

Marchés de l'énergie

UnW 2025





- 1. Rappels historiques et fondamentaux**
- 2. De quoi parle-t-on ?**
- 3. Rôles des principaux acteurs**
- 4. Enjeux producteurs**



Rappels historiques et fondamentaux



Deux politiques fondamentales, concomitantes, peu coordonnées

Politique climat (2000ies)

Objectifs : réduction des émissions de GES par efficacité et développement des enr.

Directives sectorielles : Bâtiments, Eco-design; émissions véhicules

Système d'échange de quotas

Sous-jacents :

- Environnement et lutte contre les changements climatiques,
- sécurité d'approvisionnement,
- innovation industrielle...



Marché européen intégré de l'énergie (90ies)

Objectifs : Optimisation par la concurrence, les interconnexions. Enjeu de compétitivité et « bénéfique des consommateurs »

Sous-jacents :

- Monopoles inefficaces
- Interventions « politiques » néfastes
- EM inféodés aux intérêts des monopoles historiques
- Marché intérieur et sécurité d'approvisionnement

La politique énergétique globale étant nationale, le cadre européen s'est (sur)développé là où c'était possible



« Concurrence libre et non faussée »

- **Accès non discriminatoire aux réseaux** (monopoles naturels) et séparation des activités de transport d'électricité et de gaz -> injection EnR
- **Infrastructures transnationales**
- **Séparation des activités de « service public » (réseaux)**
- Règles techniques communes (codes, règlements) -> injection EnR
- Autorités de régulation indépendantes des Gouvernements + Agence de coopération (2009) -> CRE en France
- Protection des consommateurs = choix du fournisseur, meilleur prix, consommateurs actifs -> communautés énergétiques, autoconsommation...



- **Efficacité des échanges et solidarités transfrontalières, robustesse aux crises d’approvisionnement – interconnexions, règles d’accès, couplage des marchés...**
- **Secteur bien plus encadré – Définition explicite du service public, régulation indépendante et protection des capacités d’investissement dans les réseaux de transport, droits des consommateurs, contre-pouvoirs**
- **Enlever les principaux freins au développement des EnR (et flexibilités) : injection, contrats, effacement**
- **Bilan moins évident pour le marché de détail : impacts très variables selon les catégories de consommateurs et les déclinaisons nationales.**



De quoi parle-t-on ?



Schéma de principe gaz



APPROVISIONNEMENTS

DÉBOUCHÉS

Volume global ± 634 TWh en 2023 / 593 en 2024

156 TWh
138 TWh



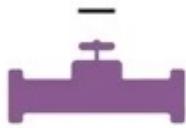
Déstockage



Stockage

123TWh
137 TWh

215 TWh
234 TWh



Importations terrestres



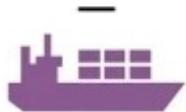
Livraisons aux PEG
Transactions
sur les marchés de gros

361 TWh
382 TWh
431 en 2022

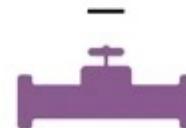


Consommation clients finals

210 TWh
253 TWh



Importations GNL



Exportations

108 TWh
112 TWh

Production biométhane 9 TWh / 12 TWh

Consommation RTG 2 TWh

Source : CRE



Focus infrastructures gazières



- **Réseaux de transport** permettent d'importer le gaz depuis les interconnexions terrestres et les terminaux méthaniers et de l'acheminer. **GRT gaz, Terega**
- **Installations de stockage** contribuent à la gestion de la saisonnalité, à la flexibilité notamment pour équilibrer les réseaux de transport, et à la sécurité d'approvisionnement. **Storengy, Terega**
- **Terminaux méthaniers** permettent d'importer du gaz naturel liquéfié (GNL). **Elengy, Fosmax, Dunkerque LNG**
- **Réseaux de distribution** acheminent le gaz depuis les réseaux de transport jusqu'aux consommateurs finals. **Grdf, 22 ELD, nouvelles concessions**



Réseaux de gaz





Marché, marchés ?



Total volumes UE : 3550 TWh consommés – environ 73 000 échangés

Marché de gros

1993 TWh – 70 mds€

Bourse

Spot 282 TWh

Produits à terme
78 TWh

Gré-à-gré

Spot 71 TWh

Produits à terme
1563 TWh

Marché de détail

Consommation
finale **361 TWh**

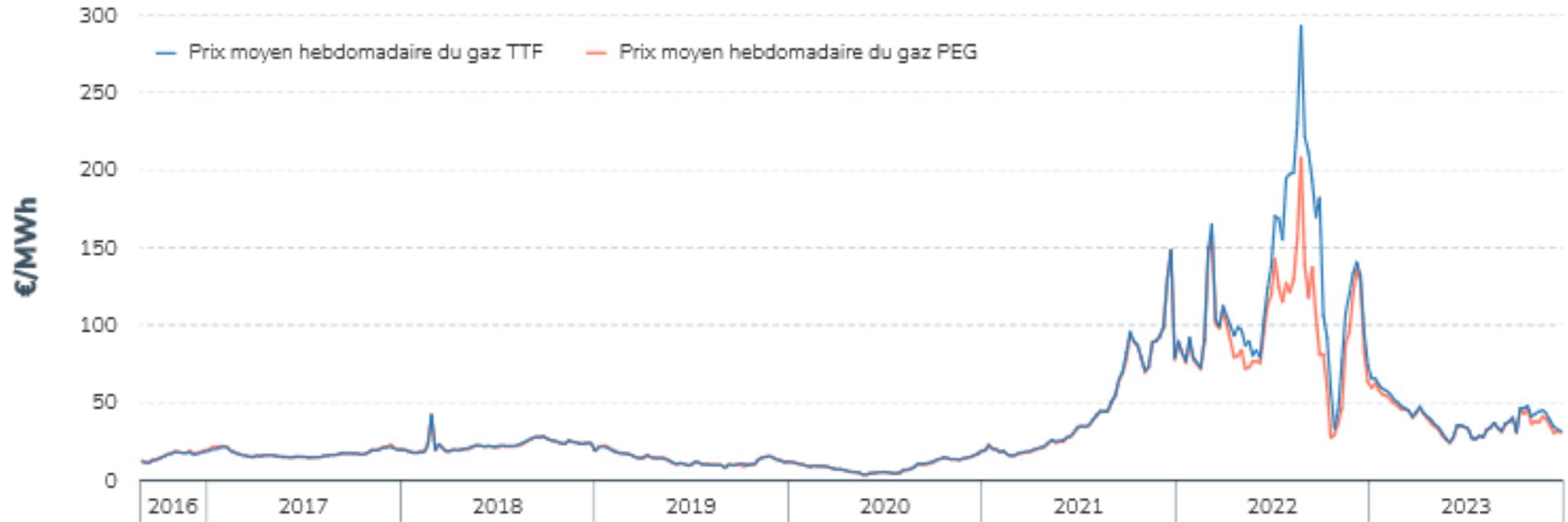
Données France 2024



Prix Spot (day-ahead) gaz en Europe



Figure 3.2 : Évolution des prix du gaz (PEG et TTF) entre 2016 et 2023 (moyennes hebdomadaires)



Source : EEX



Prix à terme



Source : EEX – Analyse : CRE



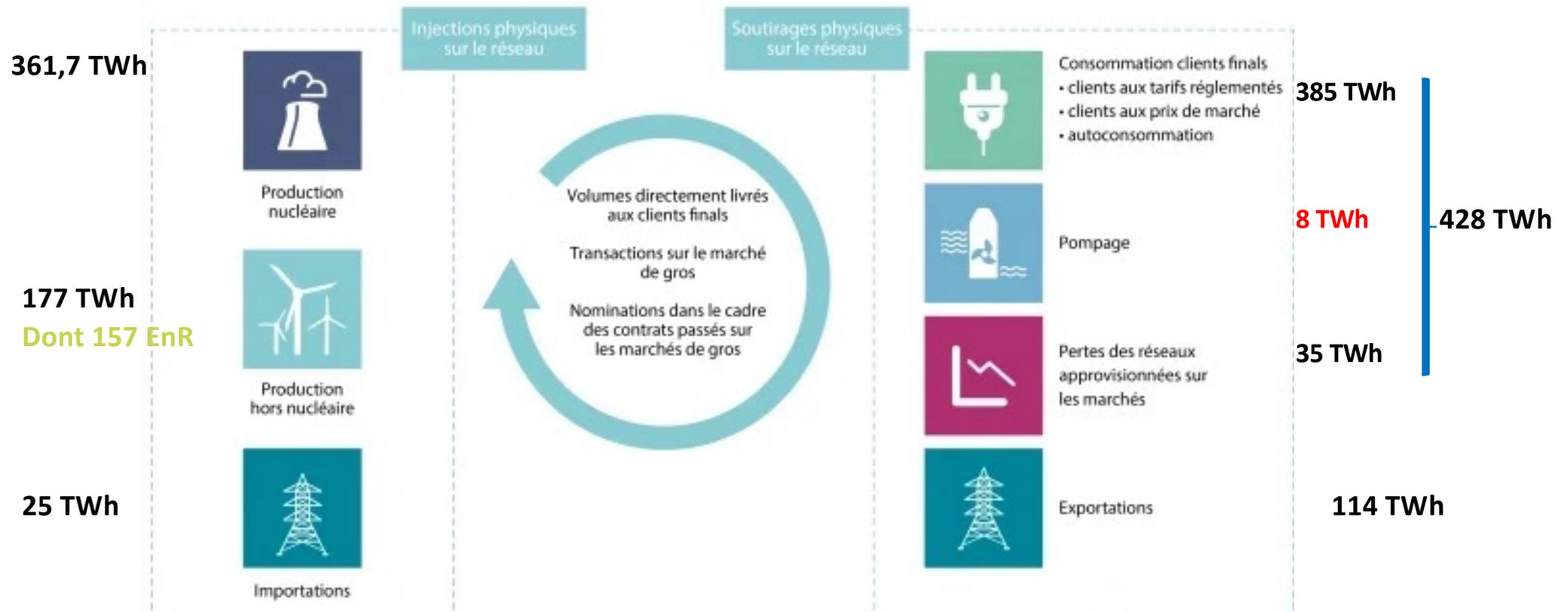
- **Stockage en grande quantité**
- **Assez simple à équilibrer**
- **20% des français hors zone de desserte gazière**
- **Gaz en concurrence avec d'autres sources d'énergie (géothermie, réseaux de chaleur...)**
- **Diminution des consommations => questions sur le financement des réseaux**



Schéma de principe de l'électricité en France



Volume injections et soutirages **542 TWh** pour une production + imports de 564



Source : CRE, RTE



RTE

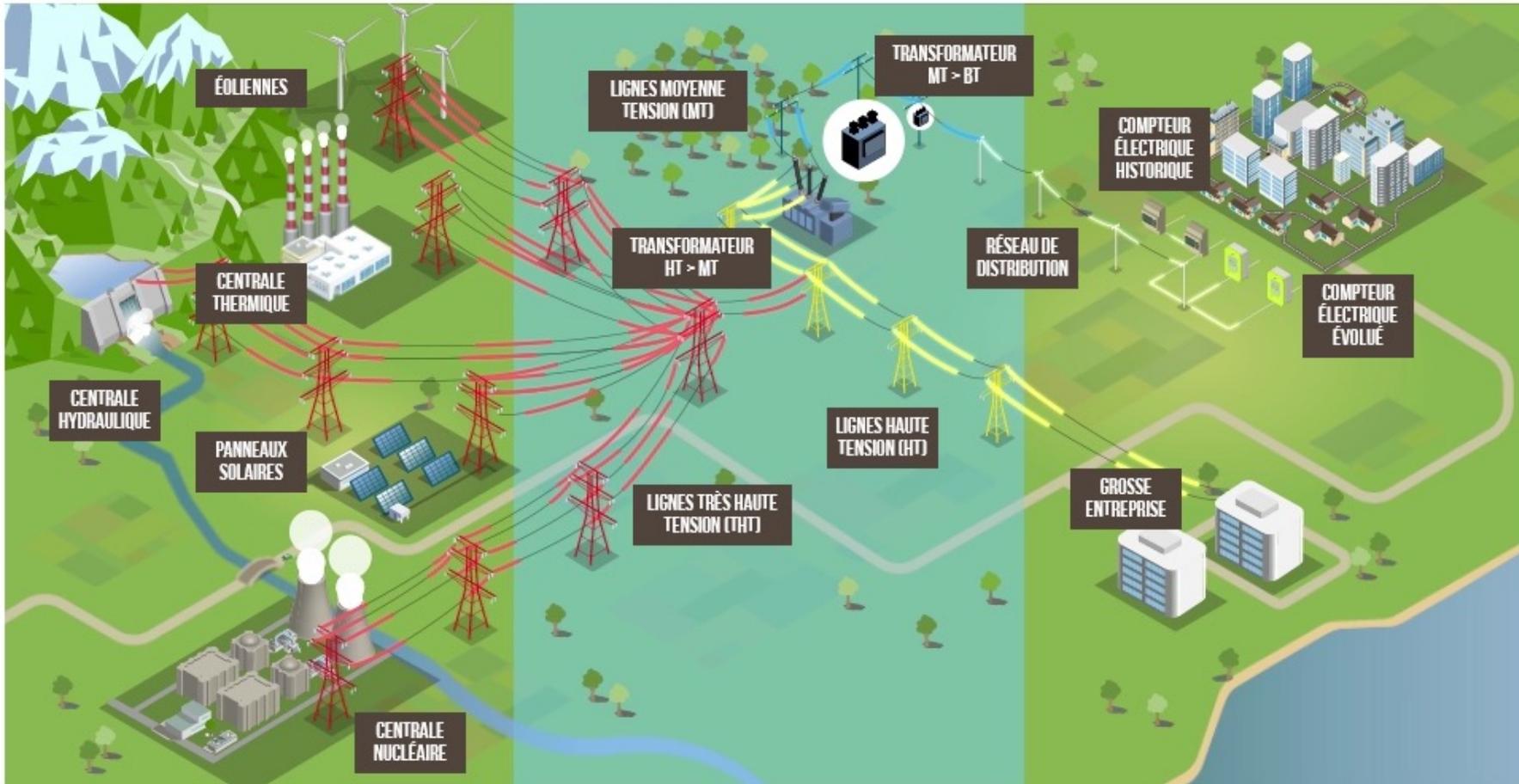
- Exploite le réseau de transport (63 à 400 kV, 100 000 km) dont il est propriétaire
- Responsable de la sécurité d’approvisionnement en temps réel et du bon usage des interconnexions
- Gestionnaire de plusieurs mécanismes essentiels : réserves, mécanisme d’ajustement, mécanisme de capacité...
- Produit des rapports prospectifs essentiels : bilans prévisionnels, futurs énergétiques, schéma décennal de développement des réseaux (SDDR)...
- Pilote des S3RenR pour le raccordement des EnR

Enedis et ELD

- Les réseaux publics de distribution desservent les consommateurs finals (de 400 V à 20 kV, 1,3 millions de km).
- Enedis et les ELD (160 en France) exploitent ces réseaux mais les collectivités locales en sont propriétaires.
- Ils sont responsables du comptage – rôle essentiel.
- Les GRD ont désormais l’obligation de produire également des schémas décennaux.



Electricité



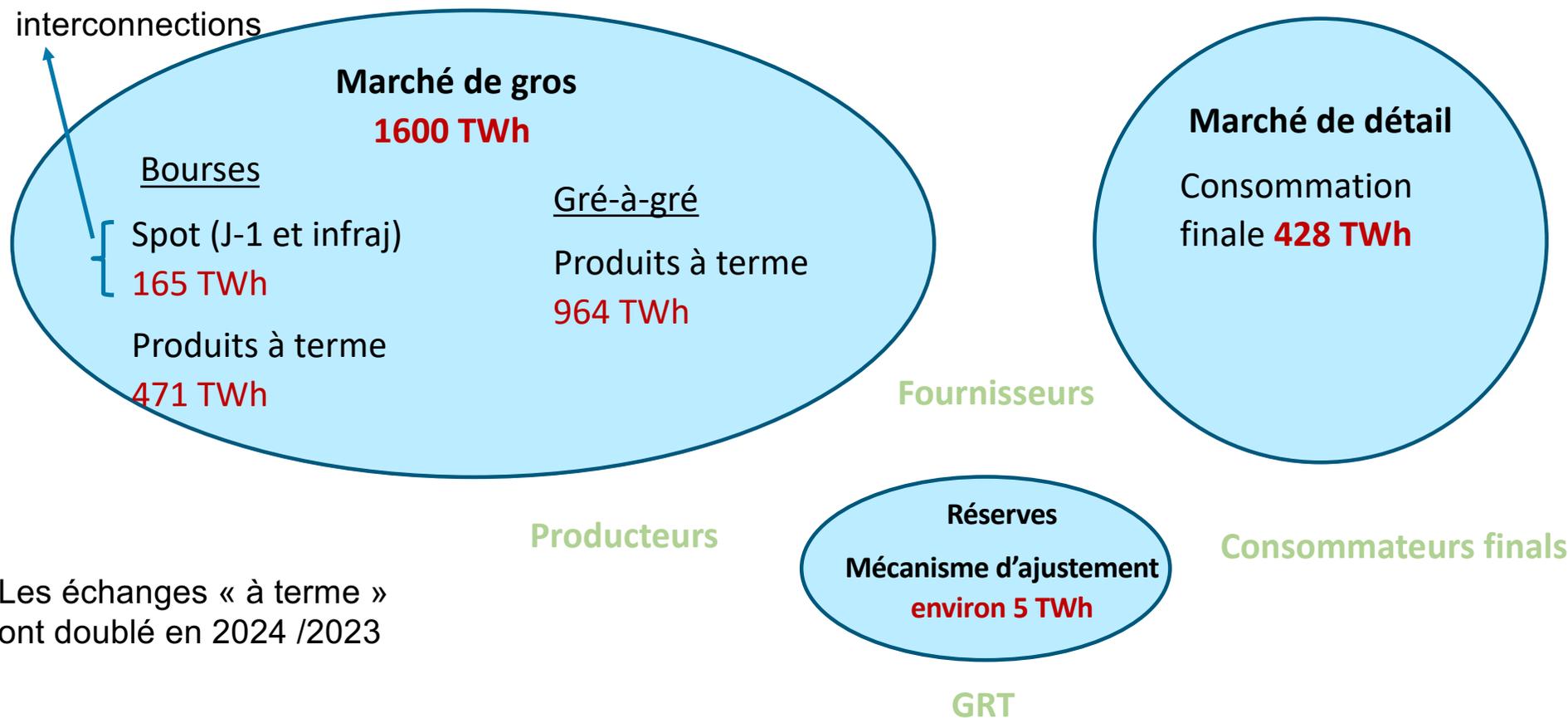
Source : module pédagogique CRE

Marché, marchés ?

Total volumes UE 2023 : 2635 TWh prod – 6500 échangés
Bourses : 1000 TWh dont IJ 135 TWh dont 61,8 aux frontières



Couplage des marchés via les interconnexions



Les échanges « à terme » ont doublé en 2024 /2023

Données France 2024



Facteurs influençant les prix

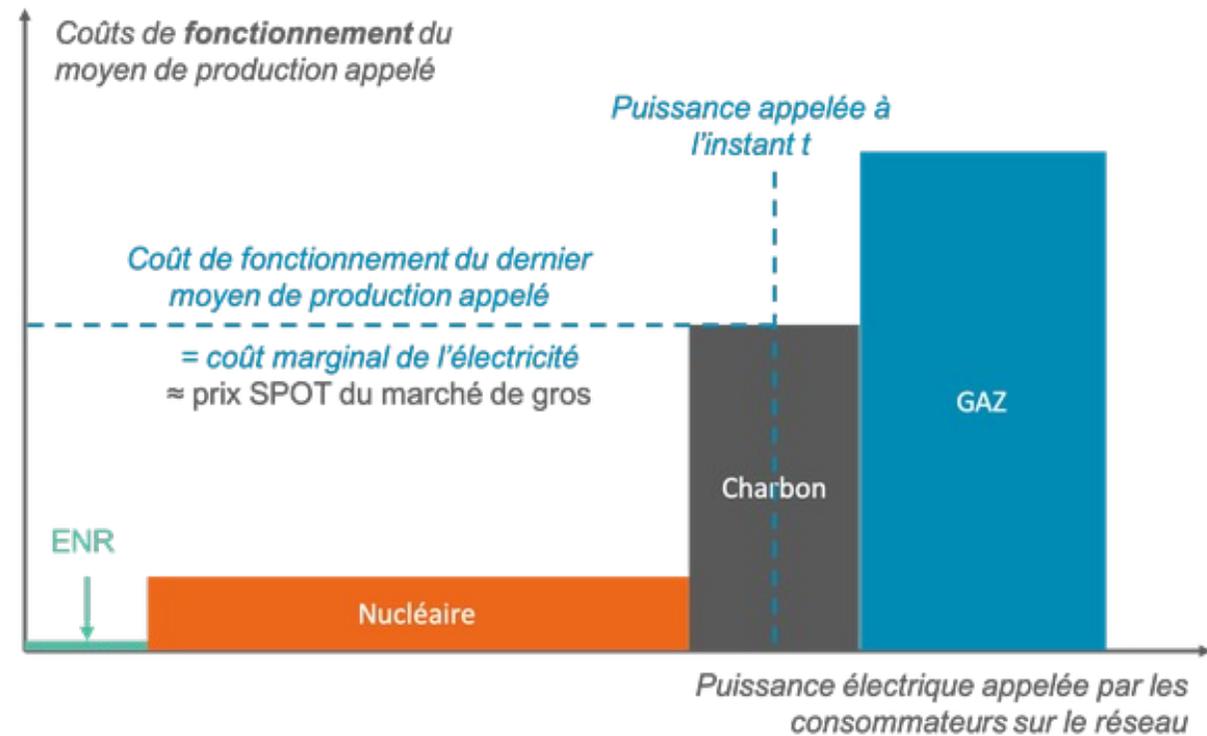


Il est impossible de « prévoir » l'évolution des prix. Par contre, les « sous-jacents » sont connus :

- Équilibre offre-demande
- Coûts de production
- *Cadre et (in)stabilité politique et réglementaire*

Un système équilibré ou excédentaire basé sur les énergies renouvelables (ou le nucléaire) aura une tendance structurelle baissière MAIS pourra connaître une grande volatilité des prix au quotidien.

Un système tendu aura une tendance haussière, aggravée si il recourt à des capacités de pointe coûteuses.



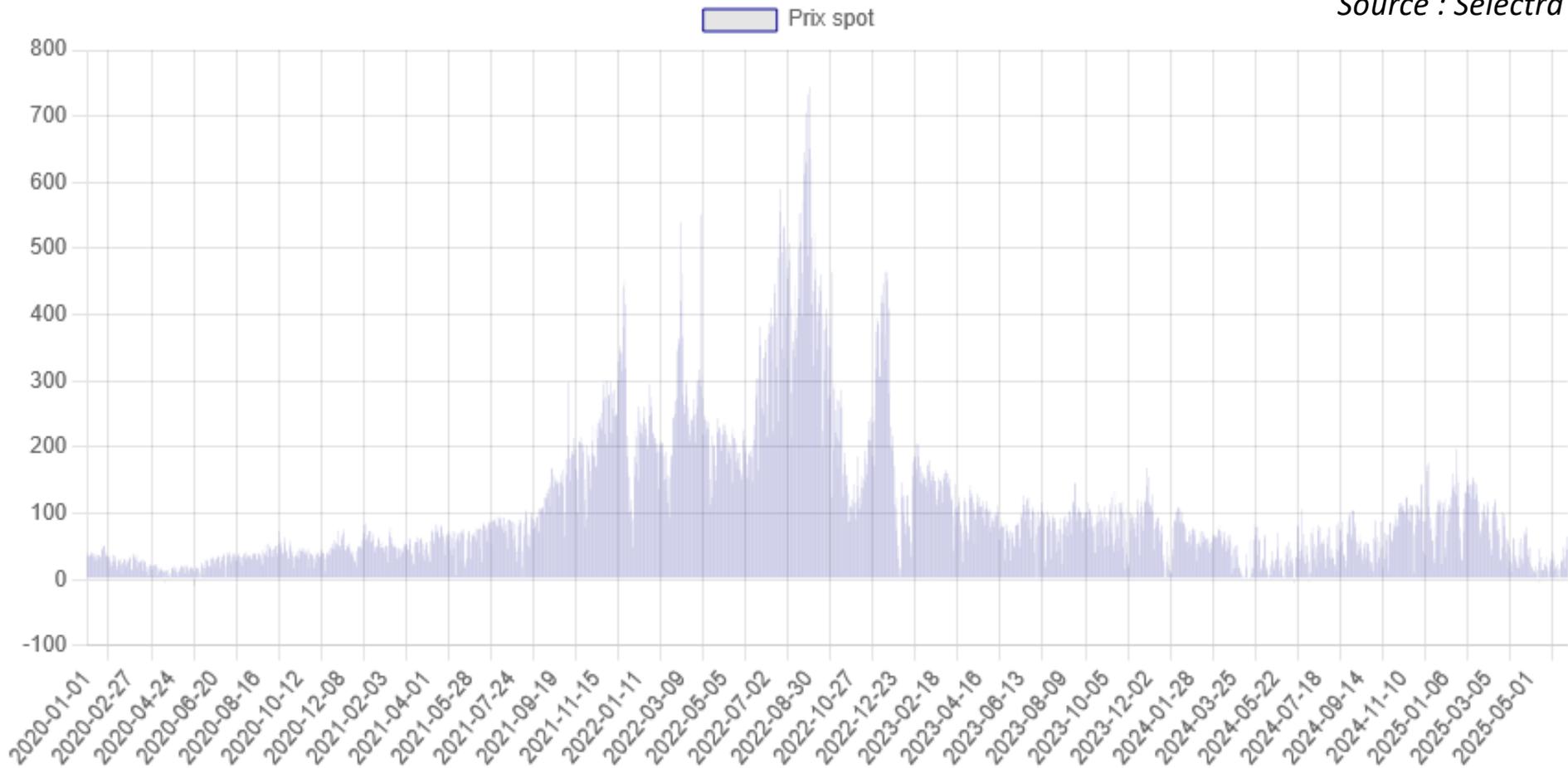
« L'énergie la moins chère est celle qu'on consomme au bon moment »



Evolutions du marché spot depuis 2020



Source : Selectra





Evolution des prix à terme



Figure 51 : Evolution des prix des produits base Y+1 à Y+5 français depuis le 1^{er} janvier 2022



Source : CRE



- **Stockage limité**
- **A équilibrer en temps réel**
- **Capacité à supporter la pointe de consommation et la pointe de production**
- **Système complexe (techniquement, marchés)**

- **100% des français.es ont l'électricité**

- **Passage d'un système basé sur l'énergie à un système basé sur la puissance disponible à l'instant t**



Rôles des principaux acteurs



De qui parle –t- on ?

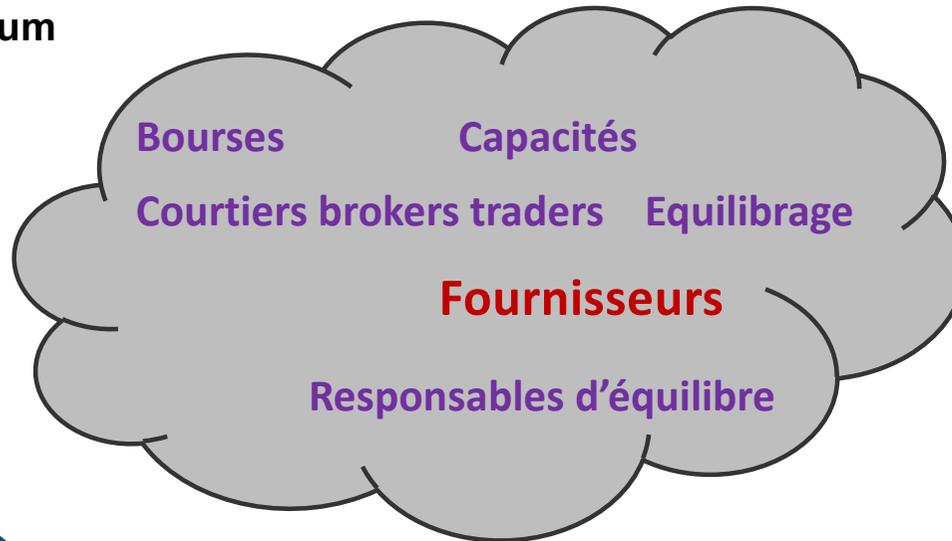


Vendre sa production avec un minimum de risque et un maximum de gain.

Producteurs

Acheter son électricité simplement, à un prix adapté

Consommateurs finals



Gestionnaires de réseau

Assurer la sécurité en temps réel
Rémunération des actifs



De qui parle-t-on ?

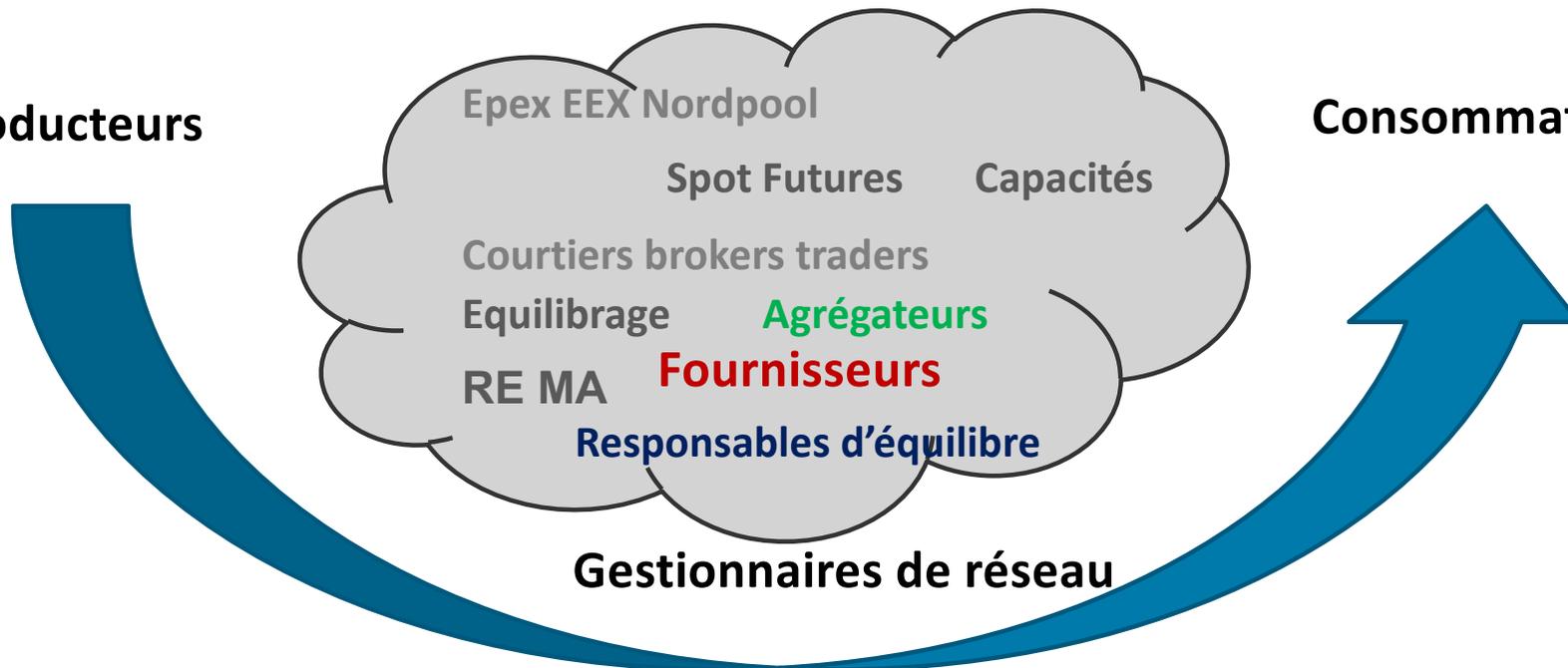


Alimenter la courbe de charge des clients au plus juste possible, au meilleur prix possible

Agréger des productions diverses pour les vendre au format des différents marchés

Producteurs

Consommateurs finals



S'assurer que production = consommation en temps réel dans son périmètre. Essentiel.



Annexes

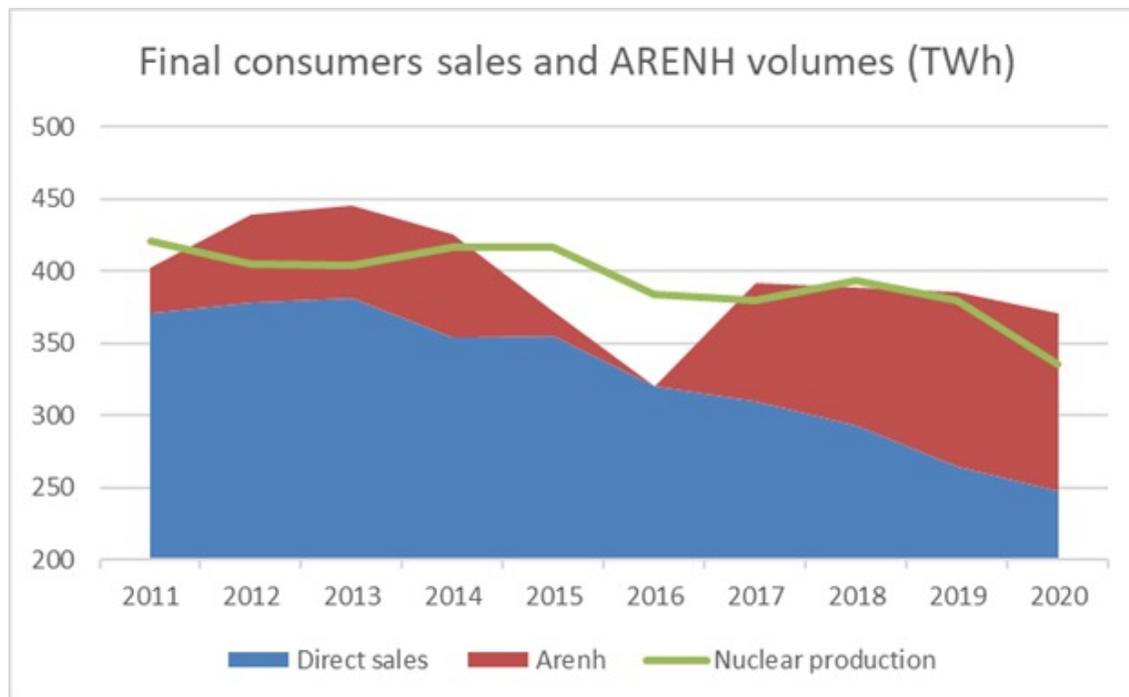


Objectifs

- Partager la « rente nucléaire » entre tous les consommateurs français ayant financé le parc, quel que soit leur fournisseur.
- Eviter un contentieux dans une situation de blocage du marché amont (production) et aval (tarifs réglementés)

Article 1, de la [Loi n° 2010-1488 du 7 décembre 2010 portant nouvelle organisation du marché de l'électricité](#) (extrait)

« Afin d'assurer la liberté de choix du fournisseur d'électricité tout en faisant bénéficier l'attractivité du territoire et l'ensemble des consommateurs de la compétitivité du parc électro-nucléaire français, il est mis en place à titre transitoire un accès régulé et limité à l'électricité nucléaire historique, produite par les centrales nucléaires (...), ouvert à tous les opérateurs fournissant des consommateurs finals résidant sur le territoire métropolitain continental ou des gestionnaires de réseaux pour leurs pertes, à des conditions économiques équivalentes à celles résultant pour Electricité de France de l'utilisation de ses centrales nucléaires. »



L'arenh a permis d'absorber une partie de la perte de marché d'EDF et de stabiliser ses revenus dans les années 2010 quand les prix étaient très bas (en-dessous de 42€/MWh).

Globalement bénéfique , le dispositif a atteint ses limites et participe de l'instabilité et des variations brutales de tarifs du fait de ses modalités de mise en œuvre. Unanimement critiqué (pour des raisons opposées) et arrivant à échéance, la suite est envisagée sous forme de CfDs (cf plus haut).



- Partage avec les consommateurs français des revenus d'une taxe sur la production nucléaire, sous la forme d'un « versement nucléaire universel » déduit des factures d'électricité.
- Cette taxe au taux de 50%, est déclenchée uniquement au-dessus d'un seuil nommé « tarif de taxation ». Son taux passe à 90% au-delà d'un « tarif d'écrêtement ».
- Le rendement de la taxe, et donc la valeur du versement aux consommateurs, sera très dépendant de la stratégie de commercialisation d'EDF, d'une part, des prix de marché, d'autre part, mais également des méthodes appliquées pour évaluer les coûts et revenus générés par le parc nucléaire.
- **En résumé, on passe d'une régulation ex-ante à une compensation ex-post, très incertaine.**



Enjeux pour les producteurs



Vente

Avec dispositif de soutien :

- Obligation d'achat – Acheteur obligé
- Complément de rémunération – EDF + marché

Mise au marché

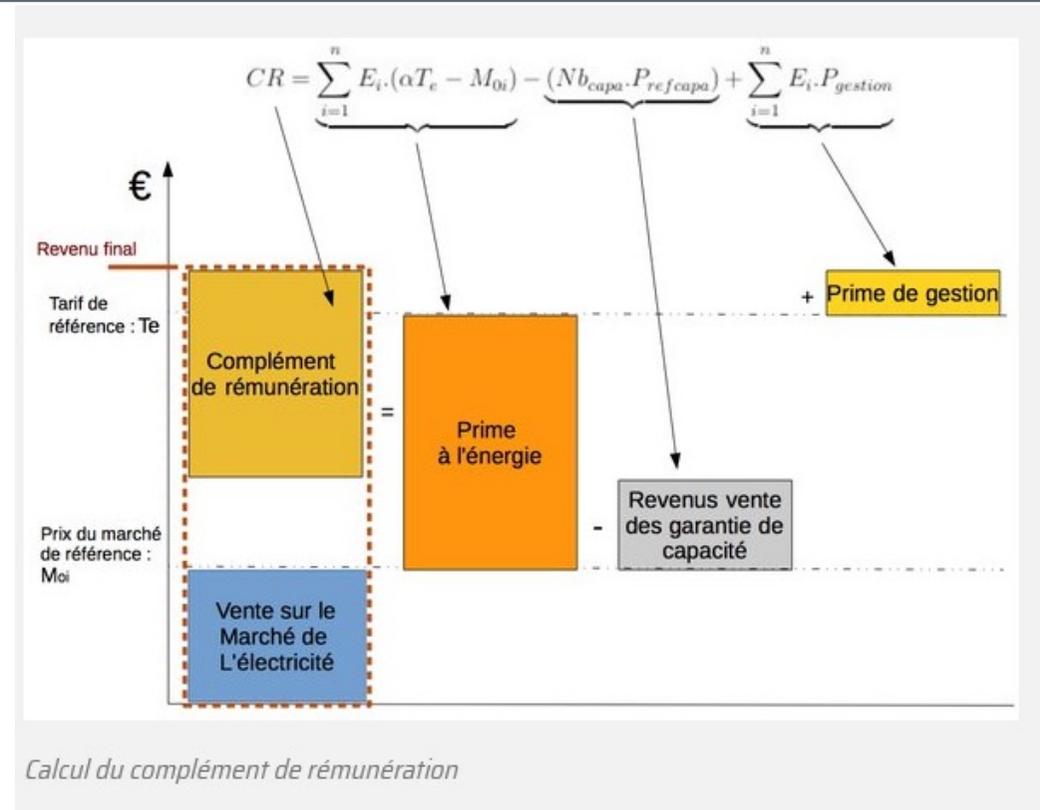
- Bourse
- Fournisseur
- Agrégateur

Vente directe au consommateur

- CADER ou PPA

Partage

Autoconsommation collective – 5 MW / 2 à 20 km



Dans tous les cas, présence d'un fournisseur, agrégateur ou RE qui va servir d'intermédiaire et assumer des responsabilités vis-à-vis du système.



Sortie de l'OA

- Vente à un fournisseur / agrégateur
- Vente à des consommateurs ou partage en ACC

Repowering

- Cadre légal

Instruction ministérielle de 2018 qui définit les modifications notables (simple notification), substantielles (autorisation complète) ou « au cas par cas » (porté à connaissance).

- Cadre financier

Ça dépend...

Complément de rémunération en guichet ouvert : Parc avec un maximum de 6 éoliennes de moins de 3 MW contrôlées par collectivités ou citoyens

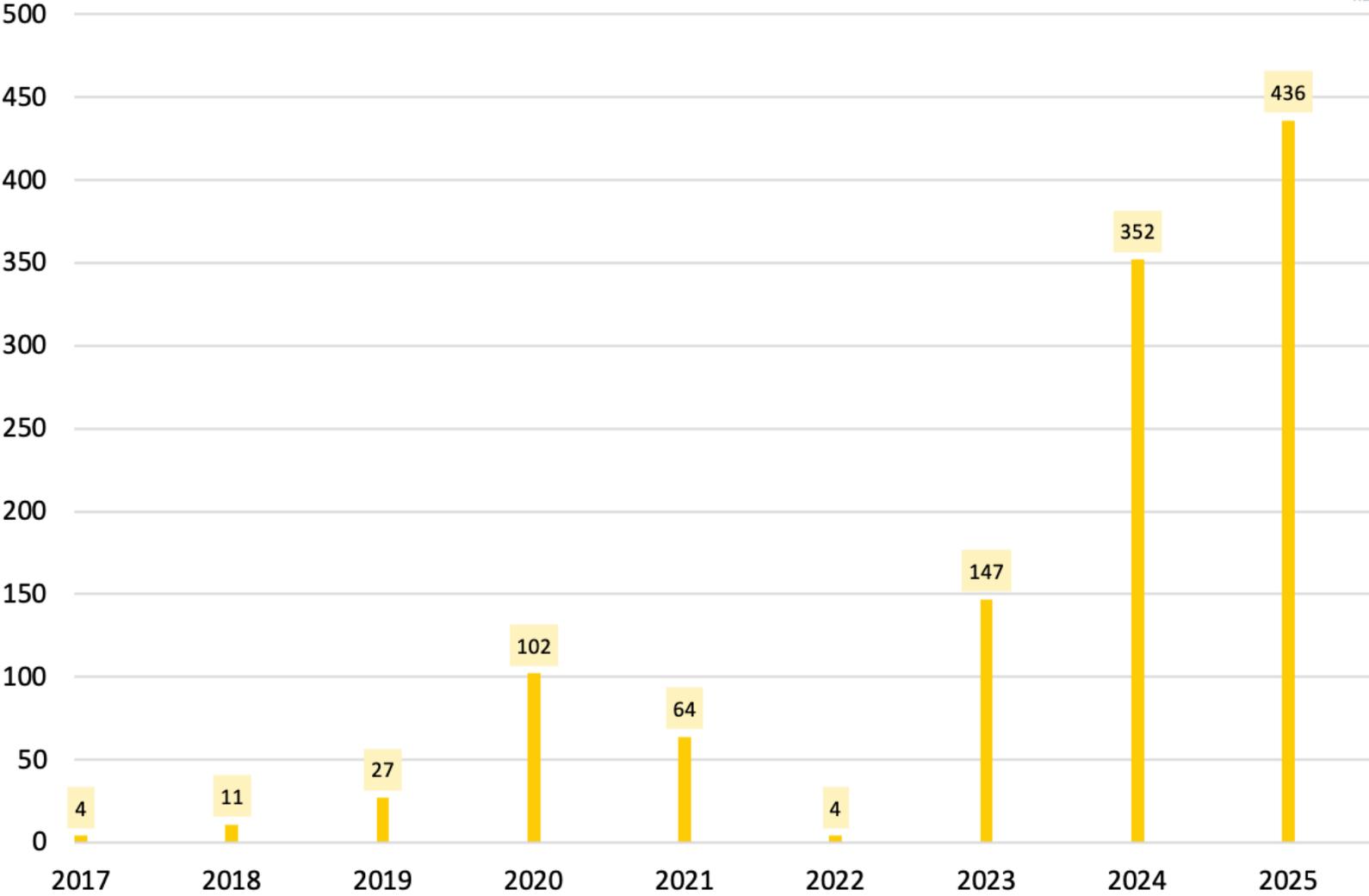
Complément de rémunération suite à appel d'offre pour les autres



Prix nuls ou négatifs

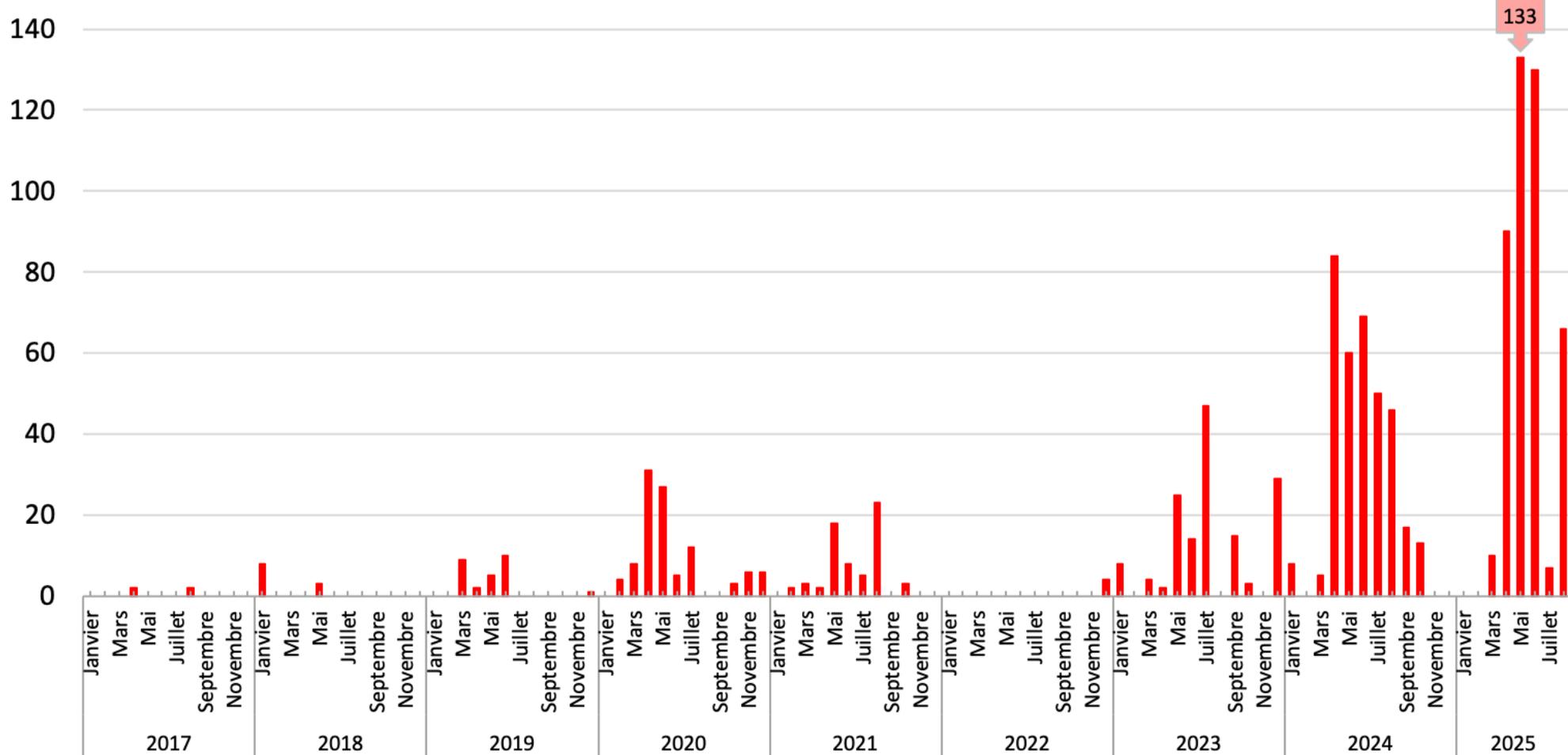


Nombre d'heures à prix négatifs par année en France métropolitaine





Nombre d'heures à prix négatifs par mois en France métropolitaine



Prime de compensation en photovoltaïque

En cas de prix négatif :

- Perte du complément de rémunération

Conditions pour bénéficier d'une prime de compensation :

- Cas 1 : le prix de marché SPOT est inférieur à -0,1 €/MWh ET l'installation n'a pas injecté.
- Cas 2 : le prix de marché SPOT est entre -0,1 et 0 €/MWh, sans condition de coupure.

Montant :

- 50% de la puissance max qui aurait pu être produit (sous réserve de plafonnement)

En pratique sur d'autres AO :

- En 2024 : env. 15% de pertes de production a correspondu à 1-2% de pertes de revenus