



CENTRE  
INTERNATIONAL  
DE RECHERCHE  
SUR L'ENVIRONNEMENT  
ET LE DÉVELOPPEMENT

**Les politiques de soutien  
aux ENR à apports variables:  
A la recherche de quelques repères économiques**

**Dominique FINON**

**Directeur de recherche CNRS émérite**

**Présentation au Séminaire CFE « intégration des ENR-Var  
dans les systèmes électriques », 31 mars 2017**

Titre récent de magazine:

**« Toute la planète se met aux EnR. L'accélération du développement du PV et des éoliennes est générale »**

Les raisons de cette accélération : la baisse des prix de revient des EnR, solaire en tête

**Légitimité pour:**

**Politique de décarbonation électrique basée sur un objectif de moyens plutôt que sur une tarification robuste du carbone**

Part ENR à atteindre en 2030 ( 45%); 2050 (80%) en Allemagne

**Politique de soutien par dispositif de garanties de revenus de long terme (alignés sur les coûts complets anticipés)**

**Mais est-ce si simple?**

## Questions:

Si les ENR-Var rivalisent avec les moyens conventionnels, ou si elles sont à parité réseau, qu'est ce qui justifie le maintien de ces dispositifs ?

Les capacités ENR ne pourraient elles pas se développer sur la base traditionnelle de calcul de la valeur économique d'un investissement électrique?

Si non, n'y a-t'il pas un décalage entre les prix de revient des MWh ENR et leur valeur économique?

Dans ce cas, une politique de décarbonation basée sur un objectif de moyens est elle rationnelle économiquement?

Ne peut on pas s'interroger ce que serait la part optimale des ENR-Var dans le mix électrique?

# Sommaire

1. La confusion entre coût et valeur économique
2. Quelle part optimale des ENR-Var ?
3. Quid si la politique mène au-delà de la part optimale?

## Questions complémentaires

- Quid de l'économie des politiques fondées sur des ENR-Var décentralisées?

# 1. La confusion entre coût et valeur économique

## 1.1. Les limites du prix de revient du MWh ENR-Var doivent être mieux comprises

Le prix de revient est une mesure utile si on connaît les heures d'utilisation à pleine puissance

mais il ne donne pas d'indication sur la valeur économique du MWh produit par des équipements à apport variable.

Quand en France, se développaient les investissements hydrauliques, dont les apports étaient plus ou moins aléatoires d'une année sur l'autre,

on prenait en compte deux caractères :

- le coût par kW garanti qui pouvait être comparé à celui d'une installation thermique,
- la valeur que les kWh produits par l'équipement hydraulique permettaient d'économiser en production thermique dispatchable

## 1.1. Les limites du prix de revient du MWh ENR-Var doivent être mieux comprises

Le MWh éolien ou PV sont de mauvaise qualité par rapport à un MWh de centrale dispatchable

Le problème est démultiplié par le caractère multidimensionnel de l'électricité

- Quand le système contient beaucoup d'ENR à apport variable, le bien-électricité n'est pas seulement assimilable à l' « énergie » qui est valorisée sur un marché de pas horaire,
- Mais il intègre la garantie de fourniture en toute situation,
  - qui donne une valeur à la puissance horaire garantie en situation de pointe ou épisode exceptionnel,
  - qui donne aussi une valeur aux services de flexibilité pour suivre les rampings de décroissance ou de croissance de la production ENR-Var
  - qui donne une valeur aux « réserves opératoires » (services auxiliaires) que peuvent offrir les équipements de production et de stockage, les « services auxiliaires » de tenue de tension,
  - aux capacités de transport (avec des points de congestion qui nécessitent un redispatching des flux).

Les valeurs de ces différents services vont se retrouver pour valoriser ou pénaliser un type d'équipement de production et selon le lieu de localisation.

## 1.2. La différence entre prix de revient et valeur économique d'un MW ENR-Var

La valeur économique est le montant des revenus que tire un producteur de ses ventes sur le marché électrique, **moins** le coût des services qu'il impose au système qui garantit la fourniture .

L'assimilation du coût moyen (actualisé) et de la valeur économique n'est pas du tout acceptable pour un équipement à production variable et non programmable sur l'année.

A. Un MW d'ENR-Var ne produit jamais à pleine puissance et sa production ne relève pas d'une décision de produire en fonction du prix du marché horaire,

contrairement aux équipements conventionnels « dispatchables ».

Ses revenus horaires sont donc très variables

Complications:

- Les productions des éoliennes, ou celles des équipements PV, sont en grande partie corrélées. La valeur de chacun de leur MWh baisse quand le vent souffle (ou le soleil brille sur le territoire) par les « effets d'ordre de mérite ».
- Dans cette même logique, sur le long terme, au fur et à mesure que s'installent des équipements ENR-Var, la valeur économique du MW supplémentaire baisse de plus en plus.

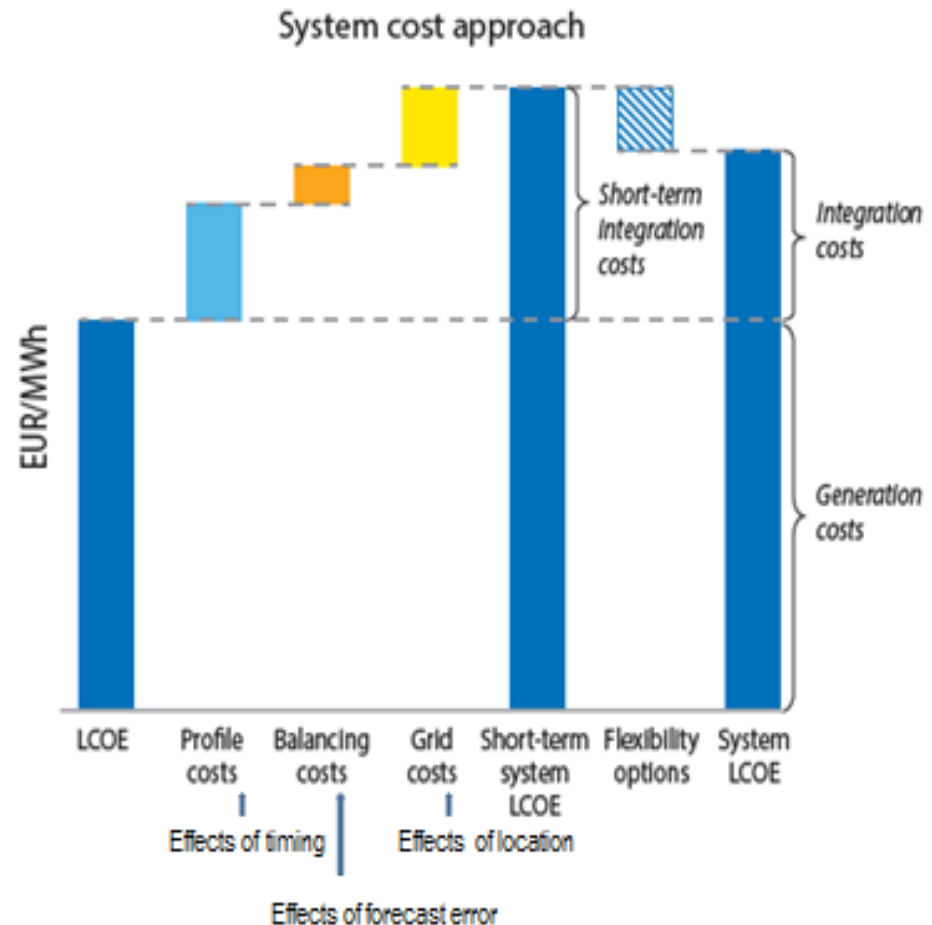
Allemagne: avec 30% de production ENR-Var, le prix moyen du marché sur l'année est de 13 à 15 €/MWh plus bas que ce qu'il serait avec une petite capacité d'ENR-Var dans le système.

## 1.2. La différence entre prix de revient et valeur économique d'un MW ENR-Var (suite)

**B. Soustraire aussi de la valeur économique du MW ENR-Var les coûts de système dont le MW ENR-Var est responsable,**

Les coûts

- des rééquilibrages,
- des services auxiliaires et
- des « redispatching » (en cas de congestion sur des nœuds de réseau
- les coûts de « ramping » des équipements conventionnels qui viennent en « back up »





## 1.3. La parité réseau, miroir aux alouettes ?

Compétitivité du solaire décentralisé en production individuelle:

prix de revient du MWh PV < tarifs de détail.

Variante: tarifs d'achat (aligné sur prix de revient) < tarifs de détail

(comme en Allemagne : 12,3 c€/kWh vs 26 c€/MWh)

### Comparer ce qui est comparable:

La parité de réseau a peu à voir avec l'efficacité économique.

- **ignore l'hétérogénéité des prix de l'électricité** selon l'heure, la semaine et la saison, (hétérogénéité accrue par l'injection de MWh ENR à grande échelle)
- **Ignore les produits et services associés au bien électricité** : sécurité de fourniture, réglage de l'équilibre du système, capacité réseaux distribution/transport  
**garantie de fourniture au prosumer = maintien des réseaux**
- ignore également que les prix de détail comprennent part importante de taxes, et de redevances finançant les politiques publiques dont la promotion des ENR
  - (cas RFA : EEG à 63€/MWh + autres taxes à 60€/MWh sur les 260 €)

(suite)

### 1.3. La parité réseau, un miroir aux alouettes ? (suite)

(...)

De plus le prix de revient du kWh PV **ne rend pas compte des coûts de système** entraînés par la variabilité du producteur individuel

La production solaire décentralisée **ne contribue pas à économiser sur les coûts de capacité et de réseau**, sauf dans les cas exceptionnels de régions chaudes ensoleillées et riches (climatisation)

Aspect critique dans certains pays avec le système de « net metering » et les tarifs volumétriques (US jurisdictions)

- « death spiral » pour les transporteurs et distributeurs (coûts fixes non rémunérés)
- Solution: revoir les tarifs de transport et distribution **avec part majoritaire , voire exclusive, de tarification à la puissance** pour les tarifs vers prosumers

# Comment se révèle la valeur économique d'un MW d'ENR-Var?

## Sur le marché

Valeur économique = Revenus sur marché horaire

- **moins** le paiement pour les déséquilibres sur la marché d'ajustement
- **moins** les paiements sur l'intraday des offres de flexibilité (ramping des TAC, stockages, effacement)

Investissement se déclenche si la VAN d'un MW d'une technologie est positive en anticipant ces recettes et ces pénalités.

---

Logique identique à celle du **planificateur « optimisateur »** qui, en théorie économique, lui est équivalente

(à la nuance près des considérations de gestion de le risque)

Dans le modèle du planificateur:

la valeur est déduite des **valeurs duales** d'équilibres offre /demande horaires d'énergie, de balancing, de flexibilité (produits intraday, etc), de réserves opératoires (règlage fréquence), de congestion, etc

## 2. Quelle part optimale des ENR-Var ?

### 2.1. Logique d'optimisation de long terme du mix électrique par le marché

Problèmes des ENR-Var pour investir par le marché:

- CAPEX élevée (donc risque);
- Coût variable nul (donc baisse des prix de gros);
- Variabilité des productions.

**La part optimale des ENR-Var (en énergie)** : seuil d'installations pour lequel la valeur économique du MW ENR supplémentaire ne peut plus rembourser son coût d'investissement.

Au fur et à mesure des installations de MW ENR, baisse de la valeur économique du MW marginal

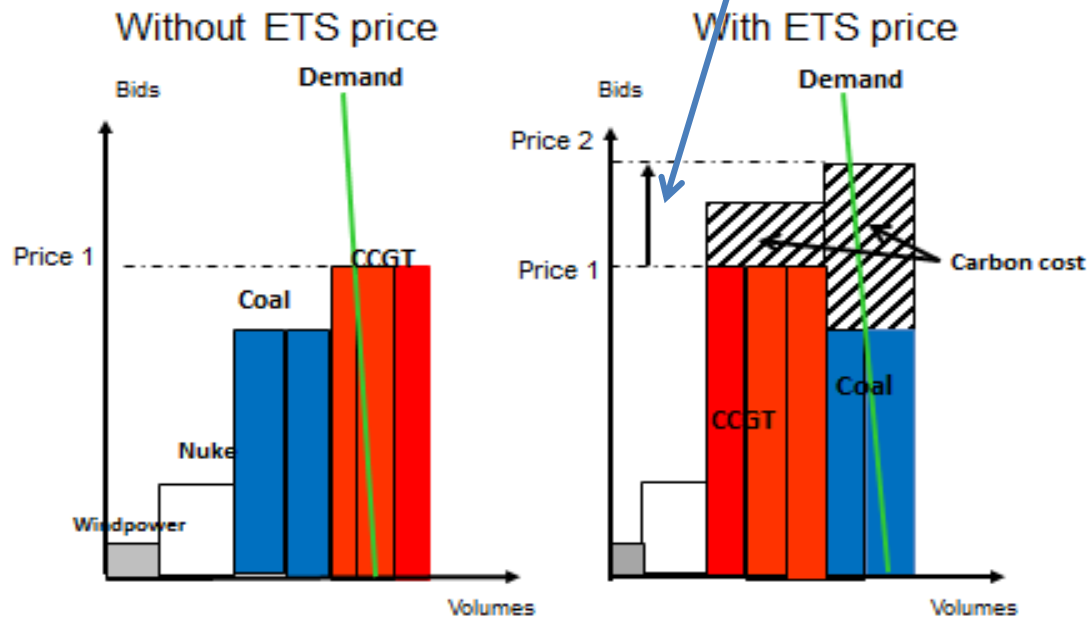
- influence de la baisse des prix horaires de gros
- hausse des coûts de systèmes par MW ENR marginal installé :

Éléments classiques d'autorégulation des investissements en différentes technos sur le marché électrique

# L'idéal serait de laisser jouer le prix du carbone

- Augmentation du coût variable des centrales fossiles (qui sont marginales sur le marché horaire)
- Hausse du prix horaire et **augmentation de la rente infra-marginale des technologies bas carbone**

Ensuite autorégulation des investissements en capacité ENR par le marché



# Dans les faits, entrées des MW ENR **hors marché** par les dispositifs garantissant les revenus par MWh

Les dispositifs type Tarif d'achat ou CDR flottant **ignorent la logique de valorisation des MWh ENR-Var sur les marchés électriques**

Soutien apporté par ces dispositifs aux ENR-Var de trois façons :

- Subventions par MWh pendant les années de maturation (moins à présent)
- Garantie contre le risque volume et risque de marché pour l'investisseur + (autrefois) externalisation de ses coûts de système sur le GRT
- **Attribue une valeur uniforme à chaque MWh produit alors que la valeur tirée de chaque MWh ENR est très différente de l'un à l'autre**

**Implication 1:** Les développements de capacité ENR-Var par ce type de dispositif échappent à l'auto-régulation du marché.

Logiquement **arrêt d'investissement** dans une technologie de base, de semi-base ou pointe **quand VAN < 0**

**Implication 2:** **Auto-entretien du dispositif** du fait de la baisse des prix du marché de gros au fur et à mesure des entrées (sinon le CAPEX élevé ne serait jamais recouvert)

# Identifier les parts optimales d'ENR-Var

## Méthodologies

1. L'approche en termes de monotone (et de screening curves) conduit à perdre beaucoup d'informations sur les besoins d'adaptation rapide
  - Pas de correspondance entre heure de la demande horaire  $D$  et celle de la production résiduelle sur les deux courbes monotones (charge totale, demande résiduelle)
  - Détourne trop l'attention sur le stockage intersaisonnier alors que les contraintes dynamiques sont clés
2. Besoin de modèles à granularité fine à pas horaire et détaillés
  - intègrent les profils d'aléas des productions ENR-Var, ainsi que tous les caractères de flexibilité des technologies développables et les diverses ressources de flexibilité.

Mais modèles de très grande dimension :

**oblige à optimiser un système en greenfield et sur une seule année**  
oubli de l'intertemporel et **ignorance de la transition**

**Référence ici au Modèle EMMA du système ouest-européen testé (Lion Hirth, 2015)**

pour des parts imposées d'ENR-Var croissantes

sur de nombreux cas (coûts des technologies, autres options bas carbone, prix du carbone) en greenfield (2050)

# Résultats de l'approche

Méthode:

Calcul ex post de la valeur économique du MW ENR-Var pour une part donnée

Vérification de sa capacité à couvrir coûts fixes dans test avec part imposée d'ENR-Var

**Si le nucléaire et le CSC sont bannis, part optimale d'ENR-Var à seulement 40%**

- **dont 5% de PV au maximum** du fait de la mauvaise corrélation de ses productions aux besoins de puissance
- Explication: chaque entrée d'un MW ENR-Var oblige à développer des moyens de flexibilité, ainsi que des unités conventionnelles en back-up
  - coûteuses par MWh car appelées à fonctionner peu sur l'année
  - supportent aussi un coût du carbone

**Si les deux technologies bas carbone (nucléaire, CSC) sont autorisées, part optimale beaucoup plus basse**, proche de **10 à 15% d'électricité (dont très peu de PV)**,

- même avec coûts très bas de l'éolien et du PV (respectivement 50 et 70 €/MWh).
- la donne est différente :
  - caractère programmable du nucléaire et CSC (même avec coût du kW élevé)
  - possibilité de fonctionner à pleine puissance pendant 6 -7000 heures par an pour faciliter le recouvrement de leur coût d'investissement.
  - Pénalisation de l'éolien et du PV par besoin d'équipements complémentaires



# Tests avec paramétrisation du prix du carbone

Il y a un **niveau de prix du carbone au-delà duquel la part optimale des ENR ne croît plus dans les deux cas**

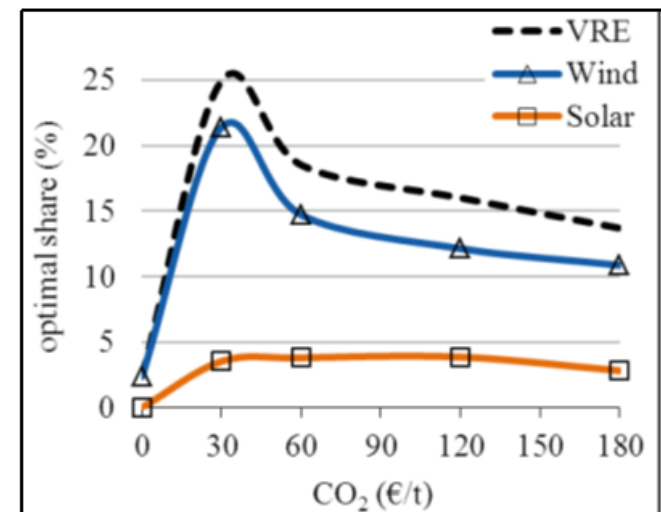
**Avec mise au ban du nucléaire et du CSC,**

croissance de la part optimale d'ENR-Var vers une asymptote à 50% (45% pour l'éolien et 5% pour le PV) à partir de 30-40 €/tCO<sub>2</sub>,

**Sans mise au ban du nucléaire et du CSC,** pour les niveaux de prix du carbone successifs au-delà de 30 €/tCO<sub>2</sub>, la part des ENR est plus basse à chaque test,

- Elle se stabilise vers 15% pour des prix du CO<sub>2</sub> de 100€/tCO<sub>2</sub> et au-delà
- Explication par la concurrence du nucléaire qui produit en base et de façon programmable, avec bas coûts variables

**Sans mise au ban du nucléaire et du CSC,**



### 3. Quid si la politique de soutien mène au-delà de la part optimale ?

**A. Le dépassement de cette part optimale se traduit par un coût de plus en plus élevé pour les consommateurs**

Dans un exercice du MIT de 2016 avec le modèle GenX

Secteur ressemblant au système français avec une optimisation en greenfield, nucléaire possible et une contrainte sur les émissions CO<sub>2</sub> par MWh (50g/MWh)

**Systeme avec 10% d'ENR: coût moyen de 80 \$/MWh**

**Systeme avec 80% d'ENR : coût moyen de 140 €/MWh. soit +80%**

Explication partielle:

La capacité est triple dans le scenario 80% ENR (350 GW) par rapport au scenario 10% (120 GW) avec des équipements à CAPEX élevé

### 3. Quid si la politique de soutien mène au-delà de la part optimale ? (suite)

#### B. Noter le rôle du développement de la flexibilité dans le système (voir étude IEA, 2014)

Il faut pour cela que les marchés de flexibilité donnent des incitations au développement des ressources de flexibilité.

Rendre responsables d'équilibre les producteurs ENR (Crée une demande de produits de flexibilité)

**La pénalisation supportée par les ENR-Var diminue et leur valeur économique augmente**

Exemple:

la valeur économique d'1 MWh éolien plus élevée de 18% en Suède avec hydro. qu'en Allemagne pour une part de production ENR équivalente de 30% (Hirth 2015)

## En guise de conclusion, Une question pour la table ronde

- La politique de décarbonation électrique dans l'UE est fondée sur un objectif de moyens ENR plutôt que sur la recherche d'un mix optimal
- Or la valeur économique des capacités ENR à apport variable diminue progressivement au fur et à mesure de leur développement.
  - Ne permet plus recouvrement des coûts fixes au-delà d'un certain seuil
- De plus leur valeur est inférieure à celle des autres technologies bas carbone lorsque ces dernières restent une option ouverte.

Dans ce contexte peut-on rendre rationnelle une politique électrique intégrant des ENR-Var à grande échelle ?

Si oui, comment?