

# Optimisation de l'équilibre offre-demande, rôle des interconnexions et impact de l'arrêt du nucléaire allemand pour EDF

*07 juin 2011*

**Philippe TORRION**

Directeur Optimisation Amont/Aval et Trading



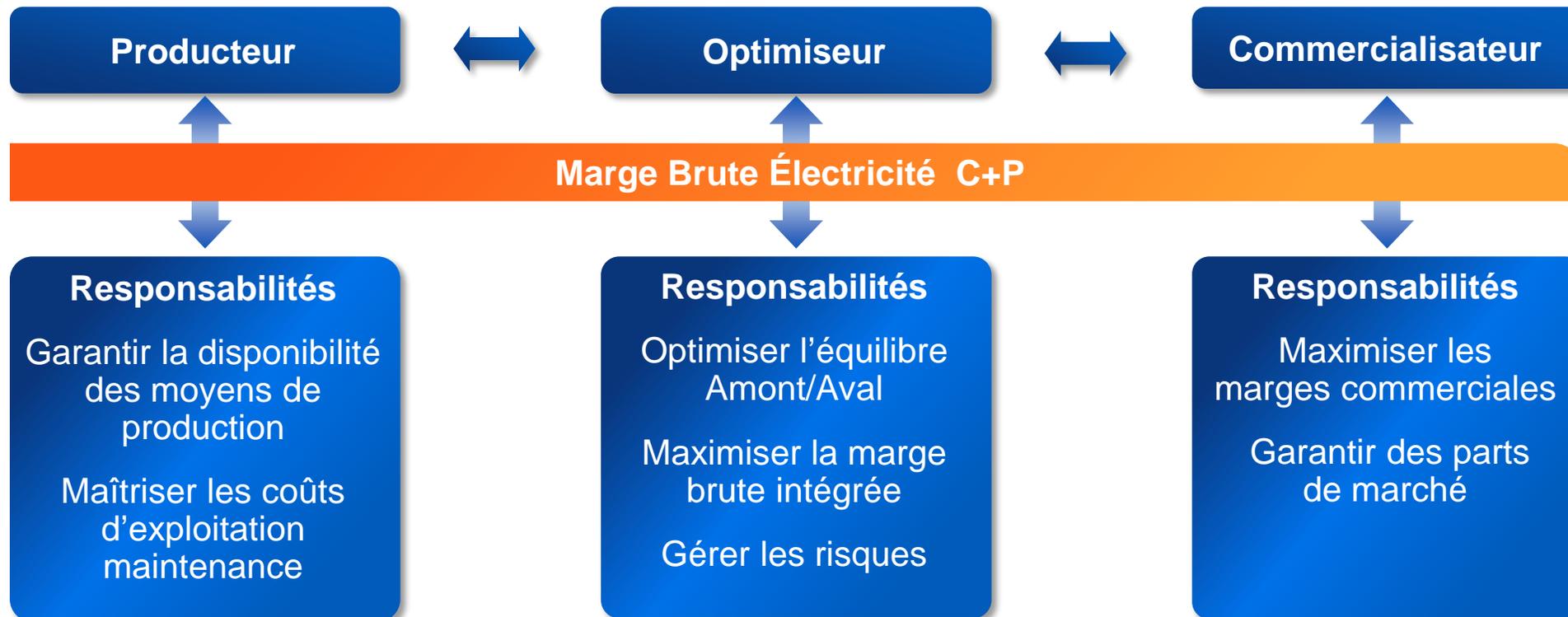
# Sommaire

- Le rôle, les enjeux et les principes de l'optimisation chez EDF
- L'optimisation journalière en pratique et le rôle des échanges internationaux
- L'impact de l'arrêt de 7 tranches nucléaires en Allemagne sur la production nucléaire en France

# Le rôle, les enjeux et les principes de l'optimisation chez EDF

# Maximisation de la marge brute intégrée

- Un schéma d'organisation :
  - visant à **responsabiliser chacun sur ses leviers propres** dans un cadre de délégations explicites
  - fondé sur l'objectif partagé de maximisation de la marge brute porté en premier lieu par l'optimiseur



# Relations de l'optimiseur avec le commercialisateur et le producteur

- Le producteur s'engage à fournir à l'optimiseur :
  - sa meilleure prévision de la disponibilité de ses moyens de production ;
  - toute transparence sur ses contraintes et ses coûts.
- Le commercialisateur s'engage à fournir à l'optimiseur :
  - sa meilleure prévision de l'évolution de son portefeuille clients et des volumes consommés par ses clients;
  - Toute la transparence sur les produits vendus à ses clients, avec les flexibilités et les risques associés.
- L'optimiseur s'engage à fournir au producteur et au commercialisateur :
  - Des signaux économiques, pour qu'en optimisant leur activité propre, ces entités contribuent à l'optimum global (maximisation de la marge brute)

# Qu'est ce que l'optimisation ?

- L'optimiseur a pour vocation principale d'assurer les arbitrages entre les différentes ressources et leviers disponibles à l'amont pour satisfaire les engagements souscrits à l'aval auprès des clients (et autres contreparties), en maximisant la marge brute de l'ensemble intégré amont/aval avec un niveau de risque limité par la politique de risques du Groupe :
  - **ressources amont** : parc de production, contrats d'approvisionnement long terme d'électricité, contrats d'achats bilatéraux, achats sur les marchés de gros, obligations d'achat aux producteurs décentralisés
  - **débouchés aval** : contrats de fourniture long terme, contrats de ventes bilatéraux, ventes aux clients finals, ventes sur les marchés de gros
- L'optimiseur optimise des coûts, des stocks, un recours au marché de gros
- L'équilibre amont/aval est modélisé de façon prévisionnelle pour chaque horizon de temps
- L'équilibre amont/aval doit être simulé à intervalles réguliers, car il est soumis à de nombreux aléas

# Les enjeux financiers de l'optimisation

## France

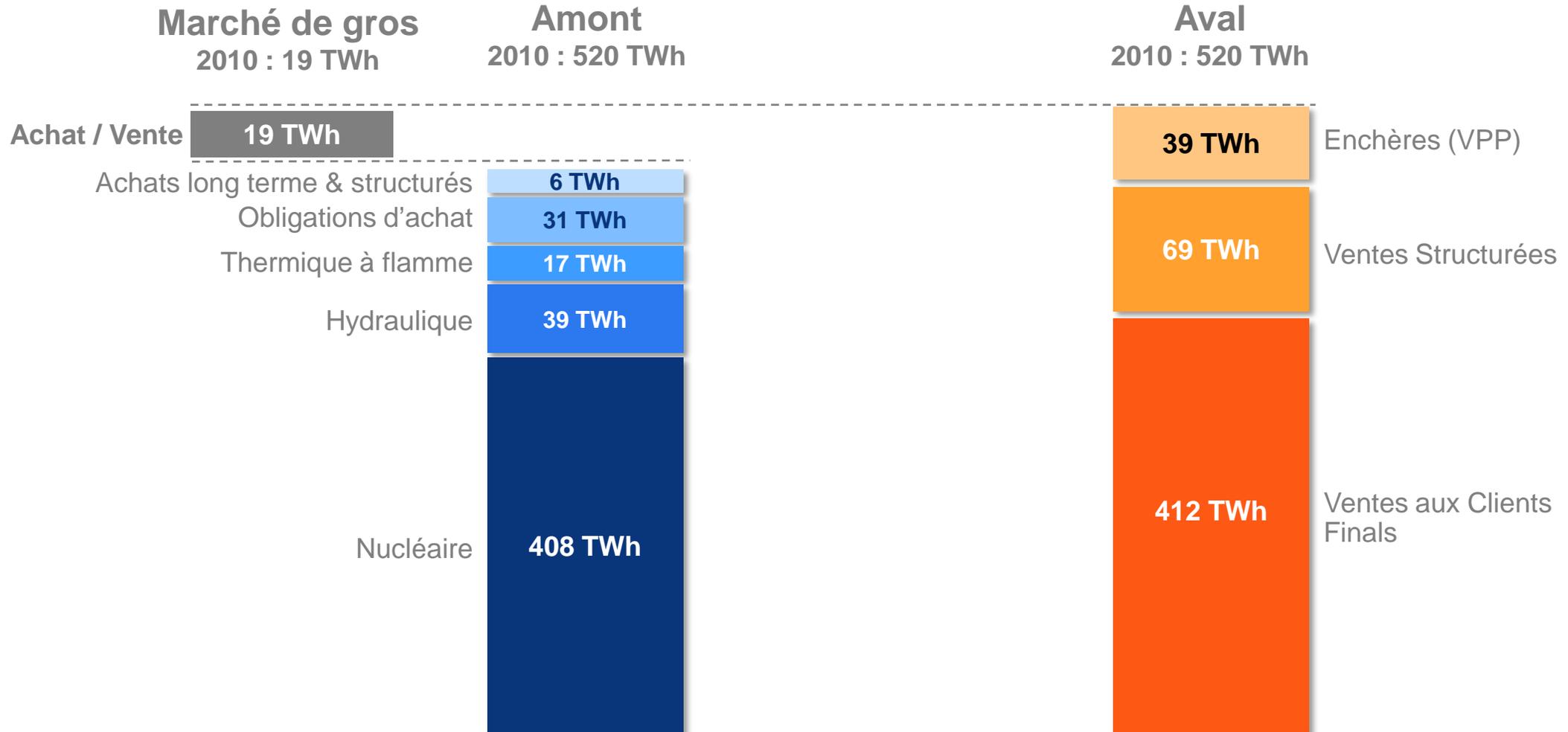
**Aléa climatique**

**Plusieurs dizaines de millions d'euros lors d'une vague de froid**

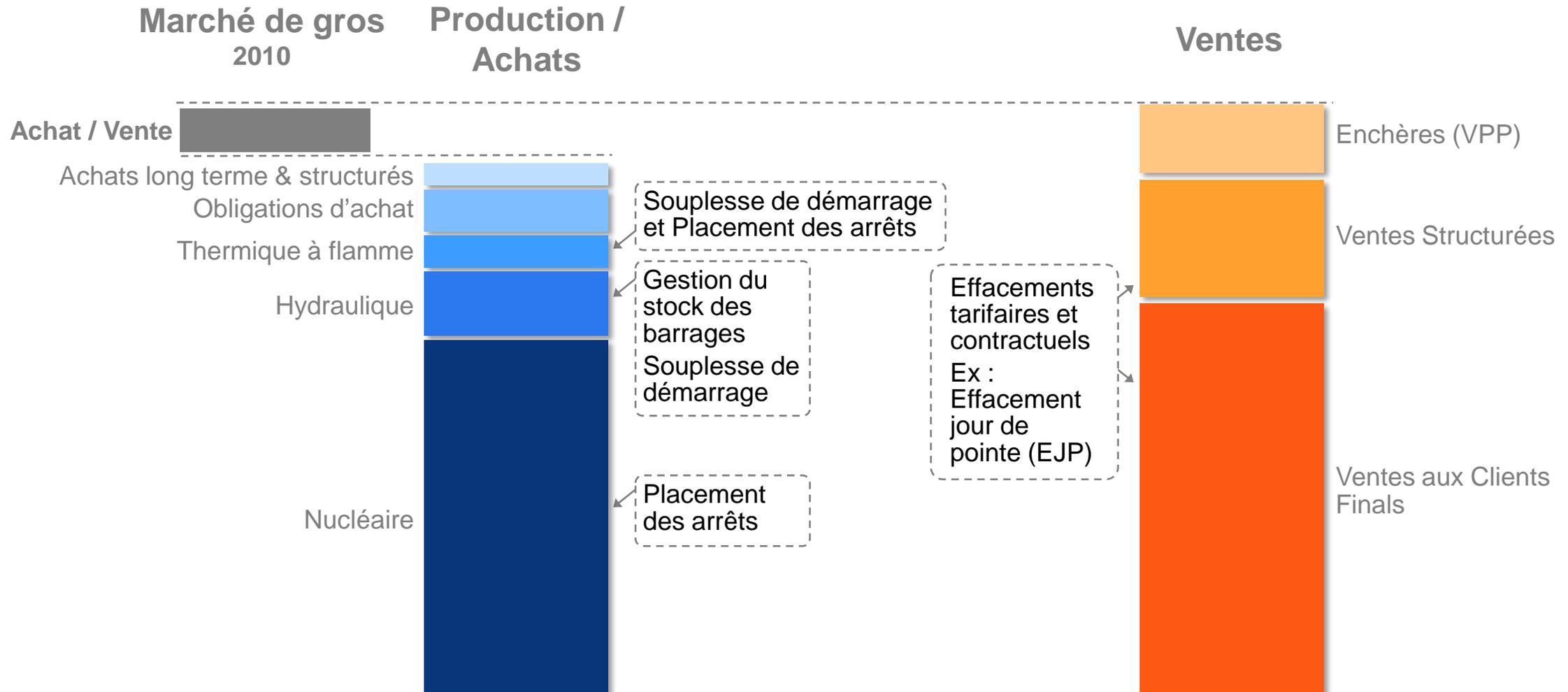
**Optimisation de la période des arrêts des moyens de production**

**Plus de 1 000 M€/an pour le parc nucléaire**

# EDF : le portefeuille amont et le portefeuille aval (bilan 2010)



# Les leviers d'optimisation du portefeuille amont / aval



# L'équilibre amont/aval est soumis à un certain nombre d'aléas aux différents horizons de temps

- Thermo-sensibilité de la consommation: la température influe fortement sur la demande: en hiver, un degré en moins induit une hausse de consommation au niveau France de 2 300 MW
- Hydraulicité  $\Rightarrow$  variation forte du productible d'une année sur l'autre (de 10 à 15 TWh entre une année sèche et une année humide)
- Indisponibilité fortuite des moyens de production (nucléaire, thermique fossile, ...)
- Obligations d'achat de la production décentralisée : fort aléa de la contribution du renouvelable (jusqu'à 4 000 MW d'un jour à l'autre sur la production éolienne française)
- Ventes en gros : optionalités dans les contrats à la main de nos contreparties

# Le recours au marché de gros

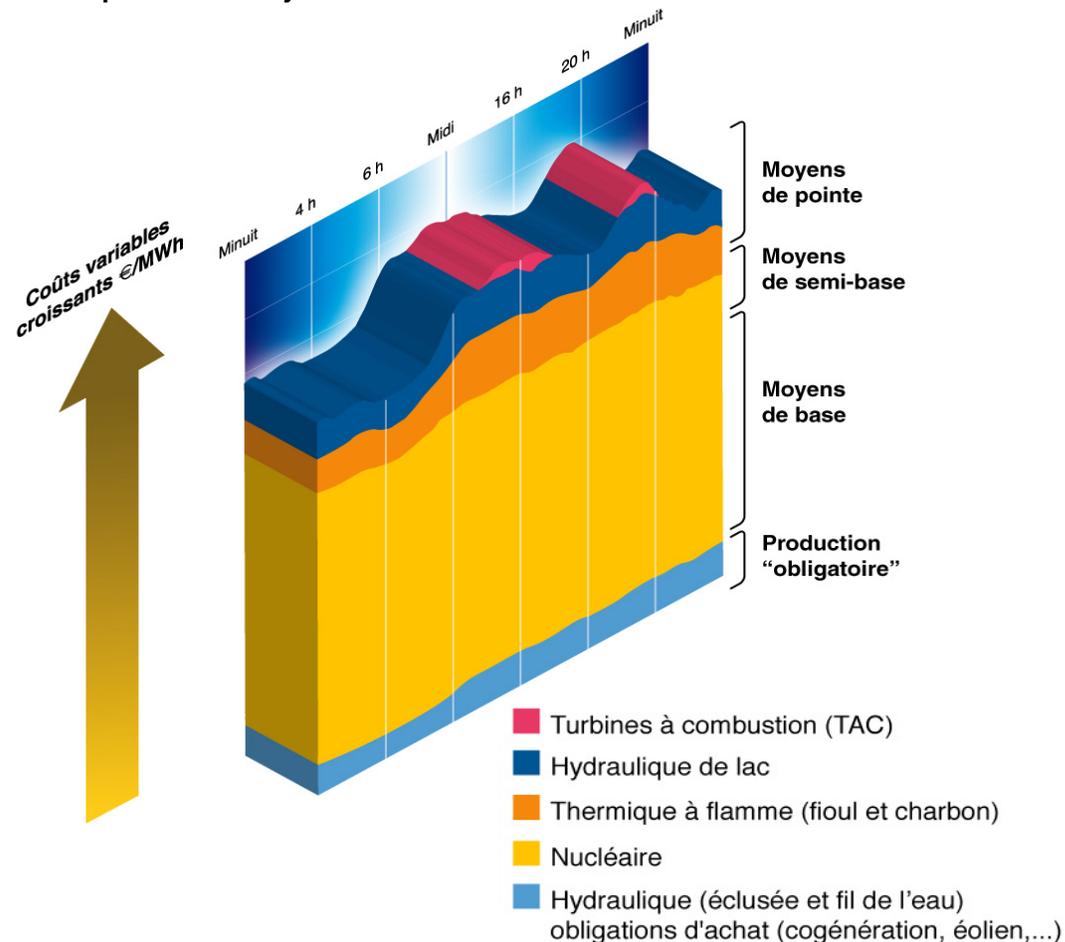
- En cas d'écart entre la somme des positions amont et des débouchés aval, l'optimiseur peut compenser cet écart en réalisant des achats et ventes sur le marché de gros
- Ce levier existe aux différents horizons de temps
  - Moyen Terme : achat ou vente de produits annuels pour l'année N+1/N+2/N+3
  - Court Terme : même principe avec des achats/ventes aujourd'hui pour le lendemain (spot) ou en infra-journalier (heures à venir au sein d'une journée)
  - Des produits intermédiaires (produits trimestriels sur les deux ou trois trimestres à venir et produits hebdomadaires sur les deux ou trois semaines à venir) existent également
- L'optimiseur peut accéder directement à ses contreparties potentielles ou passer par des marchés organisés
  - Contrat bilatéraux en gré à gré / OTC (*Over the counter*) : échange direct entre contrepartie<sup>(1)</sup>
  - Marché organisé / bourse d'échange : mise en commun des offres et des demandes par un organisateur de marché et règlement des échanges (Epexspot en France, Belpex en Belgique, ...)
- L'optimiseur France accède au marché par l'intermédiaire exclusif d'EDF Trading

# L'optimisation journalière en pratique et le rôle des échanges internationaux

# L'optimisation des coûts

## Programmation des moyens de production sur la base des coûts variables

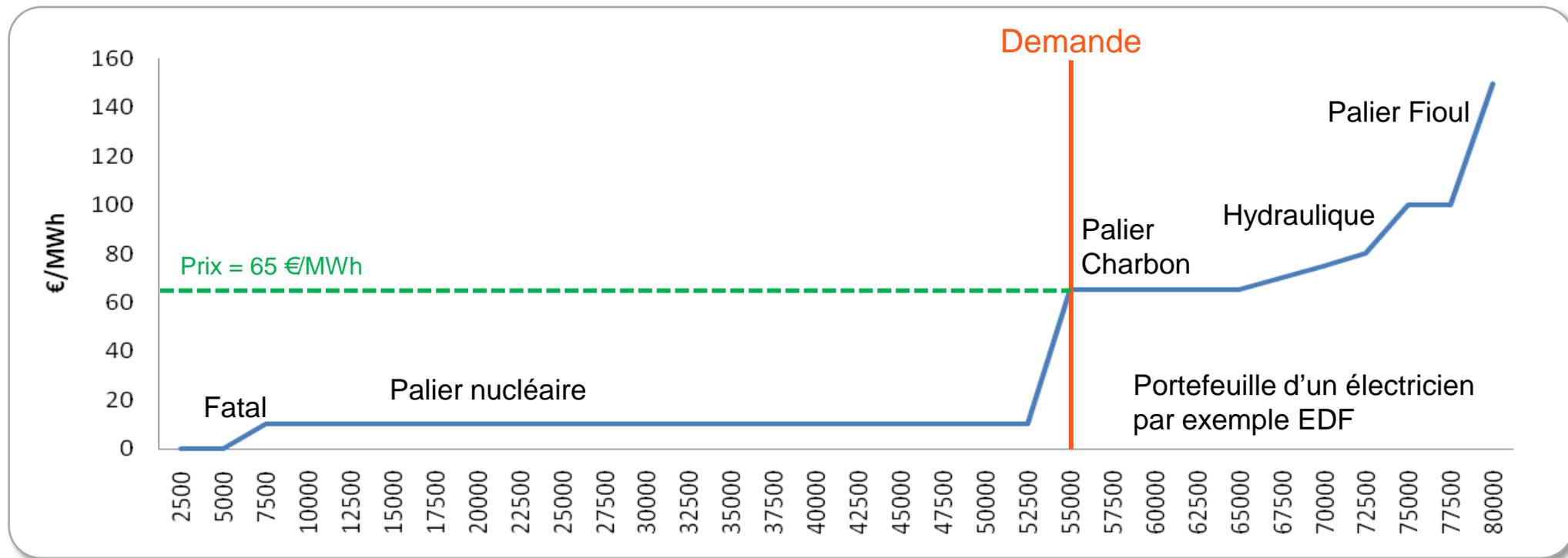
L'empilement des moyens de production  
Exemple d'une journée de forte consommation en hiver



L'optimiseur programme le fonctionnement des outils de production, en les mobilisant par coûts variables croissants jusqu'à satisfaire la demande prévisionnelle

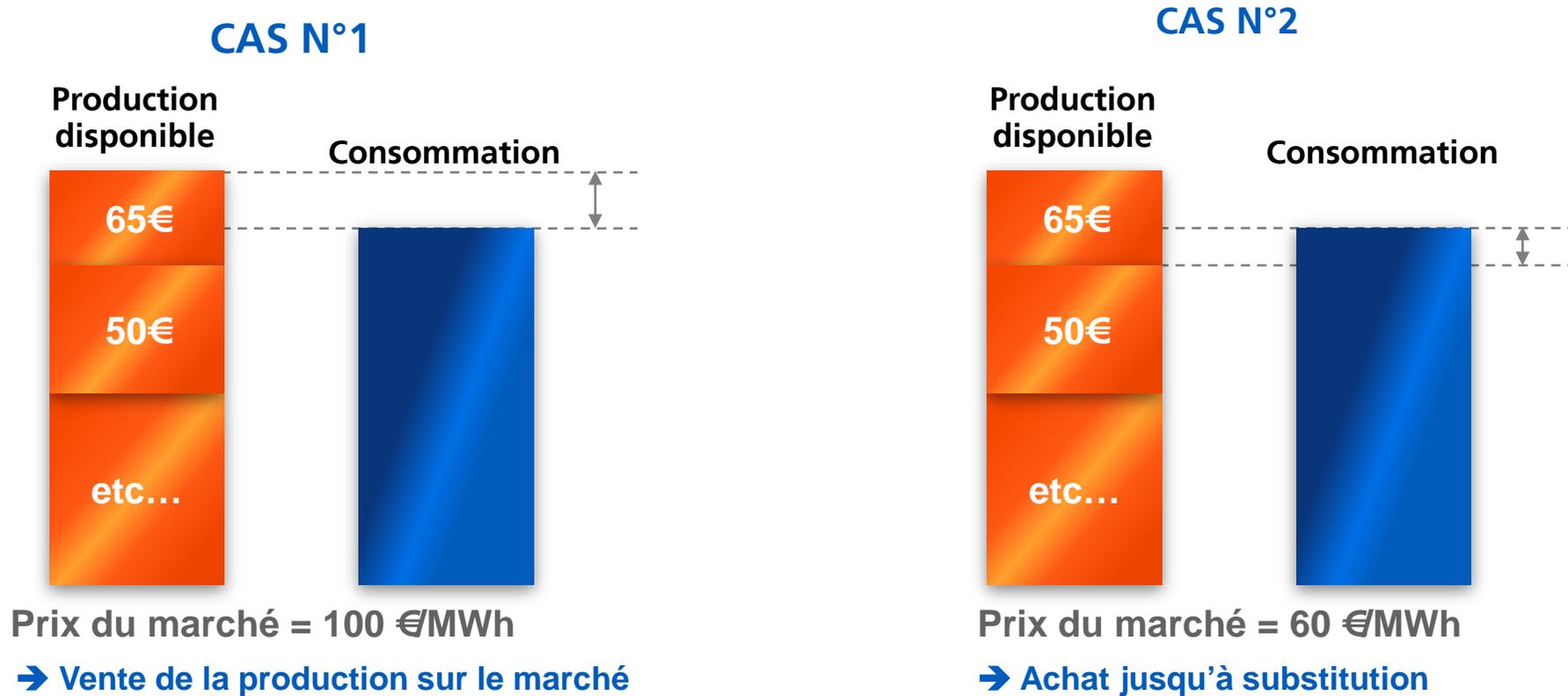
# L'optimisation journalière: optimisation préliminaire par chaque producteur

- En amont du recours au marché, chaque producteur détermine les moyens qu'il va devoir solliciter afin de satisfaire un niveau de demande donné
- IL classe ainsi ses moyens de production disponibles du moins cher au plus cher
- Il détermine ainsi le coût marginal d'appel pour satisfaire l'équilibre offre-demande de son propre portefeuille :



# Des arbitrages permanents avec le marché de gros

- L'optimiseur /trader va ensuite comparer son coût marginal de production avec le prix de marché, ce qui va lui permettre de déterminer une stratégie d'achat ou de vente :

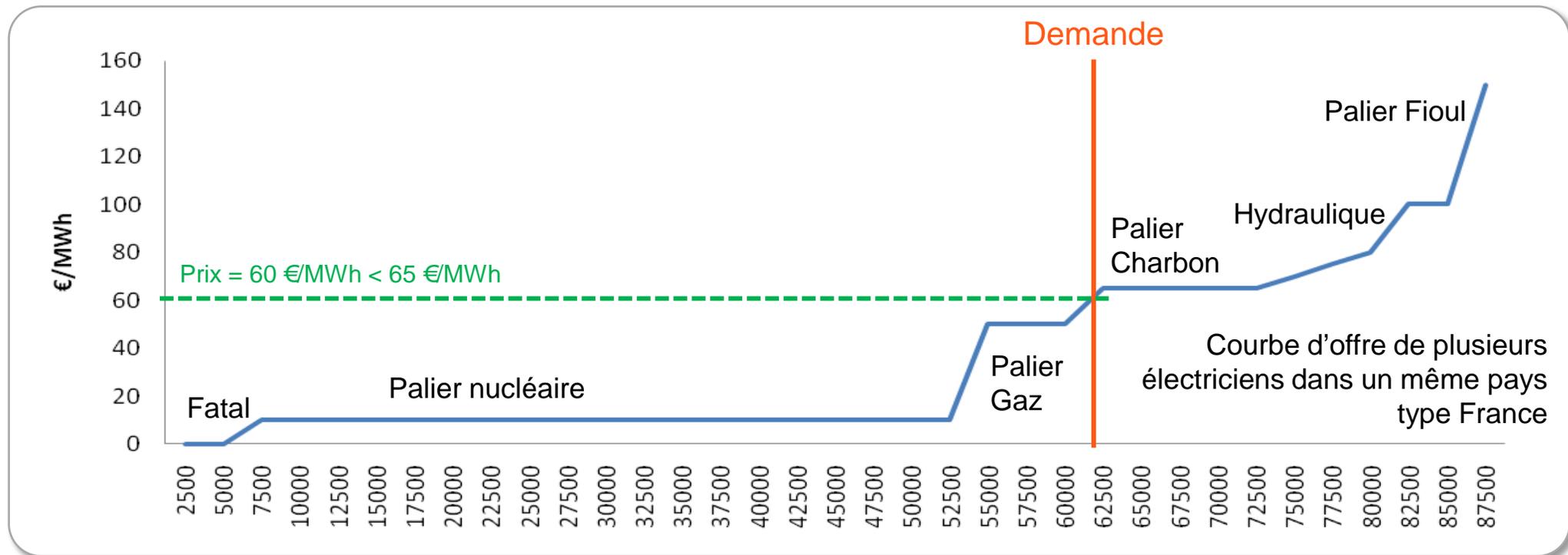


OPTIMISATION avec EDF Trading

Total des moyens de production plus chers que le marché

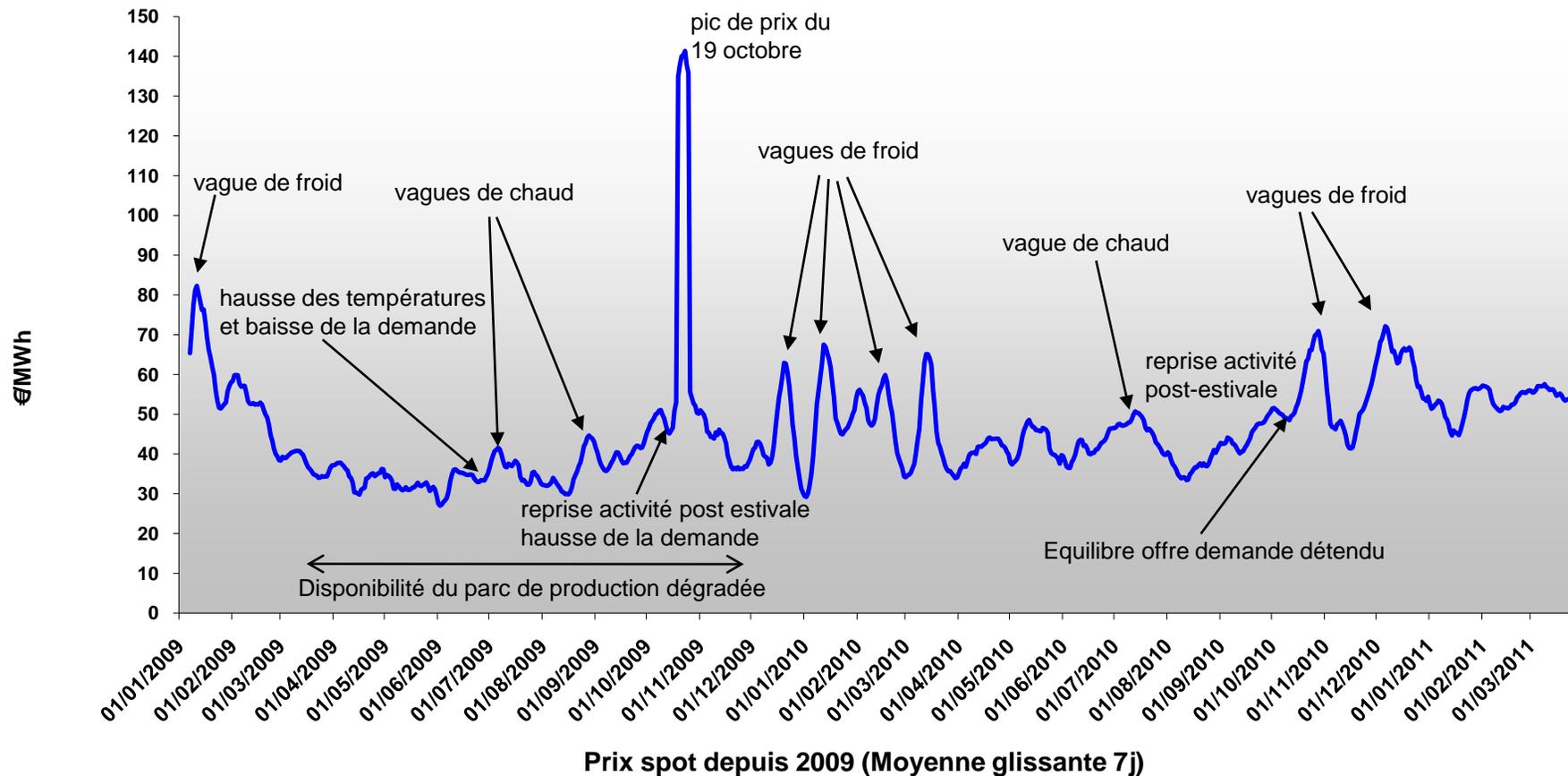
# Fixation du prix spot

- Dans la majorité des pays européens, le prix de l'électricité du jour pour le lendemain est établi par fixing
- Chaque producteur détermine le couple prix-quantité qu'il souhaite vendre et l'envoie à l'opérateur de marché
- L'opérateur de marché classe ainsi les offres de chacun des acteurs par niveau de prix croissant
- Le même travail est réalisé sur la demande
- Le prix de l'électricité du jour pour le lendemain s'obtient par intersection entre la courbe d'offre et celle de la demande (ici supposée insensible au prix) :



# Historique du prix spot en France

- La fixation des prix spot est donc étroitement liée :
  - Au niveau de demande
  - A la disponibilité des moyens de production et des effacements
  - Aux prix des combustibles fossiles
  - Au mix énergétique du pays



# Importance du mix de production dans la fixation du prix

- Le tableau ci-dessous présente l'état du parc français et allemand par ordre croissant de coût variable

	Coût variable indicatif en €/MWh	Puissance installée en France (GW)*	Puissance installée en Allemagne (GW)**
Eolien	0****	5,6	27
Photovoltaïque	0****	0,8	17
Nucléaire	10	63,1	20,3
Lignite	20	0	20,5
Gaz	50	9	18,1
Charbon	65	7,9	24,6
Fioul	150	10,4	1,2
Hydraulique*****	Variable	25,4	8,6

**Ainsi, la dernière unité appelée en Allemagne peut être moins chère que la dernière unité appelée en France (tout spécialement en hiver)**

\* Sur la base des prix combustibles moyens à fin avril 2011

\*\* au 31/12/2010, source RTE

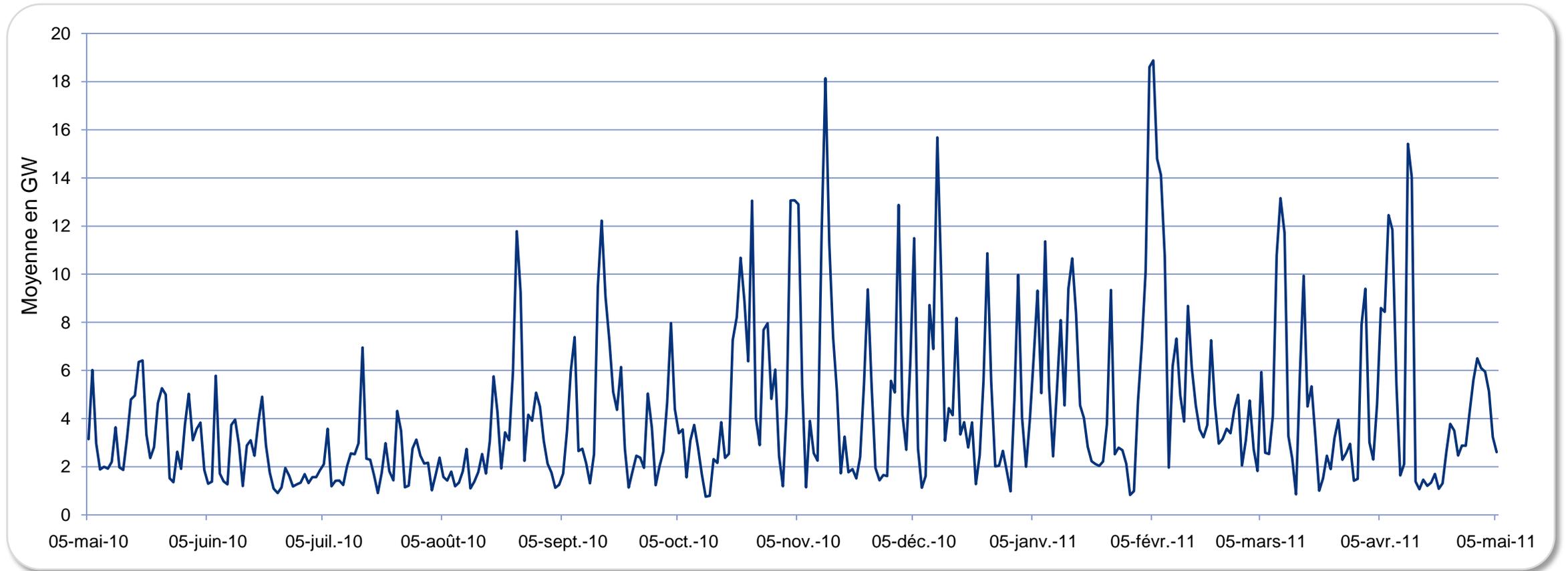
\*\*\* au 31/12/2010, source EEX

\*\*\*\* l'éolien et le photovoltaïque sont des énergies fatales. Leur coût marginal est donc nul.

\*\*\*\*\* l'hydraulique se distingue en deux catégories : le fil de l'eau (fleuve,...) qui est une énergie fatale et l'hydraulique de lac, qui constituent des stocks d'énergie à la main de l'exploitant et valorisé au mieux en fonction des coûts du système

# Production éolienne allemande

- La production éolienne allemande est fortement variable (jusqu'à 18 GW) d'un jour à l'autre et donc très influente sur le niveau du prix spot



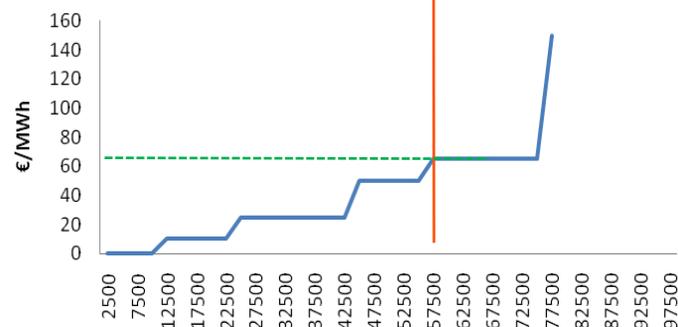
# Impact de la fermeture de 7 réacteurs nucléaires en Allemagne (hypothèse d'une « île électrique »)

- **Hypothèse** : aucune interconnexion entre l'Allemagne et la France
- **Conséquence** : le prix augmente, mais s'établit à un palier différent selon le niveau de production fatale

Avant arrêt 7 réacteurs, peu de vent

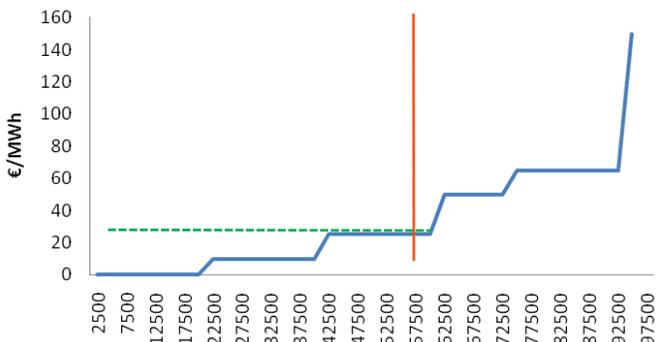


Après arrêt 7 réacteurs, peu de vent

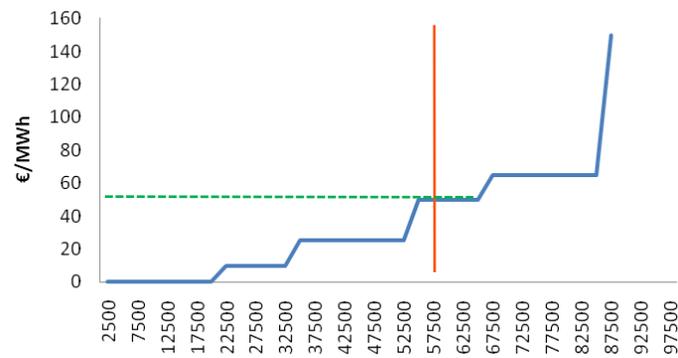


Le prix passe  
de 50 €/MWh  
à 65 €/MWh

Avant arrêt 7 réacteurs, fort vent



Après arrêt 7 réacteurs, fort vent



Le prix passe  
de 20 €/MWh  
à 50 €/MWh

# Impact de la fermeture de 7 réacteurs nucléaires en Allemagne (Allemagne reliée à la France)

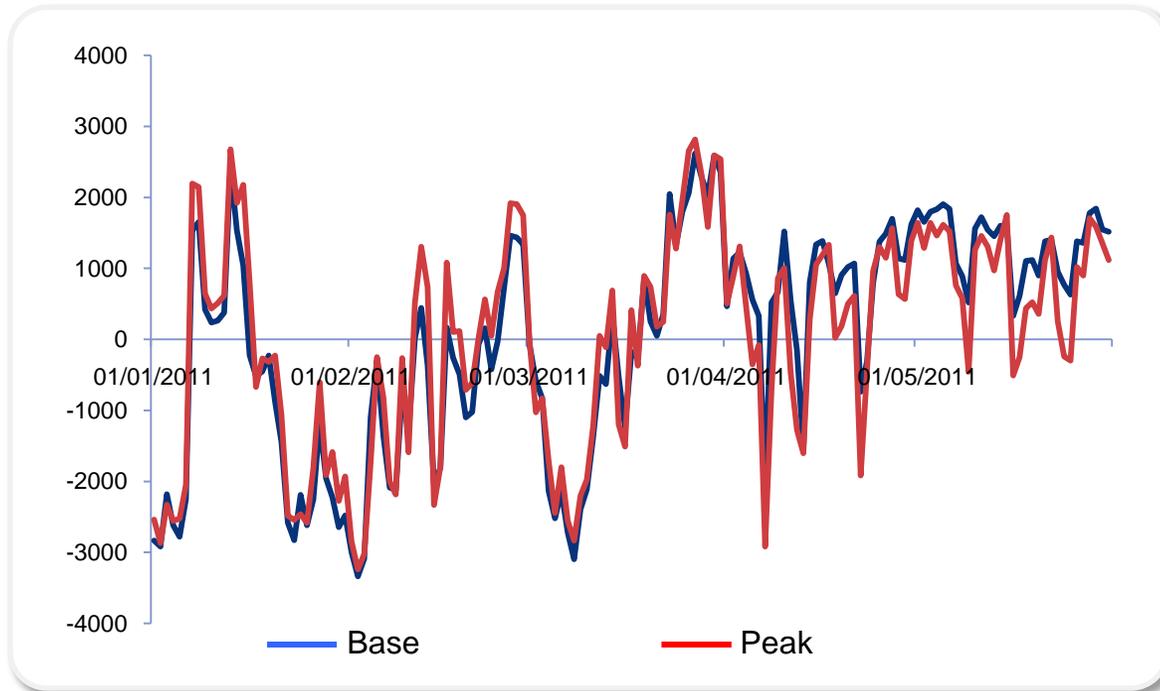
- **Hypothèse** : l'Allemagne et la France sont reliées via une interconnexion
- Conséquence : les échanges se font du pays le moins cher vers le pays le plus cher, jusqu'à égalisation des prix dans les deux pays, sous contrainte de saturation physique des interconnexions
- Exemple sur la base des cas présentés sur les transparents précédents :

Niveau de production fatale Allemagne	Prix spot Allemagne	Prix spot France	Sens des flux
Faible	65 €/MWh	60 €/MWh	F -> All
Fort	50 €/MWh	60 €/MWh	All -> F

En d'autres termes, si l'Allemagne est marginale thermique à flamme et que la France est marginale nucléaire, la France exportera vers l'Allemagne.

A l'inverse, si la production éolienne est forte en Allemagne et que la France est marginale thermique flamme, il y a une faible probabilité que la France exporte vers l'Allemagne.

# Historique des flux France-Allemagne depuis le 01/01/2011



En MW

du	au	Base	Peak
01/01/2011	15/03/2011	-1 006	-735
16/03/2011	31/05/2011	1 051	738

## Convention de signe :

- négatif = import France depuis Allemagne
- positif = export France vers Allemagne

- Depuis le 16 mars, la France est en moyenne exportatrice vers l'Allemagne, mais ne sature pas l'interconnexion (environ 2 500 MW de limite physique): Ceci résulte principalement de températures particulièrement clémentes en avril en France et du faible niveau du vent en Allemagne.
- La France continue épisodiquement à importer d'Allemagne, notamment lorsque la production fatale allemande (éolienne/solaire) est importante

# L'impact de l'arrêt de 7 tranches nucléaires en Allemagne sur la production nucléaire en France

# La production du parc nucléaire dépend principalement de sa disponibilité ... bien saisonnalisée

- Le parc nucléaire fonctionne en base : l'énergie produite dépend principalement de la disponibilité au bon moment du parc (Kd) :
  - En 2011, une cible de Kd de 78,5% correspond à une production d'énergie disponible de 434 TWh (production théorique maximum de 553 TWh x 78,5% = 434 TWh)
- Toutefois, cette production cible ne peut être totalement atteinte en raison (Ku) :
  - de contraintes environnementales et de la nécessaire contribution du nucléaire aux services systèmes (19,5 TWh en 2010)
  - des périodes de faible demande au cours desquelles il n'y a pas de débouché pour tout la production nucléaire (~6,5 TWh sur 2010, soit environ 1,5 % de Ku)
- En 2011, l'objectif de production nucléaire est de 408 - 415 TWh avec un Kd d'au moins 78,5%

Les arrêts de tranche sont donc placés de manière à maximiser le Ku du parc compte tenu du Kd prévisionnel

## Ku / Kd / Kp

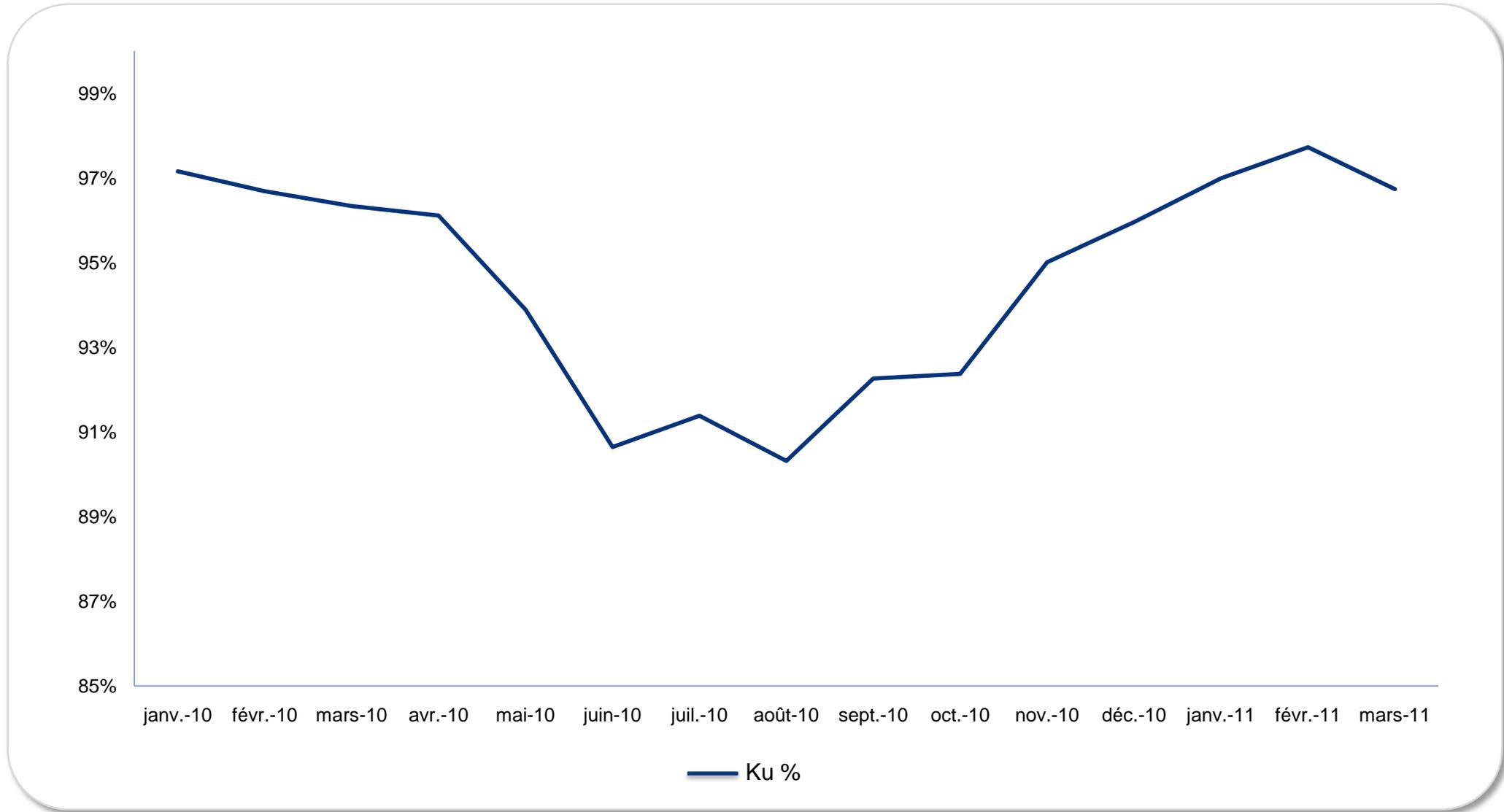
Coefficient de disponibilité, Kd :

Énergie disponible rapportée à l'énergie théorique maximale (puissance installée annuelle)

Coefficient d'utilisation, Ku :  
Énergie produite rapportée à l'énergie disponible

Taux de production (*load factor*), Kp :  
Énergie produite rapportée à l'énergie théorique maximale (puissance installée annuelle)  
 $Kp = Kd \times Ku$

# Historique Ku



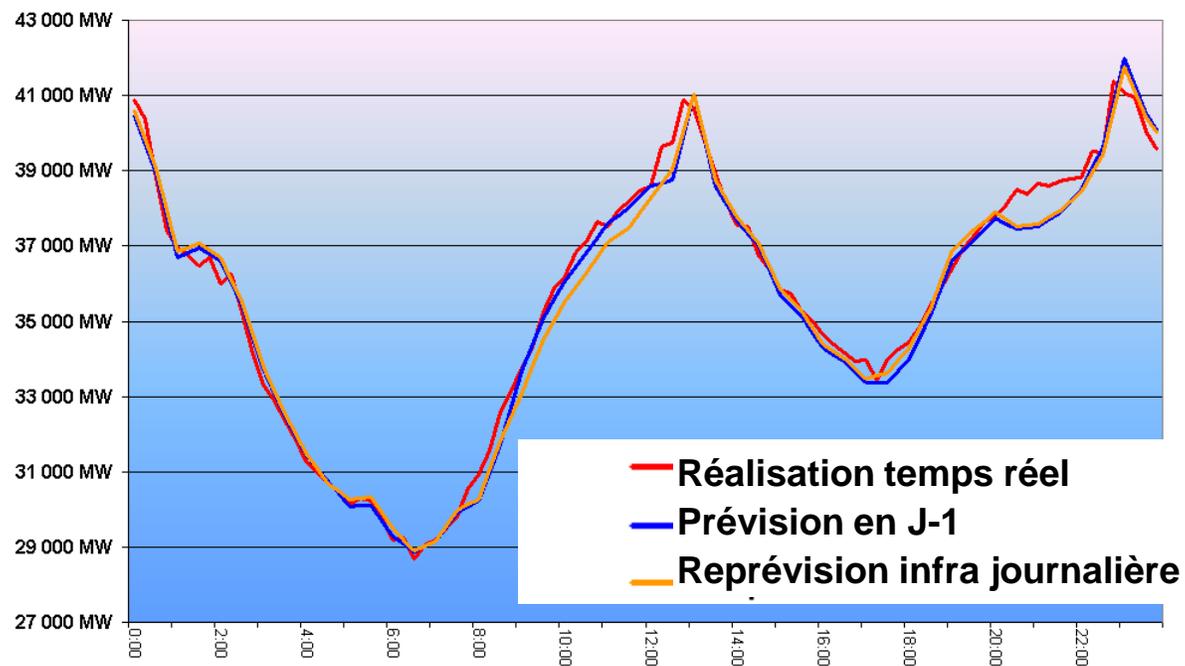
# Le moratoire allemand n'entraînera pas d'augmentation de la production du parc nucléaire d'EDF

- La mise à l'arrêt de 5 réacteurs allemands (2 étant déjà à l'arrêt au moment de la décision) représentant environ 5 GW est à mettre en regard des variations de production éolienne d'un jour à l'autre en Allemagne (jusqu'à 17-18 GW)
- Les périodes où la France pourrait exporter du nucléaire en Allemagne sont celles où la demande est faible et où la France est marginale nucléaire. Cela correspond à 5 à 6 % du temps en 2010
- Dans ce cas, les interconnexions vers l'Allemagne sont généralement d'ores et déjà saturées

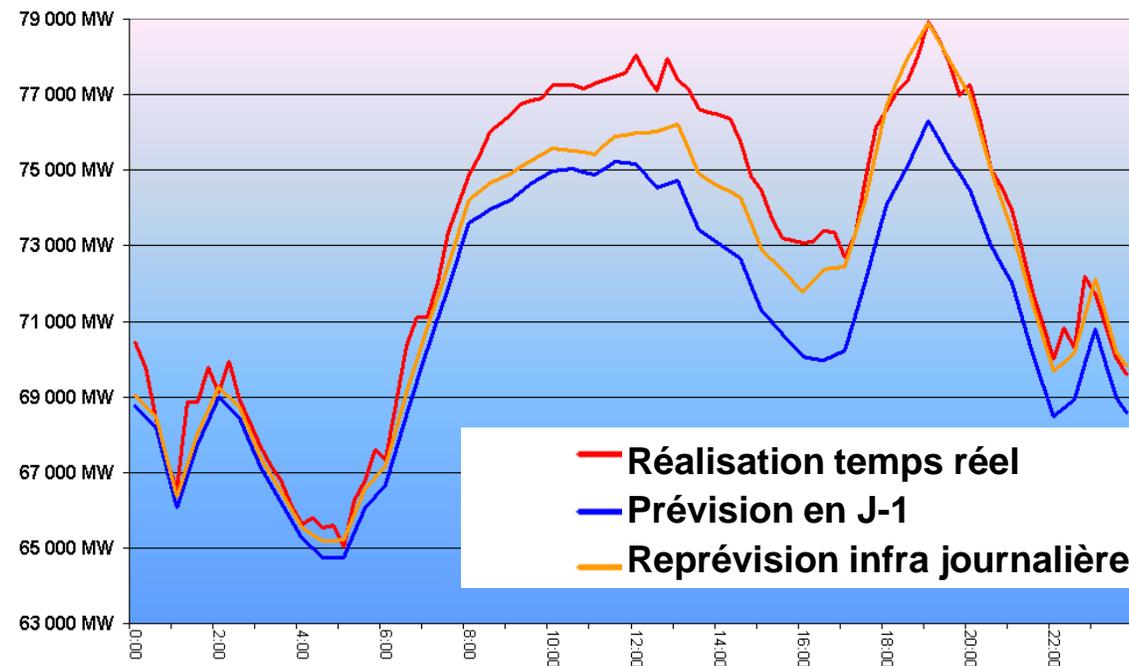
Ainsi, la fermeture provisoire ou définitive de centrales nucléaires en Allemagne ne se traduira pas par une augmentation de la production nucléaire en France. En revanche, l'Allemagne importera davantage de ses voisins en raison d'une dégradation de la compétitivité de son mix de production.

# Compléments

# Prévisions de consommation des clients EDF

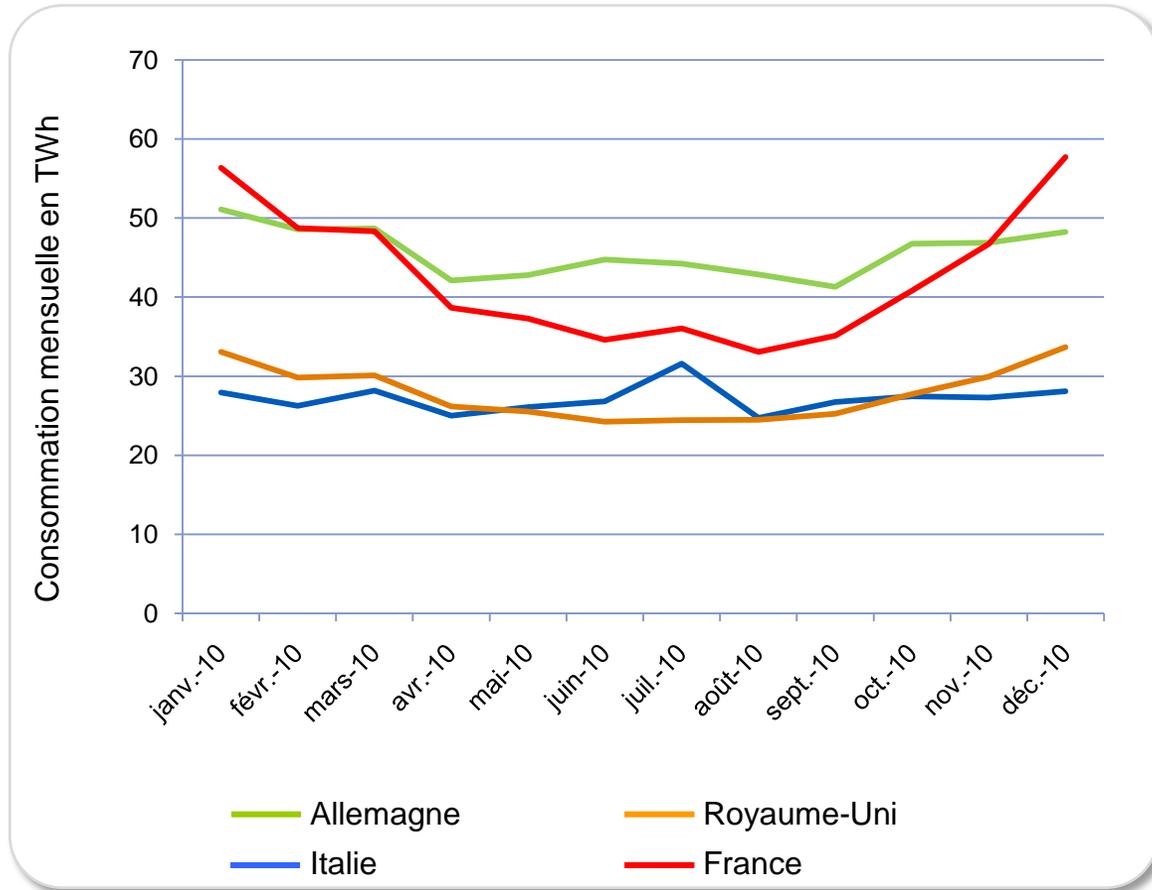


Dimanche de mai  
(25/05/08)



Jour ouvré en janvier  
(mercredi 07/01/09)

# Une consommation en France particulièrement saisonnalisée et thermosensible



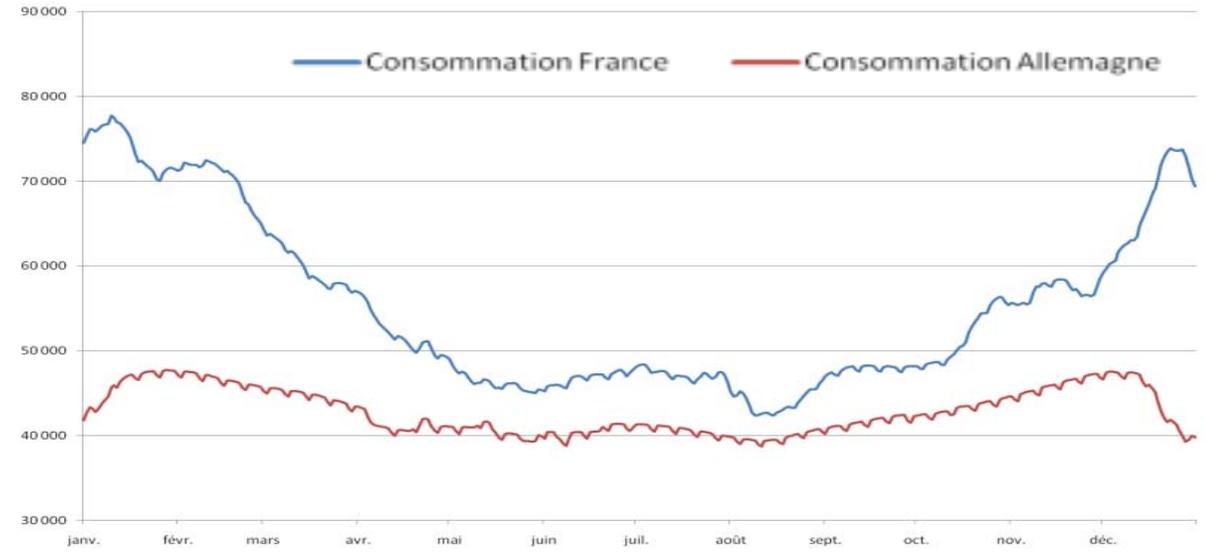
- Plus forte saisonnalité de la consommation
  - entre 30 et 35 TWh/mois en été
  - parfois supérieure à 50 TWh en décembre et janvier
- 1°C d'écart de température France
  - en hiver  $\approx$  2300 MW
  - en été  $\approx$  450 MW

# Les dérivés climatiques

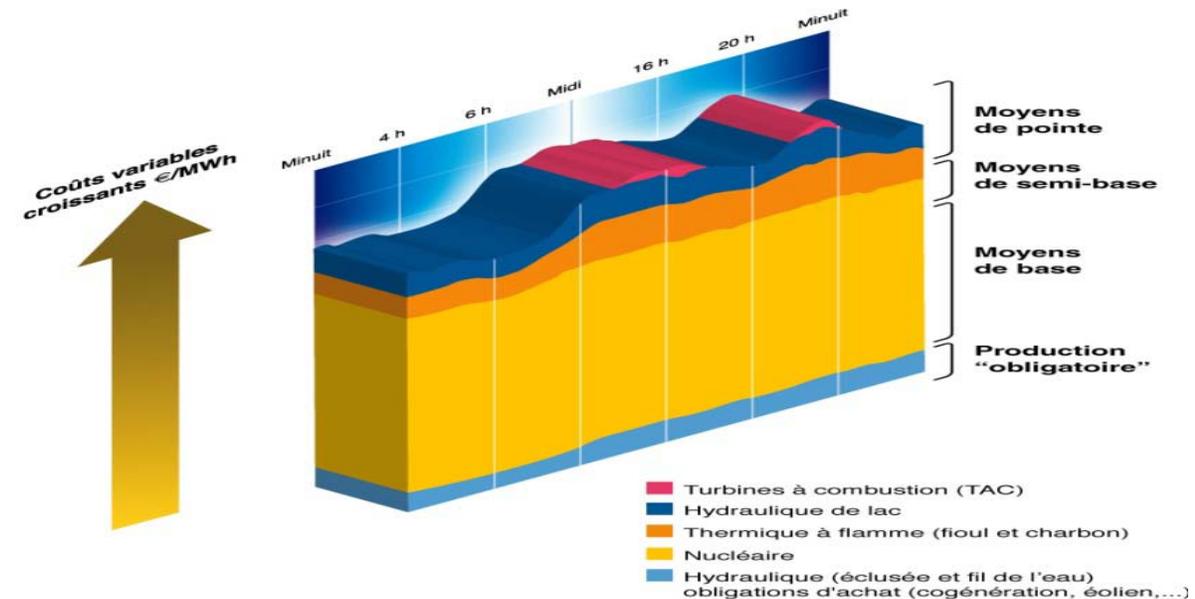
- Le risque climatique :
  - De nombreuses entreprises ont une exposition au climat
  - Pour stabiliser ses résultats, une entreprise va pouvoir couvrir ce risque climatique, en achetant des produits dérivés climatiques (produits sur la température, le vent, les précipitations cotés en bourse)
- Les produits dérivés climatiques sur la température :
  - Ce sont des produits cotés en HDD (*Heating Degree Day*) sur l'hiver, avec une valeur associée en € par HDD (1 HDD = 1 000 €)
  - Plus l'hiver est froid, plus la valeur en HDD va être importante
  - Les produits peuvent être mensuels, ou sur une période longue (exemple : novembre - mars)
  - Les températures sont mesurées dans une station de référence
    - En Europe : Paris Orly, London Heathrow,...

# Le risque climatique à EDF

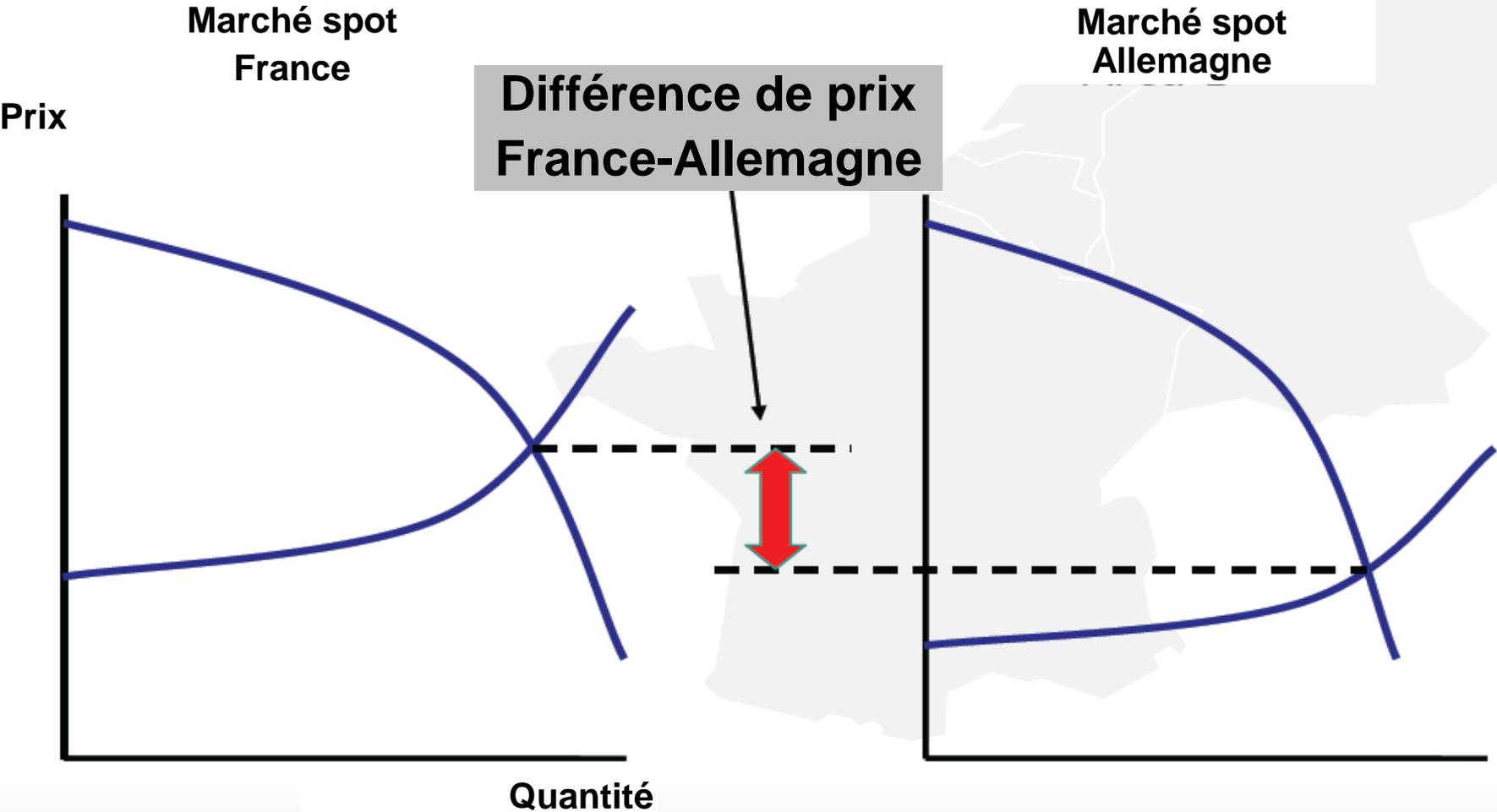
- Une consommation française très thermo-sensible...
  - Plus il fait froid, plus la consommation en électricité est importante (chauffage)
  - Comparativement, les consommations de nos voisins européens sont peu sensibles aux variations de température
- ...et des prix de marchés supérieurs au prix de vente aux particuliers...
  - Plus il fait froid, plus les prix spot sont susceptibles d'augmenter
- ...entraînent une exposition aux vagues de froid



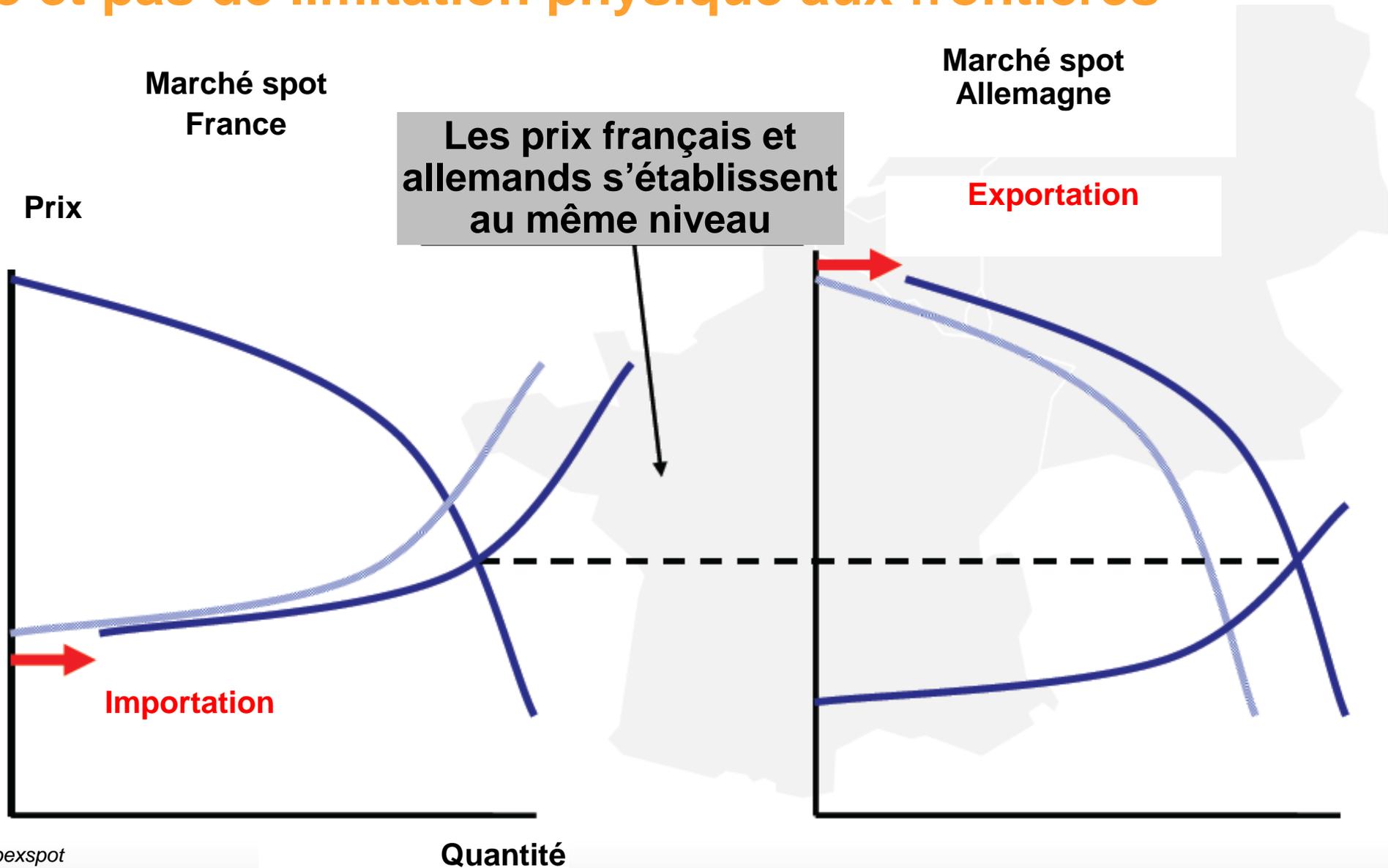
**L'empilement des moyens de production**  
Exemple d'une journée de forte consommation en hiver



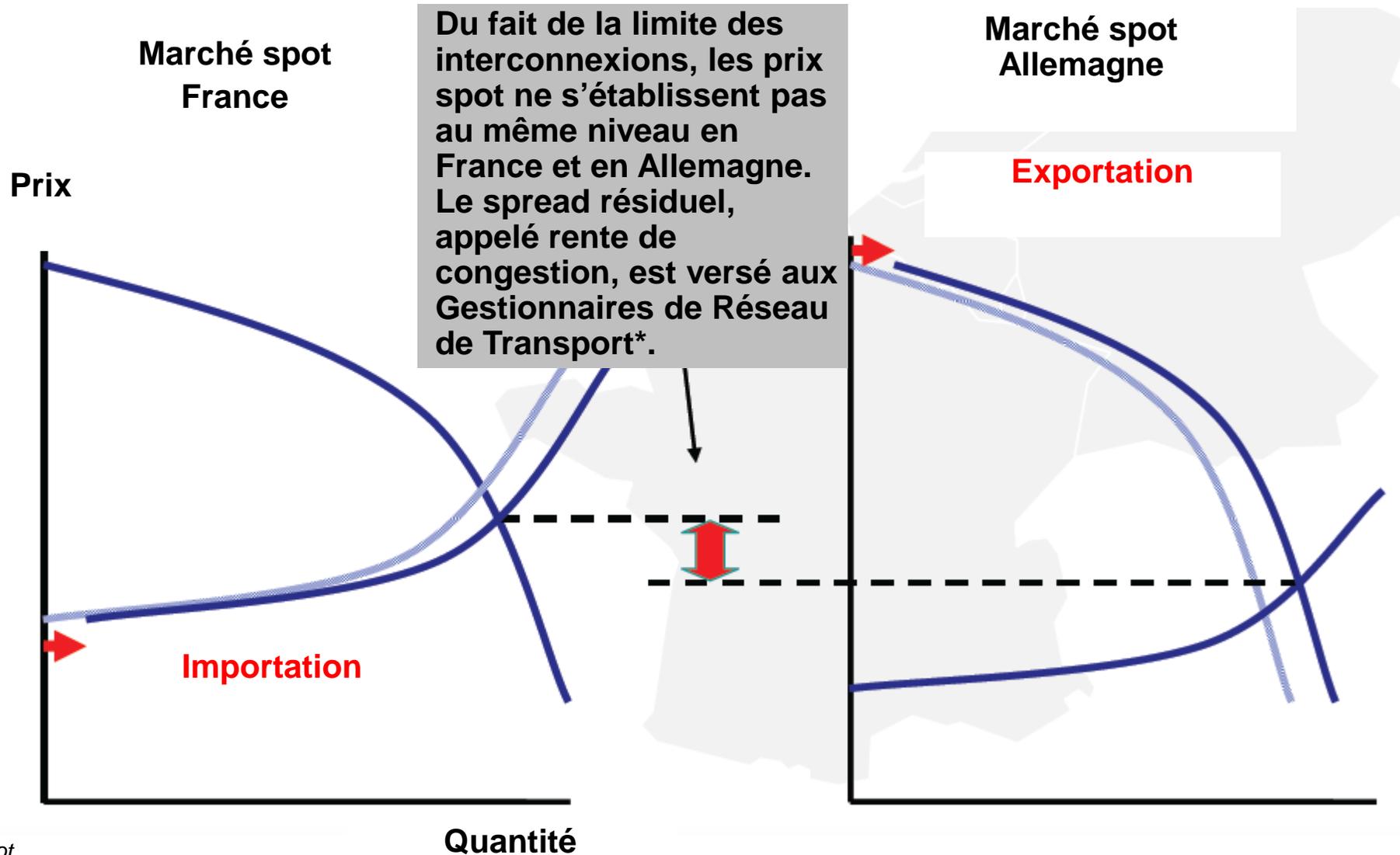
# Couplage de marché : l'exemple France-Allemagne : cas où il n'y a pas de couplage



# Couplage de marché : l'exemple France-Allemagne : cas où il y a couplage et pas de limitation physique aux frontières



# Couplage de marché : l'exemple France-Allemagne : cas où il y a couplage et limitation physique aux frontières



Source Epexspot

\* Ce montant alimente un fonds contribuant à construire de nouvelles infrastructures pour supprimer les congestions. L'excédent résiduel éventuel vient en déduction du TURPE.

# Saisonnalité des arrêts de tranches nucléaires

