



cea

i-tese



**EXPLORONS
LES POSSIBLES**

Pour une **Transition Énergétique
Soutenable et Économique**

Energie durable – Transition énergétique et marchés électriques
Aix en Provence le 2 octobre 2025

David Proult, CEA I-Tésé

David.proult@cea.fr

I-Tésé,

L'institut de recherche et d'études en économie de l'énergie du CEA

35 chercheurs et doctorants basés à Saclay et à Grenoble

Notre ambition

Nous voulons contribuer à accélérer la transition vers la neutralité carbone en éclairant des trajectoires soutenables sur les plans économique, environnemental et sociétal.

Notre approche

Nous utilisons les apports de l'économie, d'autres sciences humaines et sociales ainsi que des sciences de l'ingénieur, dans l'objectif de produire des connaissances pour la puissance publique, pour le CEA et pour nos partenaires.

Notre démarche

Nous travaillons en mode projet, en favorisant les collaborations externes et la transversalité avec les autres Instituts du CEA.

Nous appuyons nos travaux sur un socle de modèles, de données et de méthodes quantitatives.

Nos thématiques de recherche

Technologies bas carbone de production et de stockage

Ressources clés de la transition énergétique

Demande et modes de consommation d'énergie

Régulation et design des marchés



Un pivotement de la stratégie électrique française

- Nouvelle stratégie énergétique française en rupture par rapport à la dernière PPE (2020).
 - Augmentation de la demande d'électricité tout en incitant à l'efficacité énergétique et au développement de la sobriété
 - Fort développement de la capacité de production bas-carbone (ENR + Nucléaire).

Comment inciter les consommateurs à substituer l'électricité aux énergies fossiles ?

Prix élec < prix fossiles

Le marché de l'électricité donne-t-il les bonnes incitations ?

Les revenus > aux coûts

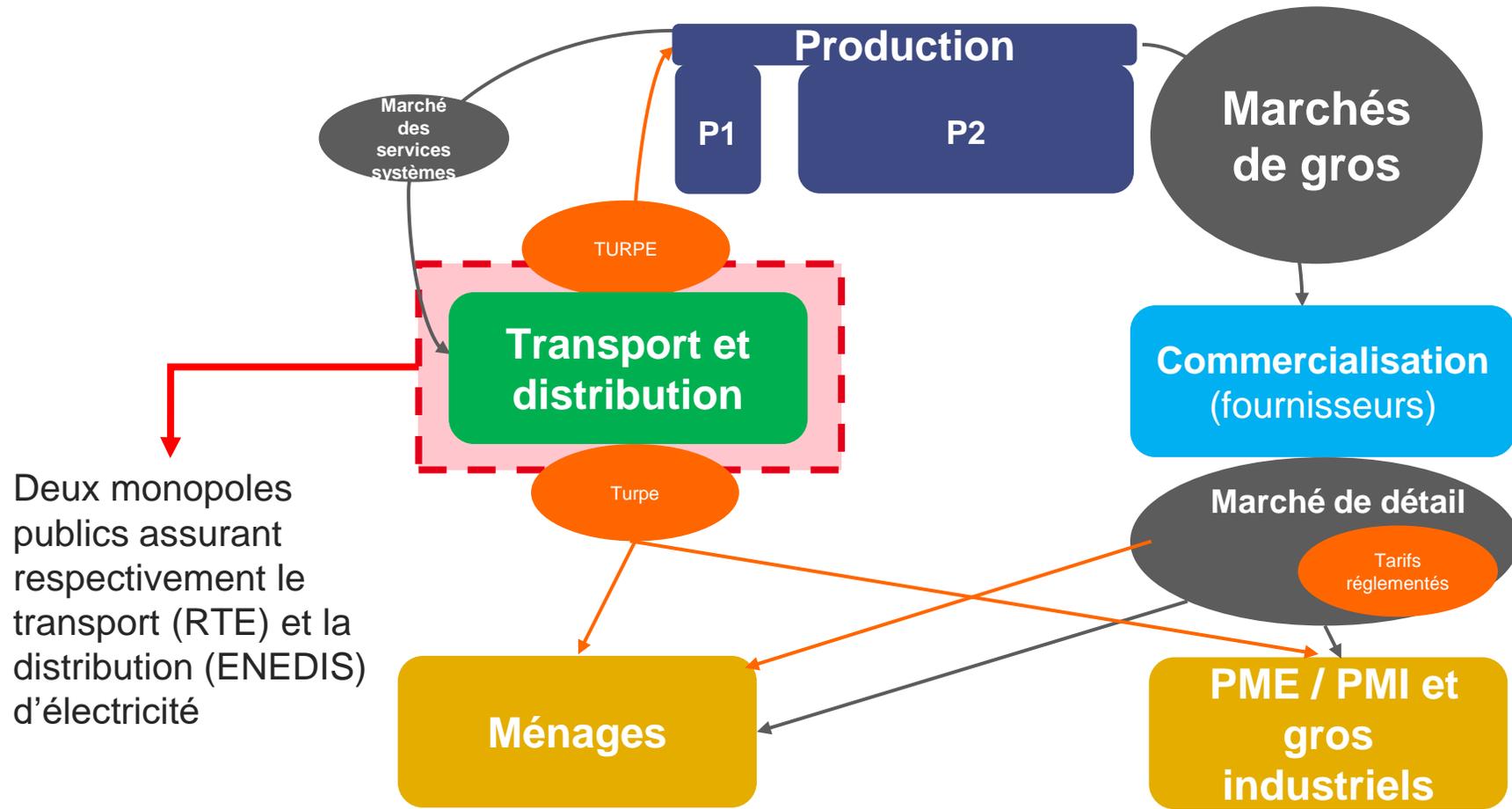
Comment inciter les producteurs à investir dans ces moyens de production intensif en capital ?



2 ■ **Le marché de l'électricité**

Du monopole public au marché de l'électricité

Systeme électrique européen libéralisé à partir de 1996



Dans les années 90, sous l'impulsion des dynamiques libérales **dé-intégration horizontale et verticale des anciens monopoles**

TURPE: Tarif d'Utilisation du Réseau Public d'Electricité



2 ■ Le marché de l'électricité

Comment se fixe le prix sur le marché de l'électricité ?

La théorie économique et les marchés de l'électricité



En situation de concurrence pure et parfaite la confrontation de l'offre et de la demande d'électricité permet de fixer un prix qui :

- **assure l'équilibre entre l'offre et la demande en temps réel**
- **donne les bonnes incitations pour investir en assurant au producteur d'être rémunéré (par la vente de leur production) de façon à couvrir ses coûts**

L'optimisation de court-terme

Comment minimiser le coût de production à niveau de capacité donné?

Cadre simplifié d'hypothèses court-terme:

01 Pas d'incertitudes (demande électrique, disponibilité des moyens et conditions météorologiques connues)

02 Le parc de production est fixe (pas d'investissement possible dans de nouvelles capacités)
→ seuls les coûts variables sont pris en compte

coût marginal \approx coût variable



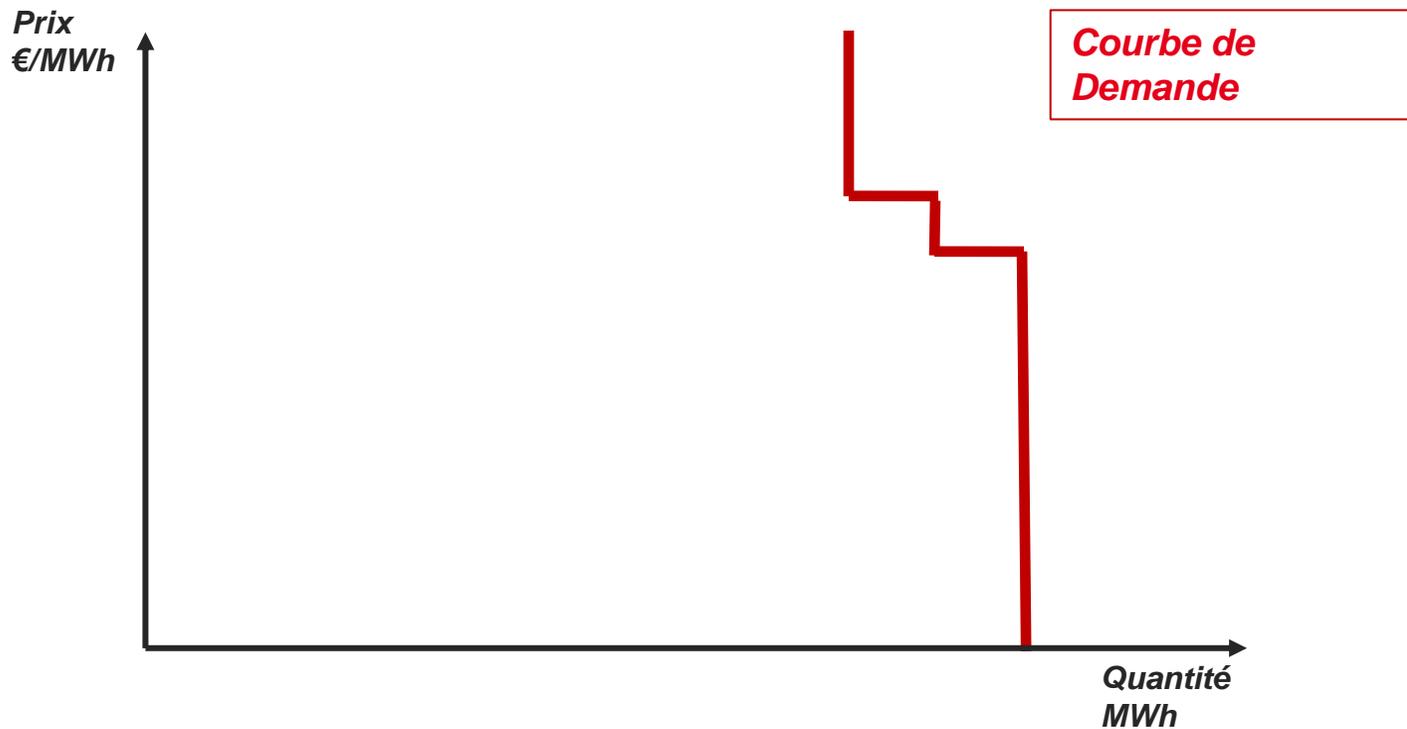
Objectif :
Répondre à la demande d'électricité à moindre coût



L'optimisation de court-terme du marché de l'électricité



La demande est inélastique : seuls certains consommateurs peuvent être prêts à s'effacer dans le cas où le prix est très élevé (ce type d'effacement a vocation à se développer dans les mixes décarbonés)

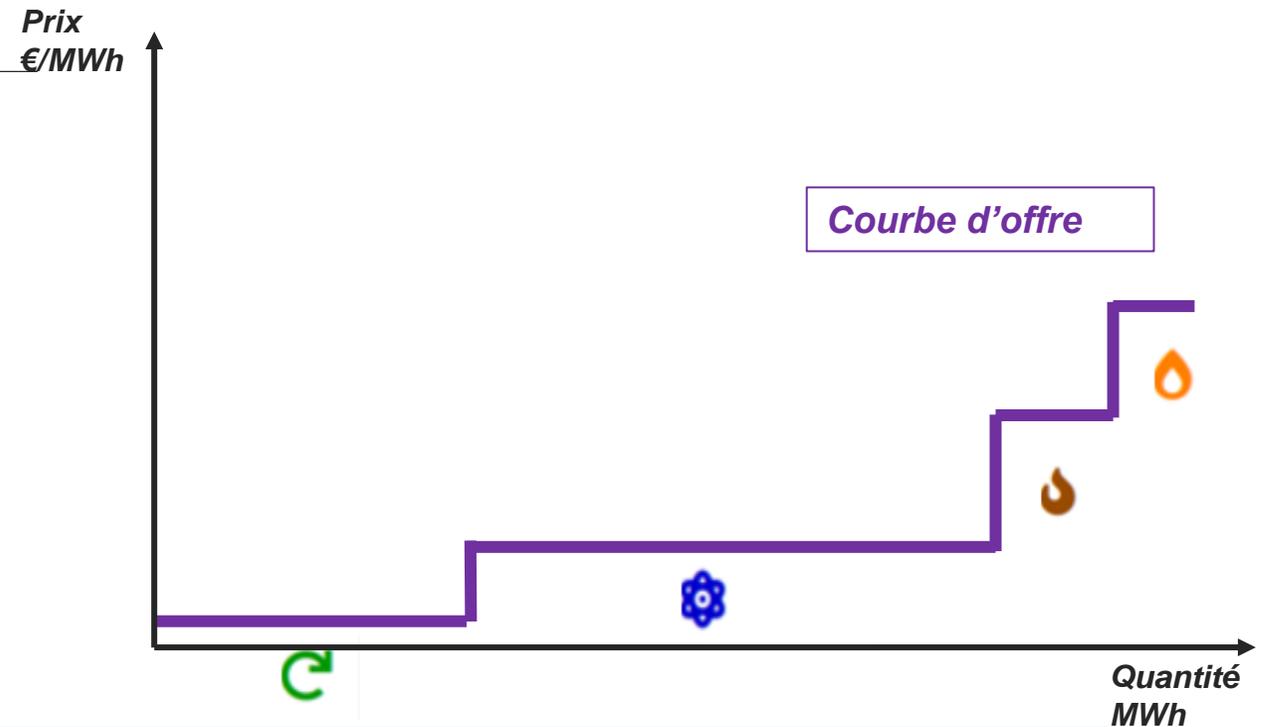


L'optimisation de court-terme du marché de l'électricité



Construction de la courbe d'offre

	Technologie	OPEX (€/MWh)
	Renouvelables	≈ 0€
	Nucléaire	≈ 10€
	Centrales à gaz à cycle combiné (CCGT)	≈ 40€ 2020 ≈ 350€ 2022
	Turbines à combustion (TAC)	≈ 150€ 2020 ≈ 500€ 2022



Chaque producteur propose sa capacité de production à son coût marginal de CT (coût variable)

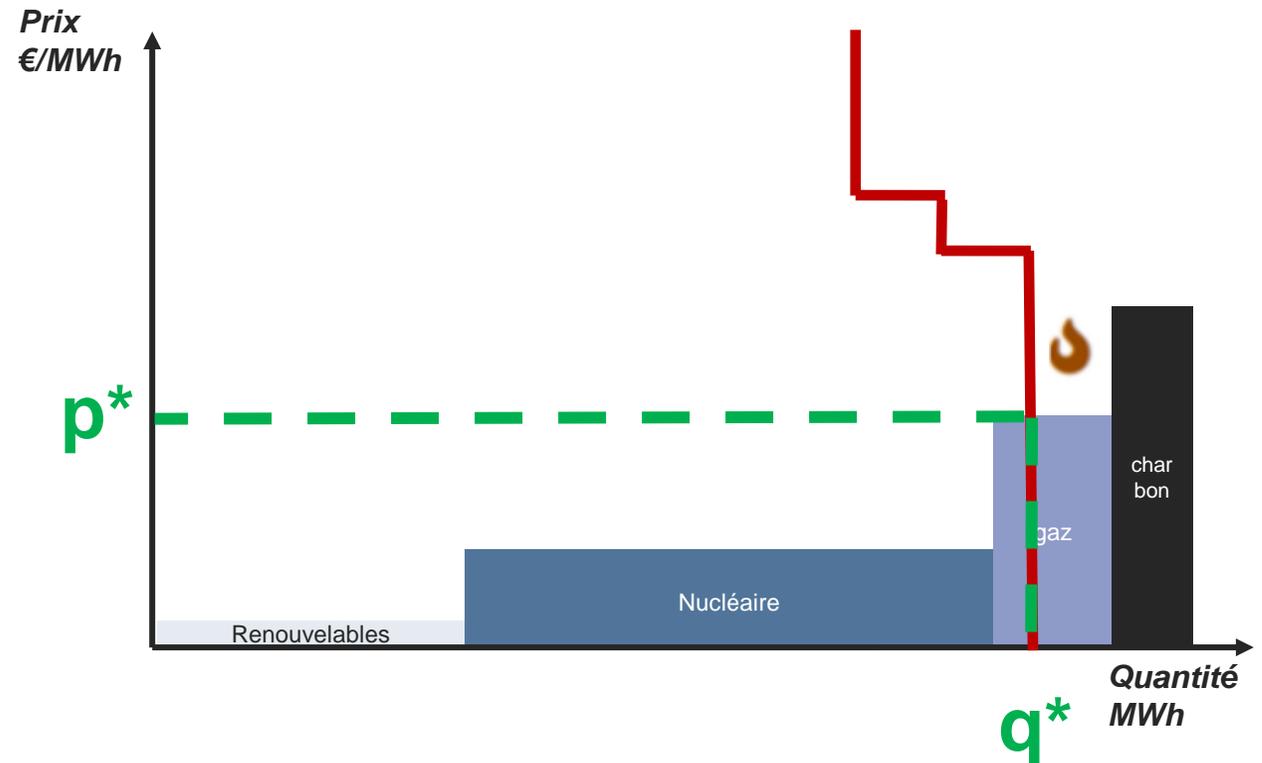
→ Coût marginal de CT: combien cela me coûte de produire 1 MWh supplémentaire lorsque j'ai déjà mon unité de production?

L'optimisation de court-terme du marché de l'électricité



Fixation du prix:

Comme pour tout marché, le prix et la quantité d'équilibre se fixent à la rencontre des courbes d'offre et de demande



→ Le prix est égal au coût marginal de la dernière centrale appelée

La rémunération des acteurs

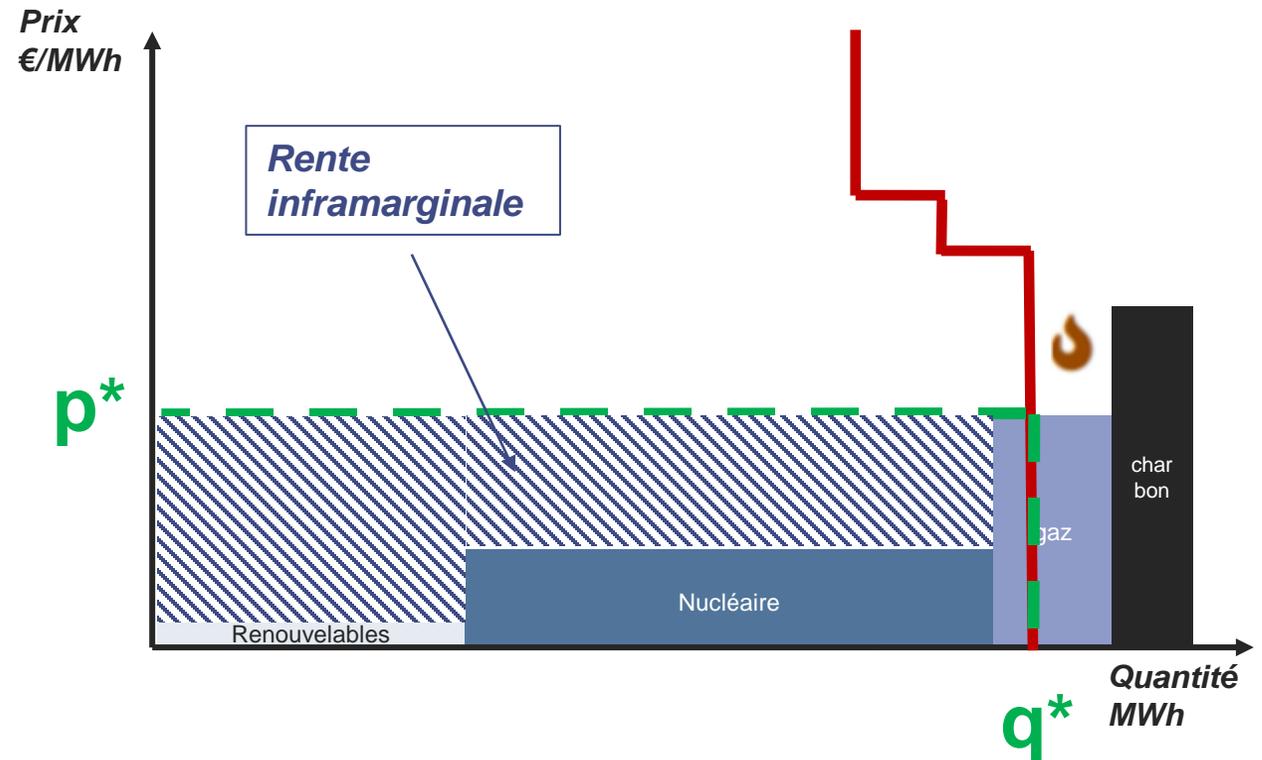
La centrale marginale couvre ses coûts marginaux

$$P^* = C_{\text{marg}} \text{ Centrale marginale}$$

Les producteurs infra marginaux appelés à produire touchent la *rente inframarginale*,

$$P^* > C_{\text{marg}} \text{ Centrales inframarginales}$$

→ Cette rente (profit de court-terme) permet de *financer les coûts de long-terme, c'est-à-dire les CAPEX*



L'optimisation de long-terme

Comment construire un mix de capacité optimal au long-terme ?



Hypothèses simplifiées du long-terme :

- Le parc de production à long-terme peut être modifié (capacités de production peuvent être construites/désinstallées)
- **Le futur n'est pas incertain**



Objectif :

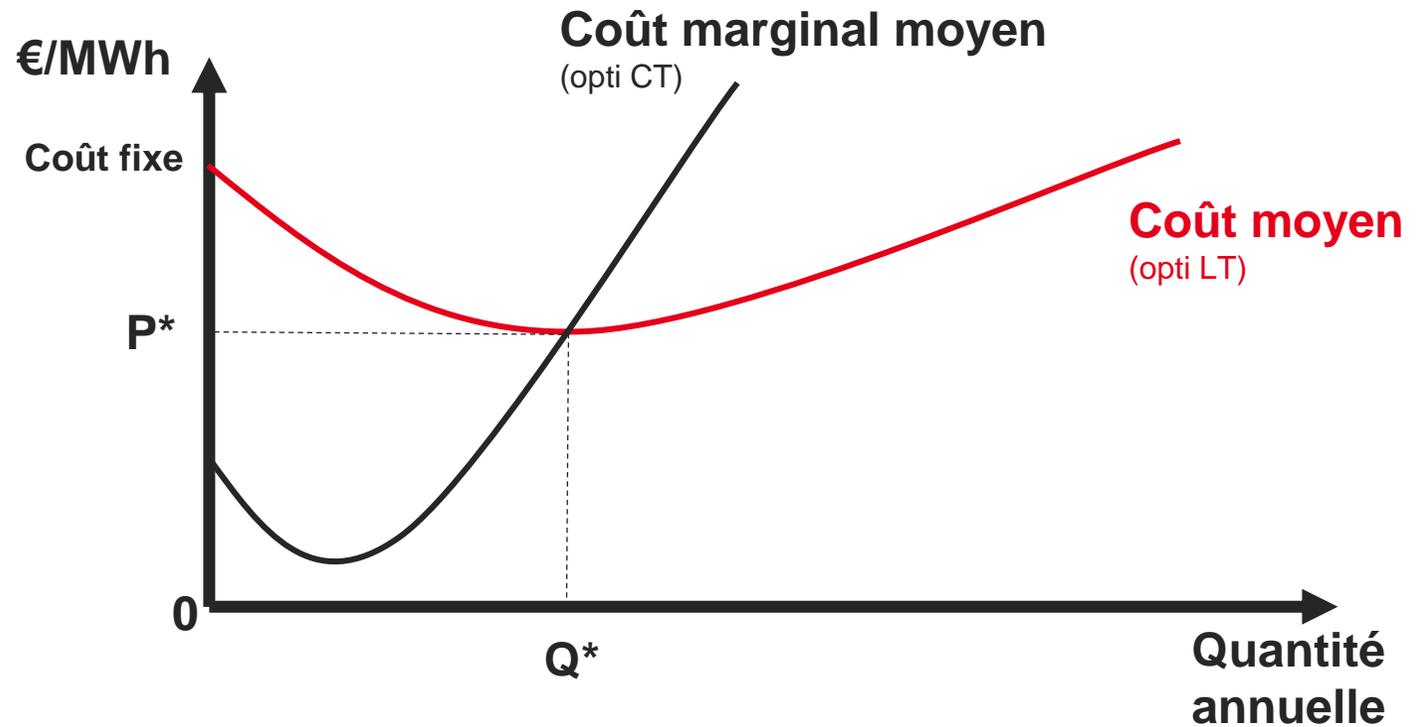
- **Assurer la demande électrique future au moindre coût**



La succession des optimisations de court terme permet la couverture des coûts fixes (équilibre de long terme)

A l'optimum du parc de production pour une demande donnée
→ coût moyen minimisé pour répondre à une demande donnée

i.e. les courbes de coût moyen et de coût marginal moyen (moyenne des prix et donc des prix marginaux) se croisent à l'optimum



Le tarification au prix marginal

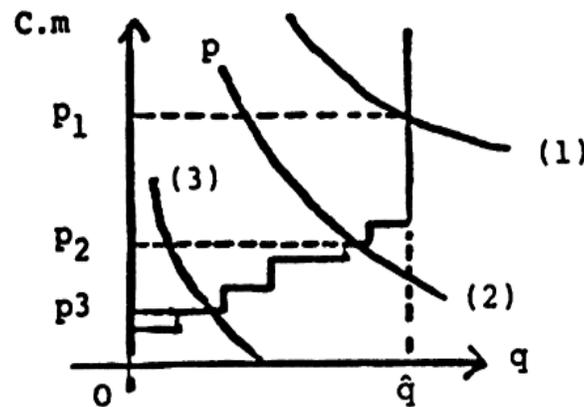


Quelques clarifications (Hirth, 2022):

1. N'est pas une règle artificielle/obligatoire mais le résultat attendu d'une équilibre de marché concurrentiel où les agents cherchent à maximiser leur profit
2. N'est pas propre au marché électrique
3. N'est pas uniquement valable sur le marché Day-Ahead
4. N'est pas indexé sur le prix du gaz

N'est pas le propre d'une organisation de marché uniquement... mais d'une optimisation économique aussi utilisée dans les monopoles régulés avant la libéralisation

Fig. 4



⁵ M. Boiteux, *La vente au coût marginal*, « Bulletin de l'Association Suisse des Electriciens », t. 47 (1956), n° 24.

La théorie économique et les marchés de l'électricité

Les marchés libéralisés en « energy-only » reposent sur l'hypothèse qu'il est possible de construire un modèle de marché suscitant des signaux de prix optimaux à court terme et à long terme.

Ils doivent permettre :

- de répondre à chaque demande horaire avec un parc donné
- de susciter les investissements pour adapter la taille du parc à l'évolution de la demande

Cela est vrai uniquement si les 5 conditions de la concurrence pure et parfaite sont vérifiées:

1. Information parfaite
2. Libre entrée/sortie du marché
3. Atomicité des acteurs
4. Homogénéité du produit
5. Libre circulation des moyens de production

En pratique, aucune de ces conditions n'est vérifiée totalement

A retenir

La tarification marginale : mise en place en premier lieu à EDF sous l'impulsion de Marcel Boiteux, était d'abord pensée comme un moyen d'optimisation court-terme et de signal d'investissement en interne plus que l'unique mode de rémunération des producteurs d'électricité



2 ■ **Le marché de l'électricité**

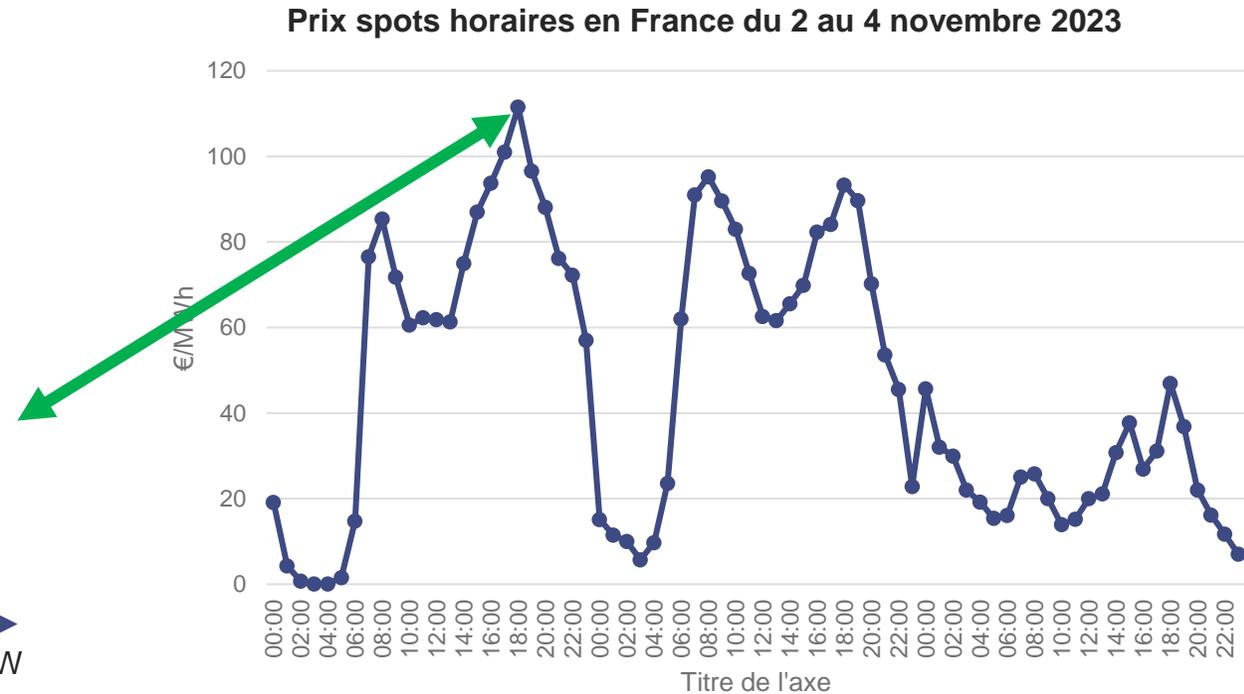
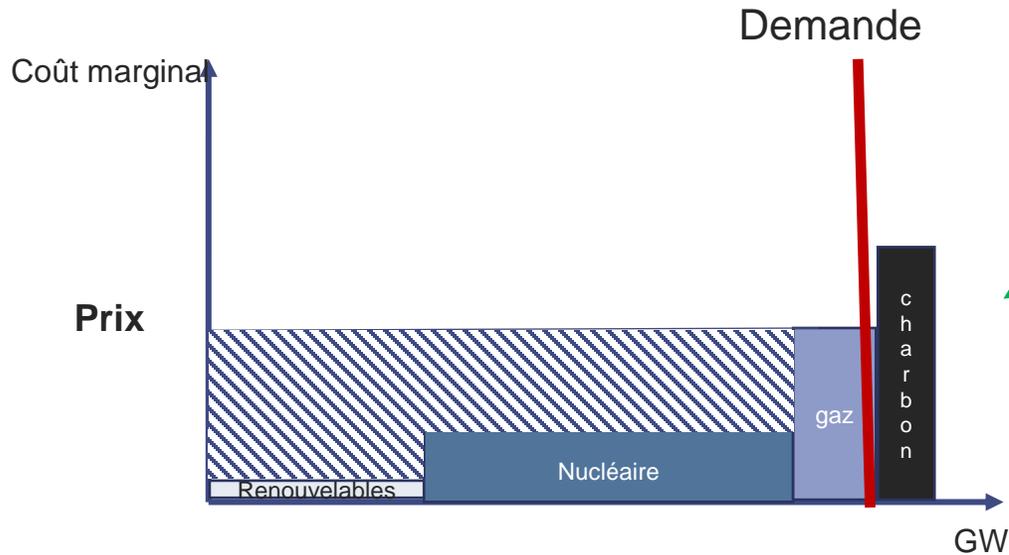
De la théorie à la pratique

Des prix volatils traduisant les fondamentaux de l'offre et la demande



Des prix qui évoluent heure par heure en fonction

Des moyens de productions mise en œuvre pour répondre à la demande

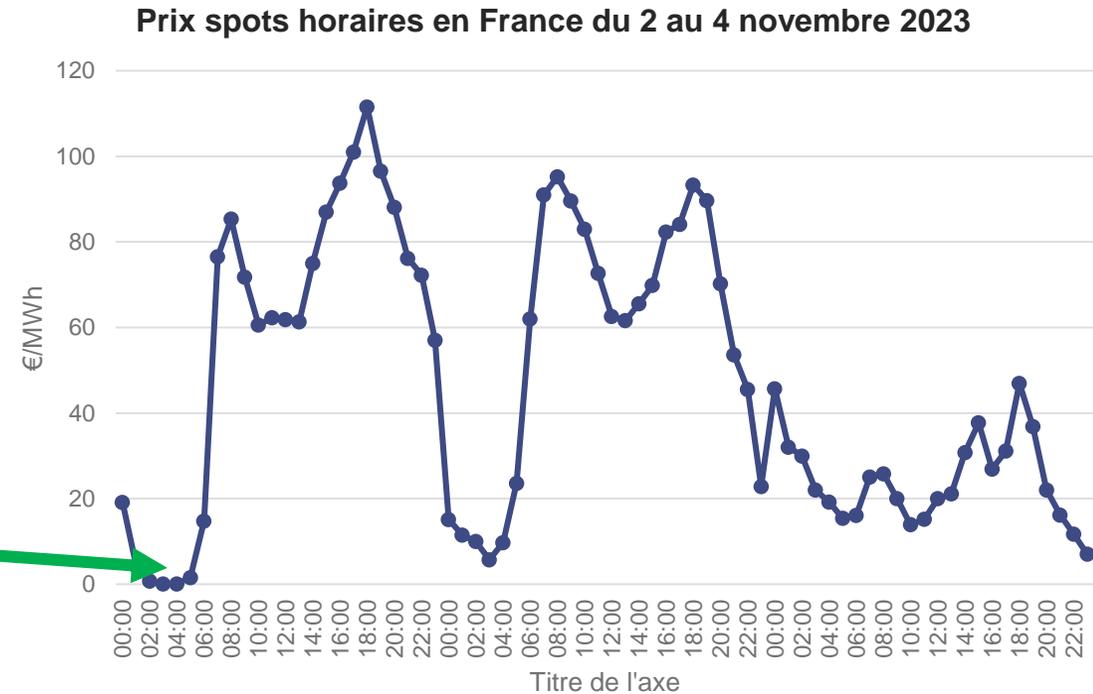
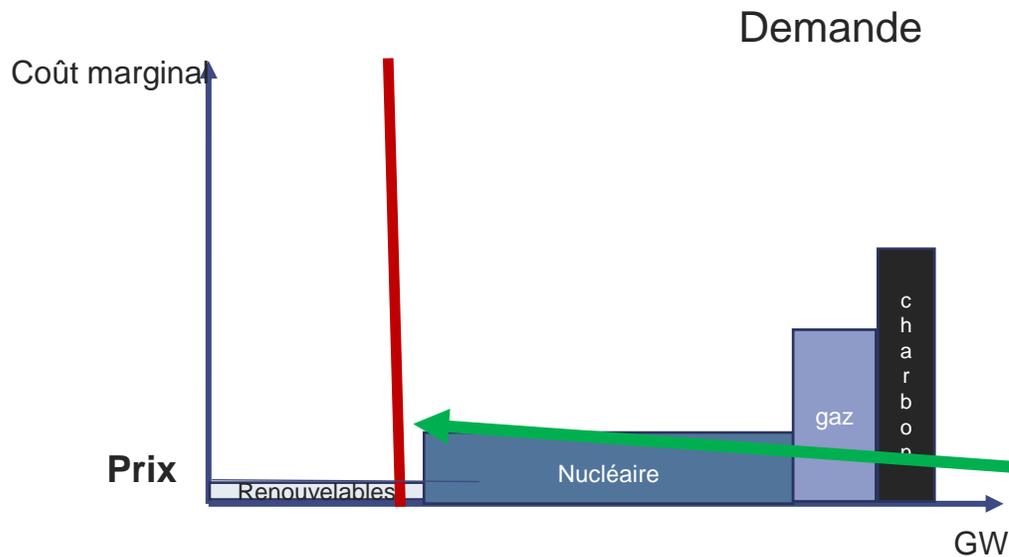


Des prix volatils traduisant les fondamentaux de l'offre et la demande



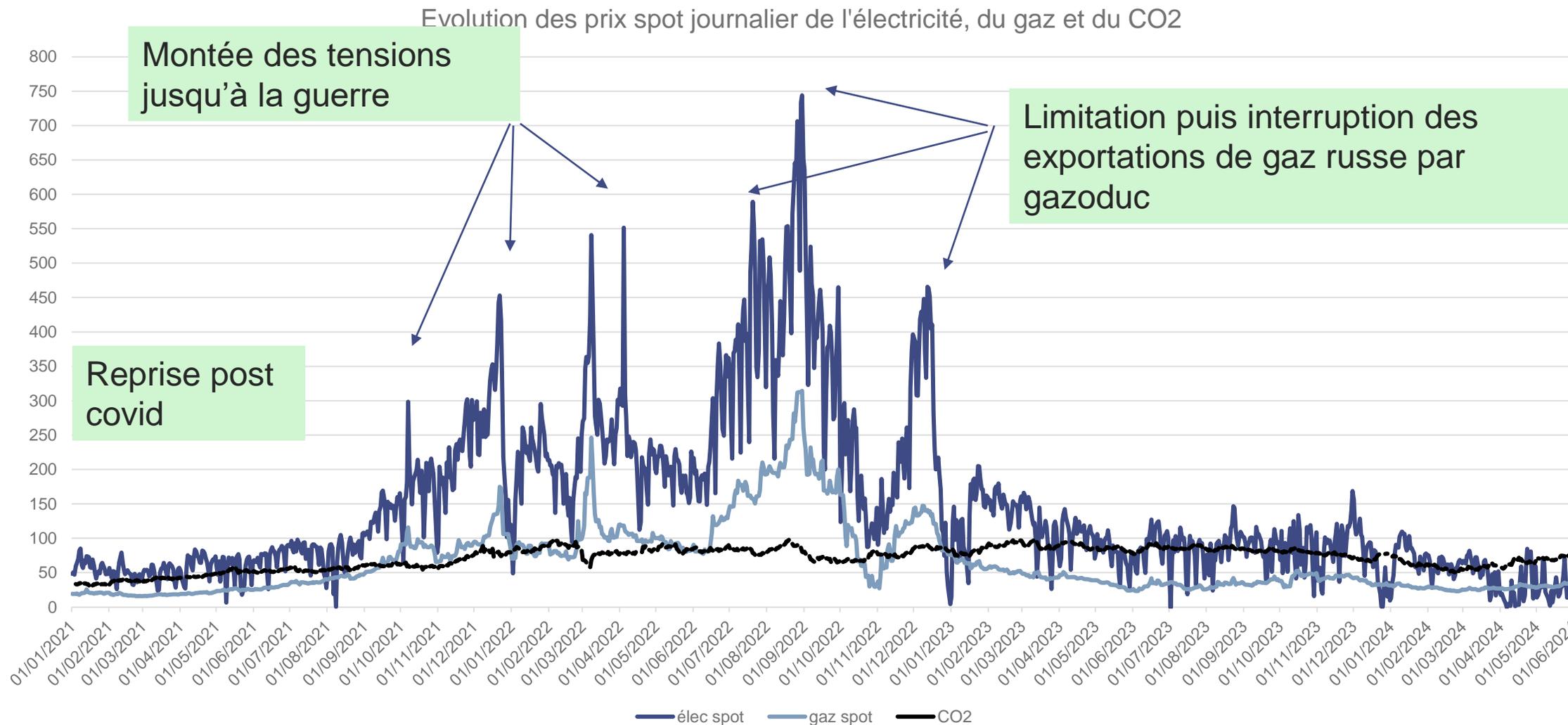
Des prix qui évoluent heure par heure en fonction

Des moyens de productions mise en œuvre pour répondre à la demande



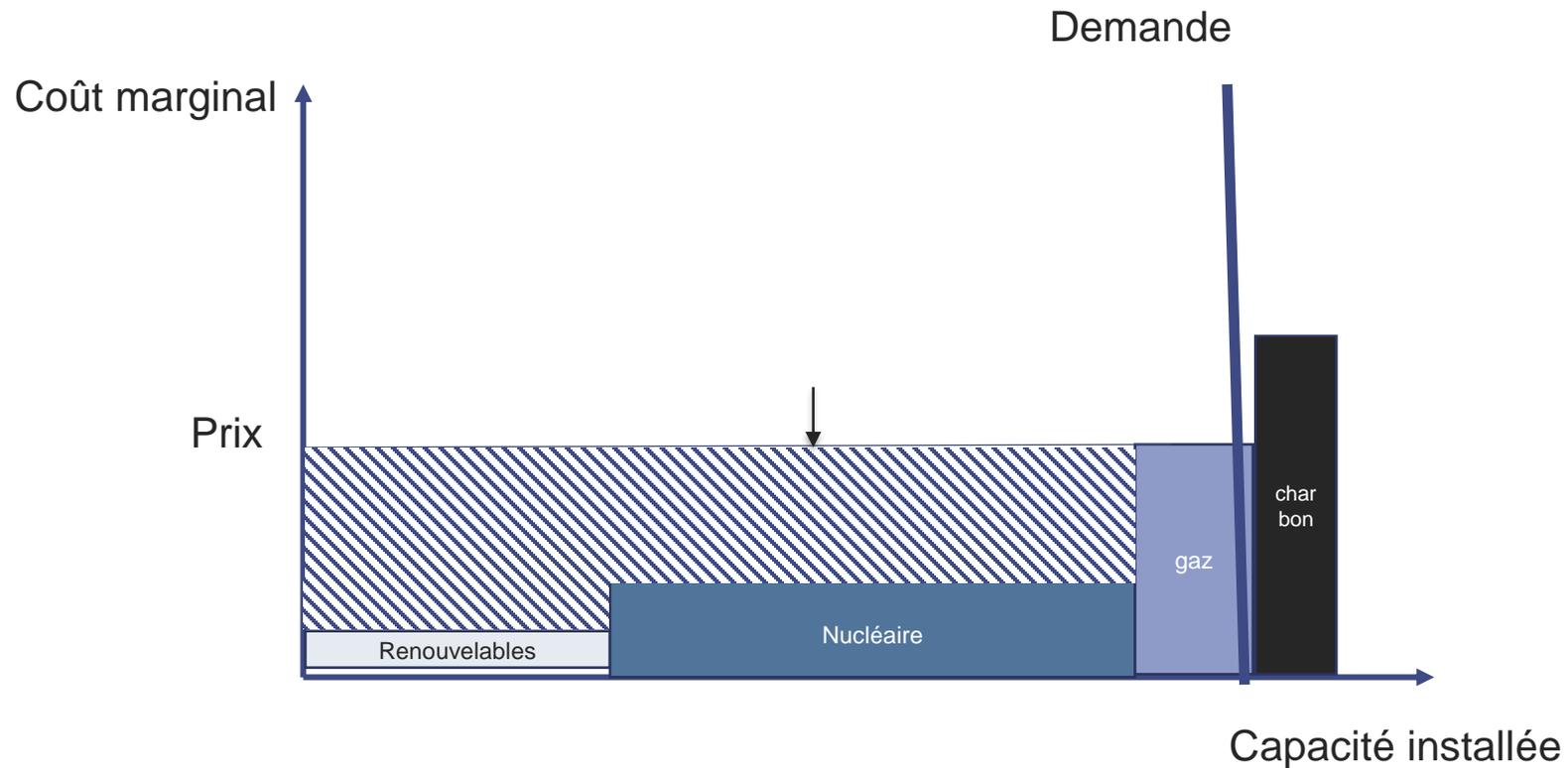
données: aleasoft /RTE

Des prix très volatils : Des prix dépendant des évolutions du prix du gaz



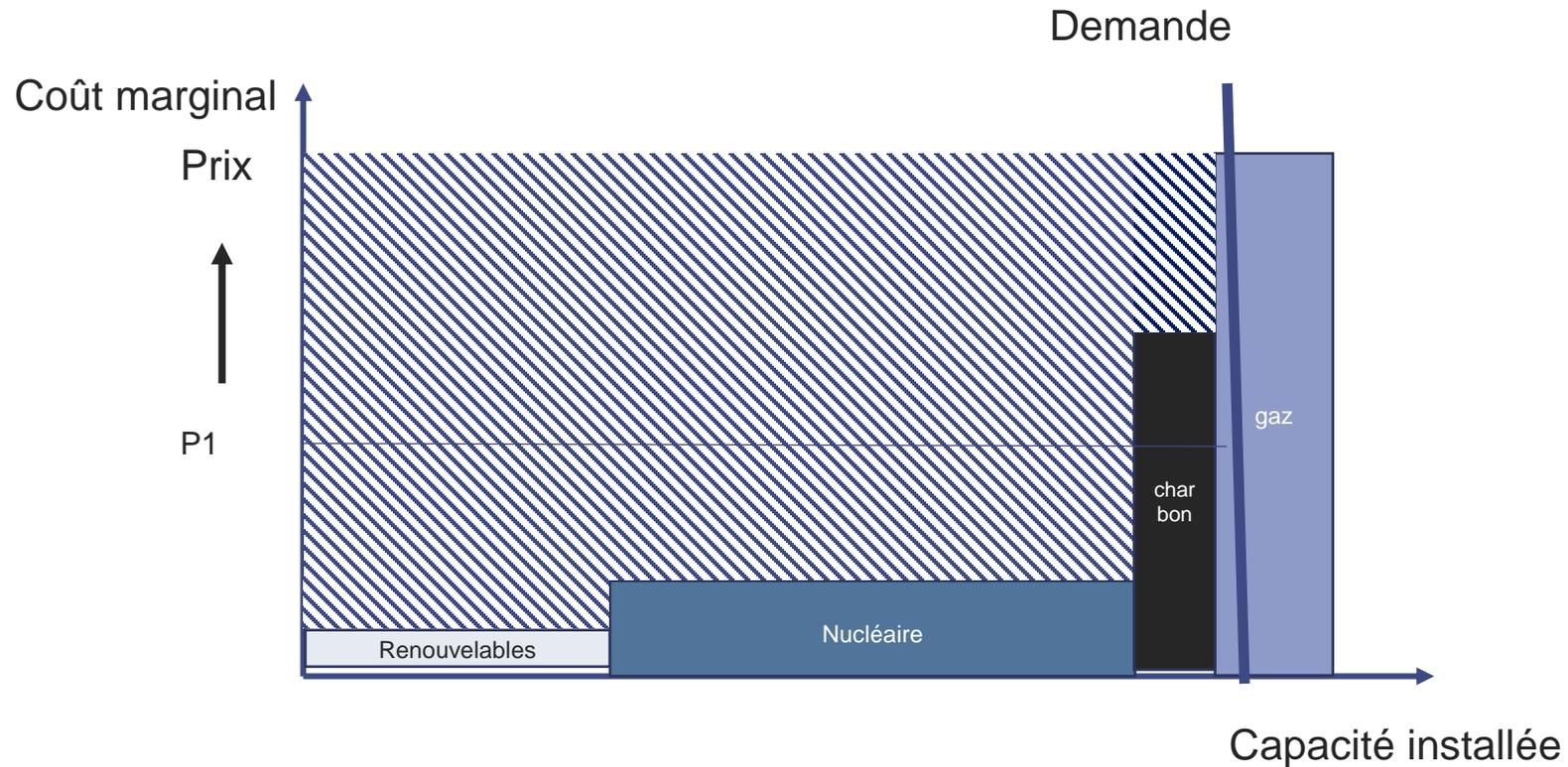
Des prix très volatils : Des prix dépendant des évolutions du prix du gaz

Retour sur les « fondamentaux »



Des prix très volatils : Des prix dépendant des évolutions du prix du gaz

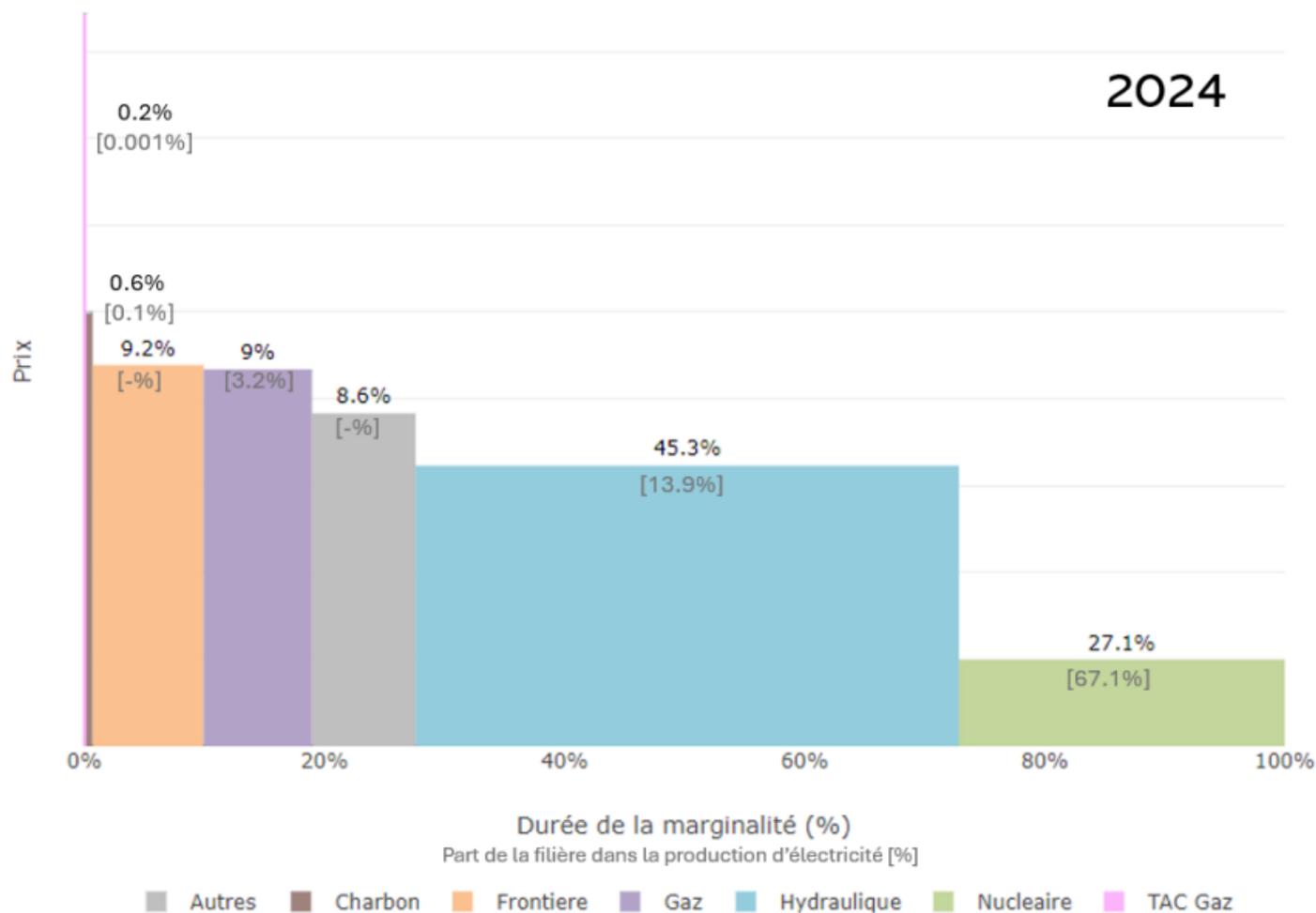
Retour sur les « fondamentaux »



Marginalité des moyens de production en %

Source CRE

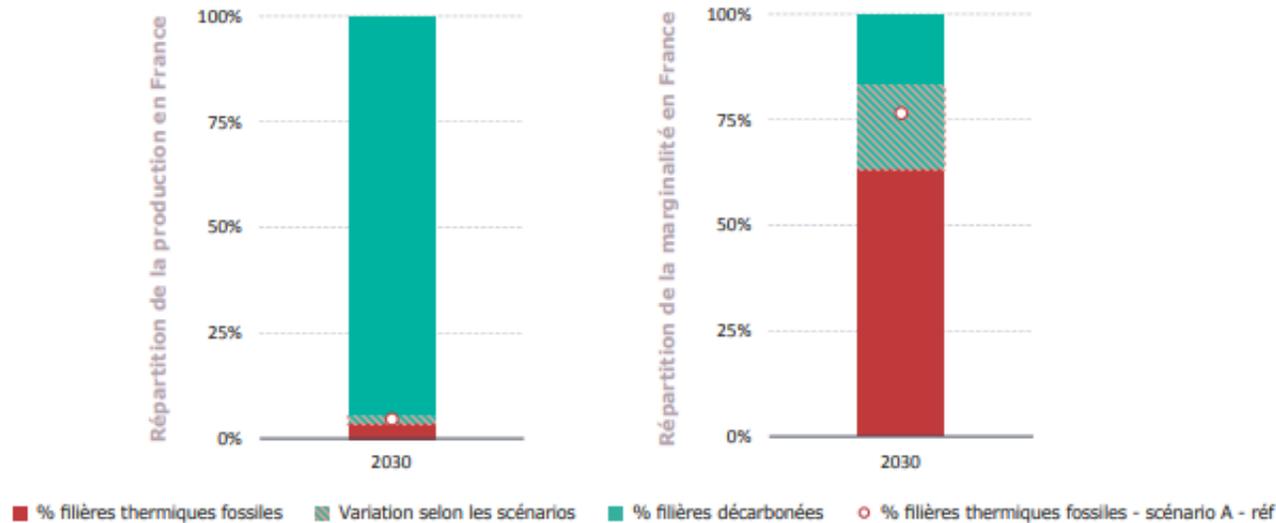
Figure 40 : Marginalité des différentes filières de production en 2023 et 2024



Marginalité des moyens de production en %

Figure 9.24 Comparaison de la part des filières décarbonées dans la production d'électricité en France (à gauche) et de la part imputable aux filières thermiques fossiles dans la formation des prix de gros projetés (à droite), à l'horizon 2030

Source : RTE Chap 9 Bilan prévisionnel 2023



Pbr : Comment inciter à la substitution fossiles-électricité décarbonée si ses prix restent largement dépendant de ceux du gaz et du CO₂ ?

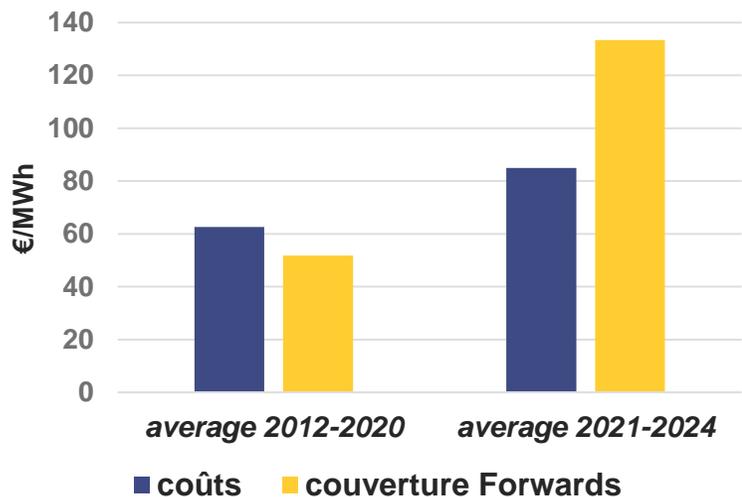
Selon RTE « **les prix des marchés de gros devraient demeurer (à l'horizon 2035) déterminés plus de 75% du temps par le coût variable des filières thermiques (et, par conséquent, par le prix du gaz, du charbon et du CO₂), alors même que la production d'électricité française serait assurée à plus de 95% par des filières décarbonées** ».



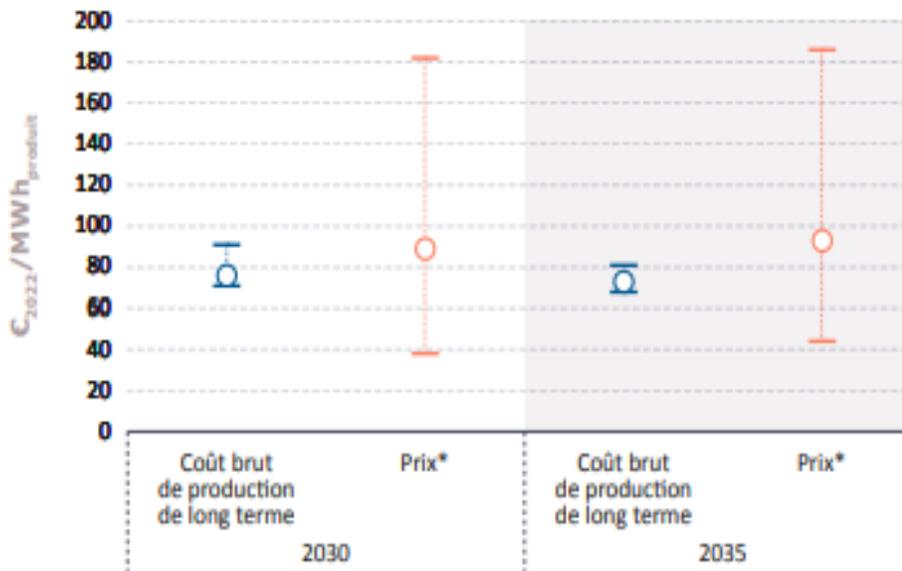
Des prix déconnectés des coûts de production

Figure 9.30

Projection des écarts entre les coûts de production et les prix de gros en France aux horizons 2030 et 2035 pour le scénario A-ref (accélération réussie)



Source : RTE Chap 9 Bilan prévisionnel 2023



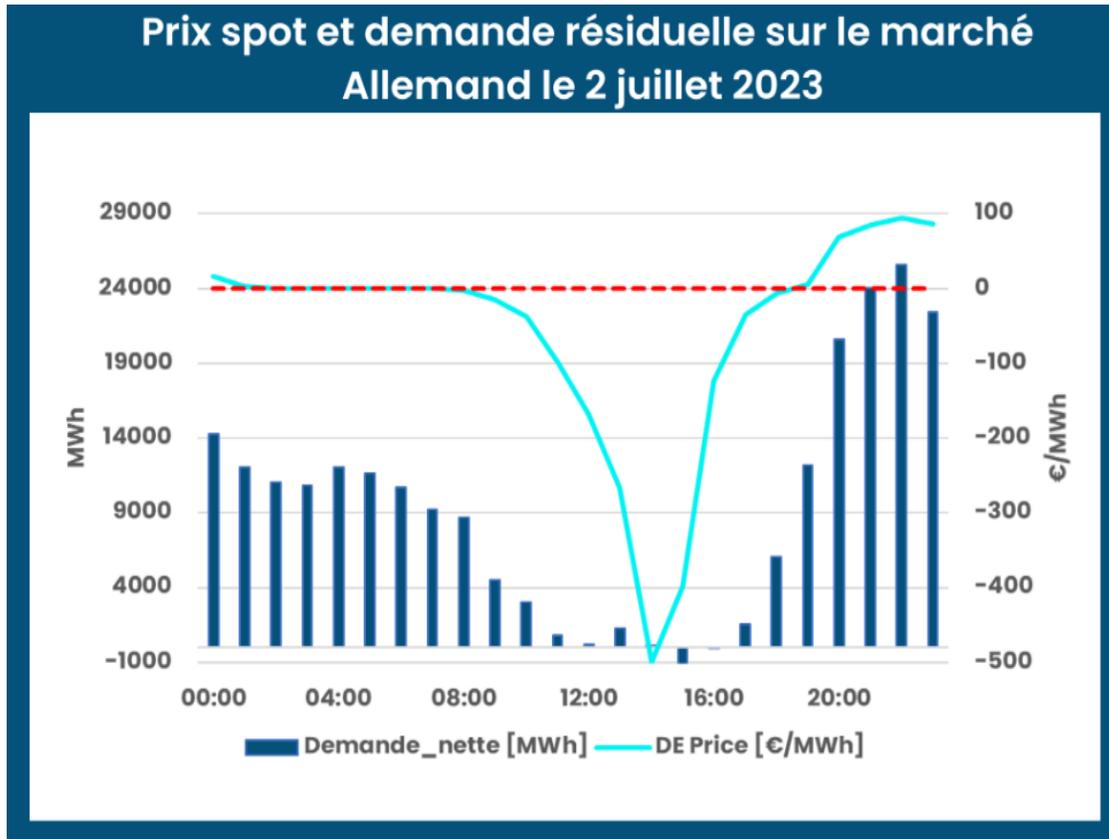
- Scénario A - ref
- ▭ Plage dans les configurations étudiées intégrant des incertitudes sur :
 - le prix du gaz : ~15 à ~75 €/MWh,
 - le prix du CO₂ : ~30 €/t à ~140 €/t,
 - la production nucléaire : ~330 à ~400 TWh

* Moyenne des prix horaires de l'année

Source : RTE Chap 9 Bilan prévisionnel 2023

Pbr : comment investir quand les revenus sont incertains ?

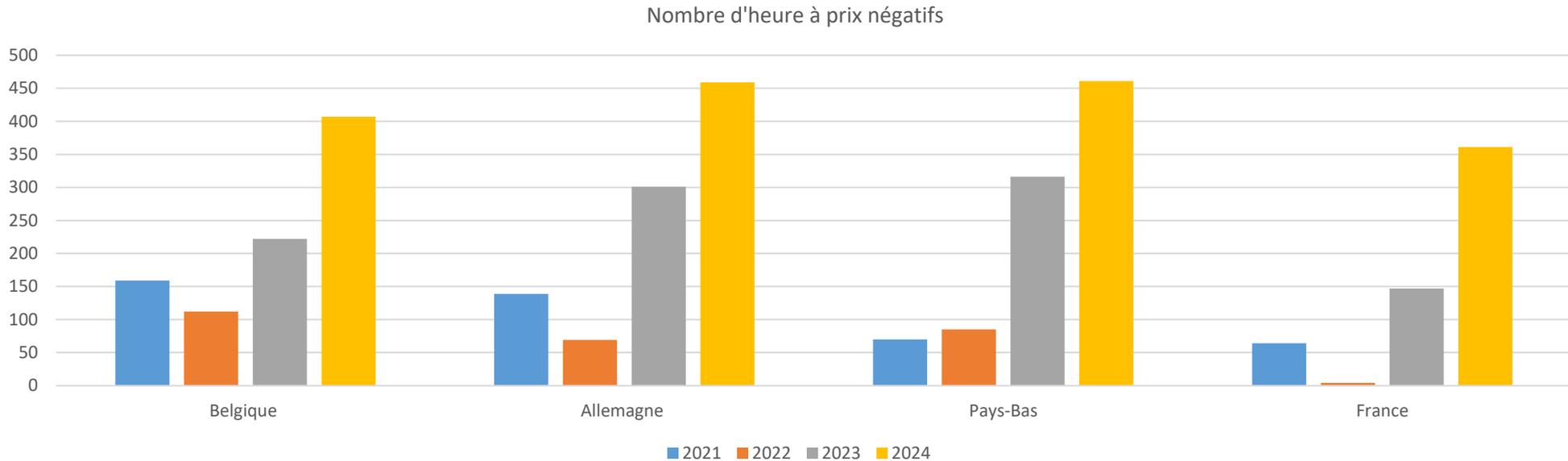
Le phénomène des prix négatifs



source: Bulletin trimestriel I-tésé

- Durant certaines heures la production renouvelables couvre totalement (ou une grande partie de la demande)
- En théorie les centrales pilotables s'éteignent et le prix devient nul
- Ces centrales pourraient d'arrêter mais ... pas redémarrer quelques heures plus tard lorsque les ENR seraient incapables de couvrir seules la demande (coût redémarrage prohibitif)
- Ces centrales pilotables préfèrent offrir leur énergie à prix négatifs sur quelques heures pour ne pas avoir à s'éteindre pour ensuite pouvoir quelques heures plus tard capter des prix positifs leur assurant in fine une opération rentable
- **Gestion en fonction des coûts combustibles ET contraintes techniques**

Des prix négatifs



Un phénomène croissant avec le développement des renouvelables :

- Des pertes de revenus pour les producteurs
 - De l'incertitude
- Besoin de développer des moyens de flexibilité

Source « Bilan électrique 2023 » RTE

Les investissements dans les renouvelables: le cas du solaire en France

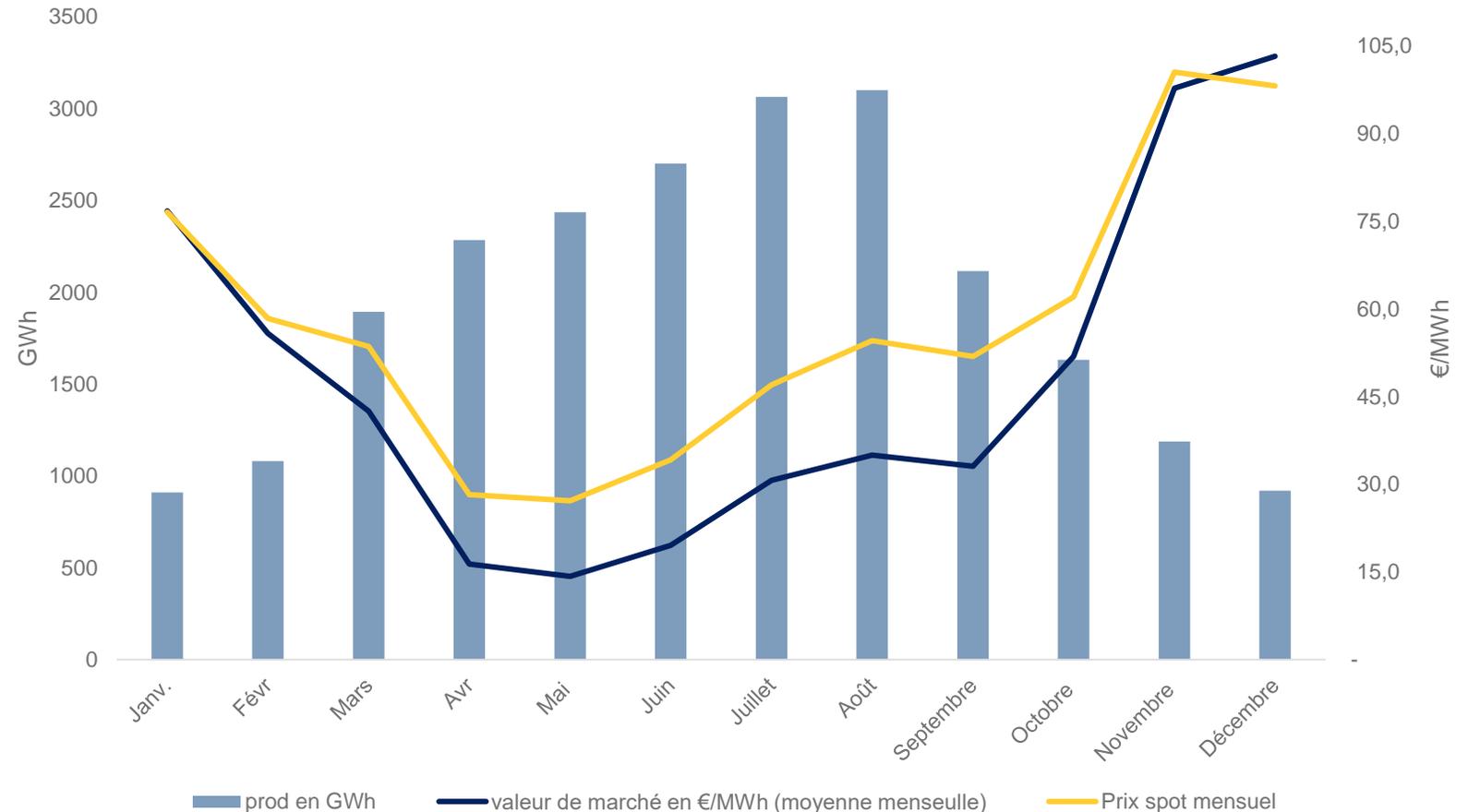
« Cannibalisation » du solaire :

En moyenne pondérée par les quantités produites sur l'année 2024 le PV n'a capté que 76 % des prix de marché.

Moyenne pondérée valeur de marché captée 46,1 €/MWh
Moyenne pondérée prix de marché 60,8 €/MWh

⇒ **Comment les ENR vont ils se rémunérer sur les marchés ?**

Production solaire et valeur de marché en 2024





Un pivotement de la stratégie électrique française

- Nouvelle stratégie énergétique française en rupture par rapport à la dernière PPE (2020).
 - Augmentation de la demande d'électricité tout en incitant à l'efficacité énergétique et au développement de la sobriété
 - Fort développement de la capacité de production bas-carbone (ENR + Nucléaire).

Comment inciter les consommateurs à substituer l'électricité aux énergies fossiles ?

Prix élec < ? prix fossiles

Les revenus > ? les coûts

Comment inciter les producteurs à investir dans ces moyens de production intensif en capital ?

Le marché de l'électricité donne-t-il les bonnes incitations ?

Bilan de la libéralisation



Quel bilan de la libéralisation des marchés ?

Réussite:

L'architecture du marché (Energy only) a permis l'optimisation des moyens de production existants et des échanges entre pays, permettant de minimiser les coûts au niveau européen

Echecs:

Le prix payé par les consommateurs peut être très volatil et déconnecté des coûts

N'incite pas chez les consommateurs industriels à substituer l'électricité aux énergies fossiles

Le signal prix n'a pas été suffisant pour inciter l'investissement dans de nouvelles capacités.

Les revenus des producteurs sont également volatils et ne permettent pas de garantir une rémunération qui assurerait la rentabilité des investissements nécessaires à la transition énergétique et à la sécurité d'approvisionnement.

Les actifs bas carbone sont en effet caractérisés par une part élevée de coûts d'investissements, qui nécessitent une visibilité de long terme sur leurs revenus futurs.



3 ■ **Vers des nouvelles organisations de marchés**

UE : réformer les marchés de l'électricité

Vers des marchés hybrides

Proposition de la commission du 14 mars 2023 et accord du 12 décembre 2023 :

« La proposition (...) **optimisera** l'organisation du marché de l'électricité **en complétant** les marchés à court terme par **un renforcement du rôle des instruments à long terme**, afin de

1. Permettre aux consommateurs de bénéficier de contrats à prix fixe

Eviter la volatilité des prix en rapprochant les prix des coûts de production : le prix payé par le consommateur fait l'objet d'un contrat (différentes formes possibles)

2. Permettre aux producteurs d'investir dans les technologies propres.

Réduire les incertitudes (permet de baisser le coût du financement) sur revenus en fonction des risques portés par les technologies :

- Risque sur les quantités (pointe)
 - ← Déconnecter le revenu de la quantité produite ; rémunération de la capacité et non de l'énergie
- Risque sur les prix (renouvelable, nucléaire)
 - ← Déconnecter les revenus de l'évolution des prix
- Risque de construction (nucléaire)
 - ← Répartition du risque entre plusieurs acteurs

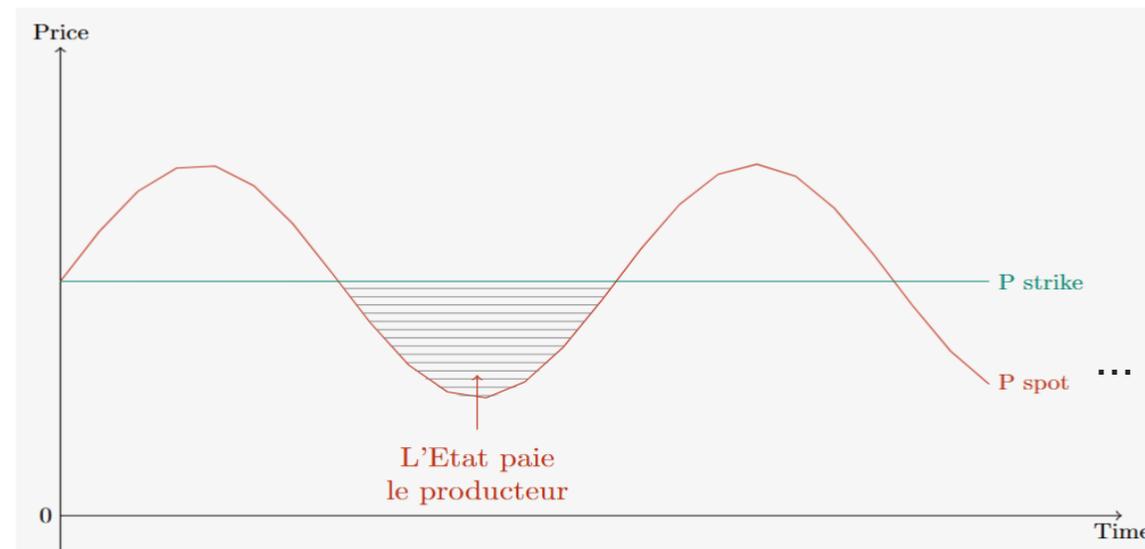
« Les instruments de long terme » :

Risque sur les prix (renouvelable, nucléaire)

← Déconnecter les revenus de l'évolution des prix

Des outils au départ utilisés pour soutenir le développement des renouvelables

- **Prix garantis (Feed-in Tariffs/**Obligation d'achat**)**
 - Obligation d'achat l'électricité renouvelable produite
 - Tarif fixe, décidé par les pouvoirs publics, garanti sur une certaine période (15 ans en général).
- **Revenu garanti (Feed-in-Premium/**Complément de rémunération**)**
 - Objectif quantitatif fixé par les pouvoirs publics
 - Garantie de revenu sur la durée prévue au contrat
 - Tarif fixé par un système d'enchère



« Les instruments de long terme » :

Risque sur les quantités (pointe)

← Déconnecter les revenus de l'évolution des prix

- **CFD bilatérale (Contracts For Differences)** un contrat signé entre un producteur d'électricité et une entité publique garantissant un revenu fixe (prix de référence):

- subvention si prix de marché < prix de référence
- Captation si prix de marché > prix de référence
- Possible pour Renouvelables, Nucléaire nouveau et ancien

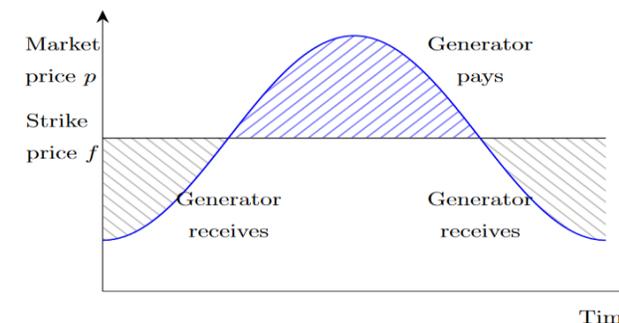


Figure 5: Contracts-for-Differences

- **Marchés à terme** : contrats prévoyant la livraison future de produits pour un prix fixé aujourd'hui, où tous les paramètres sont standardisés (quantité, date...) sauf le prix, qui est négocié sur le marché => développer les maturités lointaines, mais **enjeux de liquidité et de profondeur**.
- **PPA (Power Purchase Agreement)** où le consommateur (ou un fournisseur) achète directement une quantité d'électricité à un producteur à un prix fixé sur une période déterminée. C'est un accord de gré à gré.
 - Possible pour Renouvelables, Nucléaire nouveaux et ancien

Intérêts et limites des instruments de LT



Instruments de LT	<u>Donner de la visibilité aux investisseurs</u> (Faciliter les investissements dans les technologies propres)	<u>Donner de la visibilité aux consommateurs</u> (Permettre aux consommateurs de bénéficier de contrats à prix fixe)
<u>PPA</u>	<p>Garantie de revenu sur des périodes de 10 à 15 ans</p> <p>Ne permet pas à la puissance publique d'orienter le choix des technologie</p>	<p>Oui mais pas pour tous (fonction crédibilité de l'acheteur)</p>
<u>Marchés à terme</u>	<p>Maturité insuffisamment longue</p>	<p>Oui ?</p>
<u>CFD bilatérale</u>	<p>Des engagements de (très) long terme avec le producteur</p> <p>Orienter le choix des technologies en fonction du mix souhaité</p> <p>Incertitude réglementaire</p>	<p>Oui sous condition de redistribution de la différence entre le prix de marché et le prix de référence.</p> <p>Risque pour les finances publiques</p>

« *Les instruments de long terme* » :

Risque de construction (nucléaire)

← Répartition du risque entre plusieurs acteurs

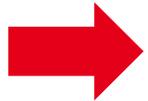
- **Base d'actif régulé** (*regulated asset base* ou RAB) financement pour la centrale de **Sizewell**
 - Financement par l'Etat dès le début de la construction de l'investisseur
 - Financement définit par un régulateur indépendant en fonction de règle
 - Partage de risque investisseurs/Etat/ consommateurs

- **Prêts bonifiés par l'Etat** financement envisagé pour les **EPR 2**
 - Réduction du coûts du capital
 - Définition des règles de répartition des éventuels dépassements des coûts
 - Partage des risques investisseurs/Etat/ consommateurs

Se rajoute le
besoin de garanti
de revenu (risque
prix) :
**CFD sur le
nouveau
nucléaire**

Vers des marchés hybrides

Combinaison d'**incitations décentralisées** (marché pour le court terme) pour définir les niveaux de production pour les actifs existants et d'**incitations centralisées** (Etat/régulateur) pour définir et financer les investissements (long terme).



Des instruments de long terme

- Pour avoir des prix moins volatiles et représentatifs des coûts
- Pour s'assurer que les coûts de long terme sont couverts et baisser les coûts de financement des investisseurs
- Pour financer la capacité disponible



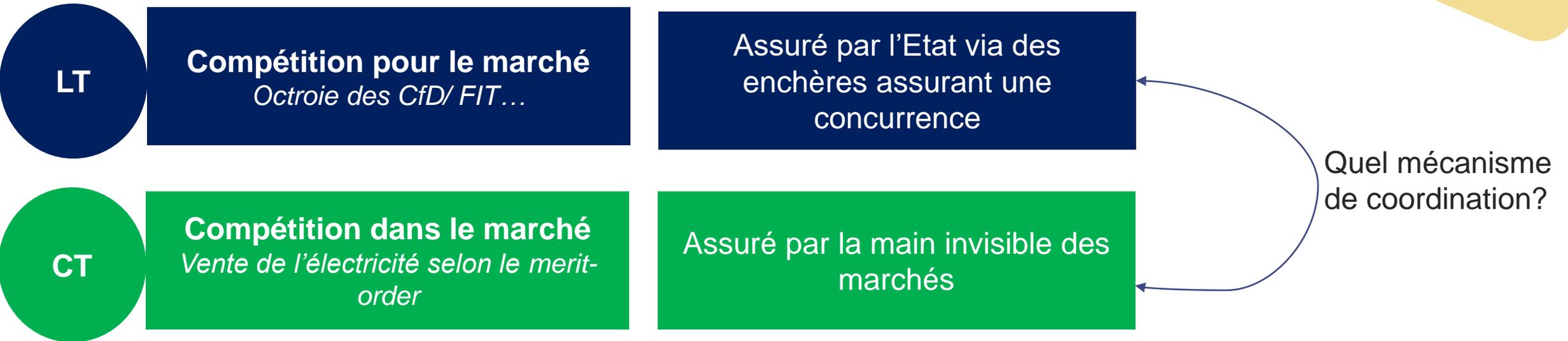
Définition explicite par le régulateur du mix électrique



Une concurrence entre les producteurs pour accéder aux contrats de long terme

Vers des nouvelles organisations de marchés

Les marchés seuls ne sont plus vu comme capables d'assurer l'équilibre offre/demande de court et long terme



L'ère des marchés « hybrides » (Finon & Roques, 2017): cadre institutionnel devant assurer la coordination des besoins en électricité de court et long-terme