

Réforme du marché européen de l'électricité : où en est-on ?

22 Mai 2023



Dessin de Soulié détourné de Fakir avec l'aimable autorisation de François Ruffin et de l'auteur ;-)

Sud
Energie

Contact : anne.debregeas@gmail.com (06 83 55 10 47)

Sommaire

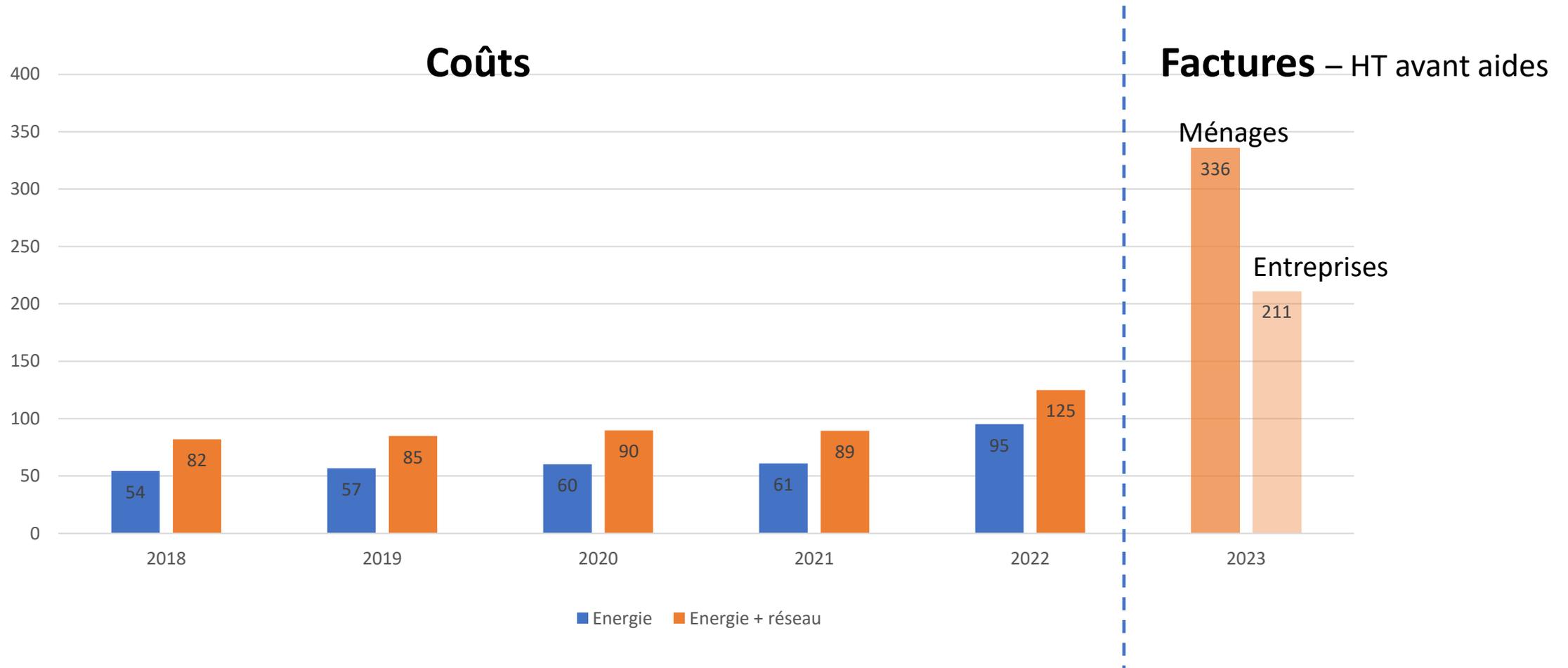
- Les effets de la crise
- La réforme des marchés proposée par la Commission européenne
- Notre proposition
- Positions et débats en France

... et pour aller plus loin, toute notre documentation sur
[www/sudenergie.org/hercule/](http://www.sudenergie.org/hercule/)

Les effets de la crise

Avant et après les mesures d'urgence

Prix et coûts



- **Des factures 2 à 3 fois supérieures aux coûts 2022 (exceptionnellement élevés) ... en moyenne**
- **Très hétérogène : factures au-delà de 1000€/MWh – en fonction de date de reconduction de contrat**

Des factures élevées et très hétérogènes

Les références de prix publiées par la CRE ont pour vocation de permettre aux PME et aux collectivités locales amenées à souscrire ou renouveler dans les prochaines semaines un contrat de fourniture pour 2023 de s'assurer que les offres de leurs fournisseurs sont compétitives et reflètent bien la réalité des coûts d'approvisionnement, sur la base d'une référence construite sur une méthodologie transparente, neutre et non discriminatoire.

3) Barèmes et prix de référence

Les barèmes et prix présentés ci-dessous s'entendent hors taxes (HT) et intègrent la part approvisionnement en énergie y compris l'ARENH, le tarif d'utilisation des réseaux publics d'électricité, les coûts commerciaux ainsi que la marge des fournisseurs. Ils prennent en compte le fait que la majorité des consommateurs ont une consommation plus forte en période hivernale et en heures pleines.

Fourchettes de prix de référence moyens sur l'année (€/MWh)

€/MWh	Client type-moyen			Client type-saisonnalisé		
	Prix de marché bas	Prix référence	Prix de marché haut	Prix de marché bas	Prix référence	Prix de marché haut
	(quantile 10%)		(quantile 90%)	(quantile 10%)		(quantile 90%)
Client bleu option base	408	432	455	408	432	455
Client bleu option HPHC	358	379	400	398	423	447
Client jaune option base	358	380	402	443	471	499
Client vert A5 base	321	342	363	377	401	426

Des factures délirantes. Ex : entre 1400 et 2600€/MWh en hiver

N° PDL	Adresse du site de consommation	Date de début de fourniture*	Date de fin de contrat*	Abonnement HT €/ an	Prix de la consommation HT c€/ kWh				Services	Promo
					HPH	HCH	HPE	HCE		
		19/09/2022	18/09/2023	420,00	265,693	142,331	36,958	0,100	Assistance	Pro 24/24

Malgré les mesures d'urgence

- **Synthèse des mesures en France**

Type de consommateur	Type de mesure	Mesure
Petits consommateurs (éligibles au TRV)	Bouclier tarifaire	Plafonné à 15%
TPE > 36 kVa	Plafonnement	Plafonné à 280€/MWh
PME	Amortisseur	Prise en charge de 50% au-delà de 180€ <i>dans la limite de 500€</i>
Energo-intensifs	Guichet d'aide ciblé	Sur demande

- **Complexes et évolutives -> incompréhension et anxiété des consommateurs**

- Ex : 6 janvier 2023, site du Ministère : « Avec ce dispositif [amortisseur], une boulangerie pourra bénéficier d'une aide égale à **50 % du différentiel entre la facture 2021 majorée de 50 % et la facture du mois concerné (dans la limite de 70 % de la consommation de 2021)** et plafonnée à 4 millions d'euros. » ... puis plafonnement à 280 €/MWh, lui aussi obscure.
- Pour l'Etat : pour chaque fournisseur, remboursement entre bouclier et coût '

- **Mesures largement insuffisantes -> des conséquences lourdes**

- Faillites, absence de visibilité
- Baisse de production, menaces de délocalisation, Risques sur l'emploi (117 000 emplois menacés selon La Fabrique de l'Industrie)
- Pas de fournisseur de dernier recours
- Investissements bloqués, Services publics fermés ou dégradés
- Alimentation de l'inflation

Et dans les autres pays ? D'autres mesures d'urgence

- **Espagne et Portugal : plafonnement du prix du gaz utilisé pour produire de l'électricité**

- **Pas une sortie du marché** : Limite mécaniquement le prix de l'électricité
- **Subvention** = transfert de charge
- **Avantage artificiellement les centrales à gaz ibériques**
 - Désoptimise le programme de production européen : une centrale à gaz espagnole peut démarrer avant une centrale moins chère – Ex = TAC espagnoles avant CCG françaises ?
 - « Fuite » de subvention
 - Augmentation de la part de gaz ?

➤ **Pas généralisable**

- **Allemagne : Bouclier tarifaire massif**

- **Plan de 200 Md €** (à partir de 2023), « aide colossale, « bazooka énergétique » alors que l'Allemagne s'est battue contre le plafonnement des prix à l'échelle européenne. Le secteur industriel allemand mettait en avant « des milliers d'emplois menacés » et un pays qui s'apprêtait à entrer en récession.
- Le bouclier **pourrait être prolongé jusqu'à 2030** pour préserver la compétitivité des industriels »
Ce bouclier tarifaire doit bloquer « à 6 centimes par kWh » près de « 80% de l'électricité » des entreprises « les plus intensives en énergie, évoluant à l'international », selon un document de travail du ministère de l'Economie et du Climat.
En France, pas de prolongation pour les entreprises au-delà de 2023 (Roland Lescure, ministre de l'Industrie). Restera jusqu'à début 2025 pour les ménages

Où va l'argent ?

Une estimation des flux de financement (à consolider)

Financements par les consommateurs via leur facture	106
Dont part prise en charge par les contribuables	34
-Recettes récupérées par l'Etat	-29
Taxes sur les super-profits	-19
Trop-perçu des producteurs renouvelables	-9
Versement supplémentaire de la CNR (Hydro - Engie)	-1
= Financement net (ménage, Entreprise, Etat)	77
Coût estimé (Production + échanges + réseau)	56
Coûts de production France	35
Import - Export	7
Coûts Réseau	13
Surfinancement = rente des acteurs (producteurs et fournisseurs)	21
Rente / Coût de production (+ échanges)	49%

➤ **Des résultats records des énergéticiens**

Des consommateurs en grande difficulté

Distinguer EDF des acteurs privés

- EDF = 80% de la production, pas de bénéfice -> Surfinancement 21 Md € à rapporter au coût de 20% de la production
- Transfert financier entre EDF et les fournisseurs alternatifs :
 - ✓ **Arbitrage ARENH** : 3 enquêtes en cours, les fournisseurs auraient « gonflé » leurs portefeuille clients pendant les « heures ARENH » de l'été
 - ✓ **Arbitrage au TRV (levier principal)** :
 - Quand les prix de marché s'envolent, les fournisseurs font partir leurs clients (préavis de 1 mois) et revendent leur électricité sur le marché. EDF récupère ces consommateurs au TRV et doit acheter leur électricité au prix de marché ... (cf. Vidéo Heureka « Les superprofits des fournisseurs)
 - Quand les prix de marché sont bas, il vendent juste en dessous du TRV ... et se font une marge

Le projet de réforme du marché européen de l'électricité

- Annoncé à l'été 2022
- Faux débat : *non-papers* , cadre très contraint
- 3 semaines de concertation publique début 2023 ... toujours inaccessible
- 14 mars : publication d'un projet de loi de la Commission européenne
- Préparation des débats au Parlement européen
- A priori pas de passage devant le parlement français

Principes généraux

- **Objectifs : Maintenir le marché mais diminuer les risques**
 - Moindre exposition au prix de marché
 - « Fluidifier » le marché (flexibilité, couplage)
 - Régulation
- **Moyens**
 - Maintien de la concurrence des fournisseurs
 - Contrats Long Terme public et privés et marchés à terme
 - Communautés d'énergie
 - Produits de marché pour la flexibilité
 - Renforcement des contrôles, obligation de couverture, transparence

Les contrats Long Terme

- **Principe : garantir à long terme un prix sur une quantité donnée**
 - Pour diminuer le risque tant côté producteur que consommateur
- **Deux grands types de contrats long Terme**
 - **A contrepartie publique (producteurs - Etat) : CFD (Contrat for Diference),**
 - En référence à leur design
 - Prix résultant d'appels d'offre
 - Existe aujourd'hui pour les ENR (« Complément de Rémunération »)
 - **A contrepartie privée (producteurs – consommateurs/fournisseurs) : PPA (power Purchase Agreement)**
 - Prix négociés de gré à gré
 - 1 seul cas en France, très spécifique : Excelsium – accès préférentiel au nucléaire pour les électro-intensifs
- **Des débats sur la part relative des contrats publics**
 - Quelles filières ?
 - Nouvelles centrales ou également centrales existantes ?
 - Le projet de réforme tend à limiter les CFD et pousser les PPA : filières limitées vs part réservée & garantie d'Etat

Les contrats Long Terme **publics** (CFD)

- **Un objectif louable** : revenir à des prix stables, basés sur les coûts de production
- **Mais des difficultés pratiques : comment fixer les paramètres** (prix, quantité, durée)
 - **Idéalement** : prix * quantité * durée = coût de production + Marge raisonnable
 - **Deux objectifs antinomiques** :
 - Supprimer le risque financier pour le producteur – essentiel pour diminuer le coût du capital
 - Conserver une incitation à l'optimisation (placement de la maintenance, programme d'appel)
 - Impose de conserver part de rémunération exposée au prix de marché, donc soit une surrémunération, soit un risque financier pour l'investisseur (qui se paie dans le coût de production)
 - **Nombreuses études et propositions pour déterminer au mieux ces paramètres**
 - Mais toutes se confrontent à ces limites
 - **Le projet de réforme passe sous silence ces difficultés et ne propose pas d'étude d'impact**
- **La « moins pire » des solutions dans un univers qui impose la concurrence mais** :
 - **Le coût du capital reste très pénalisant** : rentabilité exigée par investisseurs privés + subsistance de risques (volume, durée de vie, évolution de la régulation ...)
 - **Complexité des mécanismes, avec risque d'effets non anticipés**

Les contrats Long Terme **privés** (PPA)

- Principe : des consommateurs réservent un « **droit de tirage** » à prix négocié sur une centrale ou auprès d'un producteur donné
- **Rupture totale d'équité de traitement** <- coûts très hétérogènes selon les centrales
 - Ex : Hydraulique du Rhône (CNR) : 25 €/MWh, nucléaire existant : 42 à 50 €/MWh, nouveau nucléaire : 70-80 €/MWh, éolien en mer de Dunkerque : 53 €/MWh, éolien en mer St Brieuc : 155 €/MWh
 - **Risque d'accaparement des sites les moins chers par certains grands consommateurs .. Partout en Europe !**
- **Une exposition indirecte aux prix de marché** et des risques de sur-rémunération
 - Arbitrage avec prix de marché
- **Surcoûts importants**
 - Coûts de contractualisation
 - Exposition aux risques :
 - Risque volume : difficulté à prévoir à long Terme sa production (qui dépend des autres) et consommation
 - Risque de défaillance d'un cocontractant (La réforme promeut des garanties d'Etat – Privatiser les gains, socialiser les pertes)
 - **Forte augmentation du coût de financement = impact majeur sur la facture**
 - Avec un coût de financement (CMPC) de 4%, les coûts de financement représentent la moitié du coût de production renouvelable
 - Un passage du CMPC de 1% à 7% conduit à presque doubler le coût total de production
- **Grande complexité**
 - = Fragilité + barrières à l'entrée

Une exposition aux prix de marché qui subsiste

- **Des productions qui continuent à se rémunérer sur le marché :**
 - Thermique ? Stockage ? Hydraulique de lac ? Autres ? (les contrats Long Terme restent facultatifs)
- **Volonté de développer le marché à terme aux dépens du marché Court Terme**
 - Mais les prix de marché à terme dépendent eux-aussi des coûts marginaux
 - Peuvent en plus induire des effets spéculatifs ou de « panique »
 - REX : prix à terme très volatils
 - Mécanismes ultrPPAa-complexes, sans étude d'impacts, que personne ne semble comprendre
 - Couplage de marchés à terme, « Hubs » virtuels
- **PPA influencés par els Prix de marché**
- **Des consommateurs qui restent exposés partiellement**
 - Via le marché Court terme et long terme, mais aussi indirectement via les PPA
- **Et des rentes toujours possibles**
 - Ex : avec des prix de marché à plusieurs centaines d'euros, tous les moyens dégagent des marges très importantes
 - Même si ces superprofits étaient taxés, une part importante resterait à la charge de la collectivité

Energie partagée, communautés d'énergie : une autre source d'inégalité

- **Principe : développer l'autoproduction collective**
 - Faire bénéficier un groupe de consommateurs, pas nécessairement proches géographiquement, d'un coût de production locale moindre et plus stable
 - **Désoptimise le programme de production**
 - Flexibilités mobilisées en fonction d'objectifs locaux : déplacer les usages en fonction de la production locale
 - **Quid de la participation au financement des réseaux**
 - **Antinomique avec le principe de péréquation tarifaire nationale (comme les PPA)**
 - Chaque « communauté » paie « ses » coûts, laissant les moyens les plus chers et une grande partie des coûts collectifs (réseau, équilibrage) à ceux qui ne peuvent accéder à ces communautés
- **Pas la bonne façon d'inciter au développement de la production décentralisée**

Des consommateurs qui restent exposés au risque et à la complexité

- **Des tarifs réglementés de vente quasiment interdits**

- En cas de crise (temporaires), sur une partie de la facture, pour les petits consommateurs et sous réserve d'accord de la Commission
- Alors qu'ils sont plébiscités par les consommateurs

- **Une exposition partielle à la volatilité du marché**

- **Un consommateur qui doit devenir expert, alors qu'il réclame la simplicité**

- ✓ **Une multitude d'options s'offre à lui :**

- Souscrire à des offres fixes et/ou variables – les offres fixes n'évitent pas la flambée des factures à échéance
- Avoir plusieurs fournisseurs, avec un double compteur
- Signer des PPA avec des producteurs, soit directement soit via leur fournisseur
- Contractualiser un partage d'énergie avec de petits producteurs, locaux ou pas
- Participer aux mécanismes très complexes d'effacement en intervenant directement sur les marchés ou via des opérateurs d'effacement

- ✓ **Une complexité qui les maintient exposés aux pratiques commerciales douteuses des fournisseurs**

- Malgré les obligations de couverture ... par ailleurs illusoires

Une complexité non maîtrisée

- **Des mécanismes peu décrits et potentiellement dangereux**
 - « Hubs » virtuels
 - Retarder la prise en main des gestionnaires de réseau (GTC)
- **Une volonté de transparence et de contrôle louable mais illusoire**
 - Ex : difficulté de mettre en évidence des fraudes des fournisseurs
 - Obligation de couverture des fournisseur
- **Une complexité qui les maintient exposés aux pratiques commerciales critiquables des fournisseurs et aux prix de marché**
- **Absence d'étude d'impact : on continue à jouer aux apprentis-sorciers ?**

Notre proposition

un opérateur public intégré aux échanges européens

Partir des objectifs

- **Equité de traitement = grille tarifaire pour tous els consommateurs**
- **Minimiser les coûts du système**
 - **Premier paramètre = réduire les coûts de financement**
 - Minimiser les risques, mutualiser les coûts, solliciter l'investissement public
 - L'opérateur public devient propriétaire des moyens de production à leur mise en exploitation
 - Progressivement
 - Pas de remise en cause de la phase de planification et construction
 - Donc pas de prérogative sur le choix des filières
 - **Efficacité dans l'optimisation du parc : un opérateur unique public**
- **Exploiter la solidarité européenne – mutualisation des moyens de production**
 - Continuer à s'intégrer aux mécanismes européens d'optimisation du parc : le marché n'est utilisé que pour les imports-exports

Pourquoi « faire avec » le marché n'est pas une solution

- **Equité de traitement et concurrence des fournisseurs sont incompatibles**
 - Il faut choisir
- **La propriété privée des moyes de production implique des rentes**
 - Coût du capital
 - Augmentation des risques
 - Difficulté de contractualiser
- **... Et revient à perdre la souveraineté des moyens infrastructures stratégiques**
 - Coût du capital
 - Difficulté de contractualiser
- **La multiplication des acteurs désoptimise la gestion du parc**
- **Référence au prix de marché et stabilité des prix est incompatible**
 - Même une référence partielle, même ls prix de long terme

Positions et débats en France

- Position de la France et d'EDF sur la réforme du marché
- le projet de loi anti-Hercule : quels enseignements ?
- Supprimer l'ARENH ?
- La question des barrages

Position française sur la réforme des marchés

- **Toujours pas de position détaillée, officielle**
- **Ne pas sortir du marché mais le réguler**
 - Sortie du marché caricaturée
 - Défendent une « position raisonnable » (Ne pas jeter le bébé avec l'eau du bain, prendre le meilleur) – en Off, ou le défendent franchement : 'heureusement que le marché était là pour passer l'hiver)
- **Développer au maximum les contrats Long Terme publics (CFD)**
 - Y compris pour le nucléaire existant, en remplacement de l'ARENH
- **Mais accepter les PPA, la vente au prix de marché, la concurrence des fournisseurs, la disparition des TRV**
 - Donc un système inéquitable, complexe, fragile
- **Et pas de clarification des objectifs**
 - Prix unique en Europe ou prix basé sur els coûts de production ?

Et EDF ?

- **Historiquement : aligné sur la position française (marchés hybrides)**
 - **Depuis Luc Rémont** : Défense enthousiaste su marché
 - Contre-vérités
 - Patrice Bruel, Directeur régulation dans Vivre EDF du 10 mars dernier: « *Il ne faut pas jeter le bébé avec l'eau du bain ! [Ndlr : élément de langage régulièrement répété]. Nous avons un marché de court-terme qui marche très bien* ».
 - Erkki Maillard, Directeur des affaires européennes , devant le Parlement Européen le 12 avril dernier : « *Quand il y a eu un manque de production en France, on a quand même eu de l'électricité grâce au marché de gros* ».
 - Promotion des PPA, y compris sur le nucléaire existant
 - « *Ce qu'il faut, c'est compléter ce marché et insérer des signaux de long-terme. Cela passe par le développement **de contrats privés de long-terme librement négociés** entre les producteurs et les clients* » - P. Bruel, directeur régulation, Vivre EDF Mars 2023
- > réserver le parc nucléaire à certains consommateurs européens ?**

La loi « anti-Hercule »

- **Objectif :**
 - Imposer un passage devant le Parlement en cas de cession d'activité d'EDF
 - Au passage, étendre le TRV aux petites entreprises – TPE, PME, Bailleurs sociaux, Collectivités < 5000 habitants (amendement)
- **Adopté en 2^{ème} lecture au Parlement. Sénat en Juin-Juillet**
- **« Pied dans la porte » mais ne règle pas les causes de la crise**
- **Montre la difficulté d'agir dans le cadre actuel**
 - **Débat autour des amendements d'extension des TRV**

Débats autour de l'Hydraulique

- **EDF propose de devenir propriétaire des barrages**
- **Il suffit de reprendre la proposition sénatoriale de quasi-régie**

Débats autour de l'ARENH

- **Concentre les critiques :**
 - Débats, mission parlementaire, amendements Projet de loi pouvoir d'achat
- **Des débats possibles autour de l'ARENH : Niveau, volume, caractère asymétrique**
- **Mais ne pas en faire le bouc-émissaire**
 - **Cause des difficultés d'EDF ?** Obligation de rachat sur le marché, fournisseur en dernier ressort, utilisation artificielle de l'ARENH (mais compensée) ... et fiasco de Flamanville, aventures internationales.
 - Dans les autres pays, ou avant la mise en place de l'ARENH = problèmes.
- **Fait vivre les fournisseurs ?**
 - **Obligés de répercuter l'ARENH sur leurs consommateurs**
 - **Arbitrage possible, mais négligeable par rapport à l'arbitrage sur les TRV**

Débats autour de l'ARENH

Sans ARENH, que se passe-t-il ?

Exposition encore plus grave des consommateurs – qui ne veulent pas sa disparition

La CRE a souligné dans ses précédentes communications que de nombreux fournisseurs avaient indiqué envisager de réduire fortement leurs offres incluant de l'ARENH après le guichet du 21 novembre. Certains fournisseurs ont toutefois pu réaliser des demandes d'ARENH intégrant des prévisions sur de nouveaux contrats signés après le guichet ARENH. Ces volumes étant probablement limités, la CRE conseille aux consommateurs qui n'auraient pas encore d'offre de fourniture pour l'année 2023 de signer au plus vite un nouveau contrat pour avoir les meilleures chances de bénéficier encore de l'ARENH.

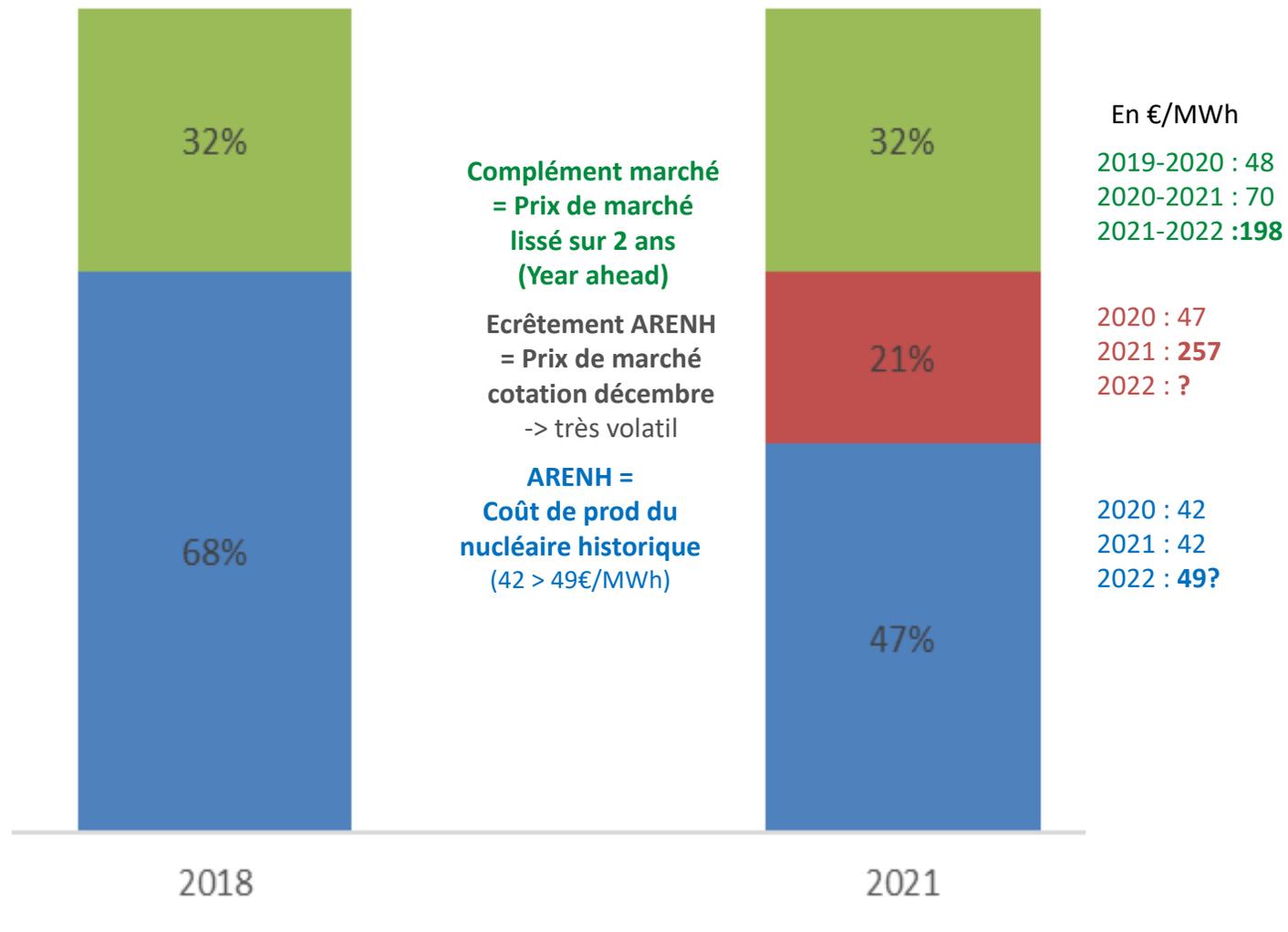


Que faire après 2025 ?

Revenir à des tarifs réglementés, ou au moins à des CFD = ARENH « symétrique »

Annexes

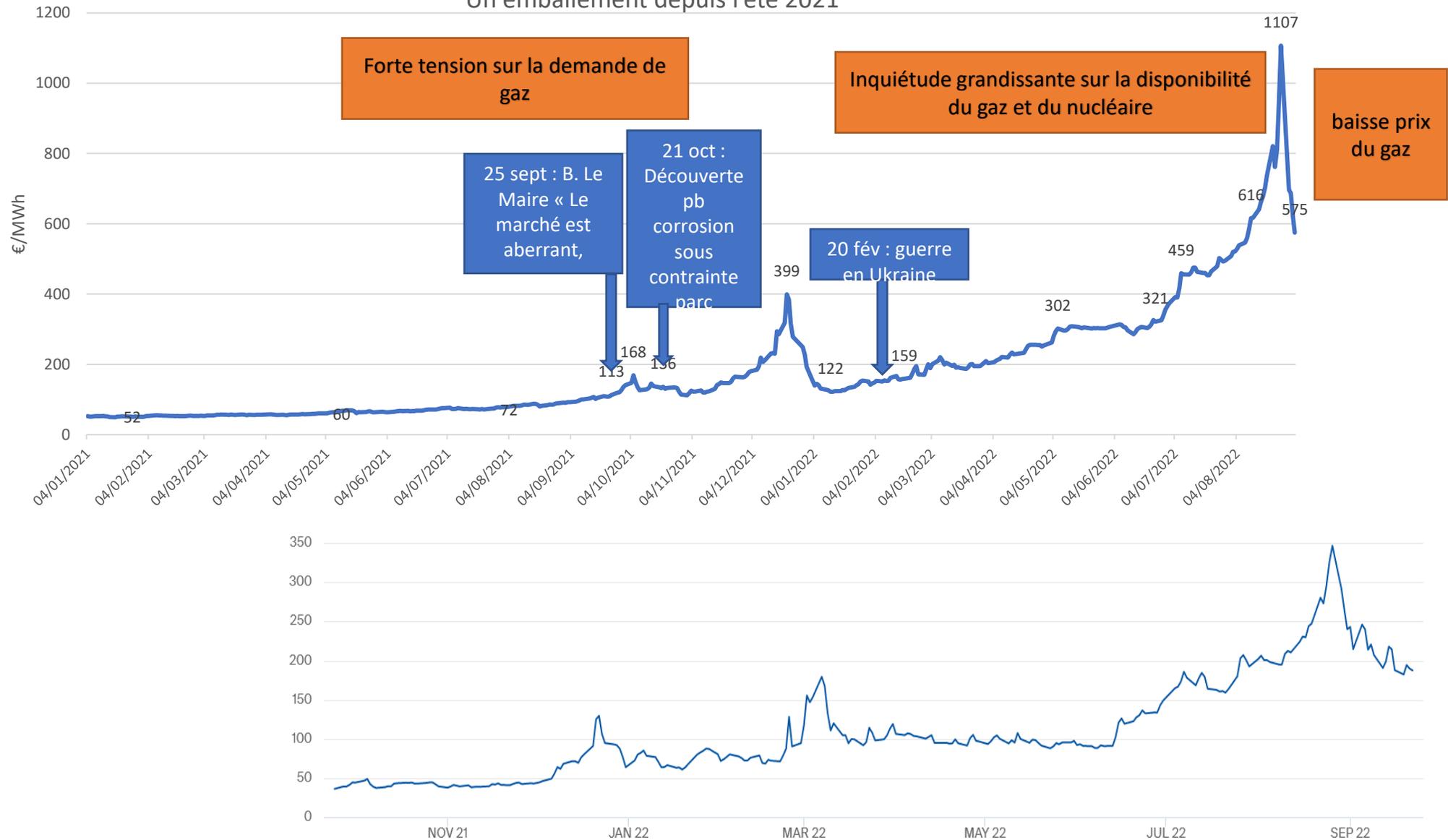
Mode de calcul du TRV



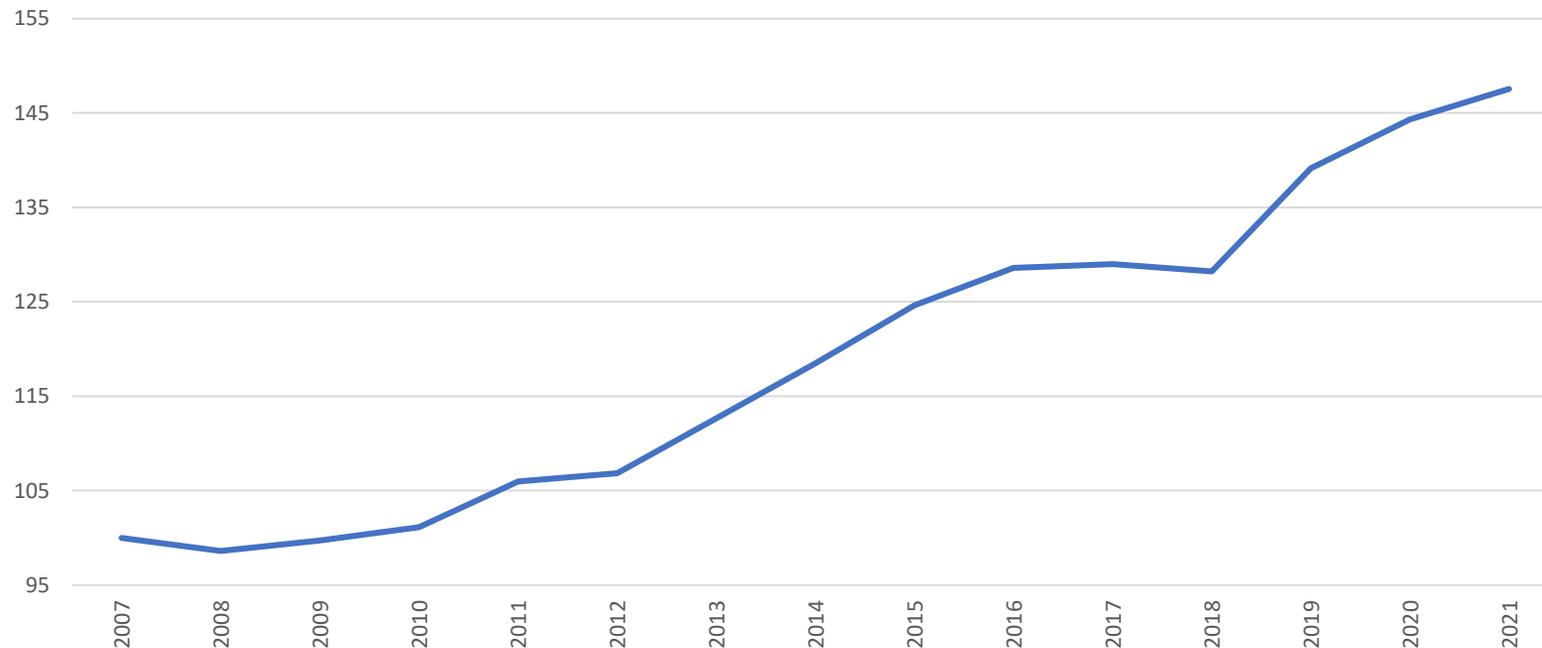
Une envolée spectaculaire des prix de marché

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

Un emballement depuis l'été 2021



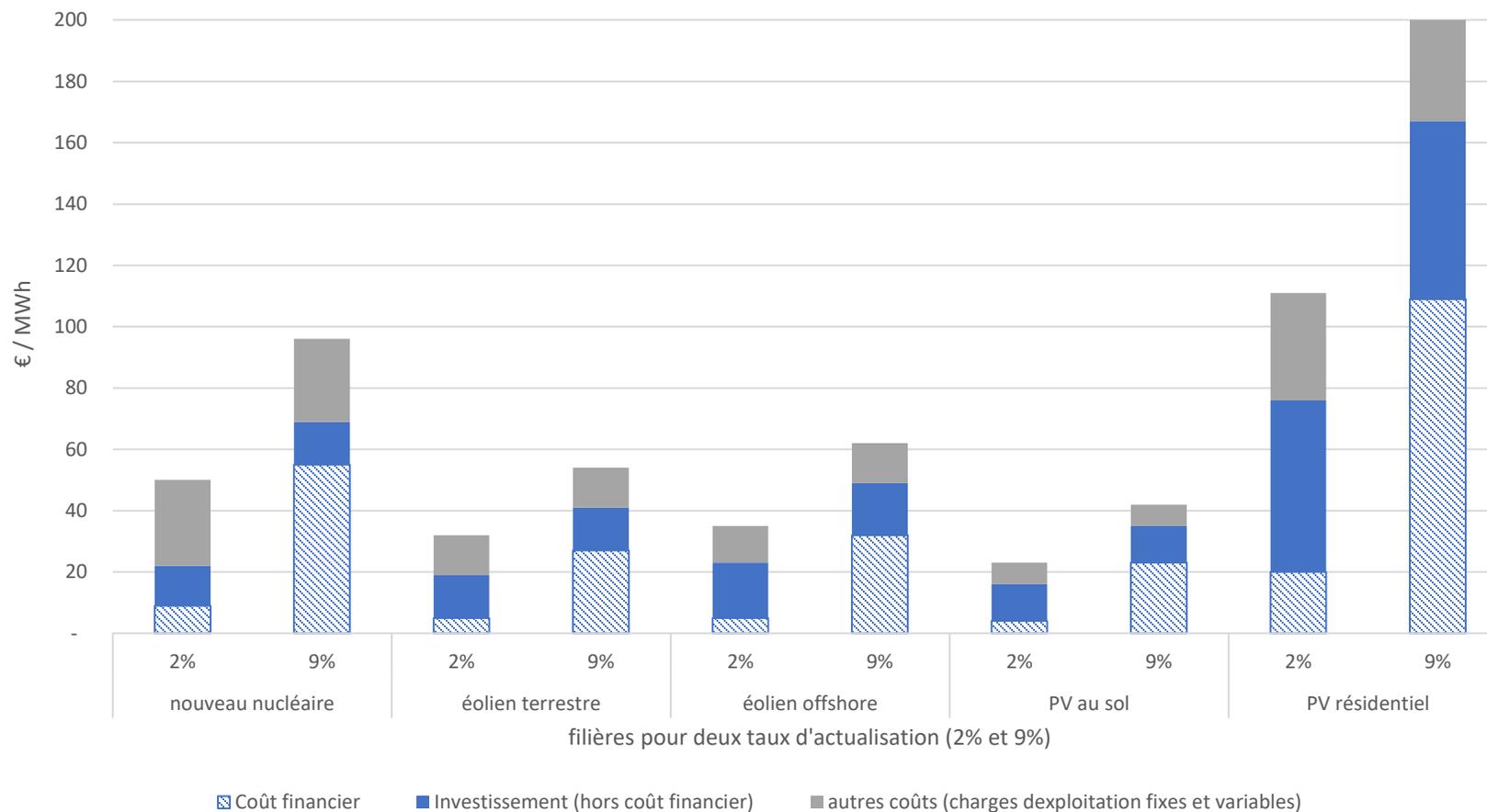
Évolution du prix de l'électricité depuis 2007 (euros constants)



Lecture : : Pour un indice de prix de l'électricité fixé à 100 en 2007, cet indice s'élevait à 148 en 2021, soit une augmentation de 48% hors inflation.

Source : INSEE puis CRE

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)