

EOLIEN ET SOLAIRE : L'EXPERIENCE DE L'ESPAGNE

Rémy Prud'homme

Brouillon, 6 Avril 2016

I - Introduction

L'Espagne est, avec l'Allemagne, le Royaume-Uni, le Portugal et le Danemark, le pays européen qui s'est le plus généreusement engagé dans la production d'électricité renouvelable intermittente, c'est-à-dire éolienne et solaire, au cours des 15 dernières années. Son expérience dans ce domaine, qui a été largement présentée comme un succès complet, et un exemple à suivre, mérite d'être examinée avec soin¹.

Le contexte est celui d'un pays où la demande d'électricité a augmenté entre 2000 et 2008, avant de diminuer à partir de 2008, sous le double effet de la crise économique et de la hausse des prix de l'électricité. Au début de la période, le mélange électrique était dominé par le charbon (37%) et le nucléaire (28%), avec un hydraulique modeste (10%).

Tableau 1 – Mélange électrique, Espagne, 2000, 2010, 2014

	2000	2010	2014
	(% production)		
Production (TWh)	221	298	274
Structure (% production)			
Charbon	37	9	16
Pétrole	10	6	5
Gaz naturel	9	32	17
Nucléaire	28	21	21
Hydraulique	12	14	14
Eolien	2	15	19
Solaire	-	2	5
Autres	2	2	3

Source : IEA. *Energy Policies of IEA Countries – Spain 2015 Review*. p; 165

Au cours de ces 15 dernières années, comme le montre le tableau 1, la structure de la production d'électricité a profondément évolué. Premièrement, la part du nucléaire (qui reste, avec 21% la première source d'électricité du pays) et de l'hydraulique (environ 14%) sont restées à peu

¹ Pour des comparaisons avec la France, on notera que le PIB de la France est le double du PIB de l'Espagne ; multiplier par deux les chiffres absolus (de capacité, de production, de coûts) de l'Espagne permet de comparer avec les mêmes chiffres pour la France.

près constantes. Deuxièmement, celle du charbon a beaucoup diminué. Troisièmement la part du gaz naturel a beaucoup augmenté. Quatrièmement enfin, à partir du début des années 2000 pour l'éolien et de 2008 pour le solaire, ces énergies renouvelables intermittentes se sont développées rapidement. En 2014, l'éolien représente 19% et le solaire 5% de la production espagnole d'électricité. C'est cette dernière évolution qui nous intéresse ici. Pour l'analyser, il est utile de distinguer deux périodes bien différentes : une décennie de forte croissance (2000-2011), suivie d'un coup d'arrêt et d'une stagnation (2011-2015).

II - La forte croissance de l'éolien et du solaire (2000-2011)

Ampleur – En Espagne en 2000, l'éolien était embryonnaire, et le photovoltaïque inexistant. Entre 2000 et 2011, la puissance du parc éolien a augmenté de 19.000 MW, et celle du parc photovoltaïque de 3.600 MW. Cela représente un investissement considérable. En l'absence de données directes sur le montant de cet investissement, on peut en donner une estimation à partir des données de l'AIE sur le coût des investissements dans les différentes filières de production d'électricité : 2.350 \$/kW dans l'éolien terrestre et 6.000 \$/kW dans le photovoltaïque (IEA 2010, p 102). Il s'agit là des médianes des chiffres enregistrés dans les années précédentes dans une douzaine de pays, nettement plus élevés que les chiffres enregistrés aujourd'hui, mais probablement représentatifs des coûts espagnols de la période considérée. La dépense d'investissement se serait ainsi élevée à 66 milliards de dollars, ou si l'on préfère environ 50 milliards d'euros (sur la base de 1€=1,3\$). L'éolien représente les deux-tiers de ce coût, le solaire un tiers. Il s'agit là des coûts d'investissement « directs », à l'exclusion des surcoûts de connexion, de transport, et de protection contre l'intermittence. Cela représente un peu moins de 7 milliards de dollars par an, soit en moyenne 0,7% du PIB du pays.

Causes – Cet investissement ne doit rien au marché de l'électricité. Il résulte uniquement d'une volonté politique, qui s'explique elle-même principalement par le souci de suivre les directives de la Commission Européenne.

Il a été obtenu au moyen de la technique des obligations d'achat à prix élevés. L'anglais utilise la jolie expression de « feed-in tariffs », de prix nourriciers. Les opérateurs d'électricité ont été par la

loi obligés d'acheter toute la production d'électricité éolienne et photovoltaïque au moment où elle était produite (qu'ils en aient besoin ou non). Pour l'éolien les opérateurs avaient le choix entre deux formules : la vente à un prix fixe, ou la vente au prix du marché augmenté d'une bonification. Au cours des années, prix fixes et bonifications ont varié. Pour fixer les idées, en 2012, au MWh, le prix fixe, formule choisie par 25% de la production, était de 81€ ; la bonification, formule choisie par 75% des opérateurs, était de 38 € (qui s'ajoutait à un prix de marché de 44 €).

Pour le solaire, il semble que seule la formule du prix fixe fonctionnait. Son niveau, en 2012, était de 430 €/MWh.

Prix d'achat et bonifications étaient en principe calculés de façon à assurer aux investissements éoliens et photovoltaïques un taux de rentabilité interne incitatif. On peut craindre que pour des raisons de lobbying, de dissymétrie d'information, et de baisse des coûts dans le temps, les prix aient été calculés généreusement. De toutes façons, ils s'appliquent à des productions dont le débouché est sans aucun risque du fait de l'obligation d'achat. Ils ont en tout cas été suffisants pour engendrer l'investissement de 50 milliards enregistré.

Rejets de CO₂ – Les rejets de CO₂ liés à la production d'électricité ont diminué au cours de la période considérée. Cette diminution ne peut pas être entièrement attribuée au développement de l'éolien et du solaire. Elle s'explique aussi par la diminution de la production d'électricité (à partir de 2008), et par la forte diminution de la part du charbon dans le mélange électrique. Pour l'évaluer d'une façon significative, il faut imaginer ce que serait aujourd'hui le mélange électrique en l'absence d'éolien et de solaire. L'hypothèse la plus raisonnable est qu'éolien et solaire seraient remplacés par du gaz naturel. L'économie de CO₂ due à ces énergies renouvelables intermittentes est donc égale au CO₂ que rejetterait la production de 66 TWh d'électricité au gaz. Le contenu en CO₂ d'un kWh produit avec du gaz est en Espagne estimé à 0,252 kg². L'économie de CO₂ engendrée par le développement de l'éolien et du solaire est donc d'environ 16 millions de tonnes. Cela représente un peu moins de 7% des rejets de CO₂ de l'Espagne en 2014. Ce chiffre est une estimation par

² Ministerio de Industria, Energia y Turismo. *Factores de emision de CO₂. Version 03/03/2014*, p. 15. Ce chiffre est considéré comme une sous-estimation par des spécialistes français.

excès : il ignore les rejets de CO₂ associés à la production, au transport et au montage des turbines éoliennes et des panneaux solaires.

Surcoûts – Le développement des électricités éoliennes et solaires voulu et subventionné par le gouvernement espagnol a évidemment augmenté le coût de production de l'électricité en Espagne. Le surcoût qui en résulte est estimé (de la même façon qu'en France ou en Allemagne) comme la différence entre le prix payé au producteur et le prix de marché. Le rapport de l'AIE sur la politique de l'énergie de l'Espagne donne cette estimation pour 2012 : 6,2 milliards d'euros et pour 2013 : 6,8 milliards (p. 130). Il donne aussi un graphique qui montre l'augmentation régulière de ce surcoût, en particulier à partir de 2008 (p. 99). En supposant que ce surcoût était initialement (en 2003) de 2 milliards, et qu'il a augmenté linéairement jusqu'en 2013, on calcule que ce surcoût cumulé à été de 49,5 milliards d'euros.

Ce surcoût aurait du être financé par une augmentation des tarifs (contrôlés par l'Etat) et/ou par un versement compensatoire de l'Etat. En réalité, il a été inclus dans une notion de « déficit », lui-même largement financé par la dette. Ce qu'on appelle « déficit » est la différence entre les coûts de production du système électrique et le produit des tarifs. Les coûts de production ont augmenté rapidement, à cause du développement imposé des énergies renouvelables, mais aussi à cause de l'augmentation du prix des intrants des énergies traditionnelles (charbon, pétrole et gaz). Les gouvernements, qui contrôlent les prix de vente de l'électricité, n'ont pas voulu les augmenter au même rythme que ces coûts. Un « déficit » est apparu, qui était une dette de l'Etat envers les producteurs (reconnue comme telle par l'Etat lui-même), et qui augmentait régulièrement. Ce déficit a été bancarisé. On a créé une institution publique, qui a acheté les créances des producteurs sur l'Etat, dans l'espoir que l'augmentation de la production d'électricité, et celle de ses prix, permettraient d'éliminer cette dette au cours du temps. Cet espoir, qui n'avait jamais été très réaliste, a été complètement ruiné par la grave crise économique qui frappa l'Espagne à partir de 2008. Loin de se résorber, le déficit a continué d'augmenter. La dette cumulée atteignait 26 milliards en 2014. Cette dette en augmentation rapide a été la raison de l'arrêt du développement du renouvelable qui interviendra à partir de 2011.

Le « déficit » n'est pas une bonne mesure du surcoût des renouvelables. Le « déficit » (D) est la différence entre les coûts (C) et les prix (P). En différence, on a :

$$\Delta D = \Delta C - \Delta P$$

ΔC , l'augmentation des coûts du système, est la somme de l'augmentation « naturelle » des coûts de production de l'électricité hors renouvelables (ΔN) et du surcoût de la production de renouvelables (ΔR) :

$$\Delta C = \Delta N + \Delta R$$

On a donc :

$$\Delta D - \Delta R = \Delta N - \Delta P$$

Pour que le surcoût des renouvelables soit égal au « déficit », il faudrait que $\Delta N = \Delta P$, que l'augmentation « naturelle » des coûts soit égale à l'augmentation des prix. Lequel de ces deux effets a été le plus important ? Nous n'avons trouvé aucune réponse à cette question, ni les données qui permettraient d'esquisser cette réponse. Notre impression est que les hausses de prix ont été plus importantes que les augmentations « naturelles » des coûts de production. La preuve en est que les surcoûts cumulés semblent à peu près deux fois plus lourds que les 26 milliards du « déficit » cumulé. En d'autres termes, les surcoûts engendrés par les renouvelables ont sans doute été financés pour environ la moitié par les utilisateurs (prix plus élevés), et pour une partie comparable par les contribuables (dette publique plus lourde).

Activité - La politique de promotion des renouvelables a eu d'importantes conséquences industrielles. Elle a été dans un premier temps favorable aux entreprises spécialisées dans la production ou le matériel éolien et solaire (Gamesa eolica, Acciona energia, Iberdrola). Ces entreprises se sont beaucoup développées, en Espagne, mais aussi à l'exportation, et sont devenues des géants mondiaux. On ne dépense pas une cinquantaine de milliards d'euros sans créer de l'activité et des emplois. Bien évidemment, l'argent qui a financé ces dépenses aurait (en leur absence) été dépensé dans d'autres secteurs, et y aurait créé activité et emplois. Les études manquent pour savoir si le gain net aurait été positif, ou négatif, et de combien.

Intermittence - La comparaison des productions et des puissances montre que l'éolien en Espagne fonctionne environ 2000 heures par an, soit 23% des heures de l'année ; et que le photovoltaïque fonctionne 1720 heures,

soit 20% du temps (ce qui est nettement plus qu'en France). Cette production est non seulement intermittente, mais surtout aléatoire. Il n'y a aucune raison pour les heures pendant lesquelles éoliennes et panneaux solaires produisent de l'électricité soient les heures durant lesquelles la demande d'électricité est maximale. Ou, pour le dire autrement, aucune raison pour que les électricités éolienne et solaire soient disponibles pour répondre aux besoins. Deux des trois réponses classiques à ce problème semblent assez peu développées en Espagne.

La première est l'intégration spatiale. Si le vent ne souffle pas ou si le soleil ne brille pas au même moment dans toutes les régions, ou dans tous les pays, il est possible de transporter l'électricité des zones où elle est produite vers celles où elle ne l'est pas – à condition d'avoir un réseau de transport qui le permette. Nous n'avons pas d'information sur la capacité de transport du réseau intérieur. Mais l'interconnexion avec la France, la plus nécessaire pour l'intégration spatiale, est notoirement limitée. Jusqu'en 2015, les lignes permettaient de transporter une puissance de 1,4 GW. La ligne achevée en 2015, à un coût de 0,7 milliards d'euros, double cette capacité, qui reste faible.

La deuxième est le stockage de l'électricité intermittente produite. Le seul procédé de stockage actuellement disponible (en grandes quantités et à un coût abordable) est le pompage-turbinage. L'Espagne dispose d'une capacité de 5,3 GW (dont 1,7 GW ajouté en 2014, à un coût de 1,6 G€) ; c'est à peu près ce dont dispose la France, pour une production intermittente bien moindre. C'est insuffisant. Une étude de REE (Red Electrica de Espana), le réseau espagnol, affirme que 2% de l'électricité intermittente produite en 2014, soit environ 1 TWh, a été perdue, parce que produite à des moments où elle ne pouvait être ni utilisée (faute de demande), ni stockée (faute d'installations de stockage).

Reste la troisième réponse : la construction, ou l'utilisation, de centrales au gaz qui peuvent être rapidement mises en marche lorsque la production intermittente n'est pas au rendez-vous et que le système risque de ne pas être capable de répondre à la demande. La fonction de ces centrales n'est plus principalement de produire de l'électricité, mais de servir de filet de protection aux insuffisances temporaires des électricités intermittentes. Le tableau 2 illustre cette évolution dans le cas de l'Espagne. Par souci de simplification, on a considéré seulement deux années : 2007, comme représentative de la situation au début de la grande

croissance des intermittents ; et 2013 comme représentative de la situation à la fin de cette période (les chiffres pour 2014 et 2015 sont très proches de ceux de 2013).

Tableau 2 – Relation électricité au gaz et électricités intermittentes, 2007-2013

	2007	2013	Différence
Production des intermittents (TWh)	28	63	+124%
Production thermique au gaz (TWh)	71	28	-61%
Puissance thermique au gaz (GW)	22	27	+21%
Taux d'utilisation (heures/an)	3210	1040	-67%

Source : Red Electrica de Espana, Balance electrico anual & Potencia instalada.

On voit clairement la complémentarité du gaz et des renouvelables intermittents. Mais surtout, on voit que le déclin très marqué (-61%) de la production d'électricité thermique au gaz n'a pas été accompagné par un déclin de la puissance du parc de centrales au gaz, mais au contraire par une augmentation de ce parc (+21%). Cela ne peut s'expliquer que par l'utilisation du gaz comme filet de sécurité à l'intermittence de l'éolien et du solaire. Il en résulte un considérable déclin du taux d'utilisation des centrales au gaz : de 3.200 heures par an (37% des heures de l'année) au début de la période, à 1.040 heures (12%) à la fin de la période. On observe une évolution comparable en Allemagne. Elle affecte dramatiquement la rentabilité de ces centrales. Une centrale au gaz qui fonctionne seulement 1000 heures par an, n'est pas rentable, même avec même un gaz bon marché. L'intermittence rend les centrales au gaz à la fois nécessaires et impossibles.

III - Le coup de frein de 2011 et la stagnation récente

Fin de l'expérience - A partir de 2011, la croissance des parcs et des productions éolien et solaire s'arrête, comme le montrent les chiffres du tableau 2 ci-après.

Tableau 2 – Electricité éolienne et solaire : parcs et productions, 2011-2015

	2011	2012	2013	2014	2015
Eolien :					
Puissance (GW)	21,2	22,8	23,0	23,0	23,0
Production (TWh)	42,5	48,5	54,5	51,0	48,1
Solaire :					
Puissance (GW)	4,3	4,6	4,6	4,6	4,7
Production (TWh)	7,4	8,2	8,3	8,2	8,2

Source : Red Electrica de Espana, Balance electrico anual & Potencia instalada.

Le coup d'arrêt est brutal. A partir de 2012, la puissance installée reste constante, pour l'éolien comme pour le photovoltaïque. L'investissement dans ces formes de production électrique a pratiquement disparu. La production, surtout éolienne, connaît des fluctuations, qui reflètent sans doute les variations météorologiques, mais autour d'une tendance parfaitement horizontale. On notera en passant que la revue de l'AIE des politiques de l'énergie de l'Espagne ne met guère en évidence cette évolution remarquable, qui contraste fortement avec la forte croissance des années antérieures.

Changement de politique - La raison de ce changement radical est simple et unique. En 2011, le gouvernement de M. Rajoy, nouvellement élu, a pris à bras-le-corps le problème de la dette de l'Espagne, et en particulier du « déficit » rapidement croissant du système électrique.

Il a décrété la fin des subventions aux énergies renouvelables nouvelles et donc à l'électricité éolienne et solaire supplémentaire. Les investisseurs - entre deux discours sur l'abaissement du coût de ces électricités au niveau du coût des électricités traditionnelles - en ont immédiatement tiré la conclusion que les investissements dans l'éolien et le solaire n'étaient pas rentables en l'absence de subventions, et ils ont cessé d'investir dans ce secteur.

En ce qui concerne les installations déjà en place, le gouvernement a hésité. Ne rien faire, c'était accepter pour encore une quinzaine d'années (les subventions étaient prévues pour des périodes de 25 ans) des surcoûts de 5 ou 6 milliards par an et le gonflement du déficit cumulé du système, une évolution peu acceptable. Mettre un terme à ces subventions, c'était revenir sur la parole de l'Etat, ce qui constituait une attitude politiquement et juridiquement très coûteuse. Le gouvernement a finalement pris trois mesures. Il a autorisé des hausses de prix. Il a introduit une taxe (de 7%) sur toutes les productions d'électricité. Il a remplacé les tarifs nourriciers des électricités éolienne et solaire par une prime garantissant un rendement de 7% sur les investissements réalisés. Ce taux de rendement se calcule sur toute la durée de vie de l'investissement (y compris sur les années et les tarifs passés) ; et il s'applique à des investissements-type efficaces (ce qui pénalise ceux qui ne le sont pas). Dans la quasi-totalité des cas, ce nouveau système se traduit par une baisse, souvent importante, des versements aux producteurs.

Ces changements ont évidemment été très critiqués. La taxe sur l'électricité solaire a été présentée dans la presse comme une scandaleuse « taxe sur le soleil ». Les hausses de prix ont été décriées comme causant une intolérable « précarité énergétique » (ce qu'elles font en effet). Les investisseurs, qui sont affectés, parfois sévèrement, par la diminution de leurs revenus, et la perte de valeur de leurs investissements, protestent vigoureusement.

Hausse des prix - Les hausses du prix de l'électricité pour le consommateur final sont intervenues pendant les deux périodes, la période de forte augmentation de l'offre d'électricité intermittente, et la période d'arrêt de cette augmentation. Mais elles ont la même cause : le surcoût causé par cette électricité intermittente ; et il est légitime de s'intéresser à la hausse des prix intervenue sur l'ensemble des deux périodes. On le fera en comparant l'évolution des prix en Espagne et en France. En réalité, la France aussi a vu les prix augmenter en partie à cause des surcoûts causés par une politique – moins vigoureuse qu'en Espagne, mais cependant bien réelle – de promotion des électricités intermittentes. La comparaison la plus significative devrait se faire avec ce qu'aurait été la hausse des prix en l'absence de toute politique de subvention du solaire et de l'éolien. Mais la construction de ce contrefactuel est délicate et inévitablement critiquable. La comparaison avec le cas français est plus facile, plus compréhensible – et plus prudente.

Tableau 3 – Prix de l'électricité, Espagne et France, 2005-2015

	Espagne	France	Différence
Prix pour les ménages :			
2005 (€/MWh)	110	119	-8%
2015 (€/MWh)	231	162	+42%
Variation (%)	+110%	+36%	
Prix pour les industriels :			
2005 (€/MWh)	69	53	+30%
2015 (€/MWh)	111	75	+48%
Variation (%)	+61%	+42%	

Source et note : Eurostat (base de données). Les prix pour les ménages sont des prix toutes taxes comprises; les prix pour les entreprises n'incluent pas la TVA et les autres taxes déductibles.

Le tableau 3 compare les prix de vente de l'électricité en Espagne et en France. Alors qu'en 2005 les prix pour les particuliers étaient voisins dans les deux pays (ils étaient même plus bas en Espagne), en 2015 ils sont plus élevés de 42% de l'autre côté des Pyrénées. Une autre façon de raconter la même histoire est de remarquer que ces prix ont dans la période considérée augmenté de 36% en France et de 110% en Espagne. On

observe la même évolution, en moins marqué, pour les prix payés par les industriels.

Impacts sur l'industrie – On a vu que dans un premier temps, la politique suivie a été favorable aux entreprises industrielles du secteur. Dans un deuxième temps, cependant, au cours des trois dernières années, ces mêmes entreprises ont été gravement touchées par l'arrêt des investissements dans le segment espagnol de leur activité, et connaissent actuellement de grandes difficultés. Les trois grandes entreprises de production d'électricité (Endesa, Iberdrola, et Gas Natural Fenosa) ont non seulement souffert de la terrible crise économique qui a frappé l'Espagne, mais elles ont été coincées entre les augmentations de coût de production et de distribution causées par la politique, d'un côté, et les contraintes sur l'augmentation de leurs prix également imposées par les gouvernements. Elles ont courageusement cherché à exporter leur savoir-faire. Elles sont actuellement toutes les trois notées BBB par Standard & Poor ou Baa par Moody's, ce qui n'est ni satisfaisant ni rassurant.

IV - Conclusion

On a analysé l'expérience espagnole de promotion massive de l'électricité éolienne et photovoltaïque dans la période 2000-2015. Les objectifs politiques visés ont été atteints. Dans un contexte de variation de la demande (croissance jusqu'en 2008, diminution ensuite), et de constance de la production d'électricité nucléaire et hydraulique, cette promotion s'analyse comme la substitution d'électricité éolienne et solaire à de l'électricité thermique au gaz (à hauteur de près du quart de la production électrique du pays).

Il en a résulté une diminution certaine mais modeste des rejets de CO₂ du système électrique espagnol. On l'a évaluée à environ 16 M de tonnes de CO₂, soit 7% des rejets du pays. A 30 € la tonne, cela représente un gain annuel d'environ 0,5 milliards d'euros.

Il en a surtout résulté des surcoûts évalués (en cumulé) à environ 50 milliards d'euros, qui ont causé à la fois une hausse des prix considérable (plus de 40% pour les particuliers), et une hausse de la dette publique également considérable (près de 30 milliards).

La politique engagée, qui a conduit à une impasse financière, est apparue comme non soutenable, non durable. A partir de 2011, le gouvernement s'est vu obligé d'y

mettre fin. Les investissements nouveaux dans l'éolien et le solaire se sont totalement arrêtés depuis 2012. En ce sens, on peut dire qu'un terme a été mis à l'expérience espagnole. Le gouvernement a aussi essayé de réparer les dommages budgétaires causés par cette expérience. Ce sevrage a été pénible, pour tous les acteurs : pour les consommateurs domestiques et industriels, pour les investisseurs, pour les opérateurs du réseau. Il a été mal reçu par l'opinion. Les protestations visaient le sevrage, mais elles concernaient en fait le gavage qui avait rendu ce sevrage nécessaire.

L'impact industriel de la politique a été contrasté : probablement positif lors de la période de forte croissance des intermittents, très négatif à la suite de l'inévitable coup d'arrêt de 2011.

Au total, il est difficile de ne pas considérer que les coûts de cette politique pèsent plus lourd que ses bénéfices. Loin d'être un succès, elle a été un échec. Le constater n'est pas nécessairement condamner le développement de l'électricité intermittente pour le futur. Ses militants affirment que les coûts de la production ont baissé, et que ceux du stockage vont baisser, et que ces baisses de coûts changent la donne. Ceux qui se sont trompés hier auront peut-être raison demain. Les autres, cependant, redoubleront de prudence : chat échaudé craint l'eau froide.