cédric CLASTRES et Laurent DAVID
06.01.61	*Hydroélectricité : des mini-centrales aux barrages pharaoniques* Alain MATHIEU
06.02.62	*L'internalisation de la congestion urbaine avec les instruments tarifaires :Acceptabilité et Décision* Mathias REYMOND
06.02.63	*Banking behavior under uncertainty: Evidence from the US Sulfur Dioxide Emissions Allowance Trading Program* Olivier ROUSSE et Benoît SÉVI
06.03.64	*Dépendance et vulnérabilité : deux façons connexes mais différentes d'aborder les risques énergétiques* Jacques PERCEBOIS
06.05.65	*Energies Renouvelables et Economie Solidaire* Alain MATHIEU

06.10.66	*Ventes Liées et Concurrence sur les Marchés Energétiques* Marion PODESTA
07.01.67	*Universal Service Obligations: The Role of Subsidization Schemes and the Consequences of Accounting Separation* François MIRABEL, Jean-Christophe POUDOU et Michel ROLAND
07.01.68	*Concentration des Marchés et Comportements Collusifs : des Conflits entre HHI et Seuils de Collusion* Edmond BARANES, François MIRABEL et Jean-Christophe POUDOU
07.03.69	*Certificats noirs, verts et blancs : Effets croisés et impacts potentiels dans les marchés de l'électricité ?* Jacques PERCEBOIS
07.06.70	*Les vertus environnementales et économiques de la participation des citoyens au marché de permis d'émission* Olivier ROUSSE
07.06.71	*Les biocarburants : d'une génération à l'autre* Alain MATHIEU
08.01.72	*Les concessions de distribution d'énergie électrique en France se justifient-elles encore aujourd'hui ?* Henri COURIVAUD
08.02.73	*Capital budgeting with an efficient yield-based method: the real rate of return technique* Olivier ROUSSE
08.03.74	*Strategic aspects of bundling* Marion PODESTA
08.03.75	*Should the regulator allow citizens to participate in tradable permits markets?* Olivier ROUSSE
08.04.76	*Optimal nonlinear pricing, bundling commodities and contingent services* Marion PODESTA et Jean-Christophe POUDOU
08.09.77	*Volatility transmission and volatility impulse response functions in European electricity forward markets* Yannick LE PEN et Benoît SÉVI
08.09.78	*Accroissement de la capacité de transport électrique : investissement stratégique ?* Renaud MENARD
08.12.79	*On the non-convergence of energy intensities: evidence from a pair-wise econometric approach* Yannick LE PEN et Benoît SÉVI
09.01.80	*Minimum Operating Level Investissement dans le réseau électrique : une conciliation difficile* Renaud MENARD
09.02.81	*Prix internationaux du pétrole, du gaz naturel, de l'uranium et du charbon : la théorie économique nous aide t-elle à comprendre les évolutions ?* Jacques PERCEBOIS
09.02.82	*Cooperation among liquefied natural gas suppliers: is rationalization the sole objective?* Olivier MASSOL et Stéphane TCHUNG-MING
09.04.83	*Investissement dans le réseau électrique : un moyen de lutte efficace contre les pouvoirs de marché des producteurs ?* Renaud MENARD
09.05.84	*On the realized volatility of the ECX CO_2 emissions 2008 futures contract: distribution, dynamics and forecasting* Julien CHEVALLIER et Benoît SÉVI
09.07.85	*Options introduction and volatility in the EU ETS* Julien CHEVALLIER, Yannick LE PEN et Benoît SÉVI
09.09.86	*Cost function for the natural gas transmission industry: further considerations* Olivier MASSOL
10.07.87	*La participation volontaire des citoyens sur le marché européen des permis d'émission de CO_2 : une évaluation contingente élargie à la psychologie environnementale* Dorian LITVINE

11.02.88	*Les tarifs d'achat stimulent-ils la production d'électricité renouvelable en France ? Critique du mode de fixation/indexation des tarifs H07 et de son impact sur l'installation de petites centrales hydrauliques* Dorian LITVINE
11.03.89	*Les tarifs d'achat stimulent-ils la production d'électricité renouvelable en France ? Identification de l'effet de seuil décourageant la rénovation des petites centrales hydrauliques* Dorian LITVINE
11.03.90	*Renewable energy in Réunion: potentials and outlook* Julien BADDOUR et Jacques PERCEBOIS
11.04.91	*Libéralisation du marché gazier et pouvoir de négociation* Nicolas RIVIERE
11.04.92	*On the volatility-volume relationship in energy futures markets using intraday data* Julien CHEVALLIER et Benoît SÉVI
11.12.93	*Export diversification and resource-based industrialization: the case of natural gas* Olivier MASSOL et Albert BANAL-ESTAÑOL
12.03.94	*Macro factors in oil futures returns* Yannick LE PEN et Benoît SÉVI
12.10.95	*The French biofuels mandates under cost uncertainty* *An assessment based on robust optimization* Daphné LORNE et Stéphane TCHUNG-MING
12.11.96	*On the stochastic properties of carbon futures prices* Julien CHEVALLIER et Benoît SÉVI
12.11.97	*Joining the CCS Club! Insights from a Northwest European CO_2 pipeline project* Olivier MASSOL et Stéphane TCHUNG-MING
13.05.98	*Les distorsions induites par les énergies intermittentes sur le marché spot de l'électricité* François BENHMAD et Jacques PERCEBOIS