Les effets macroéconomiques associés au bouclier tarifaire : une évaluation conduite à l'aide du modèle multisectoriel ThreeME

The Macroeconomic Effects of the Energy Price Cap: An Evaluation Conducted Using the ThreeME Multisectoral Model

Paul Malliet* et Anissa Saumtally*

Résumé – La crise énergétique qui a frappé l'Europe en 2021, dans un contexte de reprise mondiale post-Covid et amplifiée par l'invasion de l'Ukraine par la Russie, s'est matérialisée par une forte hausse des prix de l'énergie, celui du gaz en tête. Dans ce contexte, les pays européens ont mis en place des mesures d'urgence pour préserver le pouvoir d'achat des ménages et la compétitivité de leurs entreprises. La France a choisi de limiter la hausse des prix de l'énergie en mettant en place un bouclier tarifaire. À l'aide d'un modèle d'équilibre général calculable, nous simulons explicitement des trajectoires de prix de l'énergie avec et sans bouclier tarifaire. Nos résultats montrent un coût budgétaire plus faible que celui initialement anticipé avec un effet macroéconomique relativement faible, mais qui aura néanmoins préservé le pouvoir d'achat des ménages.

Abstract – *The energy crisis that struck Europe in 2021 as the world bounced back from COVID, and amplified by the Russian invasion of Ukraine, led to a sharp increase in energy prices, particularly gas prices. In this context, European nations implemented emergency measures to protect households' purchasing power and the competitiveness of their businesses. France chose to mitigate energy price rises by implementing a price cap. Making use of a computable general equilibrium model, we explicitly simulate the divergent trajectories of energy prices with and without this price cap. Our results show that the budgetary cost of this measure was lower than initially expected, and while the macroeconomic impact was also relatively small, it did nonetheless preserve household purchasing power.*

JEL : C68, E64, E65, Q43, Q48
Mots-clés : macroéconomie, crise énergétique, bouclier tarifaire, évaluation des politiques publiques
Keywords: macroeconomics, energy crisis, energy price cap, public policy evaluation

* *Observatoire Français des Conjonctures Économiques, Sciences Po.* Correspondance *: anissa.saumtally@sciencespo.fr*

Les auteurs souhaitent remercier Xavier Ragot pour l'occasion donnée de publier ce travail initialement sous la forme d'un Focus CAE. Les auteurs remercient également les membres du CAE, les participants au séminaire interne de l'OFCE, ceux de la 9e conférence AFSE-DG Trésor sur l'évaluation des politiques publiques, ainsi que les deux relecteurs anonymes pour leurs commentaires et leurs remarques. Les auteurs tiennent également à remercier l'ADEME pour son soutien financier au développement du modèle ThreeME dans le cadre de la convention 23ESD0184.

Reçu en mars 2024, accepté en novembre 2024.
Les jugements et opinions exprimés par les auteurs n'engagent qu'eux-mêmes, et non les institutions auxquelles ils appartiennent, ni a fortiori l'Insee.

Citation: Malliet, P. & Saumtally, A. (online 24 September 2025). The Macroeconomic Effects of the Energy Price Cap: An Evaluation Conducted Using the ThreeME Multisectoral Model. *Economie et Statistique / Economics and Statistics*. www.insee.fr/fr/statistiques/8641095

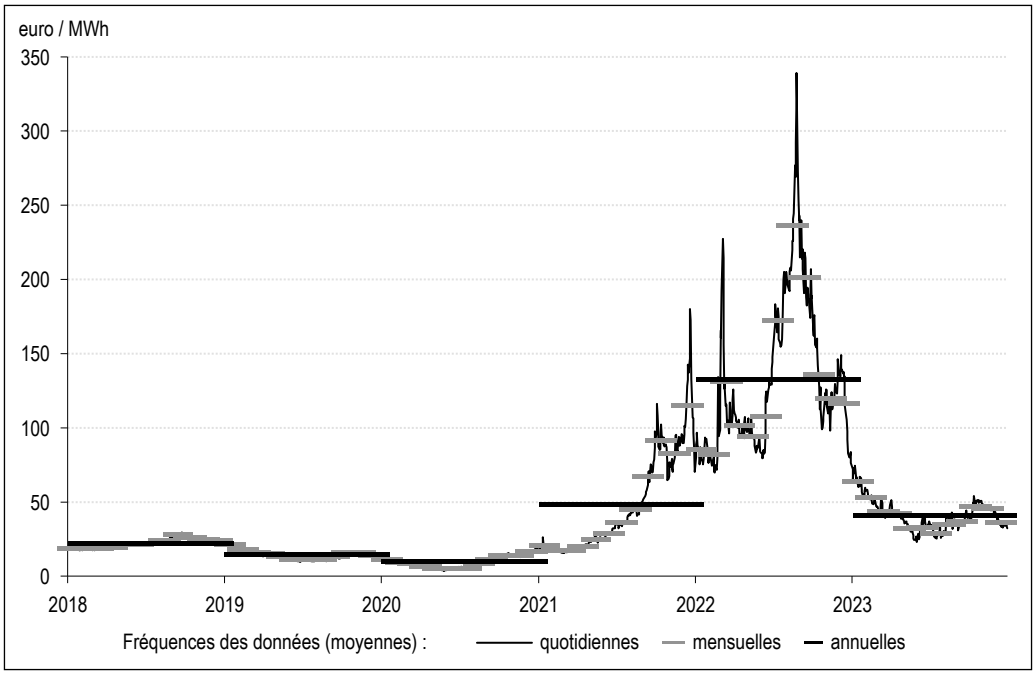
L'invasion de l'Ukraine par la Russie en février 2022 a aggravé une crise énergétique majeure pour les pays de l'Union européenne qui avait débuté en septembre 2021 dans le sillage de la reprise post-Covid de la demande internationale. Si la réaction des pays européens a été rapide pour condamner la Russie par la mise en place de sanctions économiques dès février 2022, notamment sur les importations de produits énergétiques tels que le charbon et le pétrole[1], la forte dépendance au gaz russe dans leur approvisionnement énergétique[2] a fait peser un risque majeur sur la stabilité des réseaux énergétiques et le bon fonctionnement de l'économie.

Malgré les incertitudes exprimées en 2022 quant à la capacité du système énergétique européen à résister à un retrait rapide des importations d'énergie russe, les faits semblent aujourd'hui démontrer sa résilience. Comme le souligne l'Agence internationale de l'énergie (AIE) (IEA, 2023), plusieurs facteurs ont contribué à faire baisser la consommation mondiale d'énergie en 2022 de 3 % par rapport à l'année précédente, qu'il s'agisse des hivers doux dans les pays européens ou de la réduction volontaire de la consommation d'énergie.

Un autre aspect important de cette crise est la façon dont elle a été amplifiée par le fonctionnement des marchés européens actuels de l'électricité, en particulier pour les transactions intra-journalières (*intraday)* et journalières (*day-ahead*). Sur le marché à terme, l'échange entre une demande et un producteur d'énergie est déterminé à l'avance à un prix et une quantité fixes. Il concerne principalement les centrales électriques contrôlables et le prix observé est généralement inférieur à celui des marchés journaliers et intra-journaliers. Ces derniers équilibrent l'offre et la demande en continu et des contrats d'achat et de vente sont formalisés pour une période donnée. Le prix d'équilibre est appelé prix *spot*. Il correspond au coût marginal de la dernière unité de production mise en service selon le principe du *merit-order* (les centrales sont appelées en fonction de leurs coûts de production respectifs, les moins chères étant utilisées en priorité, et ce progressivement, jusqu'à ce que la demande soit satisfaite), tous les producteurs étant rémunérés à ce prix marginal[3]. Dans la mesure où les centrales à gaz (et dans une moindre mesure les centrales à fuel) sont pilotables et jouent donc le rôle d'assureur de la stabilité du réseau, les prix spot du gaz sont souvent pris comme référence pour déterminer celui de l'électricité, pour lequel le *Dutch TTF* est considéré comme le marché de référence (figure I).

1. L'arrêt complet des importations de produits issus du raffinage du pétrole ayant été mis en place à partir de février 2023.
2. Il représentait encore la moitié de ses importations à la veille de l'invasion de l'Ukraine, et compte à partir de 2023 pour moins de 10 % de ses importations totales (source : Bruegel https://www.bruegel.org/dataset/european-natural-gas-imports).
3. La différence entre le coût de production et le prix payé constitue ce que l'on appelle la rente infra-marginale.

Figure I – **Évolution de l'indice du *Dutch TTF* spot des prix du gaz**



Note : les lignes horizontales représentent les moyennes annuelles (noir) et mensuelles (gris clair).
Source : ICE.

Entre décembre 2020 et décembre 2021, le prix à l'importation de l'énergie dans la zone euro a plus que doublé, entraînant une hausse de l'inflation dans les pays européens. L'inflation moyenne dans les pays de l'Union européenne s'est établie à 9,2 % en 2022, soit un triplement par rapport à l'année précédente. La France, avec un taux d'inflation de 5,9 %, fait figure d'exception, avec des taux d'inflation de 8,3 % en Espagne, 8,7 % en Allemagne et en Italie, 11,6 % aux Pays-Bas et 13,2 % en Pologne.

En ce qui concerne la situation française, du 2e trimestre 2021 au 2e trimestre 2022, l'augmentation des prix de l'énergie a contribué à 3,1 points de pourcentage (pp) sur un total de 5,3 % d'inflation en France. L'utilisation d'un *bouclier tarifaire* limitant la hausse des prix de l'électricité et du gaz à 4 % a permis de limiter l'inflation énergétique de 54,2 % à 28,5 % pour les ménages (et de 50,3 % à 20,3 % pour les entreprises) (Bourgeois & Lafrogne-Joussier, 2022). Le principe de fonctionnement du bouclier énergétique repose sur une subvention de l'État entre un prix à la consommation plafonné et le prix du fournisseur selon les conditions du marché. Ainsi, s'il garantit le niveau d'inflation visé, son coût pour les pouvoirs publics dépend avant tout des prix du marché. Parmi les mesures mises en œuvre par les pays européens, le choix fait par la France d'une politique de maintien du niveau des prix est assez particulier (Sgaravatti *et al.*, 2023), les autres États membres ayant eu plus souvent recours à des transferts.

Cette étude vise à comprendre les effets macroéconomiques des tarifs du bouclier énergétique grâce à une représentation explicite de la structure des prix, des prix du marché de gros aux prix à la consommation, dans un cadre macroéconomique. Nous nous appuyons sur un modèle d'équilibre général calculable, ThreeME, pour réaliser cette évaluation, combinée à un calibrage fin des prix de l'électricité et du gaz. Une approche alternative a été par ailleurs proposée pour évaluer l'effet macroéconomique du bouclier tarifaire sur les produits énergétiques en France (Langot *et al.,* 2023) en utilisant un modèle de type *Heterogenous Agents Neo Keynesian* (HANK). Les auteurs estiment que le bouclier tarifaire a permis de réduire l'inflation de 1,1 pp en 2022 et de 1,8 pp en 2023 et de limiter la baisse de la croissance du PIB de 1,1 pp à 2,9 pp en 2022 et de 0,9 pp à 1 pp en 2023 pour un coût fiscal d'environ 2 % du PIB.

Ces deux approches se révèlent plus complémentaires que contradictoires dans la mesure où les modèles mobilisés, par leur cadre théorique, ou les raffinements existants diffèrent entre eux et permettent donc d'apporter plusieurs éclairages sur la question. Là où le modèle HANK[4] permet d'avoir une représentation intégrée de l'hétérogénéité des ménages et ainsi d'apprécier la dimension redistributive de la politique étudiée, le modèle ThreeME, ne considérant qu'un ménage représentatif, ne le permet pas. À l'inverse, l'apport d'une structure multisectorielle détaillée offre la possibilité de représenter explicitement les dynamiques de prix selon les différents produits énergétiques (gaz et électricité).Dans l'évaluation faite avec le modèle HANK, le bouclier tarifaire est considéré comme un choc de dépenses publiques supplémentaires affectant une économie composée d'un bien composite et d'un bien énergétique : elle s'appuie sur les projections faites par le gouvernement français dans son *Projet de loi de finances* pour 2023[5], présenté en septembre 2022 et voté par le Parlement en décembre 2022. Une des limites que nous trouvons à cette approche est qu'elle repose sur l'estimation faite par le gouvernement des coûts fiscaux projetés de la mesure alors que ces derniers ont été établis à un point haut du prix spot (cf. figure I) et n'ont donc pas pris en compte le reflux observé à partir du 26 août 2022. Notre travail vise à explorer ce point en intégrant une estimation actualisée des prix dans un cadre macroéconomique.

La section 1 présente le contexte énergétique français et les données utilisées pour calibrer le modèle. Dans la section 2, nous présentons le cadre de modélisation dans lequel nous analysons la politique du bouclier tarifaire. Dans la section 3, nous présentons les résultats et les discutons dans la section 4, avant de conclure.

1. Contexte politique

1.1. Le système français de marché dual de fourniture d'énergie

Auparavant un monopole public, la fourniture de gaz et d'électricité s'est ouverte à de nouveaux arrivants en 2007, dans le but de rendre le marché concurrentiel. Bien qu'il s'agisse d'un marché ouvert, les consommateurs d'électricité en France ont le choix entre un prix de marché et un prix réglementé. C'était aussi le cas pour la fourniture de gaz, jusqu'en juillet 2023 où ce dispositif s'est arrêté pour cette énergie. L'option de prix réglementé proposée aux consommateurs

4. Pour apprécier l'intérêt de ces modèles dans l'étude des chocs énergétiques, voir Auclert et al. *(2023).*

5. Voir la documentation associée au PLF 2023 : https://www.budget.gouv.fr/documentation/documents-budgetaires/exercice-2023/le-projet-de-loi-de-finances-et-les-documents-annexes-pour-2023

est vendue par le fournisseur historique, les prix étant déterminés par la *Commission de régulation de l'énergie* (CRE), indépendante de l'État. Le prix réglementé se compose de trois éléments : la juste rémunération du fournisseur d'énergie (qui dépend des prix de gros), les coûts de distribution et de réseau et les taxes (TVA et autres formes d'accises). Chaque composante représente environ un tiers du prix. Ces prix sont déterminés sur une base annuelle pour l'électricité et l'étaient sur une base mensuelle pour le gaz. Pour les prix de l'électricité, cela signifie que les consommateurs sont assurés d'un coût stable tout au long de l'année. Pour le fournisseur, si les prix de gros ont beaucoup varié au cours de l'année, de sorte que le prix réglementé n'a pas fini par couvrir ses coûts, une composante de rattrapage sera ajoutée au cours de la période suivante pour lui permettre de récupérer ses coûts. Le délai d'ajustement plus court pour les prix du gaz impliquait en revanche une plus grande volatilité pour les consommateurs, mais un facteur d'ajustement plus élevé pour les fluctuations des prix de gros. En raison de la fréquence des mises à jour, la fin des prix réglementés pour le gaz en juillet 2023 n'a pas engendré beaucoup de changements sur la dynamique des prix du gaz.

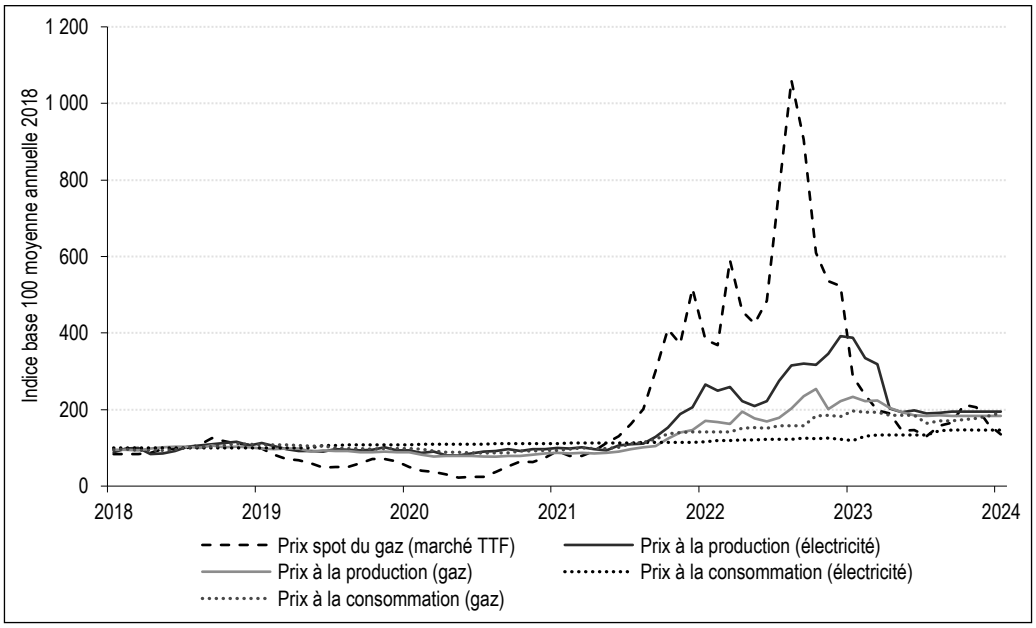
Les offres de prix du marché pour ces produits seront généralement basées sur le prix réglementé. Souvent, le prix fixé dans les contrats avec les ménages sera inférieur d'un pourcentage donné au prix réglementé pendant une période déterminée, après quoi le contrat reviendra à un autre prix conforme aux conditions courantes du marché. Ces fournisseurs alternatifs se couvrent avec les prix de gros sur le marché à terme et optimisent les prix des contrats. Par conséquent, à un moment donné, les prix moyens devraient être plus ou moins alignés sur le prix réglementé. En raison de la hausse imprévue des prix de gros, certains contrats se sont révélés non rentables car ils étaient bloqués à des prix bas. À l'inverse, de nouveaux contrats aux prix du marché pendant la période de pointe auraient conduit à une augmentation significative et bien supérieure du prix. Les ménages qui détiennent de tels contrats au prix du marché représentent environ 30 % de la part de marché, la grande majorité des ménages souscrivant à des contrats à prix réglementés.

En raison de ce système, les prix à la consommation de l'énergie en France fluctuent globalement de manière assez modérée (figure II), car les prix de l'énergie ont tendance à être ancrés par le prix réglementé. La répercussion des variations des prix de gros est en fait l'une des plus faibles d'Europe, en particulier pour l'électricité (Ari *et al.,* 2022). Il en va de même pour la contribution des prix de l'énergie à l'inflation totale en France par rapport aux autres pays européens.

1.2. Réguler les prix de l'énergie en temps de crise : le bouclier tarifaire

Vers le second semestre 2021, les prix de gros du gaz ont connu des pics importants (variations

Figure II – **Indices mensuels des prix du gaz et de l'électricité**



Note : les lignes en pointillés correspondent aux moyennes annuelles.
Sources : ICE, Insee.

jusqu'à dix fois le prix avant crise en moyenne journalière) après être restés à des niveaux historiquement bas en 2020 au milieu de la pandémie de Covid-19. Alors que les économies redémarraient rapidement, en particulier en Asie, et que l'Europe connaissait un hiver froid, la tension sur la demande de gaz naturel a entraîné une première hausse importante des prix de gros. Cette crise de l'inflation énergétique n'a fait que s'aggraver en 2022 en raison de la seconde invasion russe de l'Ukraine le 24 février 2022. Un embargo sur le gaz russe ayant été décrété par l'Union européenne, quoique très difficilement en raison de la forte dépendance de certains États membres, le coût des alternatives (principalement le gaz liquéfié (GPL)) a augmenté d'autant plus. Sur le marché néerlandais spot pour le gaz naturel (*Dutch TTF*), point de référence pour les prix de gros en Europe du gaz comme de l'électricité, les prix intra-journaliers ont atteint des sommets ponctuels au-dessus de la barre des 1 000 euros/MWh.

Pour la France, les tarifs réglementés du gaz étant évalués mensuellement, la méthode habituelle de calcul des prix par la CRE aurait intégré ces variations et les prix à la consommation auraient suivi, conduisant à une augmentation presque prohibitive des prix du gaz pour les ménages. Ceci a marqué le début de l'intervention du gouvernement sur les prix du gaz. La première mesure de bouclier tarifaire a consisté à geler le tarif réglementé du gaz pour les ménages à partir de la fin de l'année 2021 et tout au long de l'année 2022. Pour les prix de l'électricité, un mécanisme similaire a été appliqué au tarif réglementé de l'électricité à partir de 2022, l'augmentation des prix en 2022 étant limitée à 4 % au lieu d'une augmentation estimée à environ 30 %. Pour 2023, ce plafond d'augmentation des prix a été fixé à 15 % pour le gaz domestique[6] et l'électricité, alors qu'un doublement des prix était autrement attendu.

Afin de limiter l'impact de cette baisse de prix sur les coûts des fournisseurs, ce plafond est d'abord atteint par une suppression de certaines taxes applicables au consommateur pour l'électricité (la Taxe Intérieure sur la Consommation Finale d'Électricité – TICFE et la Taxe Communale sur la Consommation Finale d'Électricité – TCCFE). Pour compléter ce dispositif, la CRE fournit également un prix théorique, celui qui aurait été mis en œuvre sans plafonnement des prix, le gouvernement subventionnant dès lors la différence directement au fournisseur. Lorsqu'on évalue le coût total de cette politique, on additionne le rabais fiscal et la subvention comme le montre la figure III ci-dessous qui résume la moyenne des prix théoriques et applicables qui en résultent ; sur ce graphique, la différence entre les lignes pointillées et pleines représente le coût de la mesure (hors rabais fiscaux, puisque ces prix sont avant impôts) pour le gouvernement.

La régulation des tarifs pour le gaz a pris fin le 30 juin 2023, en même temps que l'arrêt du dispositif du bouclier tarifaire sur le gaz. À partir de cette date, la CRE publie un « prix repère » calculé de manière similaire à l'ancien tarif réglementé de vente (TRV dans la suite) du gaz, les fournisseurs demeurant cependant libres de déterminer leur prix de vente. Nous utilisons dans la figure III et plus généralement dans cette étude ce prix repère comme indicateur de prix à compter de juin 2023 (voir la figure A3-II dans l'annexe 3).

Pour l'électricité, au vu de la baisse des prix du gaz, le gouvernement a décidé que la fin du bouclier tarifaire serait due en 2025, et passerait désormais par un retour progressif dès 2024 de la TICFE, qui avait été abaissée à 0,0001 euro par kWh lors de la mise en place de la politique (elle était à environ 0,03 euro par kWh fin 2021). En 2024, le tarif réglementé de vente de l'électricité (TRVe) proposé par la CRE fait de nouveau foi, c'est-à-dire qu'il rémunère les fournisseurs entièrement et l'État ne finance plus de compensation tarifaire pour ces derniers ; le dispositif est uniquement financé par une première augmentation de la fiscalité (voir la figure A3-I).

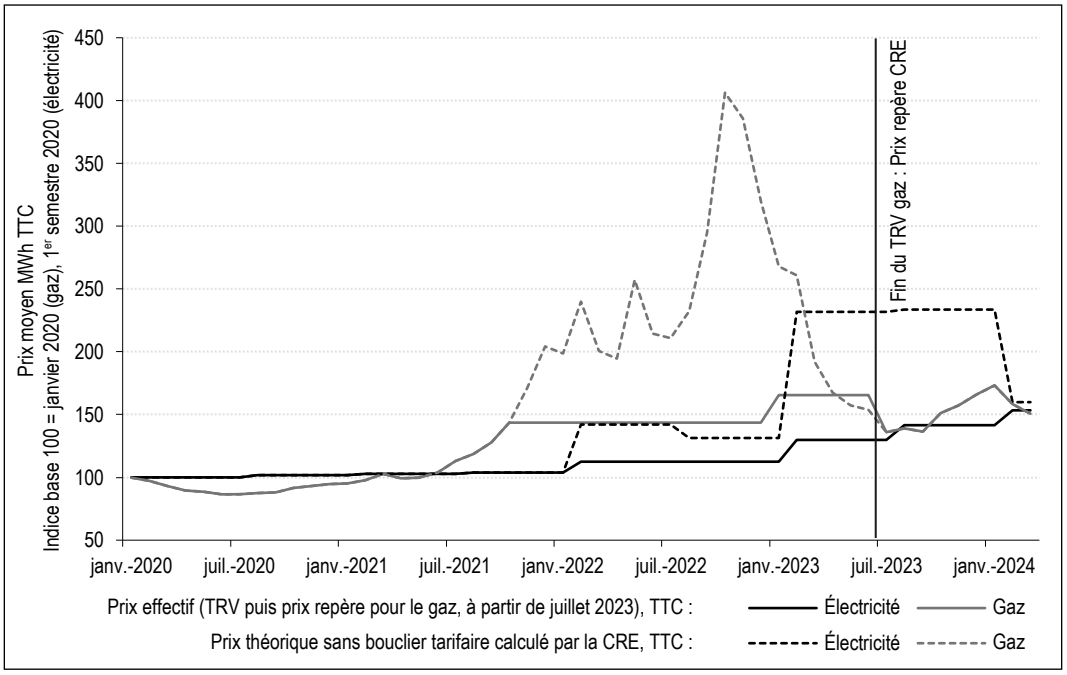
En pratique, cette mesure vise à plafonner le prix, toutes taxes comprises, du kilowattheure. Il n'y a en théorie aucune condition mise sur la quantité consommée. Néanmoins le gouvernement a également mené en parallèle une campagne d'incitation aux économies d'énergie durant cette période, évoquant des risques de pénurie d'électricité face à une demande qui pourrait dépasser les capacités d'approvisionnement[7]. En 2022, la consommation d'électricité et de gaz a effectivement diminué malgré l'augmentation relativement faible des prix. Il est cependant difficile d'affirmer s'il s'agit d'une conséquence directe de cette incitation à une consommation d'énergie plus responsable ou d'une crainte de nouvelles hausses de prix.

Les dernières estimations par le gouvernement français de cette seule politique dans le

6. Pour le gaz, cette hausse des prix est limitée au premier semestre. Compte-tenu de la baisse des prix de gros du gaz, le bouclier tarifaire pour le gaz n'a pas été étendu au reste de l'année.

7. À l'époque, la production d'électricité en France était ralentie par la fermeture temporaire de certaines centrales nucléaires.

Figure III – **Tarifs réglementés de vente par le CRE du gaz et de l'électricité**



Note : les lignes en pointillés correspondent aux moyennes annuelles.
Sources : commission de régulation de l'énergie, calculs des auteurs.

Programme de Stabilité (PSTAB) pour 2024[8] (publié en avril 2024) évaluaient le coût en 2022 à 4,5 milliards d'euros pour le gaz et 16,6 milliards d'euros pour l'électricité. Pour 2023, alors que les prix de gros sont en forte baisse (ils ont atteint en mai 2023 des niveaux inférieurs à la moyenne de 2021), le coût de la politique est à ce jour estimé à 24,3 milliards d'euros pour l'électricité et 2 milliards d'euros pour le gaz (voir la figure IV). Nous notons que le coût élevé estimé pour l'électricité est principalement dû à la conception du système de tarification qui intègre une latence dans la détermination de ce TRV.

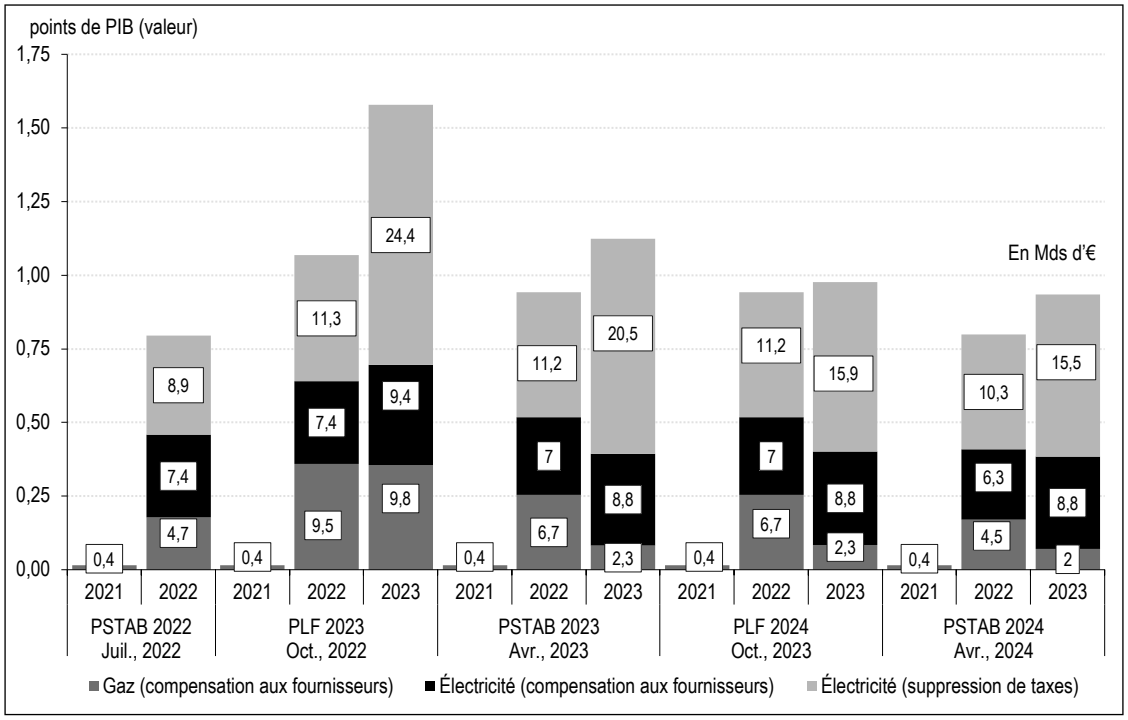
Comme mentionné et mis en évidence par la figure III, les prix réglementés de l'électricité sont calculés annuellement par la CRE, avec des ajustements mineurs au second semestre de l'année. La majeure partie de l'augmentation théorique des prix (qui détermine le coût de la mesure) est probablement due à l'indemnisation du fournisseur qui intègre un rattrapage des pertes subies l'année précédente en raison d'une augmentation imprévue des prix du marché. Une mise à jour récente[9] de la CRE précise que le prix théorique du gaz est plafonné au niveau fixé par la politique des prix de l'énergie alors qu'il aurait pu être inférieur à ce prix compte tenu du faible niveau actuel des prix de gros du gaz.

Par ailleurs, nous notons que l'évaluation des coûts de ces mesures par le gouvernement a subi d'importantes révisions au cours des exercices budgétaires successifs (figure IV), témoignant d'une certaine complexité pour la planification budgétaire dans un contexte d'incertitude face à une crise inédite.

L'atténuation des coûts pour les consommateurs comprend également certaines mesures ciblées telles que les subventions directes aux consommateurs pour les ménages à faible revenu (*chèque énergie*), dont le coût est relativement minime par rapport à la mesure du bouclier tarifaire. Dans cet article, nous ne prenons pas non plus en compte l'augmentation des prix de l'essence, bien qu'il faille noter qu'une réduction temporaire des prix de l'essence subventionnée par le gouvernement a également été mise en place en 2022, profitant à tous les consommateurs, indépendamment de la quantité consommée. Selon les estimations du gouvernement publiées dans le Programme de Stabilité 2024, les mesures de réduction de l'inflation auraient coûté 39,5 milliards d'euros en 2022 et 33,9 milliards d'euros en 2023, les boucliers tarifaires du gaz et de l'électricité représentant respectivement 54 % et 78 % de ces coûts.

8. Voir le Programme de Stabilité 2024-2027 https://www.tresor.economie.gouv.fr/Articles/2024/04/17/article-presentation-du-programme-de-stabilite-2024-2027 publié en avril 2024 par la DG Trésor.
9. Voir la mise à jour du 5 juin 2023 à l'adresse suivante : https://www.cre.fr/Actualites/la-cre-communique-des-clarifications-sur-les-dispositifs-de-boucliers-electricite-et-gaz-et-d-amortisseurs-electricite-pour-l-annee-2023-et-les-fo

Figure IV – **Évaluation des coûts de la mesure du bouclier tarifaire par exercice budgétaire**



Source : DG Trésor.

2. Cadre de modélisation et scénarios

2.1. Le modèle ThreeME

ThreeME est un modèle[10] d'équilibre général calculable (EGC) d'une petite économie ouverte, développé à l'origine pour soutenir les décideurs politiques dans la conception et l'évaluation des voies de décarbonisation en France (Callonnec *et al.*, 2013 ; Hamdi-Cherif *et al.*, 2022 ; Callonnec & Cancé 2022). ThreeME est spécifiquement conçu pour évaluer l'impact à court, moyen et long termes des politiques environnementales et énergétiques aux niveaux macroéconomique et sectoriel. À cette fin, le modèle combine plusieurs caractéristiques importantes :

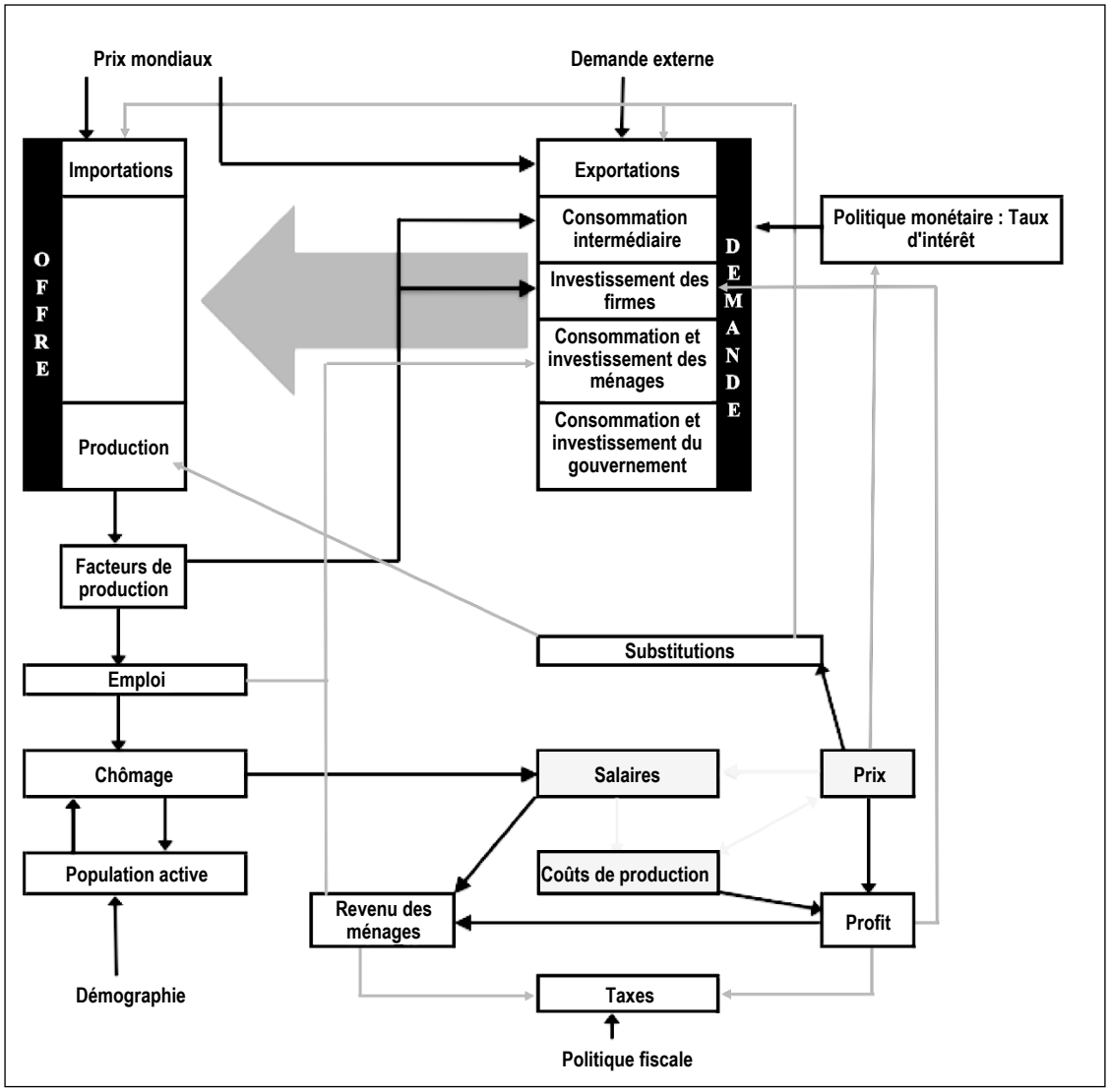
- Sa désagrégation sectorielle permet d'analyser le transfert d'activités d'un secteur à l'autre, notamment en termes d'emploi, d'investissement, de consommation d'énergie ou de balance commerciale ;
- La représentation très détaillée des flux d'énergie dans l'économie permet d'analyser le comportement de consommation des agents économiques en matière d'énergie ;
- Les secteurs peuvent arbitrer entre le capital et l'énergie lorsque le prix relatif de l'énergie augmente, et substituer entre les vecteurs énergétiques ;
- Les consommateurs peuvent substituer entre les vecteurs énergétiques, les modes de transport ou les biens de consommation.

En tant que modèle EGC, ThreeME prend pleinement en compte les rétroactions entre l'offre et la demande (figure V), la demande (consommation et investissement) alimentant l'offre (production). Symétriquement, l'offre alimente la demande par le biais des revenus générés par les facteurs de production (travail, capital, produits énergétiques et matériaux). Par rapport aux modèles énergétiques de type *bottom-up* tels que MARKAL (Fishbone & Abilock, 1981) ou TIMES (Loulou *et al.,* 2005), ThreeME va au-delà de la simple description des dimensions sectorielles et technologiques en les intégrant dans un modèle macroéconomique complet.

ThreeME est un modèle néo-keynésien où, à la différence des modèles EGC classiques de type walrasiens, largement axés sur l'offre, les prix ne s'ajustent pas instantanément pour équilibrer les marchés. Le modèle est dynamique, les prix et les quantités s'ajustent lentement tandis que les producteurs ajustent leur offre à la demande. Cela présente l'avantage de permettre, à court et moyen termes, des situations de déséquilibre de marché (en particulier la présence d'un chômage involontaire) ce qui procure un cadre particulièrement adapté à l'analyse des politiques économiques et énergétiques.

10. Le modèle est en open-source et son code est accessible à la page suivante : https://github.com/ThreeME-org/ThreeME_V3-open

Figure V – **Représentation schématique du modèle ThreeME**



Source : https://www.threeme.org/documentation

Ce modèle maximise l'utilité de chaque agent à la période t sous réserve de plusieurs contraintes, telles que l'équilibre des marchés (par exemple, la demande est égale à l'offre). Le modèle est dynamique récursif (c'est-à-dire myope), ce qui signifie qu'il optimise d'abord la période t et utilise ensuite les résultats endogènes (par exemple, les prix, les salaires et les niveaux de production) pour optimiser la période suivante (c'est-à-dire $t+1$). Une fois que le modèle a optimisé la dernière période (déterminée par l'utilisateur), il fournit la projection des paramètres endogènes, tels que les prix, le revenu des ménages, le PIB et le taux d'emploi, sur l'ensemble de l'horizon. En outre, ThreeME nécessite plusieurs paramètres exogènes : la matrice de comptabilité sociale (*Social Accounting Matrix*, SAM) de l'année de base, les prévisions de croissance de la population, celles de la productivité des facteurs, ainsi que les différentes élasticités de substitution. La SAM est une base de données complète couvrant une économie nationale, qui enregistre l'ensemble des transactions entre les agents économiques pour une date donnée (Kehoe, 1996). Les prévisions relatives à la population et à la croissance économique déterminent la disponibilité de la main-d'œuvre et les gains de productivité tendanciels. Les élasticités définissent le degré de substitution entre les facteurs de production dans les fonctions de production. Dans une fonction *Constant Elasticity of Substitution* (CES), la substitution entre les facteurs de production peut suivre soit une fonction de production linéaire, soit une fonction de production à proportion fixe (c'est-à-dire Leontief), soit une fonction de production de Cobb-Douglas. La fonction de production linéaire représente un processus de production dans lequel les facteurs de production sont des substituts parfaits (par exemple, le

travail peut être complètement remplacé par le capital). La fonction de production à proportion fixe reflète un processus de production dans lequel les facteurs de production sont requis dans des proportions fixes. Dans la fonction de production Cobb-Douglas, les intrants peuvent être substitués, même si ce n'est pas parfaitement. ThreeME repose sur une fonction de production CES imbriquée (Reynès, 2019) pour décrire la substitution entre les facteurs de production. Cette fonction de production CES, dite KLEM, combine quatre facteurs de production, le capital (K), le travail (L), l'énergie (E) et les matières (M). Les facteurs de production peuvent être substitués les uns aux autres, les paramètres d'élasticité de substitution déterminant le niveau de substitution entre chacun d'entre eux. Chaque paire (c'est-à-dire $K-E$, $KE-L$, $KEL-M$) a sa propre élasticité de substitution, qui est expliquée plus en détail dans la description du modèle (Reynès *et al.,* 2021). Une caractéristique essentielle d'un modèle macroéconomique néo-keynésien standard AS-AD (offre et demande agrégées) est que la demande détermine l'offre. La demande comprend la consommation (intermédiaire et finale), l'investissement et l'exportation, tandis que l'offre provient des importations et de la production intérieure. Par rétroaction, et avec éventuellement quelques décalages, l'offre affecte la demande par le biais de plusieurs mécanismes. Le niveau de production détermine la quantité d'intrants utilisés par les entreprises et donc la quantité de leur consommation intermédiaire et de leur investissement, qui sont deux composantes de la demande. Il détermine également le niveau de l'emploi et, par conséquent, la consommation finale des ménages. Un autre effet de l'emploi sur la demande passe par la fixation des salaires via le taux de chômage qui dépend également de la population active. Cette dernière est principalement déterminée par des facteurs exogènes tels que la démographie, mais aussi par des facteurs endogènes comme celui de la participation au marché du travail qui influe sur la population active.

2.2. Calibration de ThreeME et intégration des données de la CRE

Le modèle ThreeME pour la France a été calibré en utilisant les données des comptes nationaux disponibles auprès d'Eurostat, l'année de base étant ici 2015. Après l'année de base, le seul choc intégré est celui d'une hausse mondiale des prix de l'énergie à partir de 2021 pour représenter et isoler la dynamique observée des prix de l'énergie et permettre une analyse indépendante de toute autre variation de l'économie. La prise en compte de ce choc consiste à intégrer la hausse du *Dutch TTF* avec un coefficient de transmission de 50 %[11]. Afin de modéliser les prix à la consommation de l'énergie en France, une modification supplémentaire est apportée aux mécanismes de formation des prix à la consommation pour refléter la structure de régulation des prix mentionnée ci-dessus. Toutes les autres équations conservent la spécification canonique du modèle ThreeME standard pour la France.

2.2.1. Les prix énergétiques

Dans le cadre du modèle, les équations de prix s'appuient sur des processus d'ajustement (voir annexe 2). Dans le cadre de cet article, nous avons modifié les équations de prix à destination des ménages pour deux produits énergétiques : l'électricité et le gaz. Afin d'introduire la politique de bouclier tarifaire menée, les équations de formation de prix de ces deux produits énergétiques sont déterminées de manière exogène pour refléter le caractère administré de ces prix, que ce soit dans le cadre du scénario de référence, ou dans celui où le bouclier tarifaire est introduit en le spécifiant comme le prix observé lors de la période précédente auquel est appliqué le taux de croissance des prix déterminé par le gouvernement (et ce dans les deux scénarios).

Formellement nous l'écrivons :

$$P_{ce,t}^{CH} = \left(1+\tau_{ce,t}\right) P_{ce,t-1}^{CH} \quad (1)$$

où $P_{ce,t}^{CH}$ est l'indice de prix à la consommation à la période t des produits énergétiques ce, gaz et électricité, et $\tau_{ce,t}$, le taux de croissance annuel déterminé de manière exogène. Pour les autres biens de consommation, le mécanisme de formation des prix est celui utilisé par défaut dans le modèle, à savoir que les prix suivent un processus d'ajustement. Pour modéliser la politique, nous intégrons un prix de référence, qui correspond au prix théorique de la CRE, en plus de ce prix réglementé. Le coût de cette politique pour le gouvernement est la différence entre ces deux prix. Dans le scénario de référence, ces deux prix sont égaux, de sorte que le coût de la politique est effectivement nul. Contrairement au cadre réel de la politique du bouclier tarifaire plus étendue dans ses outils, nos simulations n'incluent pas la partie de la politique financée par les allègements fiscaux mentionnés dans la section 2.2, car les taxes concernées n'ont pas de contrepartie pour les consommateurs dans le cadre standard

11. Ce coefficient est repris de l'étude de Hernnäs et al. *(2023). Il a été estimé entre le* Dutch TTF *et le prix de vente sur le marché du gaz pendant la période entre avril 2021 et août 2022 et pour l'ensemble des états membres de l'Union européenne.*

de ThreeME. Cela implique que la comparaison des résultats des simulations concernant le coût de la politique avec le coût budgétaire observé ne peut pas être fait directement.

Afin d'obtenir les séries de prix énergétiques utilisées pour la calibration du scénario, une reconstruction du prix moyen pour le consommateur sur la base des TRV a été calculée. Ainsi pour l'électricité, la CRE publie les TRVe applicables avec le bouclier tarifaire (hors taxes et TTC) ainsi que les TRV théoriques hors taxes uniquement. Le TRV théorique TTC est recalculé en supposant que sans la mesure de bouclier tarifaire la TICFE serait restée à son niveau de fin 2021. Sur la base de ces deux séries, on utilise le consommateur type tel que défini par la CRE, soumis au tarif « bleu » de base[12] avec une consommation annuelle de 2 400 kWh, souscrivant à une puissance de 6 kVA. Ceci permet d'estimer un prix moyen par kWh en prenant en compte les coûts fixes.

De même pour le gaz, où le consommateur type de la CRE retenu pour ces travaux est celui utilisant le gaz pour un usage mixte (eau chaude, cuisson) et chauffage, avec une consommation annuelle de 13,48 MWh pour un niveau de prix local de NP2[13].

La dynamique des prix des produits énergétiques telle que modifiée dans ThreeME pour les besoins de l'étude est présentée sur la figure VI ci-dessous. À l'exception de la période 2021-2024, tous les prix évoluent de manière tendancielle de +2 % par an. Pour les prix de gros, sur la base des observations empiriques du *Dutch TTF*, nous fixons un choc de prix consistant en une augmentation de 162 % en 2021, puis de nouveau en 2022. Nous diminuons ensuite le prix de 43 % en 2023 et en 2024. Le choc impulsé jusqu'en 2021 (inclus) diffère des variations empiriques du *Dutch TTF*, car le prix moyen annuel du gaz avait atteint son point le plus bas en 2020, et a augmenté de 400 % en 2021 et 177 % en 2022. Pour les simulations ThreeME, nous avons choisi de lisser la progression du prix du gaz de l'année de base (2015) jusqu'en 2022 afin d'avoir une tendance stable dans les années antérieures à 2022 pour faciliter à la fois les calculs et l'analyse des résultats.

Le scénario de référence correspond ici à un monde sans aucune mesure d'atténuation des prix à la consommation. Par conséquent, nous utilisons l'augmentation théorique moyenne des prix (avant taxes) fixée par la CRE comme point de référence. Pour l'analyse, nous modifions ensuite cette spécification du prix à la consommation pour inclure le prix avant impôts déterminé par la politique de bouclier tarifaire.

Une dernière modification du modèle est apportée pour s'assurer que la quantité consommée réagit au changement de prix comme cela a été observé en 2022 (et corrigé des effets météorologiques) avec une diminution de la consommation d'électricité et de gaz de respectivement 1,7 % et 6,2 %[14]. Nous calibrons la part de consommation incompressible dans le système de demande des ménages pour ces produits afin de reproduire la baisse de consommation imputée pour les années 2022 et 2023.

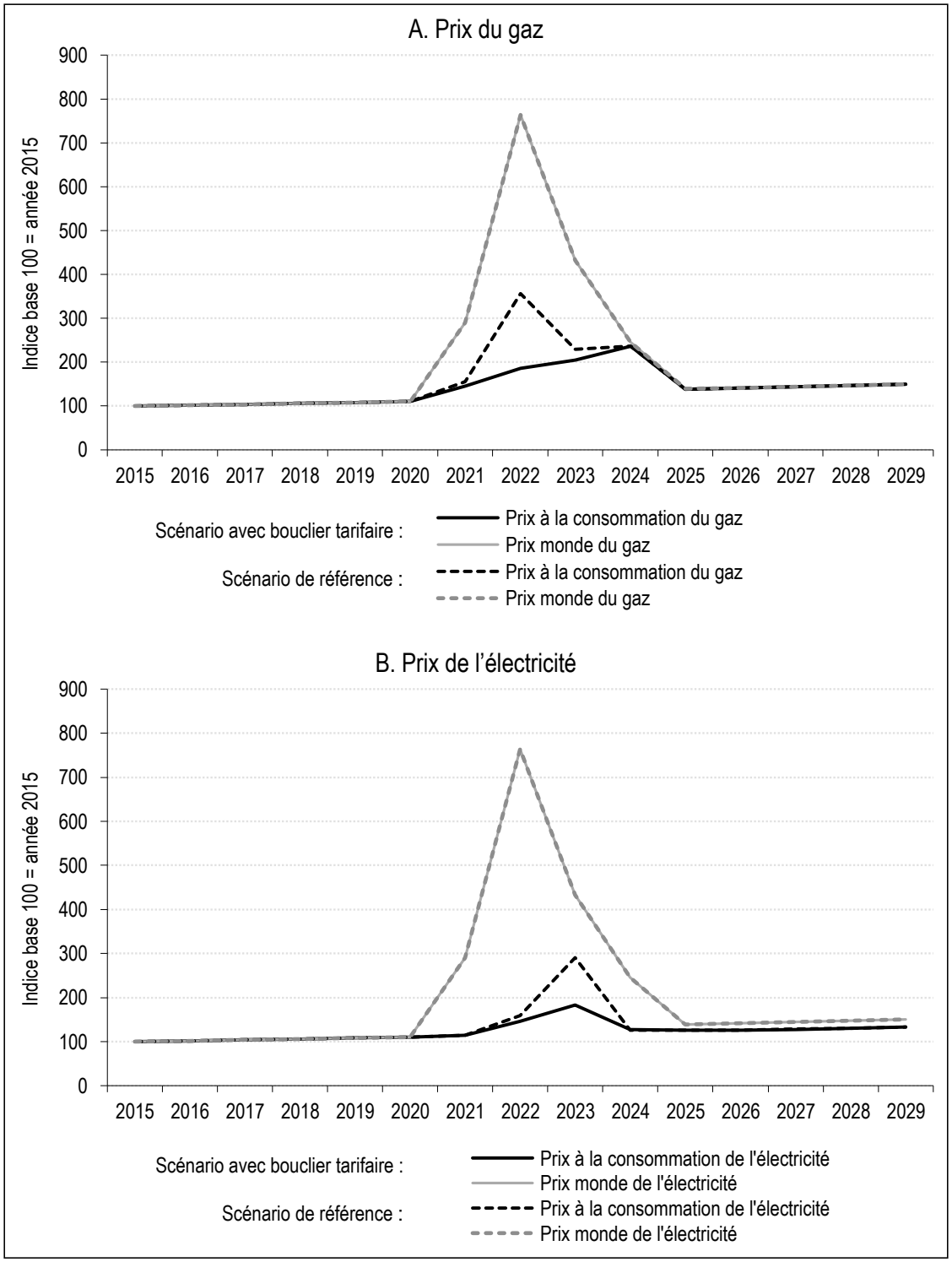
3. Résultats

Nous avons effectué des simulations avec le modèle ThreeME sur une période de 35 ans, à partir de l'année de base 2015 (date à laquelle le modèle est calibré à partir des données d'Eurostat) et pour les deux scénarios décrits ci-dessus.

Le scénario de référence auquel est comparé le scénario avec bouclier tarifaire dans la suite de notre analyse est une variante, dans laquelle un choc sur les prix mondiaux de l'énergie vient perturber l'état stationnaire de ThreeME (*steady-state*), ainsi qu'une évolution déterminée de manière exogène des prix à la consommation des ménages reflétant la politique de tarification de l'énergie en France. Le scénario stationnaire, quant à lui, est construit avec un taux de croissance à 1,25 % et une inflation stable à 2 % et la figure VII propose une comparaison entre les scénarios avec choc des prix et cet état stationnaire, afin de mieux appréhender l'effet de la crise modélisée par la suite. Sur ce graphique, nous pouvons voir que le choc des prix introduit engendre à son pic en 2023 une baisse du PIB de l'ordre de 0,4 % menée par la baisse de la consommation des ménages de plus de 1,6 %. Nous observons une hausse de l'investissement, malgré la baisse d'activité attendue pendant la crise, provenant de la substitution entre les facteurs de production énergie et capital face à la hausse des prix énergétiques. La hausse du PIB de 2021 est attribuable à la baisse des importations de gaz, le choc des prix de l'électricité n'intervenant qu'en 2022.

12. Le TRVe déterminé par la CRE est défini pour les tarifs réglementés dits « de base », mais aussi pour les contrats Heures pleines / Heures creuses et plus récemment les contrats de l'offre « Tempo ».
13. Soit le niveau de prix applicable au plus grand nombre des consommateurs dans la classification interne à la CRE.
14. La consommation d'électricité est fixée à un niveau de 414 TWh (contre 435 TWh en 2021) et celle de gaz à 431 TWh (contre 471 TWh en 2021).

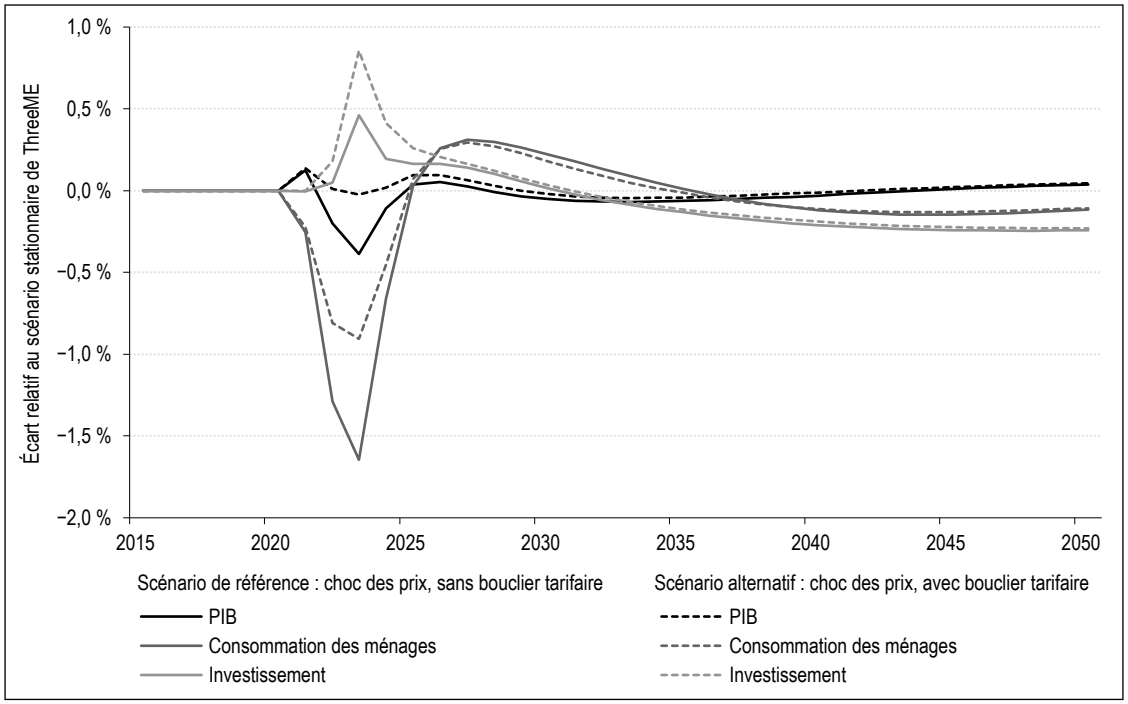
Figure VI – **Aperçu de la calibration des prix énergétiques dans le modèle ThreeME**



Source : simulations ThreeME.

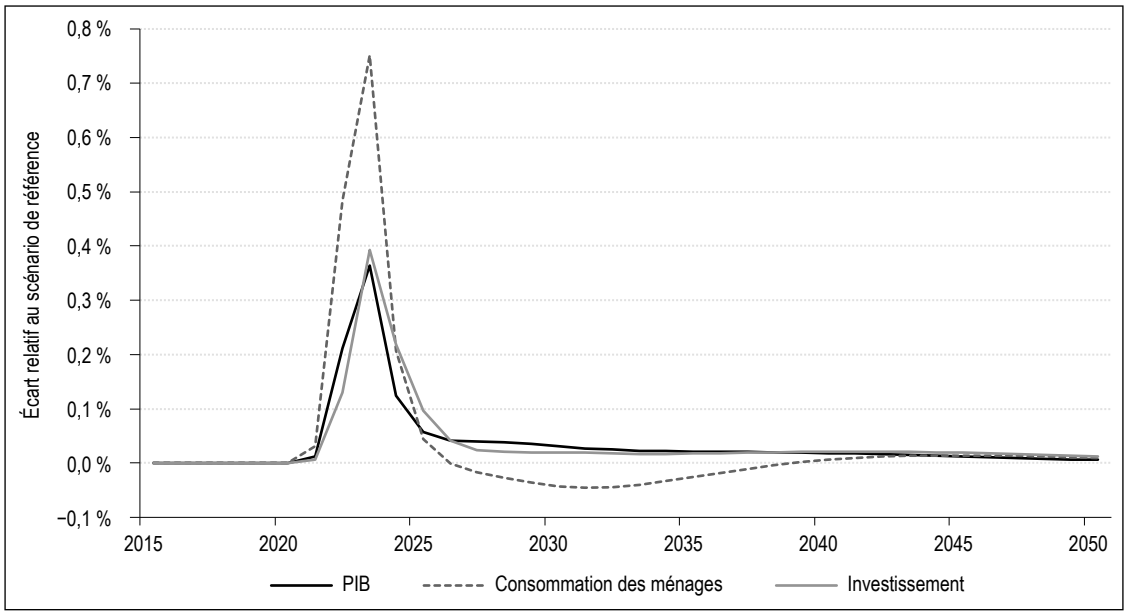
Le troisième scénario, dit « avec bouclier tarifaire », inclut la mesure de contrôle des prix par le bouclier tarifaire portant sur le gaz et l'électricité pour les consommateurs particuliers. Il est important de rappeler que nous n'incluons aucun autre choc de prix tel que le pic d'inflation observé depuis le second semestre 2022, et que nous ne modélisons pas non plus le choc Covid-19 dans l'économie. L'objectif est d'isoler le choc des prix de l'énergie ainsi que sa réponse politique. Par conséquent, la plupart des résultats de la simulation doivent être appréciés en termes de différence relative entre le scénario alternatif et le scénario de référence.

Figure VII – **Les scénarios de choc des prix par rapport au scénario stationnaire de ThreeME**



Note : les variables sont données en volume.
Source : simulations ThreeME.

Figure VIII – **Impact du bouclier tarifaire : PIB et ses composantes nationales**



Note : les variables sont données en volume.
Source : simulations ThreeME.

Nous constatons que l'intégration du bouclier tarifaire augmente le PIB réel de 0,2 % en 2022 et de 0,4 % en 2023, comme le montre la figure VIII. Cette augmentation est principalement due à la consommation des ménages, qui est supérieure de 0,8 % en 2022 à ce qu'elle serait sans aucune mesure prise pour atténuer l'inflation des prix de l'énergie. Cela nous indique que la politique permet en effet de préserver le pouvoir d'achat des consommateurs, comme le montre la différence de consommation d'énergie.

Pour compléter la lecture de ces résultats, la figure VII nous indique que le bouclier

tarifaire divise presque par deux la baisse de la consommation des ménages en 2023, et annule quasiment la perte d'activité en 2022 et 2023 engendrée par le choc des prix.

Pour le gaz naturel, en 2022, la consommation diminue de 5,2 % au lieu de 17,3 % (voir la figure A1-I dans l'annexe 1). Des résultats similaires sont trouvés pour la consommation d'électricité en 2023 qui diminue de 5,9 % au lieu de 16,4 %.

Le solde du commerce extérieur, déjà déficitaire, se dégrade davantage (figure IX) car les importations augmentent en raison d'une demande accrue des ménages. En outre, étant donné que la majeure partie du gaz consommé en France est importée[15], la baisse de son prix à la consommation par le biais du bouclier tarifaire en augmente la demande. En conséquence, nos simulations montrent une augmentation par rapport au scénario de référence du déficit commercial de 0,21 point de PIB en 2022 et 0,16 en 2023.

L'évolution relative au scénario de référence des importations et exportations sur le moyen-terme est présentée dans l'annexe 1 (voir la figure A1-II). On y retrouve le pic de l'augmentation des importations lorsque que le bouclier tarifaire est en place, puis une augmentation des exportations post-crise grâce à des termes de l'échange favorables avec des prix domestiques subventionnés. Pour autant, le solde commercial (figure IX) continue de se dégrader, mais dans une moindre mesure, par rapport à celui du scénario de référence. Cette dégradation s'arrête en 2030[16].

3.1. Évaluation du coût budgétaire

En ce qui concerne les finances publiques, les dépenses publiques nominales augmentent de 0,7 % en 2022 et de 0,8 % en 2023, principalement en raison du coût de la politique. En 2022, le coût de la politique est estimé dans ces simulations à environ 0,6 % du PIB nominal, le coût du bouclier tarifaire pour l'électricité représentant 15 % du coût total, le coût de la politique du gaz constituant le reste du coût (c'est-à-dire 85 %, voir la figure XI).

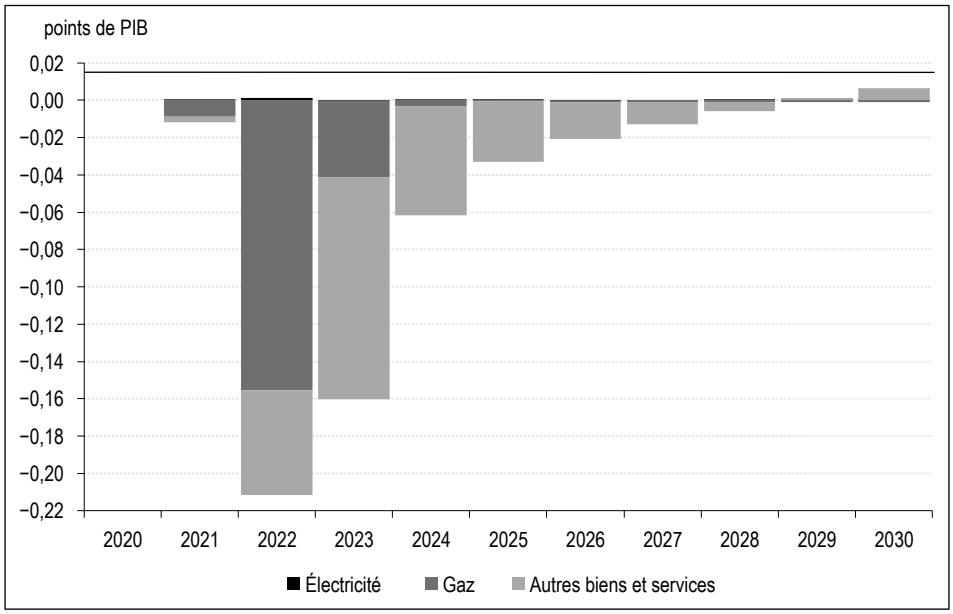
L'année suivante, le coût associé au bouclier tarifaire pour l'électricité connaît une augmentation significative. Cette hausse résulte de l'intégration, dans le tarif réglementé, des coûts destinés à compenser les prix élevés du gaz sur le marché de gros, qui n'avaient pas été pris en considération l'année précédente. Par conséquent, le coût total de cette politique s'élève à environ 0,7 % du PIB nominal pour l'année en question, avec l'électricité représentant approximativement 90 % de cette charge.

En revanche, concernant le gaz naturel, la diminution des prix de gros sur le marché entraîne

15. L'électricité, en revanche, est essentiellement produite en France. Les ratios de consommation d'énergie des ménages dans ThreeME sont approximativement de l'ordre de 99 % pour l'électricité produite localement, alors que le gaz est importé à 99 %.

16. Le solde commercial en niveau reste déficitaire. À plus long-terme (2050), le déficit commercial du scénario avec bouclier tarifaire redevient plus fort que celui du scénario de référence.

Figure IX – **Solde du commerce extérieur ventilé par produit en points de PIB nominal (en différence absolue au scénario de référence)**



une baisse du coût du bouclier tarifaire[17]. Comme le précise la CRE, même si le prix théorique du gaz pourrait être plus bas, il est fixé à hauteur du prix réglementé pour le deuxième trimestre 2023, annulant de fait le coût de la politique pour l'instant jusqu'à la fin de l'année[18]. Cette diminution est également attribuable à la fin du bouclier tarifaire du gaz en juin 2023 ainsi qu'à la fin des tarifs réglementés.

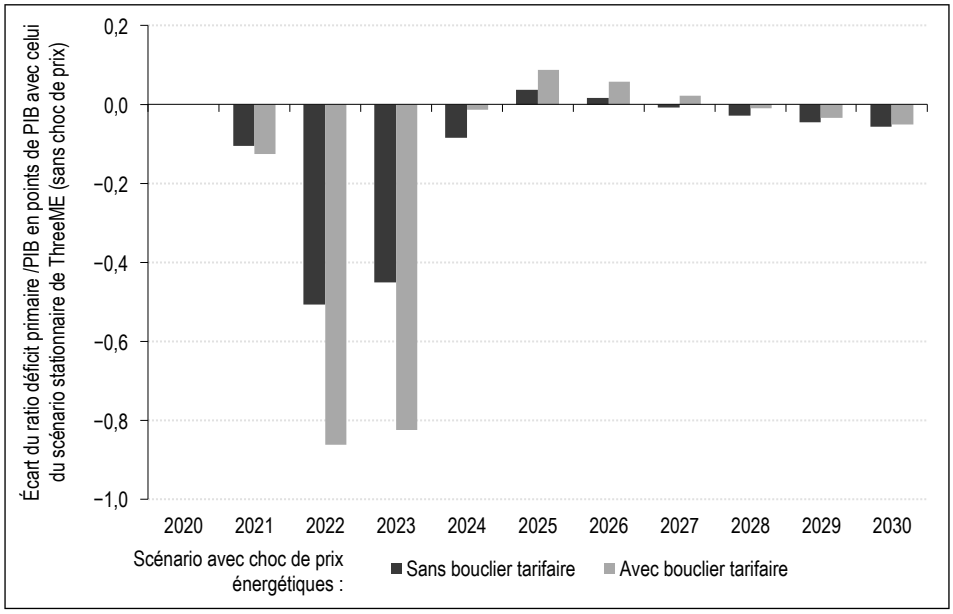
En raison du coût associé au bouclier tarifaire, le déficit public (figure X) se dégrade davantage par rapport au scénario de référence, qui intègre déjà un premier choc lié à la contraction de l'activité économique.

Dans le cadre du modèle utilisé, les taux d'intérêt sont considérés comme exogènes et ne réagissent

17. Nous avons réalisé un scénario alternatif dans lequel le prix théorique du gaz était fixé en fonction de la baisse des prix TTF, tout en ayant une politique forçant le prix à la consommation à être 15 % plus élevé que l'année précédente, comme le dicte la politique du bouclier énergétique. Cette configuration finit par générer un prix réglementé supérieur au prix théorique, créant ainsi un coût négatif (c'est-à-dire un revenu) de la politique du gaz.

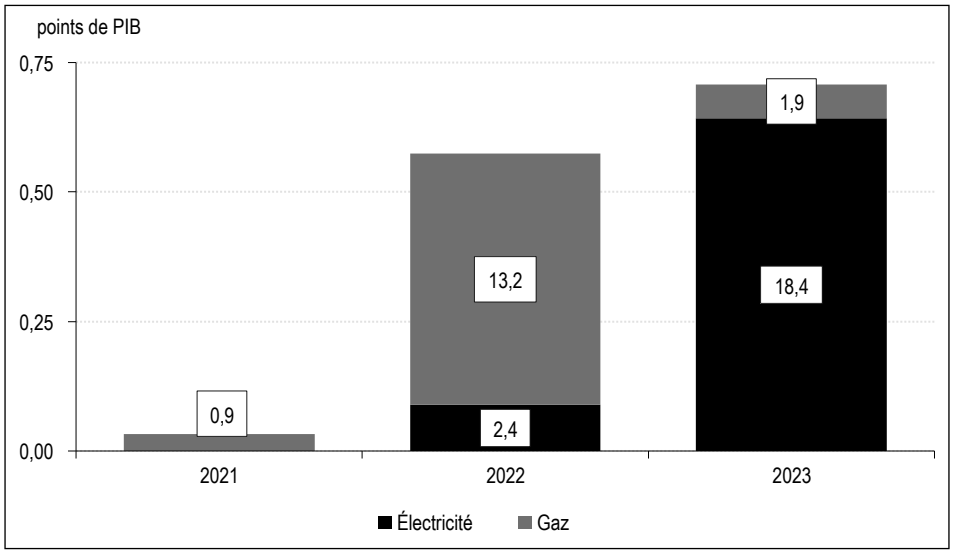
18. La politique du gaz n'est applicable qu'au premier semestre de l'année 2023, ce qui réduit encore son coût.

Figure X – **Déficit primaire rapporté au PIB nominal par scénario**



Note : le ratio déficit primaire/PIB du scénario stationnaire de ThreeME est de −0,9 pt de PIB. Ainsi même quand l'écart avec ce dernier est positif, comme à l'année 2025 par exemple, le solde primaire reste largement déficitaire.
Source : simulations ThreeME.

Figure XI – **Évaluation des coûts de la politique du bouclier tarifaire**



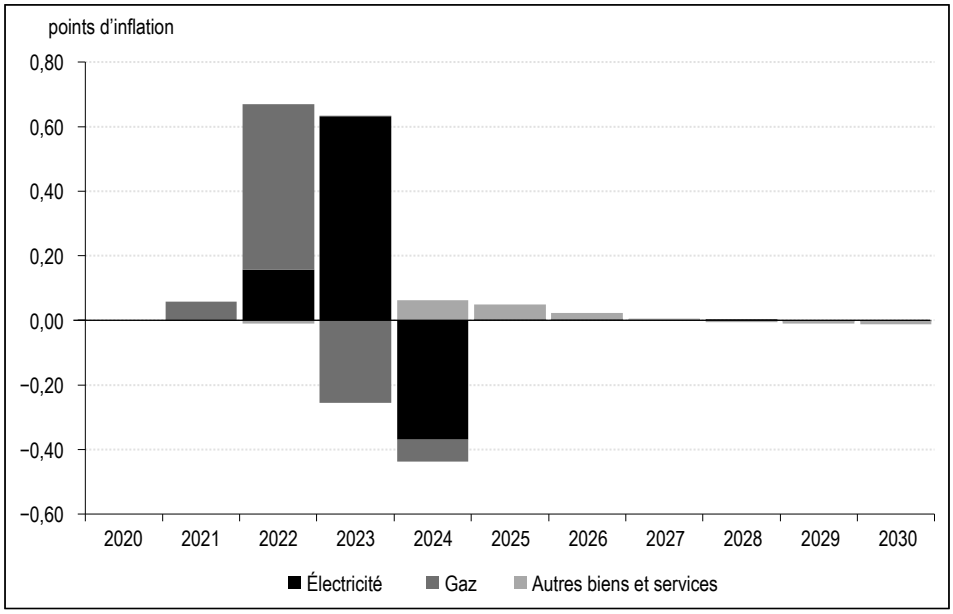
Note : les montants en euros affichés sont calculés dans le cadre des simulations ThreeME et ne peuvent être directement comparés aux coûts réels.
Source : simulations ThreeME.

pas à l'inflation. Ainsi, bien que l'inflation aggrave le déficit pendant la crise, la baisse des prix observée après celle-ci exerce un effet favorable sur la charge de la dette accumulée dans le calcul du solde primaire. Cependant, cet effet demeure transitoire. Par la suite, une nouvelle dégradation légère mais durable du déficit rapporté au PIB nominal est observée, attribuable à une relance économique insuffisante.

À l'horizon 2030, le multiplicateur budgétaire reste inférieur à 1, atteignant un niveau de 0,6. La réduction de l'inflation permise par les mesures du bouclier tarifaire, ainsi que le surcroît d'activité économique généré par la protection des prix de l'énergie, ne parviennent pas à compenser le coût à long terme de cette politique.

Pendant la période où le bouclier tarifaire est effectif, nous avons constaté une réduction globale de l'inflation de 0,6 pp en 2022 et de 0,4 pp en 2023 (figure XII). En 2024, les prix de l'énergie augmentent davantage que dans le scénario de référence, contribuant ainsi à une hausse globale de l'inflation de 0,4 pp (la contribution de l'énergie à la différence d'inflation est de 0,4 pp). Le bouclier tarifaire conduit également à modérer l'inflation sur les biens et services non énergétiques via une réduction de l'inflation moindre sur la période considérée.

Figure XII – **Effet du bouclier tarifaire sur l'inflation par contribution (en écart relatif par rapport au scénario de référence)**



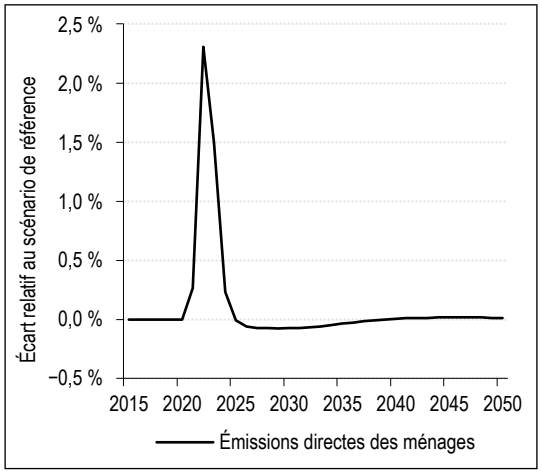
Source : simulations ThreeME.

L'objectif du bouclier tarifaire étant de maintenir le pouvoir d'achat des ménages en modérant la hausse des prix de l'énergie, le résultat sur la dynamique des émissions est sans surprise similaire à celle de la consommation énergétique, ce qui se traduit par une augmentation des émissions directes de gaz à effet de serre par les ménages par rapport au scénario de référence, culminant à 2,5 % en 2023 avant de refluer à leur niveau initial (figure XIII).

3.2. Tests de sensibilité

Les résultats simulés dépendent au premier ordre de la distribution des paramètres retenue dans la calibration du modèle, que ce soit sur la sensibilité à un changement de prix (les élasticités-prix), ou dans la vitesse à laquelle ces réactions se

Figure XIII – **Émissions directes des ménages (en écart relatif par rapport au scénario de référence)**



Source : simulations ThreeME.

réalisent (les paramètres d'ajustement). Afin de pouvoir apprécier la sensibilité de nos résultats macroéconomiques au choix de ces paramètres, nous avons simulé pour le même scénario de bouclier tarifaire, plusieurs variantes se différenciant par le choix de la valeur de l'élasticité de substitution η^{LESCES} dans l'équation de propension marginale à consommer (équation 24 de l'annexe 2). Dans le scénario central, nous retenons une valeur d'élasticité-prix égale à −0,5 et testons dans cette partie six valeurs alternatives $\{-1;-0,8;-0,6;-0,4;-0,2;0\}$.

Nous trouvons ainsi que l'effet du bouclier tarifaire sur la consommation reste dans un intervalle compris entre 0,39 % (élasticité à −1) et 0,64 % (élasticité à 0) pour 2022 et entre 0,57 % et 1,03 % pour 2023, avec une convergence très rapide autour de la valeur centrale des effets observés une fois la politique levée (figure XIV). L'effet mesuré via la variation du PIB, reste similaire, avec des effets compris dans un intervalle entre 0,48 % (élasticité-prix à −1) et 0,28 % (élasticité-prix à 0). Ces tests nous indiquent que si l'amplitude de l'effet observé dépend fortement du choix de valeur retenu pour ce paramètre, les dynamiques macroéconomiques que nous trouvons, elles, restent valides.

4. Discussion

La mise en place du bouclier tarifaire a démontré une efficacité notable dans la réalisation de ses objectifs initiaux, notamment la préservation du pouvoir d'achat des consommateurs et la maîtrise d'une inflation élevée. En 2022 et en 2023, une réduction significative de la consommation d'énergie a été observée, imputable non seulement à la hausse des prix et à des conditions météorologiques favorables, mais également à un climat d'incertitude concernant l'évolution des prix futurs.

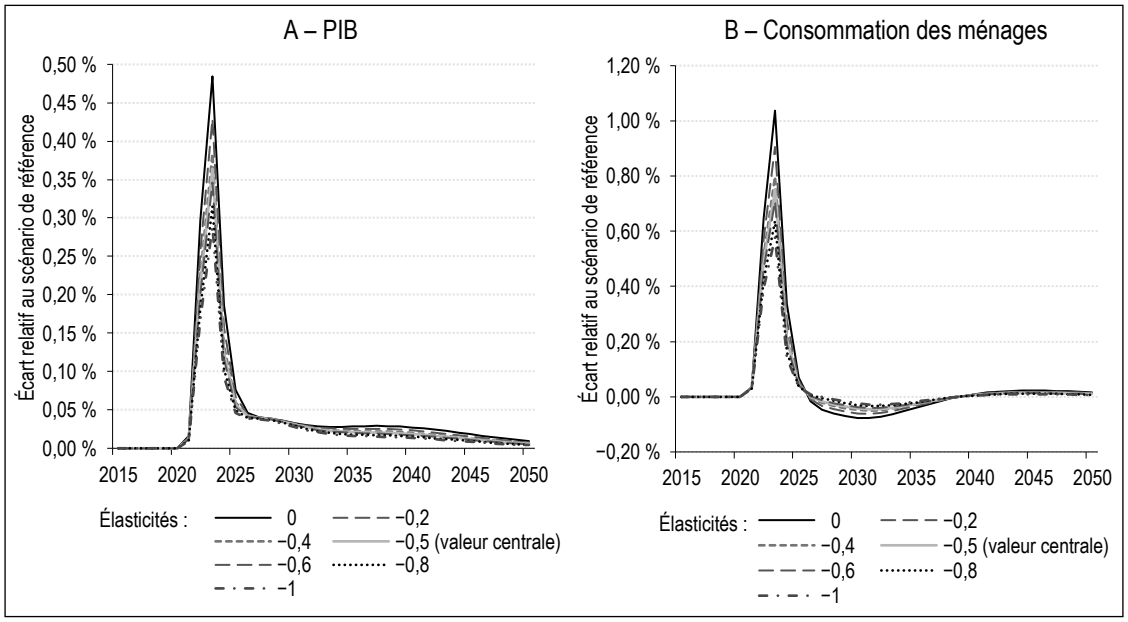
Concernant l'inflation, l'Institut national de la statistique et des études économiques (Insee) estime que cette politique a permis de réduire de moitié les niveaux d'inflation en France (Bourgeois & Lafrogne-Joussier, 2022).

Concernant l'efficacité globale, le choix de ce type de politique soulève plusieurs interrogations, tant sur ses implications économiques à long terme que sur ses impacts structurels. L'un des inconvénients majeurs de ce type de politique publique est qu'elle neutralise le signal-prix, et ne conduit donc pas nécessairement les ménages à modérer leur consommation autant qu'ils le feraient en son absence. À titre de comparaison, le système allemand intègre mieux cette dimension de signal-prix en ne protégeant qu'une partie de la consommation[19], le reste étant tarifé au prix du marché[20].

La France a mis en œuvre une politique qui bénéficie à tous les consommateurs, comme cela a été le cas avec la réduction des prix de l'essence par

19. 80 % de la consommation passée.
20. Il faut cependant noter qu'il n'y a pas de distinction entre la consommation en heures creuses et en heures pleines, et donc d'incitation à modérer la consommation au moment où le coût de production est le plus élevé.

Figure XIV – **Effets sur la consommation des ménages et le PIB selon plusieurs valeurs d'élasticité-prix dans la fonction de demande des ménages**



Source : simulations ThreeME.

le gouvernement, sans ciblage retenu. Comme nous l'observons dans nos résultats, la consommation des ménages est plus élevée lorsque le bouclier est en place. Le ciblage de la mesure permettrait d'éviter de subventionner la consommation de ménages relativement insensibles aux variations des prix de l'énergie, tout en aidant des ménages à faibles revenus à sortir de la pauvreté énergétique, conformément aux conclusions de Chaton & Gouraud (2020). Afin de simuler une telle spécification dans ThreeME, il aurait fallu intégrer dans le modèle une distinction entre les ménages par classe selon leur niveau de revenu, ce que la version du modèle utilisée ici n'a pas permis. Des résultats similaires, sinon meilleurs, auraient sans doute pu être obtenus si les conditions de ressources des ménages avaient pu être prises en compte.

Nous avons indiqué que le coût de la politique dépendait non seulement du système de tarification mais aussi, comme attendu, du prix du gaz sur le marché de gros. Ces prix sont très volatils (comme le montre la figure III), ce qui signifie que la prévision du coût final de la politique est très incertaine et dépend du prix à un moment donné. Le Ministère français des finances a produit plusieurs prévisions à environ six mois d'intervalle dans le cadre de ses exercices budgétaires annuels, depuis celle pour le budget annuel 2023, publiée en septembre 2022, à une dernière révision en date dans le cadre du Programme de Stabilité 2024, publiée en avril 2024. La baisse des prix spot du gaz observée depuis fin août 2022 a permis de réduire drastiquement le coût global de la mesure par rapport aux premières estimations faites par le gouvernement. Par exemple, pour l'année 2023, l'estimation du coût du bouclier gazier s'élevait initialement à 9,8 milliards d'euros ; le prix pour le *Dutch TTF* était le plus élevé. Cette estimation a été révisée à 2 milliards d'euros en avril 2024, après une baisse significative des prix (cf. figure IV). Les cotations du *Dutch TTF* sont depuis revenues à des niveaux similaires à ceux antérieurs à la crise énergétique.

Bien que cela ne semble pas être un problème en soi, car une politique moins coûteuse est en principe toujours souhaitable, d'autant plus qu'elle intervient après plusieurs années d'augmentation des dépenses non programmées, il est toutefois difficile d'écarter, surtout en ces temps d'incertitude, la possibilité d'une situation inverse, où la hausse des prix énergétiques se serait prolongée, aggravant alors le coût pour les finances publiques.

Cela pose la question des dépenses non planifiées pour les décideurs politiques, dont les conséquences vont de la remise en question de la crédibilité de la politique économique à un accroissement imprévu de la dette publique. On peut également avancer qu'une surestimation du coût budgétaire peut entraîner des effets d'éviction pour les finances publiques, affectant in fine l'arbitrage entre différentes politiques au sein d'un budget qui aurait pu être plus efficace.

Le travail présenté ici a pour but principal l'évaluation d'une politique de blocage de prix en temps de crise. Cette évaluation se heurte néanmoins à quelques limites posées par le cadre de la modélisation choisi qu'il convient de mentionner ici.

Pour ce qui est de l'évaluation des coûts du bouclier tarifaire, nous notons que nos résultats diffèrent des estimations du gouvernement (cf. figure IV), même en supprimant les coûts effectifs de l'allègement fiscal que nous n'avons pas pris en compte dans ThreeME. Ceci suggère que les estimations du gouvernement pourraient être basées sur une estimation différente du prix théorique. Aux dernières estimations du gouvernement (PSTAB 2024) la partie « compensation aux fournisseurs » du bouclier tarifaire gaz est estimée à 4,5 Mds d'euros en 2022 et 2 Mds en 2023 (contre 13,2 Mds et 1,9 Md dans nos simulations). Pour le bouclier tarifaire de l'électricité, les estimations du gouvernement sont à 10,3 Mds d'euros en 2022 et 15,5 Mds en 2023 (contre 2,4 Mds et 18,4 Mds dans nos simulations). Il apparaît donc que nos simulations surestiment le coût du bouclier gaz en 2022, et donnent une répartition temporelle différente des coûts du bouclier électricité.

Néanmoins, les sommes totales sur les deux ans restent comparables, même si elles sont légèrement surestimées avec en 2022 14,8 Mds d'euros (PSTAB 2024) contre 15,6 Mds (ThreeME) et en 2023 17,5 Mds d'euros (PSTAB 2024) contre 20,3 Mds (ThreeME). Notre étude n'intègre pas une partie du dispositif qui forme le bouclier tarifaire, à savoir les allègements fiscaux sur le gaz et l'électricité qui avaient également contribué à faire baisser les prix. Nous notons que bien que le modèle présente des comportements plutôt linéaires, il n'est pas pour autant forcément possible dans ce cas précis d'évaluer par extrapolation l'effet de la politique du bouclier tarifaire dans son entièreté, c'est-à-dire en ajoutant la partie liée aux allègements fiscaux omis de ce travail. Ces derniers ne concernent que le bouclier tarifaire de l'électricité, alors que les simulations produites proposent les résultats croisés de celui du gaz et de l'électricité.

Une autre limite de ce travail concerne la modélisation du commerce extérieur. Le modèle est construit pour la France et bien que l'économie soit ouverte, celle-ci n'est représentée que par une composante « reste du monde » avec peu de réaction autre qu'une demande mondiale réagissant aux évolutions de prix relatifs. Dans le cadre de cet exercice, le reste du monde n'est pas affecté par le choc de prix énergétique : nous sommes donc dans un cadre d'analyse imparfait pour retranscrire l'ensemble des chocs induits par la hausse brutale des prix de l'énergie en Europe. Une des conséquences directes serait une baisse de la demande adressée à la France par ses partenaires commerciaux, au premier ordre ceux membres de l'Union européenne, ce qui aurait à priori amplifié le déficit commercial via une baisse des exportations accrue. Les réponses politiques des autres pays au choc des prix sont également inexistantes, alors que nos principaux partenaires européens ont eux aussi mis en place des mesures d'atténuation des prix et de protection de leurs économies ayant des effets de contagion sur les prix de l'énergie comme le montrent Bayer *et al.* (2023). À ce titre, les résultats sur le commerce extérieur pourraient être moins favorables à l'économie française.

* *
*

Il ressort de ce travail de simulation que le système de bouclier tarifaire a préservé l'activité économique avec, relativement à un scénario de référence sans bouclier tarifaire, un PIB plus élevé de 0,2 % en 2022 et de 0,4 % en 2023, pour un coût budgétaire relativement élevé estimé à 0,5 % du PIB nominal en 2022 et 0,7 % en 2023. Nous estimons un multiplicateur budgétaire sur les huit années suivant la mise en place de cette politique à 0,6. Par ailleurs la consommation des ménages reste supérieure de 0,75 % pour 2022 à ce qu'elle aurait été sans la mesure.

Il est cependant important de rappeler le contexte d'urgence dans lequel ces politiques ont été mises en œuvre, et la rapidité avec laquelle elles ont dû être déployées, notamment en reproduisant un instrument existant, déjà utilisé pour les départements et régions d'outre-mer.

Ainsi, même si le bouclier tarifaire a permis de maintenir l'inflation à des niveaux plus tolérables, notamment pour les ménages les plus exposés, il reste difficile de considérer cette mesure comme pérenne, car elle intègre trop peu la dimension de l'efficacité dans la dépense publique et va à l'encontre des politiques de transition bas-carbone. Introduire une subvention indirecte à la consommation finale d'énergie conduit à un brouillage du signal prix alors que celui-ci aurait pu mener à davantage de modération des consommations énergétiques.

Ce travail constitue une première approche de modélisation tirant partie d'un modèle (ThreeME) en mesure de représenter les spécificités sectorielles d'un choc ciblé de prix. Une extension de ce travail serait d'intégrer pleinement les autres composantes du bouclier tarifaire comme les transferts directs aux ménages ou les exemptions de taxes sur les produits énergétiques pour permettre d'affiner le chiffrage des montants budgétaires. Cette évaluation de politique publique par un modèle qui allie une composante climat et énergie à un cadre d'analyse macroéconomique multisectoriel souligne également l'importance pour les institutions de davantage intégrer aux grilles de lecture traditionnelles ces considérations dans la décision de la politique publique, et ce également quand elle s'applique à répondre à des problématiques conjoncturelles. □

BIBLIOGRAPHIE

Ari, A., Arregui, N., Black, S., Celasun, O., Iakova, D., Mineshima, A., Mylonas, V., Parry, I., Teodoru, I. & Zhunussova, K. (2022). Surging Energy Prices in Europe in the Aftermath of the War: How to Support the Vulnerable and Speed up the Transition Away from Fossil Fuels. IMF, *Working Papers* 2022/152. https://www.imf.org/-/media/Files/Publications/WP/2022/English/wpiea2022152-print-pdf.ashx

Armington, P. S. (1969). A Theory of Demand for Products Distinguished by Place of Production (Une théorie de la demande de produits differencies d'apres leur origine) (Una teoria de la demanda de productos distinguiendolos segun el lugar de produccion). *Staff Papers*, 16(1), 159–178. https://doi.org/10.2307/3866403

Auclert, A., Monnery, H., Rognlie, M. & Straub, L. (2023). Managing an Energy Shock: Fiscal and Monetary Policy. NBER, *Working Papers* 31543. https://ideas.repec.org/p/nbr/nberwo/31543.html

Bayer, C., Kriwoluzky, A., Müller, G. J. & Seyrich, F. (2023). Hicks in HANK: Fiscal Responses to an Energy Shock. CRC TR 224 *Discussion Paper Series* crctr224_2023_474. University of Bonn; University of Mannheim, Germany. https://ideas.repec.org/p/bon/boncrc/crctr224_2023_474.html

Blanchard, O. & Katz, L. F. (1999). Wage Dynamics: Reconciling Theory and Evidence. *American Economic Review*, 89(2), 69–74. https://doi.org/10.1257/aer.89.2.69

Bourgeois, A. & Lafrogne-Joussier, R. (2022). La flambée des prix de l'énergie : un effet sur l'inflation réduit de moitié par le « bouclier tarifaire ». *Insee Analyses* N° 75. https://www.insee.fr/fr/statistiques/6524161

Brown, M. & Heien, D. (1972). The S-Branch Utility Tree: A Generalization of the Linear Expenditure System. *Econometrica: Journal of the Econometric Society*, 40(4), 737–747. https://doi.org/10.2307/1912967

Callonnec, G. & Cancé, R. (2022). Évaluation macroéconomique de la Stratégie nationale bas-carbone (SNBC2) avec le modèle ThreeME. Ministère de la Transition Écologique, *Document de travail*, février 2022. https://www.ecologie.gouv.fr/sites/default/files/documents/%C3%89valuation%20macro%C3%A9conomique%20de%20la%20Strat%C3%A9gie%20nationale%20bas-carbone_0.pdf

Callonnec, G., Landa, G., Malliet, P. & Reynes, F. (2013). Macro-economic assessment of energy visions 2030-2050 by the ADEME-Technical document. ADEME. https://librairie.ademe.fr/ged/6711/evaluation-macroeconomique-visions-energetiques-2030-2050-med00090136.pdf

Chaton, C. & Gouraud, A. (2020). Simulation of fuel poverty in France. *Energy Policy*, 140, 111434. https://doi.org/10.1016/j.enpol.2020.111434

Fishbone, L. G. & Abilock, H. (1981). Markal, a linear-programming model for energy systems analysis: Technical description of the BNL version. *International Journal of Energy Research*, 5(4), 353–375. https://doi.org/10.1002/er.4440050406

Hamdi-Cherif, M., Malliet, P., Plane, M., Reynes, F., Saraceno, F. & Tourbah, A. (2022). *Greening Europe: 2022 European Public Investment Outlook*. Open Book Publishers. https://www.openbookpublishers.com/books/10.11647/obp.0328

Hernnäs, H., Johannesson-Lindén, Å., Kasdorp, R. & Spooner, M. (2023). Pass-through in EU electricity and gas markets. *Quarterly Report on the Euro Area (QREA)*, 22(2), 23–34. https://ideas.repec.org/a/euf/qreuro/0222-02.html

Heyer, E., Reynès, F. & Sterdyniak, H. (2007). Structural and reduced approaches of the equilibrium rate of unemployment, a comparison between France and the United States. *Economic Modelling*, 24(1), 42–65. https://doi.org/10.1016/j.econmod.2006.06.005

IEA (2023). *Europe's energy crisis: Understanding the drivers of the fall in electricity demand*. https://www.iea.org/commentaries/europe-s-energy-crisis-understanding-the-drivers-of-the-fall-in-electricity-demand

Kehoe, T. J. (1996). Social Accounting Matrices And Applied General Equilibrium Models. Federal Reserve Bank of Minneapolis, *Working Paper* 563. https://users.econ.umn.edu/~tkehoe/papers/wp563.pdf

Klein, C. & Simon, O. (2010). Le modèle MÉSANGE : nouvelle version réestimée en base 2000. *Document de Travail de la DGTPE* N° 2010/02, 66–205. https://www.tresor.economie.gouv.fr/Articles/c8c71bdc-bc87-4430-b593-ea0ba60c01cf/files/85b1504b-4967-4f7d-92b0-ec96b4d920df

Langot, F., Malmberg, S., Tripier, F. & Hairault, J.-O. (2023). The Macroeconomic and Redistributive Effects of Shielding Consumers from Rising Energy Prices: the French Experiment. CEPREMAP, *Working Papers* 2305. https://ideas.repec.org/p/cpm/docweb/2305.html

Layard, R., Nickell, S. J. & Jackman, R. (2005). *Unemployment: Macroeconomic performance and the labour market*. Oxford University Press on Demand.

Loulou, R., Remme, U., Kanudia, A., Lehtila, A. & Goldstein, G. (2005). *Documentation for the TIMES model part II*. Energy Technology Systems Analysis Programme.

Malliet, P., Reynès, F., Landa, G., Hamdi-Cherif, M. & Saussay, A. (2020). Assessing short-term and long-term economic and environmental effects of the COVID-19 crisis in France. *Environmental and Resource Economics*, 76(4), 867–883. https://link.springer.com/article/10.1007/s10640-020-00488-z

Reynès, F. (2010). The Phillips curve as a more general model than the Wage Setting curve. OFCE, *Working Paper* 2010-28.

Reynès, F. (2019). The Cobb–Douglas function as a flexible function: A new perspective on homogeneous functions through the lens of output elasticities. *Mathematical Social Sciences*, 97, 11–17. https://doi.org/10.1016/j.mathsocsci.2018.10.002

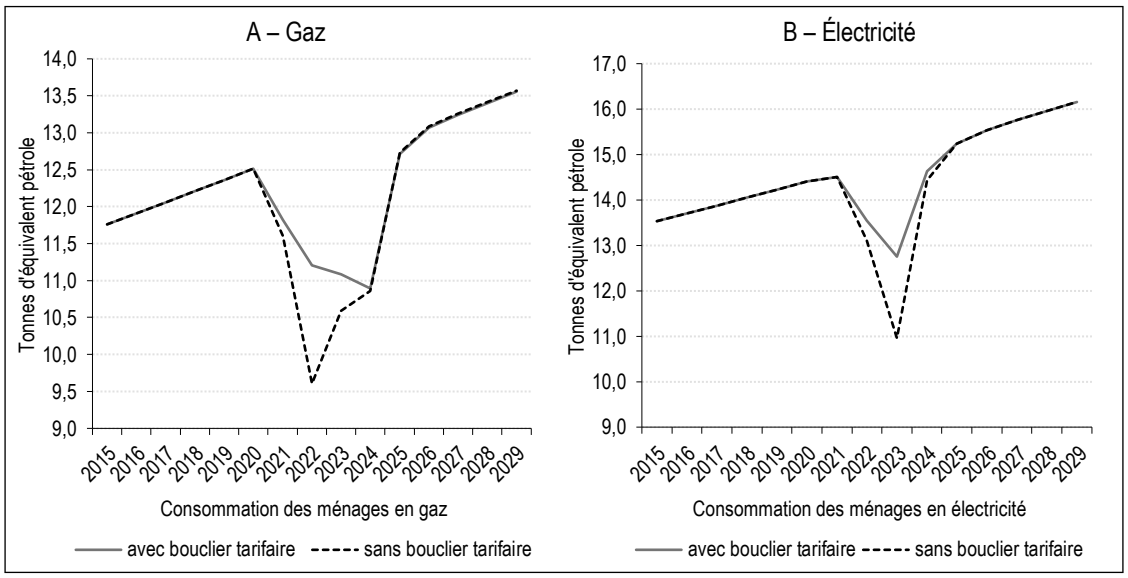
Reynès, F., Callonnec, G., Saussay, A., Landa, G., Malliet, P., Gueret, A., Hu, J., Hamdi-Cherif, M. & Gouëdard, H. (2021). *ThreeME Version 3 Multi-sector Macroeconomic Model for the Evaluation of Environmental and Energy Policy: A full description*. February 2021.

Sgaravatti, G., Tagliapietra, S., Trasi, C. & Zachmann, G. (2023). National policies to shield consumers from rising energy prices. *Bruegel Datasets*. https://www.bruegel.org/dataset/national-policies-shield-consumers-rising-energy-prices

ANNEXE 1

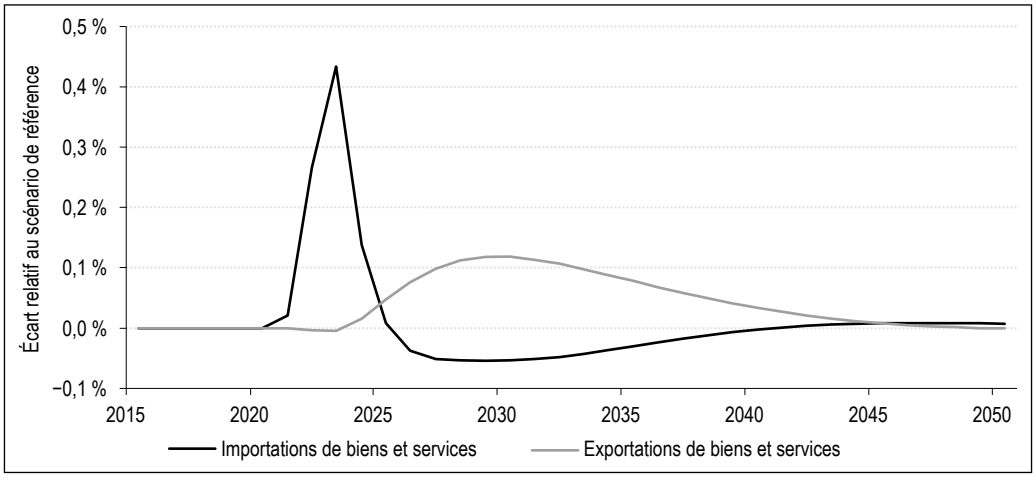
RÉSULTATS

Figure A1-I – **Consommation énergétique des ménages**



Source : simulations ThreeME.

Figure A1-II – **Impact du bouclier tarifaire sur le commerce extérieur (en différence relative avec le scénario référence)**



Source : simulations ThreeME.

ANNEXE 2

DESCRIPTION DES PRINCIPALES ÉQUATIONS DE ThreeME

Spécification des mécanismes d'ajustement

Par rapport aux modèles walrasiens qui supposent une égalité constante entre l'offre et la demande avec une flexibilité parfaite des prix et des quantités, ThreeME représente de manière plus réaliste le fonctionnement de l'économie en prenant explicitement en compte un ajustement progressif des prix et des quantités (facteurs de production, consommation). Dans ce cadre keynésien, des équilibres de sous-emploi permanents ou transitoires sont possibles, où la demande détermine l'offre. ThreeME suppose que les niveaux réels de prix et de quantités s'ajustent progressivement à leur niveau notionnel. Ce dernier correspond au niveau optimal (souhaité ou cible) que l'agent économique en question (l'entreprise pour les prix et la demande de facteurs de production, le ménage pour la consommation, la banque centrale pour le taux d'intérêt, etc.) choisirait en l'absence de contraintes d'ajustement. Ces contraintes proviennent principalement des coûts d'ajustement, des limites physiques ou temporelles et des incertitudes. Formellement, nous supposons que le processus d'ajustement et les anticipations concernant les prix et les quantités sont représentés par les équations suivantes :

$$\log X_t = \lambda_0^X \log X_t^n + \left(1-\lambda_{0,t}^X\right)\left(\log X_{t-1} + \Delta\left(\log X_t^e\right)\right) \tag{2}$$

et

$$\Delta\left(\log X_t^e\right) = \lambda_t^{1,X}\,\Delta\left(\log X_{t-1}^e\right) + \lambda_t^{2,F}\,\Delta\left(\log X_{t-1}\right) + \lambda_t^{3,X}\,\Delta\left(\log X_t^n\right). \tag{3}$$

Lorsque X_t est la valeur réelle d'une variable donnée (par exemple, le prix de production, le travail, le capital, etc.), X_t^n représente son niveau notionnel, X_t^e sa valeur anticipée à la période t, et α_i^X sont les paramètres d'ajustement (avec $\alpha^{1,X}+\alpha^{2,X}+\alpha^{3,X}=1$).

L'équation (2) suppose un processus d'ajustement géométrique. La prise en compte des anticipations garantit que les variables réelles convergent vers leurs niveaux souhaités à long terme. L'équation (3) suppose que les anticipations sont adaptatives (rétrospectives). Il est à noter que l'équation (2) et l'équation (3) peuvent être reformulés dans un modèle de correction d'erreur utilisé dans les estimations économétriques afin de tenir compte de la propriété non stationnaire de certaines variables :

$$\Delta\log\left(X_{t-1}\right) = \alpha_1\,\Delta\log\left(X_{t-1}\right) + \alpha_2\,\Delta\log\left(X_{t-1}^n\right) - \alpha_3\log\left(X_{t-1}\right)/\left(X_{t-1}^n\right).$$

Pour cela, les contraintes suivantes doivent être respectées :

$$\lambda_0^X = \alpha_3, \lambda_1^X = 0, \lambda_2^X = \alpha_1/\left(1-\alpha_3\right), \lambda_3^X = \left(\alpha_2-\alpha_3\right)/\left(1-\alpha_3\right).$$

Nous supposons également que les effets de substitution $\left(SUBST_X\right)$ s'ajustent lentement aux effets de substitution notionnels $\left(SUBST_X^n\right)$:

$$SUBST_X_t = \lambda_4^X\, SUBST_X_t^n + \left(1-\lambda_4^X\right)*SUBST_X_{t-1}. \tag{4}$$

Les trois équations ci-dessus permettent un ensemble riche d'ajustements, car elles intègrent différents types de rigidités (sur les prix et les quantités, sur les anticipations et sur les mécanismes de substitution). À titre d'illustration, nous présentons la spécification complète de la demande de travail (L). Pour simplifier, l'indice sectoriel est omis. La demande de travail notionnelle (L^n) est dérivée en minimisant les coûts de production. Elle dépend positivement du niveau de la production $\left(Y\right)$, négativement de la productivité du travail ($PROG_L$) et d'un élément regroupant tous les phénomènes de substitution avec les autres facteurs de production ($SUBST_L$) :

$$\Delta\log\left(L_t^n\right) = \Delta\log\left(Y_{t-1}\right)\Delta\log\left(PROG_L_t\right) + \Delta SUBST_L_t. \tag{5}$$

Nous introduisons une distinction entre les effets de substitution réels et notionnels pour tenir compte du fait que la demande de travail réagit généralement plus rapidement aux changements de niveau de production qu'aux phénomènes de substitution : alors qu'il est physiquement nécessaire d'augmenter l'emploi pour répondre à une hausse de la production, les substitutions impliquent des changements dans la structure de production dont la mise en œuvre prend plus de temps. La substitution réelle s'ajuste donc progressivement à la substitution notionnelle $\left(SUBST_L^n\right)$, qui dépend des prix relatifs entre les facteurs de production :

$$\Delta SUBST_L_t^n = -\eta^{LK}\varphi_{t-1}^K\Delta\log\left(C_t^L/C_t^K\right) - \eta^{LE}\varphi_{(t-1)}^E\Delta\log\left(C_t^L/C_t^E\right) - \eta^L\varphi_{t-1}^M\Delta\log\left(C_t^L/C_t^M\right) \tag{6}$$

où η^{LK}, η^{LE}, η^{LM} sont les élasticités de substitution entre le travail et les autres facteurs de production, respectivement le capital, l'énergie et les matériaux (c'est-à-dire la consommation intermédiaire non énergétique). φ^K, φ^E, φ^M sont respectivement les parts du capital, de l'énergie et des matériaux dans les coûts de production. C^K, C^L, C^E, C^M sont respectivement les coûts unitaires de production du capital, du travail, de l'énergie et des matériaux. La section suivante fournit plus d'informations sur la dérivation des demandes de facteurs. Enfin, les mécanismes d'ajustement étant définis selon l'équation (4), l'équation (5) et l'équation (6), les trois relations suivantes sont utilisées :

$$\log\left(L_t\right) = \lambda_0^L\log\left(L_t^n\right) + \left(1-\lambda_0^L\right)\left(\log\left(L_{t-1}\right) + \Delta\log\left(L_t^e\right)\right)$$

$$\Delta\log\left(L_t^e\right) = \lambda_1^L\ \Delta\log\left(L_{t-1}^e\right) + \lambda_2^L\ \Delta\log L_{t-1}) + \lambda_3^L\ \Delta\log\left(L_t^n\right) \tag{7}$$

$$SUBST_{L_t} = \lambda_4^L\ SUBST_{L_t^n} + \left(1-\lambda_4^L\right) SUBST_{L_{t-1}}. \tag{8}$$

La fonction de production et la demande de facteurs de production

La structure de production est décomposée en trois niveaux (voir la figure A2). Le premier suppose une fonction de production avec quatre intrants (ou facteurs de production), souvent désignés par KLEM (capital, travail, énergie et matériaux). Le premier niveau comporte un cinquième élément : les marges de transport et commerciales. Stricto sensu, elles ne peuvent être considérées comme des facteurs de production, car elles interviennent après le processus de production. Elles ne sont donc pas substituables aux facteurs de production. Cependant, elles sont étroitement liées au niveau de production, car une fois un bien fabriqué, il doit être transporté et commercialisé. Au deuxième niveau, les agrégats d'investissement, d'énergie, de matériaux et de marges sont décomposés en fonction du type de produits (par exemple, les sources d'énergie). Au troisième niveau, la demande pour chaque facteur ou marge est soit importée, soit produite localement. Les demandes de facteurs de production sont dérivées de la minimisation des coûts de production de l'entreprise. Nous supposons une fonction de production avec des rendements d'échelle constants, plus générale que la CES (élasticité de substitution constante), dans la mesure où les élasticités de substitution peuvent différer entre les différentes paires d'intrants (Reynès, 2019). Le programme de minimisation des coûts de production conduit aux équations suivantes pour la demande notionnelle des facteurs. Cela s'applique à toute activité économique, mais pour des raisons de simplicité algébrique, l'indice sectoriel est omis ici :

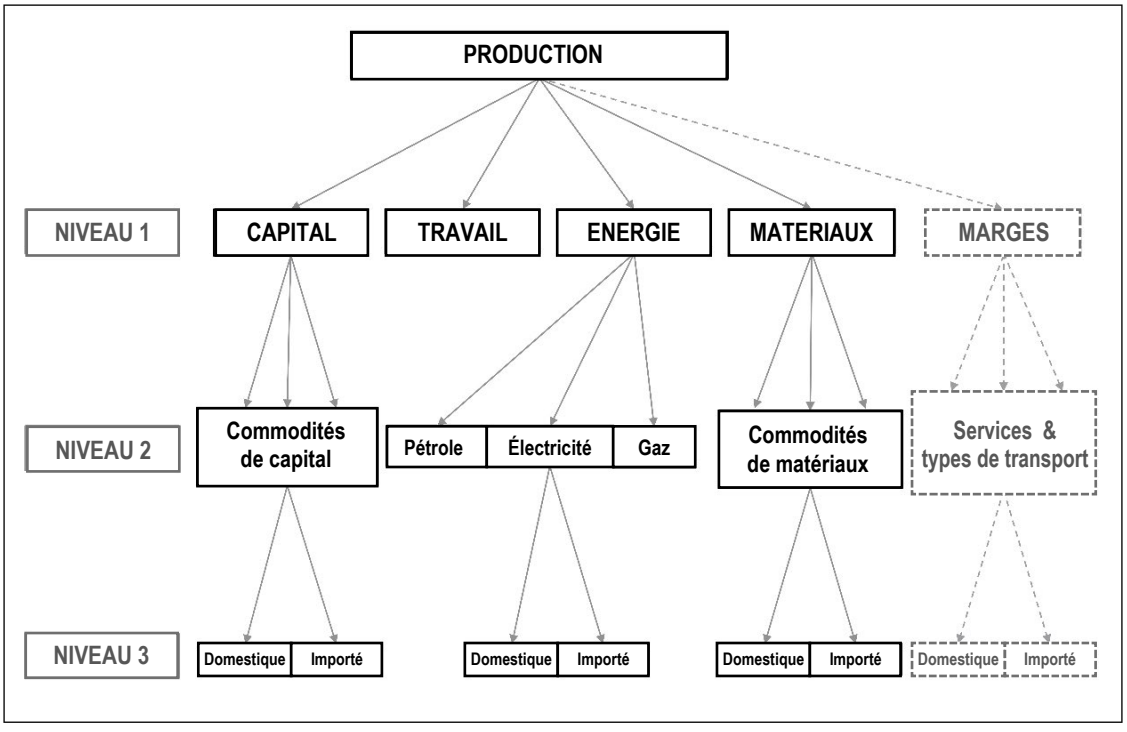
$$\Delta\log\left(FP_{j,t}^n\right) = \Delta\log\left(Y_t\right) - \Delta\log\left(PROG_FP_{j,t}\right) + \Delta SUBST_FP_{j,t} \tag{9}$$

$$\Delta SUBST_FP_{j,t}^n = -\sum_{\substack{j'=1 \\ j\neq j'}} \eta_{j,j'}\ \varphi_{t-1}^{j'}\ \Delta\log\left(\frac{C_{(j',t)}^{FP}}{C_{j,t}^{FP}}\right), \tag{10}$$

avec $\varphi_{j,t-1} = \left(C_{j,t}^{FP}; FP_{j,t-1}\right) / \left(\sum_j C_{j,t}^{FP}; FP_{j,t-1}\right)$ et $j = K,L,E,M$

où FP_j^n est la demande notionnelle de l'intrant j, $\eta_{j,j'}$ l'élasticité de substitution entre les paires d'intrants j et j', $PROG_FP_{j,t}$ le progrès technique lié à l'intrant j, C_j^{FP} le coût/prix de l'intrant j et Y le niveau de production du secteur considéré.

Figure A2 – **Structure de production dans le modèle ThreeME**



Conformément aux données des comptes nationaux, ThreeME suppose que chaque bien peut être produit par plus d'un secteur. Par exemple, l'électricité peut être produite par plusieurs secteurs tels que le nucléaire ou l'énergie éolienne. La production de chaque secteur est définie par les équations suivantes :

$$Y_{c,a} = \varphi_{c,a} YQ_c \tag{11}$$

$$Y_a = \sum_c Y_{a,c} \tag{12}$$

où YQ_c est la production domestique agrégée du bien c. Elle est déterminée par la demande (consommation intermédiaire et finale, investissement, dépenses publiques, exportations et variation des stocks). $\varphi_{c,a}$ est alors la part du bien c produite par le secteur a (avec $\sum_a \varphi_{c,a} = 1$) et Y_a est la production agrégée du secteur a.

Équations pour l'investissement et le capital

L'investissement dans ThreeME dépend de la production anticipée, de sa dynamique passée, des phénomènes de substitution et d'un mécanisme de correction, qui assure que les entreprises atteignent leur niveau de stock de capital notionnel à long terme. Le stock de capital est déduit de l'investissement selon l'équation standard d'accumulation du capital

$$\Delta\log(IA_t) = \theta_1^{IA}\,\Delta\log\left(Y_t^e\right) + \theta_2^{IA}\,\Delta\log(IA_{t-1}) + \theta_3^{IA} \times d\left(SUBST_K\right) + \theta_4^{IA}\left(\log\left(K_{t-1}^n\right) - \log\left(K_{t-1}\right)\right) \tag{13}$$

$$K_t = \left(1-\delta^K\right)K_{t-1} + IA_t, \tag{14}$$

où IA est l'investissement, Y^e la production anticipée, K et K^n les stocks de capital réel et notionnel, $SUBST_K$ une variable regroupant les phénomènes de substitution entre le capital et les autres intrants, et δ^K le taux de dépréciation du capital. De plus, nous imposons la contrainte $\theta_1^{IA} + \theta_2^{IA} = 1$ afin de garantir l'existence du chemin d'équilibre stationnaire. Cette spécification est un compromis entre la dynamique à court terme observée empiriquement et la cohérence du modèle à long terme. Comme dans le modèle économétrique MESANGE (Klein & Simon 2010), il est courant d'estimer une équation d'investissement plutôt qu'une équation du stock de capital pour plusieurs raisons. Premièrement, les données de stock de capital en séries chronologiques sont souvent peu fiables. Deuxièmement, cette approche représente mieux la dynamique à court terme de l'investissement. En particulier, elle évite les phénomènes de destruction du capital (investissement négatif) qui sont en pratique inhabituels, les entreprises préférant généralement attendre la dépréciation technique de leur capital installé. Contrairement à MESANGE, nous supposons en outre que l'investissement dépend de la différence entre le stock de capital réel et notionnel. Cet élément assure que le stock de capital effectif converge au fil du temps vers son niveau notionnel. À long terme, le modèle est alors cohérent avec la théorie de la fonction de production qui établit une relation entre les niveaux de production et le stock de capital (et non avec le flux).

Équation des salaires

Plusieurs études ont montré que les arguments théoriques et les estimations empiriques permettent difficilement de choisir entre les deux spécifications. Cependant, cette différence de spécification a des implications importantes sur la définition du taux de chômage d'équilibre (NAIRU) et donc sur la dynamique inflationniste et les propriétés à long terme d'un modèle macroéconomique (Blanchard & Katz, 1999). Dans ThreeME, nous choisissons une spécification générale qui inclut les courbes de Phillips et *Wage Settings* (WS). Elle suppose que le salaire nominal notionnel $\left(W_t^n\right)$ dépend positivement du prix de consommation anticipé $\left(P_t^e\right)$ et de la productivité du travail ($PROG_L_t$), et négativement du taux de chômage $\left(U_t\right)$:

$$\Delta\log\left(W_t^n\right) = \rho_1^W + \rho_2^W\,\Delta\log\left(P_t^e\right) + \rho_3^W\,\Delta\log\left(PROG_L_t\right) - \rho_4^W U_t - \rho_5^W \Delta U_t. \tag{15}$$

Cette relation peut alternativement être identique soit à la courbe de Phillips, soit à la courbe WS, selon la valeur des paramètres sélectionnés (Heyer *et al.*, 2007 ; Reynès, 2010). La courbe de Phillips correspond au cas où $\rho_4^W > 0$, tandis que la courbe WS suppose $\rho_4^W = 0$. Pour que le modèle ait un état stationnaire cohérent à long terme, la courbe WS doit également imposer les contraintes identifiées par (Layard *et al.*, 2005) : une indexation unitaire des salaires sur les prix et la productivité : $\left(\rho_2^W = \rho_3^W = 1\right)$ et $\rho_1^W = 0$.

Équation de la consommation des ménages

Dans la version standard du modèle, les décisions de consommation sont modélisées à travers une fonction d'utilité du Système de Dépenses Linéaires (*Linear Expenditures System*, LES) généralisée au cas d'une élasticité de substitution non-unitaire entre les biens (Brown & Heien, 1972). Les dépenses des ménages pour chaque bien évoluent (plus ou moins) proportionnellement à leur revenu :

$$\Delta\beta_{c,t}^{EXP} = \left(1-\eta^{LES_CES}\right)\Delta\frac{PEXP_{c,t}}{PEXP_t^{CES}} \tag{16}$$

$$PEXP_t^{CES} = \left(\sum_c \beta_{c,0}^{EXP}\,PEXP_{c,t}^{\left(1-\eta^{LES_CES}\right)}\right)^{\frac{1}{1-\eta^{LES_CES}}}. \tag{17}$$

Équations des prix et du taux de marge

Le prix de production pour chaque secteur est fixé au niveau le plus bas en appliquant une marge sur le coût unitaire de production (qui inclut les coûts du travail, du capital, de l'énergie et d'autres coûts de consommation intermédiaire) :

$$PY_t^n = CU_t\left(1+TM_t\right) \tag{18}$$

$$\Delta\log\left(1+TM_t^n\right) = \sigma^{TM}\left(\Delta\log\left(Y_t\right) - \Delta\log\left(Y_{t-1}\right)\right) \tag{19}$$

$$TM_t = \lambda^{TM}\,TM_t^n + \left(1-\lambda^{TM}\right)TM_{t-1}, \tag{20}$$

où PY_t^n est le prix notionnel, CU_t le coût unitaire de production et Y_t le niveau de production. TM_t et TM_t^n sont respectivement les taux de marge réels et notionnels.

L'équation du prix notionnel est la seule équation de prix qui découle d'un comportement économique : en supposant que la demande adressée à une entreprise est une fonction négative de son prix, on démontre facilement que le prix optimal correspond à un taux de marge sur le coût marginal de production. L'équation du taux de marge reflète le fait que les rendements d'échelle sont décroissants à court terme. Par conséquent, une augmentation de la production non prévue entraîne un coût marginal de production plus élevé et donc un prix notionnel plus élevé.

Les autres prix sont définis en termes comptables à partir du prix de production en suivant un processus d'ajustement :

$$\log PY_t = \lambda_0^{PY} \log PY_t^n + \left(1-\lambda_0^{PY}\right) \log PY_{t-1} + d\log PY_t^e \tag{21}$$

$$d\log PY_t^e = \lambda_1^{PY}\, PY_{t-1}^e + \lambda_2^{PY}\, PY_{t-1} + \lambda_3^{PY}\, PY_{t-1}^n. \tag{22}$$

Équations de demande des ménages

Dans la version standard du modèle, les décisions de consommation entre les produits sont modélisées via une fonction d'utilité de type *Linear Expenditure System* (LES) généralisée au cas d'élasticité de substitution non-unitaires entre les commodités. Une spécification LES suppose qu'une part de la consommation (NCH_c) à l'année de base est incompressible et donc que la relation entre revenu et la consommation n'est pas linéaire. Cette spécification permet de faire la distinction entre les consommations de biens de première nécessité des autres :

$$\left(CH_c^n - NCH_c\right) PCH_c = \varphi_c^{MCH}\left(CH^{VAL} - PNCH\, NCH\right), \tag{23}$$

avec $\sum \varphi_c^{MCH} = 1$ et où CH_c^n correspond au niveau de consommation notionnel de la commodité c, PCH_c^c son prix, φ_c^{MCH},la part de consommation compressible dans la consommation compressible totale (en valeur). Cette part est constante si l'élasticité de substitution entre les biens est égale à un (hypothèse de Cobb-Douglas). Dans ce cas (fonction d'utilité de Cobb-Douglas sans dépenses incompressibles), les dépenses évoluent exactement proportionnellement aux revenus. Dans le cas d'une fonction CES où l'élasticité de substitution est η^{LESCES}, la propension marginale à dépenser varie en fonction des prix relatifs selon la spécification suivante :

$$\Delta\log\varphi_{c,t}^{MCH} = \left(1-\eta^{LESCES}\right)\Delta\left(\log\frac{PCH_{c,t}}{PCH_t^{CES}}\right) \tag{24}$$

$$PCH^{CES} = \left(\sum_c \varphi_{c,t_0}^{MCH}\, PCH_c^{1-\eta^{LESCES}}\right)^{\frac{1}{1-\eta^{LESCES}}}. \tag{25}$$

Équations de commerce international

Le prix du bien produit localement est une moyenne pondérée des prix des activités de production (indexées par a) produisant ce bien. Par exemple, le prix de l'électricité est une moyenne pondérée des prix des secteurs producteurs d'électricité. Le prix payé par l'utilisateur final (consommateur, gouvernement, secteur, reste du monde) intègre en outre les marges commerciales et de transport, ainsi que les taxes nettes de subventions. Combiné au prix des importations, on obtient le prix moyen de chaque bien payé par chaque utilisateur final.

$$\Delta\log\left(X_{c,t}\right) = \Delta\log\left(WD_{c,t}\right) + \Delta SUBST_X_{c,t} \tag{26}$$

$$\Delta SUBST_{X_{c,t}^n} = -\eta^X\, \Delta\log\left(\frac{P_{c,t}^X\, TC_t}{P_{c,t}^W}\right), \tag{27}$$

où $WD_{c,t}$ est la demande mondiale, $P_{c,t}^W$ son prix. $P_{c,t}^X$ est le prix d'exportation qui dépend des coûts de production et reflète la compétitivité prix des produits nationaux. TC_t est le taux de change ; η^X est l'élasticité-prix (supposée constante). Nous supposons une substitution imparfaite entre les biens domestiques et importés (Armington, 1969).

La demande pour les produits importés s'écrit :

$$A_{c,t}^M = \varphi_c^{A^M}\, A_c \tag{28}$$

$$\varphi_c^{A^M} = \frac{1}{1+\frac{AD_c}{AM_{c,t_0}}\, e^{SUBST_c^{AM}}} \tag{29}$$

$$\Delta\left(SUBST_c^{AM}\right) = -\eta_c^{AM}\, \Delta\left(\log PAD_c - PAM_c\right) \tag{30}$$

et par conséquent :

$$A_{c,t}^D = \left(1-\varphi_c^{A^M}\right) A_c, \tag{31}$$

où $A_{c,t}$ représente la demande pour chaque type d'utilisation (consommation intermédiaire, investissement, consommation, dépenses publiques, exportations, etc.) et par produit c, $P_{c,t}^A$ est son prix. $A_{c,t}^M$ et $A_{c,t}^D$ sont respectivement les produits importés et les produits domestiques demandés pour chaque type d'utilisation A, $P_{c,t}^{AM}$ et $P_{c,t}^{AD}$ sont leurs prix respectifs. L'élasticité

de substitution η_c^{AM} par type d'utilisation *A* d'un bien donné *c* peut potentiellement varier, ce qui permet un degré élevé de flexibilité. Concernant la demande exprimée pour usage de consommation intermédiaire ou d'investissement, les équations sont définies pour chaque secteur *a*, les équations étant spécifiées pour chaque $A_{c,a,t}$.

La description complète du modèle est disponible en ligne sur www.threeme.org.

Calibration des paramètres

La calibration des paramètres retient les valeurs suivantes dans le cadre de cet article, et, hormis celles concernant la part des consommations incompressibles de produits énergétiques (propres à la présente étude), les mêmes valeurs ont également été utilisées dans Malliet *et al.* (2020).

Tableau A2-1 – **Calibration des paramètres de comportement**

Paramètres d'élasticité	Valeur
Élasticités de substitution entre facteurs de production ($\eta_{F,F'}$)	0,5
Élasticités de substitution entre sources énergétiques ($\eta_{c,c'}^{NRJ}$)	0,2
Élasticités de substitution entre types de transport ($\eta_{c,c'}^{TRSP}$)	0,2
Élasticité de substitution entre les biens de consommation (η^{LESCES})	0,5
Élasticités d'Armington ($\eta_{c,c'}$)	0,8
Élasticité entre le taux de marge et la demande (σ^{TM})	0,75

Tableau A2-2 – **Calibration des paramètres d'ajustement**

Paramètres d'ajustement	Valeur
Équations de prix	
λ_0^{PY}	0,5
λ_1^{PY}	0,7
λ_2^{PY}	0,1
λ_3^{PY}	0,2
Équations de salaire	
ρ_1^W	0
ρ_2^W	1
ρ_3^W	1
ρ_4^W	0
ρ_5^W	0,6
Équations des facteurs de production	
λ_0^L	0,5
λ_0^E	0,9
λ_0^M	0,9
λ_1	0,7
λ_2	0,1
λ_3	0,3
Équations d'investissement	
θ_2^I	1
θ_3^{IA}	0,5
θ_4^{IA}	0,05
Équations de production	
λ_0^{Ye}	0,7
λ^{TM}	0,5

➔

Tableau A2-2 – *(suite)*

Paramètres d'ajustement	Valeur
Équations de consommation des ménages	
λ_0^{CH}	0,6
λ_1^{CH}	0,7
λ_2^{CH}	0,1
λ_3^{CH}	0,2

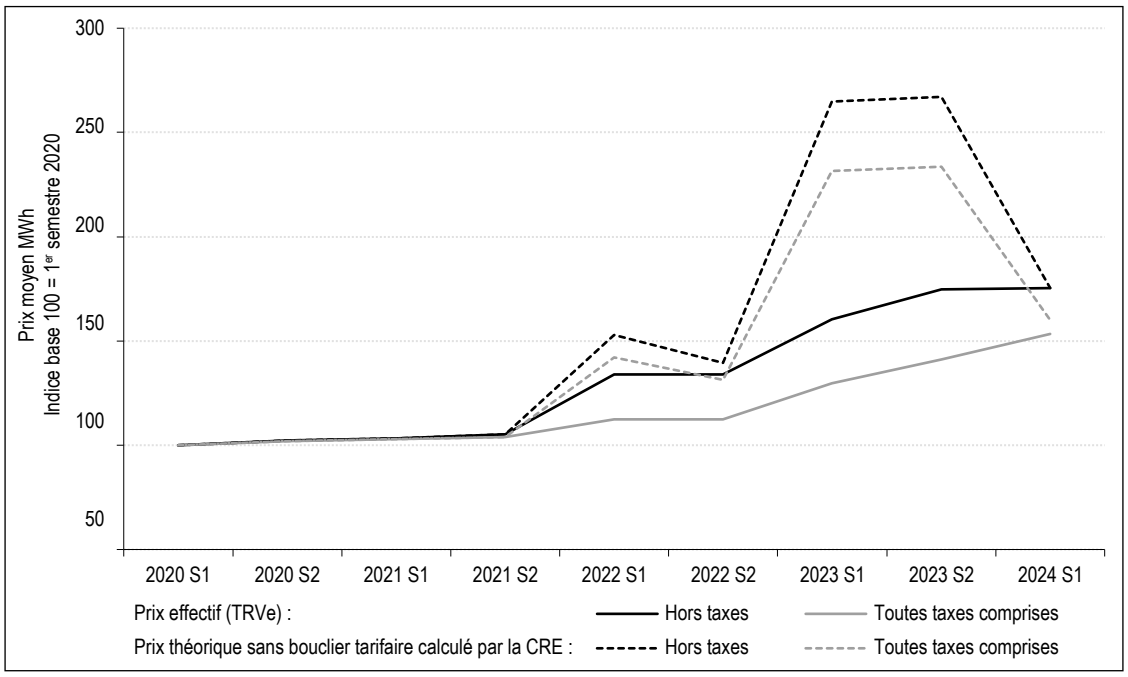
Tableau A2-3 – **Calibration de la consommation énergétique contrainte**

Part de consommation contrainte	Valeur
Consommation d'électricité (φ_{cele}^{NCH})	0,25
Consommation de gaz (φ_{cgas}^{NCH})	0,4

ANNEXE 3

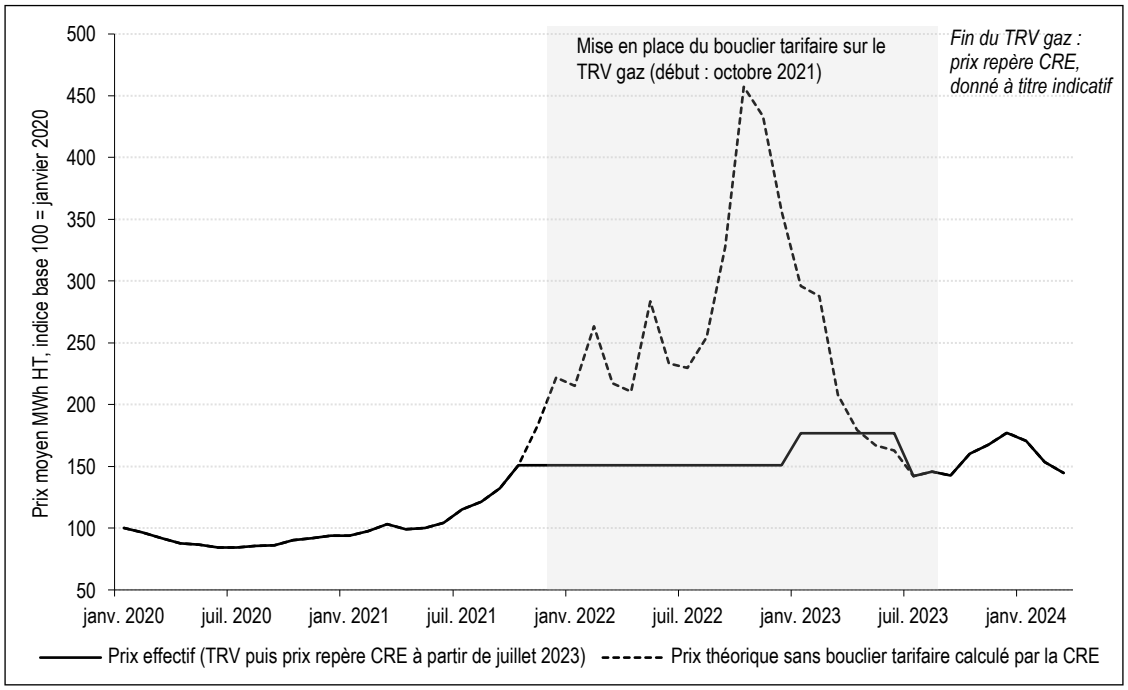
TRV MOYENS DU GAZ

Figure A3-I – **Comparaison des TRV moyens de l'électricité TTC et hors-taxes**



Source : CRE, calculs des auteurs.

Figure A3-II – **TRV moyens du gaz**



Source : CRE, calculs des auteurs.