

EdF – Le Printemps de la Recherche 2008

**Optimisation du mix de production sous
incertitude – l'importance des arrangements
contractuels**

Fabien Roques

Agence Internationale de l'Energie*

EPRG, University of Cambridge

fabien.roques@gmail.com

16 Mai 2008

*The views in this presentation are based on work done while the author was with the EPRG and are those of the author alone.

Introduction

- **Le positionnement vertical / horizontal de l'investisseur et la structure contractuelle ont un impact décisif sur l'exposition aux risques de marché**
 - degré d'intégration verticale / contrats de long terme
 - présence upstream dans l'approvisionnement / le négoce de gaz naturel pour profiter des possibilités d'arbitrage
 - degré de diversification du mix de production
- => **Les spécificités technologiques et contractuelles changent la compétitivité relative des différentes technologies et expliquent les choix des différents acteurs – particulièrement la préférence des nouveaux entrants pour les CCGT**
- **Méthodologies appropriées pour étudier les choix technologiques sous incertitude dans les marchés électriques libéralisés:**
 - Modélisation des risques de marché au travers de méthodes de valorisation probabilistes / stochastiques
 - Valorisation de la valeur de diversification du mix en appliquant la théorie du portefeuille de Markowitz

Plan

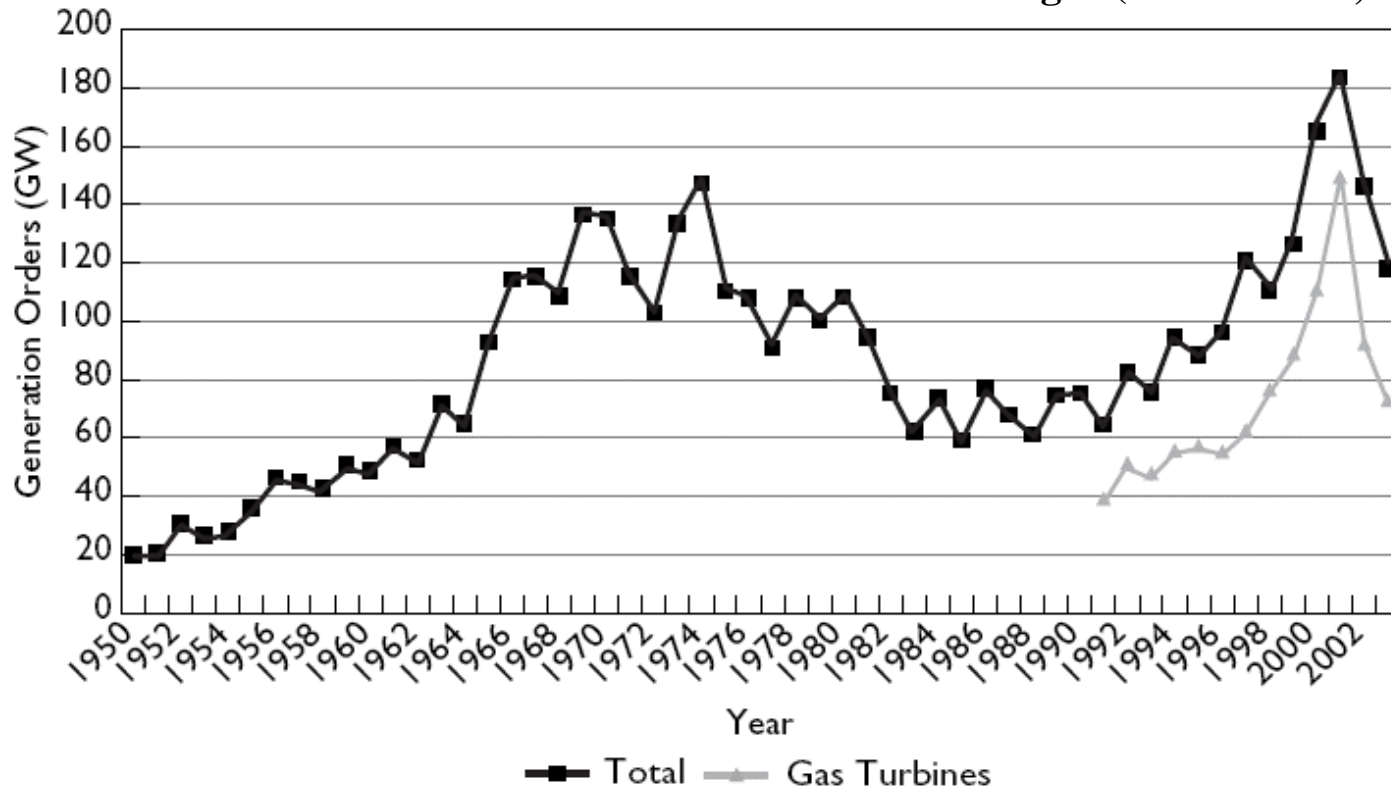
Choix technologiques et répartition des risques d'investissement:

1. Arrangements contractuels *verticaux* – l'impact des contrats de long terme pour un nouvel entrant
2. Diversification « *horizontale* » du portefeuille de centrales

L'évolution conjointe des technologies et des institutions: l'avènement du CCGT

- L'avènement des cycles combinés au gaz coïncide avec le décollage de l'investissement des nouveaux entrants dans les marchés libéralisés
 - Coût du gaz historiquement bas dans les années 1990
 - Faible coût fixe d'investissement, modularité, standardisation de la technologie
 - Flexibilité opérationnelle: possibilités d'arbitrage avec la maturation des marchés gaziers
- => CCGT choix favori des nouveaux entrants

Commandes mondiales de centrales – dont centrales au gaz (Source: IEA, 2003)



Optimisation du mix de production – cas d'un nouvel entrant

- Hypothèse de travail: pas d'intégration verticale ni horizontale (absence de portefeuille de centrales préexistantes)
- Étude de différents cas « polaires » d'allocation des risques entre producteur investisseur et consommateur
 - Contrats d'approvisionnement à long terme en fuel
 - Contrat de fourniture à long terme d'électricité
 - Flexibilité contractuelle pour CCGT: arbitrage entre marché elec. et du gaz avec revente du gaz
- Valorisation des différentes technologies (VAN)
 - risques de prix des fuel, électricité, et CO2
 - => simulations de Monte Carlo

Paramètres retenus pour le calcul de la VAN

- 3 technologies en base pour investissement en 2010: CCGT, charbon supercritique et centrale nucléaire
- Paramètres basés sur IEA/NEA (2005) & IEA (2006)
- Taux d'actualisation: 10% avec étude de sensibilité à 8%
- Estimations des volatilités des prix combustibles et électricité basées sur les données UK 2001-2005

Parameters	Unit	Nuclear	Coal	CCGT
Technical parameters				
Net capacity	Mwe	1000	1000	1000
Capacity factor	%	85%	85%	85%
Heat rate	BTU/KWh	10400	8600	7000
Carbon intensity	kg-C/mmBTU	0	25.8	14.5
Construction period	years	5	4	2
Plant life	years	40	40	25
Cost parameters				
Overnight cost	€/Kwe	2000	1120	520
Incremental capital costs	€/Kwe/yr	16	9.6	4.8
Fuel costs	€/mmBTU	0.4	2	5.8
Real fuel escalation	%	0.5%	0.5%	0.5%
Nuclear waste fee	Mill€/KWh	1	0	0
Fixed O&M	€/Kwe/year	52	40	20
O&M real escalation rate	%	0.5%		
Financing parameters				
WACC	%	10%		
Government actions				
Carbon tax	€/tCO2	10		
Carbon price escalation	%	1%		
Revenues				
Electricity price	€/cents/KWh	5.5		
Electricity escalation rate	%	0.5%		

Volatilité des prix des fuel / élec. /CO2

Random variables Normal Distribution parameters

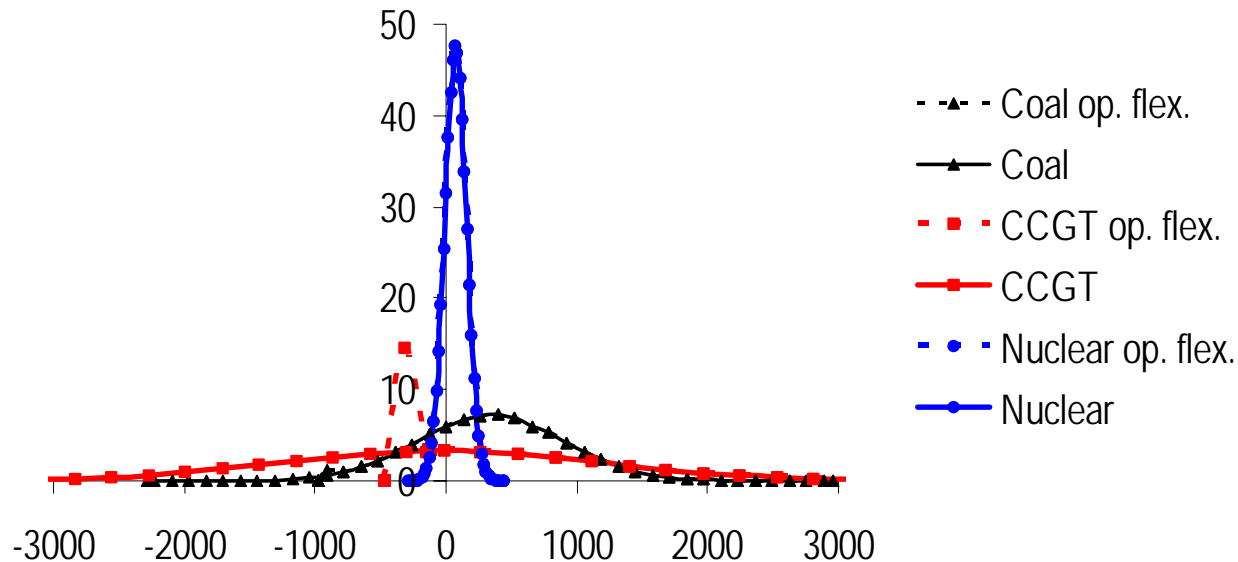
		Unit	Expected value	Standard deviation
Nuclear fuel price	Nuclear	€/Mbtu	0.4	0.15
Coal price	Coal	€/Mbtu	2	1.0
Gas price	CCGT	€/Mbtu	5.8	2.9
Carbon Price	All	€/tonne CO2	10	4.6
Electricity price	All	€/cents/K Wh	5.5	1.8

! Modèle volontairement simplifié !

- ⇒ La corrélation entre les prix des combustibles / elec. / CO2 est un paramètre important
- ⇒ Hypothèse de travail à 0.5, étude détaillée à suivre
- ⇒ 3 études de cas "polaires" avec ou sans contrats de long terme à prix fixes

Etude de cas N.1: Impact du risque des prix combustibles & CO2 – électricité vendue à prix fixe par contrat LT

NPV (€million/GW) probability distribution
Fuel price risk - fixed electricity price
(in 10^{-4} for 100 000 simulations)

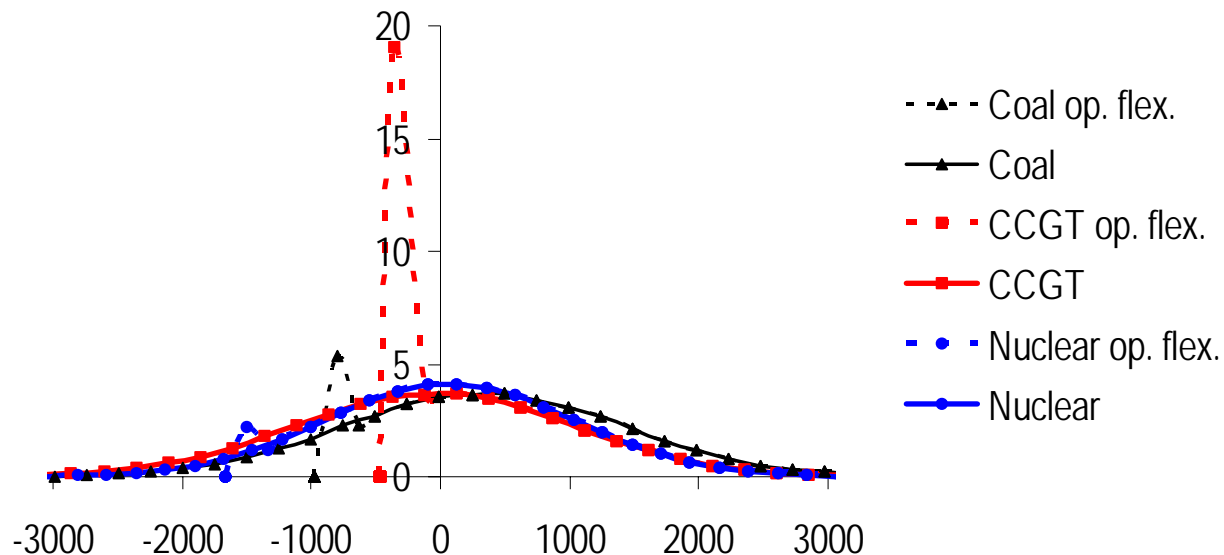


- CCGT beaucoup plus exposée aux variations de prix du fuel (gaz)
- Standard déviation de la VAN: CCGT 1211 €million/GWe, charbon 556 €million/GWe, nucléaire 84 €million/GWe
- Flexibilité contractuelle de revente du gaz limite les pertes potentielles de la CCGT

Etude de cas N.2:

Impact du risque de prix électricité et CO2 – combustible à prix fixe par contrat LT

NPV (€million/GW) probability distribution
Electricity price risk - fixed fuel price
(in 10^{-4} for 100 000 simulations)

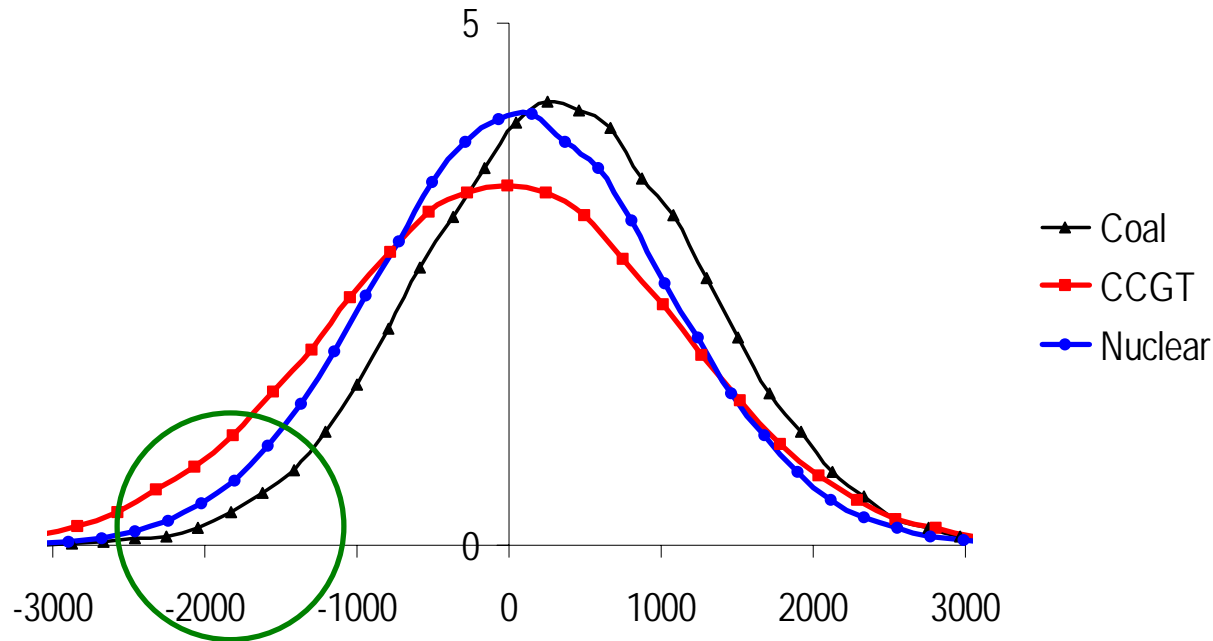


- La flexibilité opérationnelle / contractuelle (interruption de production pour revendre le gaz) est beaucoup plus efficace pour limiter les pertes de la CCGT du fait du plus fort ratio coût variable / coût fixe: percentile à 5% de la VAN:

- CCGT de -1817 à -474 €million/GWe
- Charbon de -1432 à -976 €million/GWe
- Nucléaire stable à -1511 €million/GWe

Etude de cas N.3: Impact des risques de prix combustibles, élect. & CO2 – **sans flexibilité**

NPV (€million/GW) probability distribution
(in 10^{-4} for 100 000 simulations)



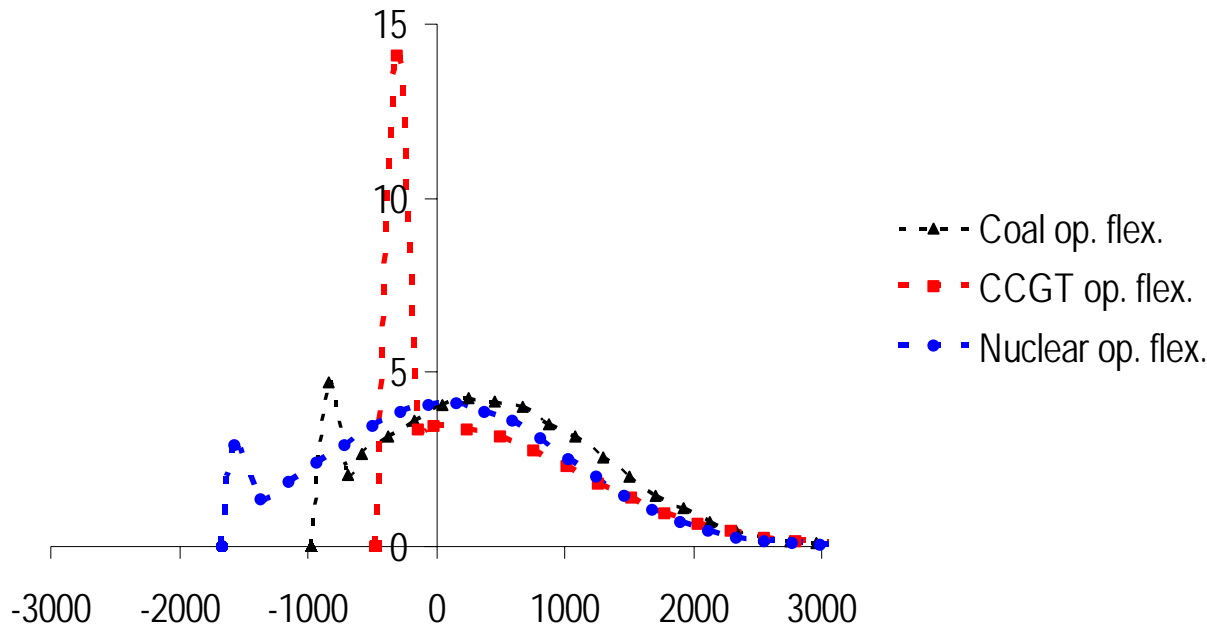
⇒ Profils de risque / retour sur investissement similaires si l'on ne tient pas compte de la flexibilité contractuelle et opérationnelle des CCGT – et avec une corrélation prix elec.&gaz = 0.5

⇒ Les cas de forte perte correspondent à la conjonction (improbable) de prix du gaz élevés et de prix de l'électricité faibles

Etude de cas N.3:

Impact des risques de prix combustibles, élect. & CO2 – avec flexibilité

NPV (€million/GW) probability distribution
(in 10^{-4} for 100 000 simulations)

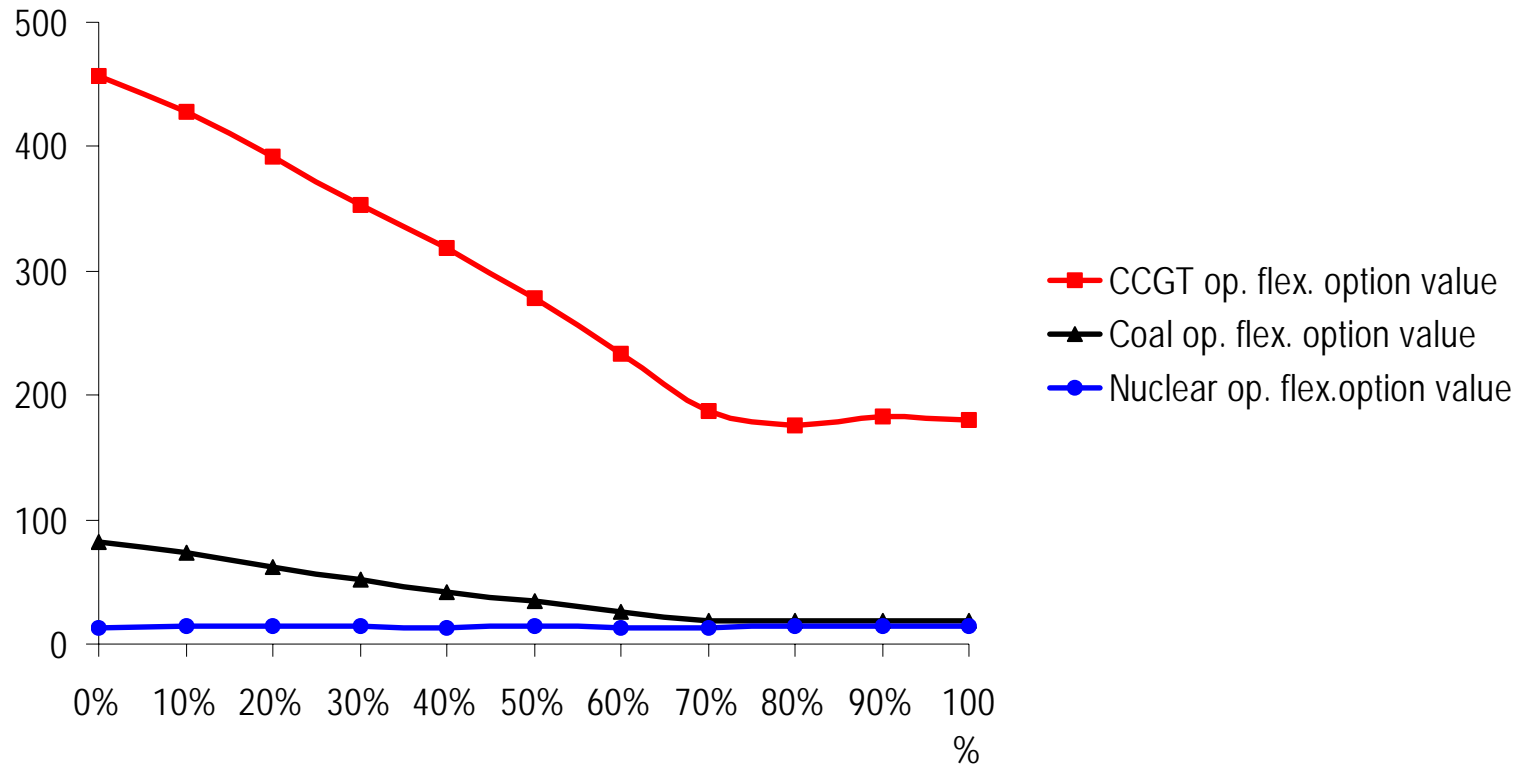


- La flexibilité opérationnelle est bien plus efficace pour limiter les pertes des CCGT que des autres technologies
- ⇒ **Pour un nouvel entrant non intégré, la technologie CCGT présente le plus de potentiel "intrinsèque" de limitation de l'exposition aux risques de marchés**

Etude de cas N.3:

La valeur de la flexibilité opérationnelle dépend du **degré de corrélation** entre prix fuel / électricité

Operating flexibility option value (€million/GW) vs. Correlation btw. Elec. & gas prices - 10% discount rate



- La valeur associée avec le flexibilité contractuelle et opérationnelle des CCGT peut représenter une part très importante de la valeur totale de l'investissement

Plan

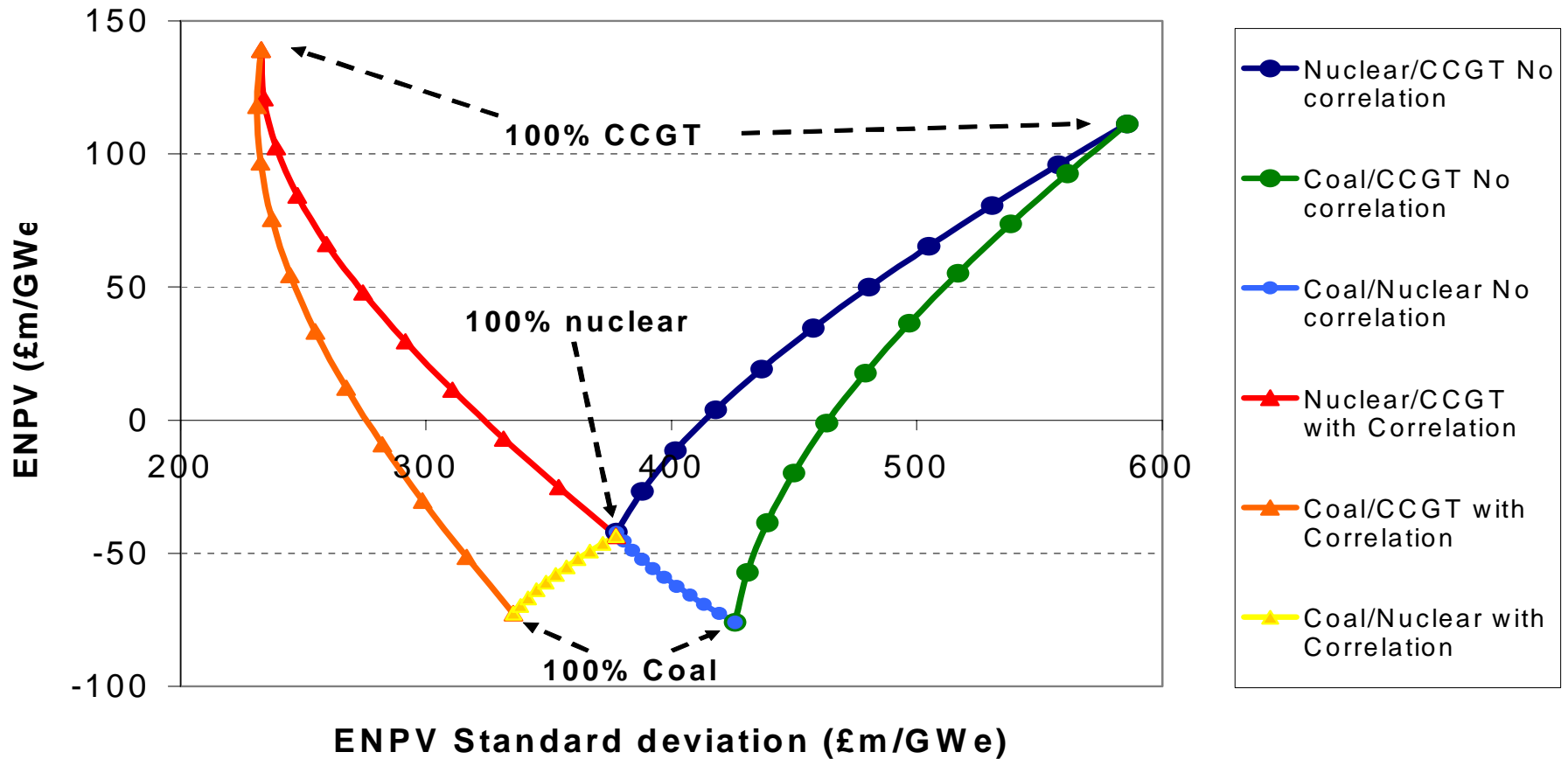
Choix technologiques et répartition des risques d'investissement:

1. Arrangements contractuels *verticaux* – l'impact des contrats de long terme pour un nouvel entrant
2. Diversification « *horizontale* » du portefeuille de centrales

Diversification “horizontale” des risques

- En plus d’une assise financière solide, un parc existant de centrales permet de diversifier l’exposition aux risques de prix des combustibles / CO2
- Une approche “portefeuille” permet d’optimiser le profil de risque / retour sur investissement du mix de production
- La théorie du portefeuille de Markowitz (1952) peut être appliquée aux actifs réels de production électrique

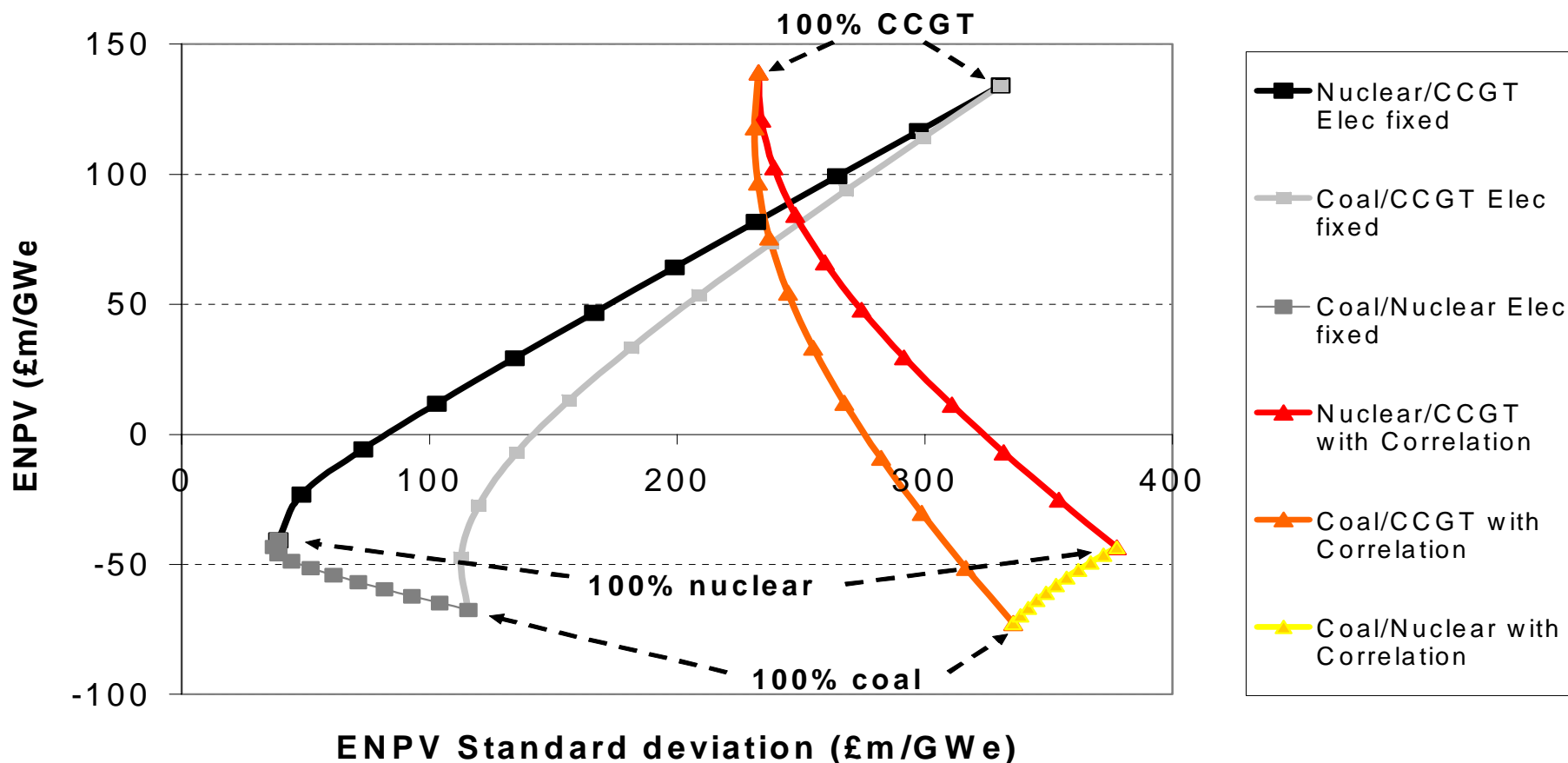
Portefeuilles optimaux de centrales nucléaires & charbon & CCGT avec et sans corrélation entre prix élec. / combustible / CO2 en l'absence de contrats de LT



- En l'absence de contrats de LT, la corrélation observée sur le marché UK entre prix gaz / élec. CO2 réduit la part du nucléaire et du charbon dans les portefeuilles optimaux

Portefeuilles optimaux de centrales nucléaires & charbon & CCGT avec et sans corrélation entre prix élec. / combustible / CO2

avec contrats de vente d'électricité de LT



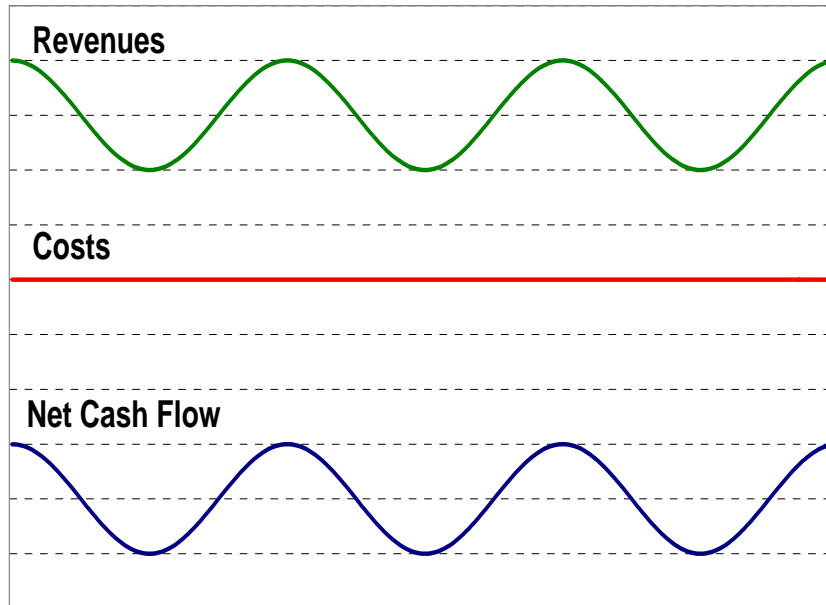
- Des contrats de vente de LT d'électricité à prix garanti rétablissent une attractivité forte du nucléaire et charbon en complément des centrales au gaz

Conclusion 1:

Pour un acteur non intégré verticalement ni horizontalement, le CCGT est la technologie la moins risquée intrinsèquement

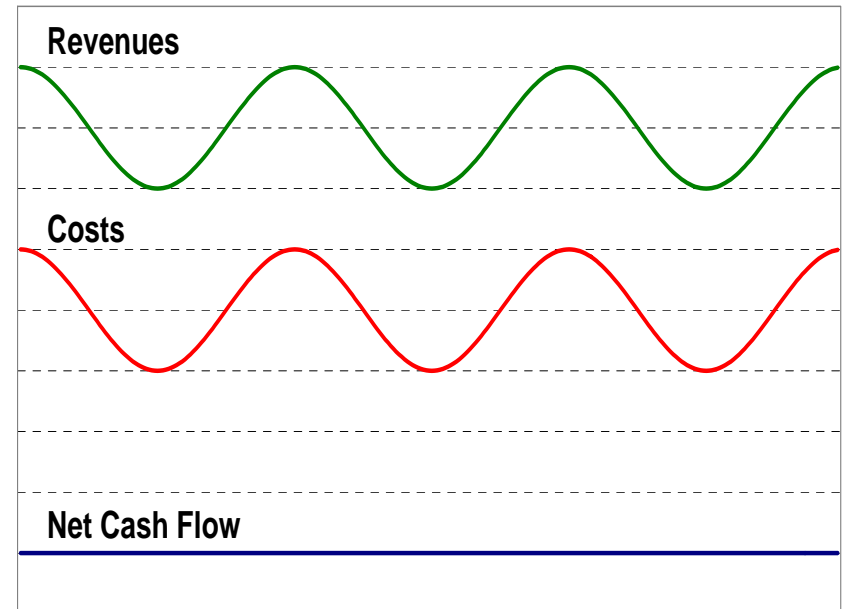
- L'exploitant de CCGT peut *s'auto-protéger* des risques de marché en exploitant:
 - La forte corrélation des prix de l'électricité et du gaz
 - La flexibilité opérationnelle et contractuelle des contrats d'approvisionnement en gaz / de fourniture d'électricité et les possibilités d'arbitrage entre ces deux marchés
- Le caractère auto-protégé de la technologie CCGT est renforcé par une proportion croissante de centrales au gaz dans le mix d'un marché
 - Ce qui renforce la corrélation entre prix du gaz et prix de l'électricité

Cash flows centrale nucléaire



Time

Cash flows CCGT



Time

Conclusion 2:

Une intégration verticale et / ou horizontale permet de recréer les conditions d'attractivité de technologies plus intensives en capital (nucléaire et charbon)

- **La structure industrielle est donc un déterminant clé:**
 - de l'attractivité relative de différentes technologies de production électrique
 - du mix de production optimal d'un électricien
- **Des arrangements institutionnels et / ou contractuels innovants permettent de recréer les conditions de transferts d'une partie des risques d'investissement aux consommateurs:**
 - Contrats de fourniture de LT
 - Consortium d'acheteurs – investisseurs (cas de l'EPR Finlandais)
- **Ces résultats mettent en doute la possibilité que l'agrégation de portefeuilles de production de producteurs en compétition dans un marché libéralisé débouche sur un mix de production optimal au niveau du pays:**
 - Biais introduit en faveur des technologies faiblement intensives en capital
 - La technologie au combustible marginal sur le marché (par ex. gaz) bénéficie d'un effet auto-entretenu de réduction de la volatilité du cash flow

Merci de votre attention!

fabien.roques@gmail.com

Références:

Fabien A. Roques, David M. Newbery, William J. Nuttall (2007). Fuel mix diversification incentives in liberalized electricity markets: A Mean–Variance Portfolio theory approach. *Energy Economics*, Vol 30/4 pp 1831-1849. DOI information: 10.1016/j.eneco.2007.11.008

Also available as working paper EPRG 06/26:

<http://www.electricitypolicy.org.uk/pubs/wp/eprg0626.pdf>

Fabien A. Roques (2008). Technology Choices for New Entrants in Liberalised Markets: The Value of Operating Flexibility and Contractual Arrangements. *Utilities Policy*, in Press.

Also available as Working Paper EPRG 07/26:

<http://www.electricitypolicy.org.uk/pubs/wp/eprg0726.pdf>