

# Hausse des prix des énergies en Europe Quelles évolutions ? Quelles explications ? Et quelles conséquences pour les consommateurs et les politiques de transition écologique ?

Andreas Rüdinger, Iddri

NOTE

oct.  
2021

<b>SYNTHÈSE</b>	<b>2</b>
Ce que l'on sait :	2
Ce que l'on sait moins :	3
Ce qui fait débat au niveau politique :	4
<b>1. L'AMPLITUDE DE LA HAUSSE DÉPEND DU POINT DE RÉFÉRENCE ET DES MARCHÉS CONSIDÉRÉS</b>	<b>5</b>
1.1. La hausse du prix du gaz naturel sur le marché de gros européen	5
1.2. Le marché du pétrole : une hausse en trompe-l'œil ?	6
1.3. Le marché du charbon international	7
1.4. Le prix de l'électricité sur le marché de gros en France	7
1.5. Le système d'échange européen de certificats CO <sub>2</sub>	8
<b>2. COMMENT EXPLIQUER LES HAUSSES DE PRIX DE L'ÉNERGIE ?</b>	<b>9</b>
2.1. La conjoncture économique et géopolitique internationale	9
2.2. Quel impact de la hausse de l'EU ETS sur la demande en gaz ?	9
2.3. Et l'effet de l'EU ETS sur le prix de gros de l'électricité ?	10
<b>3. QUELS IMPACTS SUR LES MARCHÉS DE DÉTAIL ET LES CONSOMMATEURS EN FRANCE ?</b>	<b>12</b>
3.1. L'impact sur le marché de détail du gaz	12
3.2. L'impact sur les factures d'électricité	14
3.3. Les prix des carburants à la pompe	14
<b>4. LES MESURES PROPOSÉES POUR FAIRE FACE À LA CRISE DES PRIX</b>	<b>16</b>
4.1. Les enjeux redistributifs : à chaque crise ses gagnants et ses perdants	16
4.2. Mettre en place des critères pour faciliter l'évaluation des propositions	17
4.3. Augmenter le montant du chèque énergie	17
4.4. Mettre en place un « bouclier tarifaire »	17
4.5. Réduire la TVA sur l'énergie	18
4.6. Augmenter le volume de l'ARENH	18
<b>5. CONCLUSION : LA FIN DE LA CRISE, C'EST POUR QUAND ?</b>	<b>20</b>
5.1. Ne pas succomber à la politique de l'autruche	20
5.2. Niveau des prix et volatilité des prix : même combat ?	20
5.3. Articuler court et moyen terme : prévoir la suite sans se tromper de débat	20

## SYNTHÈSE

En l'espace de quelques mois, la hausse rapide des prix de l'énergie, et du gaz et de l'électricité en particulier, a propulsé la question du coût de l'énergie sur le devant de la scène politique et médiatique, en mettant une pression importante sur les décideurs politiques pour trouver les réponses adaptées à cette « crise ». Ce regain d'attention a également apporté son lot de confusions et de controverses sur le sujet, notamment en ce qui concerne l'amplitude des évolutions de prix et le poids de différents facteurs dans l'explication de cette hausse, en considérant également les interactions entre les marchés de gros et les marchés de détail, et les différents impacts sur les pays en fonction des caractéristiques propres à leurs mix énergétiques et au fonctionnement des marchés de l'énergie.

Sans prétendre à l'exhaustivité, la présente note vise à synthétiser et mettre en perspective ces évolutions, en établissant le lien avec l'urgence à accélérer la transition vers des économies bas-carbone.

### Ce que l'on sait :

- Depuis le début de l'année 2021, on observe une forte augmentation des prix des énergies sur les marchés de gros (gaz naturel, pétrole, charbon, électricité). Cette hausse fait suite à une forte baisse sur l'année 2020 en lien avec la crise sanitaire. En parallèle, on observe également une hausse sans précédent du prix du CO<sub>2</sub> dans le Système d'échange de quotas d'émission de l'UE (SEQE-UE, EU ETS en anglais).
- L'appréciation de l'augmentation des prix dépend étroitement du point de référence choisi : particulièrement prononcée en comparaison avec la situation exceptionnelle de 2020, l'évolution des prix apparaît plus nuancée en adoptant une vision à plus long terme.

- Ces hausses dépendent à la fois de facteurs conjoncturels et structurels, tirés en premier lieu par la reprise économique mondiale plus forte qu'anticipée à la sortie de la crise sanitaire, suscitant des tensions sur beaucoup de matières premières (pas uniquement énergétiques).
- Bien que souvent mis en avant, l'impact de la hausse du prix du carbone européen (EU ETS) reste un facteur marginal, qui représente moins de 20 % de la hausse totale du coût de production d'électricité à partir de gaz. L'effet de l'EU ETS sur le transfert de production d'électricité à partir de charbon vers le gaz (*fuel switch*) s'est également fortement ralenti en 2021, en raison de la perte de compétitivité du gaz naturel à la suite de la hausse des prix.
- Sur le marché de détail français, des hausses successives du tarif réglementé de vente du gaz (TRGV) ont été décidées du fait de la hausse du prix du gaz naturel sur le marché de gros. La hausse depuis janvier 2019 atteint +40 % (hors abonnement) avec la dernière augmentation d'octobre 2021. En comparaison avec le prix le plus bas atteint en juin 2020 (-27 % par rapport à début 2019), le tarif réglementé a quasiment doublé jusqu'en octobre 2021. Pour un ménage chauffé au gaz (consommation de référence à 14 MWh), la hausse de la facture peut dépasser 500 € sur l'année.
- La hausse du tarif réglementé de vente d'électricité, initialement annoncée à +12 % pour février 2022 devrait être limitée à 4 % grâce au bouclier tarifaire.
- Enfin, les prix des carburants à la pompe ont également connu une augmentation rapide récemment, dans des proportions néanmoins bien moindres que le gaz naturel. Sur 12 mois (octobre 2020 à octobre 2021), la hausse atteint 21 % pour l'essence sans plomb 98 et 27 % pour le gazole. En tenant compte de l'inflation, le niveau de prix actuel reste néanmoins inférieur à ceux atteints en 2012 et 2019.

	Gaz naturel	Pétrole	Charbon	Electricité	EU ETS
Mai 2020 - Oct. 2021	+1 800 %	+150 %	+400 %	+800‰	+200 %
Jan. 2011 - Oct. 2021	+300 ‰	-23 %	+100 %	+160‰	+330 %
Prix en oct. 2021	80 €/MWh	75 \$/baril	240 \$/t.	140 €/MWh	62 €/T. CO <sub>2</sub>

## Ce que l'on sait moins :

- Un premier point d'incertitude porte sur le poids précis des différents facteurs conjoncturels et structurels dans l'explication des hausses de prix pour les différentes sources d'énergie : relance économique mondiale post-Covid, hiver rigoureux, tensions géopolitiques avec la Russie, incidents dans des pays producteurs (gaz et charbon) et sur des infrastructures de production ou de transport d'énergie, faible niveau de stockage de gaz, phénomènes spéculatifs, etc.
- La deuxième incertitude porte sur la durabilité de cette tendance à la hausse des prix, autrement dit sur l'évolution probable des différents facteurs conjoncturels et structurels affectant les marchés. L'incertitude portant à la fois sur les facteurs de « marché » et sur les interventions politiques, de plus en plus nombreuses, visant à limiter l'ampleur des évolutions à court et moyen terme.
- C'est notamment le cas pour l'évolution future du prix du gaz fossile à l'échelle internationale. Bien que la demande devrait rester élevée en Europe et en Asie durant l'hiver, une augmentation des exportations russes (ouverture prochaine de Nord Stream 2) et éventuellement des exportations de gaz naturel liquéfié provenant des États-Unis (pour l'instant « protégés » de cette flambée des prix) pourraient faire baisser les prix et conduire à un nouvel équilibre à partir du printemps, probablement à un niveau de prix durablement plus élevé que celui connu avant la crise sanitaire en phase avec une croissance structurelle de la demande, en partie liée à la priorité de réduire la part du charbon dans la production d'électricité mondiale.
- C'est également le cas pour les prix sur les marchés de gros de l'électricité : la période hivernale pourrait encore accroître la tension sur les marchés (en France et en Europe), et les centrales thermiques (gaz, charbon, fioul) devraient fournir la production marginale (définissant le prix de marché) la majeure partie du temps, à des coûts particulièrement élevés en raison de la hausse des coûts marginaux (prix du gaz, du charbon, du pétrole, de l'EU ETS). Après l'hiver, la baisse de la consommation et des tensions sur les marchés de matières premières devrait conduire à une réduction progressive des prix et une stabilisation à un niveau là-aussi plus élevé que la tendance des dernières années (entre 30 et 50 €/MWh), notamment si le niveau de prix des certificats EU ETS reste durablement élevé. En considérant par ailleurs que les prix du marché de gros étaient régulièrement critiqués (et ce depuis 2011) pour leur niveau anormalement bas ne permettant pas de couvrir les coûts totaux de la production d'électricité<sup>1</sup>.
- Une question importante et difficile à clarifier concerne également l'impact de ces hausses pour les différents types de consommateurs finaux. Si la question de l'impact sur les ménages a été fortement médiatisée dernièrement, de nombreuses situations doivent être différenciées, en fonction des profils tarifaires (réglementés, de marché, variables ou fixes), des niveaux de consommation, des niveaux de revenus et de la mise en œuvre prochaine d'interventions politiques visant à compenser cette hausse (de façon plus ou moins ciblée).
- On peut par ailleurs noter que la question de l'impact sur les entreprises (autres que les très grands consommateurs industriels) n'a été que peu abordée jusqu'ici.
- Tout comme celle des impacts potentiels sur les producteurs et fournisseurs d'énergie, qui peuvent être du côté des gagnants (producteurs d'électricité bas-carbone tirant une « rente » des prix de marché très élevés aujourd'hui) ou des perdants (fournisseurs n'ayant pas couvert leur volume de consommation suffisamment à l'avance et pleinement exposés aux prix de marché, sans pouvoir répercuter ceux-ci sur leurs consommateurs).

---

<sup>1</sup> Iddri (2014). Getting out of the perfect storm: towards coherence between electricity market policies and EU climate and energy goals. *Study* N°12/14.

## Ce qui fait débat au niveau politique :

Le principal débat politique concerne à ce stade les réponses politiques à apporter à cette « crise » des prix de l'énergie. Avec un besoin urgent de distinguer les mesures palliatives de très court terme (limiter les impacts sur les acteurs les plus vulnérables) et les mesures à plus long terme (accélérer la transition bas-carbone pour réduire la vulnérabilité aux futurs chocs de prix).

De même, il s'agit de rester attentif au fait que cette crise produit à la fois des gagnants et des perdants, ouvrant la possibilité de mettre en œuvre de nouveaux mécanismes redistributifs, afin de financer les mesures de compensation pour les plus vulnérables par une participation directe des acteurs bénéficiant de profits exceptionnels.

En ce qui concerne les mesures de gestion de crise à court terme, une diversité de propositions a émergé à l'échelle européenne et française :

- À l'échelle européenne, où la question des interventions publiques sur les marchés de l'énergie prend une place prépondérante dans les négociations autour du paquet climat-énergie « Fit-for-55 »<sup>2</sup>, avec un besoin de vigilance sur la cohérence entre les mesures réactives à court terme et l'action climatique.
- En France, différentes mesures ont d'ores et déjà été annoncées par le gouvernement (chèques énergie additionnels, bouclier tarifaire hivernal financé par une réduction fiscale), tandis que d'autres ont fait l'objet de propositions de la part de différents acteurs : réforme de l'accès régulé à l'électricité nucléaire historique (ARENH), réduction de TVA ou fléchage des recettes vers des mesures de compensation sociale, réforme du marché électrique européen, pour ne citer que les principales.

- Ces mesures doivent néanmoins faire l'objet d'une évaluation plus approfondie en fonction de différents critères : 1) la rapidité de mise en œuvre ; 2) la capacité à cibler les acteurs les plus vulnérables ; 3) l'efficacité en rapport avec les besoins identifiés (impact des hausses de prix sur les acteurs vulnérables) ; 4) leur « réversibilité » et limitation dans le temps, afin de ne pas courir le risque de « bloquer » la transition avec des prix artificiellement bas ; 5) leur efficacité en matière de dépense publique<sup>3</sup>.
- Plus généralement, on peut noter qu'à ce stade, l'enjeu de plus long terme autour de l'accélération des politiques de transition écologique comme facteur de résilience n'est pas réellement traité.
- Dans ce contexte, tout l'enjeu sera par conséquent de ne pas s'enfermer dans un débat sur des mesures palliatives (visant seulement à réduire l'effet de la hausse des prix), pour adopter une vision systémique, fondée sur les enjeux de transition juste et la bonne articulation entre des mesures de gestion de crise bien ciblées et limitées dans le temps et une accélération massive des politiques de transition.

---

<sup>2</sup> Voir notamment la [communication](#) correspondante de la Commission européenne du 13 octobre 2021.

---

<sup>3</sup> Si l'État met en œuvre des mesures visant à réduire le prix de l'énergie (via une réduction de TVA par exemple), cela réduit d'autant la viabilité des investissements en faveur de l'efficacité énergétique ou de la production d'énergie bas-carbone, obligeant l'État à également augmenter en retour le niveau des subventions.

## 1. L'AMPLITUDE DE LA HAUSSE DÉPEND DU POINT DE RÉFÉRENCE ET DES MARCHÉS CONSIDÉRÉS

Cette deuxième section vise à donner quelques éléments chiffrés permettant d'apprécier l'ampleur de l'évolution des prix sur les marchés de gros, en comparant différents points de référence :

- une analyse des tendances à plus long terme, depuis janvier 2011 jusqu'à octobre 2021 ;
- la comparaison « extrême » entre les prix bas atteints lors de la crise Covid en 2020 et octobre 2021 ;
- la comparaison avec une courbe de tendance représentant

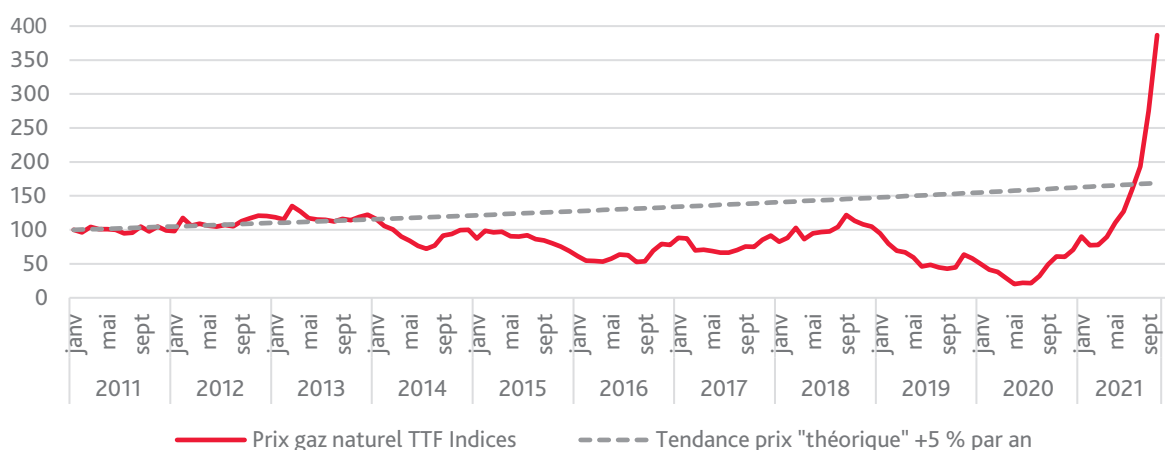
une augmentation des prix de 5 % par an depuis 2011, afin d'illustrer que les niveaux de prix atteints aujourd'hui ne sont pas forcément si loin des hypothèses de scénarios prospectifs et que cela fait plusieurs décennies que nous vivons avec des niveaux de prix artificiellement bas.

### 1.1. La hausse du prix du gaz naturel sur le marché de gros européen

En observant tout d'abord l'évolution des prix du gaz naturel sur le marché de gros européen depuis 2011, on peut observer plusieurs éléments :

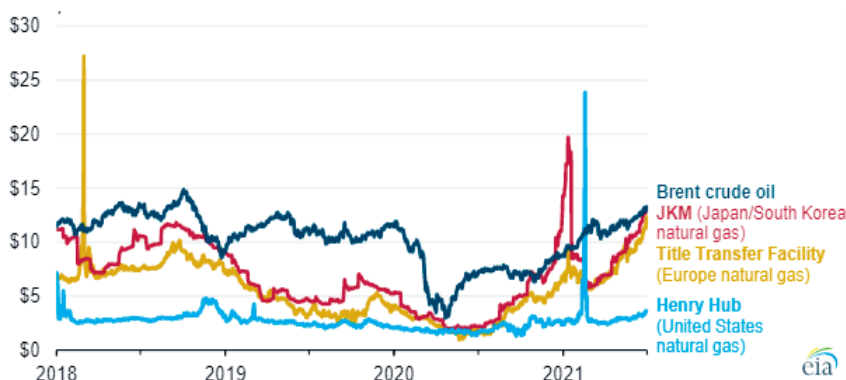
- une forte volatilité sur la période considérée, marquée par des périodes répétées de baisse des prix par rapport au

**FIGURE 1.** Évolution du prix du gaz sur le marché de gros européen (TTF) en indices depuis 2011 (base 100 = janvier 2011)



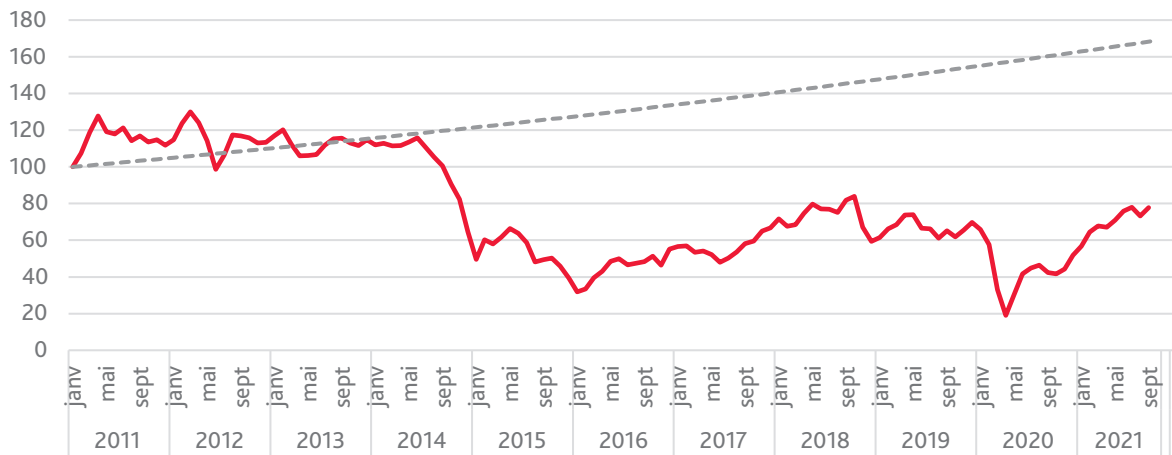
Source : Iddri, données Energymarketprice 2021

**FIGURE 2.** Prix spots du pétrole brut, du gaz naturel et du gaz naturel liquéfié entre 2018 et Juin 2021 (en \$ par MMTBU)



Source : EIA, 2021

**FIGURE 3. Évolution du prix du pétrole brut (Europe Brent Spot FOB) en indices depuis 2011 (base 100 = janvier 2011)**



Source : Iddri, données EIA 2021

**FIGURE 4. Évolution du prix international du charbon en dollars par tonne**



Source : Tradingeconomics 2021.

- niveau de 2011 (notamment en 2016, 2017, 2019, 2020) ;
- une baisse continue des prix entre 2019 et 2020, pour atteindre un record de prix bas à -80 % en mai 2020 (4,6 €/MWh) par rapport à 2011 (23 €/MWh en moyenne) ;
- une augmentation spectaculaire du prix par la suite pour atteindre un niveau de 60 €/MWh en septembre et de plus de 80 €/MWh en octobre 2021. Soit une augmentation d'un facteur 4 entre 2011 et octobre 2021, ou encore de quasiment x20 entre mai 2020 et octobre 2021 ;
- en comparant l'évolution réelle avec une courbe d'inflation linéaire à plus 5 % par an depuis 2011, on s'aperçoit que le point de croisement se situe au mois de juillet 2021 (36 €/MWh). La hausse des prix actuelle serait alors limitée à un facteur 2. (Figure 1).
- On peut également noter que la hausse du marché européen du gaz est très similaire à celle, encore plus forte, observée

en Asie (représentée ici *via* le marché Japon/Corée du Sud, JKM), tandis que le marché des États-Unis (Henry Hub), exportateur net, reste à des niveaux de prix largement inférieurs<sup>4</sup>. (Figure 2).

## 1.2. Le marché du pétrole : une hausse en trompe-l'œil ?

- Les constats sont plus nuancés sur le marché international du pétrole, encore plus volatile que celui du gaz naturel.
- De manière surprenante, on s'aperçoit que le niveau de prix actuel (75 \$ le baril en septembre 2021) est globalement

<sup>4</sup> Le pic de début d'année 2021 aux États-Unis (courbe bleue) correspond à la tempête de froid qui s'était abattue sur le Texas en février 2021, générant un blackout électrique et d'importantes contraintes sur le réseau gaz.

au même niveau que celui atteint en 2018, tout en restant nettement inférieur au niveau de prix moyen de la période 2011 à 2014.

- De même, en comparant, à des fins d'illustration, l'évolution des prix observée avec la courbe d'inflation « théorique » à plus 5 % par an, on s'aperçoit que le niveau de prix actuel est inférieur à la moitié du niveau de prix théorique pour 2021. (Figure 3).

### 1.3. Le marché du charbon international

- Après avoir évolué aux alentours de 100 \$ la tonne en 2018 et 2019, le prix du charbon a chuté à 50 \$ par tonne avec la crise sanitaire, avant de connaître une hausse continue et fulgurante, pour atteindre 240 \$ en octobre 2021.
- En appliquant le même raisonnement à partir d'une courbe d'inflation théorique (+5 % par an depuis 2011), le prix théorique se situerait autour de 170 \$ la tonne, soit 30 % de moins que les prix actuels. (Figure 4).

### 1.4. Le prix de l'électricité sur le marché de gros en France

- Le prix de l'électricité sur le marché de gros français est fortement volatile, avec de fortes tendances saisonnières (hausse des prix en hiver, baisse en été).
- Le niveau des prix était compris entre 40 à 50 € par MWh en moyenne annuelle entre 2011 et 2019, avant de chuter à 32 €/MWh en 2020. Sous l'influence de l'augmentation des prix du gaz, du charbon, du pétrole et du marché des certificats CO<sub>2</sub>, la tendance à la hausse s'accélère tout au long de

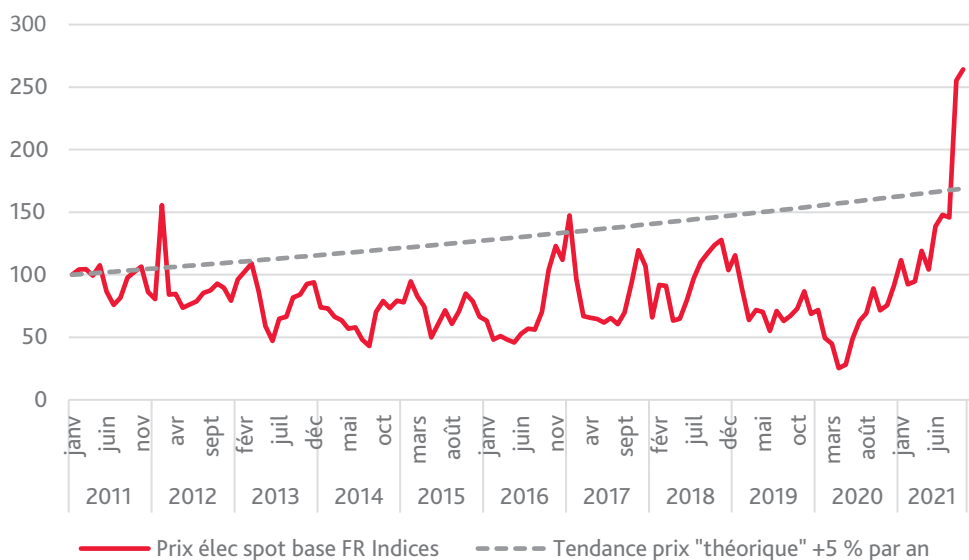
2021 pour aboutir à un niveau de prix moyen de 135 €/MWh en septembre 2021, avec des pics réguliers au-dessus de la barre des 200 €/MWh en octobre.

- Là encore, un taux de croissance théorique à 5 % par an depuis 2011 aboutirait à un prix moyen de 90 €/MWh, soit le niveau de prix atteint autour du mois d'août 2021.
- Au-delà du renchérissement des coûts de production des centrales thermiques fossiles, on peut souligner que la plus faible disponibilité des autres moyens de production joue un rôle dans l'évolution sur le marché français. À titre d'illustration, la capacité de production nucléaire s'élève en moyenne à 40,1 GW en septembre 2021 et à 39,8 GW sur les deux premières semaines d'octobre (pour une puissance maximale installée de 61,5 GW)<sup>5</sup>. De même, la puissance disponible en éolien terrestre n'atteint que 2,3 GW en moyenne sur le mois de septembre 2021 (minimum à 540 MW, max. 7,7 GW) pour une puissance installée de 18,3 GW. Sur toutes les heures du mois de septembre 2021, des centrales à gaz ont produit de l'électricité en France<sup>6</sup>. On peut par conséquent estimer qu'elles ont constitué la production « marginale » définissant le prix de marché pendant la majeure partie du temps. (Figure 5).

5 La consommation intérieure moyenne atteint 44,4 GW sur le mois de septembre, 46,3 GW début octobre 2021.

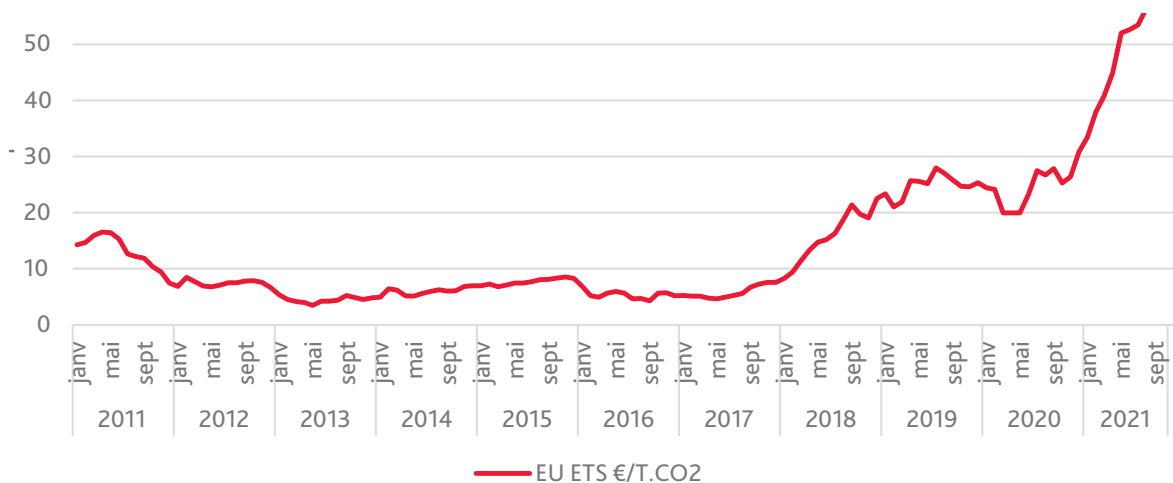
6 Pour une puissance moyenne de 2,2 GW, minimale de 350 MW et maximale de 5,3 GW.

**FIGURE 5. Évolution du prix de l'électricité sur le marché de gros français (Epex spot day-ahead) en indices depuis 2011 (base 100 = janvier 2011)**



Source : Iddri, données Energymarketprice 2021

**FIGURE 6.** Évolution du prix des certificats EU ETS en euros par tonne de CO<sub>2</sub> depuis 2011



Source : Iddri, données Energymarketprice 2021

### 1.5. Le système d'échange européen de certificats CO<sub>2</sub>

- Après avoir longtemps « sombré » à un niveau inférieur à 10 € la tonne de CO<sub>2</sub> jusqu'en 2018, le signal-prix européen sur le marché du carbone s'est progressivement relevé, jusqu'à atteindre plus de 60 € par tonne de CO<sub>2</sub> en septembre 2021, grâce à des réformes des mécanismes de marché, en phase avec l'adoption d'objectifs climatiques plus ambitieux à l'échelle européenne.
- Ce niveau de prix est considéré comme un levier indispensable pour favoriser le transfert de la production d'électricité à partir de charbon vers le gaz, moins émetteur. Mais en dépit d'un niveau de prix du carbone sans précédent et d'une dynamique encourageante entre 2019 et juillet 2021, cette incitation à substituer le gaz au charbon dans la production d'électricité est actuellement minée par les hausses successives des prix du gaz.

- En effet, des analyses récentes tendent à démontrer qu'en dépit des prix très élevés du charbon et de l'EU ETS, la production d'électricité à partir de charbon est actuellement compétitive par rapport à toutes les centrales à gaz en Allemagne (indépendamment du niveau de rendement)<sup>7</sup>. Toutes choses égales par ailleurs, pour que les centrales à gaz redeviennent compétitives, il faudrait que le prix du gaz naturel redescende en dessous de 50 €/MWh, ce qui semble peu probable avant le printemps 2022 (voir également section 2.3). (Figure 6).

<sup>7</sup> Göss, S. 24/09/2021 : *Germany 2021: coal generation is rising, but the switch to gas should continue.*



# 1. COMMENT EXPLIQUER LES HAUSSES DE PRIX DE L'ÉNERGIE ?

## 2.1. La conjoncture économique et géopolitique internationale

De multiples facteurs conjoncturels peuvent être mis en avant pour expliquer la hausse de prix des énergies fossiles sur les marchés internationaux, et du gaz naturel en particulier :

- tout d'abord en ce qui concerne la hausse de la demande mondiale concomitante à une reprise économique après la crise sanitaire plus rapide que prévue, qui a tout d'abord engendré une hausse de la demande et des prix en Asie, qui s'est rapidement diffusée vers le marché européen ;
- des niveaux de stockage dans les réseaux et terminaux européens beaucoup plus bas que la normale, due à une période de chauffe anormalement longue (le mois d'avril 2021 a été le plus froid depuis 20 ans en France), puis des difficultés de réapprovisionnement (notamment pour les livraisons de gaz naturel liquéfié, majoritairement redirigées vers l'Asie en raison de l'arbitrage sur les prix)<sup>8</sup> ;
- des incidents techniques ayant pu perturber la production ou les livraisons de gaz, comme par exemple le blocage du canal de Suez fin mars, un incident technique sur le terminal de Montoir-de-Bretagne, des opérations de maintenance sur des plateformes en mer du Nord, etc. ;
- de fortes tensions géopolitiques entre la Russie et l'Europe, autour de la mise en service prochaine du gazoduc Nord Stream 2 : en évitant pour l'instant d'accroître les exports vers l'Europe (en dépit de capacités disponibles via les

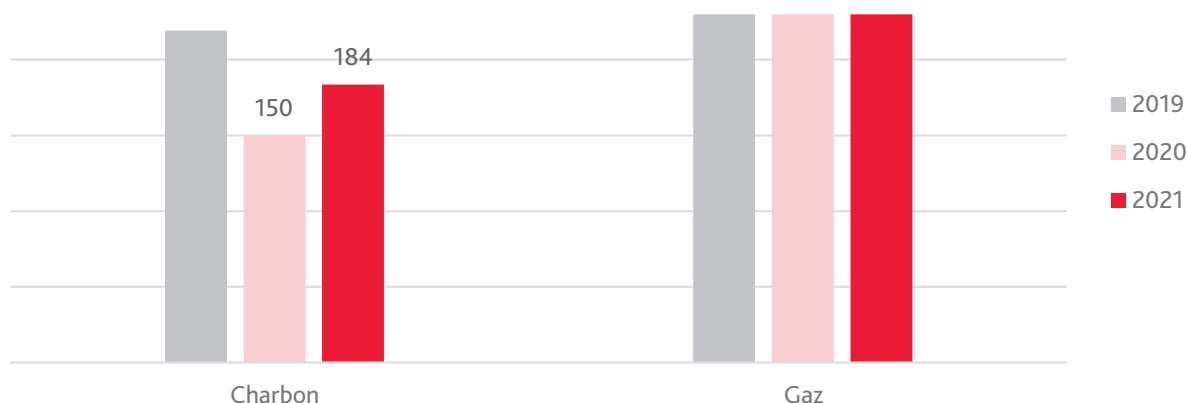
gazoducs existants), la Russie se met en position de force pour illustrer la forte dépendance de l'Europe vis-à-vis du gaz russe, obtenir une ouverture plus rapide de Nord Stream 2, et bénéficier de prix à l'export plus élevés ;

- des modalités de contractualisation sur le marché européen de gaz, de plus en plus fondées sur les prix spot, au détriment des contrats de long terme indexés sur le cours du pétrole.

## 2.2. Quel impact de la hausse de l'EU ETS sur la demande en gaz ?

- Certaines analyses mettent en avant le rôle de la hausse du prix européen du carbone comme l'un des « principaux facteurs d'influence sur la demande en gaz en Europe »<sup>9</sup>, au travers de l'amélioration de la compétitivité du gaz vis-à-vis du charbon pour la production d'électricité.
- Or, bien que parfaitement logique, cette hypothèse ne semble pas entièrement vérifiée à partir des données disponibles. Comme indiqué précédemment, l'amélioration de la compétitivité au travers du prix carbone a rapidement (et excessivement) été compensée par l'augmentation du prix du gaz naturel.
- À titre d'illustration, la Figure 7 montre l'évolution de la production d'électricité à partir de charbon et de gaz naturel dans l'UE-27 pour les premiers semestres des années 2019, 2020 et 2021. On s'aperçoit que l'année 2020 a effectivement été marquée par une forte baisse de la production ex-charbon, alors que la production des centrales à gaz est restée assez stable, en dépit de l'important recul de la demande (-105 TWh, ou -4 %). Dit autrement : le prix carbone a bien généré une baisse conjoncturelle de

FIGURE 7. Production d'électricité à base de charbon et de gaz dans l'UE-27 en TWh lors du premier semestre



Source : Iddri, données Ember 2021

<sup>8</sup> Au premier trimestre 2021, les importations de gaz naturel liquéfié ont baissé de 29 % en Europe, selon le [rapport sur le marché du gaz](#) sur le 1<sup>er</sup> trimestre 2021 de la Commission européenne.

<sup>9</sup> Citation reprise du dossier de la CRE sur les tarifs de l'électricité et du gaz naturel, [juin 2021](#).

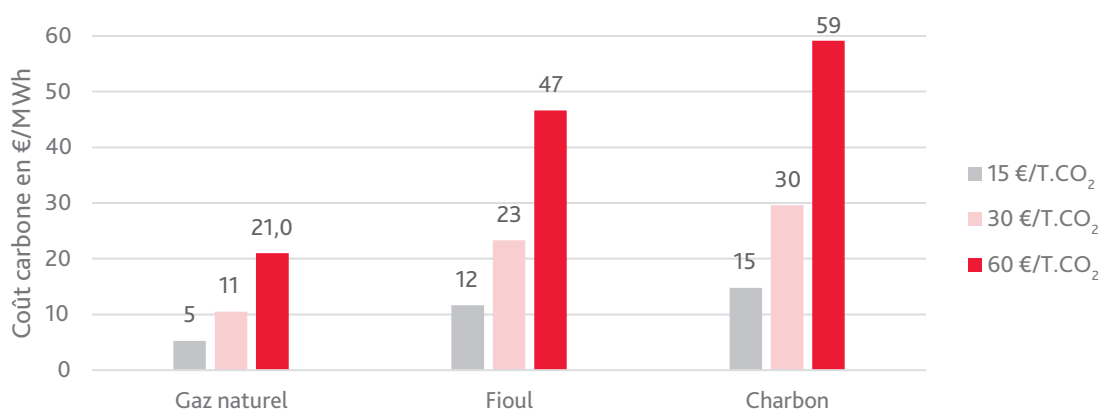
la production ex-charbon, mais la production ex-gaz est restée stable sur la période. L'argument d'une « hausse de la demande totale en gaz naturel » *via* le prix carbone ne se vérifie donc pas sur la première moitié de l'année 2021. Tandis qu'à partir de juillet 2021, la hausse continue du prix du gaz a fortement diminué la compétitivité de la production ex-gaz dans la majorité des pays. (Figure 7).

### 2.3. Et l'effet de l'EU ETS sur le prix de gros de l'électricité ?

- En renchérissant les coûts de production pour l'ensemble des centrales thermiques à combustible fossile, la hausse de prix de l'EU ETS a une incidence très directe sur le prix du marché de gros, étant donné que ces centrales thermiques définissent le prix en tant que moyen de production « marginal » la majeure partie du temps.
- La Figure 8 illustre le poids de différents niveaux de prix carbone sur les coûts de production des centrales de production d'électricité au gaz naturel, au fioul et au charbon<sup>10</sup>. On peut voir qu'avec un prix des certificats CO<sub>2</sub> à 15 € la tonne (correspondant à la moyenne de 2018), la composante « carbone » représente entre 6 et 15 € par MWh. Mais à 60 € la tonne de CO<sub>2</sub>, le seul coût carbone pour la production ex-fioul et ex-charbon excède déjà le prix moyen du marché de gros sur les années 2018 (50 €/MWh) et 2019 (40 €/MWh).

- Pour autant, ce coût du carbone ne peut pas expliquer à lui seul les niveaux de prix actuels, compris entre 130 et 220 €/MWh, ce qui tendrait à démontrer que la hausse du coût des matières premières (gaz et charbon principalement) reste le facteur prépondérant. À titre d'exemple, une analyse du *think tank* Ember indique que la hausse des prix de l'EU ETS n'explique au maximum que 1/5 de la hausse globale du coût de production d'électricité à partir de gaz, estimation reprise à son compte par le vice-président de la Commission européenne, Frans Timmermans<sup>11</sup>. (Figures 8 et 9).
- L'incidence des deux principaux facteurs de coûts de production « opérationnels » sur la production d'électricité à partir de gaz est également illustrée dans la Figure 9. Le graphique de gauche permet de confirmer le constat du *think tank* Ember : même à un coût de la tonne de CO<sub>2</sub> de 60 €, le prix du combustible est prépondérant dans le coût marginal dès que le prix du gaz dépasse 10 €/MWh. Et dans les circonstances actuelles, avec un prix du carbone autour de 60 € la tonne et un prix du gaz à 80 €/MWh, le prix du combustible représente 87 % du coût marginal de court terme (pour un total d'environ 170 €/MWh pour la production d'électricité à partir de gaz).

**FIGURE 8. Illustration de l'impact de différents prix carbone sur les coûts de production de centrales thermiques à combustible fossile en euros par MWh électrique**

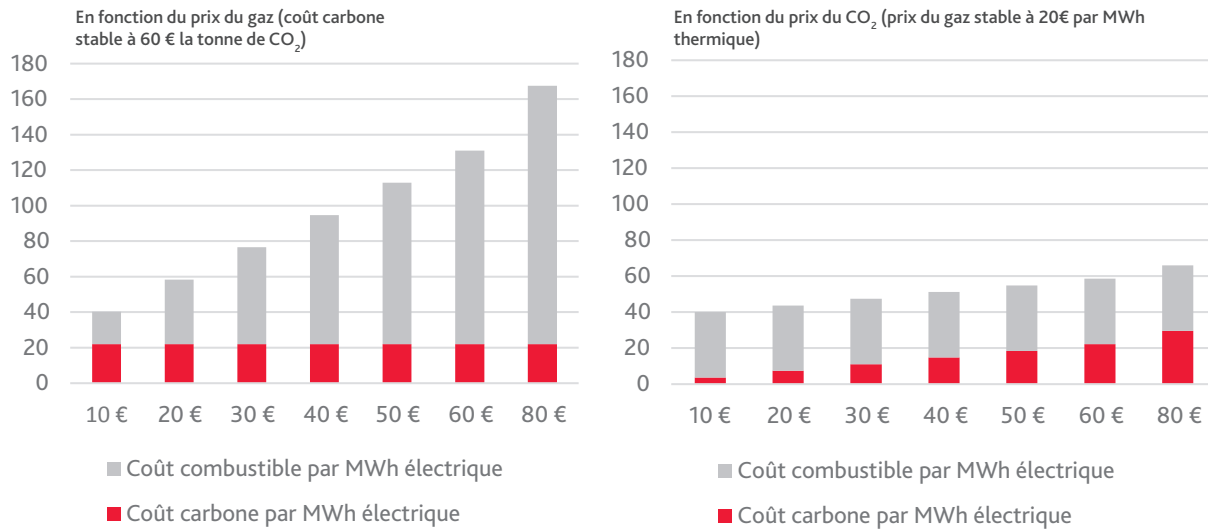


Source : Iddri, RTE 2021

<sup>10</sup> À titre d'illustration, cette analyse ne prend pas en compte différents types de centrales et leurs taux de rendements, mais s'appuie uniquement sur les facteurs d'émissions moyens par source indiqués par RTE pour la France, qui tendent à légèrement surestimer les émissions de CO<sub>2</sub> pour les centrales à gaz (hypothèse de 0,429 T. CO<sub>2</sub>eq par MWh, contre 0,35 T. CO<sub>2</sub>eq par MWh pour les centrales les plus récentes).

<sup>11</sup> <https://www.reuters.com/business/sustainable-business/record-high-power-prices-make-case-faster-green-transition-eu-says-2021-09-14/>

**FIGURE 9. Coûts marginaux de production d'électricité par MWh d'une centrale à gaz en fonction du prix du gaz et du CO<sub>2</sub>**



Source : Iddri

- À l'inverse, le graphique de droite permet d'illustrer la sensibilité beaucoup plus faible – des coûts de production marginaux aux variations du prix du CO<sub>2</sub>. Pour un même prix de référence du gaz correspondant à la moyenne 2011-2018 (20 €/MWh), le prix du carbone représente entre 9 % (à 10 € la tonne de CO<sub>2</sub>) et 45 % (à 80 € par tonne de CO<sub>2</sub>) du coût marginal total. Le tout pour un coût marginal total de 65 € par MWh électrique, contre 170 € dans l'exemple précédent.
- Si le prix carbone a un effet direct sur les coûts de production des centrales thermiques à combustible fossile, l'effet réel sur les prix de marché dépendra ensuite de la fréquence d'appel de ces centrales en tant que moyen de production « marginal », permettant de couvrir la demande à un moment donné. Comme évoqué dans la section 1.4, la plus faible disponibilité des moyens de production « bas-carbone » (nucléaire et éolien notamment) explique ainsi pourquoi les centrales à gaz se retrouvent « fixeuses de prix » (*price-setter*) la majeure partie du temps, en dépit d'un niveau de demande encore très bas par rapport aux maximales en hiver<sup>12</sup>.

<sup>12</sup> Sur la période de début septembre au 10 octobre 2021, la pointe en soirée (19h-20h) atteint 49 GW, contre plus de 100 GW en pointe hivernale.

### 3. QUELS IMPACTS SUR LES MARCHÉS DE DÉTAIL ET LES CONSOMMATEURS EN FRANCE ?

L'ampleur de la hausse des prix sur les marchés de gros ne se répercute pas nécessairement, et pas dans les mêmes proportions, sur les tarifs payés par les consommateurs finaux. De nombreux paramètres – pas toujours faciles à analyser et quantifier – doivent être considérés :

- la construction des tarifs pour les clients finaux et la part liée à l'approvisionnement en énergie ;
- les types de contrats pour les consommateurs finaux : tarifs réglementés, tarifs de marché indexés sur les TRV, tarifs de marché à prix fixe sur une durée de 1 à 4 ans, tarifs indexés sur les prix du marché de gros. À titre d'exemple, les TRVG concernent environ 3 millions de ménages, tandis que 75 % des ménages (soit 5,5 millions) ayant souscrit une offre de marché sont en contrat à prix fixe (pour la plupart sur des durées supérieures à 2 ans) ;
- l'incertitude concernant les choix des fournisseurs quant à la répercussion de la hausse des coûts d'approvisionnement (dans des proportions variables) sur les tarifs finaux. Choix qui peuvent par ailleurs être contraints par des décisions politiques (comme l'annonce récente du « bouclier tarifaire » pour les tarifs réglementés) ;
- la consommation d'énergie des différents ménages : un ménage utilisant le gaz uniquement pour la cuisson sera beaucoup moins affecté qu'un ménage alimenté en gaz pour le chauffage, l'eau chaude sanitaire et la cuisson. À titre d'illustration, les ¾ des 10,5 millions de consommateurs de gaz en France l'utilisent pour leur chauffage ;

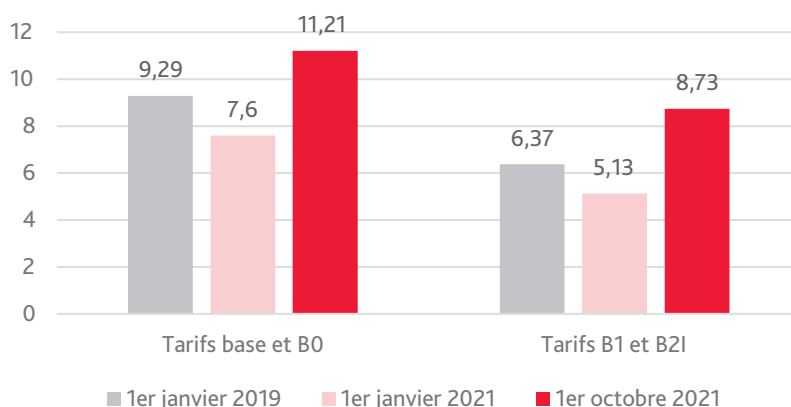
- la performance énergétique du logement, qui peut faire varier la facture d'un facteur 5, toutes choses égales par ailleurs ;
- le revenu des ménages et la part des dépenses contraintes : si la hausse en euros peut être la même pour un ménage aisé ou un ménage modeste, l'impact (en termes d'effort énergétique, et de difficultés à payer la facture) sera nécessairement différent.

#### 3.1. L'impact sur le marché de détail du gaz

C'est essentiellement *via* les annonces successives de hausses du tarif réglementé de vente du gaz (TRVG) que le sujet de la hausse des prix s'est retrouvé sur le devant de la scène en France.

- En effet, en considérant l'évolution moyenne des TRVG, l'augmentation atteint environ 40 % depuis début 2019, ou 70 % depuis le début d'année 2021 pour le coût du kWh TTC hors abonnement. (Figure 10).
- On peut par ailleurs noter que les hausses récentes font suite à deux années de baisse quasi-continue depuis début 2019, notamment en lien avec la diminution des coûts d'approvisionnement lors de la crise sanitaire. (Figure 11).
- Il est moins évident d'évaluer finement l'impact sur la facture réelle des consommateurs, en raison des différents paramètres entrant en jeu (type de tarif, niveau de consommation, décomposition mensuelle, etc.). La Figure 12 permet néanmoins d'apprécier l'effet sur la facture d'énergie à partir de deux cas de référence : un ménage avec un usage « cuisson » uniquement, consommant 750 kWh par an ; et un ménage en usage chauffage, avec une consommation de 14 000 kWh par an. (Figure 12).

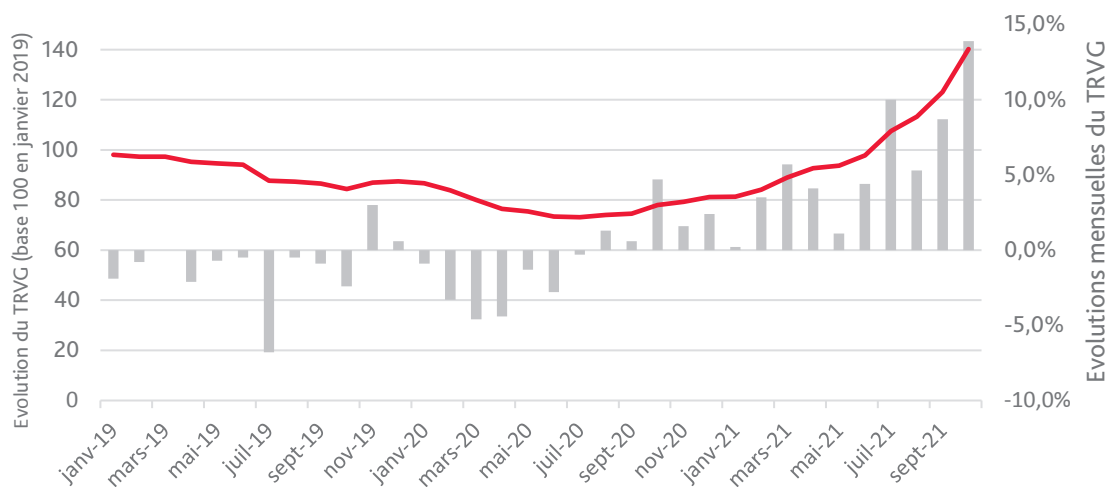
FIGURE 10. Tarif TTC par kWh du tarif réglementé de vente Engie hors abonnement en cents par kWh\*



Source : CRE, Engie

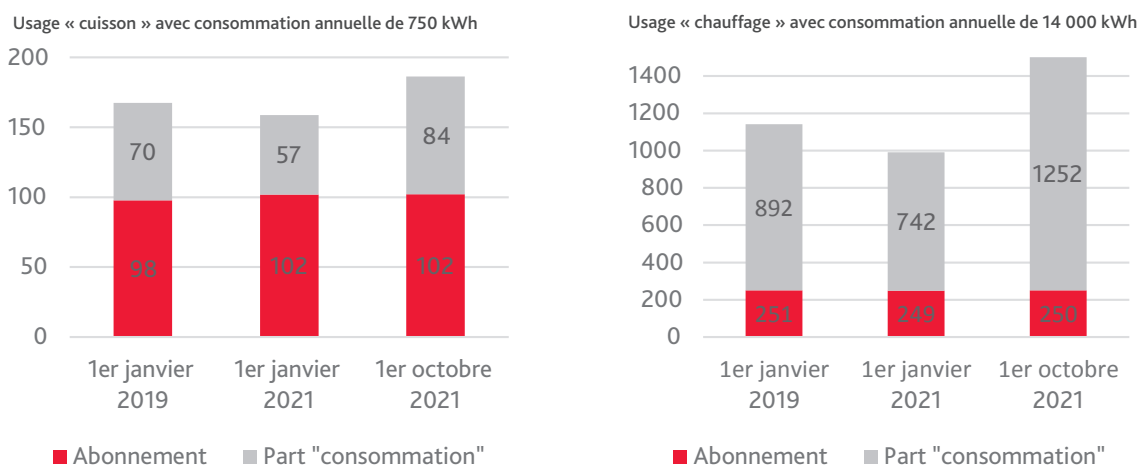
\*Le tarif « base » correspond à des consommations annuelles inférieures à 1 000 kWh, soit un usage pour la cuisson exclusivement, le tarif B0 à une consommation de 1 000 à 6 000 kWh (cuisson et eau chaude), tandis que le B1 intègre les consommations de chauffage (6 000 à 30 000 kWh) et que le B21 (>30 MWh) correspond aux bâtiments collectifs et chaufferies collectives de petite taille.

**FIGURE 11. Variations mensuelles et évolution cumulée du tarif réglementé de vente de gaz d'Engie depuis janvier 2019**



Source : Iddri, données CRE (2021)

**FIGURE 12. Calcul des factures de gaz de référence pour un ménage en usage « cuisson » et en usage « chauffage » en euros par an\***



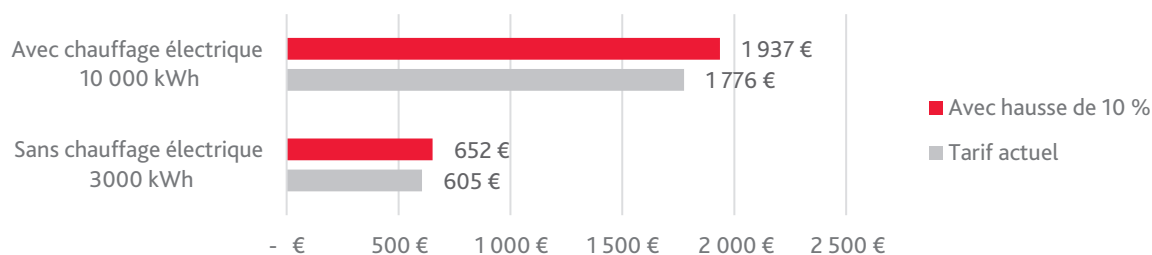
Source : Iddri, données CRE (2021)

\*Le calcul simplifié compare uniquement les tarifs à deux points fixes, sans décomposer la consommation par mois pour les multiplier avec les niveaux de tarifs successifs. Par conséquent, l'impact des hausses de tarifs peut être légèrement surestimé.

- On s'aperçoit logiquement que l'évolution reste assez « indolore » pour le ménage en usage cuisson, avec un différentiel annuel de 27 € en comparaison entre les niveaux de tarifs de janvier et octobre 2021. Cette différence tombe même à 18 € pour la comparaison entre janvier 2019 et octobre 2021.
- A contrario, pour les ménages en usage chauffage, le différentiel de facture entre l'hiver 2020/2021 et 2021/2022 pourrait atteindre plus de 500 € (ou +50 % par rapport à la facture initiale).
- Il faut néanmoins noter que cet exemple de référence ne s'applique qu'aux 3,2 millions de consommateurs résidentiels fournis au TRVG (sur un total de 10,7 millions).

- Pour les autres clients, l'effet dépendra du type de contrat (à prix variable, indexé sur le TRVG, à prix fixe, sur une durée plus ou moins longue, etc.) et des décisions réalisées par les fournisseurs alternatifs en matière de tarification et de répercussion des coûts additionnels.
- Une question beaucoup moins traitée récemment concerne par ailleurs l'impact de la hausse des prix pour les entreprises consommatrices de gaz, depuis les petites et moyennes entreprises jusqu'aux grands consommateurs industriels.

**FIGURE 13. Impact illustratif d'une hausse du tarif réglementé d'électricité de 10 % TTC**



Source : Iddri

### 3.2. L'impact sur les factures d'électricité

- À ce stade, l'envolée des prix sur les marchés de gros ne s'est pas encore traduite par une évolution notable des tarifs de vente aux particuliers (et plus particulièrement des tarifs réglementés de vente d'électricité, TRVE), pour différentes raisons.
- Tout d'abord, parce que la composante « coût d'approvisionnement sur le marché de gros » est encore plus diluée que pour le tarif réglementé de gaz. En effet, la part « fourniture » représente 1/3 du tarif TTC (un autre tiers concernant les taxes, et le dernier tiers les coûts de réseau). Et la part « fourniture » se décompose elle-même en coûts d'approvisionnement, coûts de commercialisation et coûts liés au mécanisme de capacité. Selon la Commission de régulation de l'énergie (CRE), pour le TRVE de mars 2021, la part « coût d'approvisionnement en énergie hors ARENH » ne représentait que 8 % du tarif TTC<sup>13</sup>.
- Ensuite parce que la méthode de calcul et d'ajustement du tarif réglementé prend en compte une moyenne lissée sur 24 mois des prix de marché de gros, réduisant mécaniquement l'importance des hausses récentes.
- De même, les fournisseurs alternatifs vont généralement privilégier des contrats à terme pour leur complément d'approvisionnement hors ARENH, afin de sécuriser leurs coûts plusieurs mois à l'avance<sup>14</sup>. Même si les stratégies d'approvisionnement et de « couverture » des risques de prix peuvent varier entre fournisseurs, cela tendrait à décaler dans le temps l'effet de cette hausse.
- Sur la base des éléments disponibles, la CRE avait initialement indiqué que la prochaine hausse du TRVE devrait se situer autour de 12 % hors taxes<sup>15</sup>. Selon une analyse récente de UFC-Que Choisir, cela équivaldrait à une hausse du coût du kWh (hors abonnement) de 10 % TTC, ce qui

<sup>13</sup> <https://www.cre.fr/Electricite/marche-de-detail-de-l-electricite>

<sup>14</sup> Le recours au marché spot de court terme sert essentiellement pour l'équilibrage offre-demande en temps « réel » (de 24 heures à l'avance jusqu'à T-15 minutes).

<sup>15</sup> À noter que plus de 70 % des clients résidentiels restent pour l'instant au tarif réglementé de vente d'électricité, contre moins de 30 % pour le gaz.

représenterait une augmentation de la facture annuelle de l'ordre de 160 € pour une maison chauffée à l'électricité, et de moins de 50 € pour une maison sans chauffage électrique. (Figure 13).

- Si la hausse des prix sur le marché de gros ne devrait pas se répercuter de manière trop significative sur les tarifs pour les consommateurs résidentiels, une question critique concerne son impact à venir sur deux catégories d'acteurs professionnels :
  - les entreprises fortement consommatrices (notamment celles qui s'approvisionnent directement sur le marché de gros), pour lesquelles la facture d'électricité représente déjà une charge importante à la base ;
  - les fournisseurs alternatifs d'électricité, qui pourraient se retrouver rapidement en difficulté si leurs stratégies d'approvisionnement les exposent trop fortement aux évolutions du prix de marché à court terme.

### 3.3. Les prix des carburants à la pompe

Bien que plus tardive que pour les tarifs de gaz ou le prix de l'électricité sur les marchés de gros, l'évolution des prix des carburants à la pompe a focalisé l'attention médiatique, mettant notamment en avant le « record historique » atteint pour le gazole à la mi-octobre 2021, à 1,56 € le litre.

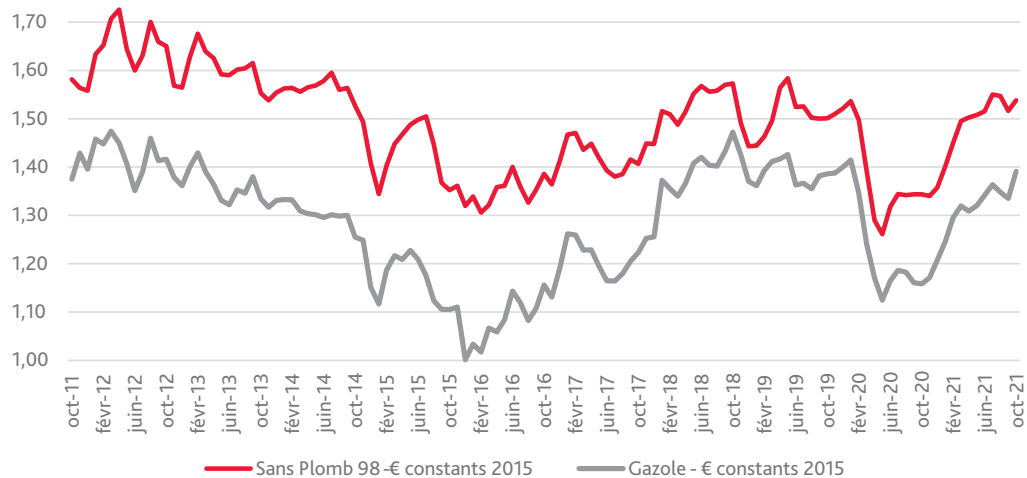
Bien que très perceptible par les ménages au quotidien, la hausse observée reste d'ampleur plus réduite que pour le gaz naturel : elle atteint +27 % pour le gazole et +21 % pour l'essence sans plomb 98 sur une année glissante (octobre 2020 à octobre 2021).

En observant la tendance sur 10 ans et en intégrant l'inflation, on s'aperçoit par ailleurs que le niveau de prix actuel est similaire à celui de l'avant crise-COVID (2019 jusqu'à février 2020), et inférieur au niveau atteint en 2012. (Figure 14).

On peut par conséquent constater que la « crise » n'est pas tant due à l'ampleur de la hausse des prix du prix des carburants elle-même qu'à une conjonction de facteurs :

- la part importante du budget des ménages liée aux carburants, qui représente en moyenne la moitié de leurs dépenses énergétiques totales, pour un montant moyen de 1 542 € en 2019 ;

**FIGURE 14. Prix moyen mensuel du gazole et de l'essence sans plomb 98 en euros constants de 2015**



Source : Iddri, données MTES (2021) et INSEE (2021)

- la perception d'une hausse rapide, contrastant avec le point bas atteint en mai 2020 ;
- le fait que cette hausse intervienne en sortie d'une crise sanitaire et économique ayant affaibli le pouvoir d'achat des ménages et en conjonction avec une hausse générale des prix qui dépasse le seul enjeu de l'énergie.

Enfin, il convient de noter que la récente hausse est exclusivement imputable à l'évolution du prix du pétrole, le montant des taxes étant stable à son niveau de janvier 2018, à la suite de la décision de geler la trajectoire de hausse de la contribution climat-énergie.

## 4. LES MESURES PROPOSÉES POUR FAIRE FACE À LA CRISE DES PRIX

La forte attention médiatique et politique accordée depuis quelques mois à la hausse des prix des énergies engendre une pression considérable sur les décideurs politiques pour annoncer de nouvelles mesures, censées « résoudre » cette crise, ou du moins apaiser ses symptômes. On assiste ainsi depuis plusieurs semaines à une multiplication des propositions à l'échelle européenne et nationale.

La présente section vise à donner un aperçu des principales mesures évoquées pour répondre à la crise à très court terme. En insistant d'emblée sur une différenciation pas toujours opérée dans le débat politique actuel entre d'un côté les mesures d'urgence, visant à absorber les effets de la crise pour les acteurs les plus vulnérables, et de l'autre côté les mesures à moyen terme visant à renforcer la résilience aux chocs de manière plus structurelle, en accélérant les politiques de transition bas-carbone.

### 4.1. Les enjeux redistributifs : à chaque crise ses gagnants et ses perdants

En focalisant le débat politique sur la gestion des impacts négatifs de ces augmentations des prix sur les consommateurs finaux (ménages en particulier), on a tendance à négliger le fait que chaque crise produit des perdants, mais aussi des gagnants. Au-delà de la mobilisation directe du budget public, cela soulève par conséquent la question des marges de manœuvres politiques en matière de redistribution.

Parmi les potentiels « gagnants » on peut notamment citer :

- les producteurs d'énergies fossiles, qui bénéficient le plus directement de l'envolée des prix, ainsi que certains négociateurs capables de valoriser des stocks ou produits dérivés (*futures*) ;
- les producteurs d'électricité, disposant de centrales avec un coût de production assez bas, capables de générer une rente très importante dans les conditions de marché actuelles. C'est notamment le cas pour les opérateurs de centrales nucléaires ou hydroélectriques, qui devraient générer des bénéfices additionnels de plusieurs milliards d'euros en 2021<sup>16</sup> ;
- À noter que les producteurs d'électricité renouvelable bénéficiaires de mécanismes de soutien (tarifs d'achat notamment) ne vont pas bénéficier de la hausse des prix de marché, qui vient en revanche réduire le surcoût financé par le budget public. La CRE a ainsi récemment annoncé que les charges liées au soutien public pour les énergies renouvelables devraient baisser de 1,5 milliard d'euros en 2021, et de 2,7 milliards d'euros en 2022, par rapport à la prévision

<sup>16</sup> À titre d'illustration, pour 1 TWh d'électricité nucléaire produit pour un coût complet de 40 €/MWh et vendu au prix moyen de 100 €/MWh, la marge atteint 60 millions d'euros. En faisant l'hypothèse qu'EDF commercialise un quart de sa production (soit environ 100 TWh) sur le marché de gros, les bénéfices générés s'élèvent à 6 milliards d'euros.

initiale<sup>17</sup>. Il conviendrait néanmoins d'évaluer l'effet pour certaines centrales récentes bénéficiant du complément de rémunération de marché qui pourraient obtenir des niveaux de rémunération plus importants que d'habitude ;

- Enfin, sur le plan financier, l'État peut être considéré comme l'un des gagnants de cette crise, au regard de l'augmentation des recettes de TVA, proportionnelle au prix de vente des énergies (jusqu'à 2 milliards d'euros additionnels pour les ventes de gaz) et de la hausse attendue des dividendes (tirées d'EDF notamment). Ces deux éléments ont par ailleurs déjà été évoqués comme leviers de financement des mesures d'aide en France.

Puisque ces acteurs bénéficient de rentes exceptionnelles liées à la hausse des prix de marché supportés par les consommateurs, on peut légitimement soulever la question de les solliciter pour compenser le surcoût des mesures visant justement à absorber l'impact de ces hausses.

C'est en partie la voie ouverte aujourd'hui par l'Espagne, qui a mis en place une mesure de taxation exceptionnelle visant à « capter » en grande partie les profits additionnels de producteurs d'électricité bas-carbone liés à l'envolée des prix du gaz et des certificats EU ETS. Cette mesure s'applique de manière proportionnelle à la production réelle et uniquement pour les heures où les centrales à gaz fixent le prix de marché<sup>18</sup>. L'impact d'une telle mesure sur l'équilibre économique des producteurs doit néanmoins être évalué plus finement, considérant en particulier la perception de ce nouveau « risque » réglementaire par les investisseurs.

Dans le contexte actuel, une approche « redistributive », ciblant d'avantage les producteurs d'énergies fossiles<sup>19</sup>, mériterait réflexion, puisqu'elle combine l'approche par la « transition juste » et des mesures (ciblant les gagnants et les perdants) qui restent a priori limitées dans le temps, les deux ayant vocation à disparaître lorsque les prix retrouveront des niveaux moins élevés. À l'inverse, une baisse générale de la fiscalité ou de la TVA sur l'énergie peut comporter des risques importants d'irréversibilité : même en cas de baisse des prix, il sera difficile de revenir sur une telle décision, rapidement considérée comme un « acquis » par les bénéficiaires.

Enfin, on peut noter que l'augmentation des revenus issus du marché européen du carbone peut également constituer une source de financement de ces mesures. Comme signalé dans une note récente publiée par l'Institut Jacques Delors<sup>20</sup>, certains États membres comme la Grèce ont déjà prévu de flécher les recettes additionnelles liées à l'augmentation des prix des certificats carbone européens vers la création d'un fonds spécial de soutien à la transition énergétique.

<sup>17</sup> Délibération de la CRE en date du 7 octobre 2021.

<sup>18</sup> Voir un descriptif de la mesure en anglais [ici](#).

<sup>19</sup> Comme indiqué plus haut, l'État français devrait être en mesure de capter une grande partie des bénéfices exceptionnels liés à la production d'électricité bas-carbone au travers des dividendes perçus auprès du groupe EDF.

<sup>20</sup> Nguyen/Pellerin-Carlin (2021) : Flambée des prix de l'énergie en Europe - Comment surmonter cette crise des énergies fossiles ?



La Grèce a émis la proposition de créer, à l'échelle européenne, un mécanisme de couverture temporaire de la hausse des prix, financé soit *via* un paiement anticipé des futures recettes liées à l'EU ETS, soit *via* une mise aux enchères supplémentaire de quotas CO<sub>2</sub>.

Il resterait à voir à quelle vitesse un fonds social d'urgence pourrait être mis en place au niveau européen et comment celui-ci pourrait s'articuler avec le nouveau fonds social pour le climat prévu dans le cadre du nouveau paquet climat « Fit-for-55 », qui viserait en particulier à amortir l'impact social d'un potentiel élargissement du marché d'échange de certificats carbone aux secteurs du bâtiment et des transports<sup>21</sup>.

## 4.2. Mettre en place des critères pour faciliter l'évaluation des propositions

Afin de naviguer plus facilement parmi les propositions politiques émergentes dans le débat actuel, la présente section vise à proposer une grille de six critères d'analyse, construite à partir des principaux enjeux pour la gestion de la crise à très court terme.

- La rapidité de mise en œuvre, pour limiter les impacts pour les différents acteurs.
- Le ciblage des mesures sur les acteurs les plus vulnérables. Sachant que le niveau de revenu ne représente pas le seul indicateur pertinent, mais qu'il faudrait en principe être en mesure de le croiser avec des données sur les énergies utilisées (notamment pour le chauffage) et le niveau de performance des logements.
- L'efficacité de la mesure au sens de sa capacité à compenser en totalité l'impact de la hausse des prix sur différents types d'acteurs.
- La réversibilité des mesures, au sens de la capacité à limiter leur effet dans le temps, et à ne pas annoncer des mesures irréversibles politiquement, générant d'autres difficultés.
- Leur coût public ou leur impact sur les budgets publics, sachant qu'un certain nombre de mesures peuvent être financés *via* des recettes exceptionnelles liées à la crise elle-même (cf. section 4.1).

## 4.3. Augmenter le montant du chèque énergie

- D'un montant compris entre 48 et 277 € (en fonction du revenu fiscal de référence et du nombre de personnes dans le foyer), le chèque énergie bénéficie actuellement à environ 5,8 millions de ménages en France, pour un coût public annuel d'environ 800 millions d'euros.
- En réaction à l'annonce de la nouvelle augmentation du tarif réglementé du gaz, le gouvernement a annoncé fin

septembre 2021 la distribution d'un chèque énergie additionnel de 100 € pour l'ensemble des bénéficiaires actuels, et ce indépendamment de l'énergie de chauffage utilisée.

- Cette mesure a l'avantage de la simplicité et de la rapidité de mise en œuvre, tout en ciblant en priorité les ménages les plus modestes, particulièrement vulnérables.
- Elle reste néanmoins chère (environ 600 millions d'euros) et insuffisamment ciblée par rapport aux besoins des ménages les plus affectés, puisqu'elle ne différencie pas les ménages en fonction de leur consommation réelle, sachant que les ménages modestes qui se chauffent au gaz sont clairement les plus touchés à l'heure actuelle : comme illustré dans la section 3.1, la hausse de facture pourrait atteindre plus de 500 € pour un ménage avec chauffage au gaz habitant dans un logement peu performant.
- Le gouvernement a également annoncé sa volonté de mettre en place une indemnité exceptionnelle de 100 € à destination de tous les Français qui gagnent moins de 2 000 € nets par mois (soit 38 millions de bénéficiaires). Initialement présentée comme une mesure de compensation de la hausse des prix des carburants, il s'agit désormais d'une réponse politique élargie aux enjeux d'inflation des prix. Avec un coût public de 3,8 milliards d'euros et un ciblage très vague, l'efficacité de cette mesure peut être considérée comme très faible.

Rapidité	Potentiellement très rapide
Ciblage	Sur les ménages à faibles revenus, sans prise en compte de la consommation d'énergie effective
Efficacité	Dépend du montant du chèque, mais potentiellement faible pour les ménages les plus vulnérables
Réversibilité	Facile
Coût public	Dépend du montant prévu (600 M€ pour chèque additionnel de 100 €) ; 3,8 Mrd.€ pour l'indemnité « inflation »

## 4.4. Mettre en place un « bouclier tarifaire »

- Afin de compléter cette première mesure, le gouvernement a annoncé sa volonté de bloquer l'évolution des tarifs réglementés de vente cet hiver. Ce blocage sera complet pour le gaz à partir d'octobre (aucune hausse du TRVG cet hiver). Pour l'électricité, il vise à limiter la hausse prévue du tarif réglementé, en la réduisant de 12 % à 4 %.
- Cette mesure a fait l'objet d'un accueil mitigé pour différentes raisons :
- un risque de réduction de facture en trompe-l'œil : étant donné que les tarifs réglementés sont construits selon un principe de couverture des coûts réels, tout ce qui n'est pas payé maintenant devra forcément l'être par la suite. Dans l'histoire récente, des mesures similaires de blocage des tarifs de l'électricité ont pu générer des opérations de rattrapage souvent complexes et incompréhensibles pour les consommateurs, allant jusqu'à la révision rétroactive des tarifs par décision de justice ;

<sup>21</sup> Voir par exemple cette note de l'Institut Jacques Delors : [https://institutdelors.eu/wp-content/uploads/2021/10/PB\\_211006\\_A-Social-Climate-Fund-for-a-fair-energy-transition\\_Defard.pdf](https://institutdelors.eu/wp-content/uploads/2021/10/PB_211006_A-Social-Climate-Fund-for-a-fair-energy-transition_Defard.pdf)

- un ciblage et une efficacité très faibles : en baissant les tarifs pour tous les ménages, la mesure n'a au final qu'un effet réduit pour ceux qui sont le plus dans le besoin. Pour le gaz, ce blocage intervient après la hausse déjà substantielle du TRVG de 70 % depuis le début de l'année. Pour l'électricité, le bouclier constituerait un « crédit » compris entre 25 € (sans chauffage électrique) et 100 € (avec chauffage électrique) par ménage. À l'inverse, on peut noter que les 5 milliards de dépenses publiques alloués auraient permis de distribuer un chèque énergie de jusqu'à 900 € à l'ensemble des bénéficiaires actuels ;
- un effet de vase communicant : il n'est pas clair à ce stade qui devrait porter le coût du blocage du tarif de gaz. Pour ce qui est de la limitation de la hausse du tarif réglementé de vente d'électricité à 4 %, une compensation *via* une réduction de la taxe intérieure sur la consommation finale d'électricité (TICFE) a été décidée. Cette mesure est donc directement financée par le budget public, avec un coût estimé à plus de 5 milliards d'euros pour 2022, selon le ministre des Comptes publics, Olivier Dussopt<sup>22</sup> ;
- une contrainte potentiellement lourde pour les fournisseurs : qu'il s'agisse des fournisseurs « historiques » ou « alternatifs », cette intervention politique pourrait engendrer une pression économique considérable. En effet, ce sont eux qui devront assumer le différentiel entre des recettes « bloquées » et des coûts d'approvisionnement en forte hausse (pour le gaz notamment), avec des risques importants de défaillance<sup>23</sup>. À titre d'illustration, une dizaine de fournisseurs d'électricité ont déjà cessé leur activité au Royaume-Uni au cours des derniers mois.

Rapidité	Rapide
Ciblage	Très faible
Efficacité	Très faible (comparé aux besoins des plus vulnérables)
Réversibilité	Potentiellement difficile
Coût public	Dépend du financement du bouclier, mais peut être très élevé

#### 4.5. Réduire la TVA sur l'énergie

Déjà expérimentée dans certains pays pour l'électricité (Espagne) ou le gaz (Italie) en tant que mesure compensatoire face à l'augmentation des prix, la possibilité de réduire la TVA est également de plus en plus évoquée dans le contexte français.

Cette réduction pourrait par ailleurs prendre différentes formes :

- une baisse générale du taux de la TVA sur la consommation d'énergie, en ramenant celui-ci d'actuellement 20 % à 5,5 %, en accord avec l'idée qu'il s'agit de biens de « première

<sup>22</sup> Capital.fr 18 octobre 2021 : *Électricité : ce que va coûter le « bouclier tarifaire » annoncé par le gouvernement*

<sup>23</sup> Cet argument reste valable, y compris si l'État compense le blocage tarifaire *via* une baisse de la fiscalité (TICFE en l'occurrence). En effet, cette baisse de la fiscalité ne compensera pas entièrement l'exposition des fournisseurs aux prix du marché de gros, difficile à répercuter sur leurs clients.

nécessité ». À noter que cette proposition commence à être reprise par certains candidats à l'élection présidentielle (Marine Le Pen en l'occurrence). Une analyse détaillée serait nécessaire, mais à première vue une telle mesure pourrait générer un coût d'environ 5 à 6 milliards d'euros pour le budget public, pour un gain de pouvoir d'achat variable (dépendant du niveau de consommation)<sup>24</sup> ;

- en sortant tout ou partie des taxes et contributions pesant sur l'énergie de l'assiette de calcul la TVA. Selon UFC-Que Choisir, cette « double taxation » rapporte actuellement environ 1 milliard d'euros par an à l'État<sup>25</sup> ;
- en réduisant la TVA du montant correspondant aux recettes supplémentaires engendrées uniquement par la hausse récente de la composante « fourniture ». À titre d'illustration, l'augmentation du coût d'approvisionnement en gaz (de 20 à 80 €/MWh) induit à lui seul une augmentation de la TVA de 12 € par MWh (passant de 4 à 16 €). Sur la base d'une consommation d'environ 170 TWh dans le secteur résidentiel, cela correspond à 2 milliards d'euros de recettes fiscales additionnelles ;
- une réduction générale de la TVA constituerait néanmoins une mesure assez peu ciblée et donc peu efficace, puisque la réduction s'appliquerait à tous les ménages, indépendamment de leurs revenus, et discutable aussi en termes de justice sociale, puisqu'elle bénéficierait largement aux ménages les plus aisés (en raison de leur niveau de consommation plus élevé en moyenne). Plutôt que de réduire la TVA à la source, l'État pourrait s'engager à flécher ces recettes additionnelles directement vers les ménages les plus modestes et ceux vivant en situation de précarité énergétique, *via* un chèque énergie revalorisé et des aides massives à la rénovation énergétique et au transfert vers la mobilité sobre en carbone.

Rapidité	Moyenne
Ciblage	Très faible
Efficacité	Faible (comparé aux besoins des plus vulnérables)
Réversibilité	Potentiellement très difficile
Coût public	Élevé

#### 4.6. Augmenter le volume de l'ARENH

Présente dans le débat politique sur l'organisation du marché de l'électricité français depuis un certain temps, la question de l'évolution et surtout de l'extension du volume d'accès régulé à l'électricité nucléaire historique (ARENH) refait surface dans le contexte actuel.

- Le plafond des 100 TWh ayant été régulièrement atteint, la

<sup>24</sup> En ne comptabilisant que la consommation finale du secteur résidentiel, à savoir 170 TWh de gaz et environ 150 TWh d'électricité et sachant que le taux réduit de TVA à 5,5 % s'applique déjà sur l'abonnement.

<sup>25</sup> Voir par exemple l'analyse d'UFC Que Choisir : <https://www.quechoisir.org/action-ufc-que-choisir-alerte-rouge-sur-le-prix-de-l-electricite-aux-pouvoirs-publics-d-agir-pour-empêcher-une-explosion-des-factures-de-10-n94468/>

CRE a formulé une proposition en ce sens dans son rapport de juillet 2020, visant à rehausser le plafond de l'ARENH de 100 à 150 TWh, selon la possibilité offerte au gouvernement depuis la loi Énergie-Climat de 2019.

- On peut au passage noter que la consommation d'électricité du secteur résidentiel se situait assez exactement à 150 TWh en 2019.
- Cette extension de l'ARENH pourrait éventuellement être assortie d'une revalorisation du prix de l'ARENH, bloqué à 42 € par MWh depuis 2012.
- Selon une analyse proposée par UFC-Que Choisir le 20 septembre 2021<sup>26</sup>, cet élargissement du volume de l'ARENH pourrait limiter la hausse de 12 % initialement prévue pour le tarif réglementé de vente d'électricité à 1,5 % TTC, soit moins que l'inflation.
- Il ne faut néanmoins pas oublier qu'il s'agit d'un dossier hautement controversé et débattu dans le cadre du projet (avorté) de réorganisation d'EDF, avec un enjeu financier considérable :
- en admettant qu'EDF pourrait valoriser ces mêmes 50 TWh à un prix de marché compris entre 60 et 100 €/MWh plutôt que les 42 € par MWh de l'ARENH, le « manque à gagner » pour EDF serait compris entre 900 millions et 3 milliards d'euros ;
- en d'autres termes, la question de l'augmentation du volume de l'ARENH pose celle des mesures redistributives entre gagnants et perdants : il s'agit de décider si la « rente nucléaire », particulièrement importante dans les circonstances actuelles, devrait profiter à l'ensemble des consommateurs, ou permettre à EDF d'améliorer sa trésorerie et son bilan financier en vue des investissements à venir (intégrant à la fois le grand carénage sur le parc nucléaire existant et les projets de construction de nouveaux EPR)
- et sans oublier qu'un compromis intermédiaire pourrait être trouvé en suivant les recommandations de la CRE, c'est-à-dire en associant une hausse du volume de l'ARENH à une revalorisation de son prix, afin que le prix de l'ARENH reflète plus directement les coûts du grand carénage, condition *sine qua non* de sa survie dans le temps.

Rapidité	Moyenne
Ciblage	Très faible
Efficacité	Moyenne
Réversibilité	Difficile
Coût public	Faible (mais coût potentiellement élevé pour EDF)

<sup>26</sup> <https://www.quechoisir.org/action-ufc-que-choisir-alerte-rouge-sur-le-prix-de-l-electricite-aux-pouvoirs-publics-d-agir-pour-empêcher-une-explosion-des-factures-de-10-n94468/>

## 5. CONCLUSION : LA FIN DE LA CRISE, C'EST POUR QUAND ?

La gravité de cette « crise » pour l'Europe s'explique également par l'incertitude concernant l'avenir à court et surtout à moyen terme. À ce stade, il reste difficile d'envisager un relâchement de la tension avant le printemps prochain. Au contraire, en fonction de la virulence de l'hiver (en Europe mais également en Asie), les tensions pourraient encore s'aggraver, que ce soit sur le marché du gaz ou sur le marché électrique. S'il est difficile de présager des évolutions à moyen terme, différents facteurs semblent indiquer que les prix pourraient durablement rester à un niveau plus élevé que par le passé. Si une partie de la crise actuelle peut s'expliquer par des facteurs conjoncturels qui pourraient évoluer en quelques mois (concernant le niveau des exportations de gaz russe et de GNL américain, des difficultés concernant les pays producteurs de charbon, etc.), d'autres sont plus structurels, à commencer par la tension entre l'offre et la demande entretenue par la reprise économique mondiale, fortement dépendante de la consommation d'énergies fossiles, ainsi que la volonté de réduire la part du charbon.

C'est également le cas pour le prix du carbone sur le marché d'échange européen, dont on ne peut qu'espérer qu'il reste à un niveau élevé pour accélérer la transition bas-carbone, en accord avec l'objectif de réduire les émissions d'au moins 55 % d'ici 2030. Sans parler d'un potentiel élargissement de l'EU ETS aux secteurs des bâtiments et des transports, ainsi que de la reprise de la trajectoire d'évolution de la contribution climat-énergie en France, qui risquerait encore d'aggraver la pression sur les revenus des ménages, tout en s'avérant essentielle du point de vue climatique.

### 5.1. Ne pas succomber à la politique de l'autruche

Le phénomène de la politique de l'autruche sur l'évolution des prix des énergies peut s'interpréter à la fois vis-à-vis du passé et du futur. Pour ce qui est du passé, il s'avère urgent de reconnaître que notre manque de résilience actuel s'explique en partie par le fait que nous avons profité pendant ces dernières décennies de prix de l'énergie qui étaient artificiellement bas, solution de « facilité » pour maintenir l'économie à flot tout en empêchant l'accélération massive des politiques de transition énergétique et bas-carbone. En analysant les évolutions sur un horizon de 10 ans plutôt que de quelques mois, on s'aperçoit en effet que la baisse tendancielle des prix des énergies sur les marchés de gros (pétrole, gaz, charbon, électricité) a constitué une bombe à retardement, qui s'est déclenchée avec les fortes hausses observées récemment.

En portant le regard sur l'avenir, faire la politique de l'autruche reviendrait à souhaiter simplement de « gommer » les effets de la crise actuelle pour revenir à une économie bénéficiant des prix les plus bas possibles. Ce qui constitue certainement la pire des approches en matière de résilience. En effet,

cette « crise » de l'énergie ne sera pas la dernière et il est fort probable que l'on s'oriente vers un monde où les coûts de l'énergie (incluant la fiscalité) augmentent durablement.

### 5.2. Niveau des prix et volatilité des prix : même combat ?

Ce paradoxe de la gestion de crise par la politique de l'autruche semble particulièrement perceptible dans le contexte actuel : les économistes affirment depuis longtemps que le « signal-prix » de l'énergie et du carbone n'est pas suffisant pour accélérer la transition. Or, au moment où ce signal-prix augmente significativement, l'inquiétude grandit quant à un manque structurel de résilience.

Et en portant le regard sur la seule question de la hausse récente des prix de l'énergie et du carbone, on passe à côté d'une question pourtant essentielle : le plus nuisible pour l'économie (et la transition bas-carbone), ce ne sont pas des prix élevés – qui reflètent avant tout la rareté croissante de l'énergie et le coût systémique des émissions de gaz à effet de serre –, mais la volatilité et l'absence de visibilité sur l'évolution des prix, sources d'incertitudes considérables pour tous les acteurs et obstacles majeurs aux investissements dans la transition bas-carbone.

Comme illustrée dans la section 1 de manière simplifiée, la juxtaposition entre les évolutions des prix observées et une courbe de croissance régulière des prix à 5 % sur 10 ans permet d'illustrer précisément cet enjeu : une augmentation prévisible et régulière des prix peut être anticipée et intégrée par l'ensemble des acteurs, là où des prix artificiellement bas suivis d'une hausse brutale peuvent accroître la vulnérabilité des acteurs. Sans même évoquer l'incertitude sur les interventions politiques et leur évolution dans le temps.

### 5.3. Articuler court et moyen terme : prévoir la suite sans se tromper de débat

La crise actuelle a le mérite d'avoir remis les questions de politique énergétique et climatique sur le devant de la scène politique, que ce soit à l'échelle européenne ou française. Il convient néanmoins de séquencer les temps de débat, en différenciant clairement les mesures d'urgence à très court terme et celles visant à réduire notre vulnérabilité à plus long terme.

Une tentation récurrente consiste ainsi à insister sur la nécessité de réformer les marchés du gaz et de l'électricité. S'il s'agit de sujets pertinents, il semble important d'insister sur deux points.

- Pour des questions de temporalité et de complexité de mise en œuvre, une réforme de l'architecture des marchés de l'énergie ne pourrait en aucun cas être considérée comme une réponse à la crise actuelle, il faut donc éviter de la présenter ainsi.
- La réflexion sur l'architecture des marchés de l'énergie ne devrait pas se faire en partant des enjeux conjoncturels liés à la crise des prix actuelle, mais bien des enjeux structurels liés à la transition bas-carbone.

Plus généralement, notre capacité à gérer cette crise ne pourra pas se mesurer à l'aptitude à compenser les hausses de prix des énergies pour les différents acteurs. Mais à utiliser cette crise comme catalyseur d'une accélération massive des politiques de transition, en intégrant la question politiquement délicate de l'évolution des signaux prix-carbone.

Sur ce point, la peur de nouveaux « Gilets jaunes » ne doit pas faire oublier un élément central : l'urgence d'accélérer les

politiques climatiques ne pourra faire l'impasse sur la question du renforcement du signal-prix sur le carbone dans le débat politique. S'y atteler dans un contexte difficile de hausse des prix des énergies implique d'affirmer – et de mettre en œuvre – encore plus fortement les principes d'une transition juste, construite sur un un fléchage transparent et efficace des fonds vers la compensation des plus vulnérables et la capacité de tous les acteurs à opérer la transition à leur échelle.

---

Rüdinger, A. (2021). Hausse des prix des énergies en Europe. Quelles évolutions ? Quelles explications ? Et quelles conséquences pour les consommateurs et les politiques de transition écologique ?, Iddri, *Notes*.

---

Ce travail a bénéficié d'une aide de l'État gérée par l'ANR au titre du programme « Investissements d'avenir » portant la référence ANR-10-LABX-14-01.

**CONTACT**

[andreas.rudiger@iddri.org](mailto:andreas.rudiger@iddri.org)

---

Institut du développement durable  
et des relations internationales  
41, rue du Four - 75006 Paris – France

[WWW.IDDRI.ORG](http://WWW.IDDRI.ORG)  
[@IDDRI\\_THINKTANK](https://twitter.com/IDDRI_THINKTANK)