

La couverture des pertes : Critères, paramètres et pistes de réflexion d'un point de vue économique

Jan Horst Keppler,
Professeur en sciences économiques

CRE, Paris, 27 avril 2009

Sept critères de base

Une couverture des pertes idéale

1. Est économiquement efficace à court terme (achat au moindre coût)
2. Est industriellement efficace à long terme et soutient les investissements avec des coûts fixes importants qui demandent une visibilité de la demande (nucléaire, renouvelables)
3. Est politiquement et juridiquement soutenable au niveau européen et national ceci inclût une distribution des coûts perçue comme juste et transparente
4. Minimise la volatilité (l'arbitrage avec la minimisation des coûts reste à organiser)
5. Offre au responsable de la gestion de la couverture des pertes les incitations appropriées
6. Soutient le marché de gros
7. Minimise les coûts de transaction institutionnels.

CRE, Paris, 27 avril 2009

2

Mise à point I: Quelle minimisation des coûts?

Le critère de la minimisation des coûts dans la couverture des pertes est moins innocent qu'il ne le paraît. Au moins trois interprétations s'offrent:

1. La minimisation des frais encourus dans l'achat de produits sur le marché du gros;
2. La minimisation physique des pertes et des coûts d'investissement avec
 - (a) une facturation qui prend en compte les pertes spécifiques entre un fournisseur et un consommateur (pour le moment, « timbre-poste »);
 - (b) l'organisation des complémentarités entre production et transport.
3. La participation à la « rente nucléaire » à travers des droits de tirage à un tarif inférieur au prix du marché ou la participation dans des consortia d'achat (sous l'hypothèse que le marché ne reflète pas correctement les réalités industrielles de production).

Mise à point II: Qu'est-ce qu'un marché?

La **définition formelle** : un lieu *public* où acheteurs et vendeurs échangent.

Parlant du « marché », on fait pourtant quasiment toujours référence aux vertus d'un marché concurrentiel avec :

- **Information parfaite**, publique et transparente; l'absence d'autres coûts de transaction ;
- **Un seul prix** (avec la condition corollaire d'une standardisation du produit), obtenu par des processus transparents ;
- **L'absence de barrières à l'entrée** pour les nouveaux entrants et des marchés suffisamment larges pour éviter un pouvoir de marché côté acheteurs ou côté vendeurs; (à long terme, l'atomicité d'un des deux côtés suffit pour garantir l'optimalité des prix).

Mise à point III: Deux question concernant le marché?

1^{ère} question : Est-ce que la communication par RTE et ERDF d'appels d'offre à des entreprises présélectionnées par Internet pour des produits indexés sur Powernext s'assimile à un marché concurrentiel ?

La réponse : La procédure semble perfectible (transparence, nouveaux entrants) mais la réponse est probablement « oui ».

2^e question : Est-ce que l'accès direct à des capacités nucléaires (hors marché de gros « standard » type EPEX, Powernext...) peut être assimilé à un marché ?

La réponse (1) : Cela dépend des conditions. Un consortium qui organise un appel d'offre public pour une fourniture à long terme, un producteur nucléaire vendant des tranches à une mise à l'enchère font appel au marché.

La réponse (2) : Une condition corollaire importante est la possibilité de *revendre* les droits d'accès aux capacités nucléaires. L'existence d'un tel marché secondaire rendrait les arguments de la Commission contre les contrats à long terme caducs.

Mise à point III: Contrats à très long terme, droits de tirage, consortia et autoproduction

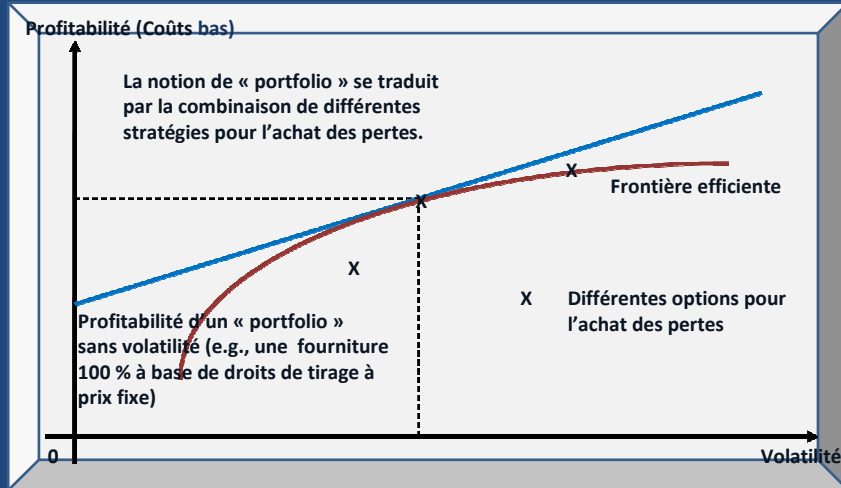
D'un point de vue économique, ces différentes options se distinguent que par degrés. Elles visent toutes :

- Toujours : à égaliser le bénéfice d'une *réduction de l'incertitude* (prix stable) avec le coût d'une *perte de la valeur d'une option réelle* (pouvoir acheter ailleurs) ; en principe réalisable à travers le marché, mais manque de liquidité pour les contrats à très long-terme.
- Parfois : à participer à des conditions de production qui ne sont pas correctement reflétés dans les prix du marché de gros (dans l'hypothèse que le coût moyen de la production nationale est inférieur au prix de marché).

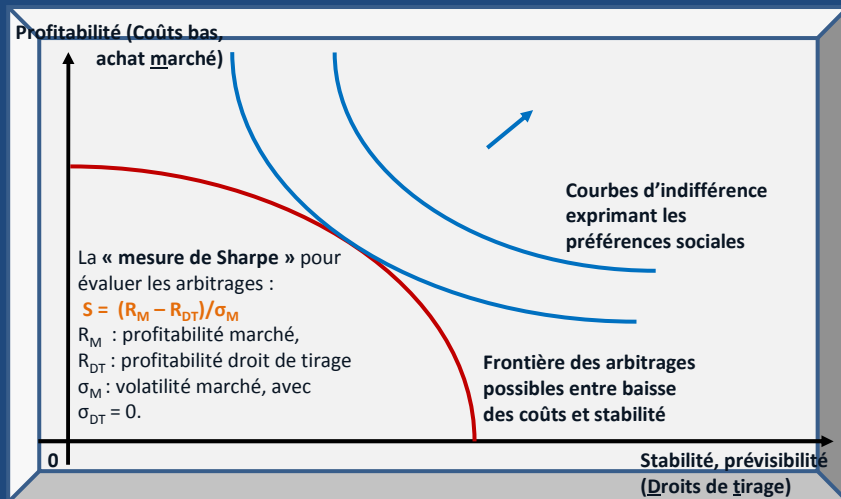
L'autoproduction par le GR a un rôle à part dans ce contexte :

- Les *options disponibles (charbon et gaz)* ne résolvent pas le problème de la divergence entre coût moyen du nucléaire et prix de marché ;
- Pour valoriser un tel outil plus cher, il faudrait des stratégies avec arrêt et redémarrage des centrales en fonction des prix avec une *augmentation de l'incertitude* ;
- Cependant, elle permettrait de *réduire les pertes physiques par des emplacements stratégiques* des moyens de production.
- Une option exotique : les *renouvelables*, tant que le législateur est prêt à financer 30 TWh par an au tarif préférentiel (y inclus les coûts d'adaptation du réseau).

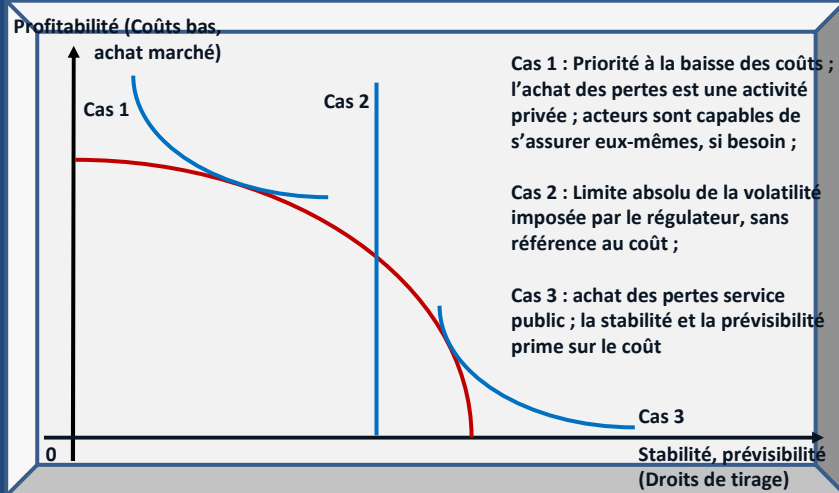
Coûts vs. volatilité I : Un arbitrage inévitable : la théorie des portfolio



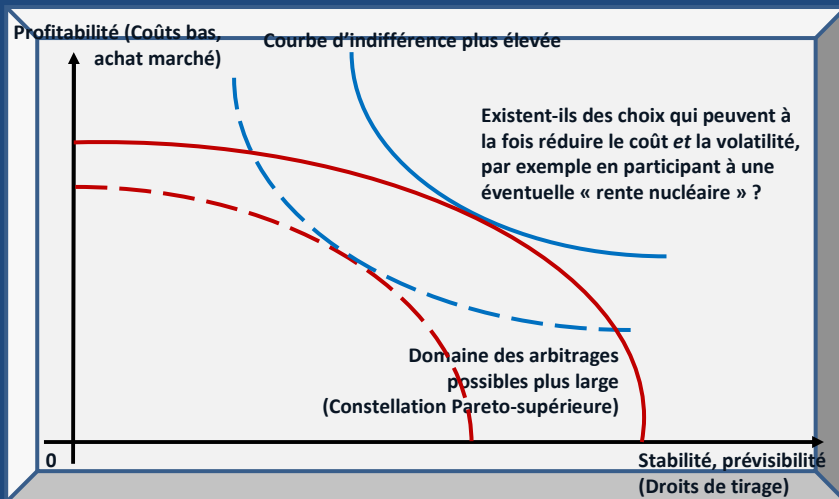
Coûts vs. volatilité II : Les préférences déterminent l'arbitrage optimal



Coûts vs. volatilité III: Trois cas possibles



Coûts vs. volatilité IV: Est-il possible d'élargir le domaine des arbitrages ?



Coûts vs. Volatilité V

Participer à la rente nucléaire ?

Est-ce qu'on peut réduire coûts *et* volatilité à travers une participation à la production de l'électronucléaire au tarif de cession (coût moyen à long terme) ? La question est difficile pour 3 raisons :

- 1. La problématique temporelle** : à court terme la « rente nucléaire » existe quasiment toujours ; à long terme elle dépend de paramètres incertains tels le coût de construction, le coût de remplacement, la durée de vie etc. ;
- 2. La rationalité des marchés d'électricité** : est-ce que les prix futurs anticipent correctement le coût de remplacement ? Une constellation Pareto-supérieure n'existe que si les coûts réels sont plus bas que les prix. Des engagements à très long-terme diminuant le risque pourraient pourtant réduire les coûts.
- 3. La justice distributive** : à qui appartient une éventuelle « rente nucléaire » ? Au contribuable qui a financé la première série ? À l'opérateur qui doit financer la nouvelle série ? Au client final ? Si elle existe, son partage avec un public large à travers un TURPE raisonnable et stable pourrait être une option.

Quelques questions concernant l'économie institutionnelle

- **Les coûts de transaction** : le GR possède la meilleure visibilité concernant les *besoins* (pertes techniques et non-techniques) ; impliquer d'autres acteurs (tels que producteurs, courtiers etc.) augmenterait les coûts de transaction.
- **Les incitations pour le GR** : elles doivent assurer que l'achat des pertes optimise l'arbitrage coût-volatilité dans l'intérêt des clients (si non, minimisation de l'effort, bonnes relations avec fournisseurs etc.)
- **Gestion du risque météorologique** : l'indexation des options call sur un indice Metnext est-elle envisageable ?
- **Mieux coordonner l'évolution du TURPE et des tarifs de vente** : Actuellement, l'ajustement du TURPE à travers le CRPC est à charge des fournisseurs.
- **L'exclusion des exportations** : Comment est-elle justifiée ?
- **Le principe « timbre – poste »** : Faut-il réfléchir à une facturation plus proche aux coûts réels?

Quelques pistes à discuter

1. Est-ce qu'il y a des gains à espérer d'un changement du GR à un autre responsable pour l'achat des pertes?
2. Existents-ils des options articulant tarif négocié et développement de marché ?
 - a) Achat au tarif négocié pour X pour cent des besoins pour plafonner les coûts et réduire la volatilité ; achat simultané d'options « put » pour profiter d'une éventuelle baisse de prix.
 - b) Développement d'un marché secondaire pour des contrats massifs à très long terme.
3. Comment structurer les incitations pour l'acheteur des pertes ? Une idée:
 - a) Définir un facteur incitatif FI en fonction de (1) l'écart entre le coût réel et une stratégie optimale établie *ex post* et (2) l'écart entre le coût réel et le coût annoncé au régulateur;
 - b) Ce facteur incitatif (FI) prendrait la forme d'une mesure de Sharpe adaptée :
$$FI = (1 - (\text{coût réel} - \text{coût idéal})/\text{coût réel}) / (1 + (|\text{coût réel} - \text{coût prévu}| / (0.5 \text{ coût prévu} + 0.5 \text{ coût réel}))) ;$$
 - c) FI ∈ [0, 1] ; une prévision trop haute est aussi pénalisante qu'une prévision trop basse.
4. Mieux aligner TURPE et tarifs de vente ? Comment inclure les exportateurs ?
5. Introduire des éléments simples qui reflètent le coût réel du transport?