

Bilan et perspectives du marché de l'électricité



29 septembre 2022

Contact : anne.debregeas@edf.fr (06 83 55 10 47)

1 – Etat des lieux

Une crise réelle de long terme et de Court terme

- mesures de sobriété + repenser modes de production et consommation

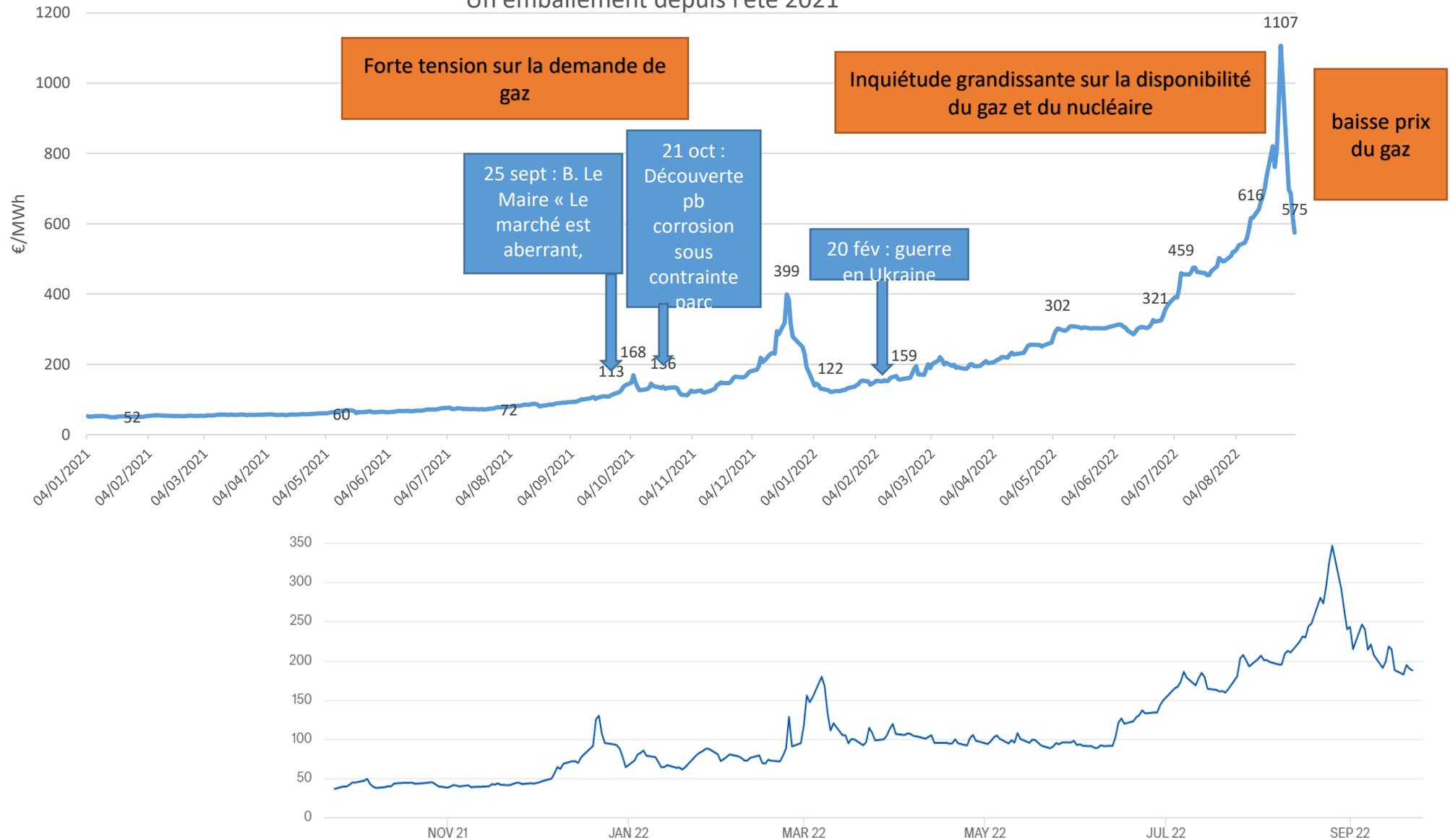
Une crise construite : marchés de l'électricité

- Faillites, fermetures temporaires, villes en difficulté, précarité énergétique

Une envolée spectaculaire des prix de marché

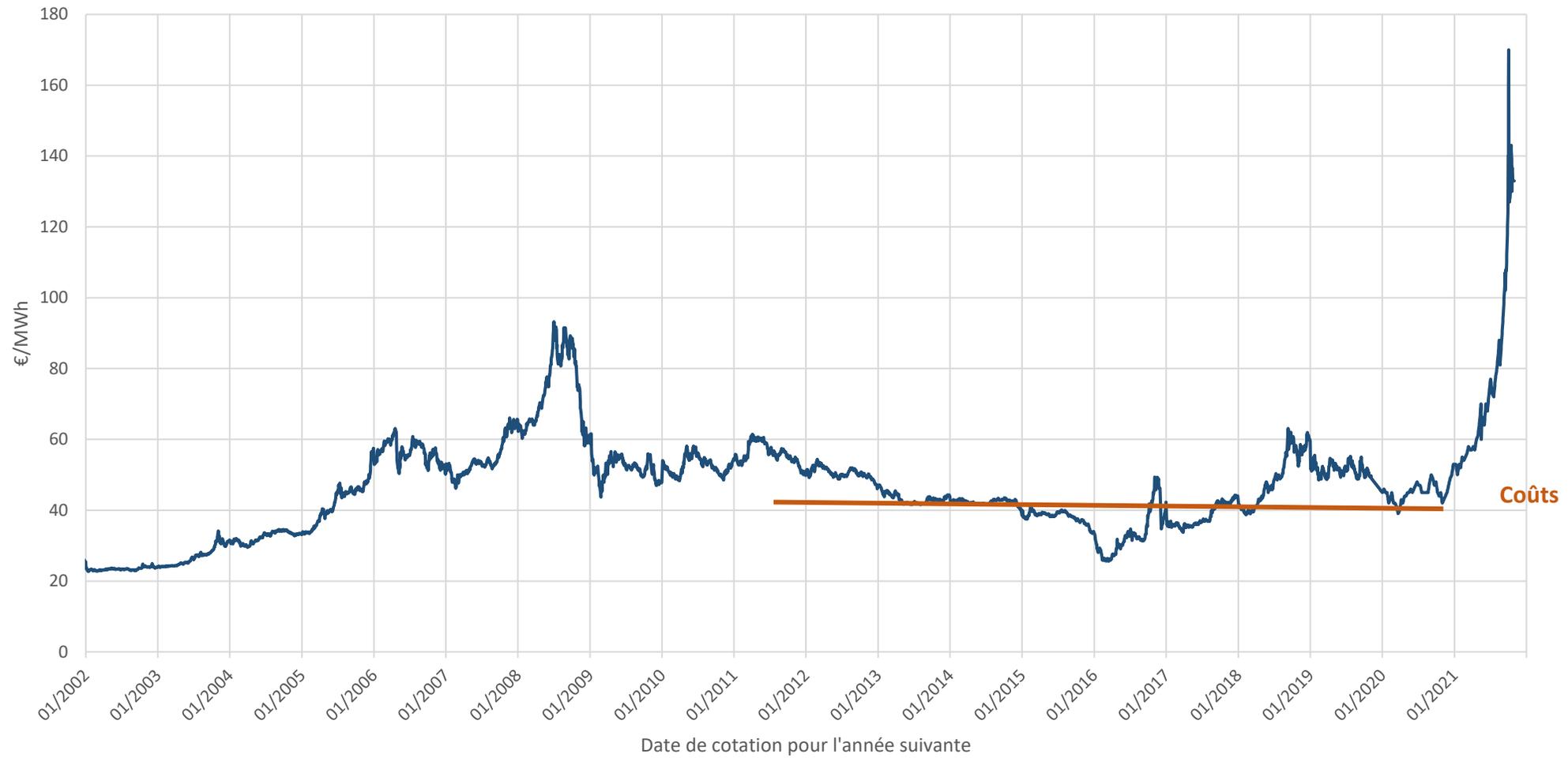
Zoom sur les prix à terme en France (Year ahead)

Un emballement depuis l'été 2021



Une instabilité qui ne date pas d'hier

Zoom sur les prix à terme en France (Year ahead)



Les causes de cette envolée des prix de marché

Le prix de marché spot est calé sur le coût marginal

- **Coût marginal = coût d'un MWh supplémentaire**

± coût variable de la centrale en fonctionnement la plus chère à chaque instant sur le réseau interconnecté européen
(les centrales moins chères produisent déjà au max)

- **Généralement une centrale à gaz ou charbon, dont le coût variable est essentiellement le combustible**

- Même si ces centrales ne représentent que quelques % de la production totale
- Gaz / charbon : dépend du prix des combustibles et du CO2
- Intègre des coûts annexes (ex : coûts de démarrage)



Les prix de l'électricité ont suivi l'envolée des prix du gaz (multipliés par 15 entre l'été 2021 et l'été 2022)

- **Mais pas toujours, notamment en cas de manque de production**

- Le CM est alors égal au « coût de la défaillance, valorisé réglementairement à plusieurs milliers d'euros



Les risques de défaillance ont fait exploser le prix de l'électricité, particulièrement en France

- **Or grosses baisses de production** : Parc nucléaire défaillant + faible hydraulité + risques sur possibilités d'import à la pointe
- D'autres cas : lorsque le CM est formé par des moyens gérés par une valorisation des stocks (Valeur d'usage) : eau des barrages, effacement, nucléaire. Reflète l'anticipation des CM futurs ... donc le coût du gaz, de la défaillance, etc.

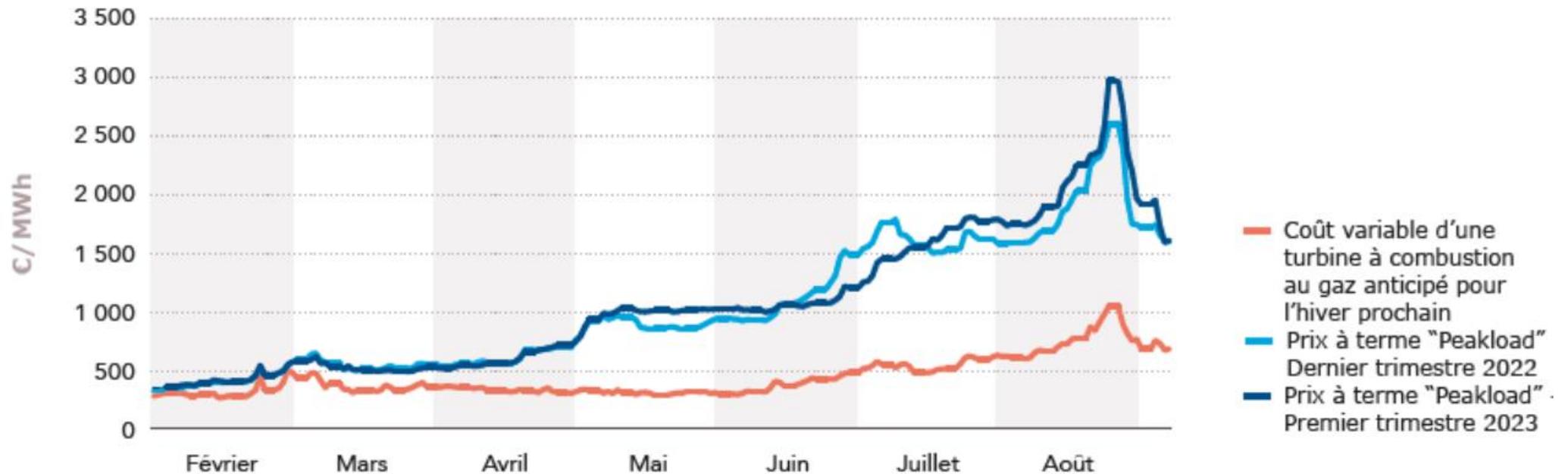
Le prix à terme est déterminé par l'anticipation du prix spot par les différents acteurs

- Prime de risque ?
- Phénomène d'emballement, RTE essaie de tempérer (ne correspondait plus aux simulations de CM)

Le gaz n'est pas la seule cause de l'envolée

Figure 43

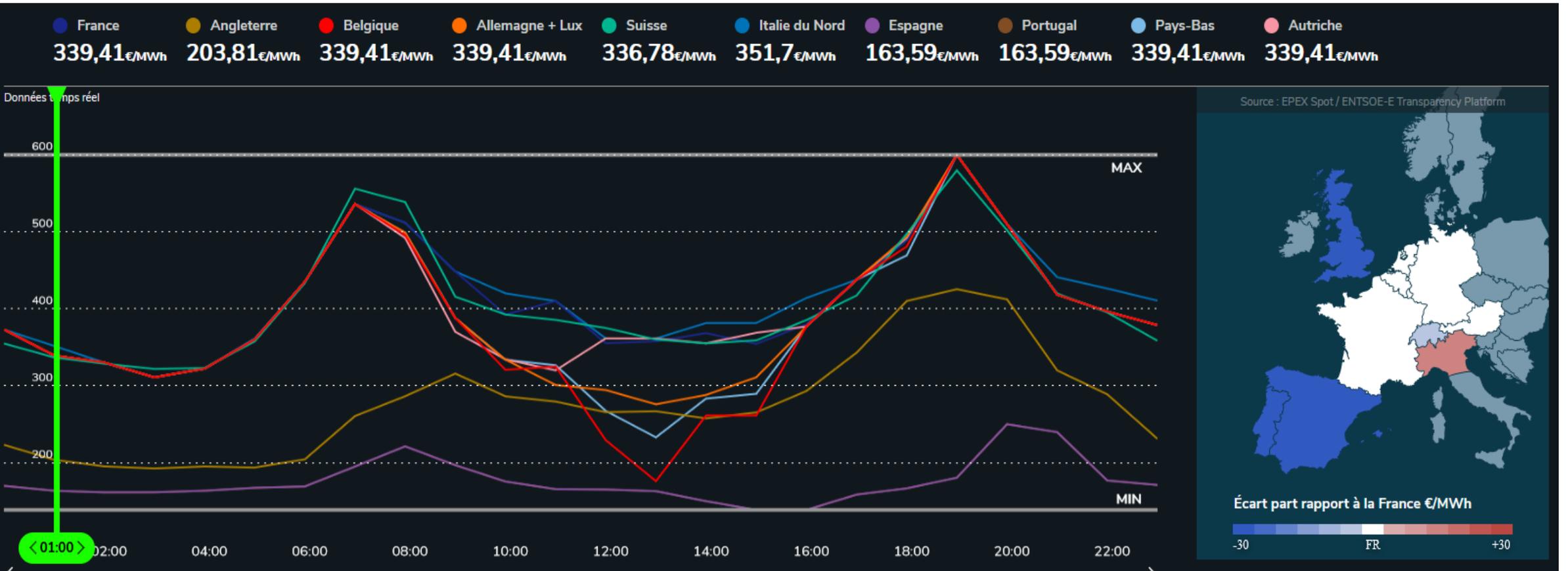
Comparaison des prix « Peakload » du 4^e trimestre 2022 et 1^{er} trimestre 2023 par rapport aux coûts variables anticipés d'une turbine à combustion gaz pour l'hiver prochain (Source : EEX, calculs : RTE)



Extrait de la note [« Perspective pour le système électrique pour l'automne et l'hiver 2023 »](#), RTE

Des prix spot qui suivent la même trajectoire Partout en Europe

22 sept 2022



Sauf en Espagne où le prix du gaz est plafonné depuis le 13 mai 2022

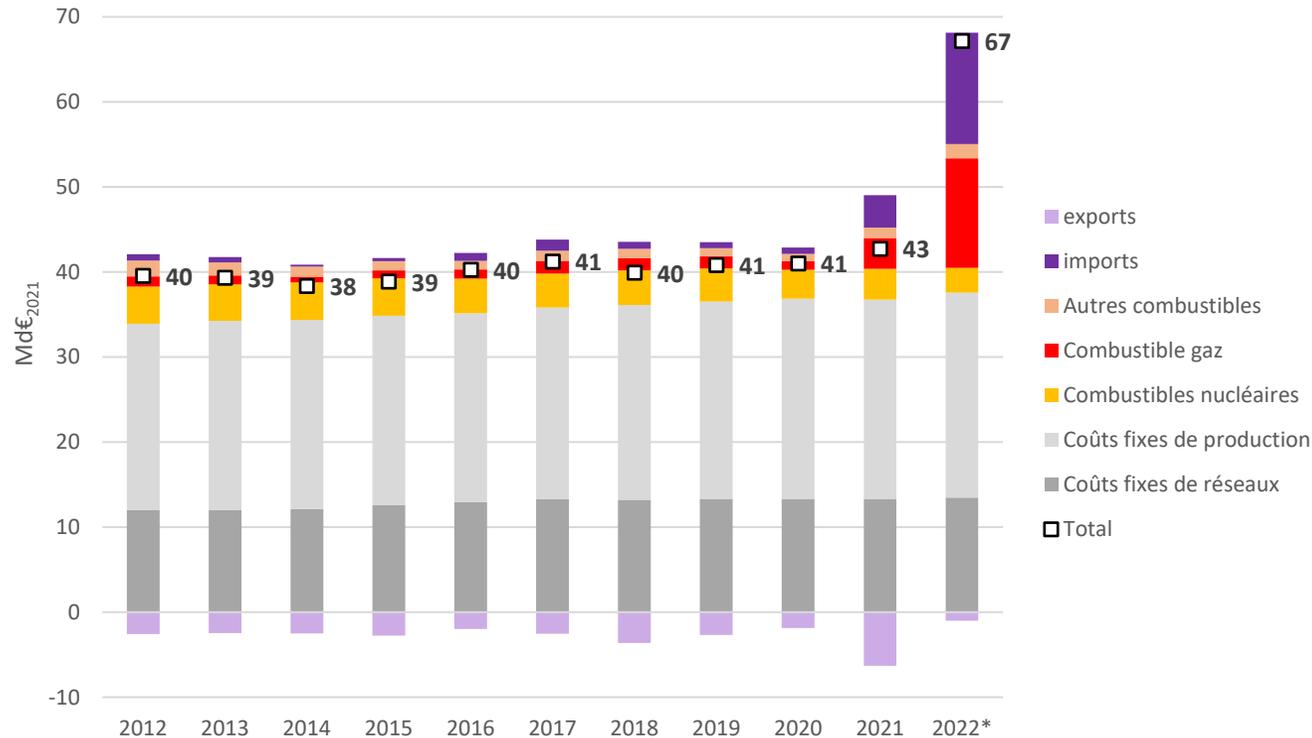
Des prix spot qui suivent la même trajectoire

Avant le plafonnement, la situation en Espagne et Portugal n'était pas pire qu'ailleurs ... pour les prix de gros

5 mai 2022



Et les coûts ?



- **Très stables jusqu'en 2021 : +4%**
- **Fortement impactés par l'envolée des cours du gaz et la dégradation de la balance commerciale :**
 - de l'ordre de 50 à 60% d'augmentation des coûts du système
 - Doublement des coûts de production – situation exceptionnelle
- **Mais une évolution sans rapport avec les prix**
 - *10 ou fois 20

Source : Calcul effectué à partir de données publiques (AIE, SER, EDF, RTE, CRE, Observ'ER, EPEX/EEX)

Fichier Excel ayant permis de faire les calculs téléchargeable sur :

<https://theothereconomy.com/documents/41/Calculs-cout-de-production-electricite-TOE.xlsx>

3 - La théorie qui sous-tend le marché s'effondre

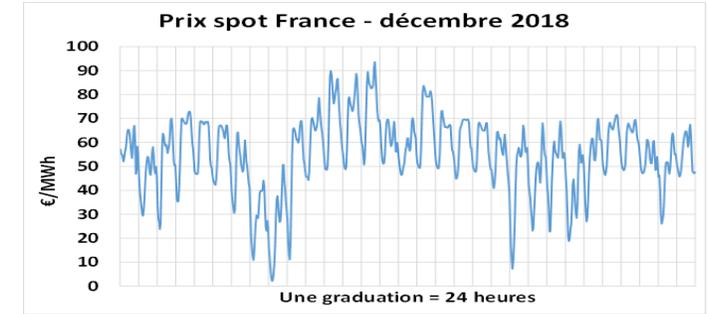
(théorie : Coût Marginal = coût complet)

3.1 Un prix de gros inutilisable

Le marché de gros censé servir à tout

- **Prix d'échange entre professionnels**

- Au niveau européen (avec des écarts entre pays en cas de congestion).
- Déterminé par des bourses privées (Epex, Nordpool)
- Chaque heure, pour une livraison à différentes échéances (de l'infra-journalier à 2 ans)



- **Déterminé par le coût marginal : censé inciter à produire au bon moment**

- Si le prix est inférieur à ce que ça lui coûte de produire, ne produit pas -> optimise le fonctionnement du parc (CT)

- **...et garantir la juste rémunération des producteurs**

... Alors que l'essentiel des coûts de production de l'électricité est fixe

➤ Le mythe fondateur : théorie de Ramsay-Boîteux

- La moyenne des coûts marginaux est égale au coût complet du système (les rentes infra-marginales couvrent les coûts fixes).

- **Et sert à tarifer le consommateur final**

- Selon la théorie libérale, le consommateur doit payer le prix correspondant à l'équilibre offre-demande, c'est-à-dire le prix de gros, pour l'inciter adapter sa consommation -> Tarification dynamique

- **Mais la théorie est inapplicable et tout l'édifice s'effondre**

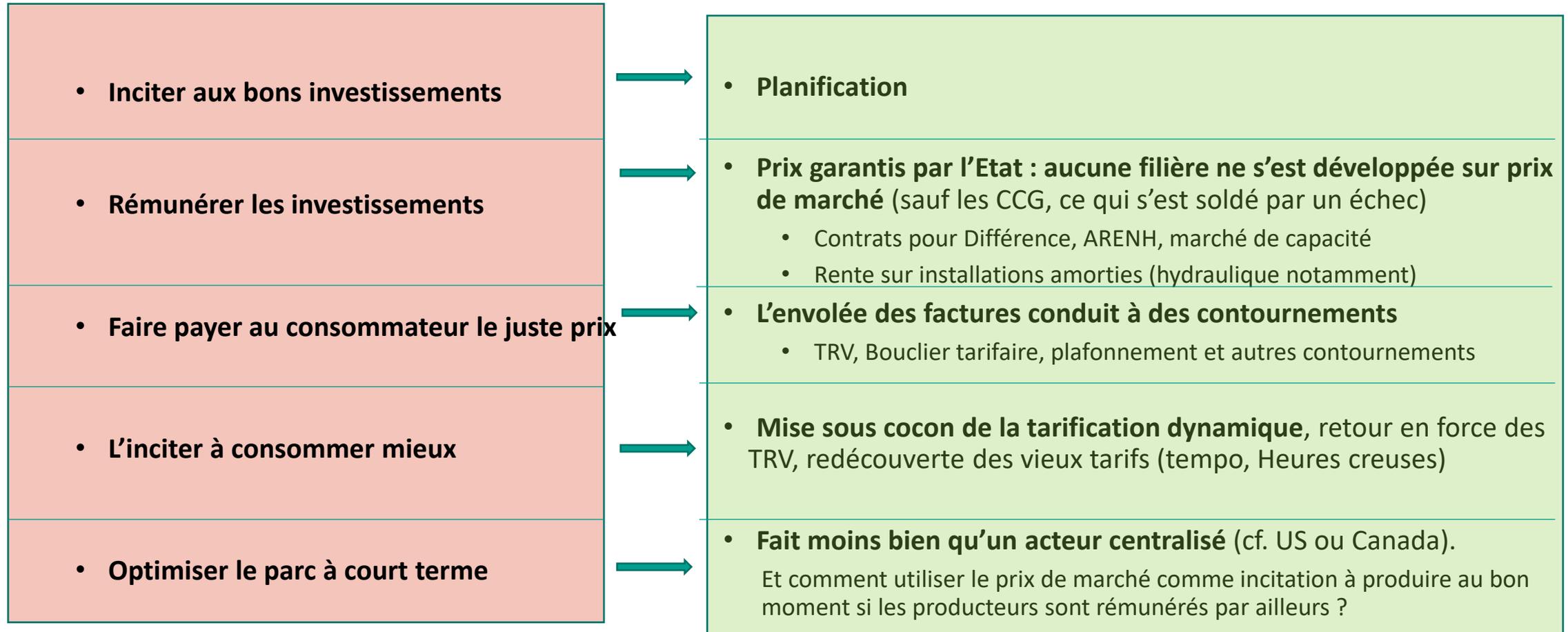
(La moyenne des coûts marginaux est égale au coût complet du système).

- « en moyenne » ne suffit pas.
- Et surtout, les hypothèses sont impossibles à respecter Ex : avoir toute l'information au moment de la construction de la centrale (prix du gaz pendant 60 ans)

➤ **Les prix qui n'ont JAMAIS reflété les coûts du système** (ni en France, ni en Europe)

Un marché de gros : de la théorie à la réalité

Aucun objectif ne peut être tenu – des entorses multiples au marché



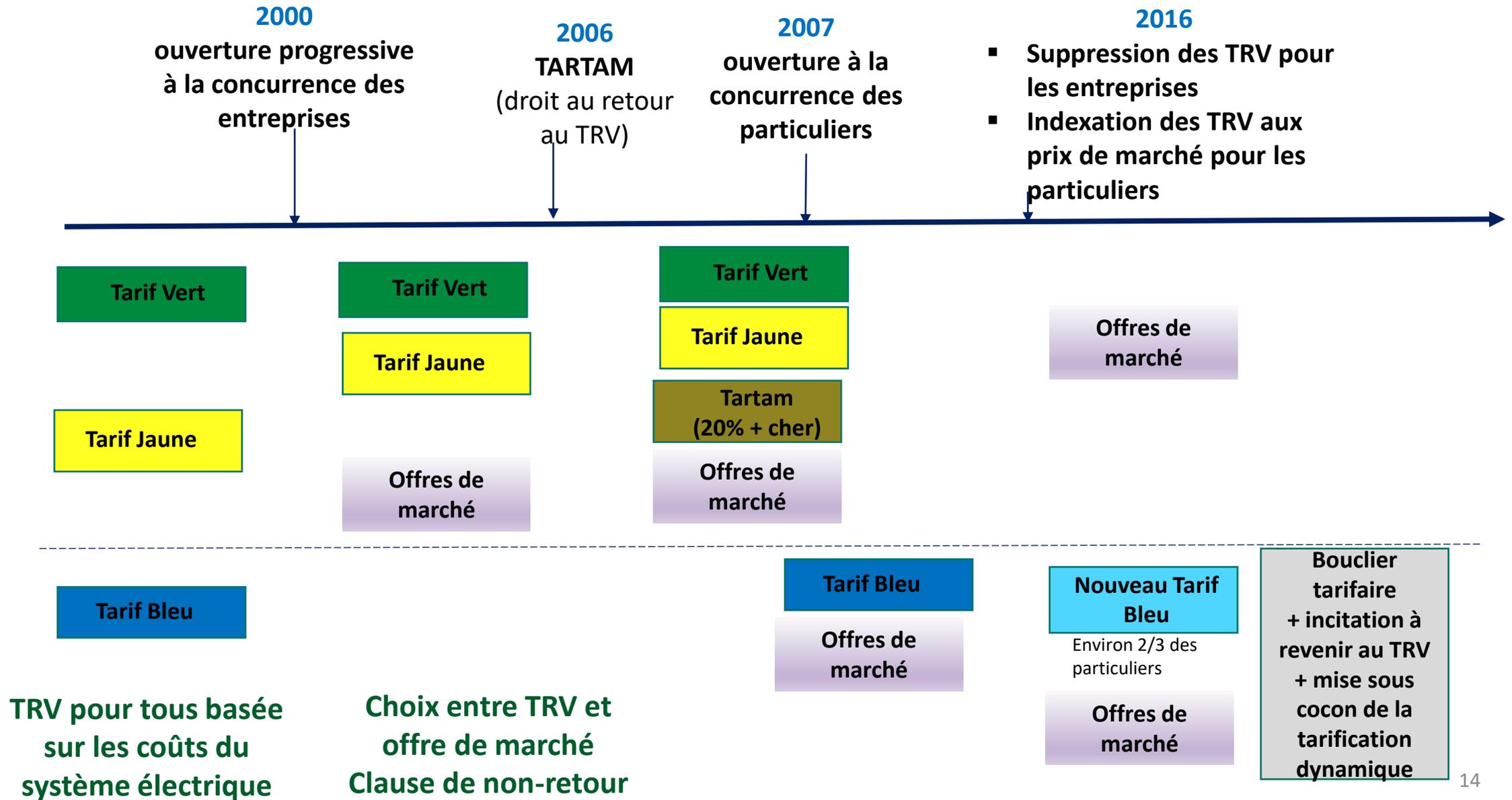
Que peut-il rester d'un marché dont on ne peut utiliser son prix ni pour rémunérer les producteurs, ni pour facturer les consommateurs?

3 - Une théorie qui s'effondre

3.2 Le marché de détail = Prix/tarifs aux usagers

Des intérêts irréconciliables qui ont entraîné une évolution chaotique de ces tarifs

Progressivement, un tarif indexé sur les prix de marché pour tous

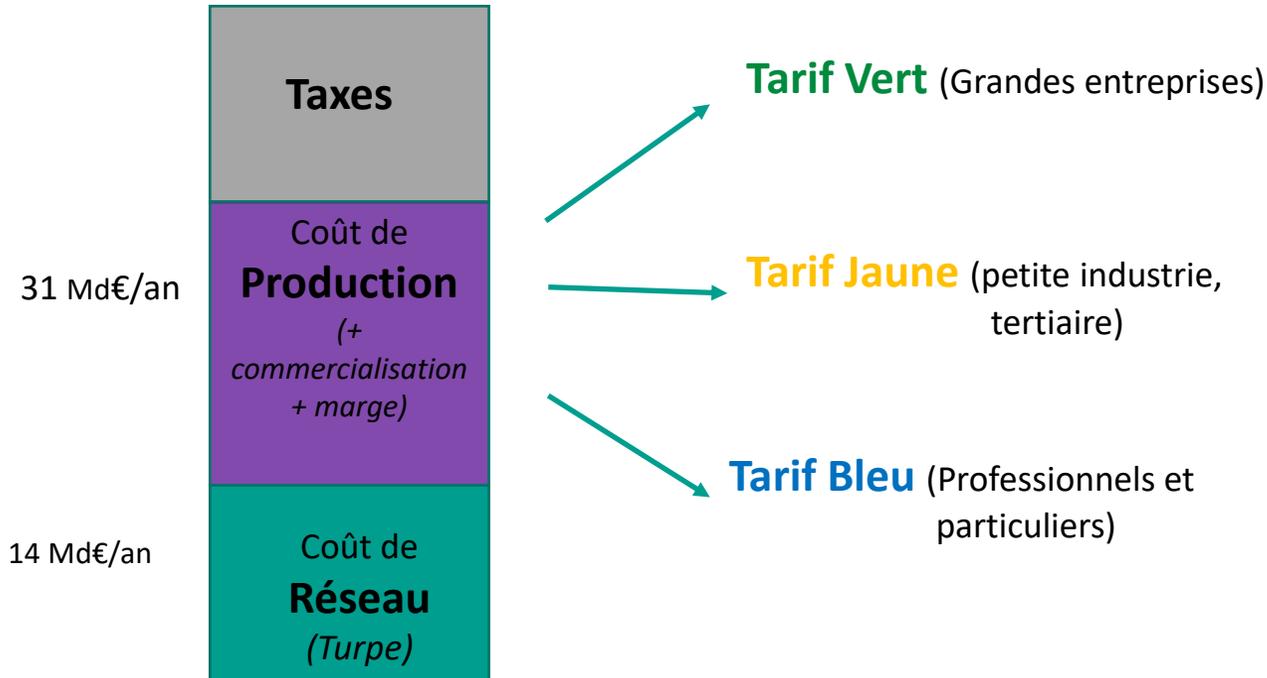


Historiquement, une grille tarifaire réglementée pour tous

Basée sur les coûts du système électrique

Déclinée par type de consommateur

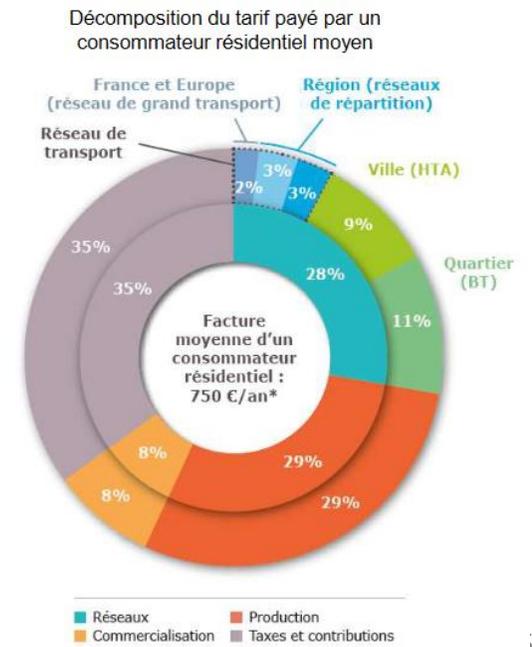
Et par profil de consommation pour inciter à mieux consommer



- Heures Pleines / Heures Creuses
- W.E. / semaines
- Jours de pointe



Simple
Stable
Maîtrisable
Equitable



Calcul actuel du TRV

(hors coût de réseau et taxes, hors frais commerciaux, marge, capacité)

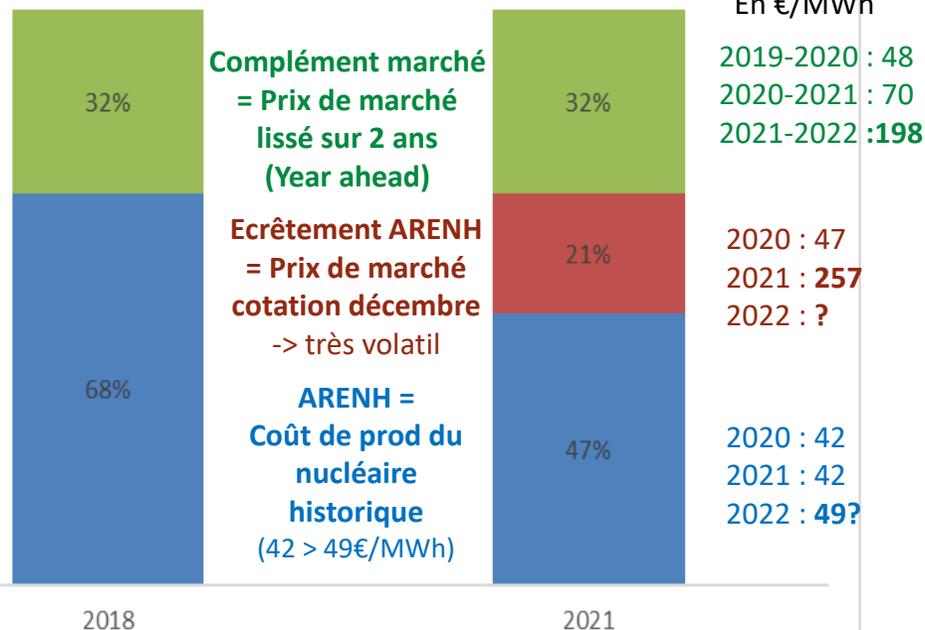
Méthode : reproduire le coût d'approvisionnement d'un fournisseur sans moyen de production = ARENH + marché

Principe de contestabilité = «*faculté pour un opérateur concurrent d'EDF présent ou entrant sur le marché de la fourniture d'électricité de proposer, sur ce marché, des offres à prix égaux ou inférieurs aux tarifs réglementés*» (CRE 2022)

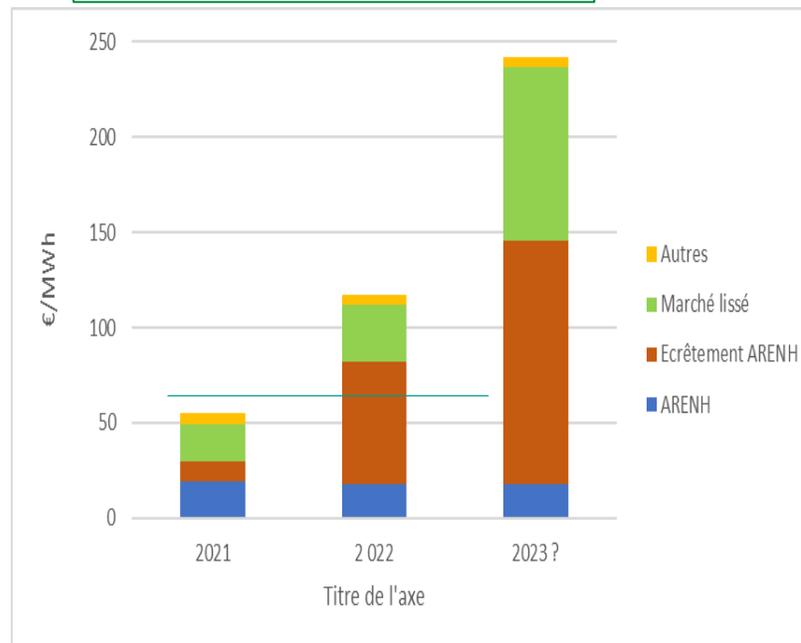
Résultat : +110% en 2021 sur la part énergie (soit +45% HT). +300% cette année ?

-> 2021 : l'augmentation de l'ARENH a largement contribué au **bouclier tarifaire** en substituant un volume indexé sur prix de marché de décembre par un volume ARENH à 46 €/MWh)

Mode de calcul du TRV



Evolution du TRV



Et pour les offres de marché ?

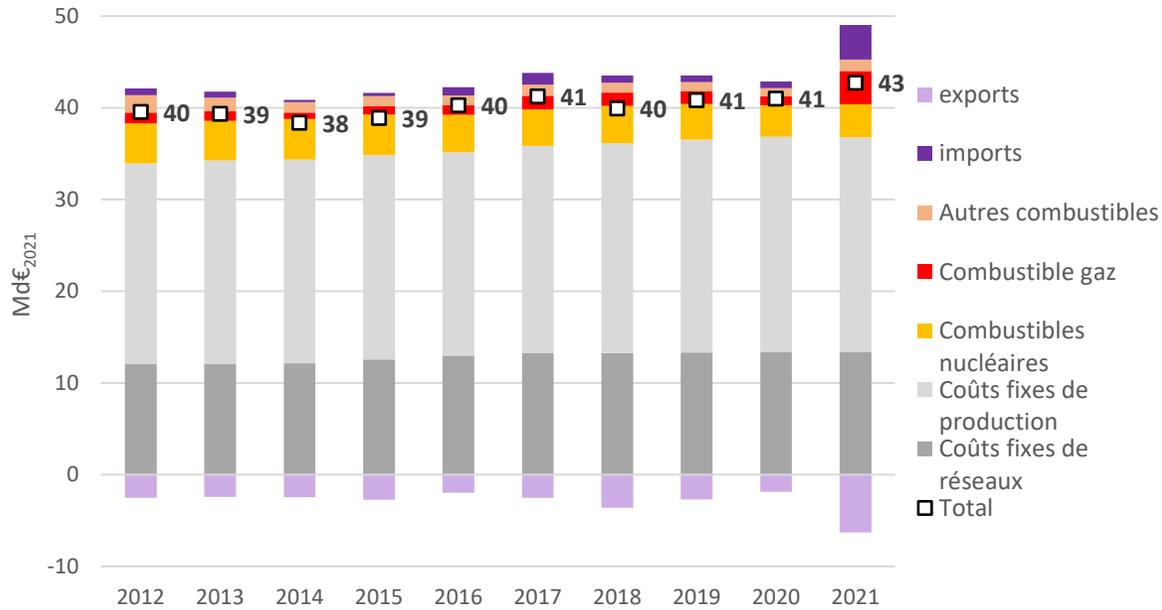
- Négociation de gré à gré
- Fixe ou variable
- Indexé sur TRV ou prix de marché
- Obligation de report de l'ARENH
- Mais impossible à contrôler

D'une indexation sur les coûts à une indexation sur les prix de marché

Stables et équitables



Ultra-volatils, incontrôlables et individualisés



3 - Une théorie qui s'effondre

3.3 Ouverture des marchés : un bilan indéfendable

Ouverture des marchés : un bilan indéfendable

• Les promesses

• Baisse des prix ?

- Envolée des prix de marché
- Augmentation des coûts : coût du capital (enjeu majeur), coût des activités parasites, duplication des fonctions, coûts de transaction, juridiques, désoptimisation ...

• Choix du consommateur ? Il a fallu le contraindre à abandonner les TRV

• Innovation ? Cf. état de la filière renouvelable ; retour au pilotage de la demande d'avant ...

• Meilleure intégration européenne de l'énergie ?

- Chaque Etat décide de ses investissements et supporte ses coûts ; les tarifs aux usagers varient d'un pays à l'autre
- Le développement des interconnexions suit une planification basée sur les coûts, pas les prix
- Pas d'impact majeur sur les volumes d'import/export en France
- Meilleure optimisation des échanges ? Pas lié aux marchés, et gains minimes estimés par l'ACER (de l'ordre d'1 Md €/an)

• Les autres aspects du bilan

- Perte d'équité de traitement, moindre accompagnement des précaires, démarchage agressif
- Impréparation de la transition énergétique, pas de développement des filières renouvelables

• Tout ça au nom d'une concurrence factice

- Réduite à la fourniture (production = Délégation de service public)
- Un prix de marché inutilisable

Mais pourtant, il semble toujours impossible de sortir du cadre du marché

4 - Perspectives

La prise de conscience

Le discours évolue :

- Le Maire, Macron, de plus en plus d'économistes, de plus en plus de pays de l'UE, la présidente de la Commission européenne :
Le marché « ne fonctionne plus » (sic ! Relayé par EDF)
- Même si certains résistent toujours (la CRE et l'ACER, certains économistes – Dauphine, TSE)

Des mesures d'urgence : bidouillages hétérogènes

- **En France** : bouclier tarifaire Baisse CSPE Augmentation volume ARENH
 - 2021 : bouclier tarifaire 4% sur TRV (35% TTC -----> 20% -----> 4%) et impact ARENH sur clients hors TRVE, mais :
 - Largement insuffisants pour les consommateurs hors TRVE : explosion des factures des entreprises et collectivités
 - Impact ARENH sur comptes EDF
 - 2022 : bouclier tarifaire 15% sur TRV + Chèque énergie ciblé sur les 4 premiers déciles
 - Quid des consommateurs non-éligibles au TRVE ? Mécanismes d'aide ciblée pour les PME sous conditions, aide aux Energo-intensifs « beaucoup trop complexe, ne marche pas » d'après B. Le Maire ; Grandes communes ? Autres « trous dans la raquette » ?
 - Comment ce bouclier sera-t-il atteint ? Nouveau supplément d'ARENH ?
- **En Espagne** : plafonner le prix du gaz
- **En Europe** (9 puis 30 sept) : pistes = plafonner les rentes et reverser l'excédent à certains consommateurs (TRV ou aides ciblées)
 - Plafonnement des prix aux producteurs non fossiles à 180€/MWh + « contribution de solidarité » de 33% des bénéfices excédentaires générés par les acteurs d'énergies fossiles -> Collecte estimée à 140 Md €, à reverser aux usagers.
 - Obligation de réduire la demande d'électricité d'au-moins 5% aux heures de pic de conso (10% des heures de pic à mars)
 - Plafonnement prix du gaz russe

Des mesures structurelles : réforme « profonde » du marché européen de l'électricité promise pour début 2023

La méthode : opacité, improvisation, mensonges

En France :

- **Conseil de Défense** : qui conseille, sur quelle base
- **Nationalisation d'EDF** : quel objectif ? Hercule caché ?
- **Bouclier tarifaire** : mis en place comment ? Quid des clients non éligibles ?

En Europe : un « non-paper » qui liste les solutions acceptables et les évalue

- **Sortie du marché éliminée d'office** car :
 - Non conforme à l'intégration du marché unique
 - Cela suspendrait les échanges aux frontières – mensonge largement relayé en France
 - **Seule option : continuer à se référer au prix de marché** mais tenter de compenser a posteriori ses effets dévastateurs en le plafonnant ou en limitant son périmètre d'utilisation :
 - Plafonnement du prix de l'électricité
 - Plafonnement du prix des fossiles (gaz et charbon) entrant dans la production d'électricité (solution ibérique)
 - Compensation de la taxe carbone
 - Rémunérer les énergies décarbonées à leur coût moyen et non au coût marginal (solution grecque)
 - Obligation d'introduire des TRV temporaires et ciblés sur certaines catégories de consommateurs
- ...tout en reconnaissant que ça ne suffira pas, qu'on ne sait pas vraiment comment faire, et qu'on a déjà essayé maintes fois de « patcher » le marché, en vain.

Les propositions sur la table ne peuvent résoudre les problèmes

1) Plafonner les prix : prix du gaz (sol. ibérique) ou prix de l'électricité

- Pb : accepte de maintenir des rentes (+ gaz : quid quand le CM n'est pas déterminé par le gaz)

2) Limiter l'utilisation du prix de marché aux productions fossiles (sol. Grecque)

- Pb : une part indexée sur des prix très volatils
- « Green pool » : contrats Long Terme (cf. critique ci-dessous – déjà plus ou moins le cas)

3) Limiter le marché à l'optimisation Court Terme, financer les investissements par des contrats LT (marchés hybrides)

a. Contrats bilatéraux privés (PPA) entre producteurs, consommateurs et/ou fournisseurs – cf. loi EnR :

- a. Perte d'équité de traitement
- b. Complexité éliminant de fait de très nombreux consommateurs
- c. Approche par centrale inadaptée au système électrique et ne garantissant pas son financement
- d. Risque élevé : volume et contrepartie -> augmentation du coût du capital
- e. Régression par rapport à la situation actuelle de la plupart des centrales : garanties d'Etat pour toutes les nouvelles (EnR comme thermiques, demandé pour nucléaire)

b. Acheteur centralisé (ou acheteur unique) :

- Achète toute la production selon un tarif régulé pour la revendre intégralement aux consommateurs / fournisseurs

➤ Dans les deux cas : maintien d'un marché spot pour inciter les producteurs à produire au bon moment (optimisation de court terme)

Position d'EDF et de la France :

- A CT : « La position de l'entreprise rejoint celle de la France [...] - Pour faire face à la crise, nous sommes donc plutôt favorables à un cap de prix fixe pour le gaz alimentant les centrales électriques [...] Nous soutenons également la limitation du prix maximal sur le marché de l'électricité ». Marion Labatut, Dir adj; des Aff Européennes, Vivre EDF 16 sept 2022
- A MT : marchés hybrides = combiner planification pour le LT et marchés pour le CT

Les propositions sur la table ne peuvent résoudre les problèmes

- Pourquoi s'acharner à maintenir une référence au prix de marché ?

- Si objectif = prix stable, couvrant les coûts de production, assurant l'égalité de traitement et permettant de minimiser les coûts
Alors la solution = grille tarifaire unique pour tous, producteurs comme consommateurs
- Correspond à la demande insistante des consommateurs et des producteurs

- Une évidence : aucune solution dérivée du marché ne convient

Georg Zachmann, économiste ultralibéral du groupe de réflexion Bruegel à Bruxelles : « *Il y a eu de nombreuses tentatives pour penser à de meilleurs outils pour le marché de gros de l'électricité [...]. Le premier problème est qu'il n'y a pas de solutions convaincantes en théorie* »

- Une contradiction théorique intrinsèque

Le marché reposait sur l'hypothèse qu'un même signal (CM) pouvait à la fois servir à bien rémunérer les producteurs et les inciter à produire au bon moment.

Si ce n'est pas le cas, il devient impossible d'atteindre ces deux objectifs

(cf. Mathieu Van Vyyve (Euphémia) : les différents modèles ont tous des défauts – désoptimisation ou sur-rémunération)

Les propositions consistent donc à accepter une sur-rémunération des producteurs et/ou une désoptimisation des programmes d'appel

- Seule solution : des programmes d'appel à la main de producteurs ne cherchant pas à maximiser leur profit

-> L'exploitation du parc doit être confiée à un acteur public centralisé.

-> les producteurs doivent être rémunérés uniquement sur la base de leurs coûts de production

-> les consommateurs doivent être facturés à partir d'une grille tarifaire basée sur les coûts de production

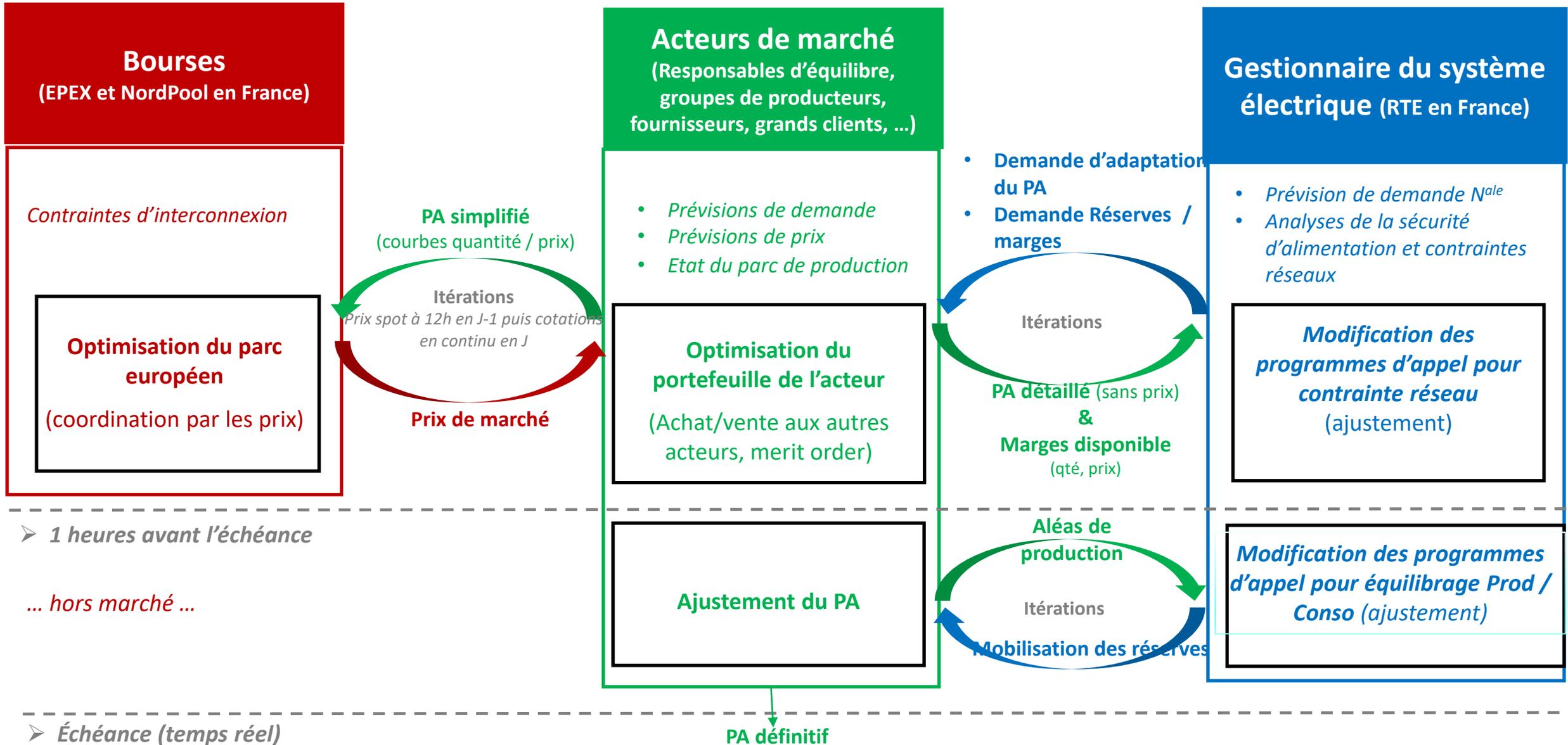
Notre proposition

(par ordre d'urgence)

- **Remettre en place de tarifs réglementés pour tous**
 - Basée sur les coûts de production, pouvant intégrer des mesures sociales et écologique (gratuité des premiers usages, subventions, lissage des « chocs », etc.)
 - Seule solution pour prix stable et juste
 - Pb : ne règle pas la question de la délégation des moyens de production à des acteurs privés
- **Sortir le système électrique français de la concurrence** (son exploitation)
 - Principe : Acteur public centralisé pour l'exploitation du système électrique français, interconnecté au réseau européen (comme il l'était avant la mise en place des marchés) et s'intégrant au programme de production optimisé à l'échelle européenne.
 - Plus de concurrence sur la fourniture, c'est-à-dire l'achat pour revente d'électricité (il peut y avoir des services « aval compteur » aux consommateurs)
 - Plus de concurrence sur l'exploitation du parc : une fois les centrales construites, elles deviennent propriété publique
 - Gros enjeu de souveraineté et coût du capital – aucun impact sur l'innovation
 - Une telle décision française ne remet pas en cause le marché européen
 - Les prix restent déterminés par les bourses européennes qui traitent l'exploitant public français comme n'importe quel acteur
 - Les échanges transfrontaliers restent donc déterminés de la même façon
 - Possible à mettre en œuvre rapidement et unilatéralement (moyennant une dérogation de plus aux règles européennes)
- **A plus long terme : défendre un acteur public centralisé pour l'exploitation au système électrique européen**
 - Meilleure optimisation de court terme
 - un dispatcheur centralisé disposant d'une information complète sur les centrales fait mieux qu'une optimisation décentralisée et coordonnée par les prix
 - Envisager une coordination des investissements sur la base d'une planification européenne ?

Un acteur public unique en France pourrait s'intégrer au Programme d'appel européen (PA)

➤ A partir de la veille (J-1)



5 – Retour sur les débats récents :
ARENH, nationalisation d'EDF, nationalisation des
concessions sur les barrages

Débat autour de L'ARENH (Accès Régulé à l'Electricité Nucléaire Historique)

- **Principe :**

- La loi NOME (2011) a imposé à EDF, depuis fin 2015, de céder un volume de nucléaire à ses concurrents à prix coûtant.
- Mais eux ne sont pas obligés d'acheter (peuvent arbitrer avec le marché)

- **Objectif, justification:**

- EDF disposait d'un avantage concurrentiel indu : un parc nucléaire développé à l'époque du monopole
- Faciliter l'émergence d'une concurrence dans la production (*amont*) et la fourniture (*aval*)
 - Echec reconnu pour la production – totalement prévisible
- Contesté par beaucoup comme un cadeau à des fournisseurs parasites

- **Débat autour des paramètres :**

- Volume mis à disposition : 100 TWh, réhaussé à 120 TWh, proposition à 150 TWh bloquée
- Prix = coût de production estimé du parc historique : 40, puis 42€/MWh (2012), 46,5 en 2022, 49,5 depuis cet été : aucun document public

- **Enjeux : l'ARENH est une rustine, pas la cause des problèmes**

- Un impact majeur du volume et du prix sur les factures des consommateurs – une vente partielle au coût de production
- Normalement sans impact sur les fournisseurs, obligés de reporter cet avantage sur la facture des clients (mais pb de contrôle)
- Vrai problème : quand les prix de marché sont bas.
- Les 20 TWh supplémentaires de 2022 : un cas particulier, car non-anticipé (revient à un chèque de 4 Md€ d'EDF aux consommateurs via ses concurrents)

➤ **Pas le bon débat. La situation dans les pays sans ARENH n'est pas meilleure.**

8 – Débats récents et à venir sur l'organisation du système électrique

- **Hercule :**

- Principe : Projet de réorganisation d'EDF lancé en 2018 et négocié dans l'ombre entre le gouvernement et l'UE depuis 5 ans
- Objectif : sortir d'une situation « intenable » pour EDF qui vendait son nucléaire à perte (prix de marché très bas)
- Principe : couper EDF en 2
 - Une partie nationalisée à 100% regroupant les filières de production historiques – nucléaire, hydraulique (à part), thermique
 - Vendue à un prix à définir à tous les fournisseurs. ARENH généralisé ?
 - Une partie plus largement ouverte aux capitaux privés : fourniture, renouvelable, distribution (Enedis), international
- Résultat : échec

- **Nationalisation d'EDF (cet été) :**

- Objectif non défini, annonce d'une réforme profonde = retour d'Hercule ?

- **Paramètres de l'ARENH**

- **Les concessions hydroélectriques:**

- Situation actuelle : EDF détient 2/3 des concessions, Engie le reste via 2 filiales , CNR et SHER – Barrages propriétés de l'Etat
- Droit de la commande publique : obligation de remettre en concurrence en fin de concession, sauf e cas de gestio par une entité 100% publique (en quasi-régie)
- Tentative de projet de loi par les sénateurs verts en septembre dernier : à reprendre .
- Prolongation pour 18 ans de la concession de la CNR malgré un rapport accablant de la Cour des comptes (investissements récupérés en 10 ans, sous investissement, « les barrages sur le Rhône ne sont lus gérés dans l'intérêt des consommateurs ». (vente ua prix de marché)

Pour aller plus loin :

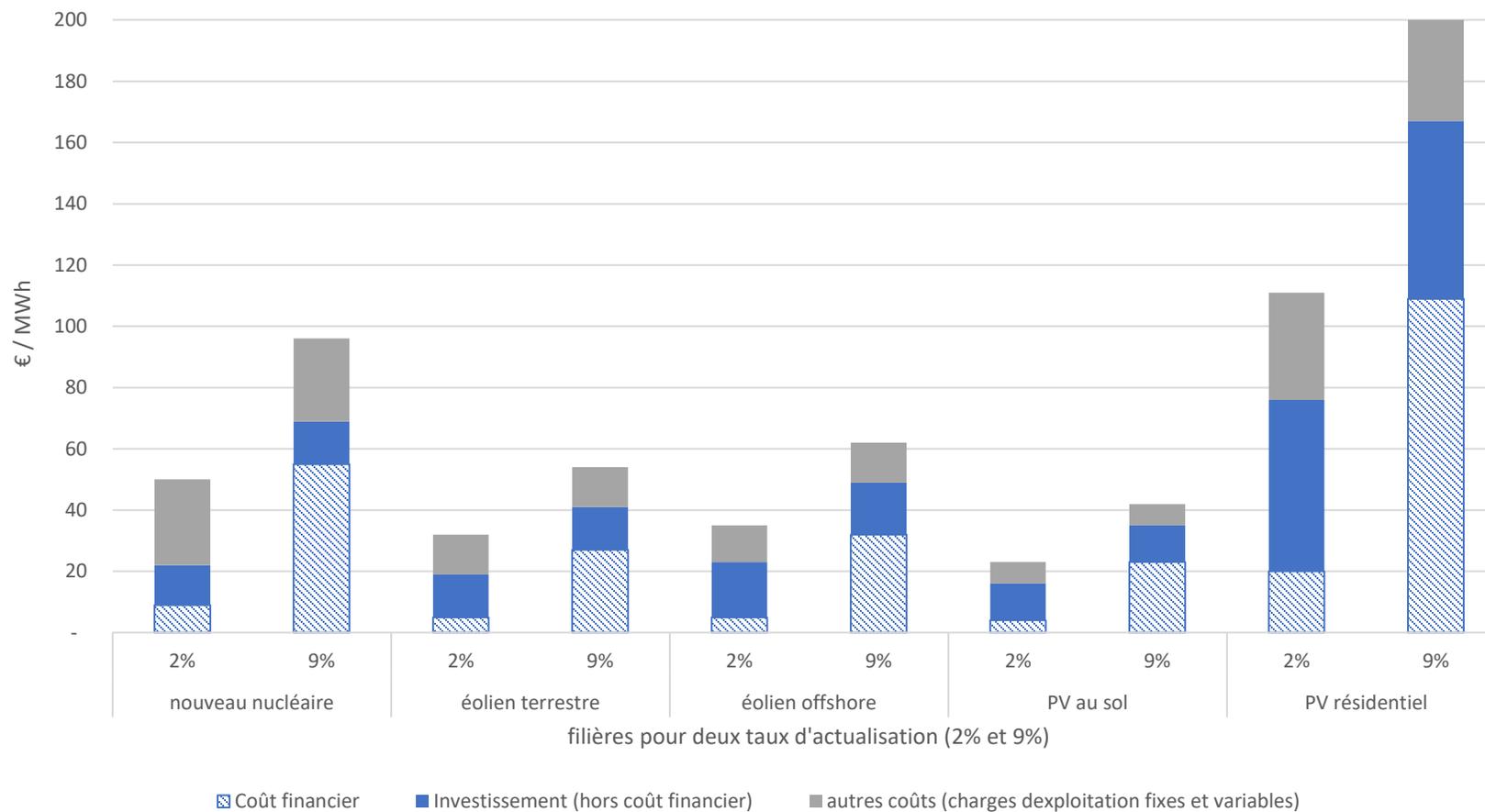
- **Nos tribunes parues dans Le Monde et La Tribune sur les causes de l'envolée des prix** (accessibles sur www.sudenergie.org/site/hercule/)
 - 15 septembre 2022 – « [Mettre en place un système public d'exploitation du parc français basé sur une grille tarifaire simple et équitable pour les consommateurs comme pour les producteurs](#) »
 - 9 juin 2022 – [les mensonges des défenseurs du marché et leur incapacité à proposer une solution durable](#)
 - 25 mai 2022 – [Pour ou Contre : la France doit-elle sortir du marché européen de l'électricité \(Anne Debrégeas face à André Merlin dans La Tribune\)](#)
 - 19 février 2022 : <https://www.sudenergie.org/site/2022/02/tribune-sans-les-marches-le-prix-de-lelectricite-naurait-pas-evolue-significativement/>
 - 15 octobre 2021 : <https://www.sudenergie.org/site/2021/10/la-tribune-sud-energie-publiee-dans-le-monde-sur-la-hausse-des-prix-de-lelectricite/>
- **Article détaillé sur le fonctionnement des marchés et leur inadaptation au système électrique**
 - <https://theothereconomy.com/fr/fiches/secteur-electrique-limpossible-concurrence/#marche-de-gros>
- **Dernières émissions :**
 - 18 février 2022 : France Culture, « Entendez-vous l'éco », « [EDF : gare au coût de jus](#) »
 - 30 septembre 2021 : [Arte \(28'\) : les hausses des prix de l'énergie](#)
- **Et toute notre documentation sur :** www.sudenergie.org/site/hercule/

Annexe : Ce n'est pas la transition écologique qui
coûte cher, c'est le marché

L'impact majeur du coût du capital

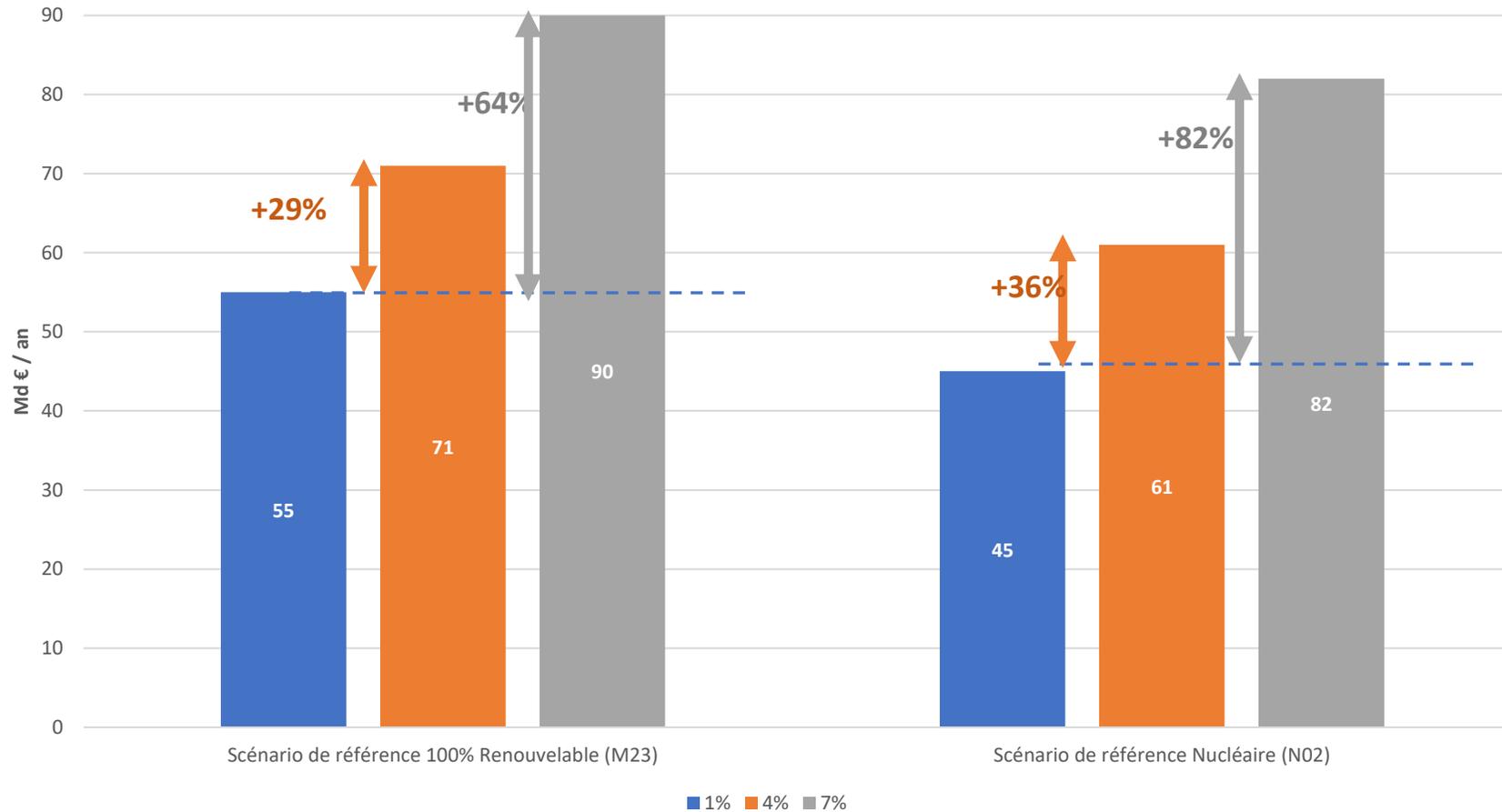
(taux d'intérêt bancaire + taux de rémunération des actionnaires)

Coût complet de chaque filière en fonction du taux d'actualisation



Hypothèses : Consultation publique RTE 2021-01-27_BP2050-consultation-complet-LD.pdf (concerte.fr) (p83-83)

Coûts annualisés des scénarios de référence 2060 avec et sans nucléaire, selon différents taux de rémunération des apporteurs de capitaux (CMPC)



Source : Futurs énergétiques 2050 (chapitre 11, fig.11.36), RTE

Une privatisation coûteuse de la production

Une délégation de service public par appel d'offre pour investir dans la production renouvelable

- Investissement privé contre prix garanti par l'Etat
 - <- **Aucune filière de production ne peut se rémunérer sur les prix de marché**
- Un coût du capital qui plombe le coût total de production sans pour autant introduire de démocratie
- Les mêmes dérives que les autres DSP, en pire
 - <- secteur particulièrement complexe et évolutif (cahiers des charges impossible à écrire).

L'exemple de la Compagnie Nationale du Rhône (CNR)

- Pour créer le 1^{er} « concurrent » d'EDF, l'exploitation des barrages du Rhône est cédée en 2003 à la CNR, devenue filiale à 50% d'Engie (25% de la production hydraulique, la plus rentable)
- Une exploitation ultra-lucrative, dénoncée par un rapport sévère de la Cour des Comptes
 - « **des résultats élevés, une trésorerie abondante** [...], une **distribution de dividendes très importante** [...] une **rémunération moyenne des capitaux engagés de 24 %** et les dividendes versés, une rémunération moyenne de 16 % [Ndlr : période 2003-2020, avant la flambée des prix]», « La régulation financière [...] s'est révélée excessivement favorable au concessionnaire ». « **Dans le même temps, le montant des programmes d'investissement et leurs taux d'exécution se sont dégradés** [...] **l'efficacité des barrages du Rhône ne bénéficie plus aux consommateurs**».
- Et pourtant, un contrat de concession qui vient d'être reconduit pour 18 ans, dans des conditions toujours très favorables ... après l'échec d'un projet de loi visant à faire revenir ces barrages dans une structure 100% publique (voir [ici](#))
- Engie, qui lorgne aujourd'hui sur toute l'activité Renouvelable d'EDF