

DE LA RECHERCHE À L'INDUSTRIE



[www.cea.fr](http://www.cea.fr)

# ÉCONOMIE DES DIFFÉRENTES OPTIONS DU NUCLÉAIRE DE LONG TERME

Thierry Duquesnoy,

DEN / DANS / I-tésé

Institut de Technico-Économie des Systèmes Énergétiques

[Thierry.duquesnoy@cea.fr](mailto:Thierry.duquesnoy@cea.fr)

CNRS, 2<sup>ième</sup> rencontre du cycle : « La transition énergétique en France, une cartographie des enjeux et des controverses »

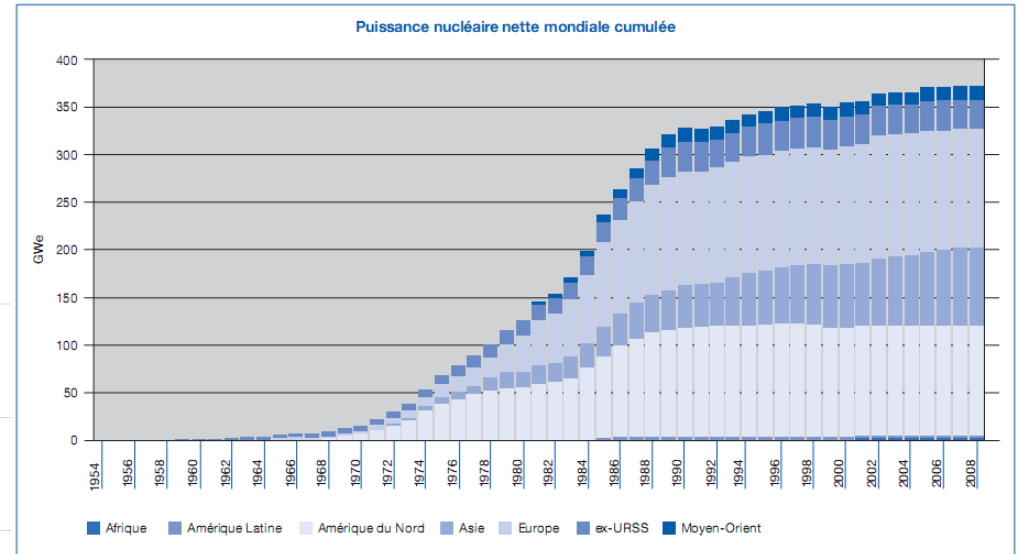
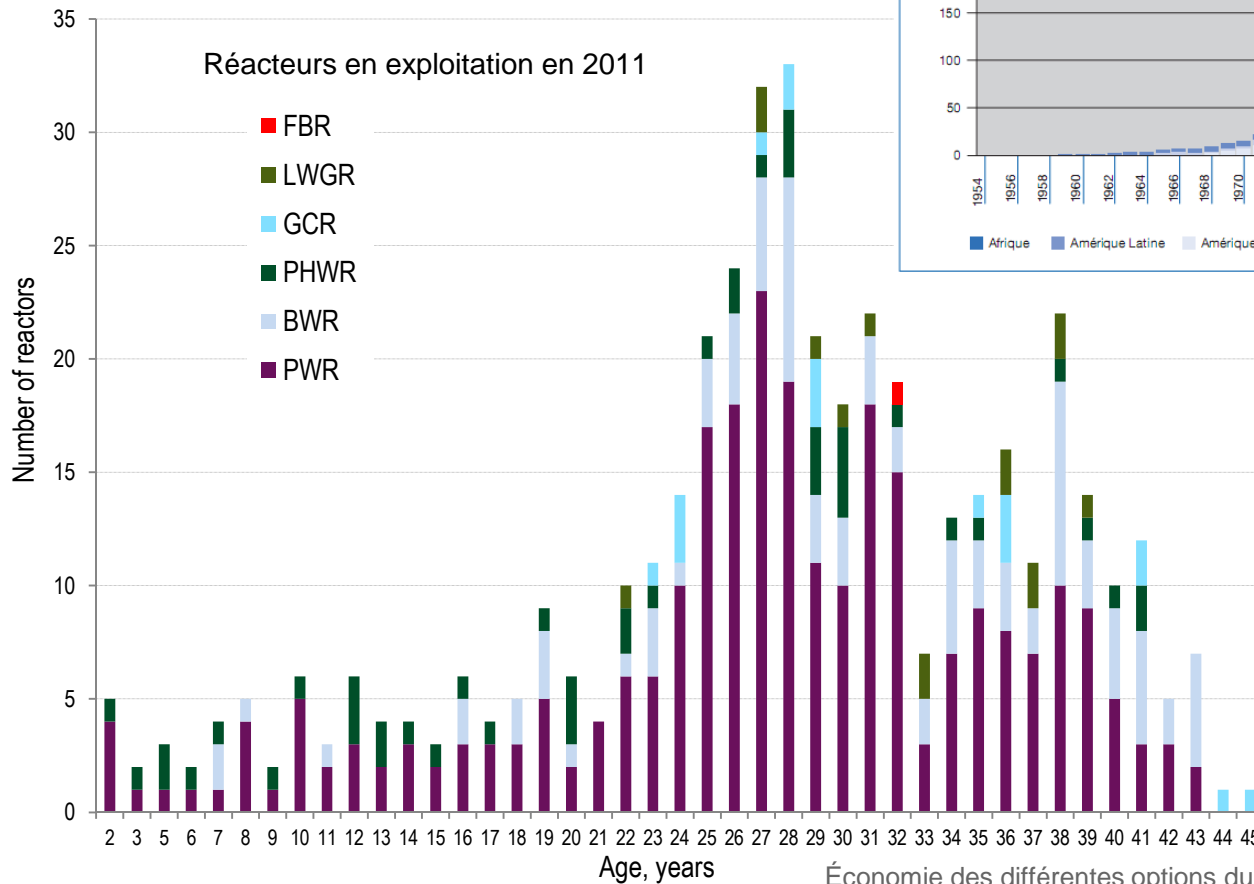
**le 22 octobre 2013**

**LE PRÉSENT**

**GÉNÉRATION II**

## ■ Parc mondial :

- 433 réacteurs,
- Fort développement 1970-1990
- Croissance en Asie



## ■ Expérience :

- 14 000 ans.réacteurs
- Études et surveillance du vieillissement des composants

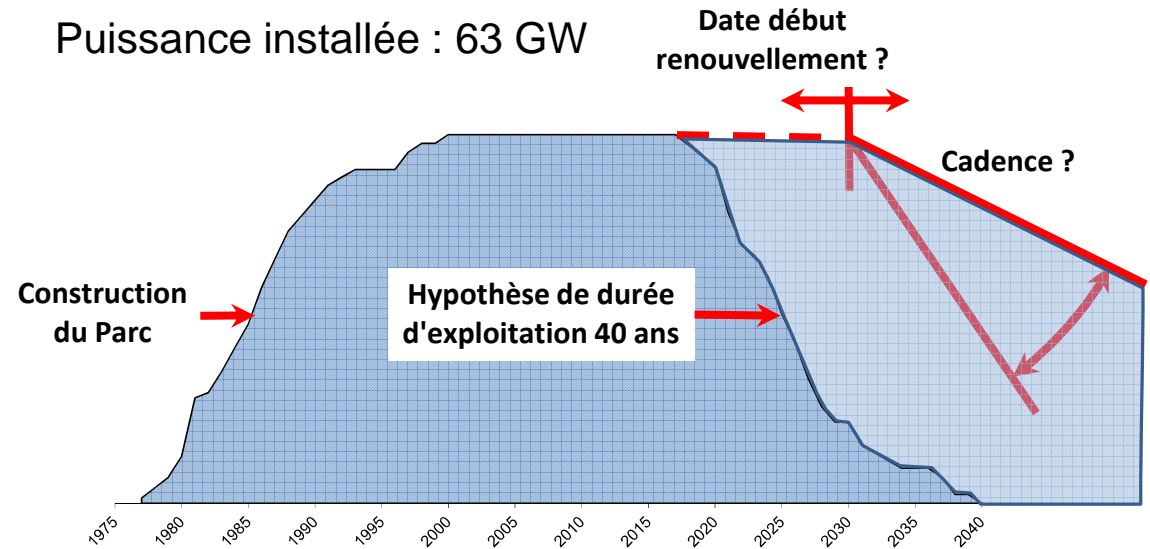
## ■ Parc français :

- 58 réacteurs, âge de 14 à 36 ans
- Intégration du retour d'expérience français et international
- Programmes jeunesse et post-Fukushima en cours

## ■ Temps caractéristiques :

- Quelques mois à années pour la prise en compte du retour d'expérience
- 40 à 60 ans d'exploitation pour les réacteurs de puissance (inspection et réexamen de sûreté tous les 10 ans)
- 5 à 10 ans pour la construction d'un réacteur
- 10 ans pour le retour d'expérience d'un prototype ou d'une tête de série
- Quelques dizaines d'années pour le développement d'une filière

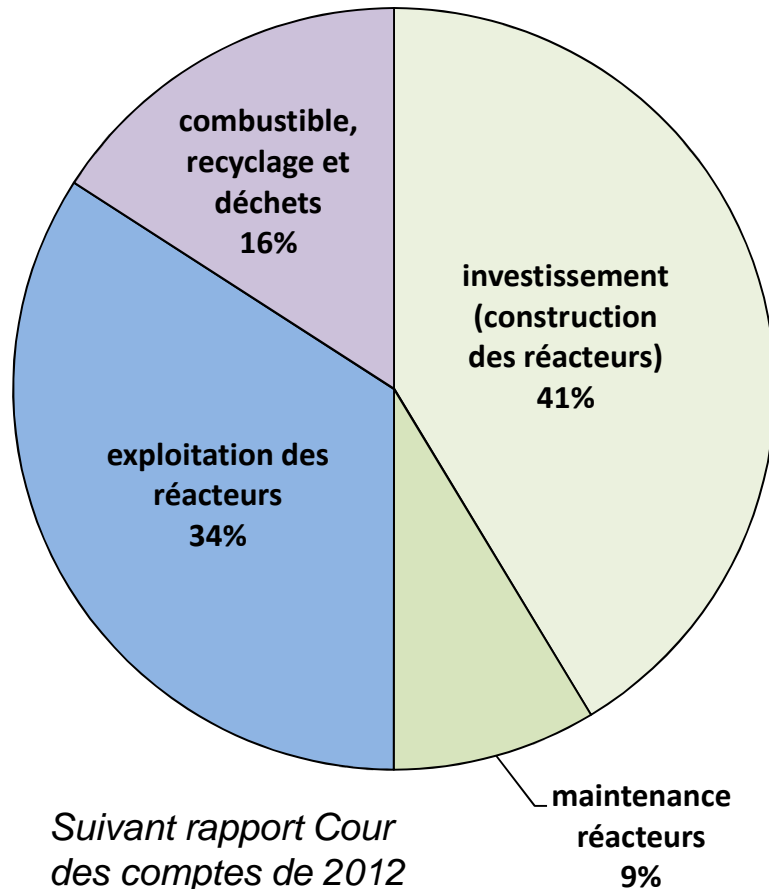
⇒ **Les évolutions d'un parc s'étudient à l'échelle du siècle**



## COÛT DE PRODUCTION DE LA GÉNÉRATION II

- Le coût de production pour le parc actuel (génération II) :
    - Est de **50 €/MWh** aux conditions économiques de 2010,
    - Passera à environ **55 €/MWh** par effet du programme de jeunesse et des dispositions post-Fukushima.
  
  - Il résulte d'un développement basé sur :
    - **Stratégie industrielle** d'ensemble,
    - **Répartition claire des rôles** entre les différents acteurs,
    - **Opérateur unique** (rationalisation de l'organisation et standardisation),
    - **Déploiement par paliers** générant économies d'échelle et progrès :
      - Amortissement des effets de têtes de série des paliers CP0, CPY, P4 et N4,
      - Gains par effet de taille 900, 1300, 1450 MWe,
      - Effet de série dans la réalisation de chaque palier,
    - **Duplication d'unités sur un même site.**
- ⇒ Le nucléaire de génération II, en France, illustre la mise en place efficace d'une filière**

## COÛTS DE PRODUCTION DE LA GÉNÉRATION II



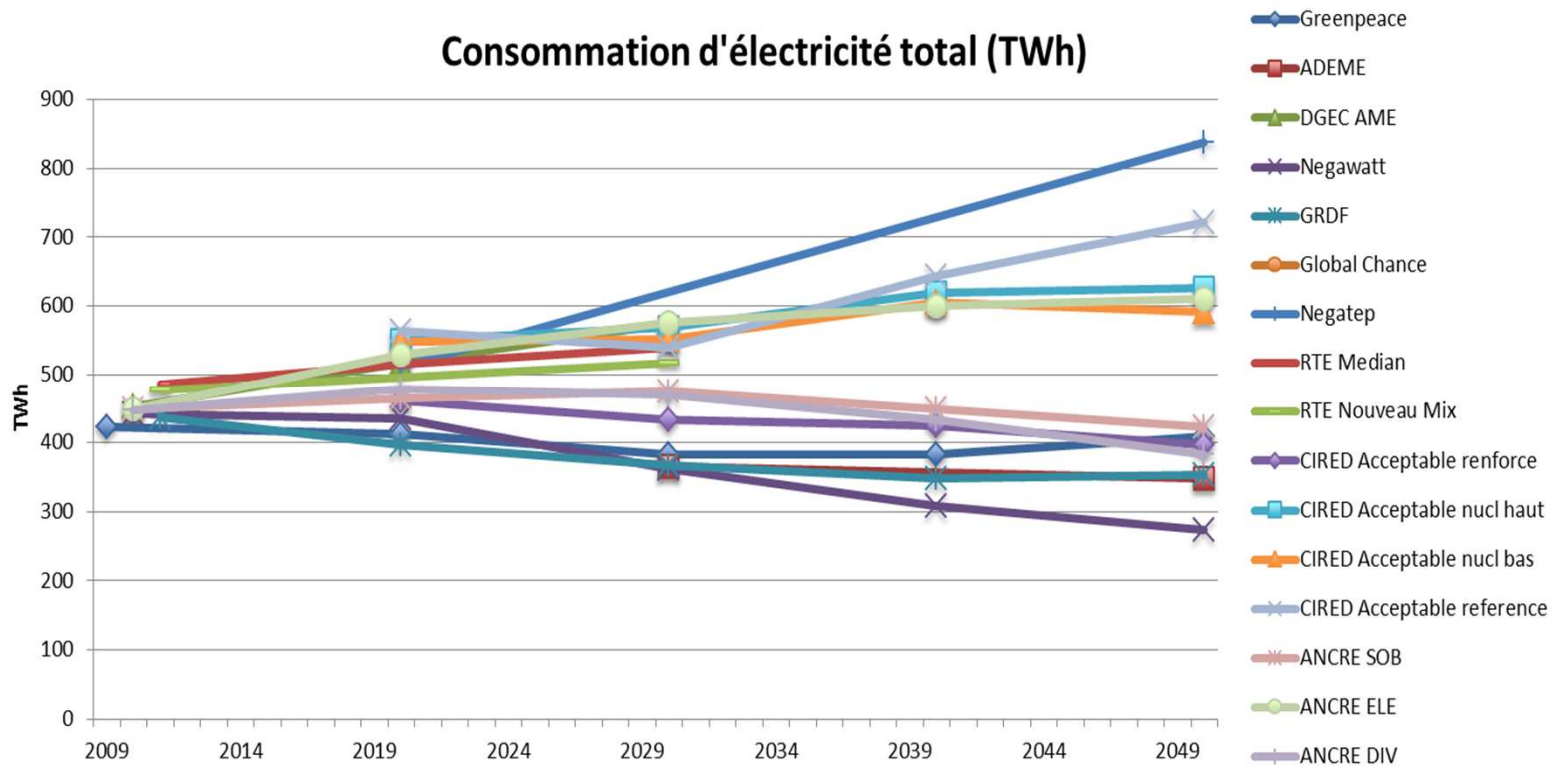
- Les coûts du nucléaire actuel sont maîtrisés.
- L'étude OCDE/AEN de 2012 (post-Fukushima) :
  - Confirme l'intérêt de prolonger l'exploitation des réacteurs existants,
  - y compris en France où les coûts de jouvence et dispositions post-Fukushima sont les plus élevés dans le monde avec 1 Md€ par GW électrique installé.

⇒ **Autour de 55 €/MWh, contre environ 70 €/MWh pour le gaz, le parc actuel est très compétitif**

**LE FUTUR PROCHE**

**GÉNÉRATION III**

# PROSPECTIVE DES BESOINS EN ÉLECTRICITÉ DANS LES DIVERS SCÉNARIOS DU DNTE



■ À l'horizon 2050 en France : une perspective entre -30% et +80% des besoins en électricité,

⇒ **Tendance générale à l'augmentation de la production pour participer à l'augmentation de l'efficacité globale**



# DÉTERMINANTS DE LA PLACE DU NUCLÉAIRE DANS LE MIX ÉLECTRIQUE DU FUTUR

## ■ Les orientations politiques définies par rapport :

- Aux engagements internationaux génériques :
  - Réduction des émissions de CO2 (facteur 4, 450 ppm, ...),
  - Règle des 3x20 en 2020 (et au-delà) du plan énergie-climat européen.
- Aux objectifs nationaux :
  - Grenelle et engagements post-Grenelle (mesures techniques supplémentaires pour atteindre les objectifs de 2020),
  - Les engagements du gouvernement actuel :
    - part du nucléaire,
    - rénovation et construction des logements neufs, ...

## ⇒ Dispositions réglementaires, fiscales, économiques en place

## ■ La performance économique :

- Coûts de production de l'électricité par les différentes énergies,
- Coûts induits sur le réseau (back-up, renforcement) et entre les énergies.

## ⇒ Maintien de la compétitivité de l'électricité française

# QUELS CRITÈRES POUR ÉVALUER LES CHOIX ? (EX DES SCÉNARIOS DE L'ANCRE)

Évaluation  
Micro &  
Macro  
économique

## ■ Indicateurs/critères économiques :

- Coûts de référence des filières et coût moyen du parc
- Emploi (direct, indirect et induit)
- Balance commerciale (matières premières, équipements et services)
- Prix de l'énergie au consommateur (industrie et ménages)
- Trajectoire d'investissement et modalités de financement
- Endettement public (tenant compte des recettes fiscales et du financement)

Environnement  
Climat

## ■ Indicateurs/critères environnementaux :

- Environnement local (pollution atmosphérique, eau, sol)
- Risques industriels et accidentels (y.c. terrorisme)
- Environnement global (CO<sub>2</sub>, CH<sub>4</sub>)
- Emprise sur les sols et biodiversité
- Ressources naturelles et matériaux stratégiques
- Vulnérabilité aux crises géopolitiques

Évaluation  
Économique  
de la R&D  
Prospective

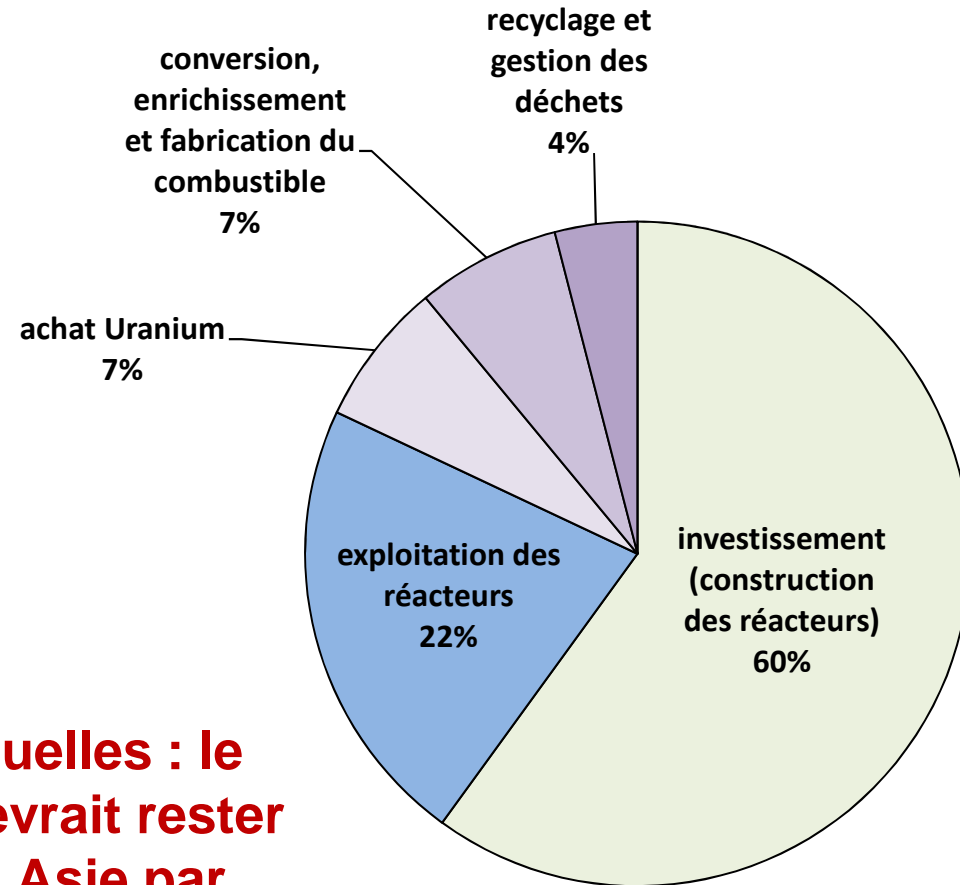
## ■ Indicateurs/critères science et technologie :

- Maturité des technologies (disponibilité, coût, capacités industrielles)
- Besoins en R&D (roadmaps, structurations des programmes, financement)
- Projets pilotes et de démonstration
- Instruments à long terme d'incitation (tarif de rachat, appels d'offres, ...)
- Stratégie de diffusion des innovations auprès des consommateurs
- Articulation développement technologique – développement industriel

- **L'EPR est le modèle de génération III le plus avancé :**
    - Europe, OL3 et FLA3 ont des coûts de construction élevés, environ 8 Md€, **liés aux effets de têtes de série industrielle,**
    - Chine, les 2 EPR de Taishan bénéficient du retour d'expérience, la réduction des durées de construction reflète la réduction des coûts.
    - Caractéristiques principales :
      - Capacité de 1630 MWe,
      - Disponibilité de 92%,
      - Dimensionnement pour 60 ans d'exploitation.
  - D'autres types de réacteurs, de taille intermédiaire (ATMEA, AP1000, ...), voire de faible taille avec les SMR, complètent l'offre par rapport aux réseaux et critères de choix locaux.
- ⇒ Les têtes de série EPR montrent l'importance de la disponibilité de l'infrastructure industrielle sur les coûts de construction.**

# COÛT DE PRODUCTION DE LA GÉNÉRATION III

- CEA/I-tésé évalue le coût de production de l'EPR, déployé en série industrielle, **entre 60 et 75 €/MWh**
- Structure de coût du nucléaire de génération III →



⇒ **Suivant les estimations actuelles : le nucléaire de génération III devrait rester compétitif en Europe et en Asie par rapport au gaz et au charbon... qui devront supporter les pénalités carbone**

Source CEA/I-tésé

**LE LONG TERME**

**GÉNÉRATION IV**

# BESOINS MONDIAUX EN URANIUM

## ■ Besoins à court terme (générations II et III) :

- 65 000 t/an actuellement,
- valeur appelée à croître (notamment par le développement en Asie).

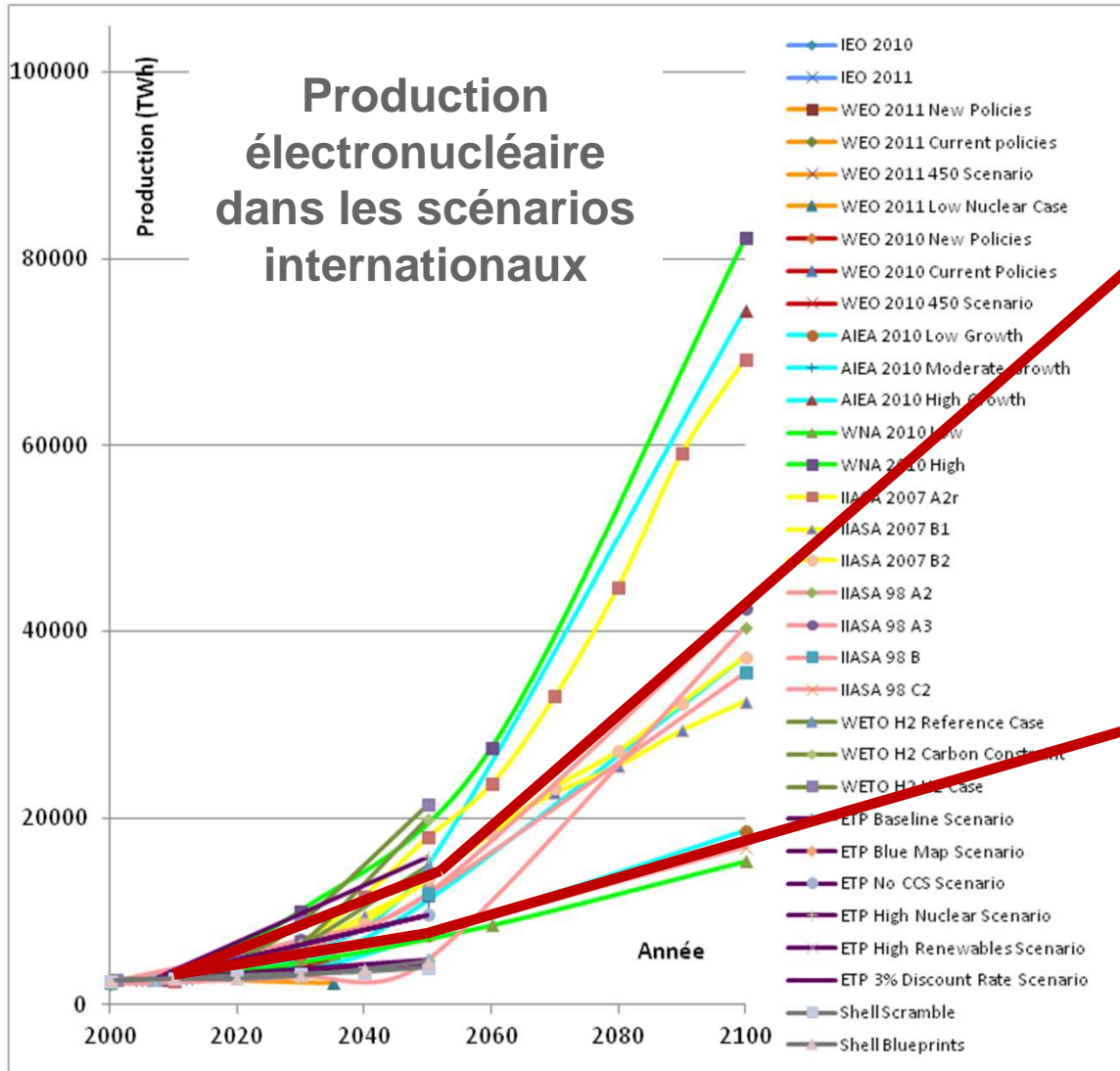
**⇒ 7 Mt d'uranium (à prix modéré) sont suffisantes pour un siècle si la croissance du parc nucléaire est modérée**

## ■ Besoins à long terme, la plupart des études prospectives internationales limitant les émissions de GES prévoient :

- Une croissance significative de la consommation électrique mondiale,
- Un développement du nucléaire en lien avec :
  - Sa compétitivité économique,
  - Ses faibles émissions de CO<sub>2</sub>,
  - Un effet à terme limité de Fukushima.

**⇒ Un simple doublement du parc mondial consommerait les 7 Mt d'uranium à prix modéré en 50 ans**

# PROSPECTIVE DE L'ÉLECTRONUCLÉAIRE

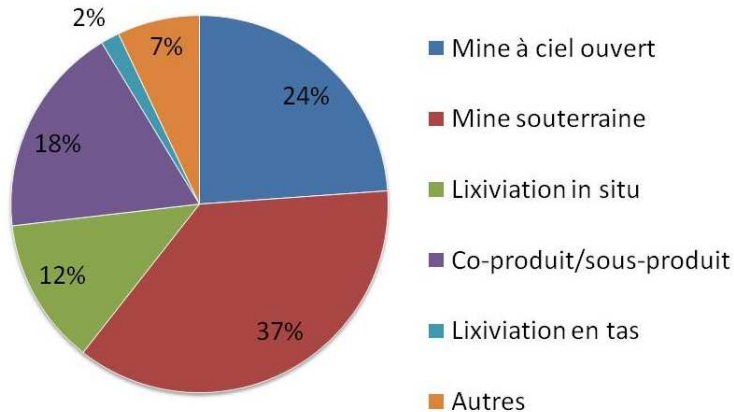


Scénarios IIASA (intermédiaires)				
	A2	A3	B	C2
<b>2010</b>	<b>2500 TWh nucléaires</b>			
<b>2030</b>	<b>X 1.2</b>	<b>X 2.8</b>	<b>X 2.4</b>	<b>X 2.0</b>
<b>2050</b>	<b>X 1.9</b>	<b>X 4.7</b>	<b>X 4.7</b>	<b>X 3.0</b>
<b>2150</b>	<b>X 30</b>	<b>X 29</b>	<b>X 23</b>	<b>X 10</b>

⇒ **Pour le long terme, un choix de filière en fonction des ressources en uranium**

- Ressources estimées en 2011 :
  - **7 Mt raisonnablement assurées ou présumées,**
  - **10 Mt pronostiquées ou spéculatives,**
  - **4 Mt non conventionnelles (phosphates).**

Ressources raisonnablement assurées (RRA)  
(<130 USD/kgU)  
par méthode de production



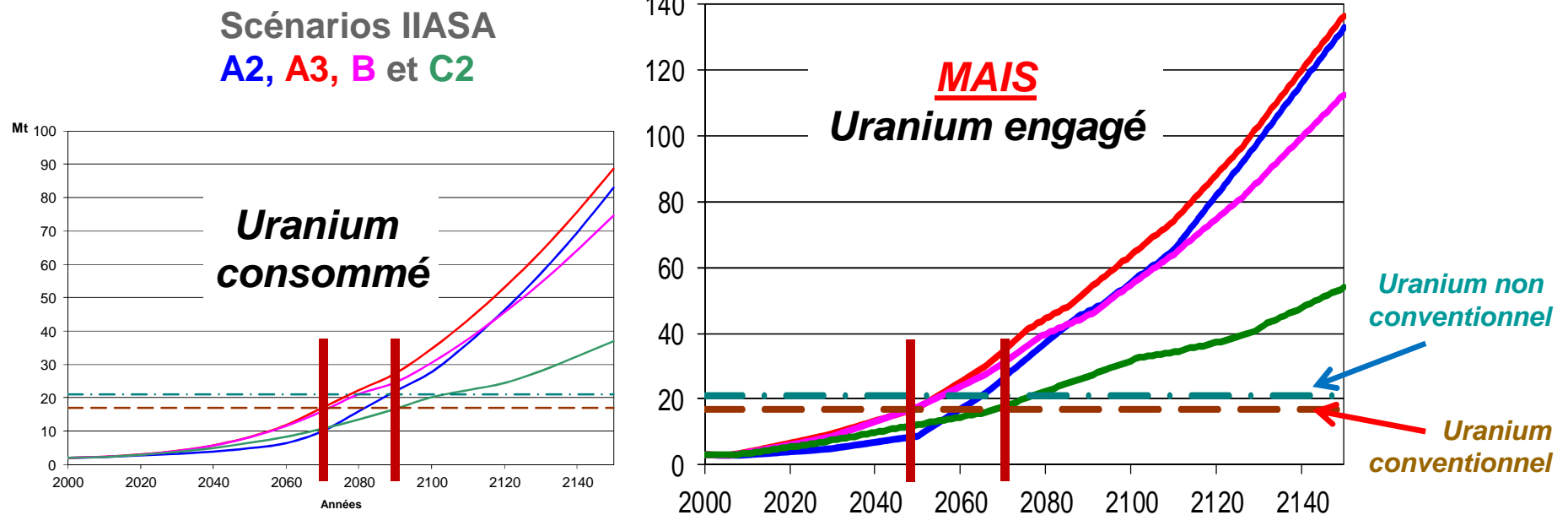
Nota :

- Des ressources très importantes dans l'eau de mer mais la faisabilité de l'extraction n'est pas acquise et son coût ne pourra qu'être très élevé,
- Le déstockage des matières militaires a perturbé le marché de l'uranium, il se termine.



# CONTRAINTES SUR LES RESSOURCES EN URANIUM

- Suivant les scénarios :
  - l'uranium conventionnel sera consommé à l'horizon 2070-2090,
  - mais il sera déjà engagé par les réacteurs en place d'ici 2050-2070.

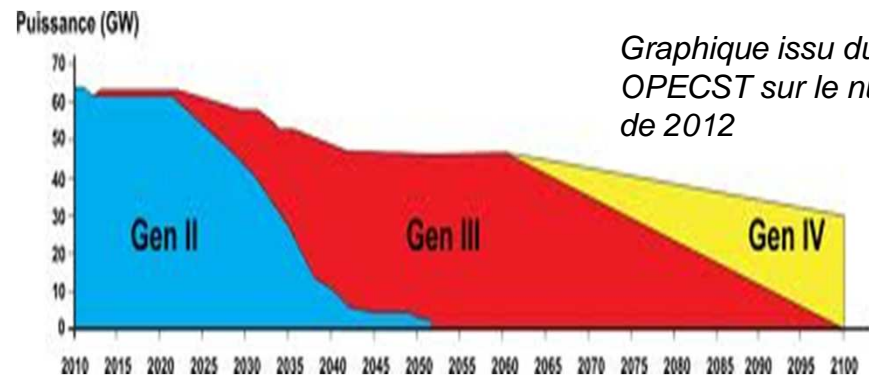
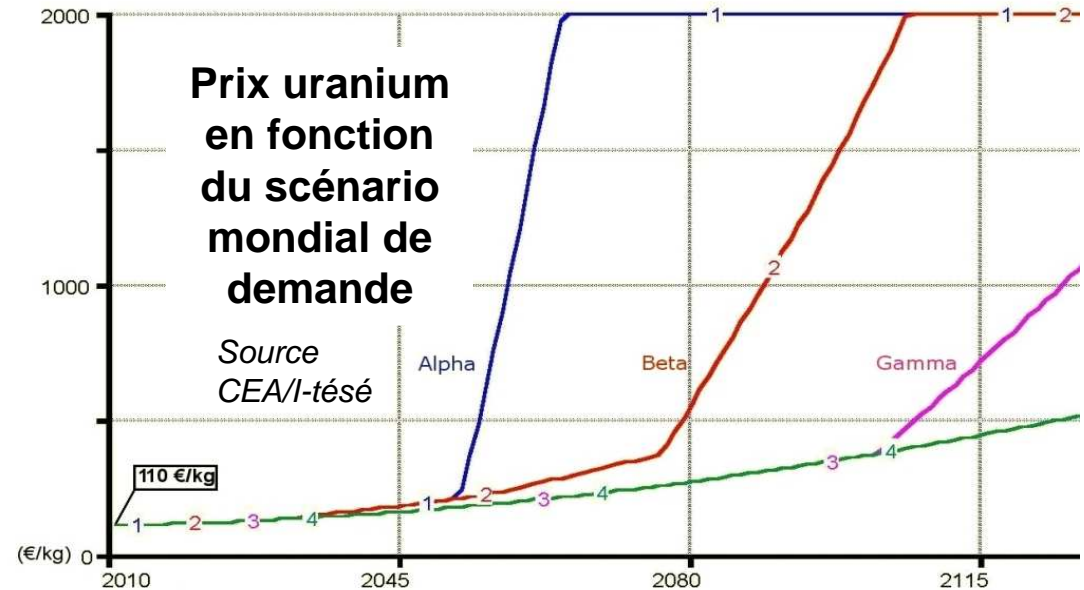


⇒ **Les RNR paraissent nécessaires dans la seconde moitié du siècle**

# DÉVELOPPEMENT DE GÉNÉRATION IV

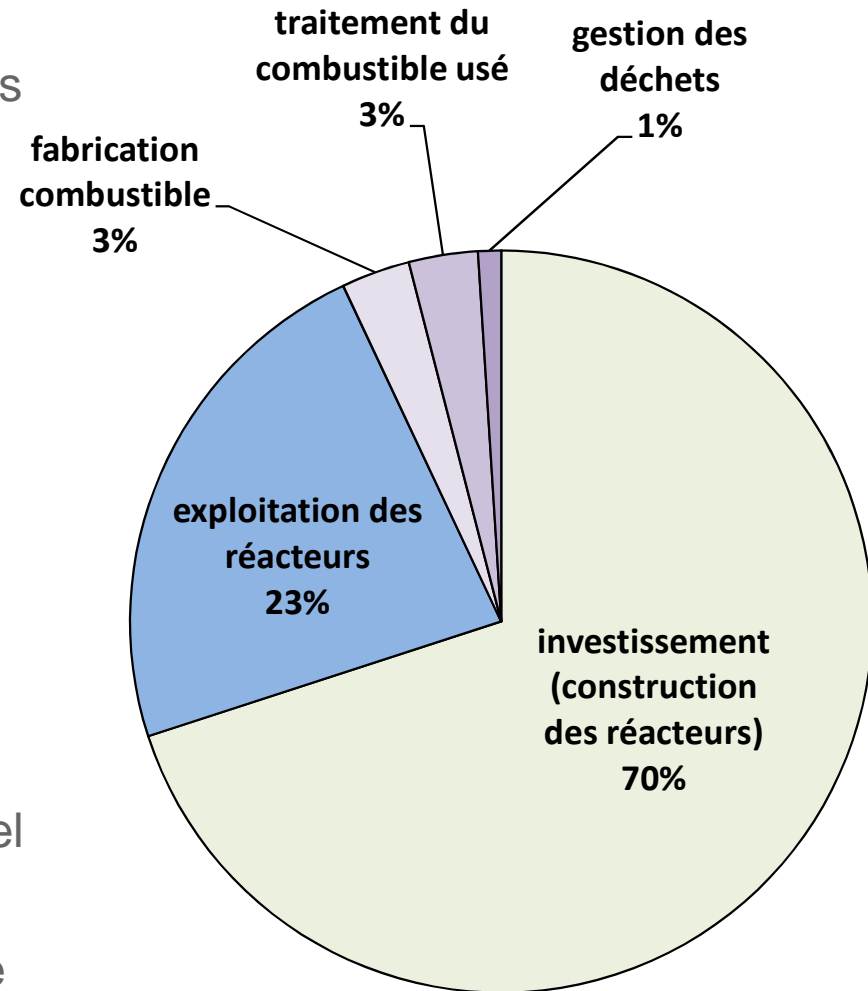
## ■ Transition vers un combustible Uranium appauvri – Plutonium dans un parc mixte entre REP et RNR :

- Optimiser l'utilisation de l'uranium naturel,
- Mettre en place la filière RNR,
- Amorcer le cycle Pu (réserve Uapp existe mais inventaire Pu à gérer).



# COÛT DE PRODUCTION DE LA GÉNÉRATION IV

- Coût de construction des réacteurs :
  - Plus élevé (~30%) que les REL dans l'hypothèse du déploiement d'une filière industrielle,
  - Tissu industriel à constituer avec le démonstrateur technologique Astrid puis les prototypes et tête de série.
- Coût d'exploitation relativement stable
- Part cycle du combustible et gestion des déchets plus faible que les REL
- Compétitivité économique : date en fonction du prix de l'uranium
- Prédicibilité des coûts si tissu industriel national
- Potentielle position de leader française si marché international

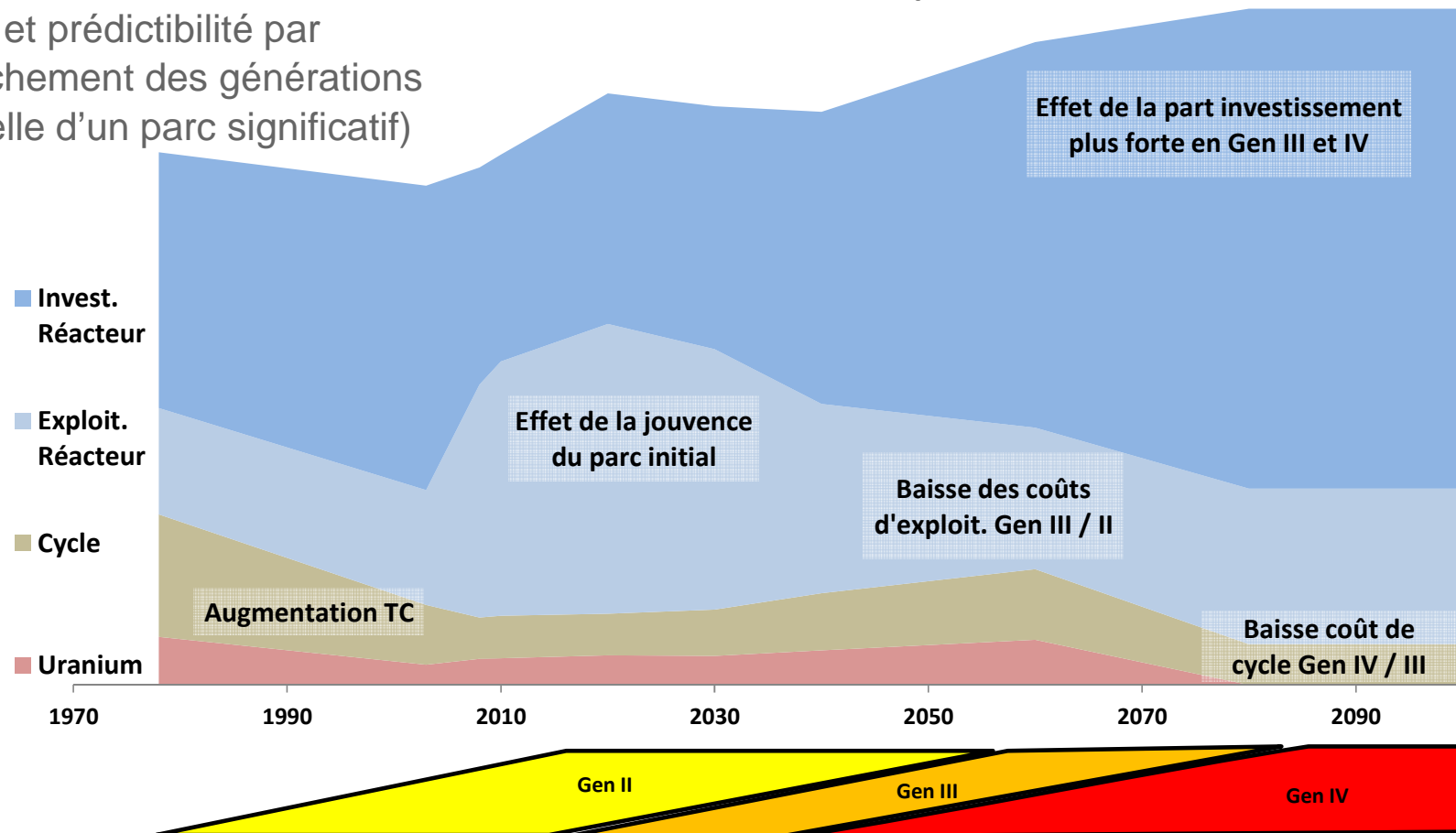


**CONCLUSION**

# UN SCÉNARIO D'ÉVOLUTION DU COÛT DE PRODUCTION NUCLÉAIRE AU XXIÈME SIÈCLE

## Evolution des structures du coût de production

Lissage et prédictibilité par chevauchement des générations (à l'échelle d'un parc significatif)



⇒ Une augmentation faible des coûts avec insensibilité au prix du CO2

# COMPÉTITIVITÉ DU NUCLÉAIRE DANS LES PROCHAINES DÉCENNIES

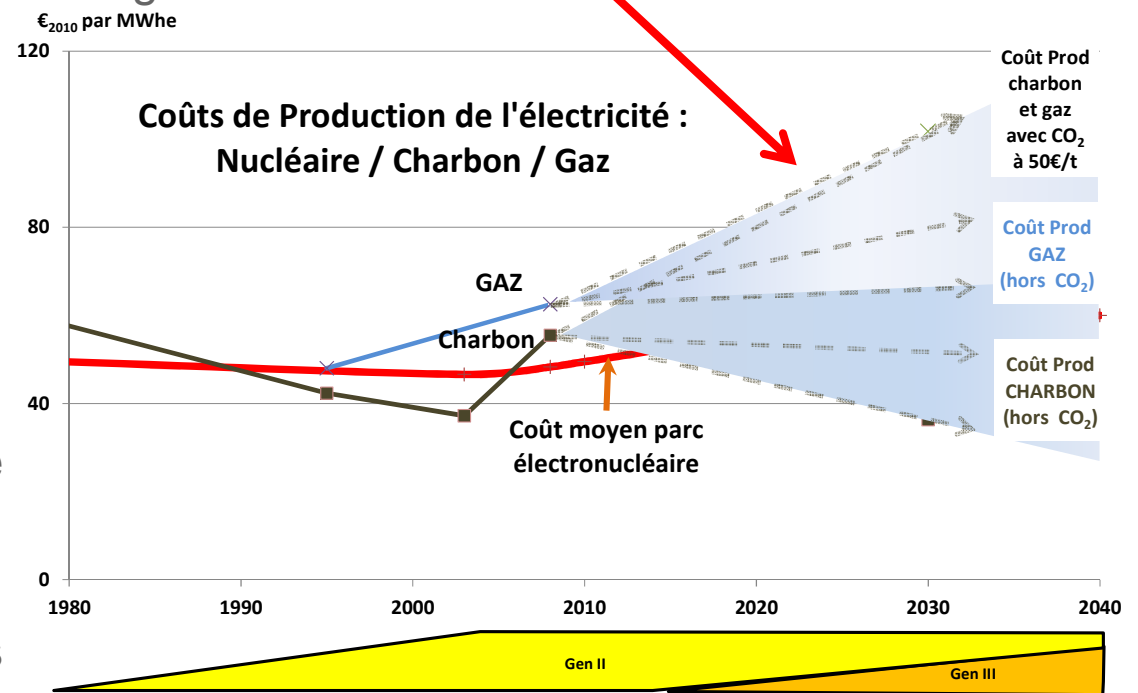
Le **nucléaire** REL (génération II&III) puis à terme RNR (génération IV) est :

■ **Dans la zone de compétitivité** avec moyens centralisés Gaz et Charbon, en Europe cela dépendra de :

- Durée de la bulle « gaz et huiles de roches mères »
- Politique menée par rapport aux émissions de CO<sub>2</sub>,
- Choix qui seront faits vis-à-vis du gaz.

■ **Probablement compétitif et complémentaire par rapport aux ENR** dont il permettra l'essor :

- Base stable
- Gestion de l'intermittence
- Contribution au cycle de vie du solaire du futur
- Production d'hydrogène et nouveaux usages possibles



## ■ Le nucléaire historique :

- Est un moyen de production très compétitif,
- Tempère les effets des marchés sur la balance commerciale,
- Présente des synergies avec le développement des EnR,
- Prépare les prochaines générations dont le développement de la production électrique mondiale pourrait avoir besoin.
- En sortir de façon « précipitée » serait onéreux et émetteur de CO<sub>2</sub>,

## ■ Les nucléaires du futur (génération III puis IV) :

- Se déclinent en un jeu ouvert de systèmes diversifiés
- Prennent en compte le retour d'expérience, sûreté accrue,
- Offrent des synergies vis-à-vis des autres énergies bas carbone,
- Offrent des marges de manœuvre au système énergétique,
- Présentent un coût de production prédictible.

⇒ **Maintenir les options ouvertes face à un avenir incertain**

⇒ **R&D pour être prêt à déployer des filières industrielles**

# ANNEXES



# RAPPORT DE LA COUR DES COMPTES SUR LES COÛTS DE LA FILIÈRE NUCLÉAIRE

- Ce rapport de janvier 2012 donne :
  - Les dépenses passées d'investissement,
  - Les frais de fonctionnement et d'achat de combustible de façon détaillée,
  - Différentes évaluations menées en fonction de l'objectif :

Résultats des différentes évaluations du coût du MWh en 2010 en fonction de l'objectif poursuivi	En € <sub>2010</sub>
- Le coût comptable, qui tient compte de l'amortissement du parc mais pas de la rémunération du capital	33,4 €/MWh
- Le coût de l'approche de la commission Champsaur, qui tient compte de l'amortissement du parc et de la rémunération du capital qui n'est pas amorti (objectif : calcul d'un tarif)	33,1 €/MWh
- Le coût courant économique (CCE), qui ne tient pas compte de l'amortissement du parc, qui rémunère le capital investi à l'origine en tenant compte de l'inflation (objectif d'un coût moyen de production sans référence historique).	49,5 €/MWh

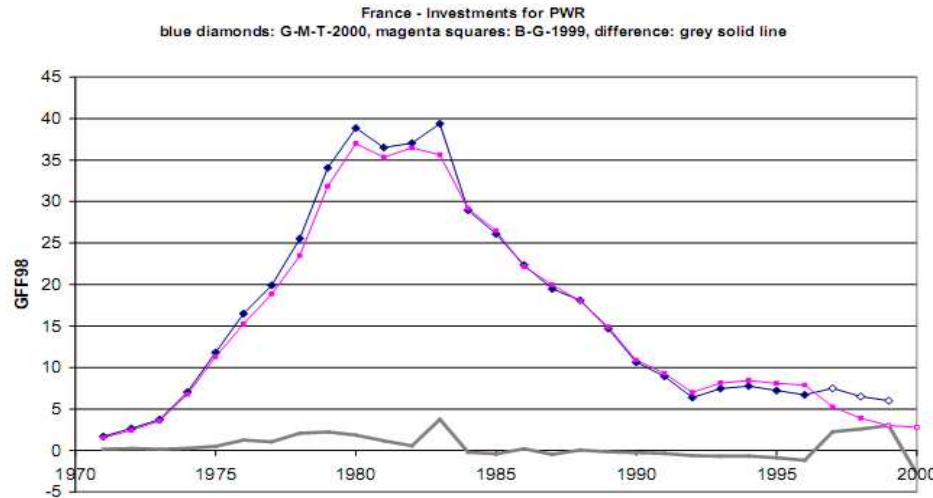
⇒ Les 2 premières méthodes (approches comptables) sont destinées à fixer un tarif de rachat dans le cadre de l'ouverture des marchés (ARENH).

⇒ La 3<sup>ème</sup> correspond au calcul économique tel que présenté précédemment.

Source : Cour des comptes

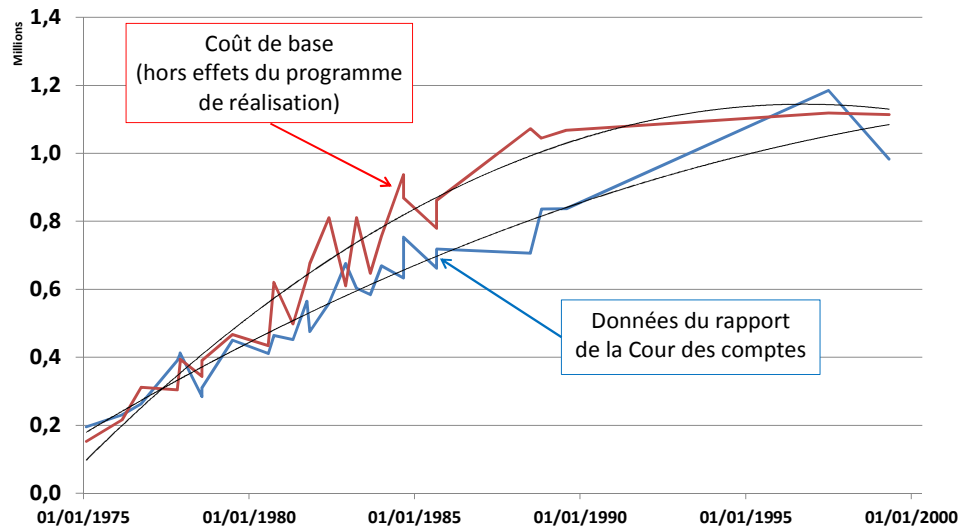
# COÛT DE CONSTRUCTION DU PARC HISTORIQUE

Cumul des dépenses de construction ⇨



Total de  
83 Md€<sub>2010</sub>  
Hors intérêts  
intercalaires

Coût direct de construction en Euros courants (M€/MW)



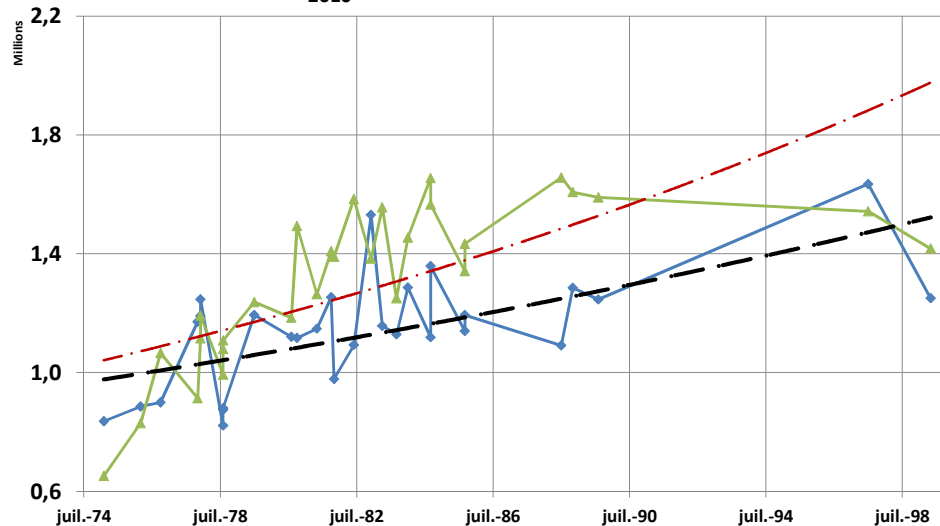
Coût de base  
hors effets du  
programme de  
réalisation ⇨

- surcoût tête de série de 35%
- coûts dans le rapport des tailles à la puissance 0,6
- Gain de 2% par paire de réacteurs
- Duplication sur un même site, 13% pour la 1<sup>ière</sup> paire et 30% pour la seconde.

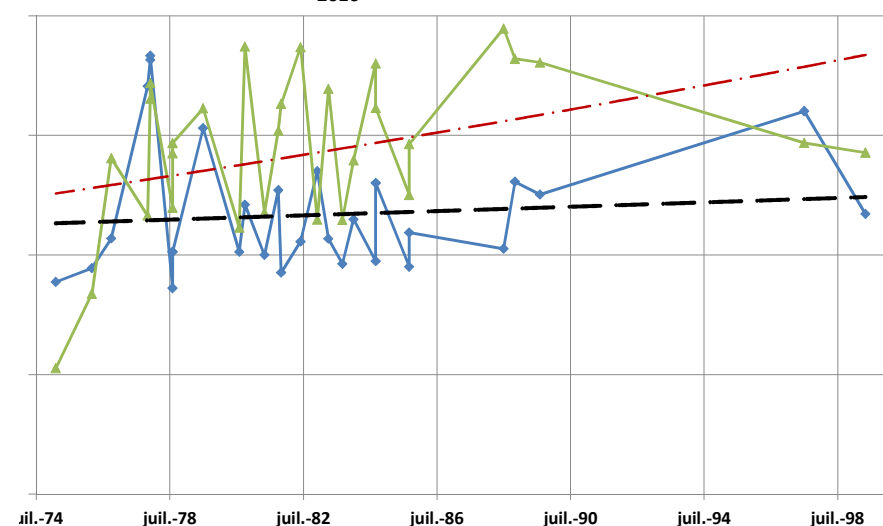
# ÉVOLUTION DES COÛTS DE CONSTRUCTION

- Dans le contexte de l'organisation industrielle française,  
 ⇒ L'évolution des coûts de construction a été maîtrisée.

Coût direct de construction en Euros constants  
 (M€<sub>2010</sub>/MW) Indice des Prix du PIB

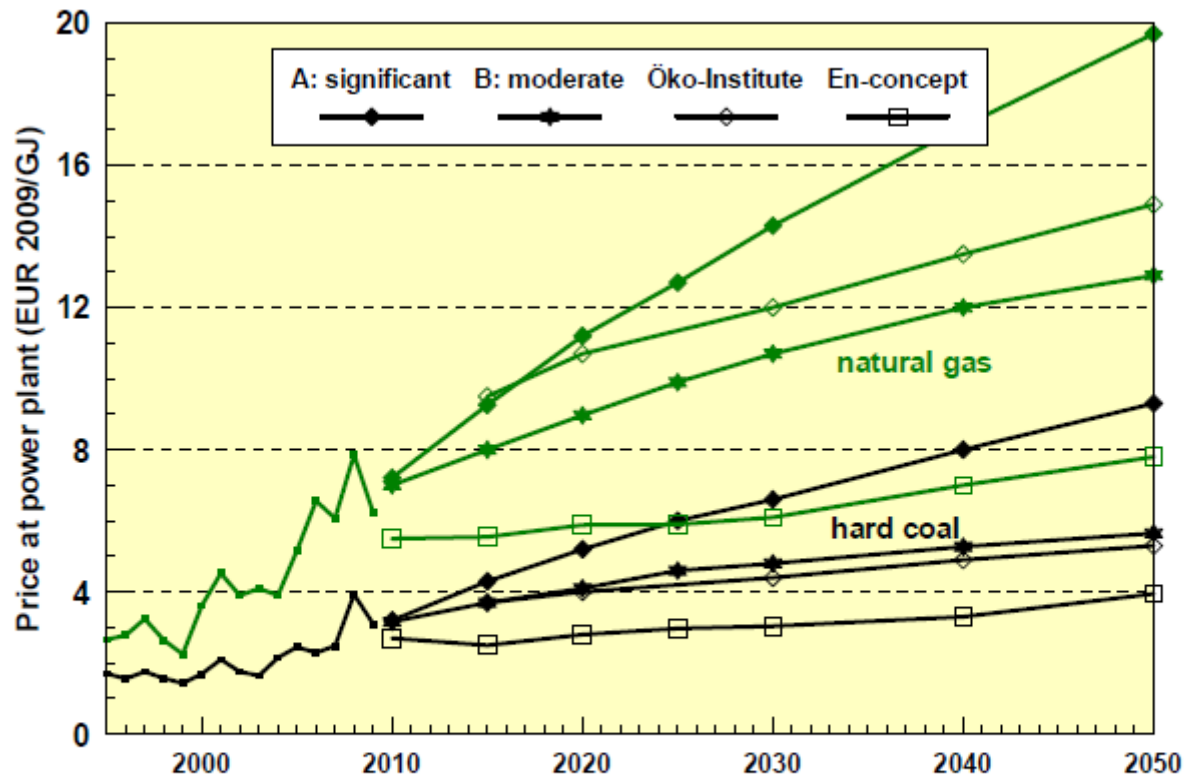


Coût direct de construction en Euros constants  
 (M€<sub>2010</sub>/MW) Indice TP01



- ⇒ Il y a une dérive des coûts liée à l'accroissement de la complexité (réglementation, sûreté, qualité) mais elle est restée modérée, environ 2% par an.

# LES PRIX DES COMBUSTIBLES FOSSILES VONT AUGMENTER FORTEMENT À LONG TERME



: Fuel prices free at power plant representing the price developments A and B of the Baseline Scenarios compared to assumptions of the Öko-Institut and the energy scenarios for the energy concept 2010 of the German government.

Prospective de prix réels par EWI & Prognos Hors prix CO2!