



## CREDEN

Le CREDEN est une association localisée à l'Université de Montpellier, qui regroupe des universitaires et chercheurs spécialisés dans les analyses socio-économiques sur l'énergie. Les principaux thèmes de recherche portent sur les marchés de l'énergie, la tarification du gaz et de l'électricité, l'économie du nucléaire, les politiques publiques de promotion des renouvelables et de lutte contre le réchauffement climatique, l'énergie dans les pays en développement.

Le CREDEN a publié de nombreux ouvrages et articles académiques. Il est également un centre d'expertise.

Retrouvez-nous sur notre site web :

[www.creden.univ-montp1.fr](http://www.creden.univ-montp1.fr)

## CREDEN

### Pour une transition énergétique 2.0

La France émet sensiblement moins de CO<sub>2</sub> par habitant que ses voisins européens (4,3 tonnes de CO<sub>2</sub> en 2015 contre 6,3 pour un Anglais et 8,9 pour un Allemand) et elle le doit largement au poids élevé des énergies bas carbone dans son mix électrique. Le nucléaire a fourni 72% de l'électricité en 2016, l'hydraulique, l'éolien et le solaire près de 19%. Le thermique utilisant des combustibles fossiles ne représentait que 9% de cette électricité. Mais l'électricité ne concourt qu'à moins du quart des besoins d'énergie finale des Français et le pétrole, le gaz naturel et un peu de charbon pour plus des deux tiers. **Les énergies fossiles permettent de satisfaire l'essentiel des besoins dans le secteur des transports et celui de l'habitat, et là les émissions ont peu baissé ces dernières années.**

Le bas prix de la tonne de CO<sub>2</sub> sur le marché ETS (~ 13 euros aujourd'hui) n'est pas suffisant pour justifier en Europe le remplacement des centrales à charbon polluantes par des centrales à gaz nettement moins émettrices de CO<sub>2</sub>. Un prix élevé du CO<sub>2</sub> est donc indispensable pour modifier l'ordre de mérite des centrales appelées sur le réseau, comme le rappelle le **rapport Stern-Stiglitz** publié fin mai 2017 et qui milite pour un corridor de prix allant de 40 à 80 dollars la tonne de CO<sub>2</sub> à l'horizon 2020 et de 50 à 100 dollars en 2030. Il faut également mettre fin au double prix du carbone (taxe et prix sur le marché des quotas) et généraliser la taxe à tous les usages.

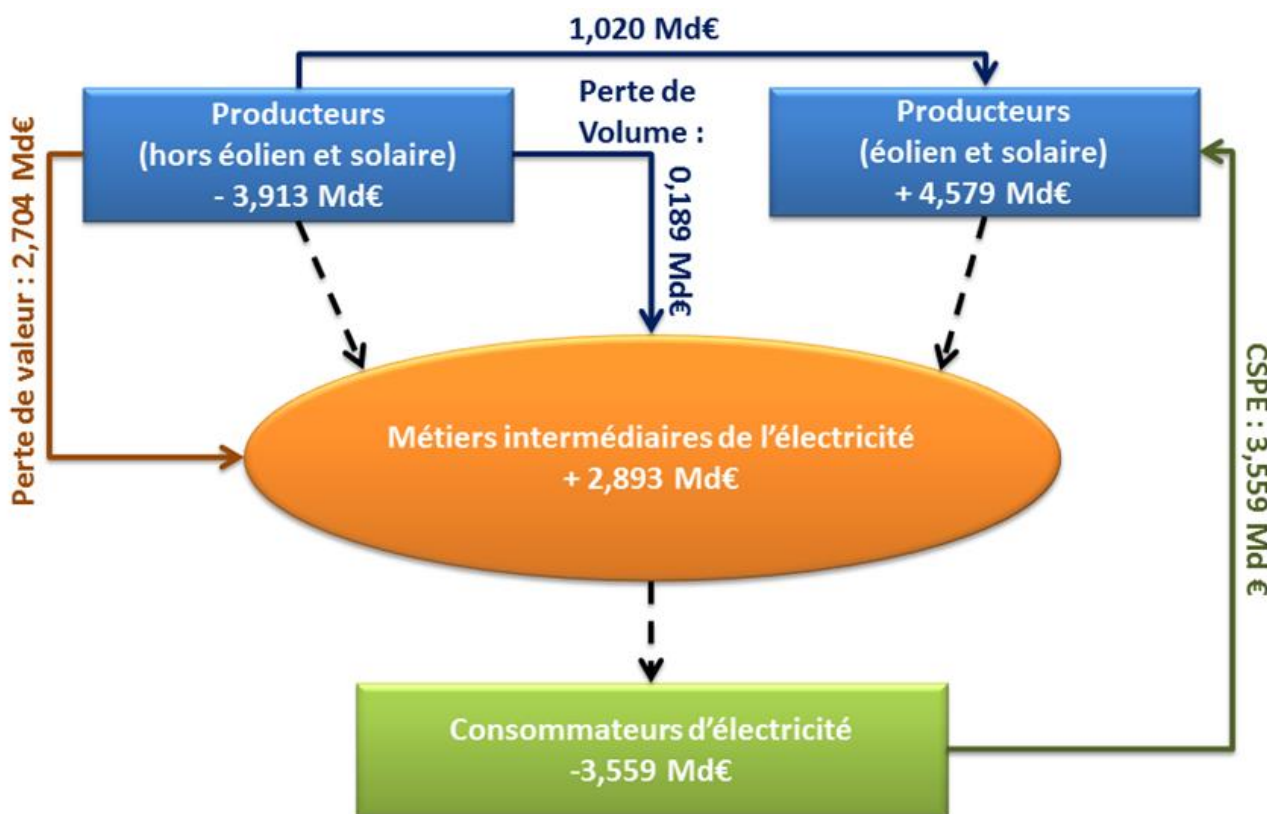
Comme le souligne également le récent rapport de l'Institut Montaigne, il est temps que la France s'attache à **favoriser la transition des usages énergétiques**. Les ressources qui seraient être rendues disponibles par la « parité réseau » devraient être massivement injectées dans la mutation des usages énergétiques (mobilité électrique ou mobilité au gaz vert, biomasse, réseaux de chaleur, ...) **afin d'initier la décarbonisation durable de notre économie.**

## VOLATILITE DES MARCHES

Pour apprécier l'impact qu'une injection d'électricité renouvelable subventionnée hors marché exerce sur l'économie il ne suffit pas de calculer le surcoût entre le prix d'achat garanti et le prix de marché (CSPE) ; il faut également tenir compte de « l'effet d'éviction » que cette injection de renouvelable exerce sur la volume d'électricité conventionnelle injectée et de l'effet-prix que cette injection de renouvelable exerce sur la recette moyenne de l'électricité conventionnelle injectée. La perte des producteurs d'électricité conventionnelle s'ajoute au coût supporté par les consommateurs finals. La baisse du prix spot de l'électricité et le manque à gagner subi par les producteurs d'électricité constituent aujourd'hui un handicap pour les nouveaux investissements.

Cela conduit aussi à mener une réflexion sur la façon dont le marché de gros peut, à lui seul, permettre de récupérer les investissements réalisés au niveau de la production d'électricité. Le « spread » de prix entre les heures creuses et les heures pleines ou entre l'hiver et l'été n'est pas toujours suffisant pour récupérer les

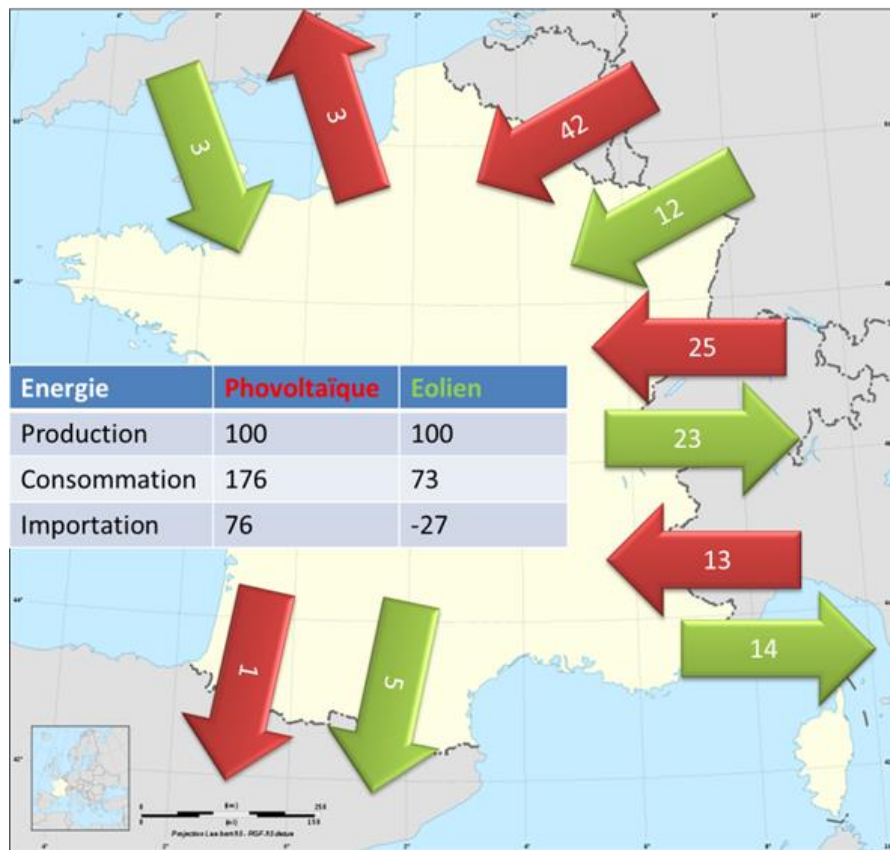
coûts fixes d'investissements très capitalistiques, c'est-à-dire d'investissements pour lesquels la proportion des coûts fixes dans le coût total de production est très élevée. Le marché « energy only » fonctionne bien avec des équipements thermiques pour lesquels les coûts en combustibles sont à la fois élevés en proportion du coût total et différenciés selon les sources, puisque la rémunération des centrales appelées se fait sur la base des coûts marginaux donc des coûts variables de l'équipement marginal. C'est sur ce schéma qu'il avait été construit. C'est plus difficile avec des équipements à forte proportion de coûts fixes comme le nucléaire et les renouvelables, surtout lorsque les coûts variables sont quasiment nuls ce qui est le cas du solaire et de l'éolien. **D'où la nécessité de mettre en place de nouveaux modes de régulation** : le marché de capacité en est un mais ce n'est pas le seul. Le système anglais des « contracts for differences » est peut-être une solution à explorer pour ce type d'investissements. Le schéma ci-après, en s'appuyant sur les données horaires observées sur le marché de gros pour l'année 2015, fournit une estimation des effets distributifs liés à l'injection de renouvelables.



## IMPORTS-EXPORTS

La Figure ci-dessous montre que **la France stabilise le réseau européen électrique vis-à-vis de l'énergie photovoltaïque puisque la France absorbe 1,76 fois la puissance photovoltaïque qu'elle produit**. La très forte modulation imposée par les importations sur le photovoltaïque français est compensée par la souplesse du système de production électrique français, nucléaire compris. Une augmentation des capacités photovoltaïques françaises se traduira par la nécessité d'augmenter la modulation des centrales françaises.

La production éolienne donne lieu à une augmentation des exportations d'électricité malgré un apport significatif en provenance de la zone Belgique-Allemagne. De ce point de vue la Suisse et l'Italie absorbent une part significative de la production française. Les îlots électriques comme l'Angleterre ou l'Espagne gèrent leurs renouvelables sans gêner les pays limitrophes, ce qui n'est pas le cas de l'Allemagne qui a besoin du réseau français pour absorber ses énergies renouvelables.

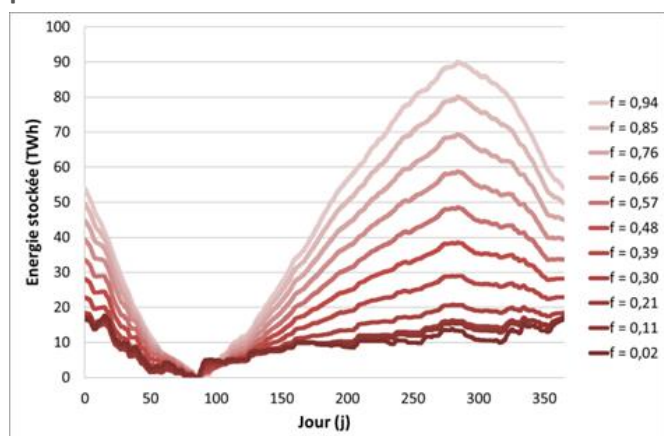


Les interconnexions électriques européennes constituent indiscutablement un progrès en permettant le secours mutuel en cas de difficultés et en incitant à la création d'un véritable marché unique de l'électricité. Mais il est difficile de faire converger les prix de gros et a fortiori de détail de l'électricité entre pays qui choisissent des mix électriques hétérogènes avec des coûts de production différents. La convergence constatée à la baisse ces dernières années sur le spot tient avant tout à la surproduction d'électricité, en partie imputable à une injection non maîtrisée de renouvelables. La solidarité est donc une bonne chose et plusieurs incidents passés ont montré l'intérêt de telles interconnexions. Ces interconnexions ont toutefois des inconvénients si elles transmettent aux pays limitrophes les problèmes rencontrés dans un pays donné. Elles deviennent un handicap si la politique énergétique choisie dans un pays compromet les choix énergétiques d'un pays limitrophe. Le choix solaire allemand ne doit donc pas compromettre le choix nucléaire français : si la compétition se fait à armes

égales on peut à la limite l'accepter ; si elle se fait sur la base d'une distorsion de concurrence due à des subventions il faut la refuser. Ou alors permettre d'instaurer un mécanisme équivalent pour le nucléaire à celui mis en œuvre pour les renouvelables. Un système de CfD (contrats pour différences), identique à celui qui se met en place en Angleterre pour relancer le nucléaire à Hinkley Point, est une solution mais ce n'est pas la seule. **On a souvent dit que la France n'avait pas vocation à devenir le « château d'eau » nucléaire de l'Europe ; elle n'a pas non plus vocation à devenir le déversoir du trop-plein d'énergie solaire de l'Allemagne.**

## BESOIN DE STOCKAGE

Une autre contrainte ne doit pas être sous-estimée : celle de stocker l'électricité. En effet, le flux de production ne coïncide pas avec celui de la demande : il y a trop de production d'électricité à certaines heures (fort ensoleillement et vents puissants) et pas assez à d'autres heures alors que la demande l'exigerait. Du coup il faut des moyens de stockage-déstockage (sous forme de « méthanation » par exemple donc via la filière « power to gas ») et ces moyens sont loin d'être négligeables comme l'a montré l'exercice auquel nous nous sommes livrés au sein du CREDEN, du moins lorsque la production de renouvelables dépasse un certain seuil (130 TWh, ce qui correspond à un 27% environ de la consommation française d'électricité). **Ces coûts de stockage doivent être introduits explicitement dans l'analyse coûts-avantages liée à la promotion des EnR.**



Besoin de stockage en fonction de la fraction solaire dans le mix d'énergie renouvelable.

## REFORMER NOTRE SYSTEME

Il est donc indispensable d'anticiper un certain nombre de réformes qui devront ou devraient accompagner la pénétration des renouvelables, du moins si l'on souhaite que la part de ces EnR dans le mix électrique dépasse un certain seuil (estimé selon nous à 20 - 30% de la consommation actuelle d'électricité) et le point

important est qu'au-delà de 30% d'EnR dans le mix électrique les contraintes de stockage vont devenir très fortes. **Le coût induit pour le consommateur des moyens de stockage sera certainement élevé et probablement très supérieur au coût actuel des EnR.** Des progrès en termes d'efficacité et de coût sont donc nécessaires aussi bien au niveau du stockage par batteries qu'à celui de la filière « power-to-gas ».

## CHOIX STRUCTURANTS

Les politiques publiques vers une transition énergétique « bas carbone » ne doivent pas se tromper de combat. Le problème c'est de privilégier les énergies « bas carbone », que ce soit le nucléaire, les renouvelables ou le gaz vert, pas de remplacer le nucléaire par des renouvelables.

Pour cela il faut une politique fiscale cohérente qui pénalise l'empreinte carbone et pas seulement les émissions nationales de carbone. Il faut surtout une politique de recherche-développement qui privilégie une vision industrielle des choix énergétiques en favorisant la mise au point de nouvelles technologies de stockage de l'électricité (batteries et power-to-gas), les technologies du numérique et de l'intelligence artificielle appliquées à tous les domaines, y compris le nucléaire (SMR), et qui se préoccupe de la dépendance future à l'égard des métaux stratégiques et des « terres rares ». Une approche en termes d'Analyse du Cycle de Vie (ACV) appliquée aux métaux rares utilisés par ces technologies est nécessaire si l'on veut éviter la vulnérabilité future de nos choix énergétiques.