

RAPPORT FINAL
ÉDITION 2024



FAITS & CHIFFRES

Évolution des coûts des énergies renouvelables et de récupération en France entre 2012 et 2022

Ce document est édité par l'ADEME

ADEME

20, avenue du Grésillé

BP 90406 | 49004 Angers Cedex 01

Coordination technique : Nicolas PERAUDEAU (ADEME)

Rédacteurs : Nicolas PERAUDEAU (ADEME) - Eva AUBRIOT, Coralie DABIENS, Arthur LE STRAT, Abel PRUCHON, Jean-Gabriel ROBERT (EY) - Issam TALEB (EY Parthénon) - Agnès AUDIER (BCG)

Remerciements : Frédéric AGUILÉ (GRDF), Mathieu AUXIETRE (TLS), Claire BARAIS (ADEME), Julie BEELMEON (DGEC), Norbert BOMMENSATT (ADEME), Matthieu BOULANGER (MTE), Erwan BOUMARD (Energie partagée), Laetitia BROTTIER (ENERPLAN), Luc BUDIN (ATEE), Arthur CABIE (MTE), Astrid CARONA MAESTRO (ADEME), Xavier DE LACAZE (MTE), Hugues DEFRÉVILLE (ENERPLAN), Christophe DOUSSET (ADEME), Simon DUCASSE (Enryk), Camille DUPHIL (CRE), Patrice ESCRIEUT (FIPC), Clarisse FISCHER (CIBE), Paul FRANC (ADEME), Christophe GAWSEWITCH (ADEME), Lilian GENEY (ADEME), Tiphany GENIN (MTE), Bénédicte GENTHON (ADEME), Laurie GILBERT (QENERGY), Stéphane GILLET (CRE), Claude GIRARD (FHE), Olivier GODIN (ENERPLAN), David GREAU (ENERPLAN), Nathalie HEBRARD (ADEME), Laurianne HENRY (ADEME), Rémy HOURET (Unigéo), Tristan HUBÉ (ADEME), Joséphine IZARD (MTE), Martin JOUET (Enercoop), Arnaud KAUTZMANN (AFPAC), Bouzid KHEBCHACHE (ADEME), Nassim LAMROUS (CRE), Valérie LAPLAGNE (Uniclimate), Philippe LAPLAIGNE (ADEME), Céline LARUELLE (ADEME), Emilien LASSARA (Hepsul), Maude LE MEUR-DIEBOLT (CRE), David LE NOC (GRDF), Thomas LE TENAFF (ATY-Solar), Jean-Marc LÉVY (FHE), Richard LOYEN (ENERPLAN), Christophe LUTTMANN (AFPG), Arnaud MAINSANT (ADEME), Sibylle MARTIN-LAUZER (CRE), Céline MEHL (ADEME), Xavier MOCH (AFPG), Matthieu MONNIER (France Renouvelables), Rodolphe MORLOT (ADEME), Leslie MOULIN (ADEME), Daniel MUGNIER (FTS), Théo PIPERIS (ADEME), Vincent QUENARD (ADEME), Nicolas RANDRIA (GMPV FFB), Olivier REBENAQUE (SER), Sébastien RENAUD (Arverne), Axel RICHARD (SER/Flamme verte), Rachel RUAMPS (France Renouvelables), Jérémy SIMON (SER), Adrien TAILLEBOIS (Dalkia), Olivier THEOBALD (ADEME), Simon THOUIN (ADEME), Julien THUAL (ADEME), Héroïse TIXIER (CRE), Paul-Octave TOLLU (CRE), Nicolas TONNET (ADEME), Pierre TRÉMOLIÈRES (France Géo Energie), Frédéric TUILLE (Observ'ER), Adrien VILAIN (ADEME), Manon VITEL (ADEME), Gabriel VOLCOVSKI (FEDENE)

Citations :

Nicolas PERAUDEAU (ADEME),
Eva AUBRIOT, Coralie DABIENS, Arthur LE STRAT, Abel PRUCHON, Jean-Gabriel ROBERT (EY),
Issam TALEB (EY Parthénon),
Agnès AUDIER (BCG). 2024,
Évolution des coûts des énergies renouvelables et de récupération en France
entre 2012 et 2022. 188 pages

Crédits photo : @Freepik

Création graphique : Caracter

Brochure réf. 012686

ISBN : 979-10-297-2462-6 - janvier 2025

Dépôt légal : ©ADEME Éditions, janvier 2025 - Cet ouvrage est disponible en ligne <https://bibliothèque.ademe.fr/>

Toute représentation ou reproduction intégrale ou partielle faite sans le consentement de l'auteur ou de ses ayants droit ou ayants cause est illicite selon le Code de la propriété intellectuelle (art. L 122-4) et constitue une contrefaçon réprimée par le Code pénal. Seules sont autorisées (art. 122-5) les copies ou reproductions strictement réservées à l'usage privé de copiste et non destinées à une utilisation collective, ainsi que les analyses et courtes citations justifiées par le caractère critique, pédagogique ou d'information de l'œuvre à laquelle elles sont incorporées, sous réserve, toutefois, du respect des dispositions des articles L 122-10 à L 122-12 du même Code, relatives à la reproduction par reprographie.

Résumé

Dans un effort conjoint avec l'Union Européenne, la France s'engage activement dans la transition énergétique en développant les énergies renouvelables et de récupération (ENRR). Les progrès technologiques, la maturation des modèles commerciaux et l'évolution des conditions de marché soulignent l'importance de suivre l'évolution du coût de ces filières. La connaissance des coûts de production renforce la confiance des décideurs politiques, industriels, porteurs de projets, investisseurs et consommateurs finaux, et est essentielle à l'adoption de politiques publiques adaptées et à l'orientation des capitaux.

Depuis 2016, l'ADEME publie une étude sur les coûts de production des ENRR. Ces travaux visent à améliorer la connaissance des filières des énergies renouvelables et de récupération, et des enjeux de la transition énergétique, écologique et climatique.

La 4^e édition de l'étude se concentre sur les dynamiques de coûts observées de neuf technologies renouvelables sur la période 2012-2022 en France Métropolitaine, avec l'ajout des années 2021 et 2022 par rapport à la précédente édition. Ces deux dernières années ont été marquées par une instabilité et des défis inédits, affectant particulièrement les marchés de l'énergie en France comme au niveau international.

L'analyse des coûts des filières repose sur le *Levelized Cost of Energy* (LCOE), un indicateur clé pour calculer et comparer le prix de l'énergie produite par différentes technologies. Exprimé en €/MWh, le LCOE prend en compte tous les coûts actualisés de production d'énergie sur la durée de vie de l'équipement.

Les résultats de ce rapport sont particulièrement significatifs en raison des perturbations géopolitiques et éco-

nomiques de 2021 et 2022. Après une baisse continue entre 2016 et 2020, la période analysée a été marquée par une forte hausse des prix de l'énergie en Europe, déclenchée fin 2021 et exacerbée par l'invasion de l'Ukraine par la Russie. Dans ce contexte, les analyses menées ont permis de mettre en lumière plusieurs constats majeurs sur la période étudiée.

Tout d'abord, la tendance haussière des prix sur les deux dernières années, en rupture avec la baisse continue observée au cours de la dernière décennie, s'est reflétée de manière hétérogène dans les LCOE des filières analysées. Les technologies de référence choisies pour comparaison aux filières ENRR ont vu leurs coûts augmenter entre 2020 et 2022, malgré l'application du bouclier tarifaire dont plusieurs d'entre elles ont pu bénéficier.

Les filières ENRR électriques ont présenté des niveaux de coûts plus faible que les filières de référence dans cette édition, en raison de l'augmentation des prix de l'énergie. Le coût de production du biométhane continue quant à lui de baisser depuis plusieurs années mais demeure plus élevé que celui du gaz naturel.

Pour ce qui est de la production de chaleur, des alternatives renouvelables de chauffage domestique se montre économiquement intéressantes face à l'augmentation des coûts des solutions conventionnelles. Dans le segment tertiaire et collectif, les chaudières à gaz restent la solution la plus économique du fait de l'inflation des CAPEX des alternatives renouvelables. Cependant, les niveaux de coûts des chaudières à gaz industrielles ont subi la hausse des prix du gaz, mais les alternatives renouvelables ont vu leurs coûts d'exploitation augmenter.

La période analysée a été marquée par une forte hausse des prix de l'énergie en Europe

SOMMAIRE

01. Présentation et périmètre de l'étude p.06 à 07

- 1.1. Visée de l'étude..... 06
- 1.2. Contexte de la période 2021-202207

02. Synthèse des résultats p.08 à 23

- 2.1. Coûts des énergies renouvelables électriques raccordées au réseau 9
- 2.2. Coûts de la chaleur renouvelable pour les particuliers 12
- 2.3. Coûts de la chaleur renouvelable pour le collectif et tertiaire.....18
- 2.4. Coûts de la chaleur renouvelable pour l'industrie 21
- 2.5. Coûts du gaz renouvelable raccordé au réseau 23

03. Méthodologie P.24 À 29

- 3.1. LCOE : définition, formule et limites 24
- 3.2. Hypothèses de simplification et composantes du LCOE 25

04. Coûts de production des énergies renouvelables électriques raccordées au réseau p.30 à 75

- 4.1. Photovoltaïque..... 30
- 4.2. Éolien terrestre 58
- 4.3. Hydroélectricité..... 64
- 4.4. Filières de référence pour la production « conventionnelle » d'électricité en France continentale 72

05. Coûts de production du gaz renouvelable raccordé au réseau p.76 à 87

- 5.1. Présentation du périmètre 76
- 5.2. Cogénération à partir de biogaz 77
- 5.3. Injection de biométhane dans le réseau 81

06. Coûts de production de la chaleur renouvelable pour les particuliers p.88 à 125

- 6.1. Chauffage domestique au bois 88
- 6.2. Solaire thermique individuel..... 97
- 6.3. Pompes à chaleur aérothermiques individuelles 103
- 6.3. Pompes à chaleur géothermiques individuelles..... 109
- 6.5. Filières de référence pour la production de chaleur pour les particuliers..... 120

07. Coûts de production de la chaleur renouvelable pour le collectif, tertiaire et l'industrie p.126 à 171

- 7.1. Biomasse collective, tertiaire, industrielle et sur réseau 126
- 7.2. Solaire thermique collectif, tertiaire et industriel..... 140
- 7.3. Géothermie de surface collective, tertiaire, industrielle et agricole..... 146
- 7.4. Géothermie profonde en industrie et sur réseau..... 157
- 7.5. Centrales de cogénération CSR 160
- 7.6. Filières de référence pour la production de chaleur collective, tertiaire et industrielle..... 166

08. Coûts de la consommation énergétique des bâtiments p.172 à 175

- 8.1. Coûts des solutions énergétiques pour le cas d'étude « Maison individuelle de 100m² » 173
- 8.2. Coûts des solutions énergétiques pour le cas d'étude « Appartement de 80m² » 174

09. Annexes p.176 à 183

- 9.1. Liste des graphiques 176
- 9.2. Liste des tableaux 180
- 9.3. Récapitulatif des LCOE..... 182



01.

Présentation de l'étude

1.1. Visée de l'étude

Dans un effort conjoint avec l'Union européenne, la France s'engage activement dans la transition énergétique en développant les énergies renouvelables et de récupération (ENRR). Les progrès technologiques réalisés par ces filières, la maturation de leurs modèles commerciaux et l'évolution des conditions de marché soulignent l'importance d'un suivi des dynamiques de compétitivité pour chacune de ces filières. La connaissance des coûts de production contribue à renforcer la confiance dans les modalités de développement de ces filières et permet d'éclairer dans leurs choix décideurs politiques, industriels, porteurs de projets, investisseurs ou consommateurs finaux. Il s'agit d'un prérequis pour la mise en place de politiques publiques adaptées et l'orientation de flux de capitaux vers ces filières.

L'ADEME s'est saisie de ce sujet en publiant régulièrement depuis 2016 des données sur les coûts de production des énergies renouvelables et de récupération. 3 éditions successives de cette étude ont ainsi été produites au cours des précédentes années. Ces travaux s'inscrivent dans une démarche plus large de l'ADEME visant à améliorer la connaissance autour des filières des énergies renouvelables et de récupération, et plus largement des enjeux inhérents à la transition énergétique, écologique et climatique.

Cette 4^e édition de l'étude met à jour les dynamiques de coûts observées pour les actifs mis en service en France Métropolitaine en 2021 et 2022 pour neuf technologies : le solaire photovoltaïque, le solaire thermique, l'éolien terrestre, l'hydraulique, le biogaz, la biomasse, les pompes à chaleur aérothermiques, la géothermie et les combustibles solides de récupération. L'analyse des coûts de ces filières se base, comme dans le cadre des éditions précédentes, sur la mesure du *Levelized Cost of Energy* (LCOE).

Les résultats présentés dans ce rapport sont d'autant plus importants que plusieurs événements géopolitiques et économiques ont perturbé les conditions de marché propres aux filières de production d'énergie renouvelable et de récupération en France en 2021 et 2022. Après une tendance soutenue de baisse des coûts observée pour la majorité des filières entre 2016 et 2020, la période analysée a notamment été marquée par une envolée des prix de l'énergie (électricité et gaz naturel) en Europe — initiée dès fin 2021 et affermie par les conséquences de la guerre entre l'Ukraine et la Russie — ainsi que par des perturbations des chaînes d'approvisionnement et des hausses des tarifs de transport au sortir de la période de restrictions sanitaires liées à la pandémie de COVID-19.

Le rapport est structuré en quatre grandes parties :

- la première partie introduit le contexte et les objectifs de l'étude ;
- la deuxième partie présente une synthèse des résultats obtenus et des éléments d'analyse associés ;
- la troisième partie précise la méthodologie mise en œuvre, les principales hypothèses de travail utilisées ainsi que les limites associées à cet exercice ;
- La quatrième partie, composée des chapitres 4 à 8 de ce rapport, détaille dans des fiches filières l'ensemble des analyses conduites pour chacune des 9 filières couvertes, respectivement pour la production d'électricité, de biogaz, de chaleur et de froid.

Dans ces fiches sont détaillés le contexte et les tendances de développement observées pour chaque filière, le périmètre retenu pour l'étude, l'évolution constatée du LCOE, les explications associées à cette évolution et des analyses de sensibilité à certains paramètres du calcul.

1.2. Contexte de la période 2021-2022

L'étude se concentre sur la période 2012-2022 et apporte de nouvelles analyses pour les projets et équipements mis en service au cours des années 2021 et 2022. Cette période a été marquée par une instabilité et des défis inédits, affectant particulièrement les marchés de l'énergie en France comme au niveau international.

Au niveau international, les restrictions sanitaires consécutives à la pandémie de COVID-19 puis la reprise économique ont entraîné des perturbations significatives des chaînes d'approvisionnement, affectant les coûts et les délais des transports et provoquant des pénuries de matériaux comme le cuivre, le lithium et l'acier, indispensables à la fabrication de composants utilisés dans les technologies de production d'énergie renouvelable. Le coût des matériaux et du transport a en moyenne doublé entre 2020 et 2022. Les retards de livraison et l'augmentation des coûts logistiques ont prolongé les délais de production et accru les dépenses en capital pour les installations.

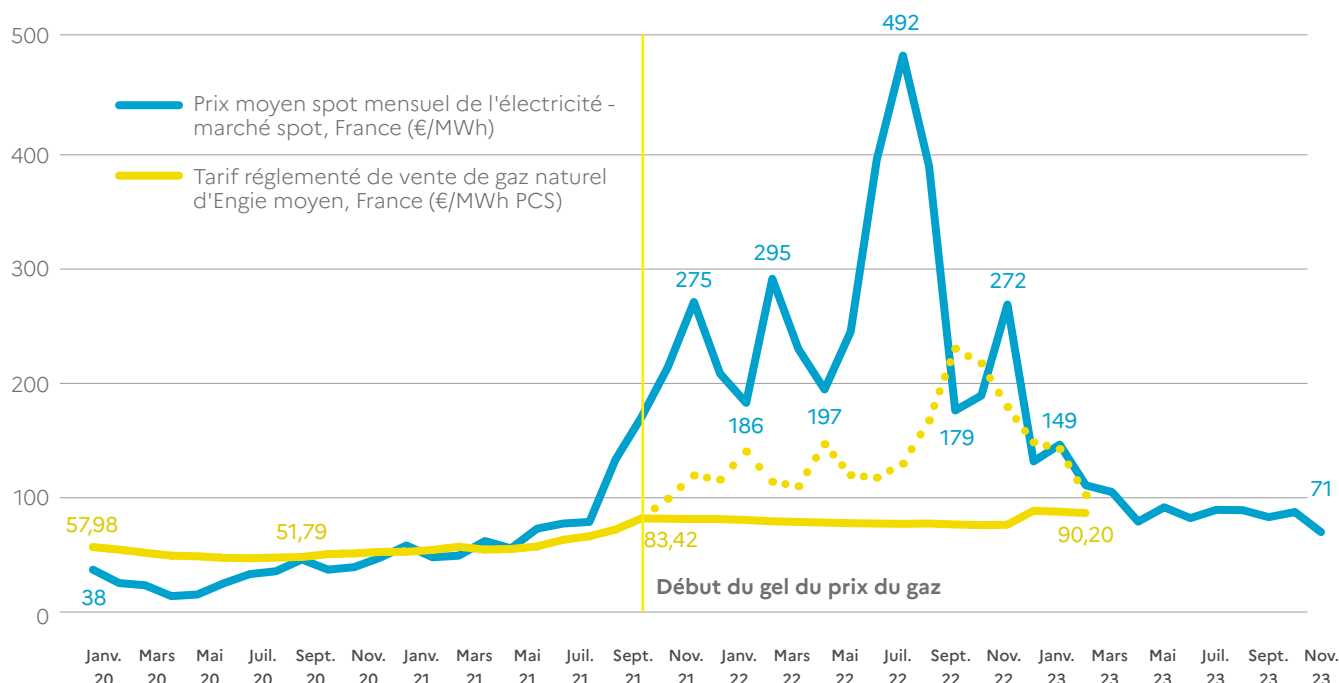
Le déclenchement de la guerre en Ukraine en février 2022 a accentué les tensions sur les marchés de l'énergie en augmentant le coût du gaz naturel du fait des sanctions mises en place vis-à-vis des importations de gaz russe.

L'augmentation des taux d'intérêt post-crise sanitaire a également perturbé les modèles économiques de certaines filières, complexifiant parfois le financement et l'aboutissement des projets.

En France, cette période a également été marquée par la mise à l'arrêt dès 2021 de plusieurs réacteurs nucléaires du parc pour investiguer et traiter des fissures résultant de phénomènes de corrosion sous contrainte sur des systèmes de tuyauterie. Cette réduction du niveau de disponibilité du parc de production électrique a également contribué à augmenter le prix de l'électricité sur les marchés de gros.

Ces éléments de contexte ont ainsi contribué à rompre avec la tendance à la baisse jusque-là systématiquement observée lors de la décennie passée pour les coûts des technologies renouvelables. L'instauration d'un bouclier tarifaire appliqué sur certains segments de marché sur les prix du gaz et de l'électricité, dont l'effet a été pris en compte dans les hypothèses de l'étude, a permis d'amortir ces hausses de coûts pour certaines filières.

Évolution des prix du marché de détail du gaz et du marché de gros de l'électricité en France (€/MWh)



Source : CRE pour l'électricité ; MTE et Eurostat pour le gaz.

Graphique 1 : Évolution des prix du marché de détail de l'électricité et du gaz en France (€/MWh).



02.

Synthèse et résultats

Les résultats de ce rapport sont particulièrement significatifs dans un contexte de perturbations géopolitiques et économiques majeures en 2021 et 2022. Après une baisse continue des coûts des énergies renouvelables et de récupération entre 2012 et 2020, la période analysée a été marquée par une flambée des prix de l'énergie en Europe, amorcée fin 2021 et aggravée par la guerre entre l'Ukraine et la Russie. Cette crise énergétique a entraîné une augmentation des prix du gaz naturel, qui ont atteint des niveaux records, et des hausses similaires pour l'électricité et les combustibles fossiles. L'inflation généralisée a également fait grimper les coûts d'investissement des technologies énergétiques, tandis que les coûts d'exploitation des solutions conventionnelles, fortement dépendantes des combustibles fossiles, et des filières consommant de l'électricité, ont connu une forte hausse. Ces dynamiques ont bouleversé les trajectoires de compétitivité des différentes filières énergétiques, avec des impacts variés selon les segments analysés.

Dans les analyses comparatives ci-après, les valeurs moyennes des LCOE de 2022 sont présentées avec une barre d'incertitude, reflétant la variabilité du paramètre ayant le plus d'impact sur le LCOE de chaque filière¹. Ces analyses sont organisées par cas d'usage : production d'électricité, production de chaleur pour les particuliers (chauffage et eau chaude sanitaire), production de chaleur pour le collectif, le tertiaire et l'industrie, production de biogaz. Pour chaque cas, les filières d'énergies renouvelables sont comparées à une filière conventionnelle de référence, généralement basée sur le gaz ou l'électricité. Pour consulter l'ensemble des hypothèses sous-jacentes aux LCOE affichés dans les graphiques, il convient de se reporter à la partie « Sources et hypothèses » des fiches filières, situées dans les sections 4 à 7 du présent rapport.



¹. La variabilité des filières aux différents paramètres du LCOE est détaillée dans les parties « analyse de sensibilité » des fiches filières, situées dans les sections 4 à 7.

2.1. Coûts des énergies renouvelables électriques raccordées au réseau

Les énergies renouvelables électriques étudiées sont celles qui constituent l'essentiel du mix énergétique renouvelable en France. En 2022, l'hydraulique reste la principale source d'électricité renouvelable en France, représentant 42 % du total de la production d'électricité renouvelable. L'éolien terrestre a pris une part croissante, représentant 33 % de la production d'électricité renouvelable, suivi par le photovoltaïque avec 16 % et la méthanisation qui, bien que plus marginale, contribue à hauteur de 2 %².

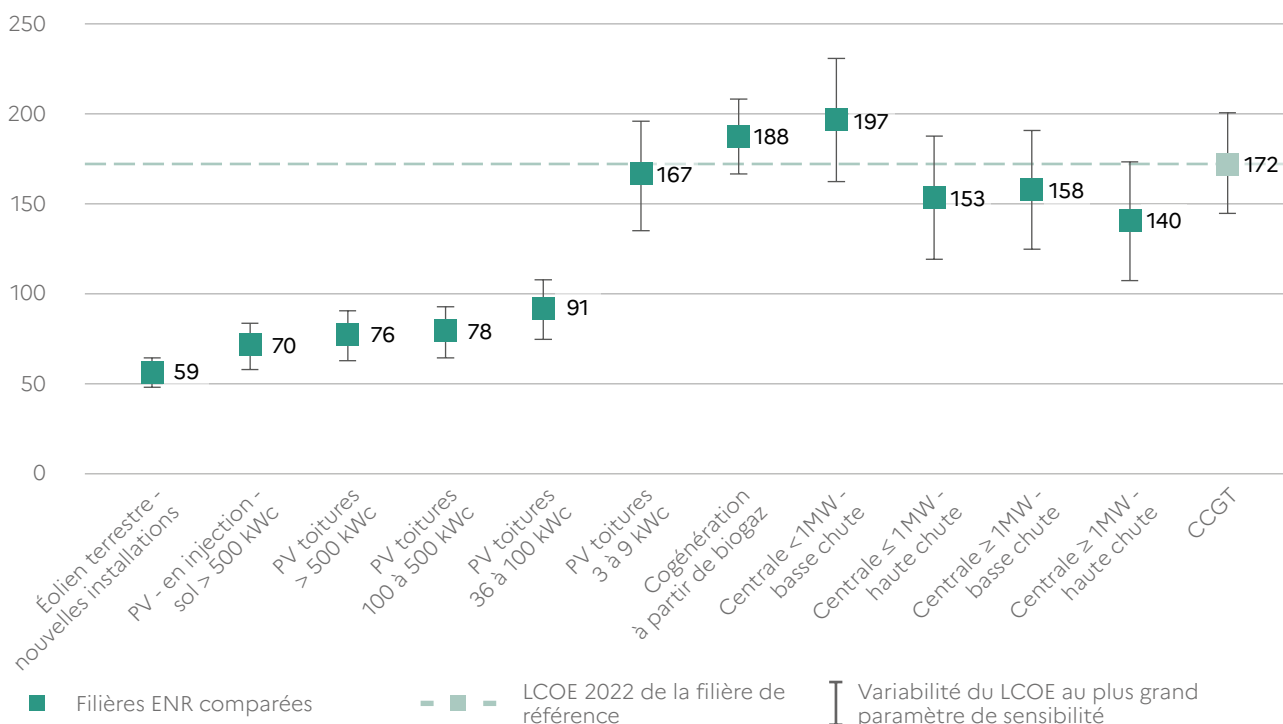
2.1.1. COÛTS DE PRODUCTION DES ÉNERGIES RENOUVELABLES RACCORDÉES AU RÉSEAU ÉLECTRIQUE EN INJECTION TOTALE

Dans le graphique ci-dessous, la moyenne des LCOE présentée correspond à la valeur pour l'année 2022.

Les valeurs minimales et maximales sont déterminées en fonction des variations annuelles ou des différences entre les types de projets, en prenant en compte le paramètre de sensibilité ayant le plus d'impact sur le LCOE pour chaque filière en 2022 :

- Pour l'éolien terrestre, le facteur de charge varie de ± 15 % ;
- Pour le photovoltaïque, la borne inférieure correspond à une installation surimposée en zone méditerranéenne (productible augmenté de 20 %), tandis que la borne supérieure concerne une installation surimposée dans le nord de la France (productible diminué de 20 %) ;
- Pour le biogaz, les OPEX variables fluctuent de ± 20 % ;
- Pour la petite hydroélectricité, les CAPEX varient de ± 40 % ;
- Pour les centrales à cycle combiné gaz (CCGT), le prix du gaz oscille de ± 25 %.

Comparaison des LCOE des solutions de production d'électricité en injection totale en 2022 (€/HT/MWh)³



Remarque : le LCOE de la catégorie « PV toitures 3 et 9 kWc » correspond à la moyenne des LCOE calculés hors taxes des installations PV en injection de 3 kWc en IAB, 3 kWc en surimposition, de 9 kWc en ISB et de 9 kWc en surimposition.

Graphique 2 : Comparaison des LCOE des solutions de production d'électricité en injection totale en 2022 (€/HT/MWh).

2. RTE, Production d'électricité en France - Accès aux données | RTE (rte-france.com).

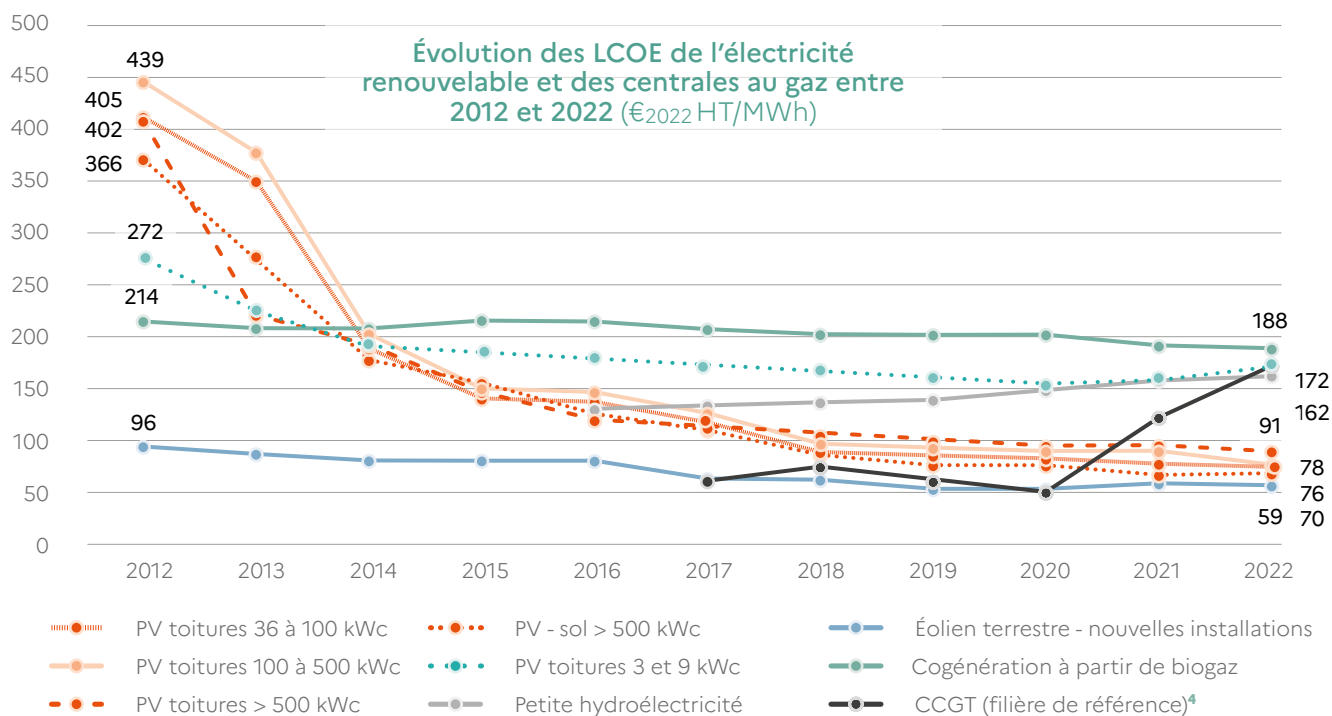
3. La filière PV toitures 3 à 9 kWc est en €/TTC/MWh



En 2022, la plupart des installations de production d'électricité renouvelable disposaient d'un LCOE moyen plus compétitif que celui des CCGT qui s'élevait à 172 €/HT/MWh. Seules les installations de cogénération à partir de biogaz et les centrales hydrauliques à basse chute (<1 MW) avaient des LCOE moins avantageux, avec des coûts supérieurs de 10 % et 15 % respectivement. À l'inverse, les installations éoliennes terrestres et photovoltaïques de plus de 100 kWc affichaient des LCOE beaucoup plus compétitifs, entre 2,2 et 2,9 fois inférieurs à ceux des CCGT, et ce, indépendamment des variations du facteur de charge ou des fluctuations du prix du gaz. Les LCOE de la petite hydroélectricité sont plus

proches du LCOE des CCGT, mais restent compétitifs pour la majeure partie des projets en 2022.

En considérant une augmentation de 25 % du prix du gaz par rapport à sa valeur de 2022, l'ensemble des solutions sont en moyenne compétitives par rapport aux CCGT, qui affichent un LCOE de 201 €/HT/MWh. Seule une petite partie des installations de cogénération à partir de biogaz, dont les OPEX variables sont supérieures de plus de 13 % à la moyenne, ainsi que les petites installations hydroélectriques à faible chute (< 1 MW), qui nécessitent des CAPEX élevés par kW de puissance installée (+5 % par rapport à la moyenne), se révèlent moins compétitives dans ce cas.



Graphique 3 : Évolution des LCOE de production d'électricité renouvelable en injection totale de 2012 à 2022 (€₂₀₂₂ HT/MWh).

Entre 2012 et 2020, les LCOE des installations de production d'électricité renouvelable ont tous diminué. Les coûts des installations PV de plus de 36 kWc sont ceux ayant le plus diminué en étant divisés par quatre à cinq en huit ans, notamment grâce aux baisses des prix des modules et *in fine* des CAPEX. Le LCOE du PV de 3 à 9 kWc a quant à lui diminué de 40 % sur cette période, soit le même ordre de grandeur que l'évolution connue par l'éolien terrestre qui a bénéficié de progrès technologiques et de réduction des coûts liés à des effets d'échelle. La production d'électricité par cogénération à partir de biogaz est la filière ayant connu la plus faible réduction de ces coûts : 6 % entre 2012 et 2020. Dans le même temps, la production par les CCGT qui était la solution la plus compétitive en 2017 a également vu ses coûts globaux se réduire de 17 % entre 2017 et 2020, du fait de baisse progressive du prix du gaz, restant ainsi toujours plus compétitive que les filières renouvelables jusqu'en 2020.

Depuis 2020, la tendance s'est radicalement inversée. D'une part, le LCOE des CCGT a été multiplié par 3,3 en deux ans du fait de la hausse des prix du gaz. D'autre part, les tendances observées pour les énergies renouvelables sont plus hétérogènes dans un contexte de hausse des coûts de l'énergie, des matières premières et du transport. Ainsi, l'évolution des coûts des installations photovoltaïques est comprise entre +6 et -14 % selon le segment de puissance étudié. Les LCOE de l'éolien terrestre et de la petite hydroélectricité⁵ ont augmenté respectivement de 6 % et de 9 % en deux ans. Enfin, les coûts globaux de la production d'électricité à partir de biogaz ont été réduits de 7 %. Ces tendances générales à la hausse, moindres pour les énergies renouvelables que pour les CCGT, ont conduit l'ensemble des filières de production d'électricité renouvelable étudiées à devenir compétitives par rapport aux CCGT en 2022.

⁴. L'évolution du LCOE des CCGT démarre en 2017 car le prix de référence du gaz pour les gros consommateurs industriels est disponible à partir de 2017 (cf. section 4.4.1).

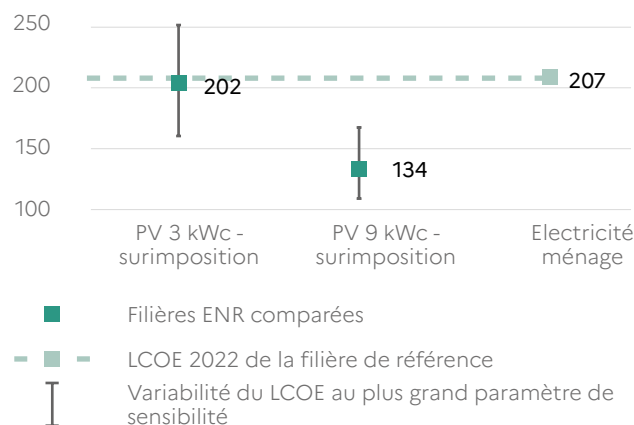
⁵. Sur le graphique 3, les valeurs de LCOE affichées pour la petite hydroélectricité correspondent à la moyenne des quatre sous-segments étudiés.

La baisse du prix du gaz sur le marché de gros et pour les grands consommateurs industriels, observée depuis 2022, devrait néanmoins permettre aux CCGT de redevenir compétitives. Face à ces évolutions rapides, les dispositifs de soutien aux EnR restent utiles (complément de rémunération) en permettant de réduire le risque perçu par les investisseurs tout en limitant les coûts pour l'État.

2.1.2. COÛTS DE PRODUCTION DES ÉNERGIES RENOUVELABLES EN AUTOCONSOMMATION

Le graphique 4 présente les moyennes des LCOE des installations résidentielles de panneaux photovoltaïques surimposés sur toiture en autoconsommation individuelle et le prix moyen de l'électricité payé par les ménages en 2022⁶. Les valeurs minimales et maximales des LCOE du photovoltaïque correspondent respectivement à des installations dans le Nord de la France, et sur le pourtour méditerranéen. Le calcul des LCOE des installations en autoconsommation ne prend pas en compte les aides et revenus associés à la vente de l'électricité et couvre uniquement les coûts de production, comme précisé dans la section 3 « Méthodologie ».

Comparaison des LCOE des solutions de production d'électricité en autoconsommation en 2022 (€TTC/MWh)



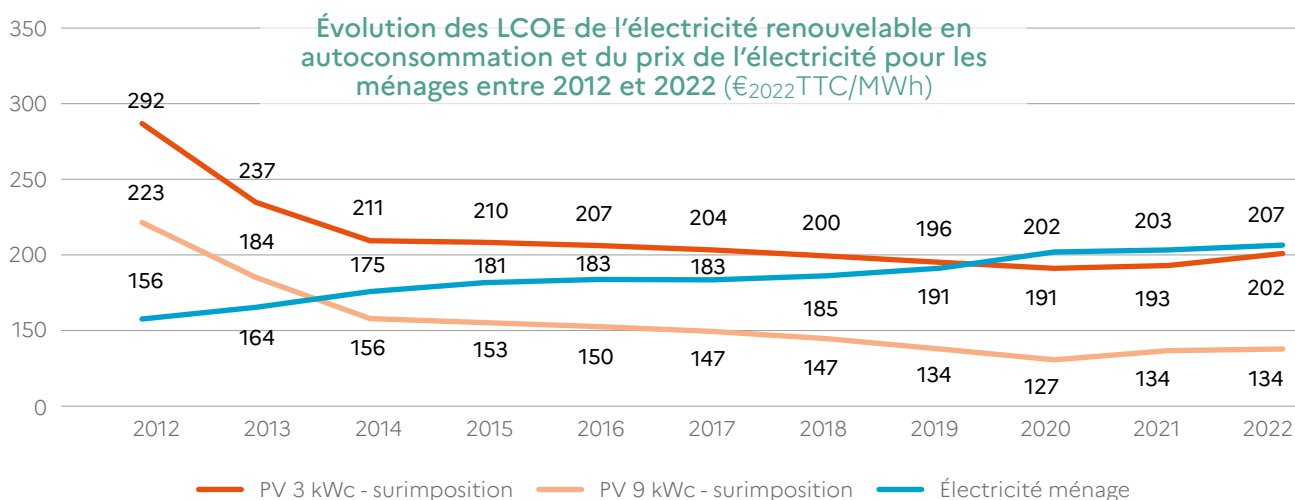
Note :

Le prix de l'électricité pour les ménages correspond au prix moyen 2022 donné par le SDES (2024) Prix de l'électricité en France et dans l'Union européenne en 2023).

Graphique 4 : Comparaison des LCOE de la production d'électricité pour de l'autoconsommation résidentielle en 2022 (€TTC/MWh).

Le LCOE de la production d'électricité par des installations photovoltaïques de 9 kWc destinée à de l'autoconsommation individuelle pour les ménages en 2022 était moins onéreux que le prix de l'électricité cette même année (207 € TTC/MWh), et ce, quelle que soit la localisation géographique de l'installation (112 à 168 € TTC/MWh selon l'ensoleillement).

La situation est moins favorable pour les installations de 3 kWc dont les LCOE sont supérieurs au prix de l'électricité lorsque les installations sont situées en zone Nord (252 € TTC/MWh). Ils sont toutefois inférieurs au prix de l'électricité en zone centre et sud-ouest (202 € TTC/MWh) et sur le pourtour méditerranéen (168 € TTC/MWh).



Graphique 5 : Évolution des LCOE de production d'électricité renouvelable en injection totale de 2012 à 2022 (€₂₀₂₂ TTC/MWh).

6. La section 4.1.4 sur les installations photovoltaïques sur moyennes toitures (36 à 100 kWc) et section 4.1.5 sur grandes toitures (100 à 500 kWc) présentent également le cas d'installations en autoconsommation.



La baisse des LCOE des installations photovoltaïques en surimposition entre 2012 et 2020 (de -35 % à -50 % en euros constants, selon les installations) est principalement liée à la baisse des coûts d'investissement, notamment des prix des modules. En 2021 et 2022, les installations photovoltaïques résidentielles ont connu leur première hausse des coûts globaux, de l'ordre de 5 % en 2 ans, portée par la hausse des prix des modules dans le contexte des perturbations de la chaîne d'approvisionnement lors de la pandémie de COVID-19. Cette remontée des LCOE du photovoltaïque résidentiel en autoconsommation n'a toutefois pas détérioré la compétitivité de ces installations par rapport aux prix de l'électricité, qui ont

également augmenté de 2 % en 2 ans après correction de l'inflation.

De plus, cette analyse de compétitivité de la filière photovoltaïque repose uniquement sur les coûts de production, et ne prend pas en compte les diverses aides qui participent à rendre l'installation de panneaux photovoltaïques en autoconsommation attractive pour les ménages. De même, le prix de l'électricité affiché est le prix après application du bouclier tarifaire, qui a limité la hausse du prix de l'électricité en 2021 et 2022 pour les ménages, mais qui a induit un coût supplémentaire pour l'État qui n'est pas reflété ici.

2.2. Coûts de la chaleur renouvelable pour les particuliers

2.2.1. COÛTS DE PRODUCTION DE LA CHALEUR RENOUVELABLE POUR LES BESOINS DE CHAUFFAGE CHEZ LES PARTICULIERS

Les modes de chauffage à énergies renouvelables étudiés pour le chauffage domestique incluent :

- les pompes à chaleur aérothermiques (PAC) (section 6.3) et géothermiques (section 6.4) ;
- les systèmes solaires combinés (SSC) pour la production d'eau chaude sanitaire et de chauffage pour les bâtiments (section 6.2) ;
- les systèmes de chauffage domestiques au bois (section 6.1).

Ces solutions peuvent couvrir l'ensemble des besoins de chauffage ou bien être utilisées en tant que chauffage d'appoint.

On les distingue en deux grandes catégories :

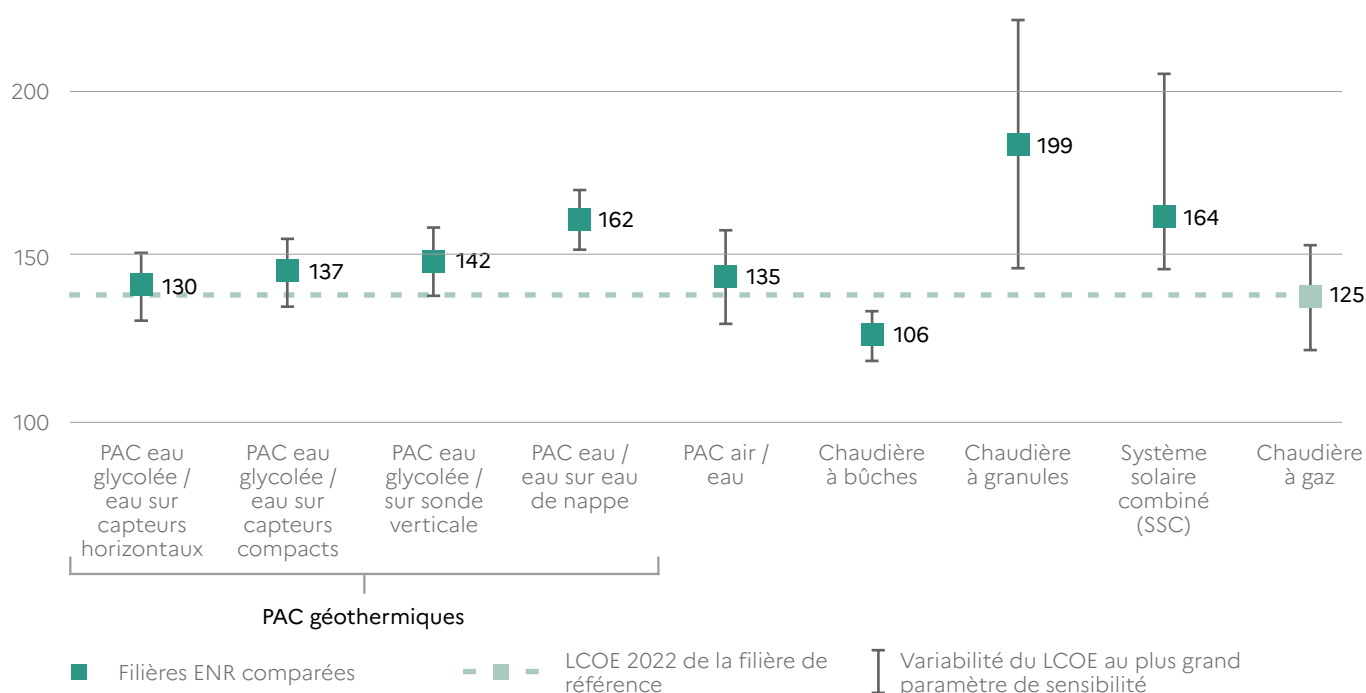
- **Les systèmes de chauffage centralisés** : ces systèmes desservent plusieurs pièces à partir d'une source unique (chaudière, PAC, etc.) et d'un réseau hydraulique central qui distribue la chaleur à travers un réseau de radiateurs ou de planchers chauffants ;
- **Les systèmes de chauffage décentralisés** : chaque pièce ou zone est équipée d'un appareil de chauffage indépendant, tel qu'un poêle à bois ou un radiateur électrique. Il y a donc besoin de plusieurs systèmes pour chauffer le logement. Ces dispositifs sont souvent utilisés en complément d'un autre système de chauffage principal, offrant une solution d'appoint pour améliorer le confort thermique ou répondre à des besoins spécifiques.

Pour les systèmes de chauffage centralisés, la solution de référence est la chaudière à gaz individuelle. Pour les systèmes de chauffage décentralisés, la solution de référence utilisée est le radiateur électrique.

Il est à noter que les pompes à chaleur peuvent répondre non seulement aux besoins de chauffage, mais aussi de rafraîchissement ou de froid en mode réversible. Cela permet d'utiliser un seul système pour gérer la température tout au long de l'année. Cependant, dans les analyses suivantes, la production de froid n'est pas prise en compte dans le calcul du LCOE. Cette partie est traitée succinctement dans la fiche dédiée à la géothermie, section 6.4.

Dans les deux graphiques ci-après, la moyenne des LCOE affichée correspond à la valeur de 2022. Les valeurs minimales et maximales des LCOE sont calculées en tenant compte de bornes de variation reflétant la volatilité des prix du gaz, de l'électricité ou du bois en fonction des filières au cours de l'année 2022. Le prix de l'électricité varie à la hausse ou à la baisse de 35 %, tandis que les prix du gaz et du bois varient de ± 25 %. La seule exception concerne les systèmes solaires combinés, qui varient en fonction du paramètre productible, où le minimum est basé sur une production représentative de la zone méditerranéenne (-20 %) et le maximum sur une production représentative du nord de la France (+20 %). Le coût des OPEX variables a été choisi comme paramètre de sensibilité car il représente la majeure partie du LCOE pour les solutions de chauffage domestique.

Comparaison des LCOE des systèmes de chauffage domestique centralisé en 2022 (€₂₀₂₂ TTC/MWh)



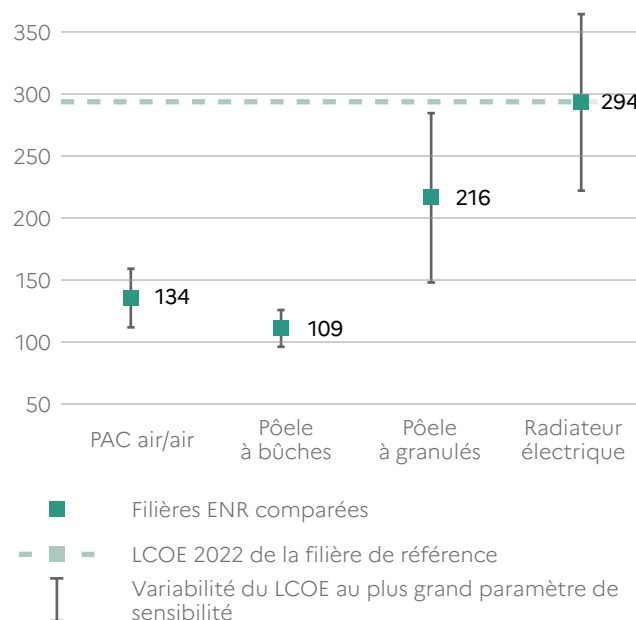
Graphique 6 : Comparaison des LCOE des systèmes de chauffage domestique centralisés en 2022 (€TTC/MWh).

Pour les systèmes de chauffage centralisés, seul le LCOE des chaudières à bûches, dont la valeur moyenne s'élève à 106 € TTC/MWh, se montre compétitif par rapport à la solution au gaz. Les solutions de PAC affichent des LCOE comparables, mais légèrement plus élevés, de +4 % pour les PAC eau glycolée/eau sur capteurs horizontaux, +8 % pour les PAC air/eau, et jusqu'à +30 % pour les PAC eau/eau sur eau de nappe, en comparaison avec le LCOE de la filière gaz.

Toutefois, ces solutions deviennent compétitives lorsque le prix du gaz augmente ou que celui de l'électricité diminue, toutes choses égales par ailleurs. Pour rappel, en 2022, les hypothèses de prix moyens annuels du gaz et de l'électricité retenues sont respectivement de 93 € TTC/MWh et 207 € TTC/MWh (cf. section 6.5).

Avec une hausse de 25 % du prix du gaz et avec les tarifs de l'électricité de 2022, les LCOE des PAC air/eau ainsi que des PAC à eau glycolée/eau, sur capteurs horizontaux, capteurs compacts ou sondes verticales, deviennent plus compétitifs que le LCOE des chaudières à gaz, avec un prix moyen entre 130 € TTC/MWh et 137 € TTC/MWh pour les solutions à énergies renouvelables là où le gaz atteindrait 150 € TTC/MWh. Pour rappel, ces coûts ne prennent pas en compte les aides publiques ou les CEE.

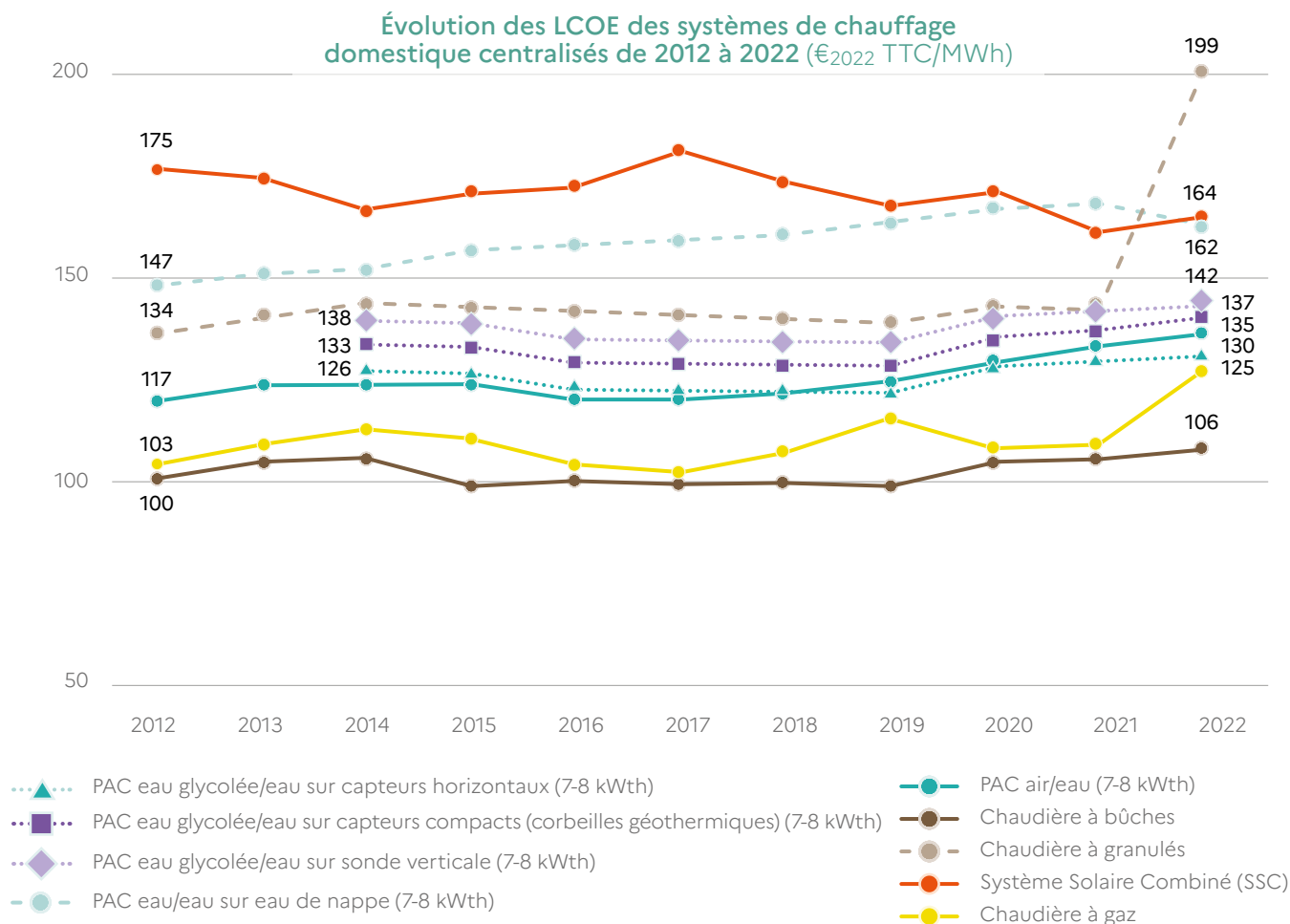
Comparaison des LCOE des systèmes de chauffage domestique décentralisé en 2022 (€TTC/MWh)



Graphique 7 : Comparaison des LCOE des systèmes de chauffage domestique décentralisés en 2022 (€TTC/MWh).



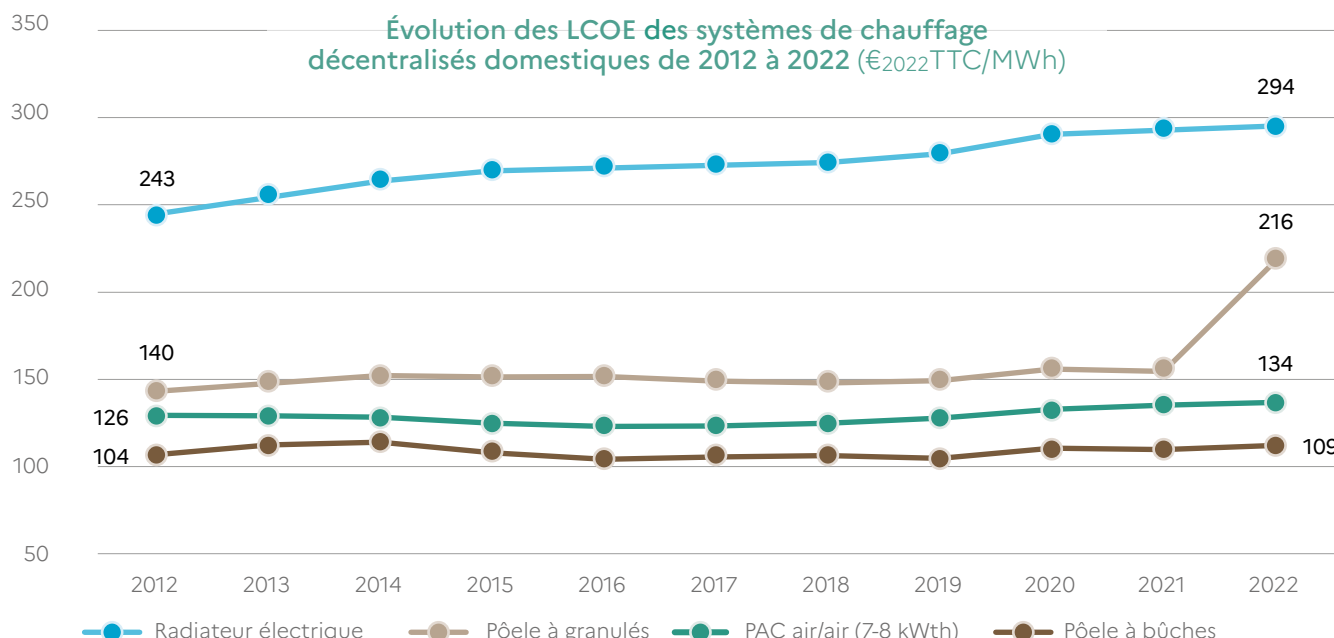
Pour les systèmes de chauffage décentralisés, toutes les solutions à énergies renouvelables ont un LCOE moyen inférieur à la solution électrique qui affiche un LCOE de 294 € TTC/MWh. La solution la plus compétitive est une nouvelle fois le poêle à bûches qui affiche un LCOE inférieur de 63 % à celui des radiateurs électriques en raison du faible coût du combustible.



Graphique 8 : Évolution des LCOE des systèmes de chauffage domestique centralisés de 2012 à 2022 (€₂₀₂₂ TTC/MWh).

Entre 2012 et 2022, seul le LCOE du système solaire combiné a diminué de 6 % sous l'effet d'une baisse progressive des coûts d'investissement et d'un allongement de la durée de vie des installations. Les LCOE des systèmes de chauffage à bois et des pompes à chaleur géothermiques ont légèrement augmenté, principalement en raison de la hausse des prix des équipements, qui ont augmenté de 18 % à 43 % entre 2016 et 2022 selon le type d'installation et la hausse des prix des combustibles bois. La seule évolution significative concerne les chaudières à granulés, dont le LCOE a bondi de 44 % entre 2021 et 2022. Cette augmentation s'explique principalement par l'envolée du prix des granulés, qui a grimpé de 77 % entre 2021 et 2022 sous l'effet de la demande (cf. section 6.1), rendant cette solution moins compétitive en 2022. Toutefois, les prix devraient retrouver un niveau plus stable dans les années à venir. Hormis cette exception, la tendance d'évolution des prix à la hausse des différents appareils de chauffage reste dans la continuité des dix dernières années, la chaudière à bûches demeurant la solution la plus économique.





Graphique 9 : Évolution des LCOE des systèmes de chauffage domestique décentralisés entre 2012 et 2022 (€₂₀₂₂ TTC/MWh).

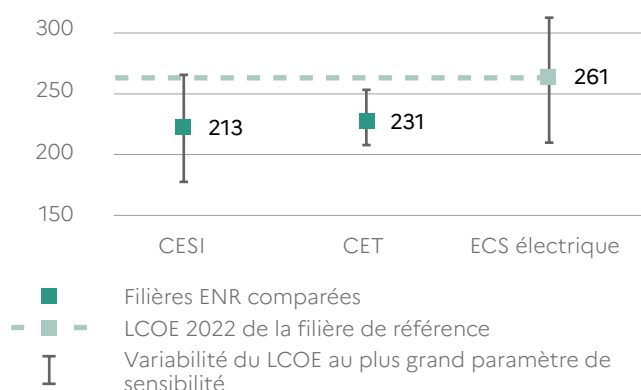
Pour les chauffages décentralisés, les LCOE des poêles à bûches et granulés et du radiateur électrique ont suivi une tendance à la hausse sur la période étudiée. La plus forte augmentation, de 42 % entre 2021 et 2022, concerne les poêles à granulés, pour des raisons similaires à la hausse du LCOE des chaudières à granulés, soit l'envolée du prix des granulés (cf. section 6.1). Malgré ces évolutions, le poêle à bûches reste la solution la plus économique, avec un LCOE de 109 € TTC/MWh en 2022. Sur la dernière décennie, les prix des équipements électriques, comme les radiateurs, ont grimpé d'environ 20 %, principalement en raison de l'augmentation du coût de l'électricité. Grâce au bouclier tarifaire, cette hausse a été limitée à 4 % entre février 2022 et janvier 2023. Sans cette mesure, elle aurait approché 50 % en 2022-2023.

2.2.2. COÛTS DE PRODUCTION DE LA CHALEUR RENOUVELABLE POUR LA PRODUCTION D'EAU CHAUDE SANITAIRE

Dans le graphique ci-après, la moyenne des LCOE présentée correspond à la valeur pour l'année 2022. Les valeurs minimales et maximales sont déterminées en fonction des variations annuelles ou des différences entre les types d'installations, en prenant en compte le paramètre de sensibilité ayant le plus d'impact sur le LCOE pour chaque filière en 2022.

- Pour l'ECS électrique et le Chauffe-Eau Thermodynamique (CET), le prix de l'électricité fluctue de ± 35 %.
- Pour le Chauffe-eau Solaire Individuel (CESI), la valeur minimale repose sur une production représentative de la zone méditerranéenne (+20 % de productible) et la valeur maximale sur une production caractéristique du nord de la France (-20 % de productible).

Comparaison des LCOE des systèmes d'eau chaude sanitaire en 2022 (€ TTC/MWh)



Graphique 10 : Comparaison des LCOE des systèmes d'eau chaude sanitaire en 2022 (€₂₀₂₂ TTC/MWh).

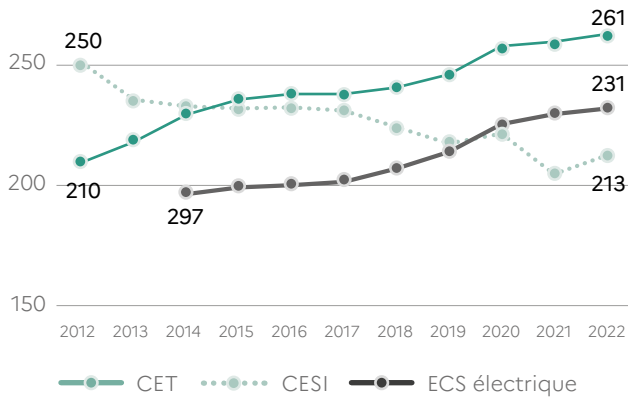
En se basant sur le prix de l'électricité en 2022, les LCOE d'un CESI (213 € TTC/MWh) et d'un CET (231 € TTC/MWh) sont respectivement inférieurs de -19 % et -12 % à ceux d'un système d'ECS électrique (261 € TTC/MWh), le CESI étant la solution la plus compétitive.

Si l'on projette une augmentation de 25 % du prix de l'électricité par rapport à 2022, et que l'on considère un CET installé dans le nord de la France, le CET et le CESI restent plus compétitifs que l'ECS électrique, avec un LCOE moyen de 266 € TTC/MWh pour le CESI et de 254 € TTC/MWh pour le CET, contre environ 313 € TTC/MWh pour l'ECS électrique. Dans ce scénario, le CET apparaît comme la solution la plus avantageuse.

Il est important de rappeler que le LCOE est calculé en tenant compte uniquement des coûts de production de l'installation, et ne prend donc pas en compte les coûts liés à un appoint gaz ou électrique pour les CESI.



Évolution des LCOE des systèmes d'eau chaude sanitaire de 2012 à 2022 (€₂₀₂₂ TTC/MWh)



Graphique 11 : Évolution des LCOE des systèmes d'eau chaude sanitaire de 2012 à 2022 (€₂₀₂₂ TTC/MWh).

Le LCOE des CESI a diminué de 15 % entre 2012 et 2022, notamment grâce à la baisse des prix d'achat des systèmes solaires, et cette solution est par conséquent la technologie la plus compétitive en 2022 avec un LCOE de 213 € TTC/MWh. En revanche, les LCOE des CET et de l'ECS électrique ont augmenté respectivement de 17 % et 14 % entre 2014 et 2022, en raison de la hausse des prix des équipements et de l'électricité. Entre 2021 et 2022, les LCOE des trois solutions ont augmenté, de 1 % pour le CET et l'ECS électrique à 3 % pour le CESI.

2.2.3. EXEMPLES DE COÛTS ANNUALISÉS DE L'ÉNERGIE DANS UNE MAISON INDIVIDUELLE

Le coût annuel est calculé pour les besoins énergétiques, chauffage et Eau Chaude Sanitaire (ECS), d'une maison individuelle de 100 m² située au centre de la France métropolitaine et avec un diagnostic de performance énergétique (DPE) de classe D soit des consommations de chauffage de 20 000 kWh/an et d'ECS de 1 500 kWh/an.

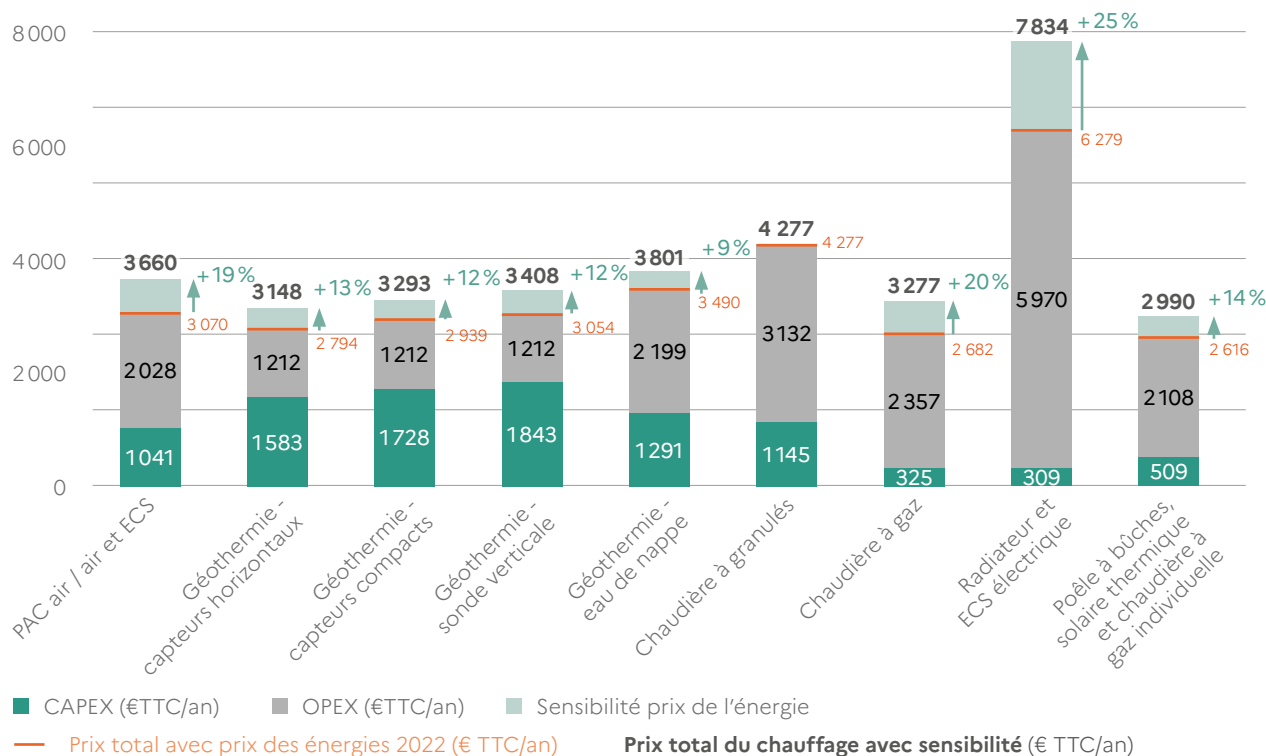
Pour répondre à ces besoins, les coûts de neuf solutions énergétiques, depuis une solution 100 % gaz ou électrique jusqu'à une solution 100 % EnR ont été étudiés. Les mix énergétiques étudiés sont les suivants :

- PAC aérothermique et chauffe-eau électrique ;
- PAC géothermique :
 - PAC eau glycolée/eau sur capteurs horizontaux (7-8 kWth),
 - PAC eau glycolée/eau sur capteurs compacts (corbeilles géothermiques) (7-8 kWth),
 - PAC eau glycolée/eau sur sonde verticale (7-8 kWth),
 - PAC eau/eau sur eau de nappe (7-8 kWth) ;
- Chaudière à granulés ;
- Chaudière à gaz ;
- Radiateur électrique et chauffe-eau électrique ;
- Combinaison de solutions EnR et chaudière à gaz. : 69 % des besoins en chaleur et ECS couverts par une chaudière à gaz individuelle, 28 % par un poêle à bûches et 3 % par du solaire thermique (2 m²).

Le détail des hypothèses utilisées est présenté en section 8.



Comparaison du coût total annualisé de solutions énergétique pour le chauffage et l'ECS d'une maison individuelle avec un prix des énergies 2022 et un prix de l'électricité diminué de 25 % et le prix du gaz diminué de 50% par rapport à 2022 (€ TTC/an)



Graphique 12 : Comparaison du coût total annualisé de solutions énergétiques pour le chauffage et l'ECS d'une maison individuelle selon le prix du gaz et de l'électricité (€₂₀₂₂ TTC/an).



En se basant sur les prix de l'énergie en 2022, la solution la plus économique est le système combiné EnR et gaz (poêle à bûches, solaire thermique et chaudière à gaz individuelle), qui comprend 2m² de solaire thermique, un poêle à bûches, et une chaudière à gaz, avec un coût annuel de 2616 € TTC. Elle est suivie de près par la solution à chaudière gaz seule, à 2682 € TTC/an. Toutefois, les coûts des solutions géothermiques sur capteurs horizontaux et capteurs compacts restent comparables à ceux de la chaudière à gaz.

Dans l'hypothèse d'une augmentation des prix de l'énergie pour les filières de référence (+35 % pour l'électricité et +25 % pour le gaz par rapport à 2022), le système combiné EnR et gaz (poêle à bûches, solaire thermique et chaudière à gaz individuelle) reste la solution la plus économique avec un coût de 2989 € TTC/an, suivi de près par la chaudière à gaz avec un coût de 3225 € TTC/an. Le coût des PAC géothermiques sur capteurs horizontaux se rapprocherait alors significativement, avec un surcoût de seulement 59 € TTC/an par rapport à la solution gaz. La solution la plus impactée par cette hausse est celle des radiateurs et de l'ECS électriques, qui subirait une augmentation de 25 %, illustrant ainsi sa grande sensibilité aux variations des prix de l'électricité.

En se concentrant sur les dépenses hors amortissement de l'investissement (dépense d'entretien et de combustible), appelées OPEX dans le graphique ci-dessus, les solutions géothermiques sur capteurs horizontaux, capteurs compacts et sondes verticales présentent les dépenses de fonctionnement les plus faibles en 2022 (1313€TTC/an). Dans le scénario de baisse des prix de l'électricité et du gaz, ce sont les solutions géothermie sur capteurs horizontaux, géothermie sur sonde verticale, et géothermie sur capteurs compacts qui ont les dépenses de fonctionnement les plus faibles (1702 €TTC/an).

Rappelons que les coûts présentés sont hors aides publiques, leur prise en compte contribuerait à réduire le coût des solutions énergétiques utilisant des EnR.



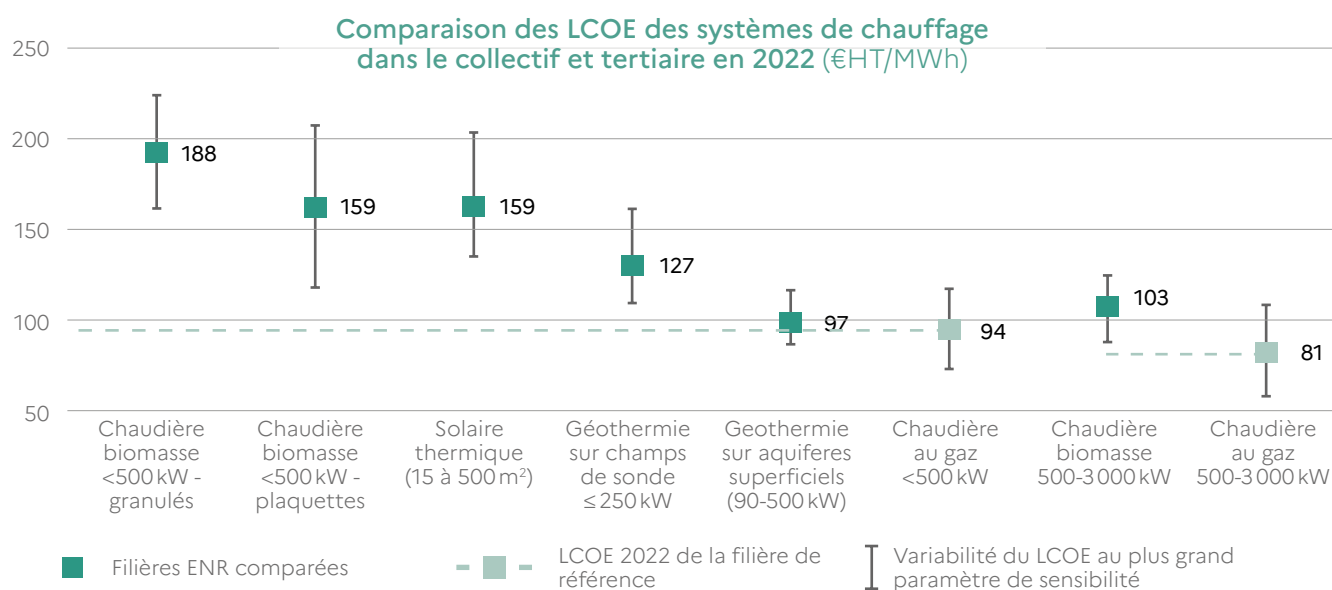
2.3. Coûts de la chaleur renouvelable pour le collectif et tertiaire

Pour la production de chaleur dans les secteurs du logement collectif et du tertiaire, les modes de production de chaleur renouvelable étudiés sont les chaudières biomasse, le solaire thermique sur toiture, la géothermie sur champs de sonde et la géothermie sur aquifères superficiels. Les comparaisons sont réalisées avec la production de chaleur par des chaudières à gaz.

2.3.1. COÛTS DE PRODUCTION DE LA CHALEUR RENOUVELABLE POUR LES BESOINS DE CHAUFFAGE DANS LE LOGEMENT COLLECTIF ET LE TERTIAIRE

Le graphique ci-dessous compare les modes de production de chaleur renouvelable aux chaudières à gaz en fonction de la puissance des installations. Deux catégories de puissance sont distinguées : moins de 500 kW et de 500 kW à 3 MW. Sur le graphique, la moyenne des LCOE présentée correspond à la valeur pour l'année 2022. Les valeurs minimales et maximales sont déterminées en fonction des variations annuelles ou des différences entre les types d'installations, en prenant en compte le paramètre de sensibilité ayant le plus d'impact sur le LCOE pour chaque filière en 2022.

- Pour les chaudières biomasse, les CAPEX varient de ± 50 % ;
- Pour la géothermie, le facteur de charge oscille de ± 20 % ;
- Pour le solaire thermique, la valeur minimale repose sur une production représentative de la zone méditerranéenne (+20 % de productible) et la valeur maximale sur une production caractéristique du nord de la France (-20 % de productible) ;
- Pour les chaudières à gaz, le prix du gaz varie de ± 25 %.



Graphique 13 : Comparaison des LCOE des systèmes de chauffage dans le collectif et tertiaire en 2022 (€₂₀₂₂ HT/MWh).

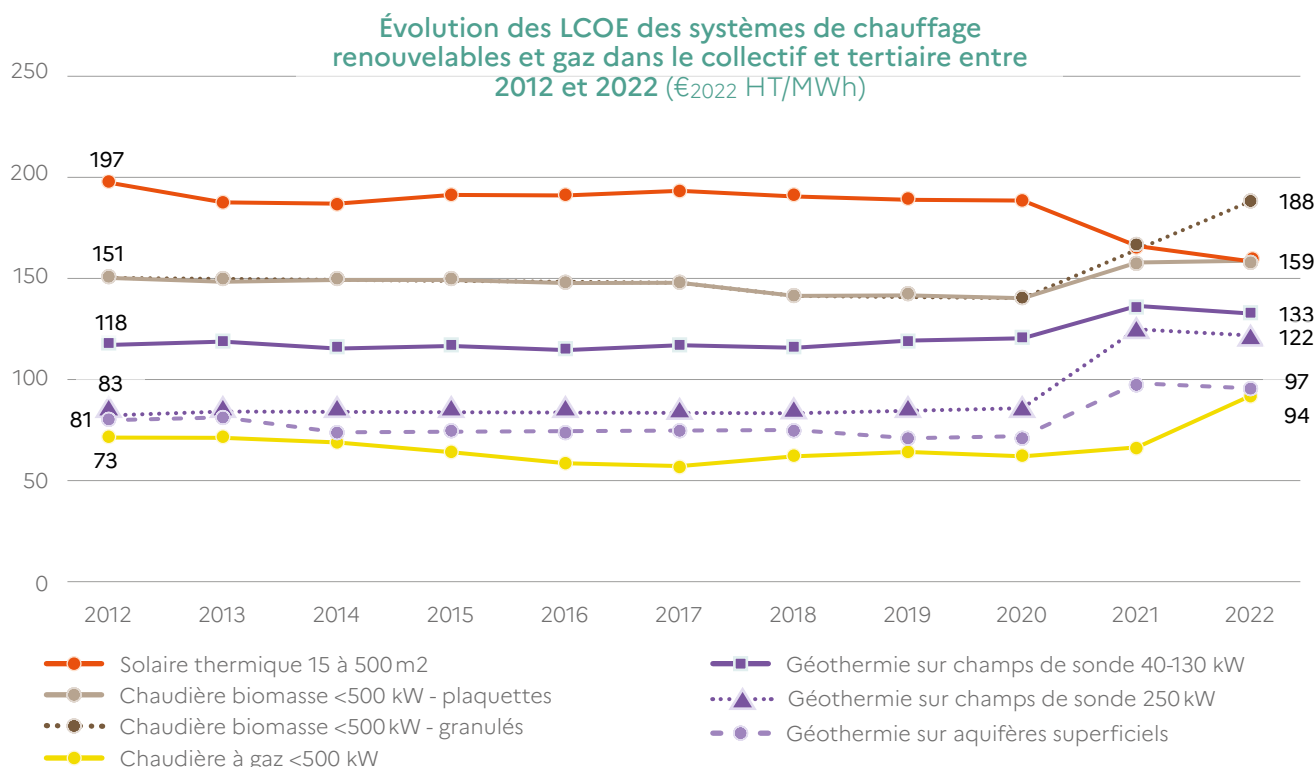
Pour les installations de moins de 500 kW, le LCOE de la chaudière gaz <500 kW, à 94 €HT/MWh, est le plus compétitif en 2022. Le LCOE des solutions de géothermie sur aquifères superficiels est proche, avec seulement +4 % de différence, soit 97 € HT/MWh. En revanche, les autres technologies affichent des LCOE plus élevés, allant de +36 % pour la géothermie sur champs de sonde (<250 kW) avec 127 € HT/MWh à +70 % pour les installations solaires thermiques de 15 à 500 m² avec 159 € HT/MWh. Toutefois, la prise en compte de la production de froid actif et de rafraîchissement par *geo-cooling* dans le LCOE des installations géothermiques permet de réduire de l'ordre de 15 % dans le secteur col-

lectif, et de 50 % dans le secteur tertiaire (cf. section 7.3). Ainsi cela améliore la compétitivité de ces technologies par rapport aux technologies de référence.

Pour les installations de 500 kW à 3 MW, le LCOE des chaudières biomasse est supérieur de 28 % par rapport à celui du gaz en 2022, avec 103 € HT/MWh. Bien que la part du combustible dans le LCOE des chaudières biomasse soit nettement inférieure (30 % contre près de 90 % pour le gaz), cela s'explique par des CAPEX beaucoup plus élevés (7,2 fois supérieurs) et des OPEX bien plus importants (multipliés par 40) dans la filière biomasse.

Dans l'hypothèse d'une augmentation de 25 % du prix du gaz par rapport à 2022, et en supposant que l'impact sur les CAPEX soit négligeable (car difficilement mesurable), les LCOE 2022 de la géothermie sur champs de sondes et sur aquifères superficiels deviendraient compétitifs par rapport à la chaudière à gaz (<500 kW) qui afficherait alors un LCOE de 125 € HT/MWh. De même, une chaudière biomasse de moins de 500 kW, avec un facteur de charge amélioré de 20 %, atteindrait un LCOE de 114 € HT/MWh, ce qui la rendrait plus compétitive.

En revanche, pour les segments de grande puissance, seules les installations avec des CAPEX réduits (LCOE de 93 € HT/MWh avec une réduction de 50 % des CAPEX) pourraient concurrencer les chaudières à gaz avec un prix du gaz augmenté de 25 %. Le LCOE de ces chaudières entre 500 kW et 3 MW serait alors de 106 € HT/MWh.



Remarque : Le LCOE de la biomasse collective couvre l'ensemble des puissances d'installation. Celui de la géothermie de surface correspond au LCOE des installations de 40 à 130 kW, ainsi que des installations de 250 kW pour les champs de sondes, et des unités de 90 à 500 kW pour les aquifères superficiels. Le LCOE du solaire thermique s'applique à des installations de 15 à 500 m².

Graphique 14 : Évolution des LCOE de production de chaleur renouvelable dans le collectif et tertiaire entre 2012 et 2022 (€₂₀₂₂ HT/MWh)⁷.

Les LCOE des installations de production de chaleur collective ont suivi des trajectoires contrastées entre 2012 et 2022. Les installations géothermiques ont connu une hausse modérée de leur LCOE jusqu'en 2019, mais cette tendance s'est fortement accélérée entre 2020 et 2022. Le LCOE a augmenté de 23 % pour la géothermie sur champs de sondes et de 31 % pour celle sur aquifères superficiels, en raison de la hausse des coûts d'investissement, notamment pour les équipements et les forages. En parallèle, le LCOE des chaudières biomasse a aug-

menté de 12 % sous l'effet de l'augmentation des coûts d'investissements et des combustibles sur les deux dernières années.

En revanche, le LCOE du solaire thermique a diminué de manière significative (-24 %) sur la décennie, grâce à l'amélioration des conditions de financement (réduction des taux d'intérêt) et à la réduction des coûts d'installation, la filière étant peu sensible aux fluctuations des prix de l'énergie.

7. L'évolution des LCOE des filières de puissance de 500 à 3000 kWc son décrites dans les sections 7.1.3 et 7.6.



2.3.2. EXEMPLES DE COÛTS ANNUELS DANS UN LOGEMENT D'HABITAT COLLECTIF

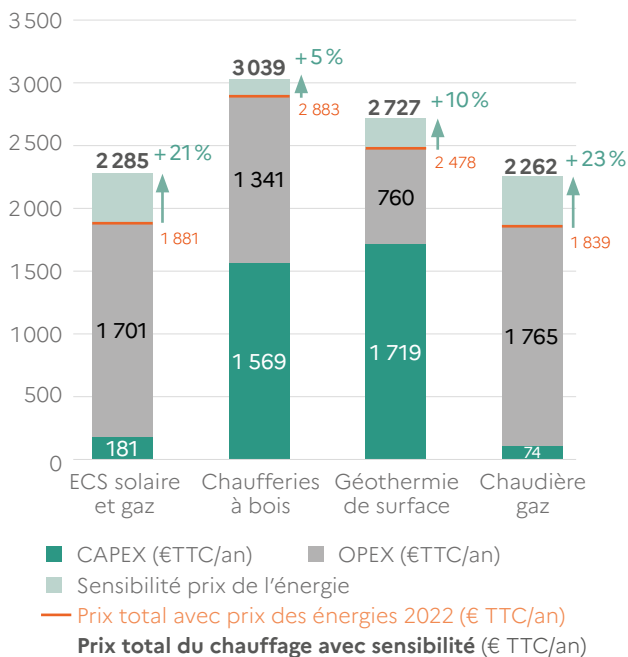
Le coût annuel est calculé pour les besoins énergétiques, chauffage et Eau Chaude Sanitaire (ECS), d'un logement en habitat collectif de 80 m² situés au centre de la France métropolitaine et avec un diagnostic de performance énergétique (DPE) de classe D, soit des consommations de chauffage et d'ECS respectivement de 15 000 kWh/an et 1 500 kWh/an.

Pour répondre à ces besoins, les coûts de quatre mix énergétiques (avec des taux d'EnR variant de 0 à 100 %) ont été étudiés. Les mix énergétiques sont les suivants :

- Géothermie de surface (champs de sondes géothermiques) ;
- Chaufferies à bois en pied d'immeuble ;
- Chaudière à gaz en pied d'immeuble ;
- Solution Solaire thermique sur toiture (45 % des besoins ECS de l'immeuble) et chaudière à gaz en pied d'immeuble (55 % des besoins ECS et 100 % des besoins en chauffage).

Le détail des hypothèses utilisées est présenté en section 8.

Comparaison du coût total annualisé de solutions énergétique pour le chauffage et l'ECS d'un appartement de 80 m² avec un prix des énergies 2022 et un prix de l'électricité diminué de 25 % et le prix du gaz diminué de 50 % par rapport à 2022 (€ TTC/an)



Remarque : Dans les fiches par technologie sur le segment collectif, les valeurs des LCOE étaient exprimées hors TVA. Afin de présenter le coût total actualisé des solutions énergétiques pour l'habitant du logement, les LCOE ont été exprimés en prenant en compte la TVA. Pour cela, nous avons retenu les taux de TVA suivants : 5,5 % sur les CAPEX des chauffe-eau solaires, 10 % sur les autres CAPEX, OPEX fixes et bois de chauffage, 20 % sur le gaz et l'électricité.

Graphique 15 : Comparaison du coût total annualisé de solutions énergétiques pour le chauffage et l'ECS d'un appartement de 80 m² selon le prix du gaz et de l'électricité (€₂₀₂₂ TTC/an).



Avec le prix des énergies de 2022, la solution la plus économique est la chaudière à gaz (1 836 € TTC/an), mais le coût pour la solution solaire et gaz est proche (1 878 € TTC/an).

En tenant compte d'une hausse du prix des énergies (+ 35 % pour l'électricité et +25 % pour le gaz par rapport à leur valeur de 2022, mais avec un prix du bois correspondant à sa valeur de 2022), la chaudière gaz reste la solution la plus économique (2 259 € TTC/an) suivie par la solution solaire et gaz (2 282 € TTC/an).

En se concentrant sur les dépenses hors amortissement (dépense d'entretien et de combustible), appelées OPEX dans le graphique ci-dessus, la géothermie de surface a des dépenses de fonctionnement qui restent modestes, même avec une hausse du prix de l'électricité, comparée aux solutions recourant à une chaudière à gaz.

Enfin, rappelons que les coûts présentés sont hors aides publiques (aide du Fonds Chaleur, Ma Prime Renov, etc.), et que leur prise en compte contribuerait à réduire le coût d'investissement des solutions énergétiques utilisant des EnR.

2.4. Coûts de la chaleur renouvelable pour l'industrie

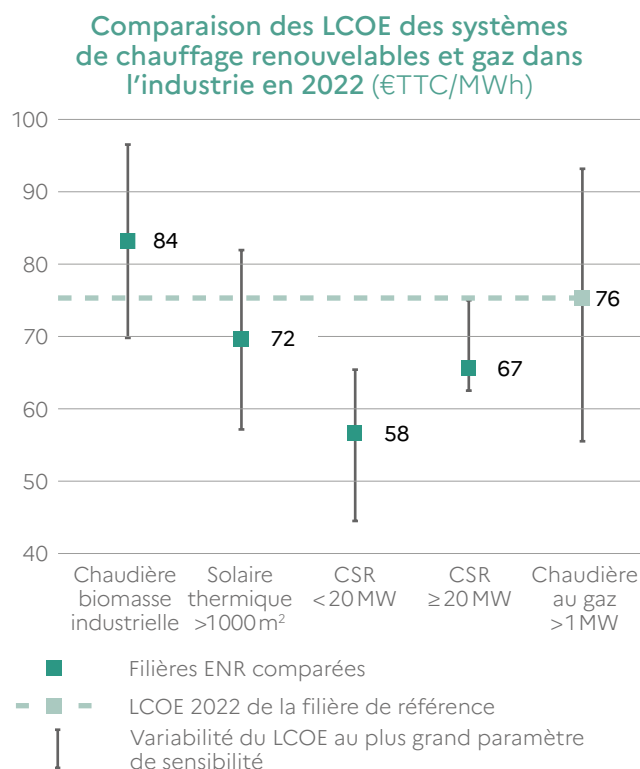
Pour la production de chaleur dans l'industrie, les technologies de chaleur renouvelable étudiées incluent les chaudières biomasse industrielles, les installations de solaire thermique de plus de 1 000 m², ainsi que les installations de valorisation des combustibles solides de récupération (CSR), segmentées en deux tranches de

puissance : moins de 20 MW et 20 MW ou plus, afin de distinguer les unités soumises au système d'échange de quotas d'émission (EU-ETS). Ces solutions sont comparées à la production de chaleur par des chaudières à gaz de plus de 1 MW.

2.4.1. COÛTS DE PRODUCTION DE LA CHALEUR RENOUVELABLE POUR LES BESOINS DE CHALEUR DANS L'INDUSTRIE

Sur le graphique ci-dessous, la moyenne des LCOE présentée correspond à la valeur pour l'année 2022. Les valeurs minimales et maximales sont déterminées en fonction des variations annuelles ou des différences entre les types d'installations, en prenant en compte le paramètre de sensibilité ayant le plus d'impact sur le LCOE pour chaque filière en 2022.

- Pour les chaudières biomasse, les CAPEX varient de $\pm 50\%$;
- Pour le solaire thermique de plus de 1000 m², les CAPEX varient de $\pm 20\%$;
- Pour les installations de valorisation des combustibles solides de récupération de moins de 20 MW, les OPEX variables varient de $\pm 30\%$;
- Pour les installations CSR de plus de 20 MW, le prix du CO₂ fluctue de $\pm 15\%$;
- Pour les chaudières à gaz, le prix du gaz varie de $\pm 25\%$.



En 2022, les installations de valorisation des combustibles solides de récupération et de solaire thermique de plus de 1000 m² sont plus compétitives que le gaz, dont le LCOE estimé s'élève à 76 € HT/MWh. Les installations CSR de moins de 20 MW, non soumises au système d'échange de quotas d'émission affichent un LCOE inférieur de 21 %, tandis que les installations de plus de 20 MW, soumises à l'EU ETS, bénéficient d'un avantage compétitif de 11 %⁸. Le solaire thermique de plus de 1000 m² dispose d'un LCOE 6 % plus faible que celui des chaudières gaz. Enfin, le LCOE des chaudières biomasse industrielles est supérieur de 11 % par rapport à la valeur de 2022, basé sur un CAPEX moyen.

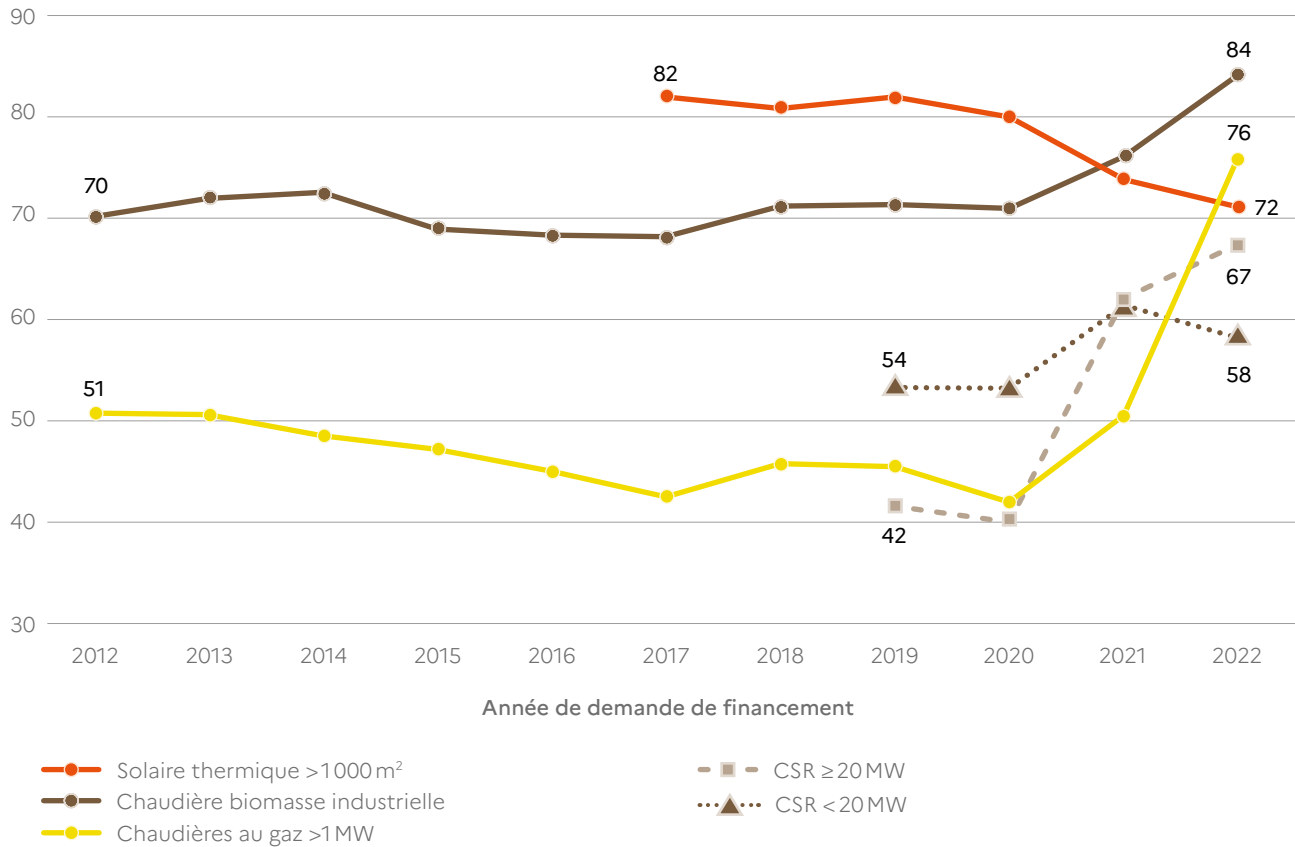
Dans l'hypothèse d'une augmentation de 25 % du prix du gaz par rapport à 2022, toutes choses égales par ailleurs, toutes les technologies deviendraient compétitives.

Graphique 16 : Comparaison des LCOE des systèmes de chauffage gaz dans l'industrie en 2022 (€₂₀₂₂ HT/MWh).

⁸. Les LCOE moyens affichés pour les installations CSR <20MW et >20MW correspondent aux moyennes des LCOE des installations tout thermique et en cogénération calculés à partir d'un CAPEX moyen propre aux deux filières mentionnées. Ces estimations étant basées sur un nombre limité de plans d'affaires, elles sont à considérer avec prudence. Voir section 4.4.



Évolution des LCOE des systèmes de chauffage renouvelables et gaz dans l'industrie entre 2012 et 2022 (€₂₀₂₂ HT/MWh)



Graphique 17 : Évolution des LCOE des filières EnR et des chaufferies gaz dans l'industrie entre 2012 et 2022 (€₂₀₂₂ HT/MWh).

Les installations de valorisation des CSR sont encore trop récentes pour offrir une tendance fiable sur l'évolution de leur LCOE. Toutefois, elles apparaissent plus compétitives que leurs équivalents en énergies renouvelables, comme les chaufferies biomasse et le solaire thermique en industrie. Les projets CSR sont toutefois soumis à de fortes incertitudes sur les coûts de fonctionnement

La baisse du LCOE entre 2017 et 2022 pour le solaire thermique (-14 %) s'explique principalement par l'amélioration des conditions de financement (réduction des taux d'intérêt pour le financement de projets solaires thermiques) et la réduction des coûts d'installation, cette technologie étant relativement peu affectée par l'évolution des prix de l'énergie. En revanche, le LCOE des chaudières biomasse a augmenté de 20 % entre 2012 et 2022, passant de 70 €₂₀₂₂ HT/MWh à 84 €₂₀₂₂ HT/MWh, en grande partie à cause de la hausse du prix du bois.

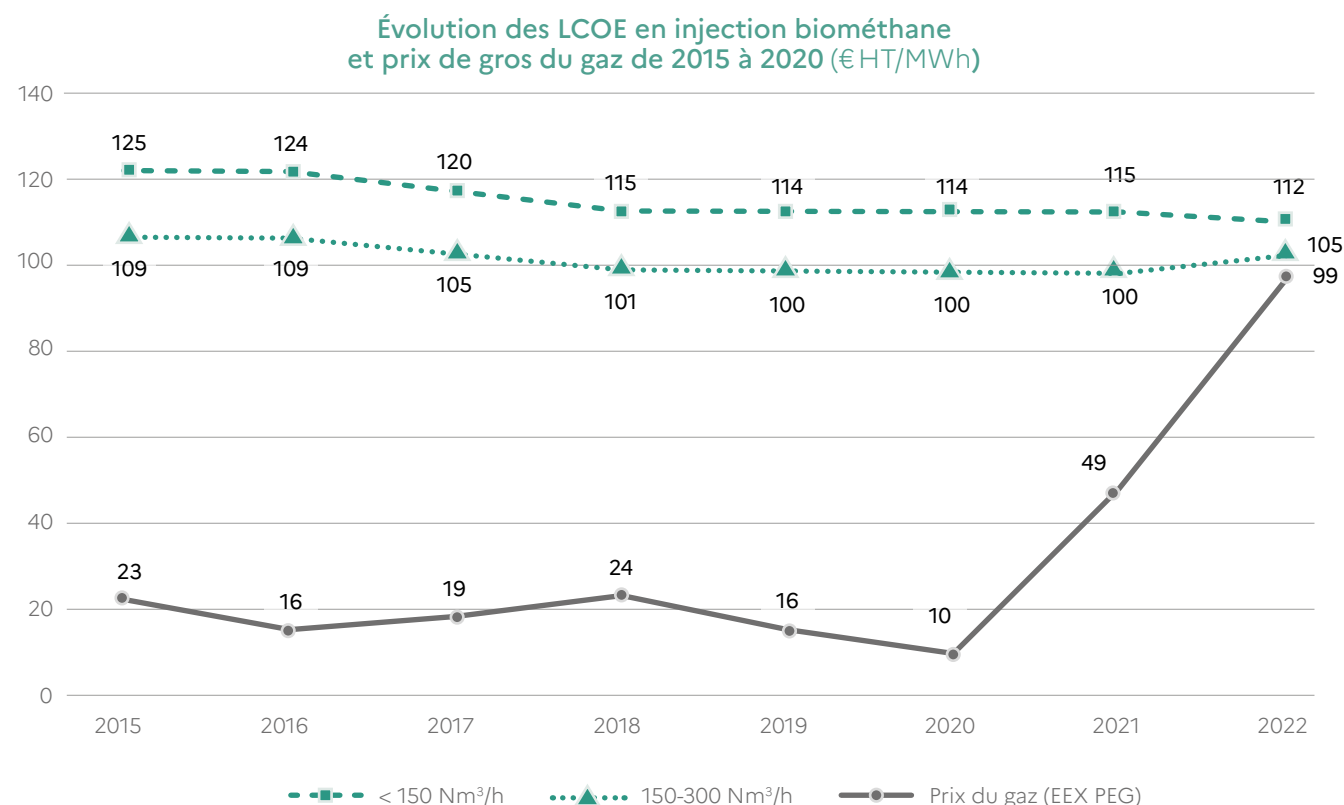
Au cours des deux dernières années, seul le solaire thermique a enregistré une baisse de son LCOE, avec une réduction de 11 %, atteignant 71 € HT/MWh. En revanche, les autres filières ont connu des augmentations : +9 % pour les installations CSR de moins de 20 MW, +68 % pour les installations CSR de plus de 20 MW, principalement en raison de la hausse du coût des quotas carbone, et +18 % pour les chaudières biomasse industrielles entre 2020 et 2022.



2.5. Coûts du gaz renouvelable raccordé au réseau

La méthanisation est la principale filière de production de gaz renouvelable en France. Fin 2023, parmi les 1920 installations de méthanisation en France, 34 % valorisent le biogaz sous forme de biométhane injecté dans les réseaux de gaz, représentant une capacité maximale de production de 11,8 TWh/an⁹. L'objectif de la PPE 2 de 6 TWh PCS de biométhane issu de la méthanisation injectée dans les réseaux de gaz naturel en 2023 a été dépassé puisque 9,1 TWh PCS ont été injectés (représentant 2,3 % de la consommation primaire de gaz naturel).

Source prix du gaz : prix spot du gaz PEG France¹⁰.



Remarque : Le calcul du LCOE tient compte d'un coefficient de réfaction de 90 %, qui traduit le fait que 90 % des coûts de production sont imputables à l'activité de production d'énergie et 10 % aux autres activités.

Graphique 18 : Évolution des LCOE de l'injection de biométhane et du prix du gaz entre 2015 et 2022 (en €₂₀₂₂ HT/MWh).

En 2021 et 2022, le LCOE du biométhane varie entre 100 et 115 €₂₀₂₂ HT/MWh en fonction de la taille de l'installation, après correction de l'inflation. Pour toutes les tailles d'installation, le LCOE a légèrement diminué par rapport à 2015, du fait d'une amélioration des conditions de financement et d'une tendance à la baisse des dépenses d'investissements après correction de l'inflation. Le prix du biométhane est devenu très proche de celui du gaz en 2022 en raison de la forte hausse des prix du gaz naturel cette année-là – les prix sont depuis redescendus autour de 30 €/MWh.

9. Panorama du gaz renouvelable, 2023.

10. Ministère de la transition écologique et de la Cohésion des territoires (2024), *Chiffres clés de l'énergie — Édition 2024 — Prix de l'énergie*. Disponible [ici](#). Les données mensuelles ont été moyennées par année.



03.

Méthodologie

| 3.1. LCOE : définition, formule et limites

Le coût actualisé de l'énergie (LCOE, *Levelized Cost of Energy*) est un indicateur de référence pour calculer le prix de l'énergie produite par un actif reposant sur une technologie donnée. Son calcul permet de comparer les coûts des différentes sources d'énergie pour la production d'électricité, de gaz ou de chaleur en France, en tenant compte des investissements réalisés, des coûts d'exploitation et de maintenance. Cette approche normalisée facilite la comparaison entre les technologies et le suivi de l'évolution des coûts de chaque technologie dans le temps.

La formule du LCOE rationalise l'ensemble des coûts de production d'un équipement sur sa durée de vie avec l'énergie (électricité, chaleur, froid) produite, estimée sur cette même durée. Exprimé en €/MWh, il est calculé en divisant la somme des coûts actualisés de production d'énergie par la quantité d'énergie produite, également actualisée. Son calcul prend en compte tous les coûts liés à l'installation et l'exploitation de l'actif sur toute sa durée de vie, incluant les dépenses d'investissement (CAPEX), les coûts d'exploitation et de maintenance (OPEX), et les éventuels coûts de démantèlement.

L'actualisation des coûts permet d'évaluer la valeur des flux monétaires intervenant tout au long de la durée de vie de l'actif en utilisant un taux d'actualisation annuel qui reflète la préférence pour la disponibilité immédiate des fonds. Le LCOE offre ainsi une estimation standardisée pour la comparaison des différentes technologies d'énergies renouvelables et de récupération, basée sur des hypothèses et des prévisions spécifiques à chaque filière.

La formule du LCOE¹¹ est la suivante :

$$LCOE = \frac{K_0 + \sum_1^n \frac{K_t + F_t + V_t}{(1+r)^t}}{\sum_1^n \frac{Q_t}{(1+r)^t}}$$

où :

Kt = dépense d'investissement de l'année t (K0 étant l'investissement initial),

Ft = charges fixes d'exploitation de l'année « t »,

Vt = charges variables d'exploitation de l'année « t »

Qt = production de l'année « t ».

Le **taux d'actualisation** est noté « r » et la **durée conventionnelle de l'exploitation** « n ».

Le LCOE représente un coût dit « aux bornes de la centrale ». Il est calculé sur la base d'hypothèses concernant une technologie et un actif donné. Le suivi du LCOE d'une technologie permet d'apprécier dans le temps l'évolution de la compétitivité de cette technologie.

¹¹. Dans ce document, on emploie indifféremment LCOE et coût moyen de production.

Les valeurs fournies dans ce rapport doivent néanmoins être considérées à l'aune des limites intrinsèques à cet indicateur :

- Les valeurs de LCOE fournies sont des moyennes à l'échelle de filières pour une année considérée. La variabilité des conditions de développement et d'exploitation des actifs fait que des écarts conséquents peuvent exister pour une même filière une même année. Ces écarts sont appréhendés dans le présent rapport par l'application de tests de sensibilité à certains paramètres clés pour chaque filière (durée de vie, facteur de charge, taux d'actualisation, CAPEX, ou OPEX dont prix du combustible utilisé en appoint).
- Le LCOE traduit un coût de production qu'il convient de distinguer de la valeur de l'énergie produite, cette dernière dépendant de l'équilibre offre demande à un instant « t ».
- Le LCOE ne prend pas en compte les éventuels coûts induits qu'il conviendrait de valoriser afin d'avoir une

vision complète à l'échelle d'un système énergétique.

- D'autres métriques et concepts complémentaires au LCOE ont été développés pour appréhender le coût des énergies de manière plus complète. Plusieurs travaux conduits par RTE¹² notamment ont par exemple porté sur l'analyse des coûts complets du mix énergétique, reflétant l'impact de la pénétration croissante de technologies renouvelables au système électrique en capturant les coûts nécessaires de développement et de renforcement des réseaux de transport et de distribution électrique pour accompagner le développement d'actifs décentralisés et au régime de production variable. Ces coûts de système incluent les investissements nécessaires aux réseaux ainsi que le développement de moyens de flexibilité nécessaires à l'équilibre du système (capacités d'interconnexion, dispositifs de stockage, etc.).

3.2. Hypothèses de simplification et composantes du LCOE

3.2.1. HYPOTHÈSES DE SIMPLIFICATION

La formule générale du LCOE exige de disposer, pour chaque année, de la valeur de chacune des composantes de son calcul. Cela n'est généralement pas possible, ou n'a qu'un intérêt limité en dehors de l'analyse de projets particuliers, aussi plusieurs hypothèses simplificatrices sont formulées dans le cadre de cette étude :

1. Pour l'ensemble des filières, sauf pour les filières photovoltaïques et hydrauliques dont les productibles diminuent de respectivement de 0,4 et 0,23 % par an, la production annuelle est supposée constante sur la durée de vie de l'installation. Elle est notée Q .
2. La dépense d'investissement est supposée entièrement effectuée en début d'année 0 : $K_t = 0$ pour $t = 1$ à n . Une exception est faite pour la géothermie de surface sur champs de sondes où une ou deux dépenses de capital ont lieu au cours de la durée de vie pour renouveler certains équipements.
3. Les charges fixes annuelles sont supposées constantes sur la durée de vie de l'installation, soit $F_t = F$ quel que soit t , de même que les charges variables par kWh : $V_t = V$ quel que soit t .

Finalement, la formule du LCOE se simplifie en :

$$LCOE = \frac{K_0 + \sum_{t=1}^n \frac{F+V}{(1+r)^t}}{\sum_{t=1}^n \frac{Q}{(1+r)^t}}$$

où :

K_0 = investissement initial,

F = charges fixes d'exploitation annuelles,

V = charges variables d'exploitation annuelles,

Q = production annuelle.

Le **taux d'actualisation** est noté « r » et la **durée conventionnelle de l'exploitation** « n ».

Pour la géothermie de surface sur champs de sondes, qui constitue une exception à l'hypothèse 2, le terme $\sum_{t=1}^n \frac{K_t}{(1+r)^t}$ est ajouté au numérateur.

12. Futur énergétique 2050, Février 2022.



3.2.2. DÉFINITION DES COMPOSANTES DU LCOE

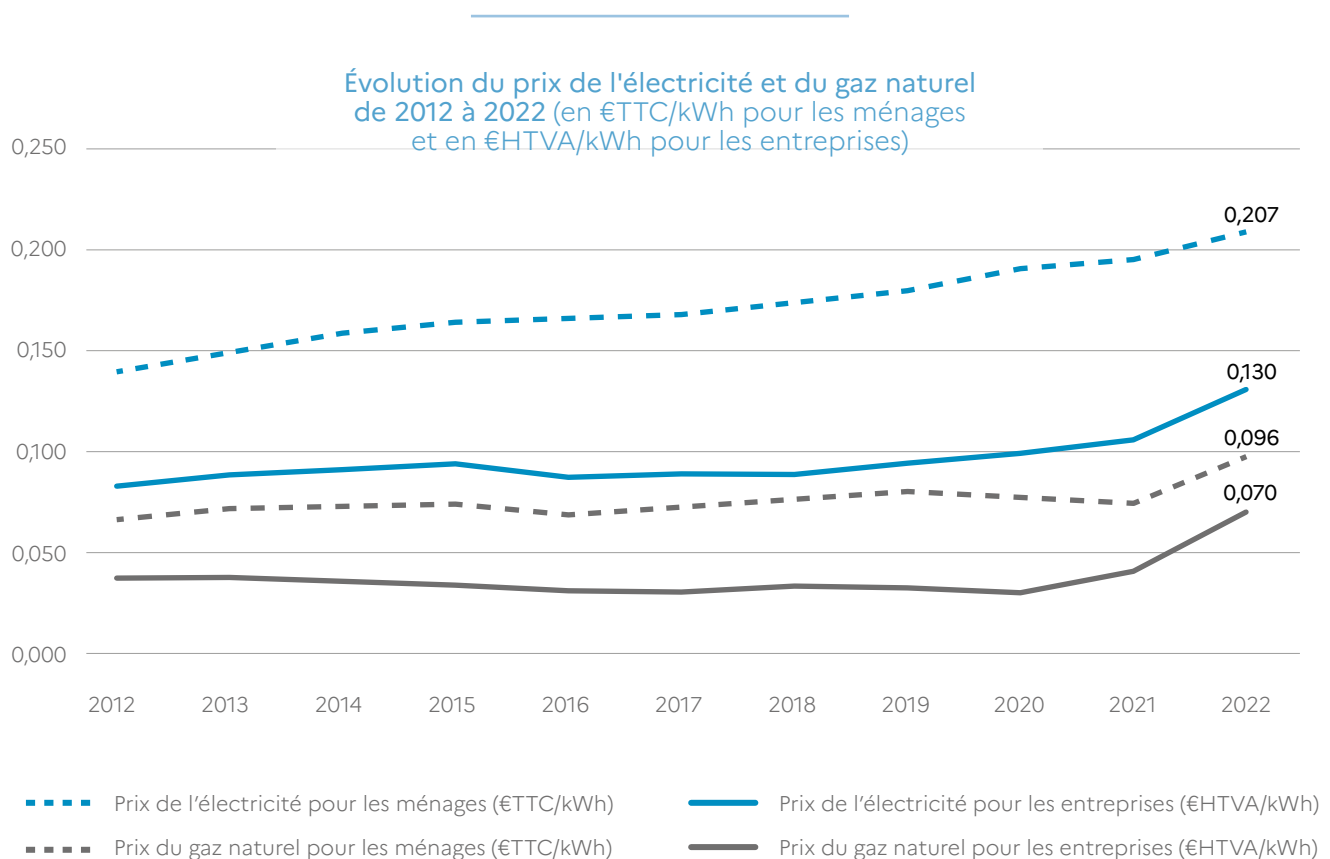
3.2.2.1. Dépenses d'investissement (CAPEX)

Les dépenses ou coûts d'investissement (CAPEX) d'une installation de production d'énergie désignent les coûts liés à la construction de l'installation, y compris les coûts des composants, du génie civil et les coûts de raccordement de l'actif le cas échéant. Les CAPEX incluent les coûts supportés durant les périodes de préparation (études, etc.), les coûts de remplacement des équipements dont la durée de vie est inférieure à celle de l'actif principal, et enfin les coûts de démantèlement et de remise en état des sites (nets des valeurs résiduelles et de récupération). Pour permettre l'application de la formule simplifiée du LCOE, l'ensemble de ces coûts doivent être actualisés pour être exprimés à la date de mise en service de l'installation.

3.2.2.2. Dépenses d'exploitation (OPEX)

On distingue les coûts d'exploitation fixes et les coûts d'exploitation variables. Les premiers ne dépendent pas de la quantité produite (loyers, assurances, dépenses d'entretien et de maintenance, taxes assises sur la puissance, etc.), tandis que les seconds varient suivant le volume de la production (par exemple les coûts de combustible ou d'électricité pour les filières qui y font appel dans leur processus de production).

Dans la plupart des évaluations présentées, les OPEX par kW ou MWh sont considérés constants au coût de l'année de mise en service (ou de demande de financement), en supposant que les prix de l'énergie consommée restent constants au prix de l'année de mise en service¹³. Cette hypothèse est une simplification d'une réalité plus complexe, en l'absence de certitude sur l'évolution des prix des combustibles (gaz, électricité, bois, etc.). Pour rappel, les analyses de sensibilité réalisées dans les fiches filières visent à borner la variabilité possible des LCOE par rapport aux prix du gaz et de l'électricité.



Source : SDES (Août 2023), Prix de l'électricité en France et dans l'Union européenne en 2022 ; SDES (Août 2023), Prix du gaz naturel en France et dans l'Union européenne en 2022.

Graphique 19 : Évolution du prix de l'électricité et du gaz naturel de 2012 à 2022 (en €TTC/kWh pour les ménages et en €HTVA/kWh pour les entreprises).

Les données disponibles sur les OPEX fixes sont très disparates. Pour un certain nombre de filières, les valeurs retenues sont issues d'échanges avec les professionnels des filières.

¹³. Le fait de procéder à des évaluations à prix constants peut, dans une conjoncture de grande incertitude sur le prix des combustibles fossiles, pénaliser (ou favoriser) les filières dont le LCOE est principalement constitué de coûts d'investissement.

3.2.2.3. **Production**

La production intervient au dénominateur du LCOE. Il s'agit de la production annuelle qui est, comme indiqué, supposée constante. Dans cette étude, la production annuelle est estimée à partir du facteur de charge qui exprime, en pourcentages, le temps annuel pendant lequel l'installation produit à sa puissance nominale. Ainsi, en multipliant la puissance de l'installation par le facteur de charge lui-même multiplié par le nombre d'heures dans l'année (8 760), on obtient la production annuelle de l'installation.

Cas particuliers :

- Pour le solaire thermique, on estime la production en kWh par m² et par an. Pour la chaleur domestique, faute de connaître la puissance effective des équipements, on estime la production à partir des besoins auxquels l'équipement est censé répondre (par exemple les besoins de chauffage moyens d'un logement) ;
- La production des installations de méthanisation ne se limite pas à de l'énergie, mais couvre d'autres biens ou services : services de traitement / élimination des déchets, économie d'engrais minéraux, etc. Une partie des coûts de production de l'unité est alors imputée à ces autres productions. Un coefficient de réfaction a ainsi été utilisé pour exprimer la part des coûts de production qui sont imputables à d'autres activités qu'à la production d'énergie. Ce coefficient est estimé à partir des recettes. Par exemple, si les recettes provenant des services de traitement des déchets représentent 30 % des recettes totales, alors seulement 70 % des coûts sont imputés à l'activité de production d'énergie. Ce principe est également applicable à la valorisation énergétique des Combustibles Solides de Récupération.

3.2.2.4. **Durée de vie**

La durée de vie désigne le nombre d'années pendant lesquelles l'installation est censée produire avant sa mise hors service. Celle-ci peut être prolongée au-delà de la durée initialement prévue par des opérations de « *retrofit* ». La durée de vie est alors définie en référence à l'élément le plus durable, ce qui peut conduire au remplacement de certains composants en cours de vie. La durée de vie peut différer de la durée des emprunts et de la durée des contrats d'obligation d'achat ou de complément de rémunération.

3.2.2.5. **Taux d'actualisation**

Le taux d'actualisation est un taux normatif, sa valeur influence la valeur du LCOE. En ce sens, il est différent du taux de rentabilité interne qui exprime le taux de rentabilité pour un prix de vente déterminé.

Le taux d'actualisation utilisé dans la formule du LCOE rend compte du coût correspondant à la rémunération attendue du capital engagé dans la production. Dans cette étude, il est pris égal au « coût moyen pondéré du capital » (CMPC). Le CMPC est généralement défini comme la somme de deux termes correspondants à la rémunération, d'une part, des capitaux empruntés et d'autre part, des capitaux propres. Dans ce rapport, le CMPC est calculé avant impôts et est exprimé en termes réels, c'est-à-dire après déduction de l'inflation.

L'application d'un taux d'actualisation égal au coût moyen pondéré du capital permet de refléter dans la formule du LCOE l'importance des conditions de financement de l'actif. Il en résulte que la valeur du LCOE augmente quand le CMPC s'apprécie, toutes choses égales par ailleurs.

Comme dans l'édition précédente, il a été choisi de présenter les évaluations obtenues en adoptant pour chaque filière un taux d'actualisation « central » représentatif de la maturité et des conditions de financement moyennes de cette filière. La seule différence est la prise en compte de l'historique de 2010 à 2020, de l'évolution de la maturité et des conditions de financement de chaque filière.

3.2.2.5.1. Pour les filières où l'investissement est réalisé par des entreprises :

La valeur du taux d'actualisation dépend de la filière, et notamment de sa maturité. Il est calculé sur la base des éléments suivants :

- Le taux moyen des crédits aux entreprises sur la période 2012-2022 est un taux nominal effectif auquel il faut rajouter les frais, commissions et autres frais évalués à 1 % ;
- La structure de financement retenue tient compte des pratiques de marché. Elle est considérée en moyenne de 80 % d'emprunt et 20 % de capitaux propres pour l'éolien, le photovoltaïque au sol et la géothermie de surface ; de 70 % d'emprunt et 30 % de capitaux propres pour les autres filières.

**Tableau 1 : Récapitulatif des hypothèses de calcul du taux d'actualisation à risque standard (CMPC).**

	Taux de rémunération capitaux propres	Taux de rémunération des capitaux empruntés (moyenne glissante)	CMPC avec structure de financement 80-20 %	CMPC avec structure de financement 70-30 %
2012	10 %	4 %	5 %	6 %
2013	8 %	4 %	5 %	5 %
2014	8 %	4 %	5 %	5 %
2015	8 %	4 %	5 %	5 %
2016	8 %	3 %	4 %	5 %
2017	8 %	3 %	4 %	5 %
2018	8 %	3 %	4 %	4 %
2019	6 %	3 %	3 %	4 %
2020	6 %	3 %	3 %	4 %
2021	7 %	3 %	3 %	4 %
2022	7 %	3 %	4 %	4 %

À ce taux d'actualisation à risque standard, une prime de risque est ajoutée selon le niveau de maturité de la filière, complétée par une prime supplémentaire pour les investissements réalisés en milieu industriel.

Tableau 2 : Taux d'actualisation retenu par filière et par année (%).

Filière/technologie		2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022
ÉLECTRICITÉ												
Éolien terrestre	TA	7 %	6 %	6 %	6 %	5 %	5 %	5 %	4 %	4 %	4 %	4 %
	dont risque	1 %	1 %	1 %	1 %	1 %	1 %	1 %	1 %	1 %	1 %	1 %
Photovoltaïque centrales au sol	TA	6 %	6 %	6 %	6 %	5 %	5 %	5 %	4 %	4 %	4 %	4 %
	dont risque	1 %	1 %	1 %	1 %	1 %	1 %	1 %	1 %	1 %	1 %	1 %
Photovoltaïque sur grandes toitures	TA	6 %	6 %	6 %	6 %	6 %	6 %	5 %	5 %	5 %	5 %	5 %
	dont risque	1 %	1 %	1 %	1 %	1 %	1 %	1 %	1 %	1 %	1 %	1 %
Photovoltaïque petites et moyennes toitures	TA	6 %	6 %	6 %	6 %	6 %	6 %	5 %	5 %	5 %	5 %	5 %
	dont risque	1 %	1 %	1 %	1 %	1 %	1 %	1 %	1 %	1 %	1 %	1 %
Hydraulique	TA					6 %	6 %	5 %	5 %	5 %	5 %	5 %
	dont risque					1 %	1 %	1 %	1 %	1 %	1 %	1 %
CCGT Gaz	TA	6 %	6 %	6 %	6 %	5 %	5 %	5 %	4 %	4 %	4 %	4 %
	dont risque	1 %	1 %	1 %	1 %	1 %	1 %	1 %	1 %	1 %	1 %	1 %
CHALEUR DANS LE COLLECTIF OU L'INDUSTRIE												
Géothermie de surface	TA	6 %	6 %	6 %	6 %	5 %	5 %	5 %	4 %	4 %	4 %	4 %
	dont risque	1 %	1 %	1 %	1 %	1 %	1 %	1 %	1 %	1 %	1 %	1 %
Géothermie profonde	TA						5 %	4 %	4 %	4 %	4 %	4 %
	dont risque						1 %	1 %	1 %	1 %	1 %	1 %
Biomasse dans le collectif	TA	8 %	8 %	8 %	8 %	8 %	8 %	7 %	7 %	7 %	7 %	7 %
	dont risque	3 %	3 %	3 %	3 %	3 %	3 %	3 %	3 %	3 %	3 %	3 %
Biomasse dans l'industrie	TA	10 %	9 %	9 %	9 %	9 %	9 %	8 %	8 %	8 %	8 %	8 %
	dont risque	4 %	4 %	4 %	4 %	4 %	4 %	4 %	4 %	4 %	4 %	4 %
Solaire thermique sur toitures	TA	7 %	6 %	6 %	6 %	6 %	6 %	5 %	5 %	5 %	5 %	5 %
	dont risque	1 %	1 %	1 %	1 %	1 %	1 %	1 %	1 %	1 %	1 %	1 %
Solaire thermique au sol	TA						7 %	6 %	6 %	6 %	6 %	6 %
	dont risque						2 %	2 %	2 %	2 %	2 %	2 %
Traitement CSR	TA							8 %	8 %	8 %	8 %	8 %
	dont risque							4 %	4 %	4 %	4 %	4 %
Chaudières au gaz	TA	5 %	5 %	5 %	5 %	4 %	4 %	4 %	3 %	3 %	3 %	3 %
BIOGAZ												
Cogénération et injection	TA	11 %	10 %	10 %	10 %	10 %	9 %	8 %	8 %	8 %	8 %	8 %
	dont risque	5 %	5 %	5 %	5 %	5 %	4 %	4 %	4 %	4 %	4 %	4 %

Ainsi, les dépenses liées au coût du financement (rémunération de l'actionnaire, charges de remboursement des intérêts et du principal d'un emprunt) ne sont pas incluses dans les dépenses d'exploitation car le CAPEX est considéré dans la formule du LCOE dans sa totalité en année 0 (année de mise en service). L'influence du coût du financement sur le LCOE est en revanche reflétée par l'application d'un taux d'actualisation égal au coût moyen pondéré du capital.

3.2.2.5.2. Pour les filières où l'investissement est réalisé par les ménages :

Compte tenu des conditions de financement proposées aux particuliers et des rémunérations offertes à l'épargne des ménages sur la période 2012-2022, il a été considéré qu'un taux d'actualisation de 2 % pouvait être retenu sur l'ensemble de la période et quelle que soit la filière et la finalité de l'investissement.

3.2.2.6. Correction de l'inflation

Les coûts des énergies renouvelables et de récupération étant calculés sur plusieurs années, il est nécessaire de corriger les LCOE de l'inflation, afin de rendre les résultats comparables dans le temps à euros constants.

Dans cette étude, les LCOE sont donc présentés en euros constants avec comme année de référence 2022. La conversion entre les euros courants et les euros constants est réalisée en utilisant la formule suivante :

$$LCOE_{\text{euros constants}} = \frac{IPC_{2022}}{IPC_n} * LCOE_{\text{euros courants}}$$

où :

LCOE_{euros constants} est la valeur du LCOE corrigée de l'inflation ;

LCOE_{euros courants} est la valeur du LCOE avant correction de l'inflation ;

IPC₂₀₂₂ est l'indice des prix à la consommation moyens en 2022 ;

IPC_n est l'indice des prix à la consommation de l'année pour laquelle le LCOE est calculé.

Les indices des prix à la consommation utilisés proviennent de l'INSEE¹⁴. Ces IPC étant mensuels, les IPC annuels sont calculés en moyennant les IPC mensuels d'une même année.

3.2.2.7. Taxes

Les dépenses d'investissement et d'exploitation sont exprimées hors taxe (HT) lorsque la TVA est récupérable, et toutes taxes comprises (TTC) lorsque la TVA est supportée *in fine* par l'acquéreur (particuliers). Ainsi, l'ensemble des LCOE des filières de production d'électricité et de chaleur résidentielle sont exprimés toutes taxes comprises (TTC) à l'inverse des autres segments.

3.2.2.8. Prise en compte des mécanismes de subvention

Les LCOE sont calculés sur la base des coûts des filières et ne prennent pas en compte les aides publiques. Ces dernières peuvent se matérialiser par des mécanismes de subventions (CEE, MaPrimeRénov', chèque énergie, etc.) ou de soutien aux filières (complément de rémunération, obligation d'achats, etc.).

Ces mécanismes pouvant constituer des revenus ou des options de réduction des coûts a posteriori ne sont pas considérés, bien que la prise en compte des modèles économiques autour des technologies permette une tout autre lecture de la pertinence d'un projet.

Une exception est faite pour les filières ayant bénéficié du bouclier tarifaire dans le cadre des dépenses d'exploitation variables encourues. La mise en place du bouclier tarifaire à partir du 1^{er} février 2022 a contenu la hausse des coûts de l'électricité pour les ménages et les entreprises éligibles. Les filières n'ayant pas bénéficié de ce bouclier tarifaire ont donc connu des prix d'électricité plus chers, ce qui tend à accroître leur LCOE. La remarque est la même pour les prix du gaz qui ont bénéficié d'un bouclier tarifaire à partir du 1^{er} novembre 2021. Ce biais méthodologique sera clairement mentionné pour les filières et segments concernés.



14. INSEE (2024), *Indice des prix à la consommation - Base 2015 - Ensemble des ménages - France - Ensemble hors tabac*.



04.

Coûts de production des énergies renouvelables électriques raccordées au réseau

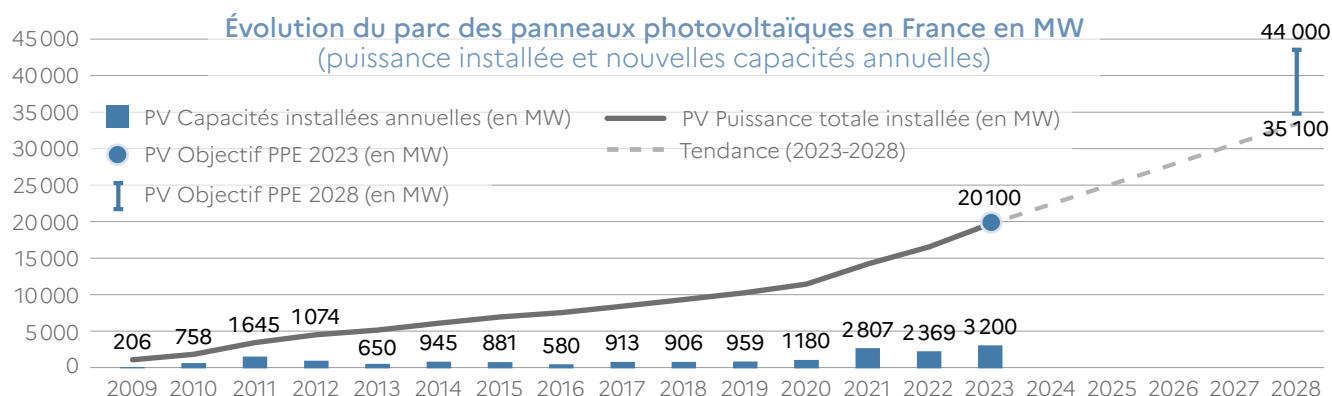
Note méthodologique :

Les chiffres des graphiques et tableaux du présent document ont été arrondis pour une meilleure lisibilité. La somme des parties peut parfois différer du total affiché en raison de ces règles d'arrondis.

4.1. Photovoltaïque

4.1.1. CONTEXTE ET ÉVOLUTION DES CAPACITÉS INSTALLÉES

La filière solaire photovoltaïque s'est fortement développée en France à partir de 2009, passant de 0,3 GW installé¹⁵ pour atteindre fin 2022 une capacité installée de 16,7 GW¹⁶. La production totale est de 20,6 TWh en 2022¹⁷, soit une hausse de 30 % par rapport à l'année 2021. La Programmation pluriannuelle de l'énergie (PPE 2) fixe l'objectif de 35,1 à 44 GW installés en 2028. L'objectif pour 2023 a quasiment été atteint (20 GW installés pour un objectif de 20,1 GW). Ces objectifs à moyen terme sont atteignables si la filière poursuit la forte croissance observée à partir de 2021.



Source :
2009 à 2022 : SDES (2023), Chiffres clés des énergies renouvelables - Édition 2023.
2023 : SDES (2024), Chiffres clés des énergies renouvelables - Édition 2024.

Remarque : La tendance 2023 - 2028 est calculée à partir des années 2020 à 2022.

Graphique 20 : Évolution de la capacité installée de panneaux photovoltaïques en France entre 2012 et 2022 par rapport aux objectifs de la PPE2.

¹⁵. Observ'ER (2018), Le baromètre 2018 des énergies renouvelables électriques en France.
¹⁶. Le parc inclut également les installations raccordées au réseau d'Enedis sans convention d'injection.
¹⁷. Observ'ER (2023), Le baromètre 2023 des énergies renouvelables électriques en France.



En 2021 et 2022, respectivement 2 800 MW et 2 400 MW ont été raccordés. La filière a connu en 2021 des volumes de capacités installées particulièrement élevés du fait d'un rattrapage des projets de plus de 1 MW décalés en 2020 à cause de la crise sanitaire. Depuis 2021, la tendance de l'installation de nouvelles capacités en énergie solaire photovoltaïque en France est à la hausse par rapport aux volumes d'avant crise (inférieur à 1 000 MWc en moyenne par an), en particulier dans le domaine des installations de petite taille (jusqu'à 9 kWc) et dans la catégorie des grandes toitures de 100 à 250 kWc. Cette dernière catégorie bénéficie notamment des dispositions réglementaires adoptées dans le cadre du plan de relance du secteur, annoncé en novembre 2021 : l'obligation d'installer un procédé de production d'énergies renouvelables (dont le solaire photovoltaïque) ou un système de végétalisation sur les nouveaux entrepôts, hangars, parkings et bâtiments commerciaux de plus de 500 m² ou de bureaux de plus de 1 000 m², et le rehaussement du seuil de guichet ouvert de 100 à 500 kWc pour les bâtiments, hangars et ombrières¹⁸. Plus récemment, la loi d'accélération de la production d'énergies renouvelables¹⁹ vise, entre autres,

à accélérer le déploiement du solaire photovoltaïque, notamment en réduisant les délais d'instruction des projets, en facilitant la mobilisation de foncier déjà artificialisé et en renforçant les obligations d'installations de panneaux photovoltaïques sur les bâtiments non résidentiels neufs ou lourdement rénovés.

Cette tendance d'accroissement des centrales de petite et moyenne taille s'explique également par le contexte géopolitique de 2021 et 2022, qui a renforcé la nécessité d'indépendance énergétique aussi bien à l'échelle nationale que des ménages et acteurs économiques. La crise énergétique a ainsi favorisé l'émergence de solutions d'autoconsommation, tant sur le plan individuel que collectif, stimulant l'essor de la filière en France. D'après les chiffres d'Enedis, le nombre d'installations dédiées à l'autoconsommation résidentielle a connu une augmentation significative de 86 % entre 2022 et 2023. Pour le troisième trimestre de l'année 2022, Enedis recensait au total 208 371 installations d'autoconsommation individuelle, représentant une capacité de 994 MW de puissance installée. Un an plus tard, au troisième trimestre 2023, cette puissance installée a presque doublé (1 953 MW)²⁰.

Tableau 3 : Répartition des installations photovoltaïques raccordées par tranche de puissance.

Tranches de puissance	Répartition des installations raccordées en nombre et en puissance par tranche de puissance fin 2022 (France et DROM inclus)		
	Nombre d'installations	Puissance (en MW)	Variation de la puissance installée par rapport à fin 2021
≤ 3 kW	423 072	1 102	+ 11 %
> 3 et ≤ 9 kW	172 870	1 022	+ 30 %
> 9 et ≤ 36 kW	28 210	685	+ 12 %
> 36 et ≤ 100 kW	32 524	2 796	+ 21 %
> 100 et ≤ 250 kW	9 192	1 707	+ 9 %
> 250 kW	2 671	9 020	+ 17 %
Total	668 539	16 333	+ 17 %

Source : SDES, d'après Enedis, RTE, EDF-SEI et CRE.

Remarque : Le parc inclut également les installations raccordées au réseau d'Enedis sans convention d'injection.

Premières tendances après 2022

Après une décennie de réduction des coûts des projets photovoltaïques, ceux-ci ont augmenté en 2021. Ce basculement de tendance, développé dans les sections suivantes, s'explique par des raisons conjoncturelles : dans un contexte de pandémie de COVID-19, et de mesures prises en Chine — principal producteur de modules photovoltaïques — pour lutter contre l'épidémie, les chaînes d'approvisionnement ont été perturbées, résultant en des hausses des prix des composants photovoltaïques. Ces conditions temporaires ne sont pas amenées à se poursuivre. Ainsi, les premières tendances disponibles pour les années 2023 et 2024 indiquent un retour à la baisse des prix. Les coûts d'investissement des projets solaire photovoltaïques en France dans le cadre des appels d'offres PPE 2 semblent encore relativement haut en 2023²¹, mais les premières tendances globales publiées par l'IRENA indiquent une nette baisse des coûts début 2024²². Ces tendances seront examinées dans la prochaine édition de l'étude de l'ADEME sur les coûts des énergies renouvelables et de récupération.

18. Observ'ER (2023), *Le baromètre 2023 des énergies renouvelables électriques en France*.

19. LOI n° 2023-175 du 10 mars 2023 relative à l'accélération de la production d'énergies renouvelables

20. Observ'ER (2023), *Le baromètre 2023 des énergies renouvelables électriques en France*.

21. CRE (2024), *État des lieux et premiers enseignements tirés à fin 2023 des résultats des appels d'offres « PPE2 » éoliens terrestres et photovoltaïques*.

22. IRENA (2024), *Renewable power generation costs in 2023*, p.84.



4.1.2. PRÉSENTATION DU PÉRIMÈTRE

La filière photovoltaïque est, dans le cadre de cette étude, segmentée selon trois critères qui s’entrecroisent :

- Plusieurs tranches de puissances installées allant de 3 kWc à 30 MWc ;
- Le type d’installation : au sol, sur toiture, ou sur ombrière ;
- Le type de valorisation de l’électricité produite : en autoconsommation ou en raccordement.

Tableau 4 : Périmètre d’étude de la filière solaire photovoltaïque.

	3 et 9 kWc	36 à 100 kWc	100 à 500 kWc	0,5 à 2,5 MWc	2,5 à 10 MWc	10 à 30 MWc
Sol	N.C	N.C	N.C			
Toitures et autres bâtiments					N.C	N.C

■ Autoconsommation & injection ■ Injection

Les segments retenus pour l'étude sont considérés comme déjà et suffisamment développés en France. Les segments « N.C. » ne sont pas traités car non pertinents ou parce que les échantillons de projets sont insuffisants. L'ensemble des catégories de puissances sont ainsi couvertes.

Comme indiqué dans la section 3.2.2.7, les LCOE des installations résidentielles (3 et 9 kWc) sont étudiés en TTC. Les autres segments de puissance sont étudiés en hors taxe.

4.1.3. LES INSTALLATIONS PHOTOVOLTAÏQUES SUR TOITURE RÉSIDENTIELLE (3 ET 9 KWC)

Les installations solaires de petite taille, avec une puissance inférieure ou égale à 9 kWc, forment la grande majorité (89 %) des nouvelles installations en 2022, mais représentent une faible part des capacités installées (13 %)²³.

Plusieurs types de poses des panneaux photovoltaïques sur toiture sont possibles et sont ici étudiés.

- L’intégration au bâti (IAB) des panneaux qui font alors pleinement partie de la toiture, en remplaçant les ardoises ou les tuiles, et en participant ainsi à l’étanchéité du toit;
- La technique de surimposition qui consiste à placer les panneaux photovoltaïques au-dessus de la toiture, sans se substituer au toit;
- L’intégration simplifiée au bâti (ISB) qui est une solution intermédiaire : les panneaux photovoltaïques s’intègrent au toit sans remplacer entièrement la couverture, et les panneaux sont montés plus près de la toiture que dans une installation en surimposition.

4.1.3.1. Évolution du LCOE

Cas des installations en injection

Les LCOE ont été calculés pour des installations en injection de :

- 3 kWc en surimposition ;
- 3 kWc en IAB ;
- 9 kWc en surimposition ;
- 9 kWc en ISB.

Les premiers graphiques présentent des résultats pour la zone Centre-Sud-Ouest, car cette zone dispose d’un niveau d’ensoleillement — et donc un facteur de charge — intermédiaire entre le Nord et le Sud de la France.

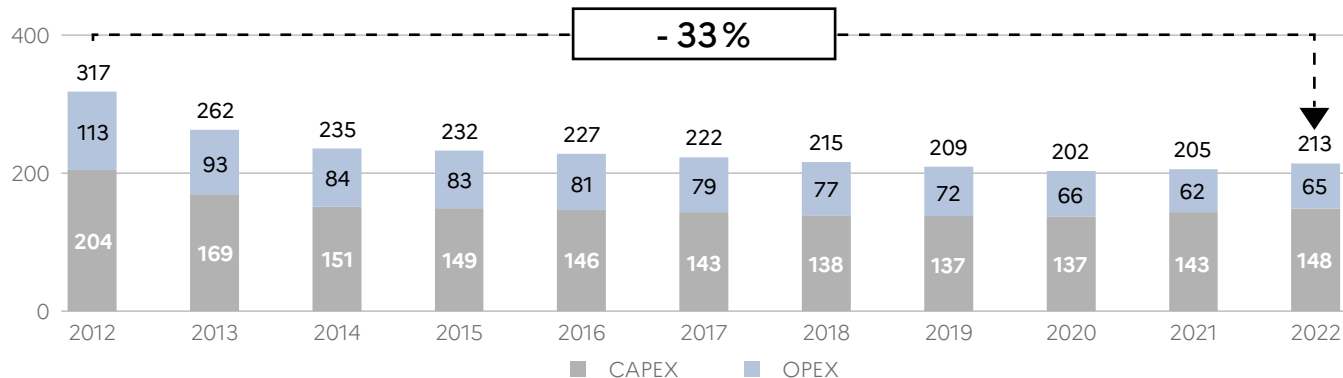
Les LCOE ont également été calculés pour d’autres zones géographiques et sont présentés dans les graphiques suivants.

Enfin, les LCOE sont présentés pour des installations en injection afin de proposer des résultats dans la continuité des précédentes éditions de l’étude, et faciliter la comparaison avec les autres filières raccordées au réseau. Étant donné l’importance des installations résidentielles en autoconsommation, un LCOE a également été calculé pour ce type d’installations.

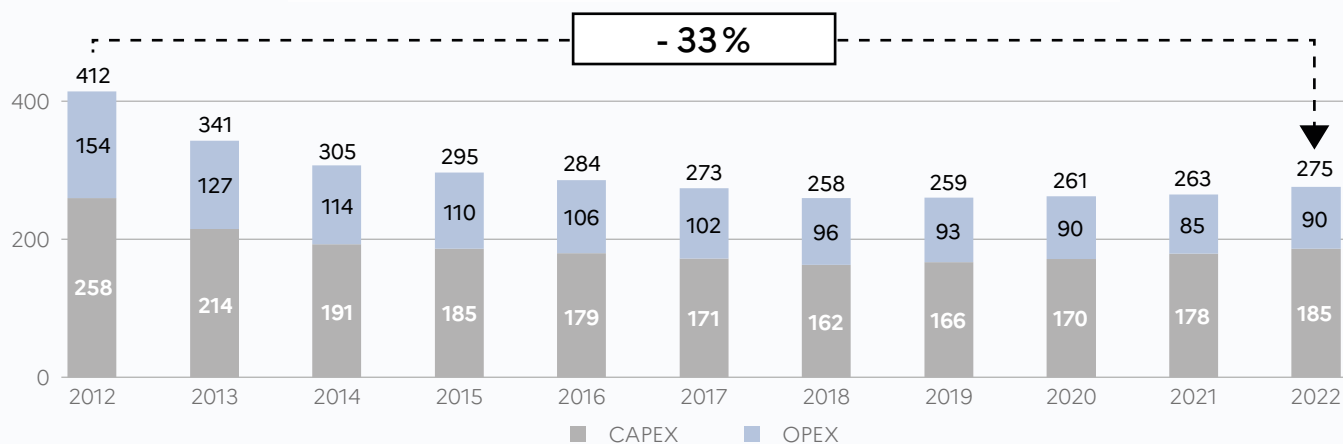


²³. SDES (2023), Chiffres clés des énergies renouvelables - Édition 2023.

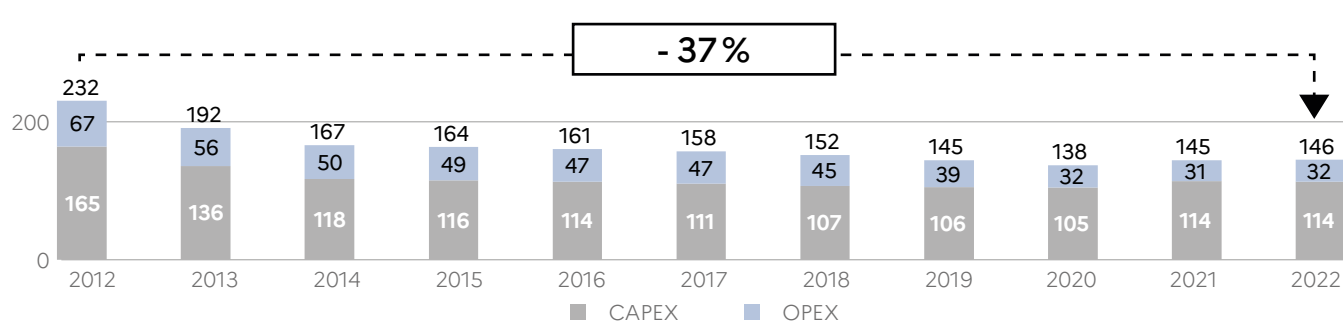
Évolution du LCOE du PV 3 kWc surimposé en injection en zone Centre-Sud Ouest, de 2012 à 2022 (€₂₀₂₂ TTC/MWh)



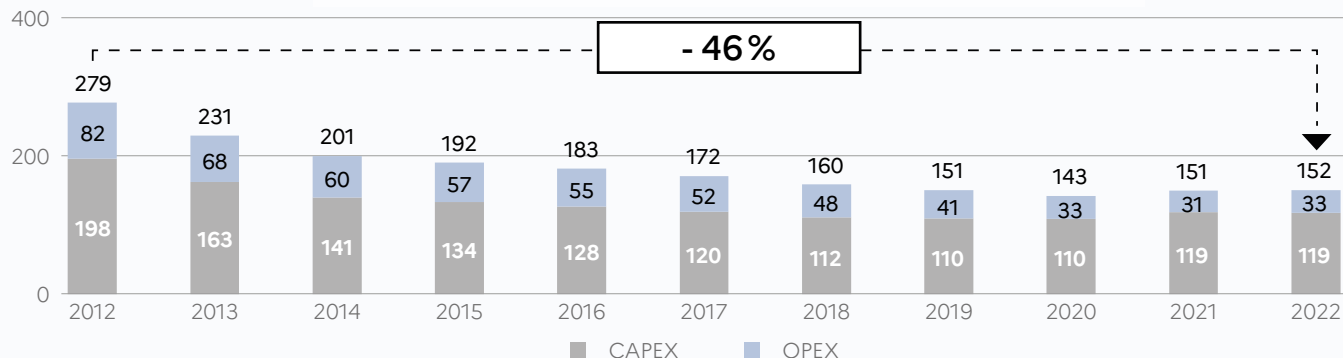
Évolution du LCOE du PV 3 kWc IAB en injection en zone Centre-Sud Ouest, de 2012 à 2022 (€₂₀₂₂ TTC/MWh)



Évolution du LCOE du PV 9 kWc surimposé en injection en zone Centre-Sud Ouest, de 2012 à 2022 (€₂₀₂₂ TTC/MWh)



Évolution du LCOE du PV 9 kWc ISB en injection en zone Centre-Sud Ouest, de 2012 à 2022 (€₂₀₂₂ TTC/MWh)



Graphiques 21 : Évolution des LCOE des installations photovoltaïques en injection sur toiture résidentielle entre 2012 et 2022 (€₂₀₂₂ TTC/MWh).



Entre 2012 et 2020, les LCOE des installations photovoltaïques pour le secteur résidentiel ont significativement diminué, pour tous les segments de puissance ou les typologies d'installation. Après correction de l'inflation, les LCOE ont atteint un minimum de :

- 202 €₂₀₂₂ TTC/MWh pour les installations de 3 kWc en surimposé (- 36 % par rapport à 2012) ;
- 138 €₂₀₂₂ TTC/MWh pour le photovoltaïque de 9 kWc en surimposition (-41 %) ;
- 143 €₂₀₂₂ TTC/MWh pour le photovoltaïque de 9 kWc en ISB (- 49 %).

Seules les installations de 3 kWc en IAB ont connu un minimum dès 2018, puis une relative stabilisation des LCOE entre 2018 et 2021 (258 à 261 €₂₀₂₂ TTC/MWh sur ces trois années).

Ainsi, entre 2012 et 2020, la baisse des coûts globaux est associée d'une part à la réduction des coûts du matériel avec le recul du prix des modules (cf. section 4.1.3.2.), et d'autre part à la diminution des coûts d'opération et de maintenance, en particulier pour les installations de 9 kWc (division par deux entre 2012 et 2020).

Les années 2021 et 2022 ont été marquées, pour la première fois pour le photovoltaïque, par une remontée des coûts globaux, de l'ordre de 5 % en 2 ans.

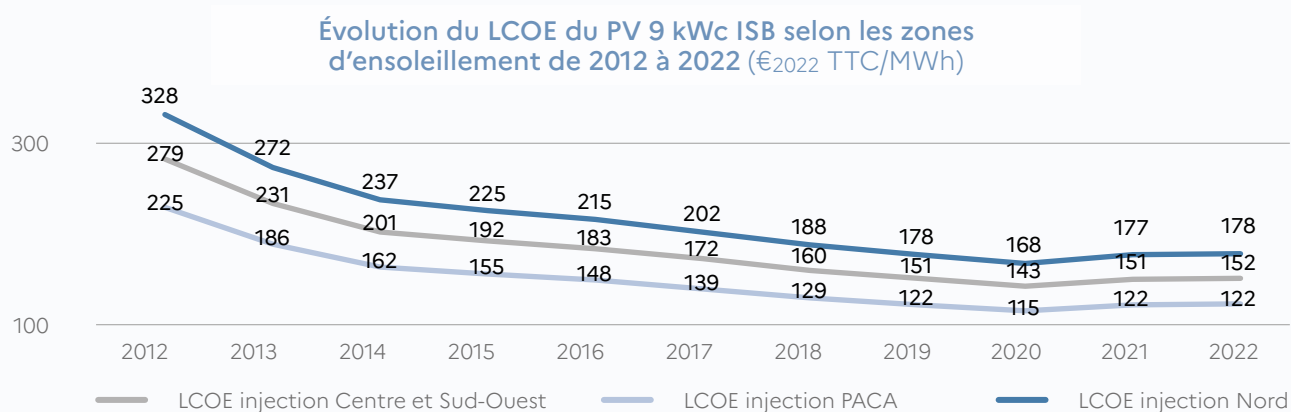
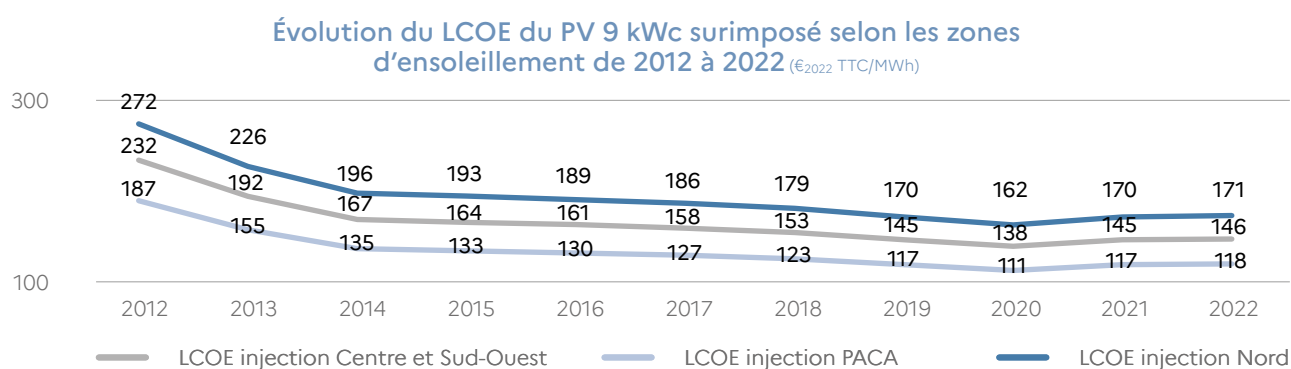
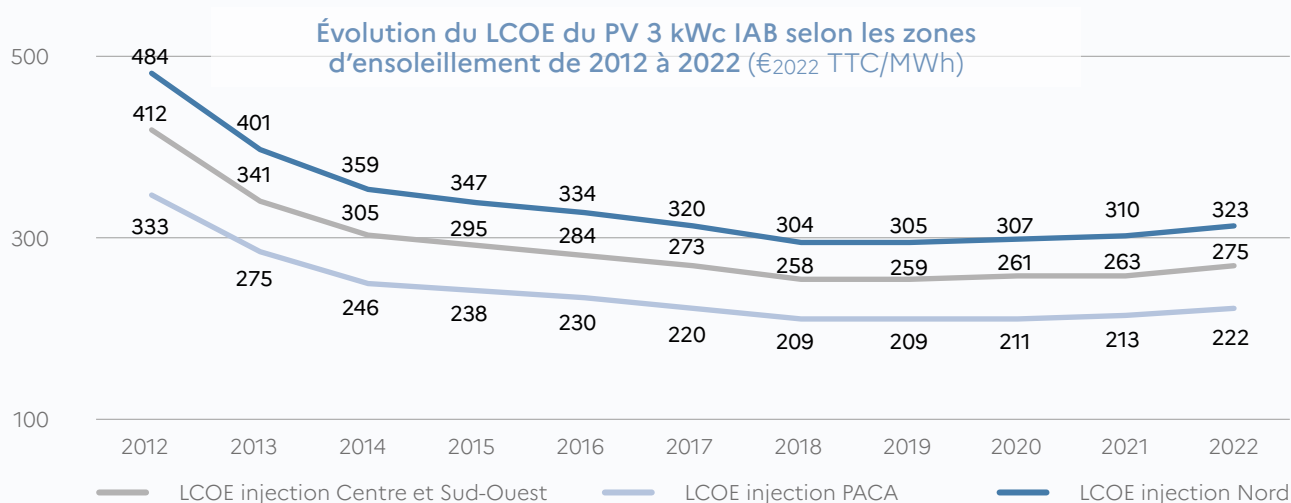
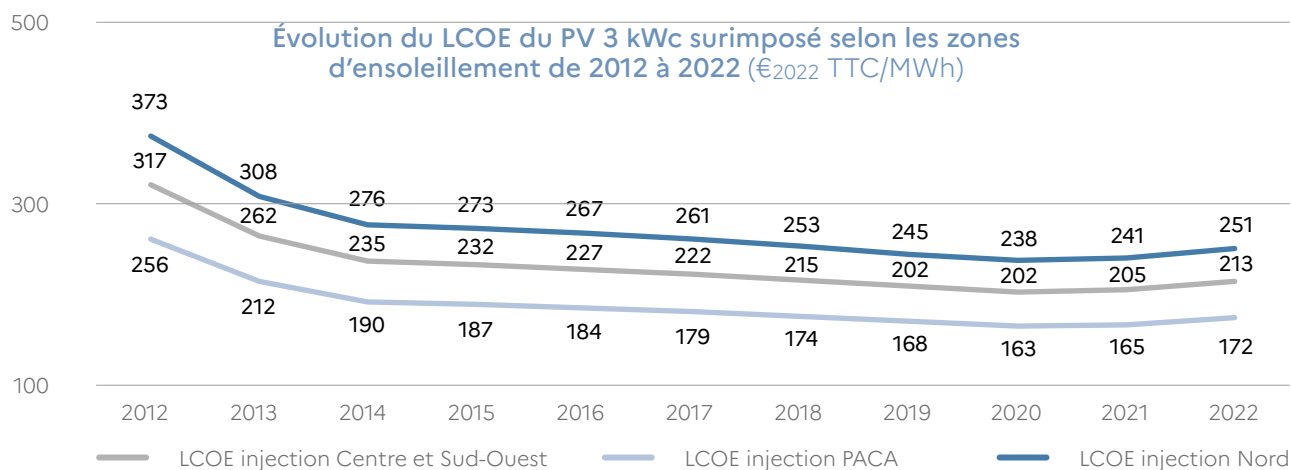
Cette augmentation des LCOE est surtout portée par une hausse des CAPEX de 9 % pour le photovoltaïque de 3 kWc et de 8 % pour le photovoltaïque de 9 kWc entre 2020 et 2022. En effet, à partir de 2021, le prix des modules photovoltaïques a augmenté à cause de disruptions dans la chaîne d'approvisionnement. Entre autres, les prix du polysilicium — un composant essentiel des panneaux photovoltaïques — ont été multipliés par 3 en 2021, du fait de difficultés d'approvisionnement en Chine²⁴.

De plus, malgré une diminution des coûts d'opération entre 2020 et 2021, une hausse de 5 % du LCOE est attribuable aux OPEX entre 2021 et 2022, dans un contexte de pression inflationniste sur les salaires et de manque de main-d'œuvre qualifiée pour l'entretien et la maintenance²⁵.



24. IRENA (2023), Renewable power generation costs in 2022.

25. Wood Mackenzie (2022), Global solar PV O&M economics, p.6.



Graphiques 22 : Évolution du LCOE du photovoltaïque résidentiel en injection selon les zones d'ensoleillement, entre 2012 et 2022 (€₂₀₂₂ TTC/MWh).



Selon l'ensoleillement, le facteur de charge et donc la production des panneaux solaires photovoltaïques varient (11,4 % en zone Nord, 13,4 % en zone Centre et Sud-Ouest, et 16,6 % en zone Sud). Ainsi, le LCOE pour une installation en région PACA sera un tiers plus faible que pour une même installation dans le Nord de la France.

Cas des installations en autoconsommation

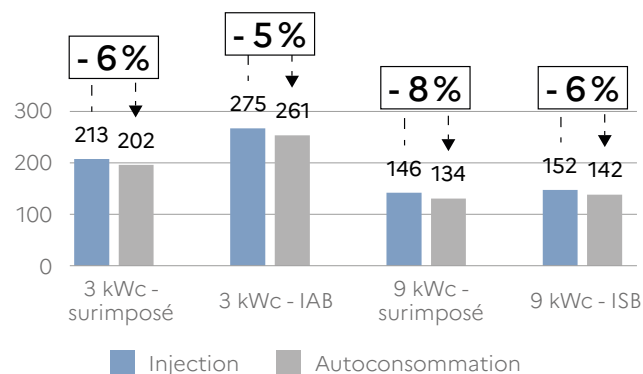
Les installations sur toiture résidentielle sont aujourd'hui majoritairement utilisées en autoconsommation. Cette nouvelle édition du rapport vise à prendre en compte les impacts de ce modèle sur le LCOE par rapport à une installation en injection.

En termes de coûts, les installations en autoconsommation ne présentent pas de grandes différences avec les projets en injection, si ce n'est que les coûts de raccordement sont quasiment nuls.

Le retrait des coûts de raccordement (comptabilisés dans les CAPEX) des projets d'autoconsommation permet ainsi de réduire les LCOE de 5 à 8 % selon la typologie d'installation. Il est à noter que les exonérations fiscales et autres avantages financiers éventuels qui pourraient s'appliquer ne sont pas considérés ici dans le périmètre de coûts de l'étude.

De plus, afin de pleinement mesurer la valeur de ce type de projet, il conviendrait de prendre en compte les autres bénéfices tels que la valorisation de l'électricité non consommée, ne rentrant pas en compte dans le calcul du LCOE.

Écart de LCOE entre une installation en injection et une installation en autoconsommation (€₂₀₂₂ TTC/MWh)



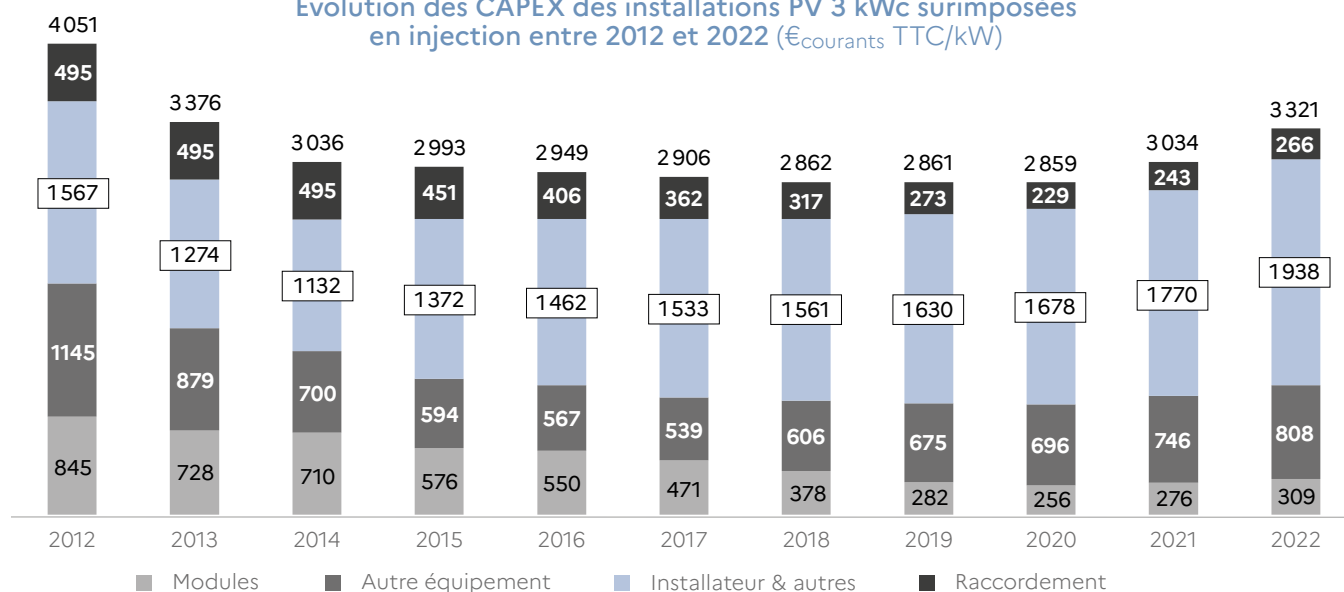
Graphique 23 : Écart des LCOE entre une installation résidentielle en injection et en autoconsommation (€₂₀₂₂ TTC/MWh).



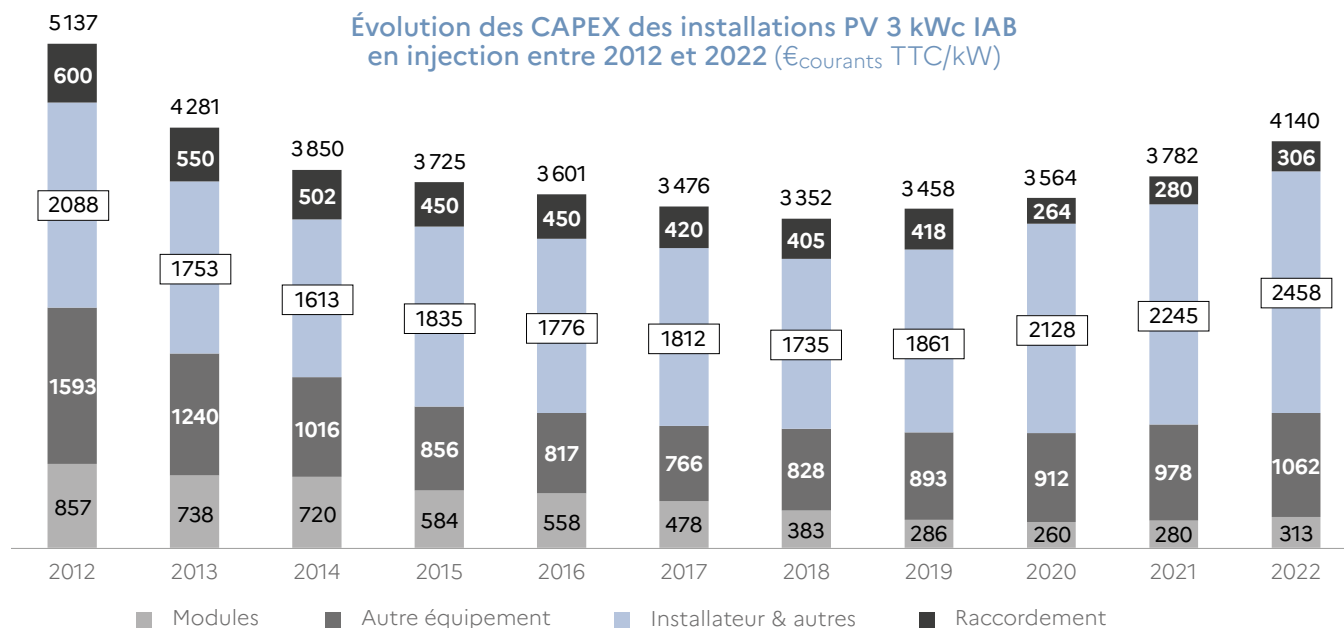


4.1.3.2. Évolution des CAPEX

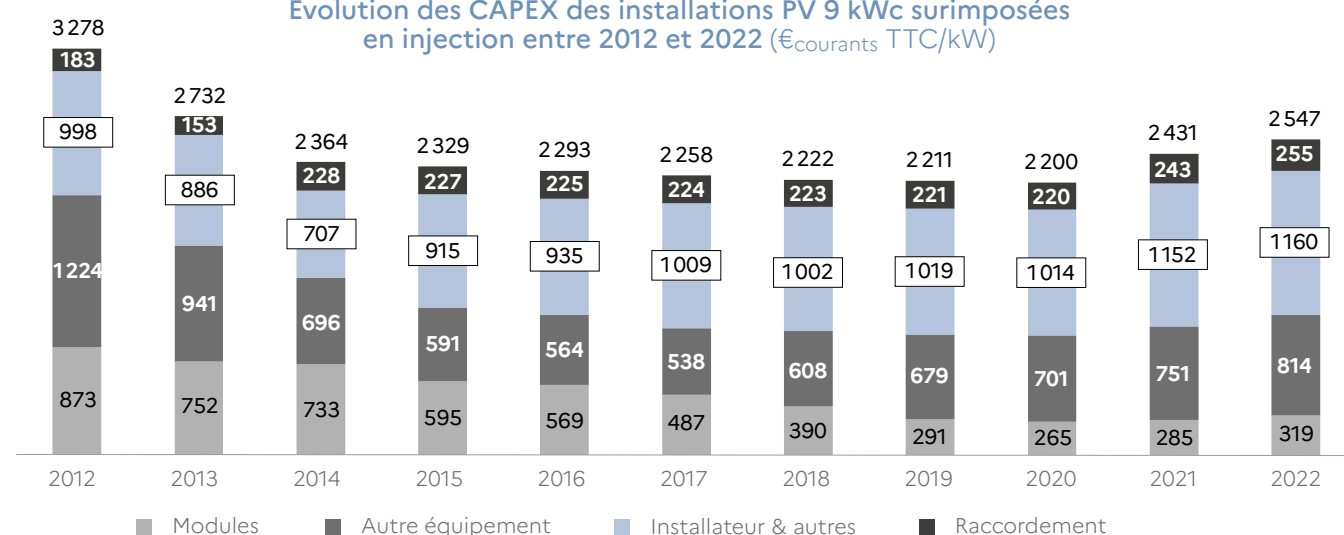
Évolution des CAPEX des installations PV 3 kWc surimposées en injection entre 2012 et 2022 (€_{courants} TTC/kW)

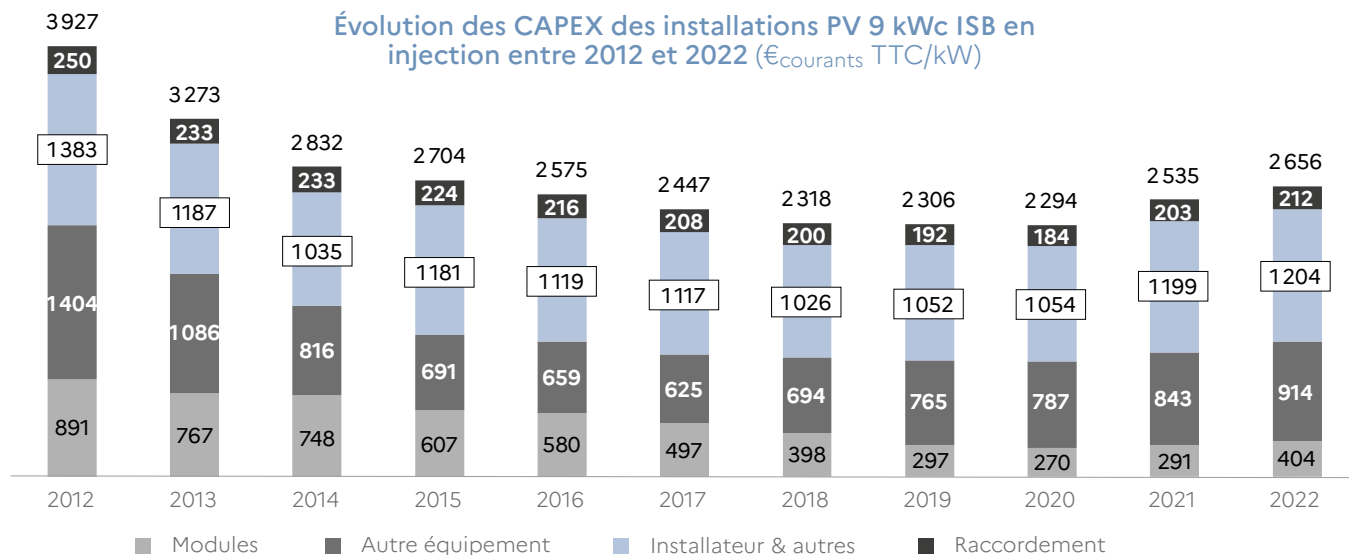


Évolution des CAPEX des installations PV 3 kWc IAB en injection entre 2012 et 2022 (€_{courants} TTC/kW)



Évolution des CAPEX des installations PV 9 kWc surimposées en injection entre 2012 et 2022 (€_{courants} TTC/kW)





Graphiques 24 : Évolution des CAPEX des installations photovoltaïques résidentielles entre 2012 et 2022 (€_{courants} TTC/MWh).

Entre 2012 et 2020, les coûts d'investissements (qui incluent les coûts de raccordement) ont baissé de l'ordre de 30 % pour les installations de 3 kWc et celles de 9 kWc en surimposition, et de 42 % pour celles de 9 kWc en ISB. Sur cette période, bien que tous les postes de dépenses d'investissement aient diminué, la baisse la plus marquée concerne celle des modules, dont les coûts ont été réduits de 70 % entre 2012 et 2020.

Depuis 2020, la tendance s'est inversée et tous les postes d'investissements sont en hausse. En particulier, les coûts des modules ont connu une hausse de l'ordre de 8 % en 2021 et de 12 % en 2022, dans un contexte

de perturbation de la chaîne d'approvisionnement. Comme évoqué dans la section 4.1.3.1, le prix du polysilicium a été particulièrement affecté par les bouleversements connus par la Chine entre 2020 et 2022, lors de la pandémie de Covid.

Les hausses de coûts des autres postes d'investissement sont de l'ordre de 5 à 10 % par an pour les installations de 3 kWc, mais plus importantes pour les installations de 9 kWc (10 à 15 % en une année) du fait d'une hausse plus marquée des coûts d'installation et de raccordement en 2021, qui se sont ensuite stabilisés en 2022 (1 à 5 %).



4.1.3.3. Analyse de sensibilité

Une analyse de sensibilité du LCOE de la filière a été menée en faisant varier indépendamment plusieurs paramètres de calcul, toutes choses égales par ailleurs. L'impact sur le LCOE de la variation des paramètres choisis est expliqué dans le tableau suivant :

Impact de la variation du paramètre sur le LCOE	Augmentation du paramètre	Baisse du paramètre
Taux d'actualisation	↑	↓
CAPEX	↑	↓
OPEX fixes (exploitation)	↑	↓
Facteur de charge	↓	↑
Durée de vie	↓	↑

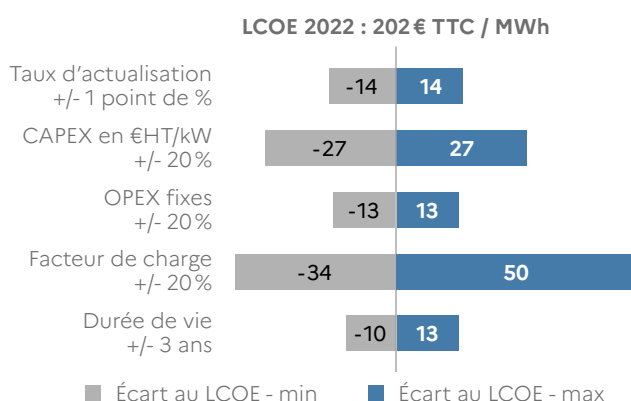
Légende :

↑ : la valeur du LCOE augmente ;

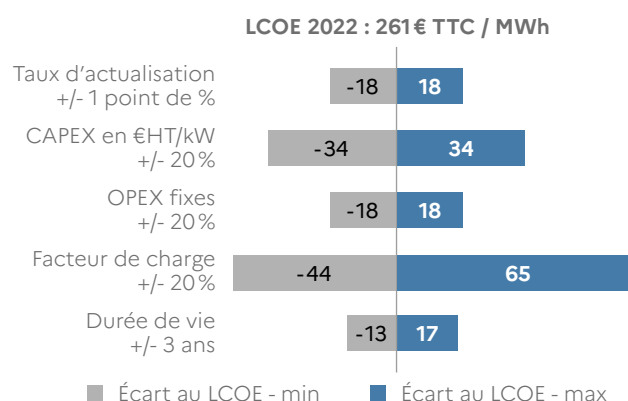
↓ : la valeur du LCOE diminue.

Les résultats de l'analyse de sensibilité sont présentés dans les graphiques page suivante.

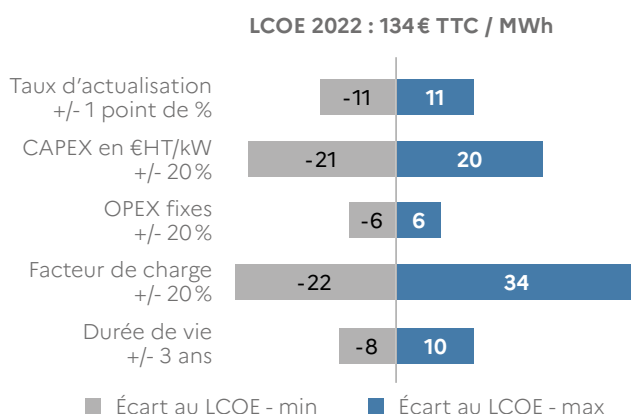
Évolution du LCOE 2022 du PV 3 kWc surimposé en autoconsommation pour la variation de chaque paramètre (€₂₀₂₂ TTC/MWh)



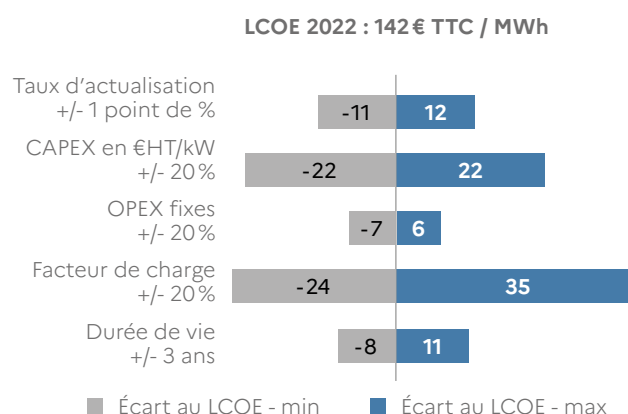
Évolution du LCOE 2022 du PV 3 kWc en IAB en autoconsommation pour la variation de chaque paramètre (€₂₀₂₂ TTC/MWh)



Évolution du LCOE 2022 du PV 9 kWc surimposé en autoconsommation pour la variation de chaque paramètre (€₂₀₂₂ TTC/MWh)



Évolution du LCOE 2022 du PV 9 kWc en ISB en autoconsommation pour la variation de chaque paramètre (€₂₀₂₂ TTC/MWh)



Graphique 25 : Analyse de sensibilité des LCOE du photovoltaïque résidentiel sur toiture en 2022 (en €₂₀₂₂ TTC/MWh).

Remarque : L'asymétrie des impacts dans l'analyse de sensibilité du LCOE est principalement due aux effets non linéaires et aux interactions complexes entre les différents paramètres du calcul des LCOE (cf. section 3). Par exemple, l'augmentation du facteur de charge accroît la production et les coûts d'opération variables, pour des coûts d'investissement qui restent constants. Le LCOE n'évolue donc pas linéairement avec la variation du facteur de charge.

Grille de lecture (exemple pour deux paramètres) :

- Pour des installations de 3 kWc en surimposé, si les OPEX fixes augmentent (baisser) de 20 %, le LCOE de ces installations augmente de 13 € TTC/MWh (diminue de 13 € TTC/MWh).
- Pour des installations de 3 kWc en surimposé, si le facteur de charge augmente (baisse) de 20 %, le LCOE de ces installations diminue de 34 € TTC/MWh (augmente de 50 € TTC/MWh).

Les analyses de sensibilité révèlent que le LCOE des installations photovoltaïques sur toiture résidentielle est très influencé par la variation du facteur de charge, reflétant la dépendance du LCOE au niveau d'ensoleillement des panneaux solaires. Ainsi, réduire (augmenter) le facteur de charge de 20 % conduit à une hausse du

LCOE de 50 € TTC/MWh (baisse de 34 € TTC/MWh) pour une installation de 3 kWc surimposée par exemple.

Le LCOE est également très affecté par les variations des coûts d'investissement, ce qui s'explique par la part importante qu'occupent les CAPEX dans le LCOE de ces installations. Ainsi, dans l'exemple des installations 9 kWc en ISB, une augmentation (réduction) de 20 % des coûts d'investissement entraîne une hausse du LCOE de 22 € TTC/MWh (baisse de 22 € TTC/MWh).

Les valeurs des variations ont été déterminées en fonction des écarts à la moyenne effectivement constatés dans les différentes sources de données. Notamment, les variations de facteur de charge matérialisent l'écart entre l'ensoleillement entre la zone Centre/Sud-Ouest et les zones Sud et Nord de la France.



Sources et hypothèses

Tableau 5 : hypothèses de calcul des LCOE des installations photovoltaïques résidentielles de 3 et 9 kWc.

Année	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022
Puissance (kWc)	3 - 9	3 - 9	3 - 9	3 - 9	3 - 9	3 - 9	3 - 9	3 - 9	3 - 9	3 - 9	3 - 9
Facteur de charge (%)											
Nord	11,4	11,4	11,4	11,4	11,4	11,4	11,4	11,4	11,4	11,4	11,4
Centre et Sud-Ouest	13,4	13,4	13,4	13,4	13,4	13,4	13,4	13,4	13,4	13,4	13,4
Pourtour méditerranéen	16,6	16,6	16,6	16,6	16,6	16,6	16,6	16,6	16,6	16,6	16,6
Productible Centre et Sud-Ouest (heures)	1 174	1 174	1 174	1 174	1 174	1 174	1 174	1 174	1 174	1 174	1 174
Durée de vie (années)	25	25	25	25	25	25	25	25	25	25	25
Taux d'actualisation (%)	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2
CAPEX en injection (€TTC/kWc)											
3 kWc IAB	5 137	4 281	3 850	3 725	3 601	3 476	3 352	3 458	3 564	3 782	4 140
3 kWc surimposé	4 051	3 376	3 036	2 993	2 949	2 906	2 862	2 861	2 859	3 034	3 321
9 kWc ISB	3 927	3 273	2 832	2 704	2 575	2 447	2 318	2 306	2 294	2 535	2 656
9 kWc surimposé	3 278	2 732	2 364	2 329	2 293	2 258	2 222	2 211	2 200	2 431	2 547
CAPEX hors autoconsommation (€TTC/kWc)											
3 kWc IAB	4 537	3 731	3 348	3 275	3 151	3 056	2 947	3 040	3 300	3 502	3 833
3 kWc surimposé	3 556	2 881	2 541	2 542	2 543	2 544	2 545	2 588	2 630	2 791	3 055
9 kWc ISB	3 677	3 040	2 599	2 480	2 359	2 239	2 118	2 114	2 110	2 333	2 444
9 kWc surimposé	3 095	2 579	2 136	2 102	2 068	2 034	1 999	1 990	1 980	2 188	2 292
OPEX (€TTC/kWc/an)											
3 kWc IAB	153	128	115	111	107	104	100	98	95	91	101
3 kWc surimposé	113	94	85	84	82	81	80	75	69	66	73
9 kWc ISB	81	68	61	58	56	53	50	43	35	34	37
9 kWc surimposé	67	56	50	49	48	48	47	41	34	33	36

CAPEX :

- Pour 2012 à 2020 : les coûts d'investissement sont repris de l'étude ADEME (2022) « *Coûts des énergies renouvelables et de récupération* ».
- Pour 2021 et 2022 :
 - Pour les installations de 3 kWc : les valeurs pour 2020 ont été extrapolées à 2021 puis à 2022 en les indexant sur la tendance des coûts publiée par Observ'ER pour les installations de 3 kWc surimposées en injection totale²⁶.
 - Pour les installations de 9 kWc : les valeurs pour 2020 ont été extrapolées à 2021 puis à 2022 en les indexant sur la tendance des coûts publiée par PVPS pour les installations de 5 à 10 kWc surimposées en injection²⁷.

Les CAPEX des installations en IAB et en ISB pour 2021 et 2022 ont donc été estimés à partir de tendances obtenues pour les installations surimposées. Par conséquent, les tendances peuvent ne pas refléter parfaitement l'évolution des coûts des projets IAB et ISB.

Décomposition des CAPEX :

- Pour 2012 à 2020 : les chiffres sont repris de l'étude ADEME (2022) « *Coûts des énergies renouvelables et de récupération* ».
- Pour 2021 et 2022, les mêmes méthodologies que l'étude ADEME (2022) « *Coûts des énergies renouvelables et de récupération* » ont été utilisées, c'est-à-dire :
 - Les coûts associés aux modules suivent la tendance des modules « mainstream » publiés par l'IRENA²⁸.
 - Le coût total des équipements est calculé pour 2012 à 2020 comme la somme des coûts des modules et des « autres équipements » (onduleurs, structures, câbles, etc.). Les coûts totaux pour 2020 ont été extrapolés pour 2021 et 2022 en les indexant sur l'évolution des prix du matériel publiés par Observ'ER pour les installations de 3 kWc surimposées en injection totale²⁹. Ainsi les coûts associés aux « autres équipements » pour 2021 et 2022 sont calculés comme la différence entre le total des équipements, et les coûts des modules.

²⁶. Observ'ER (2023), *Suivi du marché 2022 des installations solaires photovoltaïques inférieures ou égales à 9 kW*.

²⁷. PVPS (2022), *National Survey Report of PV Power Applications in France*, p.15.

²⁸. IRENA (2023), *Renewable power generation costs in 2022*, p.92.

²⁹. Observ'ER (2023), *Suivi du marché 2022 des installations solaires photovoltaïques inférieures ou égales à 9 kW*.

- La part des coûts de raccordement dans le total des coûts d'investissement est supposée constante par rapport à 2020 (8 % pour les installations de 3 kWc, 10 % pour celles de 9 kWc).
- Les coûts d'installation et autres sont obtenus par différence entre le total des investissements et les autres postes de coûts.

OPEX :

- Pour 2012 à 2020 : les chiffres sont repris de l'étude ADEME (2022) « Coûts des énergies renouvelables et de récupération ».
- Pour 2021 et 2022 : les valeurs pour 2020 ont été extrapolées à 2021 puis 2022 en les indexant sur l'évolution des coûts d'opération et de maintenance publiés dans les rapports Wood Mackenzie pour des installations en France de 20 kW (les coûts pour les installations plus petites n'étant pas disponibles)³⁰.

Facteurs de charge : les facteurs de charge sont issus de l'étude ADEME (2022) « Coûts des énergies renouvelables et de récupération ».

Une **baisse du productible** de 0,4 % par an est prise en compte dans le calcul de LCOE. Cette valeur provient de l'étude ADEME (2022) « Coûts des énergies renouvelables et de récupération ».

Durées de vie : les durées de vie sont issues de l'étude ADEME (2022) « Coûts des énergies renouvelables et de récupération ».

Taux d'actualisation : voir section 3.

4.1.4. LES INSTALLATIONS PHOTOVOLTAÏQUES SUR MOYENNES TOITURES (36 À 100 KWc)

Les installations de 36 à 100 kWc représentent 4 % des nouvelles installations en 2022, et 17 % des nouvelles capacités installées³¹.

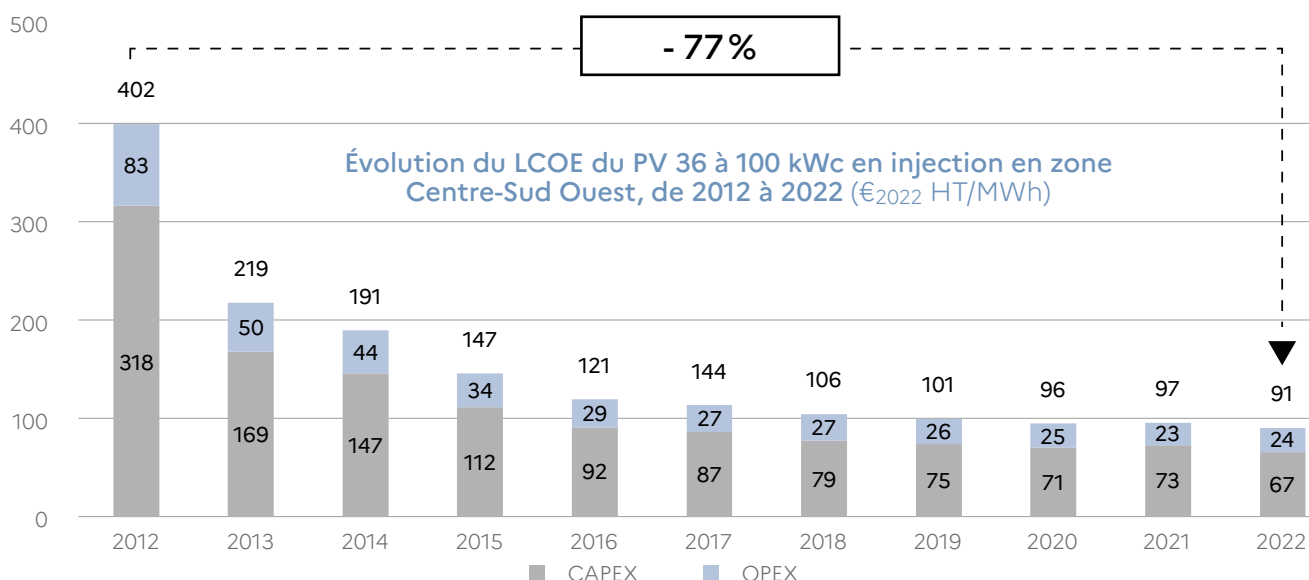
4.1.4.1. Évolution du LCOE

Cas des installations en injection

Les LCOE ont été calculés pour des installations en injection de 36 à 100 kWc. Les premiers graphiques présentent des résultats pour la zone Centre-Sud-Ouest, car cette zone dispose d'un niveau d'ensoleillement — et donc un facteur de charge — intermédiaire entre le Nord et le Sud de la France.

Les LCOE ont également été calculés pour ces autres zones géographiques et sont présentés dans les graphiques suivants.

Enfin, les LCOE sont présentés pour des installations en injection afin de proposer des résultats dans la continuité des précédentes éditions de l'étude, et de faciliter la comparaison avec les autres filières raccordées au réseau. Étant donné le développement de ces installations en autoconsommation, un LCOE a également été calculé pour ce type d'installations.



Graphique 26 : Évolution des LCOE des installations photovoltaïques sur toiture de 36 à 100 kWc entre 2012 et 2022 (€₂₀₂₂ HT/MWh).

³⁰. Wood Mackenzie (2021), *Global solar PV O&M economics*, p.18 ; Wood Mackenzie (2022), *Global solar PV O&M economics*, p.17 ; Wood Mackenzie (2023), *Global solar PV O&M economics*, p.14.

³¹. SDES (2023), *Chiffres clés des énergies renouvelables* - Édition 2023.

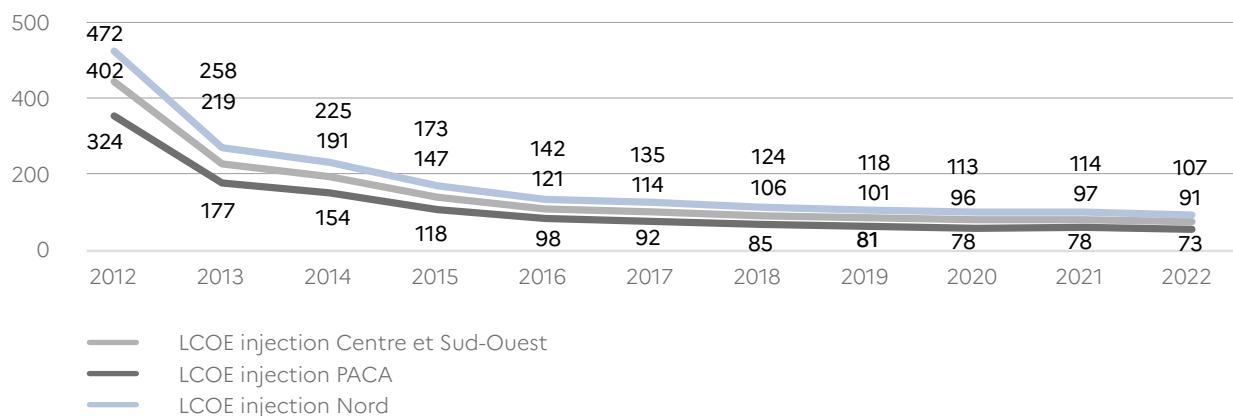


Le LCOE corrigé de l'inflation des installations photovoltaïques sur toiture de 36 à 100 kWc a connu une rapide décroissance entre 2012 et 2022, avec des coûts globaux plus que divisés par quatre sur cette période. La baisse des coûts est à la fois marquée pour les coûts d'investissements (- 79 % entre 2012 et 2022) et pour les coûts d'opération (- 71 %).

Le LCOE a connu un léger rebond en 2021, dans le contexte de hausse des coûts des composants des panneaux photovoltaïques évoquée dans la section 4.1.3.1,

qui s'est assez vite stabilisé pour le segment de puissance 36-100 kWc. Les chiffres du PVPS montrent ainsi une réduction des coûts d'investissements dès 2022³². Étant donné que les prix des modules³³ et de la pose³⁴ ont continué d'augmenter en 2022, et que la part des études et du raccordement est supposée constante (cf. section 4.1.4.4), la baisse des coûts d'investissement peut être attribuée aux autres équipements de type onduleurs, structures, câbles, etc. (cf. section 4.1.4.2).

Évolution du LCOE du PV 36-100 kWc sur toiture en injection selon les zones d'ensoleillement de 2012 à 2022 (€₂₀₂₂ HT/MWh)



Graphique 27 : Évolution du LCOE du photovoltaïque de 36 à 100 kWh sur toiture en injection selon les zones d'ensoleillement, entre 2012 et 2022 (€₂₀₂₂ TTC/MWh).

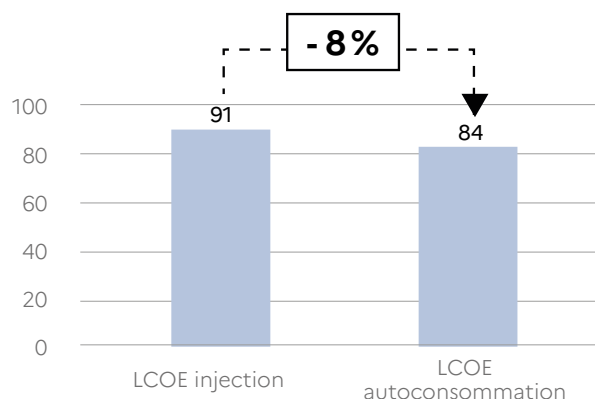
Selon l'ensoleillement, le facteur de charge — et donc la production des panneaux solaires photovoltaïques — varie (11,4 % en zone Nord, 13,4 % en zone Centre et Sud-Ouest, et 16,6 % en zone Sud). Ainsi, le LCOE d'une installation dans le Nord de la France sera 46 % plus élevé qu'une installation équivalente du pourtour méditerranéen.

Cas des installations en autoconsommation

Les installations de 36 à 100 kWc sur toiture sont aujourd'hui également utilisées en autoconsommation (entreprises, groupement d'entreprises, particuliers en copropriété, etc.). Cette nouvelle édition du rapport vise à prendre en compte les impacts de ce modèle sur le LCOE par rapport à une installation en injection. En termes de coûts, les installations en autoconsommation ne présentent pas de grandes différences avec les projets en injection si ce n'est que les coûts de raccordement sont quasiment nuls. Les exonérations fiscales et autres avantages financiers éventuels qui pourraient s'y appliquer ne sont pas considérés ici dans le périmètre de coûts de l'étude. Le retrait des coûts de raccordement des projets d'autoconsommation permet ainsi de réduire les LCOE de l'ordre de 8 % pour les installations

de 36 à 100 kWc. Enfin, afin de pleinement mesurer la valeur de ce type de projet, il conviendrait de prendre en compte les autres bénéfices tels que la valorisation de l'électricité non consommée, ne rentrant pas en compte dans le calcul du LCOE.

Écart des LCOE entre l'injection et l'autoconsommation du PV 36-100 kWc (€₂₀₂₂ HT/MWh)



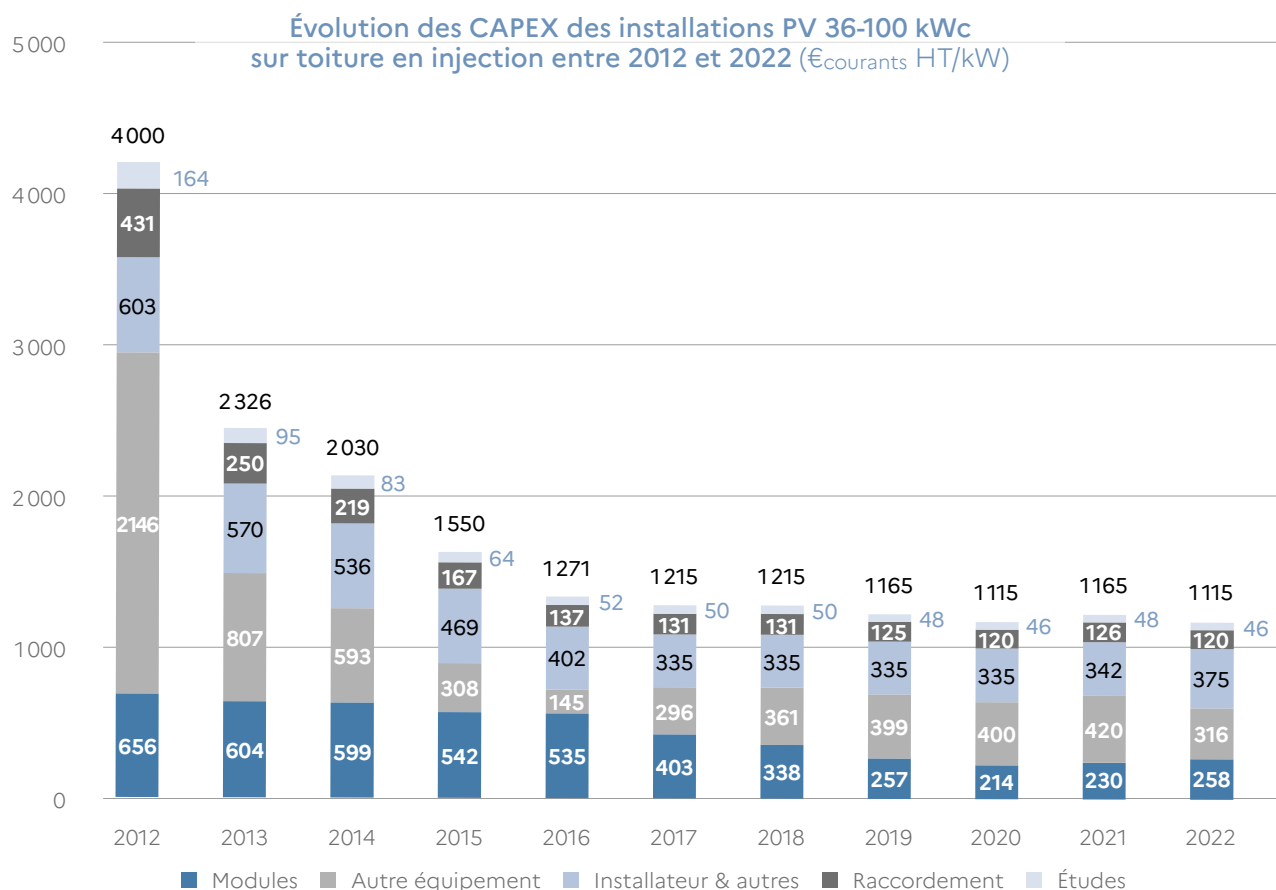
Graphique 28 : Écart des LCOE entre l'injection et l'autoconsommation du PV 36-100 kWc (€₂₀₂₂ HT/MWh).

³². PVPS (2022), *National Survey Report of PV Power Applications in France*.

³³. IRENA (2023), *Renewable power generation costs in 2022*.

³⁴. Observ'ER (2023), *Suivi du marché 2022 des installations solaires photovoltaïques inférieures ou égales à 9 kW*.

4.1.4.2. Évolution des CAPEX



Graphique 29 : Évolution des CAPEX des installations photovoltaïques 36-100 kWc sur toiture en injection entre 2012 et 2022 (€_{courants} HT/kW).

Entre 2012 et 2022, les coûts d'investissements ont été réduits de 72 % en euros courants. La baisse concerne tous les postes de coûts, et notamment ceux des modules (- 61 % entre 2012 et 2022).





4.1.4.3. **Analyse de sensibilité**

Une analyse de sensibilité du LCOE de la filière a été menée en faisant varier indépendamment plusieurs paramètres de calcul, toutes choses égales par ailleurs. L'impact sur le LCOE de la variation des paramètres choisis est expliqué dans le tableau suivant :

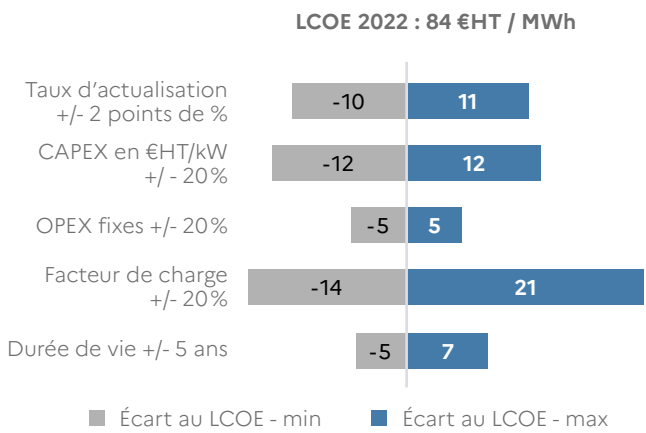
Impact de la variation du paramètre sur le LCOE	Augmentation du paramètre	Baisse du paramètre
Taux d'actualisation	↑	↓
CAPEX	↑	↓
OPEX fixes (exploitation)	↑	↓
Facteur de charge	↓	↑
Durée de vie	↓	↑

Légende :

- ↑ : la valeur du LCOE augmente ;
- ↓ : la valeur du LCOE diminue

Les résultats de l'analyse de sensibilité sont présentés dans les graphiques suivants :

Évolution du LCOE 2022 du PV 36-100 kWc en autoconsommation pour la variation de chaque paramètre (€₂₀₂₂ HT/MWh)



Remarque : L'asymétrie des impacts dans l'analyse de sensibilité du LCOE est principalement due aux effets non linéaires et aux interactions complexes entre les différents paramètres du calcul des LCOE (cf. section 3). Par exemple, l'augmentation du facteur de charge accroît la production et les coûts d'opération variables, pour des coûts d'investissement qui restent constants. Le LCOE n'évolue donc pas linéairement avec la variation du facteur de charge.

Graphique 30 : Analyse de sensibilité des LCOE du photovoltaïque 36-100 kWc sur toiture en autoconsommation en 2022.



Grille de lecture (exemple pour un paramètre) : Pour des installations de 36-100 kWc sur toiture en autoconsommation, si le taux d'actualisation augmente (baisse) de 2 points de pourcentage, le LCOE de ces installations augmente de 11 € HT/MWh (diminue de 10 € HT/MWh).

Les analyses de sensibilité révèlent que le LCOE des installations photovoltaïques de 36 à 100 kWc sur toiture est très influencé par la variation du facteur de charge, reflétant la dépendance du LCOE au niveau d'ensoleillement des panneaux solaires. Ainsi, réduire (augmenter) le facteur de charge de 20 % conduit à une hausse du LCOE de 21 € HT/MWh (baisse de 14 € HT/MWh).

Le LCOE est également très affecté par les variations des coûts d'investissement, ce qui s'explique par la part importante qu'occupent les CAPEX dans le LCOE de ces installations. Ainsi, une augmentation (réduction) de 20 % des coûts d'investissement entraîne une hausse du LCOE de 12 € HT/MWh (baisse de 12 € HT/MWh).

Les valeurs des variations ont été déterminées en fonction des écarts à la moyenne effectivement constatés dans les différentes sources de données. Notamment, les variations de facteur de charge matérialisent l'écart entre l'ensoleillement entre la zone Centre/Sud-Ouest et les zones Sud et Nord de la France.



Sources et hypothèses

Tableau 6 : Hypothèses de calcul des LCOE des installations photovoltaïques de 36 à 100 kWc.

Année	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022
Puissance (en kWc)	36-100	36-100	36-100	36-100	36-100	36-100	36-100	36-100	36-100	36-100	36-100
Facteur de charge (%)											
Nord	11,4	11,4	11,4	11,4	11,4	11,4	11,4	11,4	11,4	11,4	11,4
Centre et Sud-Ouest	13,4	13,4	13,4	13,4	13,4	13,4	13,4	13,4	13,4	13,4	13,4
Pourtour Méditerranée	16,6	16,6	16,6	16,6	16,6	16,6	16,6	16,6	16,6	16,6	16,6
Durée de vie (années)	25	25	25	25	25	25	25	25	25	25	25
CAPEX (€HT/kWc)	4 000	2 326	2 030	1 550	1 271	1 215	1 215	1 165	1 115	1 165	1 115
CAPEX en autoconsommation (€TTC/kWc)	3 569	2 075	1 811	1 383	1 134	1 084	1 084	1 039	995	1 040	995
OPEX (€HT/kWc/an)	84	51	45	35	29	28	28	27	26	25	28
Taux d'actualisation (%)	7	6	6	6	6	6	5	5	5	5	5

CAPEX :

- Pour 2012 à 2020 : chiffres repris de l'étude ADEME (2022) *Coûts des énergies renouvelables et de récupération*.
- Pour 2021 et 2022 : la valeur pour l'année 2020 a été extrapolée à 2021 et 2022 en l'indexant sur l'évolution des coûts présentés dans l'étude PVPS (2022) « *National Survey Report of PV Power Applications in France* » (page 15, chiffre pour des panneaux solaires photovoltaïques de 10 à 100 kWc raccordés au réseau et en surimposé).

Décomposition des CAPEX :

- Pour 2012 à 2020 : les chiffres sont repris de l'étude ADEME (2022) « *Coûts des énergies renouvelables et de récupération* ».
- Pour 2021 et 2022, les mêmes méthodologies que l'étude ADEME (2022) « *Coûts des énergies renouvelables et de récupération* » ont été utilisées, c'est-à-dire :
 - Les coûts associés aux modules suivent la tendance des modules « mainstream » publiés par l'IRENA³⁵.
 - Les coûts d'installation et autres suivent la tendance des coûts de pose du matériel publiés par Observ'ER pour les installations de 3 kWc en injection totale³⁶.
 - La part des coûts de raccordement dans le total des coûts d'investissement est supposée constante par rapport à 2020 (10,7 %).
 - Les coûts associés aux « autres équipements » pour 2021 et 2022 sont calculés comme la différence entre le total des CAPEX, et les autres postes de coûts d'investissement.

OPEX :

- Pour 2012 à 2020 : chiffres repris de l'étude ADEME (2022) « *Coûts des énergies renouvelables et de récupération* ».
- Pour 2021 et 2022 : la valeur pour l'année 2020 a été extrapolée à 2021 et 2022 en l'indexant sur les coûts de maintenance et d'opération des installations de 20 kWc en France, publiés dans les études de Wood Mackenzie pour les années 2020 à 2022³⁷.

Facteur de charge : chiffres repris de l'étude ADEME (2022) « *Coûts des énergies renouvelables et de récupération* ».

Une **baisse du productible** de 0,4 % par an est prise en compte dans le calcul de LCOE. Cette valeur provient de l'étude ADEME (2022) « *Coûts des énergies renouvelables et de récupération* ».

Durée de vie : les durées de vie sont reprises de l'étude ADEME (2022) « *Coûts des énergies renouvelables et de récupération* » et ont été validées par les représentants de la filière.

Taux d'actualisation : voir section 3.

³⁵. IRENA (2023), *Renewable power generation costs in 2022*, p.92.

³⁶. Observ'ER (2023), *Suivi du marché 2022 des installations solaires photovoltaïques inférieures ou égales à 9 kW*.

³⁷. Wood Mackenzie (2021), *Global solar PV O&M economics*, p.18 ; Wood Mackenzie (2022), *Global solar PV O&M economics*, p.17 ; Wood Mackenzie (2023), *Global solar PV O&M economics*, p.14.



4.1.5. LES INSTALLATIONS PHOTOVOLTAÏQUES SUR GRANDES TOITURES

Les installations de 100 à 250 kWc représentent seulement 1,4 % des nouvelles installations, et 10 % des nouvelles capacités installées en 2022. Celles de plus de 250 kW, bien que très minoritaire en nombre (0,4 % des nouvelles installations), constituent finalement plus de la moitié des nouvelles capacités de production (55 %) en 2022³⁸. Ces chiffres ne distinguent pas les installations sur bâtiment de celles au sol.

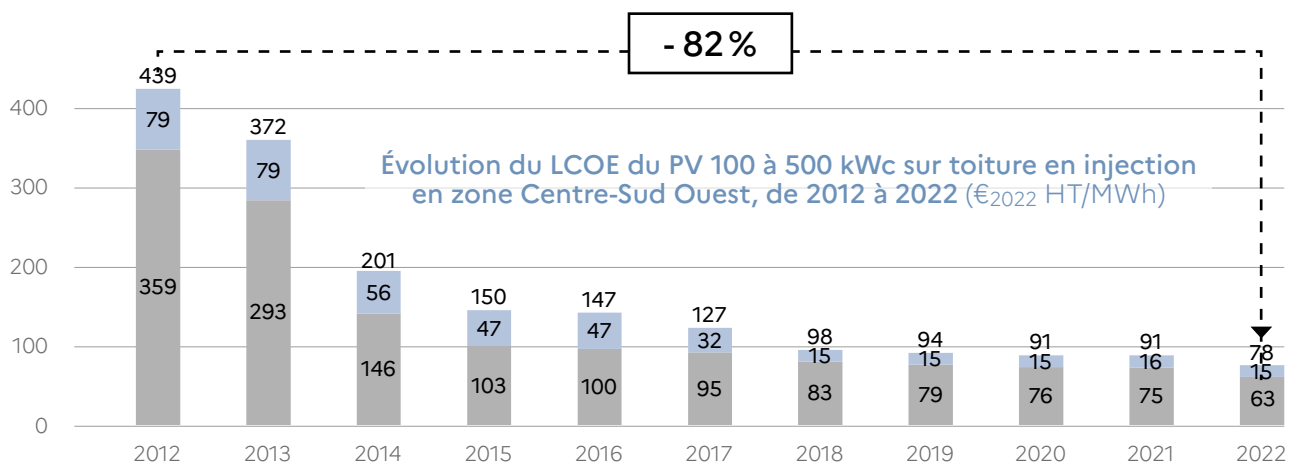
4.1.5.1. Évolution du LCOE

Cas des installations en injection

Les LCOE ont été calculés pour des installations en injection de 100 à 500 kWc d'une part et de plus de 500 kWc d'autre part. Les premiers graphiques présentent des résultats pour la zone Centre-Sud-Ouest, car cette zone dispose d'un niveau d'ensoleillement - et donc d'un facteur de charge - intermédiaire entre le Nord et le Sud de la France.

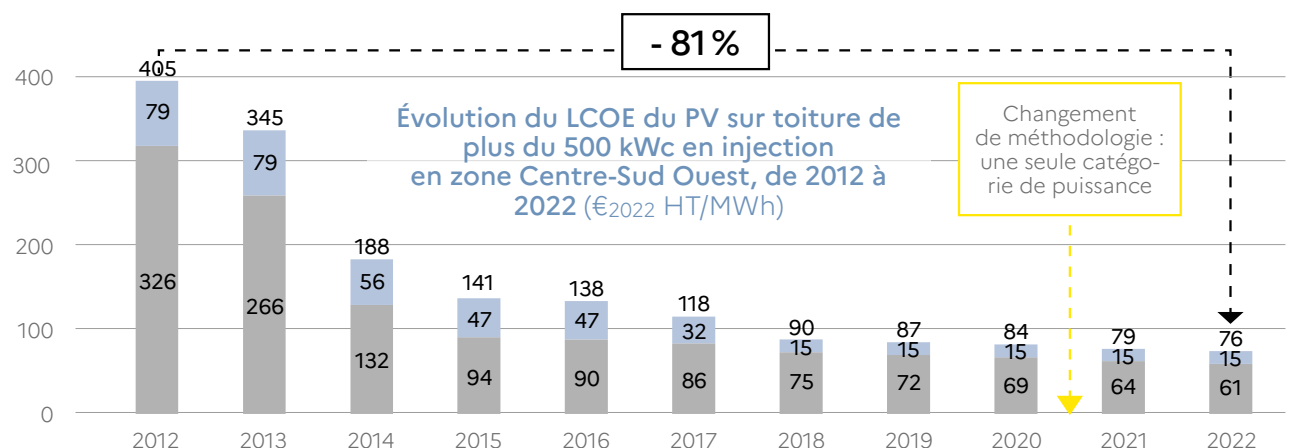
Les LCOE ont également été calculés pour d'autres zones géographiques et sont présentés dans les graphiques suivants.

Enfin, les LCOE sont présentés pour des installations en injection afin de proposer des résultats dans la continuité des précédentes éditions de l'étude, et de faciliter la comparaison avec les autres filières raccordées au réseau. Étant donné le développement de ces installations en autoconsommation, un LCOE a également été calculé pour ce type d'installations.



Remarque : Les résultats de LCOE pour 2012 à 2020 sont différents de ceux publiés dans l'édition précédente de l'étude car les taxes et la fiscalité ont été retirées afin de présenter des chiffres homogènes avec les autres filières.

■ CAPEX
■ OPEX



Remarque : De 2012 à 2020, les LCOE correspondent aux installations sur toiture de 500 à 2 500 kWc. Pour 2021 et 2022, les LCOE portent sur toutes les installations sur bâtiment, de plus de 500 kWc.

■ CAPEX
■ OPEX

Graphiques 31 : Évolution des LCOE des installations photovoltaïques de 100 à 500 kWc sur toiture, et de plus de 500 kWc sur toiture entre 2012 et 2022 (€₂₀₂₂ HT/MWh).

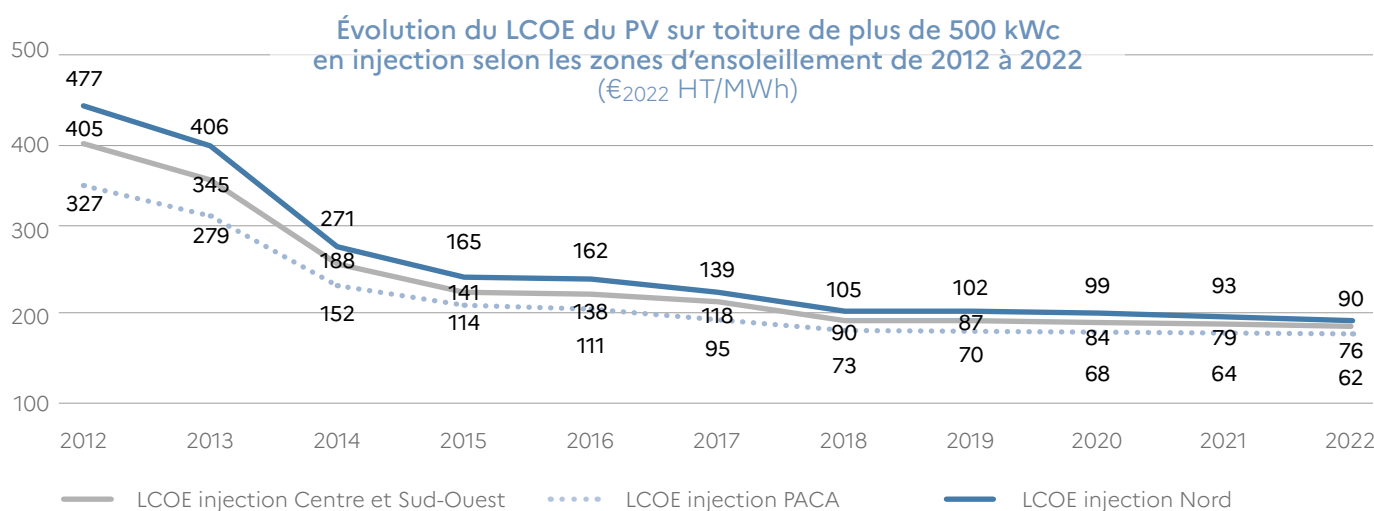
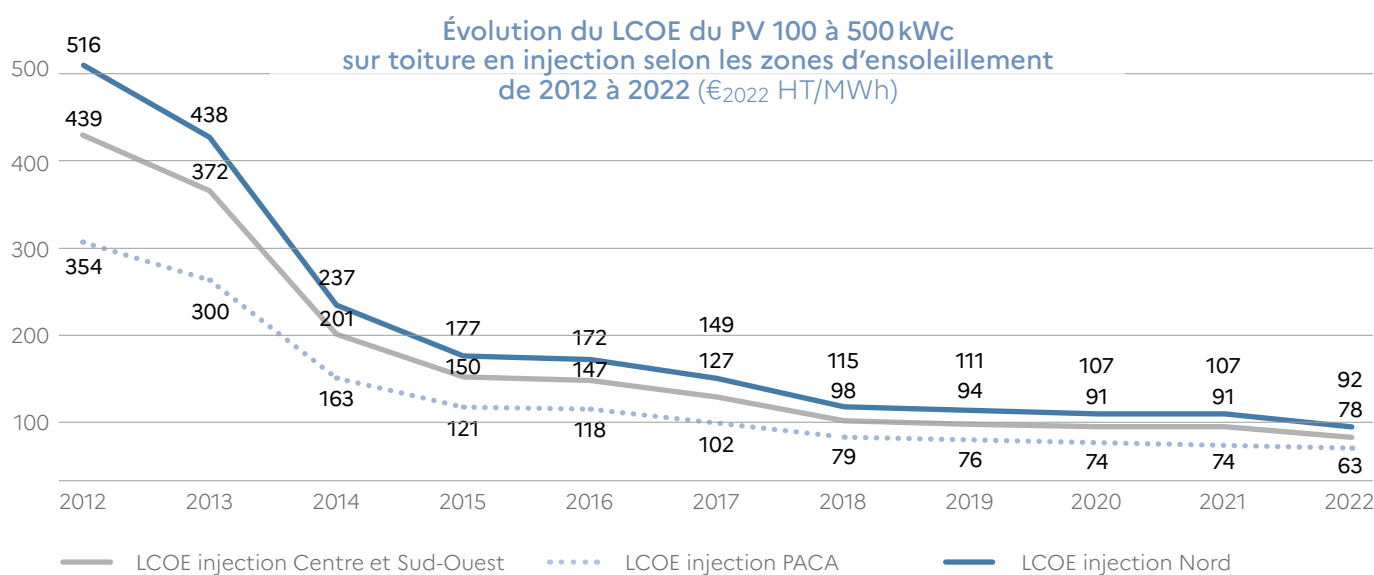
³⁸. SDES (2023), Chiffres clés des énergies renouvelables - Édition 2023

Les LCOE des installations sur grandes toitures ont diminué de l'ordre de 80 % entre 2012 et 2022. Cette réduction des coûts concerne à la fois les coûts d'investissement et les coûts d'exploitation.

Les installations de 100 à 500 kWc ont connu une stabilisation de leur LCOE en 2021, dans le contexte de hausse des coûts des matières premières, et plus particulièrement des modules photovoltaïques. Ces installations ont toutefois renoué avec des tendances baissières de LCOE dès 2022 (- 14 %).

Les LCOE des installations de plus de 500 kWc ont connu une baisse continue de leur LCOE sur les dix dernières années, y compris en 2021, contrairement à ce qui est

observé sur les autres segments de puissances. Cette baisse en 2021 peut être attribuée à un changement de périmètre de l'étude. Jusqu'en 2020, le LCOE était calculé pour les installations de 500 à 2 500 kW. À partir de 2021, le calcul a été étendu pour inclure toutes les installations de plus de 500 kW. L'ajout des installations de plus de 2,5 MW, qui bénéficient potentiellement de coûts plus bas grâce à des économies d'échelle, a pu contribuer à la réduction du LCOE entre 2020 et 2021, malgré la hausse des prix des composants.



Graphiques 32 : Évolution du LCOE des installations photovoltaïques sur toiture de 100 à 500 kWc, et de plus de 500 kWc en injection selon les zones d'ensoleillement, entre 2012 et 2022 (€₂₀₂₂ TTC/MWh).

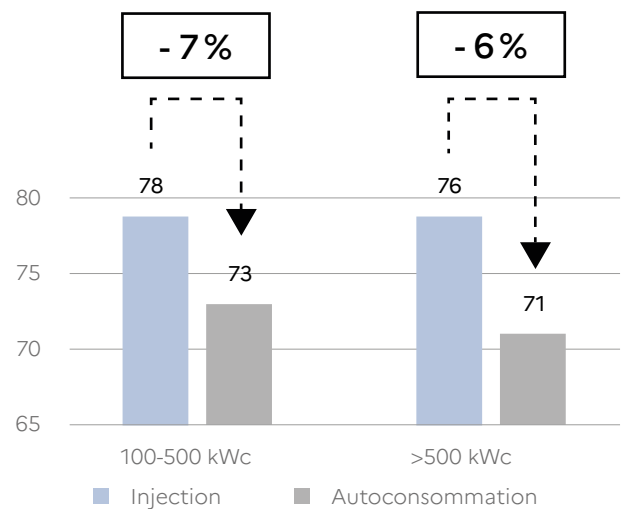
Selon l'ensoleillement, le facteur de charge et donc la production des panneaux solaires photovoltaïques varie (11,4 % en zone Nord, 13,4 en zone Centre et Sud-Ouest, et 16,6 % en zone Sud). Ainsi, le LCOE d'une installation dans le Nord de la France sera 46 % plus élevé qu'une installation équivalente du pourtour méditerranéen.



Cas des installations en autoconsommation

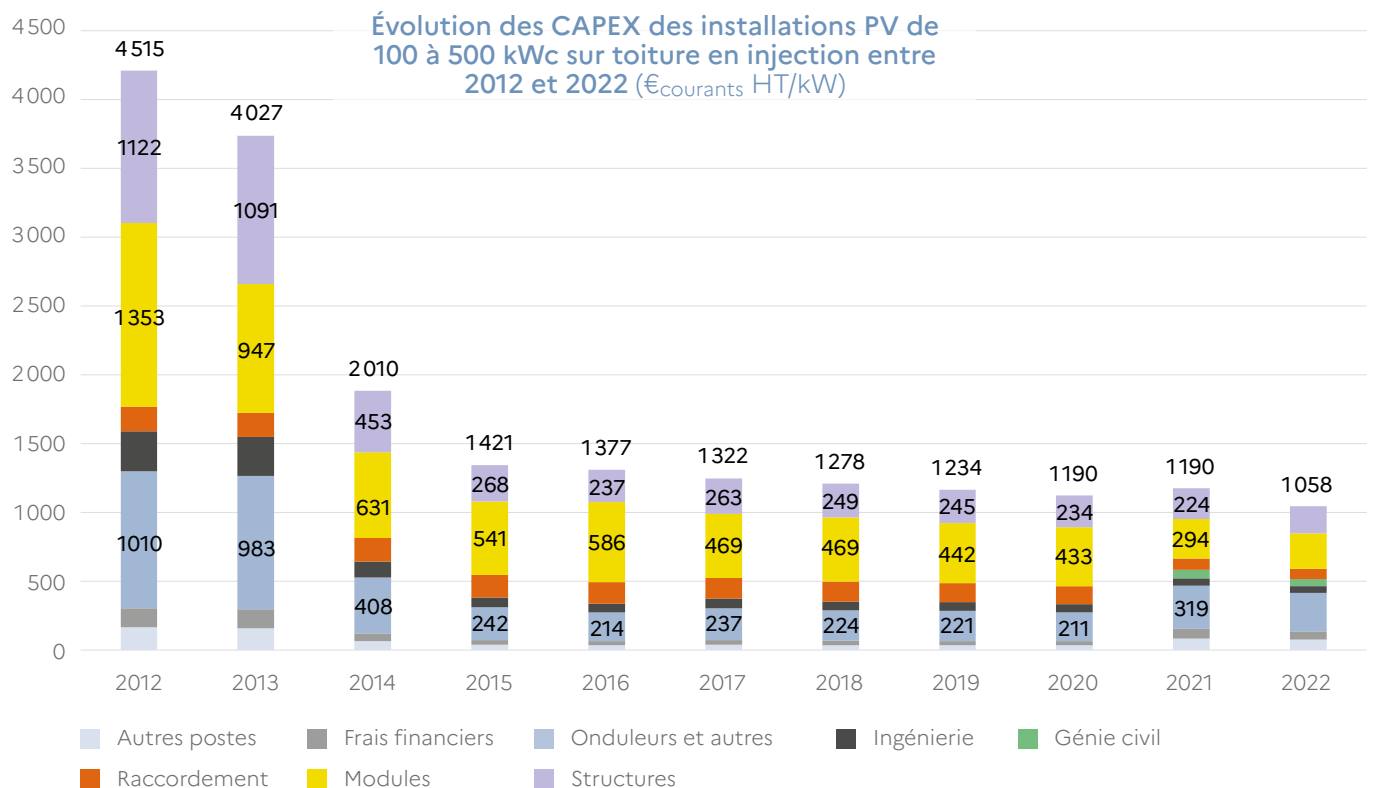
Les installations de plus de 100 kWc sur toiture sont aujourd'hui également utilisées en autoconsommation. Cette nouvelle édition du rapport vise à prendre en compte les impacts de ce modèle sur le LCOE par rapport à une installation en injection. En termes de coûts, les installations en autoconsommation ne présentent pas de grandes différences avec les projets en injection si ce n'est que les coûts de raccordement sont quasiment nuls. Les exonérations fiscales et autres avantages financiers éventuels qui pourraient s'y appliquer ne sont pas considérés ici dans le périmètre de coûts de l'étude. Le retrait des coûts de raccordement des projets d'autoconsommation permet ainsi de réduire les LCOE de l'ordre de 6 à 7 % pour les installations de plus de 100 kWc. Enfin, afin de pleinement mesurer la valeur de ce type de projet, il conviendrait de prendre en compte les autres bénéfices tels que la valorisation de l'électricité non consommée, ne rentrant pas en compte dans le calcul du LCOE.

Écart de LCOE entre une installation en injection et une installation en autoconsommation (€₂₀₂₂ TTC/MWh)



Graphique 33 : Écart de LCOE entre une installation sur toiture de 100 à 500 kWc et de plus de 500 kWc en injection en autoconsommation (€₂₀₂₂ HT/MWh).

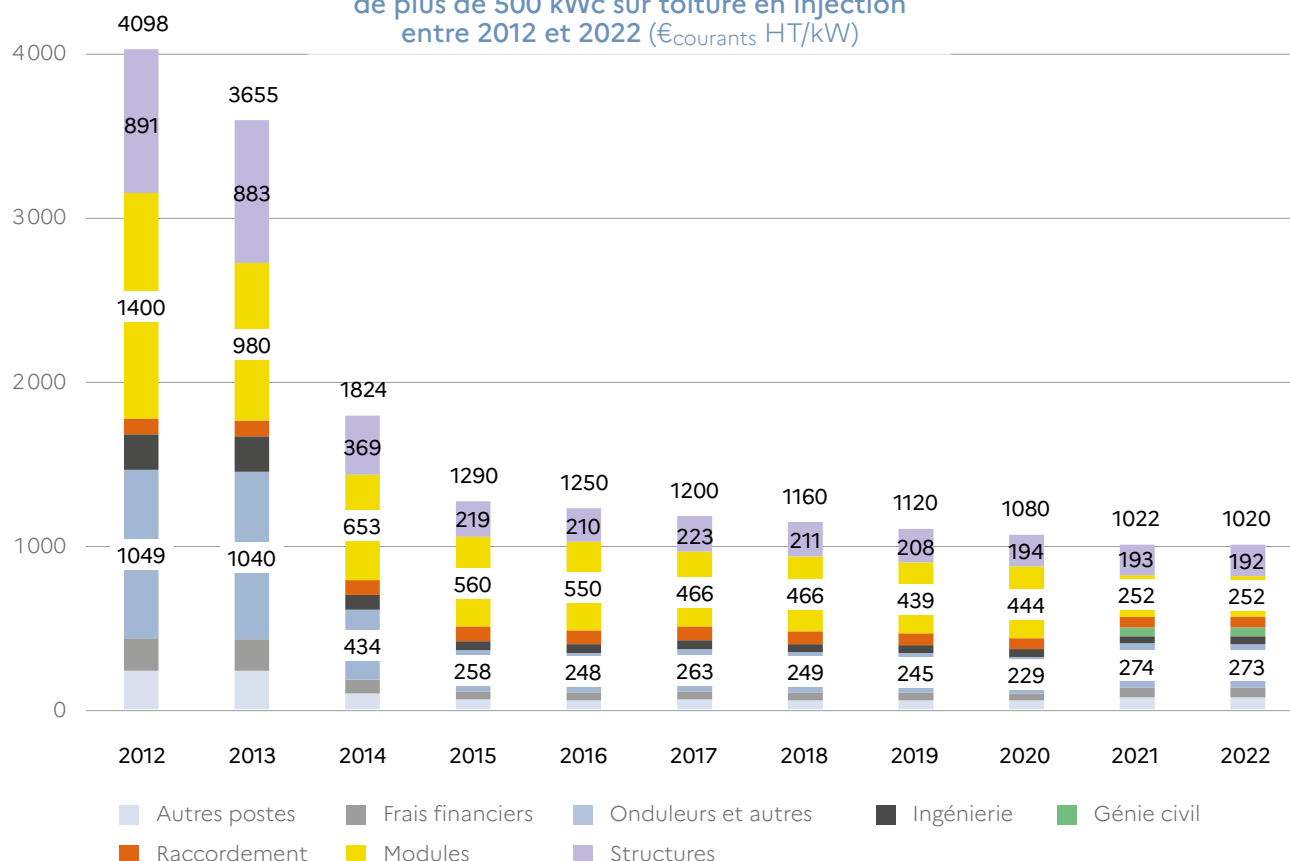
4.1.5.2. Évolution des CAPEX



Graphique 34 : Évolution des CAPEX des installations photovoltaïques sur toiture en injection de 100 à 500 kWc, entre 2012 et 2022 (€_{courants} HT/kW).

Entre 2012 et 2022, l'ensemble des coûts d'investissement ont diminué pour les installations sur toiture de plus de 100 kWc. Bien que la baisse concerne tous les postes de coûts, la réduction la plus marquée porte sur les modules, avec une baisse de l'ordre de 80 % en 10 ans.

Évolution des CAPEX des installations PV de plus de 500 kWc sur toiture en injection entre 2012 et 2022 (€_{courants} HT/kW)



Graphique 35 : Évolution des CAPEX des installations photovoltaïques sur toiture de 100 à 500 kWc, et de plus de 500 kWc en injection entre 2012 et 2022 (€_{courants} HT/MWh).

Remarque : Entre 2012 et 2020, la décomposition des CAPEX s'appuie sur des projets sur toiture de 0,5 à 2,5 MW. La décomposition pour 2021 et 2022 s'appuie sur l'étude de la CRE, liée aux appels d'offres PPE 2, qui prend en compte des projets sur toiture de plus de 2,5 MW.

La structure des coûts des installations de plus de 500 kWc sur toiture a peu évolué entre 2012 et 2020. En 2021, les coûts liés au raccordement et aux modules ont diminué d'environ un tiers. À l'inverse, les coûts associés aux frais financiers et à la catégorie « autres postes » (transport, sécurité, etc.) ont doublé. Ces évolutions peuvent s'expliquer par le changement de périmètre de l'étude, qui pour 2021 et 2022 inclut les projets de plus de 2,5 MW, dont la structure des coûts peut être différente de celle des projets de 0,5 à 2,5 MW.





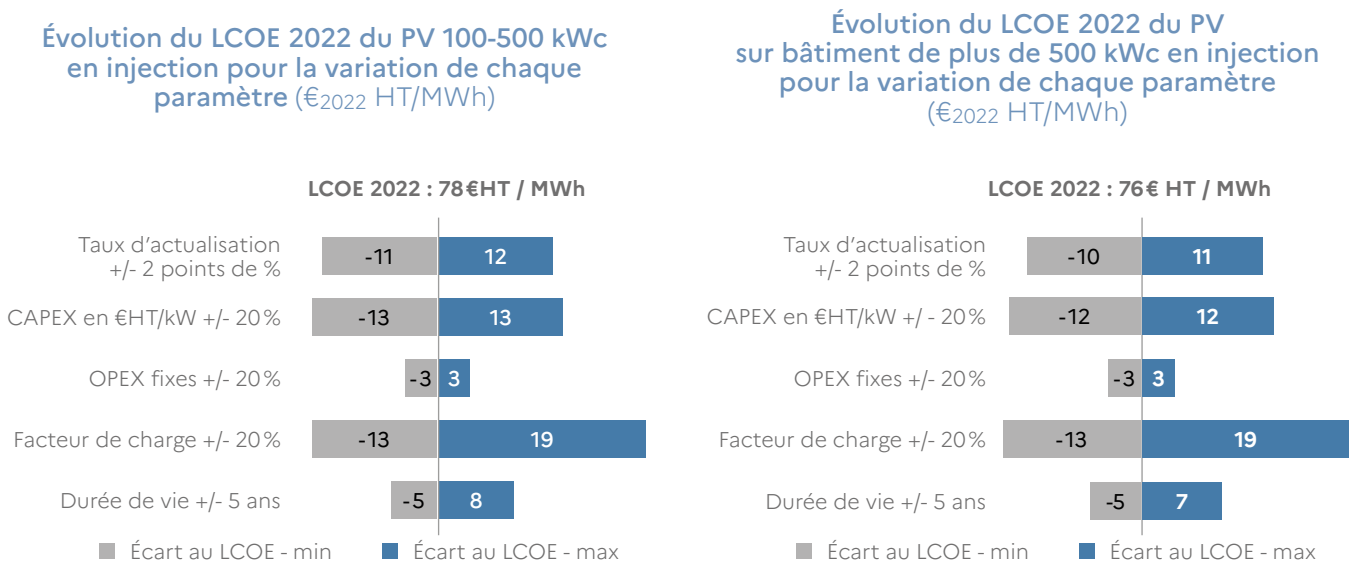
4.1.5.3. Analyse de sensibilité

Une analyse de sensibilité du LCOE de la filière a été menée en faisant varier indépendamment plusieurs paramètres de calcul, toutes choses égales par ailleurs. L'impact sur le LCOE de la variation des paramètres choisis est expliqué dans le tableau suivant :

Impact de la variation du paramètre sur le LCOE	Augmentation du paramètre	Baisse du paramètre
Taux d'actualisation	↑	↓
CAPEX	↑	↓
OPEX fixes (exploitation)	↑	↓
Facteur de charge	↓	↑
Durée de vie	↓	↑

Légende : ↑ : la valeur du LCOE augmente ; ↓ : la valeur du LCOE diminue

Les résultats de l'analyse de sensibilité sont présentés dans les graphiques suivants :



Remarque : L'asymétrie des impacts dans l'analyse de sensibilité du LCOE est principalement due aux effets non linéaires et aux interactions complexes entre les différents paramètres du calcul des LCOE (cf. section 3). Par exemple, l'augmentation du facteur de charge accroît la production et les coûts d'opération variables, pour des coûts d'investissement qui restent constants. Le LCOE n'évolue donc pas linéairement avec la variation du facteur de charge.

Graphique 36 : Analyse de sensibilité des LCOE du photovoltaïque sur bâtiment 100-500 kWc et plus de 500 kWc sur toiture en injection en 2022.

Grille de lecture (exemple pour un paramètre) : Pour des installations de plus de 500 kWc sur bâtiment en injection, si le taux d'actualisation augmente (baisse) de 2 points de pourcentage, le LCOE de ces installations augmente de 11 €HT/MWh (diminue de 10 € HT/MWh).

Les analyses de sensibilité révèlent que le LCOE des installations photovoltaïques de plus de 100 kWc bâtiment est très influencé par la variation du facteur de charge, reflétant la dépendance du LCOE au niveau d'ensoleillement des panneaux solaires. Ainsi, réduire (augmenter) le facteur de charge de 20 % conduit à une hausse du LCOE de 19 € HT/MWh (baisse de 13 € HT/MWh) pour les installations de 100 à 500 kWc, et de 19 € HT/MWh (baisse de 13 € HT/MWh) pour celles de plus de 500 kWc.

Le LCOE est également très affecté par les variations des coûts d'investissement, ce qui s'explique par la part importante qu'occupent les CAPEX dans le LCOE de ces installations. Par exemple pour les installations de plus de 500 kWc, une augmentation (réduction) de 20 % des coûts d'investissement entraîne une hausse du LCOE de 12 € HT/MWh (baisse de 12 € HT/MWh).

Les valeurs des variations ont été déterminées en fonction des écarts à la moyenne effectivement constatés dans les différentes sources de données. Notamment, les variations de facteur de charge matérialisent l'écart entre l'ensoleillement entre la zone Centre/Sud-Ouest et les zones Sud et Nord de la France.



Sources et hypothèses

Installations de 100 à 500 kWc

Année	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022
Facteur de charge (%)											
Nord	11,4	11,4	11,4	11,4	11,4	11,4	11,4	11,4	11,4	11,4	11,4
Centre et Sud-Ouest	13,4	13,4	13,4	13,4	13,4	13,4	13,4	13,4	13,4	13,4	13,4
Pourtour Méditerranée	16,6	16,6	16,6	16,6	16,6	16,6	16,6	16,6	16,6	16,6	16,6
Durée de vie (années)	25	25	25	25	25	25	25	25	25	25	25
CAPEX (€HT/kWc)	4 515	4 027	2 010	1 421	1 377	1 322	1 278	1 234	1 190	1 190	1 058
CAPEX en autoconsommation (€TTC/kWc)	4 334	3 847	1 836	1 255	1 217	1 169	1 131	1 094	1 056	1 098	972
OPEX (€HT/kWc/an)	80	80	57	48	48	33	16	16	16	17,62	16,96
Taux d'actualisation (%)	7	6	6	6	6	6	5	5	5	5	5

Année : Les années désignent une année de mise en service jusqu'en 2016 ; de 2017 à 2022, ce sont des données prévisionnelles.

CAPEX :

- Pour 2012 à 2020 : chiffres repris de l'étude ADEME (2022) Coûts des énergies renouvelables et de récupération.
- Pour 2021 et 2022 : la valeur pour l'année 2020 a été extrapolée à 2021 et 2022 en l'indexant sur l'évolution des coûts présentés dans l'étude PVPS (2022) « *National Survey Report of PV Power Applications in France* » (page 15, chiffre pour des panneaux solaires photovoltaïques de 100 à 250 kWc raccordés au réseau). L'étude présentant des intervalles pour les coûts d'investissements en 2021 et en 2022, les valeurs moyennes de ces intervalles ont été retenues pour réaliser l'extrapolation.

Décomposition des CAPEX :

- Pour 2012 à 2020 : les chiffres sont repris de l'étude ADEME (2022) « *Coûts des énergies renouvelables et de récupération* ».
- Pour 2021 et 2022, les décompositions proviennent d'un rapport de la CRE³⁹. La décomposition utilisée porte sur tous les projets ayant répondu aux appels d'offres PPE 2 PV Bâtiment. Les chiffres repris s'appuient sur la décomposition des CAPEX des projets sur bâtiment de 2021 à 2023. Ces appels d'offres concernent des projets de plus de 100 kWc. Il est donc supposé ici que la décomposition des CAPEX des projets sur bâtiment de 100 à 500 kWc est proche de celle des installations de plus de 500 kWc.

OPEX :

- Pour 2012 à 2020 : chiffres repris de l'étude ADEME (2022) Coûts des énergies renouvelables et de récupération.
- Pour 2021 et 2022 : les études de Wood Mackenzie pour les années 2020 à 2022⁴⁰ fournissent des coûts d'opération et de maintenance pour les installations de 20 kWc et celles de 1 MWc. Les tendances d'évolution des coûts d'O&M pour ces deux segments ont donc été obtenues et moyennées afin d'en déduire une évolution des coûts d'O&M des installations de tailles intermédiaires. La valeur pour l'année 2020 a été extrapolée à 2021 et 2022 en l'indexant sur cette moyenne des tendances.

Facteur de charge : chiffres repris de l'étude ADEME (2022) « *Coûts des énergies renouvelables et de récupération* ».

Une **baisse du productible** de 0,4 % par an est prise en compte dans le calcul de LCOE. Cette valeur provient de l'étude ADEME (2022) « *Coûts des énergies renouvelables et de récupération* ».

Durée de vie : les durées de vie sont reprises de l'étude ADEME (2022) « *Coûts des énergies renouvelables et de récupération* » et ont été validées par les représentants de la filière.

Taux d'actualisation : voir 3.

³⁹. CRE (2024), *État des lieux et premiers enseignements tirés à fin 2023 des résultats des appels d'offres « PPE2 » éoliens terrestres et photovoltaïques*, p.91

⁴⁰. Wood Mackenzie (2021), *Global solar PV O&M economics*, p.18 ; Wood Mackenzie (2022), *Global solar PV O&M economics*, p.17 ; Wood Mackenzie (2023), *Global solar PV O&M economics*, p.14



Installations de plus de 500 kWc

Année	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022
Facteur de charge (%)											
Nord	11,4	11,4	11,4	11,4	11,4	11,4	11,4	11,4	11,4	11,4	11,4
Centre et Sud-Ouest	13,4	13,4	13,4	13,4	13,4	13,4	13,4	13,4	13,4	13,4	13,4
Pourtour Méditerranée	16,6	16,6	16,6	16,6	16,6	16,6	16,6	16,6	16,6	16,6	16,6
Durée de vie (années)	25	25	25	25	25	25	25	25	25	25	25
CAPEX (€HT/kWc)											
Toiture - 0,5-2,5 MW	4 098	3 655	1 824	1 290	1 250	1 200	1 160	1 120	1 080		
Bâtiments - > 0,5 MWc										1 022	1 020
CAPEX autoconsommation (€HT/kWc)											
Bâtiments - > 0,5 MWc										930	934
OPEX (€HT/kWc/an)											
Toiture - 0,5-2,5 MWc	80	80	57	48	48	33	16	16	16		
Bâtiments - > 0,5 MWc										16	17
Taux d'actualisation (%)	7	6	6	6	6	6	5	5	5	5	5

CAPEX :

- Pour 2012 à 2020 : chiffres repris de l'étude ADEME (2022) « *Coûts des énergies renouvelables et de récupération* ». Ces chiffres s'appuient sur l'étude CRE de 2019 qui présentait une segmentation des résultats pour la tranche de puissance 0,5 à 2,5 MW⁴¹.
- Pour 2021 et 2022 : les valeurs sont issues du rapport de la CRE sur les réponses aux appels d'offres PPE 2⁴². L'étude fournit des CAPEX moyens pour les années 2021 et 2022. Ces valeurs annuelles concernent des projets sur bâtiments (toiture), et d'autres types d'installations (ombrières, serres, etc.). De plus, l'étude indique des CAPEX moyens par type d'installation (bâtiments, ombrières, etc.), ce qui permet d'estimer que les CAPEX des installations sur toiture sont environ 15 % plus faibles que les CAPEX moyens pondérés pour tous types d'installations.

Cette étude indique ne pas observer de fort effet d'échelle dans les coûts d'investissements des projets photovoltaïques sur bâtiment. Ainsi, le périmètre est légèrement différent des chiffres des années 2012 à 2020 puisque les chiffres pour 2021 et 2022 portent sur toutes les installations de plus de 500 kWc, et sur tous les types de projets sur bâtiment (toiture, hangars, ombrières, etc.).

Décomposition des CAPEX :

- Pour 2012 à 2020 : les chiffres sont repris de l'étude ADEME (2022) « *Coûts des énergies renouvelables et de récupération* ».
- Pour 2021 et 2022, les décompositions proviennent d'un rapport de la CRE⁴³ qui fournit la répartition des CAPEX pour des installations sur bâtiment. Cette répartition porte sur les projets ayant répondu à des appels d'offres de 2021 à 2023.

OPEX :

- Pour 2012 à 2020 : chiffres repris de l'étude ADEME (2022) « *Coûts des énergies renouvelables et de récupération* ».
- Pour 2021 et 2022 : les valeurs sont issues du rapport de la CRE sur les réponses aux appels d'offres PPE 2⁴⁴. L'étude fournit des OPEX moyens pour les années 2021 et 2022. Ces valeurs annuelles concernent des projets sur bâtiments (toiture), et d'autres types d'installations (ombrières, serres, etc.). De plus, l'étude indique des OPEX moyens par type d'installation (bâtiments, ombrières, etc.), ce qui permet d'estimer que les CAPEX des installations sur toiture sont environ 2 % plus élevés que les OPEX moyens pondérés pour tous types d'installations.

Le périmètre des installations couvertes par cette étude est légèrement différent des chiffres des années 2012 à 2020 puisque les valeurs pour 2021 et 2022 portent sur toutes les installations de plus de 500 kWc.

Facteur de charge : chiffres repris de l'étude ADEME (2022) « *Coûts des énergies renouvelables et de récupération* ».

Une **baisse du productible** de 0,4 % par an est prise en compte dans le calcul de LCOE. Cette valeur provient de l'étude ADEME (2022) « *Coûts des énergies renouvelables et de récupération* ».

Durée de vie : les durées de vie sont reprises de l'étude ADEME (2022) « *Coûts des énergies renouvelables et de récupération* » et ont été validées par les représentants de la filière.

Taux d'actualisation : voir section 3.

⁴¹. CRE (2019), *Coûts et rentabilités du grand photovoltaïque en métropole continentale*, p.43.

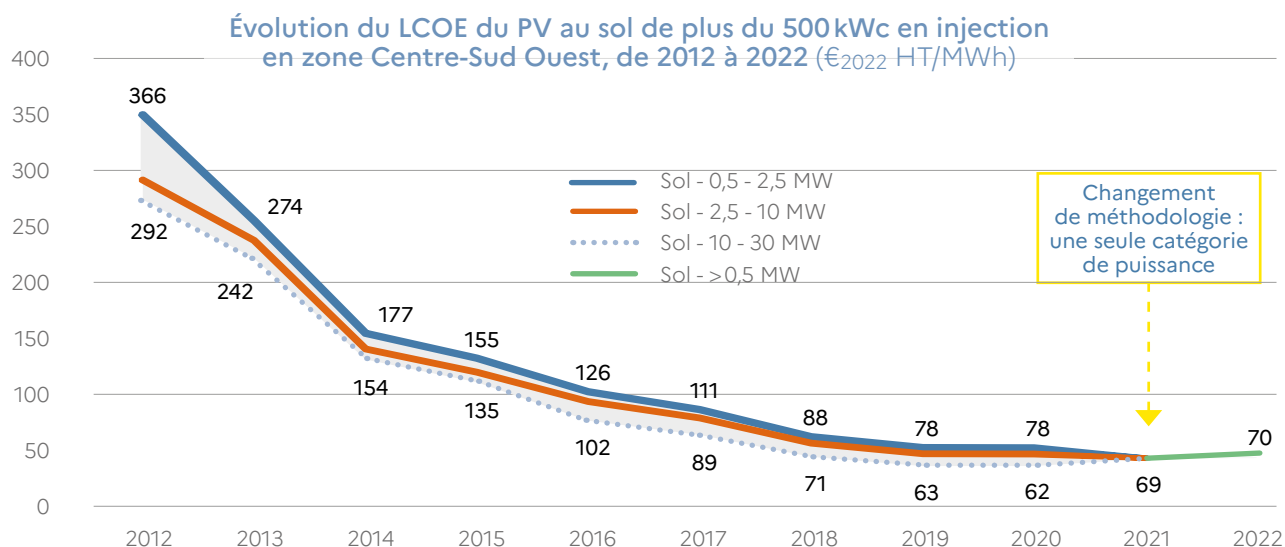
⁴². CRE (2024), *État des lieux et premiers enseignements tirés à fin 2023 des résultats des appels d'offres « PPE2 » éoliens terrestres et photovoltaïques*.

⁴³. CRE (2024), *État des lieux et premiers enseignements tirés à fin 2023 des résultats des appels d'offres « PPE2 » éoliens terrestres et photovoltaïques*, p.93.

⁴⁴. CRE (2024), *État des lieux et premiers enseignements tirés à fin 2023 des résultats des appels d'offres « PPE2 » éoliens terrestres et photovoltaïques*, p.93.

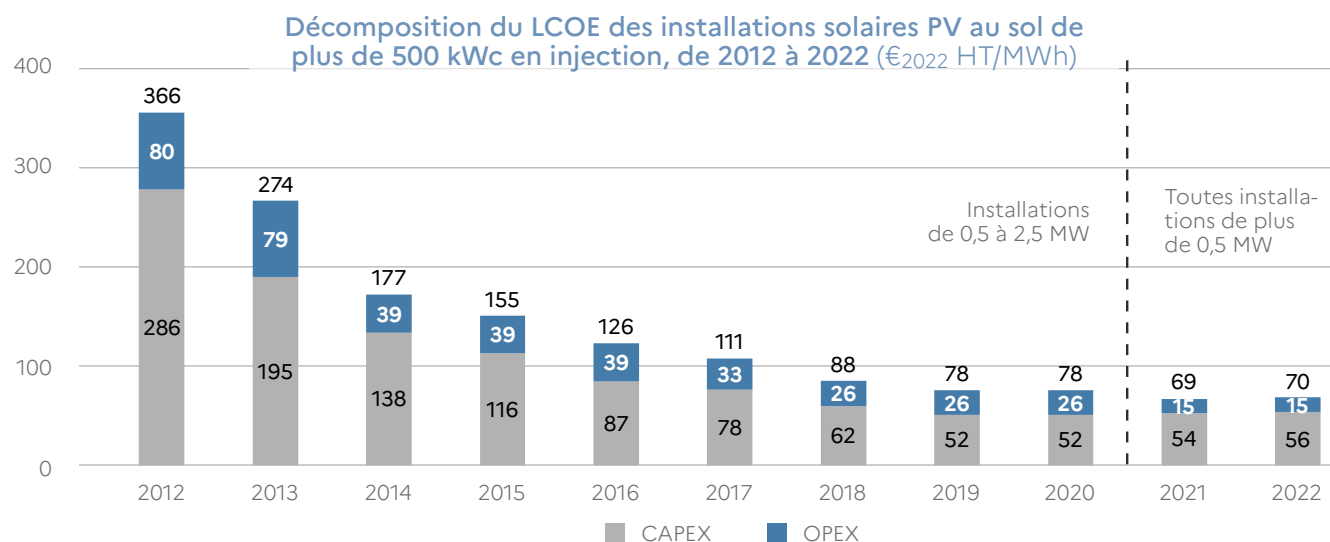
4.1.6. LES INSTALLATIONS PHOTOVOLTAÏQUES AU SOL

4.1.6.1. Évolution du LCOE



Graphique 37 : Évolution des LCOE des installations photovoltaïques au sol de plus de 500 kWc entre 2012 et 2022 (€₂₀₂₂ HT/MWh).

Remarque : De 2012 à 2020, les LCOE sont calculés par tranches de puissance (0,5-2,5 MW, 2,5-10 MW et 10-30 MW) car les données de coûts d'investissement montrent des effets d'échelles entre ces segments. Pour 2021 et 2022, un seul LCOE est calculé car les données utilisées issues d'un rapport de la CRE (cf. sources développées en section 4.1.6.4) ne montrent pas d'effet d'échelle significatif dans les coûts d'investissement⁴⁵.



Graphique 38 : Décomposition du LCOE des installations photovoltaïques au sol de plus de 500 kWc en injection, en 2021 et 2022, selon la part des OPEX et celle des CAPEX (€₂₀₂₂ HT/MWh).

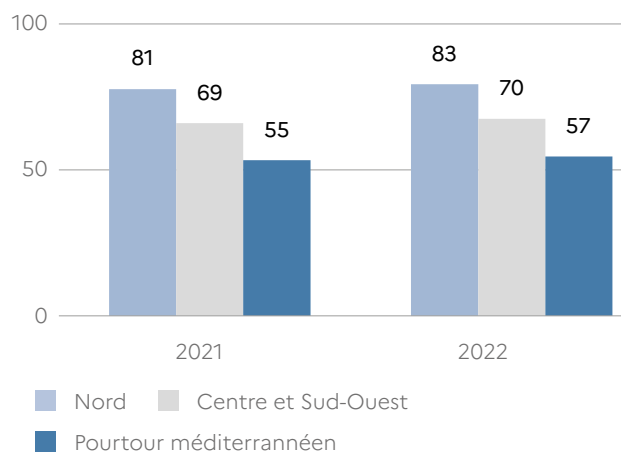
Entre 2012 et 2020, les LCOE corrigés de l'inflation des installations solaires photovoltaïques au sol ont diminué de 77 à 79 %, portée à la fois par une réduction des coûts d'investissement (75 à 78 %) et des coûts d'opération (68 à 70 %), dans le contexte global de réduction des coûts des installations photovoltaïques, comme évoqué dans les sections précédentes.

En 2021 et 2022, les coûts globaux des installations photovoltaïques au sol semblent s'être stabilisés, bien que l'évolution du périmètre de l'étude rende difficile l'étude d'une tendance des LCOE entre 2020 et 2021.

⁴⁵. CRE (2024), État des lieux et premiers enseignements tirés à fin 2023 des résultats des appels d'offres « PPE2 » éoliens terrestres et photovoltaïques.



Évolution du LCOE du PV au sol de plus de 500kWc en injection selon les zones d'ensoleillement de 2012 à 2022 (€₂₀₂₂ HT/MWh)

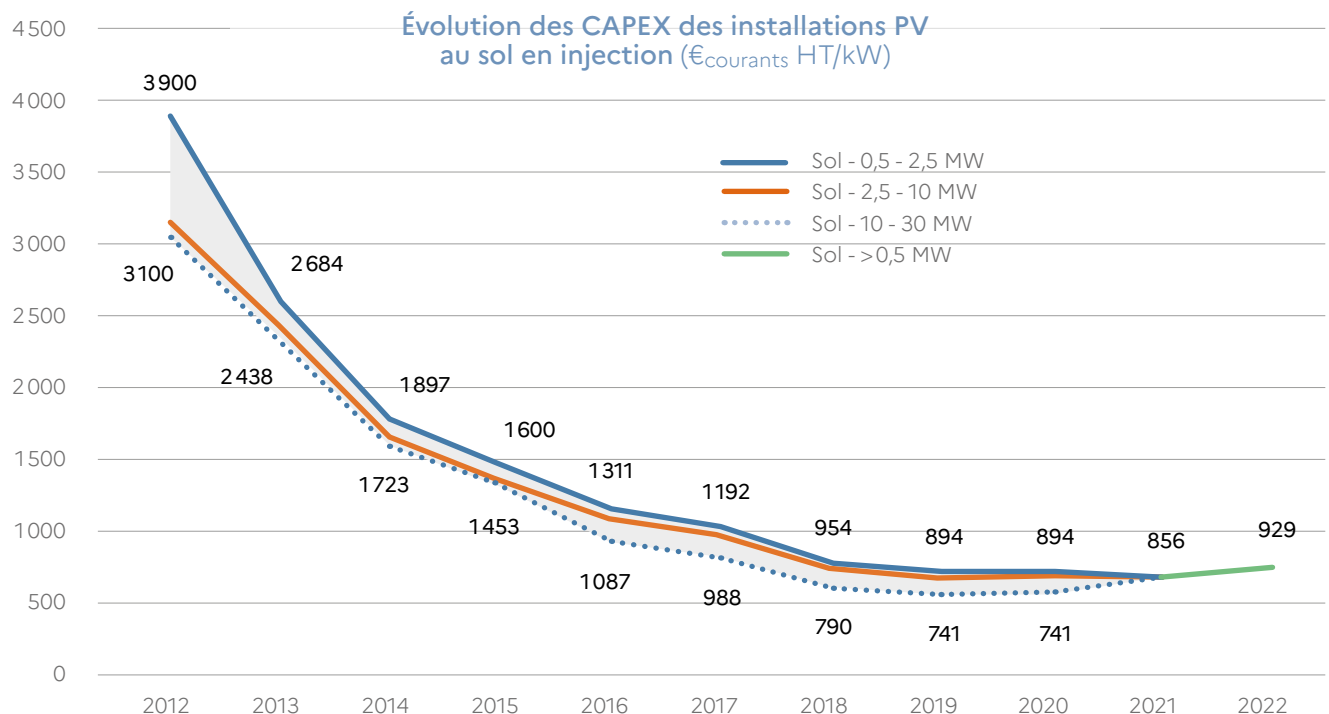


Graphique 39 : Évolution du LCOE des installations photovoltaïques au sol de plus de 500 kWc en injection selon les zones d'ensoleillement, entre 2012 et 2022 (€₂₀₂₂ TTC/MWh).



Selon l'ensoleillement, le facteur de charge — et donc la production des panneaux solaires photovoltaïques — varie (11,4 % en zone Nord, 13,4 en zone Centre et Sud-Ouest, et 16,6 % en zone Sud). Ainsi, le LCOE d'une installation dans le Nord de la France sera 46 % plus élevé qu'une installation équivalente du pourtour méditerranéen.

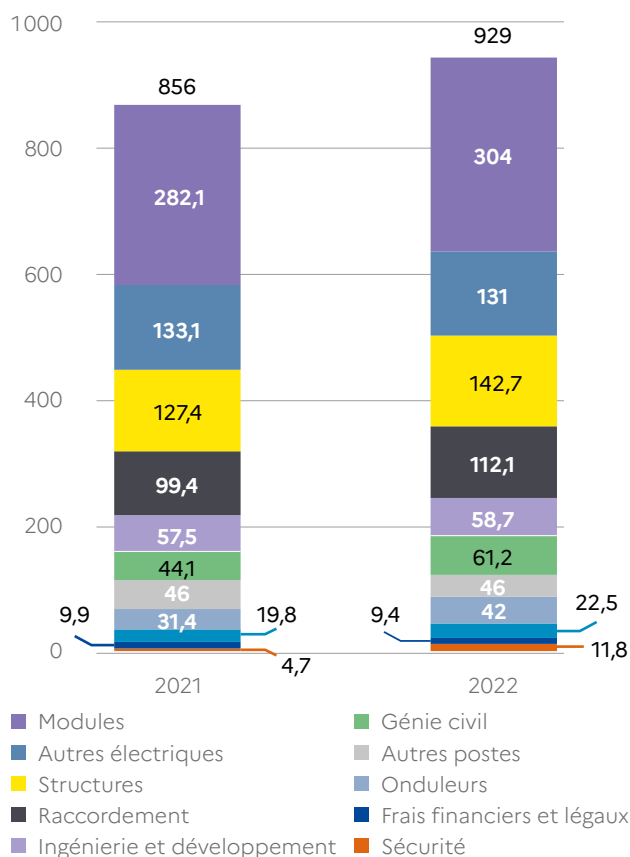
4.1.6.2. Évolution des CAPEX



Remarque : De 2012 à 2020, les données par segments de puissance étaient disponibles et sont présentées dans le graphique. Pour 2021 et 2022, les sources de données présentent des coûts d'investissements pour une tranche de puissance unique (supérieure à 500 kWc).

Graphique 40 : Évolution des CAPEX des installations photovoltaïques au sol de plus de 500 kWc en injection entre 2012 et 2022 (€_{courants} HT/kW).

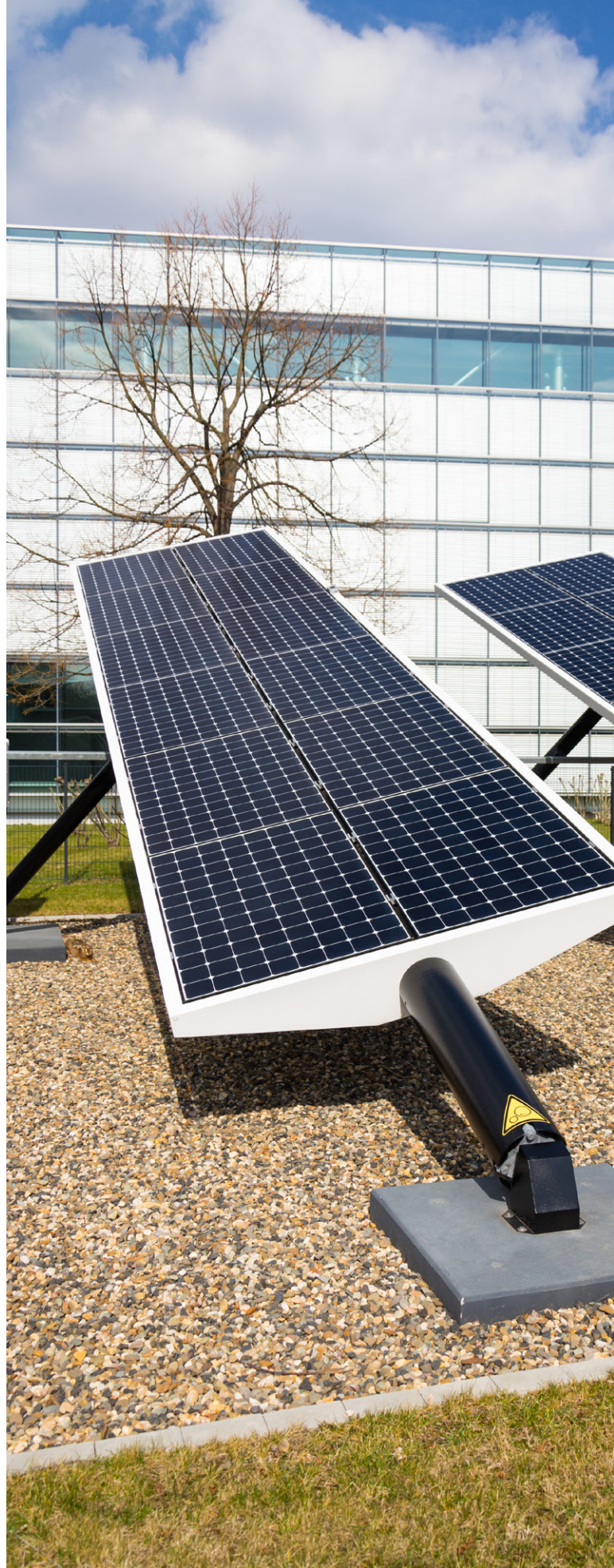
Décomposition des CAPEX des installations PV au sol en injection de plus de 500 kWc en 2021 et 2022 (€_{courants} HT/kW)



Source : CRE (2024), État des lieux et premiers enseignements tirés à fin 2023 des résultats des appels d'offres « PPE2 » éoliens terrestres et photovoltaïques, page 68.

Graphique 41 : Décomposition des CAPEX des installations photovoltaïques au sol de plus de 500 kWc en injection en 2021 et 2022 (€_{courants} HT/kW).

Étant donné que les coûts d'investissement représentent environ 80 % du LCOE des installations photovoltaïques au sol, la courbe d'évolution des CAPEX est similaire à celle des LCOE. Ces coûts, exprimés en euros courants, ont ainsi diminué de 72 à 78 % entre 2012 et 2021, avant une légère hausse de 9 % entre 2021 et 2022. La décomposition des CAPEX renseigne sur les causes de la hausse de ces CAPEX : les coûts des modules, qui représentent le premier poste de coûts d'investissement, ont augmenté de 8 % entre 2021 et 2022. Les frais de transport ont connu une très forte hausse entre ces deux années, en étant multipliés par 3, mais ce poste ne représentant que 1 % des CAPEX, l'impact reste limité à l'échelle des projets.





4.1.6.3. **Analyse de sensibilité**

Une analyse de sensibilité du LCOE de la filière a été menée en faisant varier indépendamment plusieurs paramètres de calcul, toutes choses égales par ailleurs. L'impact sur le LCOE de la variation des paramètres choisis est expliqué dans le tableau suivant :

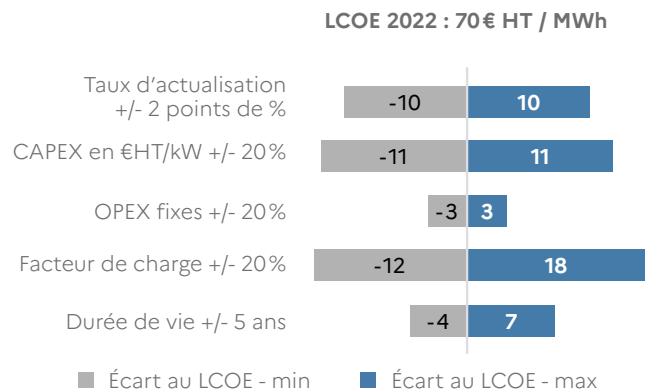
Impact de la variation du paramètre sur le LCOE	Augmentation du paramètre	Baisse du paramètre
Taux d'actualisation	↑	↓
CAPEX	↑	↓
OPEX fixes (exploitation)	↑	↓
Facteur de charge	↓	↑
Durée de vie	↓	↑

Légende :

- ↑ : la valeur du LCOE augmente ;
- ↓ : la valeur du LCOE diminue.

Les résultats de l'analyse de sensibilité sont présentés dans les graphiques suivants :

Évolution du LCOE 2022 du PV au sol de plus de 500 kWc en injection pour la variation de chaque paramètre (€₂₀₂₂ HT/MWh)



Remarque : L'asymétrie des impacts dans l'analyse de sensibilité du LCOE est principalement due aux effets non linéaires et aux interactions complexes entre les différents paramètres du calcul des LCOE (cf. section 3). Par exemple, l'augmentation du facteur de charge accroît la production et les coûts d'opération variables, pour des coûts d'investissement qui restent constants. Le LCOE n'évolue donc pas linéairement avec la variation du facteur de charge.

Graphique 42 : Analyse de sensibilité des LCOE du PV sur bâtiment 100-500 kWc et plus de 500 kWc sur toiture en injection en 2022.

Grille de lecture (exemple pour un paramètre) : Pour des installations de plus de 500 kWc au sol en injection, si la durée de vie augmente (baisse) de 5 années, le LCOE de ces installations diminue de 4 € HT/MWh (augmente de 7 € HT/MWh).

Les analyses de sensibilité révèlent que le LCOE des installations photovoltaïques de plus de 500 kWc au sol est très influencé par la variation du facteur de charge, reflétant la dépendance du LCOE au niveau d'ensoleillement des panneaux solaires. Ainsi, réduire (augmenter) le facteur de charge de 20 % conduit à une hausse du LCOE de 18 € HT/MWh (baisse de 12 € HT/MWh).

Le LCOE est également très affecté par les variations des coûts d'investissement, ce qui s'explique par la part importante qu'occupent les CAPEX dans le LCOE de ces installations. Ainsi, une augmentation (réduction) de 20 % des coûts d'investissement entraîne une hausse du LCOE de 11 € HT/MWh (baisse de 11 € HT/MWh).

Les valeurs des variations ont été déterminées en fonction des écarts à la moyenne effectivement constatés dans les différentes sources de données. Notamment, les variations de facteur de charge matérialisent l'écart entre l'ensoleillement entre la zone Centre/Sud-Ouest et les zones Sud et Nord de la France.





Sources et hypothèses

Tableau 7 : Hypothèse de calcul des LCOE des installations photovoltaïques au sol.

Année	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022
Facteur de charge (%)											
Nord	11,4	11,4	11,4	11,4	11,4	11,4	11,4	11,4	11,4	11,4	11,4
Centre et Sud-Ouest	13,4	13,4	13,4	13,4	13,4	13,4	13,4	13,4	13,4	13,4	13,4
Pourtour Méditerranée	16,6	16,6	16,6	16,6	16,6	16,6	16,6	16,6	16,6	16,6	16,6
Durée de vie (années)	25	25	25	25	25	25	25	25	25	25	25
CAPEX (€HT/kWc)											
Sol - 0,5-2,5 MW	3 900	2 684	1 897	1 600	1 311	1 192	954	894	894		
Sol - 2,5-10 MW	3 200	2 516	1 778	1 500	1 258	1 144	915	858	858		
Sol - 10-30 MW	3 100	2 438	1 723	1 453	1 087	988	790	741	741		
Sol - >0,5 MW										856	929
OPEX (€HT/kWc/an)											
Sol - 0,5-2,5 MW	80	80	40	40	40	33,5	27	27	27		
Sol - 2,5-10 MW	75	75	35	35	35	29,3	23,6	23,6	23,6		
Sol - 10-30 MW	65	65	30	30	30	25	20,3	20,3	20,3		
Sol - >0,5 MW										15,90	16,60
Taux d'actualisation (%)	7	6	6	6	6	6	5	5	5	5	5

CAPEX :

- Pour 2012 à 2020 : chiffres repris de l'étude ADEME (2022) « *Coûts des énergies renouvelables et de récupération* ».
- Pour 2021 et 2022 : les valeurs sont issues du rapport de la CRE sur les réponses aux appels d'offres PPE 2⁴⁶. Cette étude indique ne pas observer de fort effet d'échelle dans les coûts d'investissements des projets photovoltaïques au sol. Ainsi, le périmètre est légèrement différent des chiffres des années 2012 à 2020 puisque les chiffres pour 2021 et 2022 portent sur toutes les installations de plus de 500 kWc.

Décomposition des CAPEX :

- Pour 2012 à 2020 : les chiffres sont repris de l'étude ADEME (2022) « *Coûts des énergies renouvelables et de récupération* ».
- Pour 2021 et 2022, les décompositions proviennent d'un rapport de la CRE⁴⁷ qui distingue la répartition des CAPEX en 2021 de celle de 2022. La décomposition utilisée porte sur tous les projets ayant répondu aux appels d'offres PPE 2 PV Sol.

OPEX :

- Pour 2012 à 2020 : chiffres repris de l'étude ADEME (2022) « *Coûts des énergies renouvelables et de récupération* ». Ces coûts incluaient des taxes, notamment l'IFER.
- Pour 2021 et 2022 : les coûts d'opération sont issus de l'étude de la CRE (2024)⁴⁸. Les OPEX utilisés pour les calculs des LCOE sont hors taxe, pour être alignés avec les autres filières étudiées. Le rapport de la CRE présente un seul chiffre pour toutes les installations au sol de plus de 500 kWc, sans segmentation de puissance.

Facteur de charge : chiffres repris de l'étude ADEME (2022) « *Coûts des énergies renouvelables et de récupération* ».

Une **baisse du productible** de 0,4 % par an est prise en compte dans le calcul de LCOE. Cette valeur provient de l'étude ADEME (2022) « *Coûts des énergies renouvelables et de récupération* ».

Durée de vie : les durées de vie sont reprises de l'étude ADEME (2022) « *Coûts des énergies renouvelables et de récupération* » et ont été validées par les représentants de la filière.

Taux d'actualisation : voir section 3.

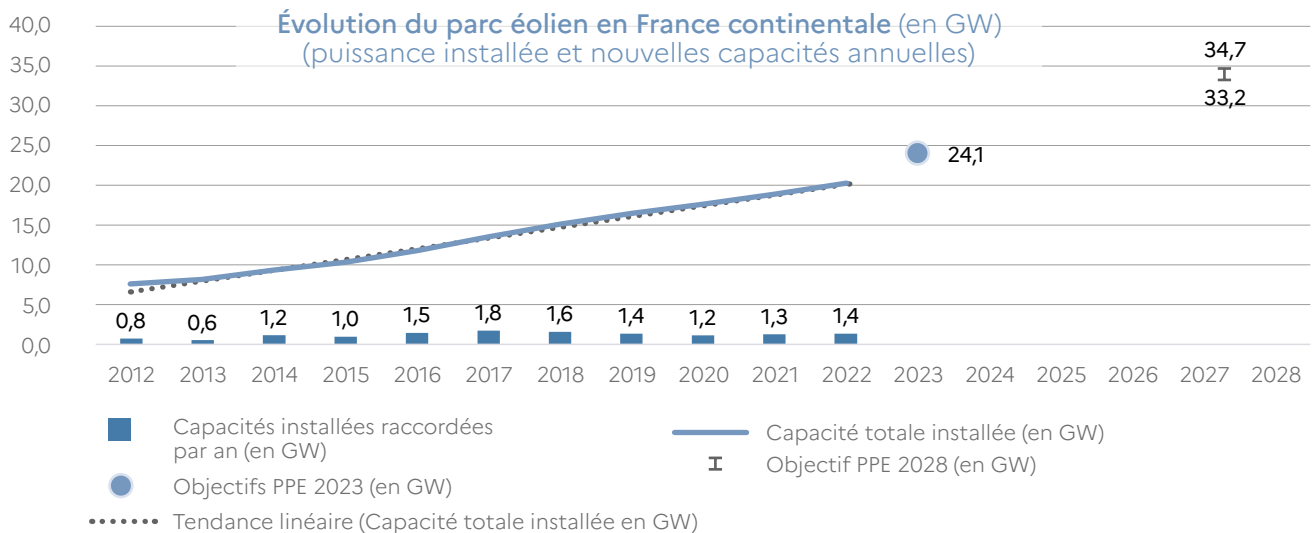
⁴⁶. CRE (2024), *État des lieux et premiers enseignements tirés à fin 2023 des résultats des appels d'offres « PPE2 » éoliens terrestres et photovoltaïques*, p.68.
⁴⁷. CRE (2024), *État des lieux et premiers enseignements tirés à fin 2023 des résultats des appels d'offres « PPE2 » éoliens terrestres et photovoltaïques*, p.68.
⁴⁸. CRE (2024), *État des lieux et premiers enseignements tirés à fin 2023 des résultats des appels d'offres « PPE2 » éoliens terrestres et photovoltaïques*, p.73.



4.2. Éolien terrestre

4.2.1. CONTEXTE ET ÉVOLUTION DES CAPACITÉS INSTALLÉES

En France métropolitaine, l'éolien terrestre a atteint une capacité installée de 20,3 GW fin 2022 dont environ 1,4 GW raccordé au cours de l'année 2022, soit 13 % de plus qu'au cours de l'année 2021. La production totale a atteint 37,4 TWh en 2022, soit 1,6 % de plus qu'en 2021⁴⁹. Cette augmentation du rythme de mise en service de nouveaux parcs s'explique notamment par le rattrapage du retard des raccordements de parcs pris pendant le Covid.



Source : SDES d'après ENEDIS, RTE et la CRE, *Tableau de bord : éolien – Quatrième trimestre 2022*.

Graphique 43 : Évolution de la capacité installée en éolien terrestre en France entre 2012 et 2022 par rapport aux objectifs de la PPE2.

Depuis 2021, le développement des parcs éoliens terrestres en France fait face à des contraintes croissantes, avec un renforcement notable des règles existantes. Bien que la distance minimale de 500 mètres entre une éolienne et les habitations, ainsi que les restrictions de hauteur, soient en vigueur depuis plusieurs années, leur application s'est durcie, réduisant davantage la disponibilité des sites. Les procédures administratives se sont également complexifiées, en particulier à travers le statut d'Installation Classée pour la Protection de l'Environnement (ICPE), qui impose des études d'impact environnemental approfondies (analyse des risques pour la biodiversité, les émissions sonores et l'impact paysager) et des enquêtes publiques. Ces démarches, devenues plus longues et coûteuses, ralentissent et compliquent la réalisation des projets.

La Programmation pluriannuelle de l'énergie (PPE 2) publiée en avril 2020 prévoit de doubler la puissance éolienne installée pour atteindre entre 33,2 et 34,7 GW en 2028, faisant passer le parc éolien d'environ 8 000 mâts fin 2018 à environ 15 500 mâts fin 2028. Cependant, si la filière a retrouvé à peu près son rythme de croissance

d'avant crise sanitaire, la tendance actuelle placerait le parc français aux alentours de 31,5 GW en 2028, en deçà de l'objectif minimum de 33,2 GW de la PPE⁵⁰.

La loi du 10 mars 2023 relative à l'accélération de la production d'énergies a pour objectif entre autres de favoriser le développement de la filière éolienne. Elle vise à simplifier et accélérer les procédures administratives, avec l'ambition de réduire les délais d'instruction à trois mois maximum pour les projets situés dans les zones d'accélération. De plus, cette loi offre aux communes la possibilité de définir ces zones, ce qui pourrait permettre une planification plus efficace et mieux adaptée aux populations locales.

Pour augmenter rapidement ses capacités de production, la France mise également sur le renouvellement des parcs éoliens à l'approche de leur fin de vie (« Repowering »). Ce segment émergent pourrait permettre de gagner une puissance estimée à plus de 5 GW à l'horizon 2030⁵¹. Cette opération, qui consiste à remplacer les anciennes éoliennes par des modèles plus performants, permet d'augmenter la production sans

⁴⁹. SDES, *Tableau de bord : éolien – Quatrième trimestre 2022*. Accessible [ici](#) : *Tableau de bord : éolien - Quatrième trimestre 2022 | Données et études statistiques* (developpement-durable.gouv.fr).

⁵⁰. Observ'ER (2023), *Le baromètre 2023 des énergies renouvelables électriques en France*.

⁵¹. ADEME (2020), *Renouvellement de l'éolien*, [renouvellement-parcs-eoliens-011119v1.pdf](#) (ademe.fr).

nécessiter de terrains supplémentaires, de réaliser de potentielles économies sur le raccordement, de réutiliser les fondations existantes, ou encore de faciliter les démarches administratives et de réduire les risques liés à la production.

Il est important de préciser que les conditions de renouvellement d'un projet à l'autre peuvent être totalement différentes, et ainsi se traduire par des bénéfices et coûts très variables, rendant la comparaison et l'analyse de ces projets difficile.

À ce jour, environ 80 autorisations de *repowering* ont été attribuées par l'administration française, représentant une capacité totale de 700 MW. Depuis 2020, environ 15 nouvelles autorisations de renouvellement sont délivrées chaque année. Parmi celles-ci, 90 % sont des autorisations non substantielles, impliquant une augmentation de la hauteur totale inférieure à 10 %. Pour ces cas, une nouvelle autorisation environnementale n'est pas requise, ils nécessitent toutefois d'obtenir un arrêté préfectoral complémentaire justifiant l'absence de modification d'impact. Dans ces cas, une nouvelle autorisation environnementale n'est pas requise, mais

un arrêté préfectoral complémentaire est nécessaire pour justifier l'absence de modifications significatives de l'impact environnemental. Cette flexibilité réglementaire réduit considérablement les délais d'obtention de l'autorisation, passant de 18 mois à 3 ans à seulement 2 à 6 mois⁵², puisque l'étude d'impact et les consultations publiques ne sont pas obligatoires.

Le projet de *repowering* le plus ambitieux à ce jour a permis une augmentation de la puissance de 49 %. Environ 20 projets de renouvellement ont été construits, et actuellement, 1,5 GW de capacité en exploitation fait l'objet d'études pour un potentiel renouvellement.

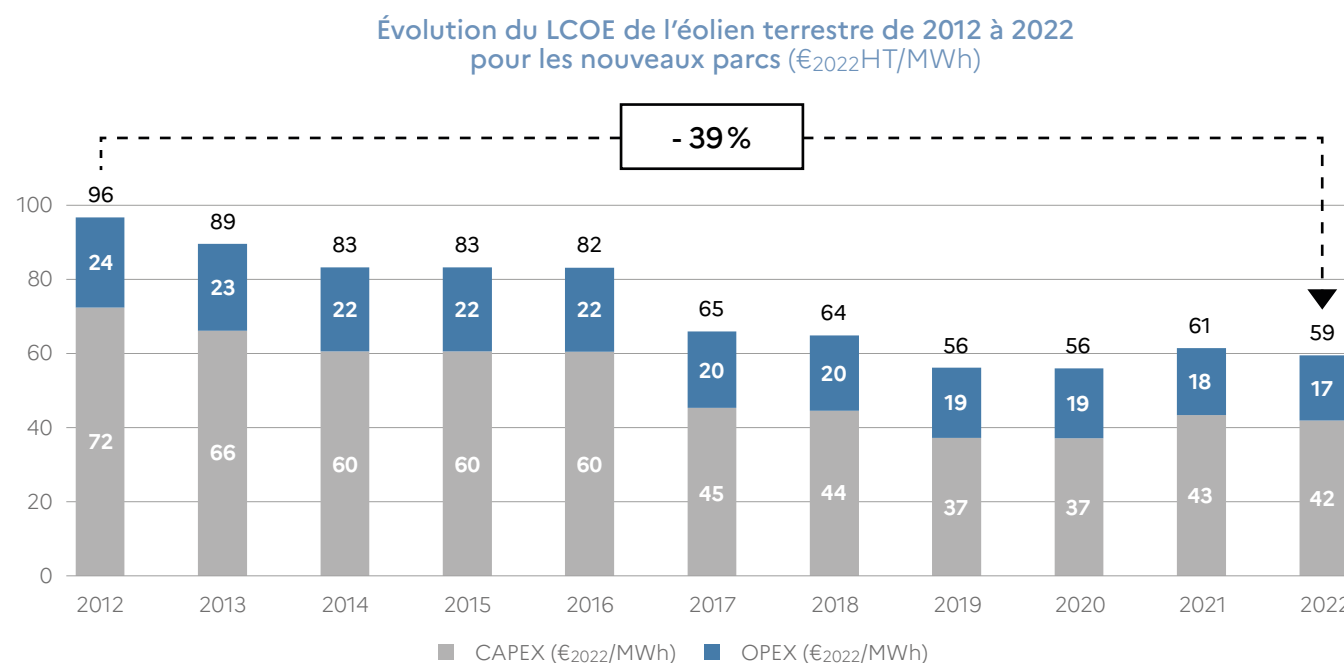
4.2.2. PRÉSENTATION DU PÉRIMÈTRE

Pour cette étude, la filière éolienne a été segmentée en deux pour rendre compte de l'essor récent du renouvellement (ou *repowering*) :

Tableau 8 : Périmètre d'étude de la filière éolien terrestre

Éolien terrestre	
Nouveaux parcs (greenfield)	Parcs en renouvellement (brownfield)

4.2.3. ÉVOLUTION DU LCOE



Graphique 44 : Évolution du LCOE de l'éolien terrestre de 2012 à 2022 pour les nouveaux parcs (€₂₀₂₂ HT/MWh).

52. Gossement Avocats, [Autorisation environnementale/éolien : publication du décret « simplification et clarification » du 29 novembre 2018](#).



La dernière décennie a observé une progression notable de l'efficacité des technologies éoliennes terrestres se répercutant sur le LCOE. Des turbines plus grandes et plus efficaces, ainsi que des hauteurs de mâts plus élevées et des diamètres de rotor plus larges, ont contribué à augmenter les facteurs de charge des parcs français. En plus de ces améliorations technologiques, les coûts totaux d'installation et les coûts d'exploitation et de maintenance ont diminué grâce aux économies d'échelle, à une compétitivité accrue et à la maturité établie du secteur. Ainsi, le LCOE des projets éoliens mis en service, corrigé de l'inflation, a diminué de 39 % entre 2012 et 2022.

En 2022, le LCOE des nouveaux parcs éoliens terrestres était en moyenne de 59 € HT/MWh.

Dans le cadre des projets de renouvellement, une analyse de cinq projets a permis d'estimer le LCOE pour la filière.

Cependant, ces résultats doivent être interprétés avec prudence, car l'échantillon utilisé pourrait ne pas être représentatif de l'ensemble du secteur. En 2022, le LCOE moyen observé pour ces projets de renouvellement est légèrement amélioré (-6 %) par rapport aux nouveaux parcs installés, atteignant environ 49 €HT/MWh grâce à un facteur de charge plus élevé constaté sur ces installations. En effet, ce sont principalement les parcs éoliens situés dans des zones à fort potentiel éolien qui sont privilégiés pour le renouvellement, ce qui optimise leur performance et réduit les coûts de production.

En parallèle, les appels d'offres menés en 2021 et 2022 ont révélé d'autres tendances de coûts qui suggèrent une évolution différente pour les parcs qui seront installés dans les années à venir.

Une succession de crises dont les effets devraient être particulièrement marqués sur les projets éoliens terrestres mis en service en 2023 et 2024.

Les impacts du COVID-19 et de la guerre entre la Russie et l'Ukraine, commencée en février 2022, sont encore peu visibles dans les coûts des projets mis en service en 2021 et 2022, car leurs plans d'affaires ont été élaborés plusieurs années auparavant (2017-2019).

En 2021 et 2022, les porteurs de projets ont dû faire face à une forte augmentation des prix des matières premières, telles que l'acier, le cuivre et le béton, ce qui a eu un impact direct sur les coûts de production des turbines, mâts, fondations, ainsi que sur les coûts de transport. En outre, des pénuries de composants essentiels ont prolongé les délais de développement et entraîné une hausse des prix des équipements (pales, mâts, turbines, etc.), augmentant par ailleurs les coûts de construction, en particulier pour les infrastructures critiques comme les fondations. Ces défis cumulés ont rendu la réalisation des projets plus complexe et accru l'incertitude pour les développeurs.

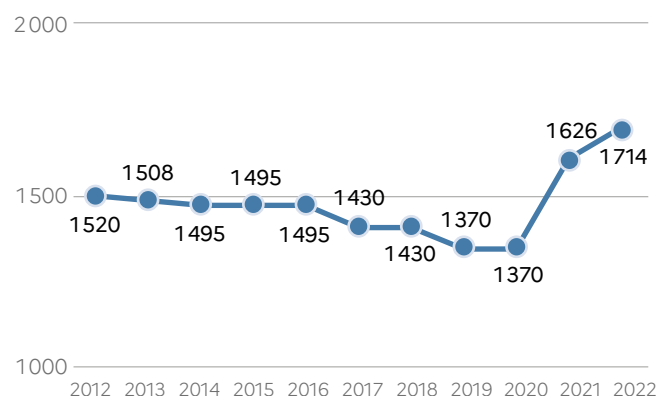
À cette situation s'est également ajoutée une augmentation des taux d'intérêt, qui ont plus que doublé entre 2021 et 2023 dans le cadre des mesures de lutte contre l'inflation, ce qui a fortement augmenté les coûts de financement pour ces projets très capitalistiques. En conséquence, les coûts des projets éoliens terrestres ont fortement augmenté en 2023 et 2024⁵³.



53. CRE (2024), Délibération N°2024-119.

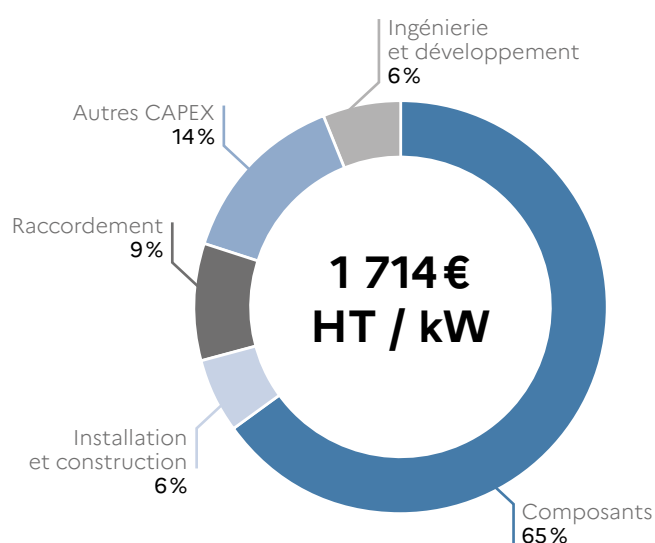
4.2.4. ÉVOLUTION DES CAPEX

Évolution des CAPEX des nouveaux parcs éoliens entre 2012 et 2022 (en €courants HT/kW)



Graphique 45 : Évolution des CAPEX entre 2012 et 2022 pour les nouveaux parcs éoliens (en €courants HT/kW).

Répartition des CAPEX pour nouveaux parcs en 2022 (en %)



Graphique 46 : Répartition des CAPEX pour les nouveaux parcs en 2022 (en %).

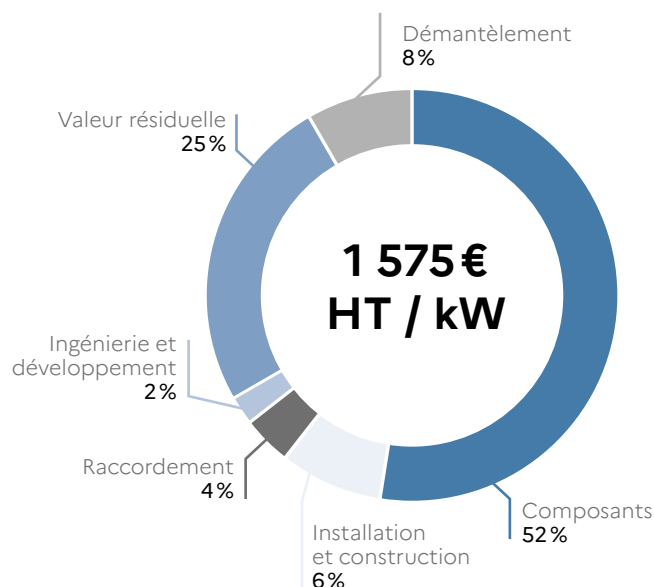
En 2022, le CAPEX moyen des nouveaux parcs éoliens terrestres s'élevait à 1 714 € HT/kW. La majorité de ces coûts d'investissement est liée aux composants principaux (turbines, pales, etc.), qui représentent en moyenne 65 % du coût total. Les autres catégories de coûts significatives incluent le raccordement au réseau (9 %), l'installation et la construction (6 %), ainsi que les frais de développement et d'ingénierie (6 %). Ces derniers englobent l'évaluation de l'impact environnemental, les coûts liés aux exigences de planification, ainsi que les coûts de projet et fonciers. Les autres coûts, plus marginaux, regroupés sous la catégorie « autres CAPEX », concernent la sécurité, le transport, les frais financiers

et légaux, ainsi que divers autres postes.

Entre 2019 et 2022, les coûts d'investissement dans les projets éoliens ont augmenté de 25 %, principalement en raison de l'augmentation des coûts d'ingénierie et de développement (+20 %), de l'augmentation des frais financiers et légaux +21 % et de la hausse des prix des matières premières tels que le cuivre, l'acier ou l'aluminium, exacerbée par la crise du COVID-19 et le conflit en Ukraine. Ces événements ont perturbé les chaînes d'approvisionnement, causant des retards dans la livraison des équipements (pales, mâts, turbines, etc.) et une hausse des coûts, avec une augmentation de 16 % pour les turbines et de 20 % pour les composants électriques. Malgré la reprise économique post-Covid, les prix des turbines sont restés élevés, les fabricants cherchant à restaurer leurs marges après les perturbations financières liées à la pandémie et à la pression sur leurs bénéfices.

Les CAPEX observés pour les parcs en renouvellement sont légèrement plus élevés en raison de la part importante que représente la valeur résiduelle du parc lors de son renouvellement. Celle-ci correspond à la valeur financière des actifs déjà présents, tels que les fondations, les réseaux électriques et les infrastructures d'accès, qui sont encore fonctionnels et utilisables lors du *repowering*. Cependant, bien que ces éléments puissent être réutilisés, leur coût initial n'est pas totalement amorti ou compensé, ce qui fait que cette part résiduelle est intégrée dans les nouveaux investissements, augmentant ainsi les CAPEX du projet renouvelé.

Répartition des CAPEX les parcs en renouvellement en 2022 (en %)



Graphique 47 : Répartition des CAPEX pour les parcs en renouvellement en 2022 (en %).



4.2.5. ANALYSE DE SENSIBILITÉ

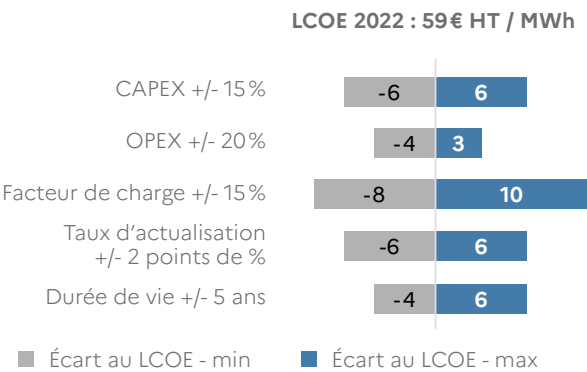
Une analyse de sensibilité du LCOE de la filière a été menée en faisant varier indépendamment les CAPEX, les OPEX, le facteur de charge, le taux d'actualisation et la durée de vie, toutes choses égales par ailleurs. L'impact à la hausse ou à la baisse sur le LCOE de la variation des paramètres choisis est expliqué dans le tableau suivant :

Impact de la variation du paramètre sur le LCOE	Augmentation du paramètre	Baisse du paramètre
CAPEX	↑	↓
OPEX	↑	↓
Facteur de charge	↓	↑
Taux d'actualisation	↑	↓
Durée de vie	↓	↑

Légende : ↑ : la valeur du LCOE augmente ; ↓ : la valeur du LCOE diminue

Les résultats de l'analyse de sensibilité sont présentés dans les graphiques suivants :

Évolution du LCOE 2022 des nouveaux parcs éoliens pour la variation de chaque paramètre



Graphique 48 : Analyse de sensibilité du LCOE des nouveaux parcs éoliens terrestres en 2022.

Remarque : L'asymétrie des impacts dans l'analyse de sensibilité du LCOE est principalement due aux effets non linéaires et aux interactions complexes entre les différents paramètres du calcul des LCOE (cf. section 3). Par exemple, l'augmentation du facteur de charge accroît la production et les coûts d'opération variables, pour des coûts d'investissement qui restent constants. Le LCOE n'évolue donc pas linéairement avec la variation du facteur de charge.

Grille de lecture : Si le CAPEX en € HT/kW augmente (baisse) de 15 %, le coût des projets éoliens mis en service augmente de 6 € HT/MWh (baisse de 6 € HT/MWh).

Les analyses de sensibilité révèlent que le LCOE moyen des parcs éoliens terrestres est fortement influencé par deux facteurs : le facteur de charge et le taux d'actualisation. Ainsi, une variation de +/- 15 % du facteur de charge entraîne une modification du LCOE de -7/+9 €/MWh. De plus, une fluctuation de +/- 2 % du taux d'actualisation entraîne une modification du LCOE de -7/+7 €/MWh, soulignant ainsi l'impact significatif des conditions de financement sur le LCOE global de la filière.

Les valeurs des variations des paramètres ont été déterminées en fonction des écarts à la moyenne effectivement constatés dans les différentes sources de données de la filière. En particulier, les plages de variation retenues pour le facteur de charge reflètent approximativement les écarts moyens observés dans les conditions de vent entre les différentes régions de France.



Sources et hypothèses

Tableau 9 : Hypothèses de calcul du LCOE des nouveaux parcs éoliens terrestres.

	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022
CAPEX (€/kW)	1520	1508	1495	1495	1495	1430	1430	1370	1370	1626	1714
OPEX (€/kW)	45	46	46	46	46	44	44	43	43	43	43
Facteur de charge (heures)	2 102	2 190	2 278	2 278	2 278	2 365	2 365	2 453	2 453	2 492	2 536
Durée de vie (années)	20	20	20	20	20	25	25	25	25	25	25
Taux d'actualisation (%)	7	7	6	6	6	5	5	4	4	4	4

Tableau 10 : Hypothèses du calcul du LCOE pour les parcs en renouvellement.

	2021	2022
CAPEX (€/kW)	1418	1575
OPEX (€/kW)	47	52
Facteur de charge (heures)	2 803	2 803
Durée de vie (années)	25	25
Taux d'actualisation (%)	4	4

CAPEX :

Pour les nouveaux parcs éoliens terrestres, les valeurs des CAPEX pour la période 2012-2020 sont issues de l'édition précédente de l'étude de l'ADEME (2022). Les CAPEX pour 2021 ont été calculés à partir de la moyenne des coûts des 32 projets retenus lors des différentes périodes de candidature de l'AO PPE2 Éolien terrestre de la CRE en 2021, après ajustement pour exclure environ 8,5 % des projets (21 sur 247 entre 2021 et 2023) liés au *repowering*. Les CAPEX de 2022, ainsi que leur répartition, ont été établis selon la même méthodologie, en moyennant les coûts des 19 projets retenus lors des différentes périodes de candidature de l'AO PPE2 Éolien terrestre et des 23 projets retenus dans le cadre de l'AO PPE2 neutre.

À titre indicatif, la puissance installée moyenne des projets retenus sur la période 2021-2023 est de 16,6 MW. Il n'a toutefois pas été possible de suivre l'évolution de la répartition des CAPEX, car les catégories de coûts des projets CRE ne correspondaient pas à celles de l'historique.

- Pour les parcs en renouvellement, les CAPEX 2022 sont basés sur les coûts prévisionnels de deux projets mis en service en 2022. Les CAPEX 2021 ont été obtenus par interpolation linéaire entre les coûts prévisionnels des installations de 2022 et de cinq projets prévus pour 2026. Étant donné la taille réduite de l'échantillon, les CAPEX pour les parcs en renouvellement peuvent ne pas refléter l'ensemble des coûts observés.

OPEX :

- Pour les nouveaux parcs éoliens terrestres, les valeurs des OPEX pour la période 2012-2020 sont issues de l'édition précédente de l'étude de l'ADEME (2022). Les OPEX pour 2021 ont été calculés à partir de la moyenne des coûts des 32 projets retenus lors des dif-

férentes périodes de candidature de l'AO PPE2 Éolien terrestre de la CRE. Pour 2022, les OPEX ont été déterminés de manière similaire, en moyenne sur les 19 projets retenus lors des périodes de candidature de l'AO PPE2 Éolien terrestre, ainsi que les 23 projets retenus dans le cadre de l'AO PPE2 neutre.

- Pour les parcs en renouvellements, les OPEX 2022 sont basés sur les coûts prévisionnels de deux projets mis en service en 2022. Les OPEX 2021 ont été obtenus par interpolation linéaire entre les coûts prévisionnels des installations de 2022 et de cinq projets prévus pour 2026.

Facteur de charge :

- Pour les nouveaux parcs éoliens terrestres, les facteurs de charge pour la période 2012-2020 proviennent de la précédente édition de l'étude ADEME (2022). Les facteurs de charge 2021 sont moyennés sur 47 installations mises en service en 2021 (pondération entre 31 projets issus de la base de données de la DGEC et de 16 BP de projets soutenus par l'ADEME). Les facteurs de charge 2022 sont moyennés sur 76 installations mises en service en 2022 (pondération entre 53 projets issus de la base de données de la DGEC et de 23 BP de projets soutenus par l'ADEME).
- Pour les parcs en renouvellement, les facteurs de charges sont supposés constants et moyennés sur les données prévisionnelles de 7 projets mises en service en 2022 et 2026.

Durée de vie : L'hypothèse de durée de vie a été fixée en concertation avec les acteurs de la filière.

Taux d'actualisation : voir méthodologie en section 3.2.



4.3. Hydroélectricité

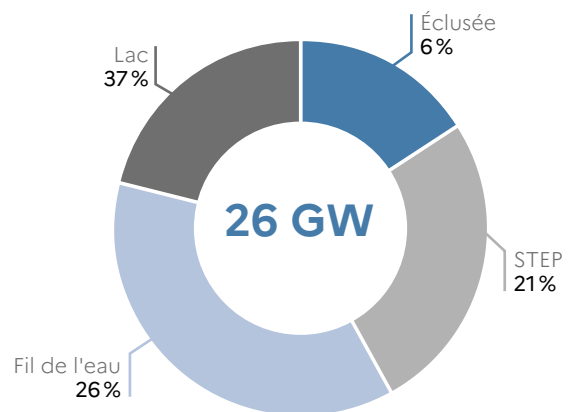
4.3.1. CONTEXTE ET ÉVOLUTION DES CAPACITÉS INSTALLÉES

Les centrales hydroélectriques constituent aujourd'hui la première source d'énergie renouvelable électrique en France, avec une capacité installée d'environ 26 GW à fin septembre 2023. En 2022, la filière a produit 46 TWh, soit 11,8 % de la consommation nationale annuelle en électricité⁵⁴.

À la fin de 2022, la France comptait plus de 2 500 installations hydroélectriques, dont 95 grands barrages de 50 à 600 MW, faisant de la France le 3^e pays européen en termes de production hydroélectrique derrière la Norvège, et la Suède. La plupart de ces installations ont été développées dès les années 1940 (aménagement du Rhône), puis essentiellement entre les années 1950 et 1970, et leur âge moyen est de 78 ans⁵⁵. Elles sont principalement situées dans les Alpes et les Pyrénées, avec 80 % de la puissance hydroélectrique concentrée dans les régions Auvergne-Rhône-Alpes, Occitanie et Provence-Alpes-Côte d'Azur.

Les petites installations (moins de 1 MW) constituent 67 % des installations actuelles, mais seulement 2 % de la puissance totale. En revanche, les installations de plus de 10 MW, qui représentent 11 % des installations, concentrent 91 % de la puissance hydraulique⁵⁶.

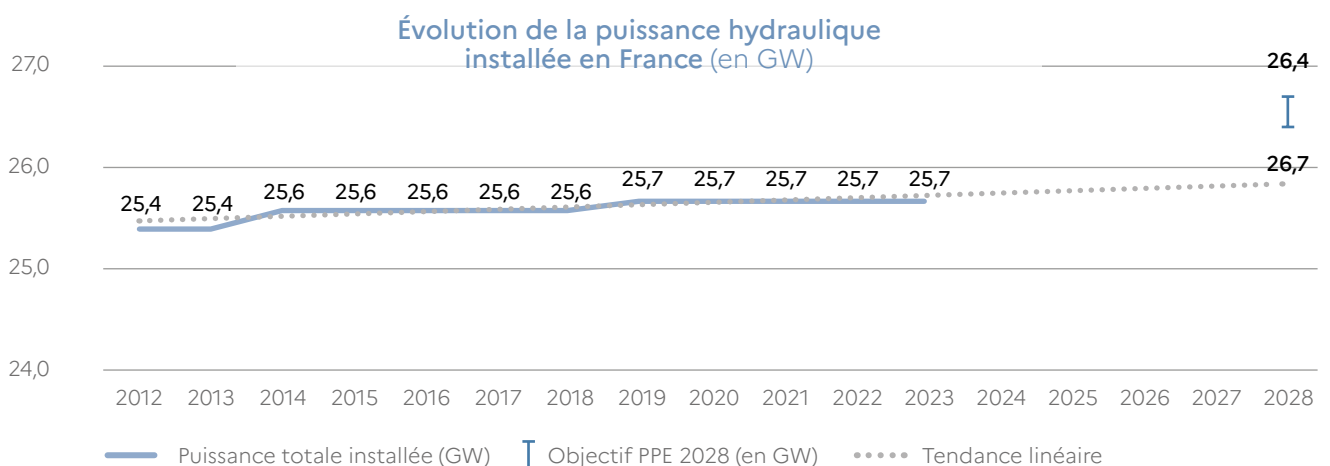
La filière hydraulique utilise quatre technologies principales : les centrales au fil de l'eau, les centrales de lac, les centrales d'éclusee et les stations de transfert d'énergie par pompage (STEP). Leur répartition en termes de capacité installée à la fin de l'année 2023 est la suivante :



Source : ADEME, AFPG, CIBE, FEDENE, SER, Uniclimate (2023), *Panorama de l'électricité renouvelable en France 2023*.

Graphique 49 : Répartition des capacités hydrauliques sur le réseau de transport par type de centrale (2023).

Le parc hydroélectrique français est resté globalement stable autour de 25 GW sur la période 2012-2022. La sécheresse exceptionnelle de l'été 2022 a entraîné une baisse de 23,6 % de la production hydroélectrique, atteignant un niveau historiquement bas de 46 TWh, le plus faible depuis 1976. En 2022, 100 MW de nouvelles capacités ont été installés, et ce principalement via le segment de la petite hydroélectricité, qui connaît un regain de dynamisme.



Source : données de RTE⁵⁷

Graphique 50 : Évolution de la puissance hydraulique installée en France en GW.

⁵⁴. Observ'ER (2023), *Le baromètre des énergies renouvelables électriques en France*.

⁵⁵. Entretien avec les acteurs de la filière.

⁵⁶. MTE (2023), *Chiffres clés des énergies renouvelables*.

⁵⁷. RTE, Évolution du parc installé de production d'électricité en France. Accessible [ici](https://analysesetdonnees.rte-france.com/production/synthese) : <https://analysesetdonnees.rte-france.com/production/synthese>

Le segment des grands barrages ne présente pratiquement plus de possibilités de nouvelles centrales sur le territoire car tous les sites exploitables ont été équipés au cours du siècle dernier. Cependant, de nombreux sites présentent des opportunités d'optimisation environnementale et énergétique. Les nouvelles infrastructures sont complexes à réaliser sur le plan technique et présentent des impacts environnementaux importants. La production hydroélectrique est contrainte par des réglementations environnementales, telles que les débits réservés (quantité minimale d'eau à maintenir en aval pour préserver l'écosystème) et le classement de certains cours d'eau limitant leur exploitation.

La Programmation pluriannuelle de l'énergie (PPE 2) prévoit une augmentation de la capacité installée de l'ordre de 0,9 à 1,2 GW pour atteindre entre 26,4 et 26,7 GW en 2028 et un objectif de 1 à 2 GW de capacités installées sous forme de STEP d'ici 2030. Au-delà de ces capacités supplémentaires, le rôle des STEP (y compris existantes) est amené à se renforcer avec l'augmentation des besoins de flexibilité du système électrique et se traduira par une utilisation accrue.

4.3.2. PRÉSENTATION DU PÉRIMÈTRE

Pour cette étude, la filière hydraulique a été segmentée par puissance et selon le régime d'autorisation de l'installation. Sept types d'installations sont ainsi identifiés :

- Les centrales de petite hydroélectricité de moins de 1 MW de type basse chute ;
- Les centrales de petite hydroélectricité de moins de 1 MW de type haute chute ;
- Les centrales de petite hydroélectricité d'1 MW ou plus de type basse chute ;
- Les centrales de petite hydroélectricité d'1 MW ou plus de type haute chute ;
- Les centrales fil de l'eau de plus de 10 MW ;
- Les centrales lac de plus de 10 MW ;
- Les STEP de plus de 10 MW.

Petite hydroélectricité		Grande hydroélectricité
Autorisation (0 - 4,5 MW)	Concession (> 4,5 MW)	
Centrales basse chute < 1 MW	Centrales basse chute ≥ 1 MW	Centrales fil de l'eau ≥ 10 MW
Centrales haute chute < 1 MW	Centrales haute chute ≥ 1 MW	Centrales lac ≥ 10 MW
	STEP < 10 MW	STEP ≥ 10 MW
Centrales sur eaux canalisées		

- Filières incluses dans le périmètre
- Filières exclues du périmètre

Graphique 51 : Périmètre d'étude de la filière hydroélectricité.

Les quatre premiers segments sont étudiés dans la section 4.3.3, tandis que les trois derniers segments, relatifs aux installations de grande hydroélectricité, sont abordés de manière qualitative dans la section 4.3.4. L'analyse proposée dans cette dernière repose sur les investissements observés dans des pays voisins de la France et sur des fourchettes indicatives, en raison de l'absence de nouvelles installations en 2021 et 2022 en France, et de la difficulté d'accès à des données exploitables et représentatives pour le calcul de LCOE, sur les installations passées.

Les segments concernant les petites STEP et les centrales sur eaux canalisées ont été exclus de l'étude en raison d'un manque de données disponibles.

4.3.3. LA PETITE HYDROÉLECTRICITÉ

4.3.3.1. Évolution du LCOE

La filière hydraulique est techniquement mature, ce qui signifie que les coûts ont peu évolué au cours des dernières années en raison de la faible marge d'amélioration technologique. Cependant, le renforcement des normes pour les nouvelles installations, l'évolution des contraintes environnementales (débits réservés, turbines et prises d'eau ichtyo-compatibles plus coûteuses, etc.) ainsi que l'augmentation du coût des matières premières, notamment l'acier et le cuivre, ont entraîné une hausse des coûts d'investissement.

Parallèlement, les conditions de financement se sont aussi détériorées. Avec la hausse des coûts de construction, le délai des autorisations environnementales et les sécheresses de plus en plus fréquentes qui affectent la production hydroélectrique, les investisseurs perçoivent un risque accru pour ces projets. Cette combinaison de facteurs accroît l'incertitude sur les retours sur investissement, rendant l'accès au financement plus complexe et nécessitant souvent des garanties plus élevées et des taux d'intérêt plus importants pour compenser ces risques.

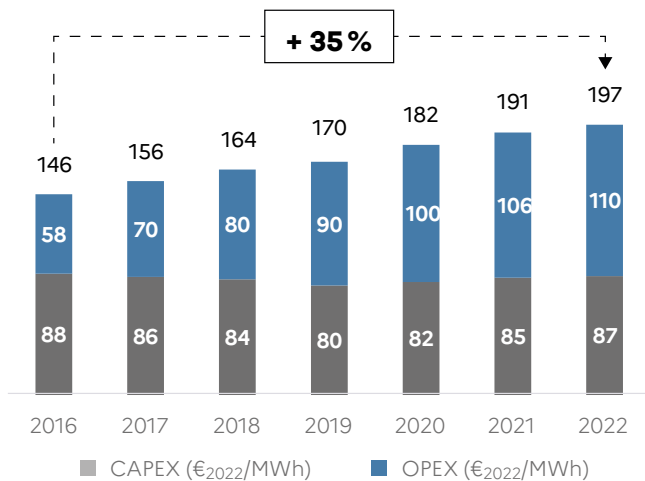
Entre 2016 et 2022, le LCOE de la filière, corrigé de l'inflation, a augmenté en moyenne de 25 % sur l'ensemble des segments de la petite hydroélectricité, pour les raisons pré-citées. L'augmentation est plus marquée pour les installations basse chute, de +35 % pour les installations <1 MW et +37 % pour les installations ≥1 MW car les OPEX représentent une part plus importante du coût de production dans les centrales à basse chute par rapport aux centrales à haute chute. Cela est dû à l'usure plus rapide des ouvrages *hydromécaniques* liée à un débit turbiné plus élevé, nécessitant des interventions plus fréquentes, ainsi qu'à une emprise foncière plus importante de ces installations, entraînant une taxe foncière plus élevée. Or les coûts de main-d'œuvre⁵⁸ et les prix de production de l'industrie française⁵⁹ ont augmenté respectivement de 41,4 % et 4,3 % entre début 2020 et fin 2022, conduisant à des augmentations de LCOE plus marquées.

⁵⁸. INSEE (NC), *L'indice du coût horaire du travail révisé – Tous salariés (ICTrev-TS)*. Disponible [ici](https://www.insee.fr/fr/statistiques/7680138) : <https://www.insee.fr/fr/statistiques/7680138>

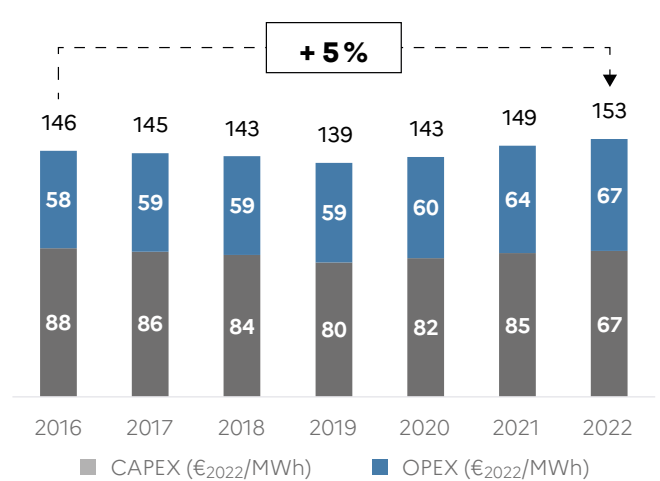
⁵⁹. INSEE (NC), *Indice de prix de production de l'industrie française pour le marché français – A10 BE – Ensemble de l'industrie – Série arrêtée*. Disponible [ici](https://www.insee.fr/fr/statistiques/serie/010534796) : <https://www.insee.fr/fr/statistiques/serie/010534796>.



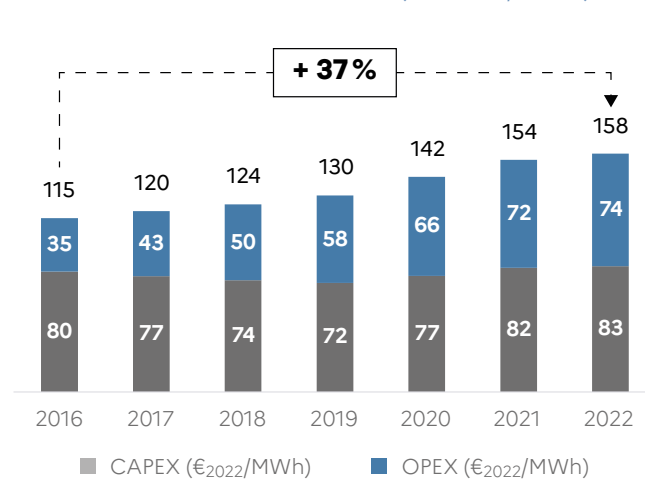
Évolution du LCOE des centrales basse chute <1MW de 2016 à 2022 (€₂₀₂₂HT/MWh)



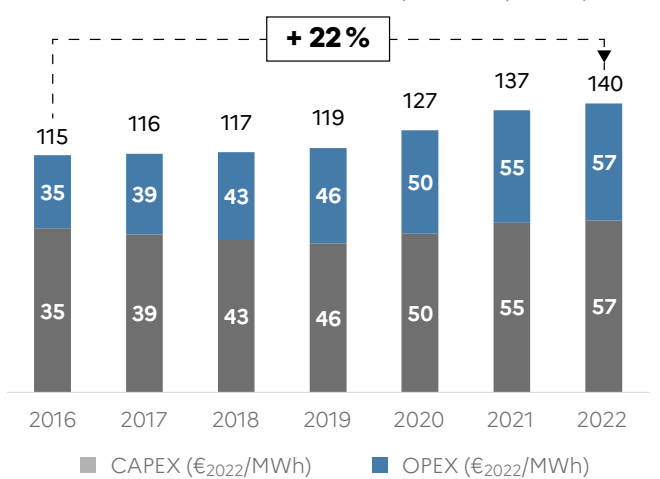
Évolution du LCOE des centrales haute chute <1MW de 2016 à 2022 (€₂₀₂₂HT/MWh)



Évolution du LCOE des centrales basse chute ≥1MW de 2016 à 2022 (€₂₀₂₂HT/MWh)



Évolution du LCOE des centrales haute chute ≥1MW de 2016 à 2022 (€₂₀₂₂HT/MWh)



Graphiques 52 : Évolution du LCOE de la petite hydroélectricité entre 2016 et 2022 (€₂₀₂₂ HT/MWh).

Le LCOE de la petite hydroélectricité dépend fortement de la puissance des unités et de la typologie des sites. En moyenne, en 2022, il est de 197 € HT/MWh pour les centrales de moins de 1 MW à basse chute, de 153 € HT/MWh pour les centrales de moins de 1 MW à haute chute, de 158 € HT/MWh pour les centrales de plus de 1 MW à basse chute, et de 140 € HT/MWh pour les centrales de plus de 1 MW à haute chute.

Il est important de souligner que les installations présentent des LCOE variables au sein de la filière en raison de plusieurs facteurs : la topologie du site (contraintes d'implantation et d'accès, hauteur de chute, débit), la qualité de l'eau (abrasivité vis-à-vis des équipements hydromécaniques, présence de sédiments), et les contraintes environnementales spécifiques au site (études supplémentaires exigées par les autorités, installation de passes à poissons, vanne de chasse des sédiments).

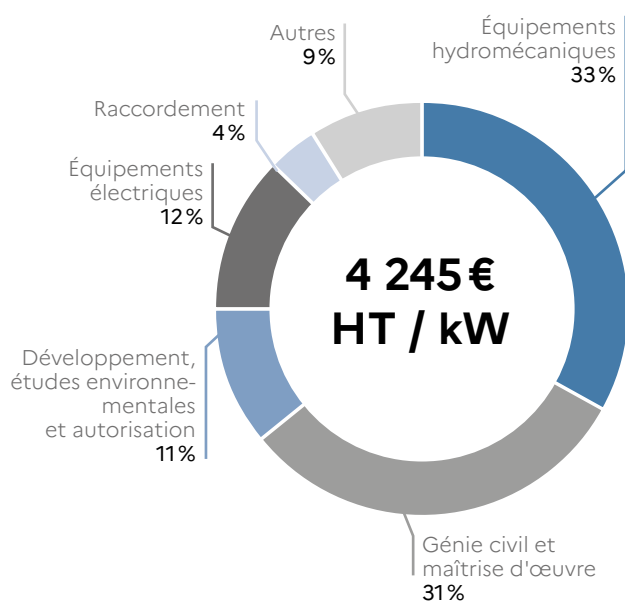
Ces facteurs peuvent significativement impacter les coûts d'investissement, d'exploitation et la production d'électricité d'une installation.

60. Entretien avec les acteurs de la filière.

4.3.3.2. Évolution des CAPEX

En 2022, le CAPEX moyen des centrales hydrauliques était de 5 388 €/kW pour les centrales de moins de 1 MW et de 3 103 €/kW pour les centrales de plus de 1 MW. Les coûts d'investissement peuvent cependant varier au sein de la filière (écart type de 2 122 €/kW) en raison des différences géologiques et hydrographiques significatives entre les sites. Des paramètres indépendants de la taille de l'installation, tels que les contraintes d'implantation spécifiques au site (topographie, géologie, nature de la ressource) et les exigences environnementales imposées par les autorités locales (études, relevés), influencent fortement les coûts d'investissement. Pour les installations de basse chute nécessitant des équipements ichtyophiles, les CAPEX peuvent atteindre jusqu'à 9 700 €/kW⁶⁰.

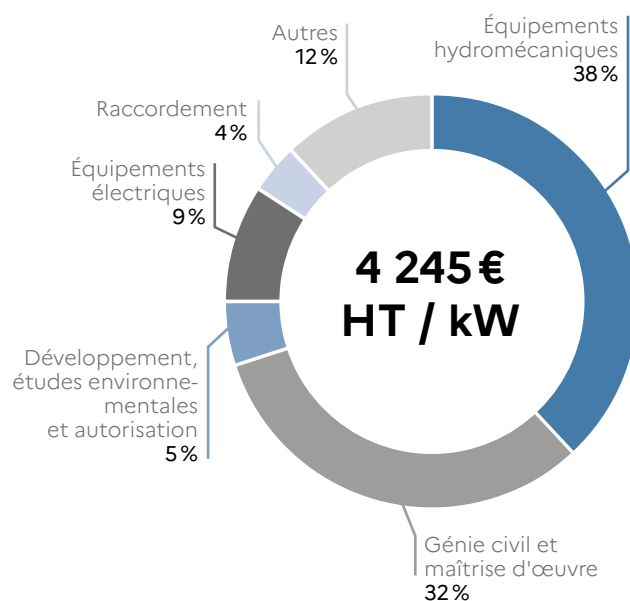
Répartition moyenne des CAPEX des installations basse chute en 2022



Source : CRE (2020), *Coûts et rentabilités de la petite hydroélectricité en métropole continentale*.

Graphique 53 : Répartition moyenne des CAPEX des installations de petite hydroélectricité de basse chute en 2022.

Répartition moyenne des CAPEX des installations haute chute en 2022



Source : CRE (2020), *Coûts et rentabilités de la petite hydroélectricité en métropole continentale*.

Graphique 54 : Répartition moyenne des CAPEX des installations de petite hydroélectricité de haute chute en 2022.



En 2022, pour les installations neuves, indépendamment de la hauteur de chute, l'achat et la mise en place des équipements hydromécaniques ainsi que le génie civil et la maîtrise d'œuvre représentent 66 % de l'investissement total pour les installations en basse chute et 70 % pour les installations en haute chute. Les installations hydrauliques en haute chute nécessitent des équipements hydromécaniques plus robustes pour résister aux fortes pressions et des infrastructures plus complexes comme des conduites forcées et des turbines adaptées au plus fort débit de l'eau.

Entre 2016 et 2022, les coûts d'investissement ont augmenté au global de 24 % en raison de la hausse de 15 % des coûts des travaux publics entre octobre 2021 et octobre 2022⁶¹. Cette augmentation est également due au renchérissement des équipements hydromécaniques et au renforcement des contraintes environnementales, nécessitant l'installation d'équipements pour la continuité écologique (turbines et prises d'eau ichtyocompatibles, dégrilleurs plus fins, etc.). De 2018 à début 2023, le prix des demandes environnementales a augmenté de 34 % tandis que le volume de demande a connu une hausse de 115 %⁶².

⁶¹. Fédération Nationale des Travaux Publics (octobre 2022), *Bulletin de conjoncture mensuel d'octobre 2022*, accessible [ici](#) : n268_bulletin_de_conjoncture_mensuel_doctobre_2022.pdf.

⁶². FHE (2023), résultats de l'enquête menée en juin 2023.



4.3.3.3. **Analyse de sensibilité**

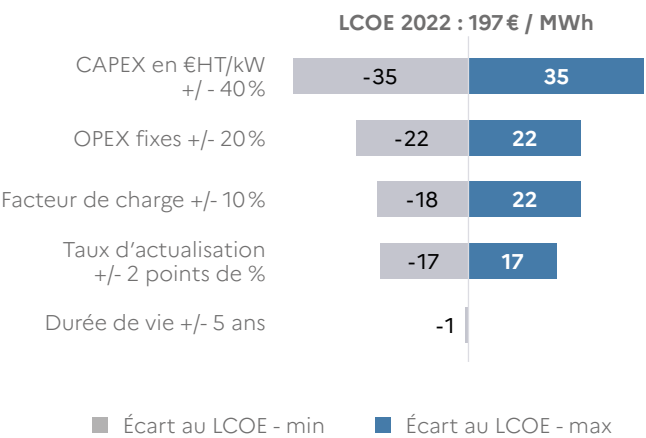
Une analyse de sensibilité du LCOE de la filière a été menée en faisant varier indépendamment les CAPEX, les OPEX, le facteur de charge, le taux d'actualisation et la durée de vie, toutes choses égales par ailleurs. L'impact sur le LCOE de la variation des paramètres choisis est expliqué dans le tableau suivant :

Impact de la variation du paramètre sur le LCOE	Augmentation du paramètre	Baisse du paramètre
CAPEX	↑	↓
OPEX	↑	↓
Facteur de charge	↓	↑
Taux d'actualisation	↑	↓
Durée de vie	↓	↑

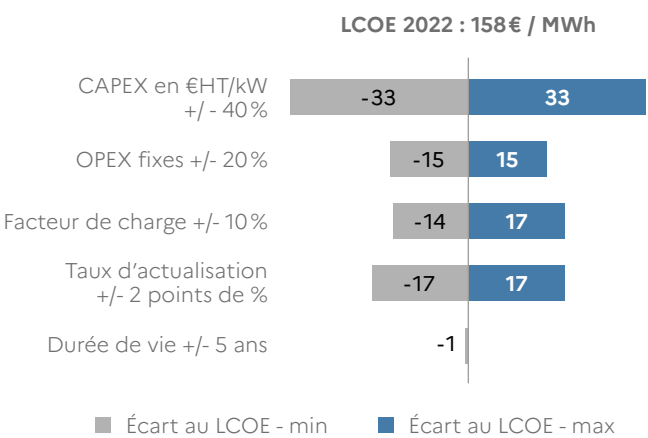
Légende : ↑ : la valeur du LCOE augmente ; ↓ : la valeur du LCOE diminue

Les résultats de l'analyse de sensibilité sont présentés dans les graphiques suivants :

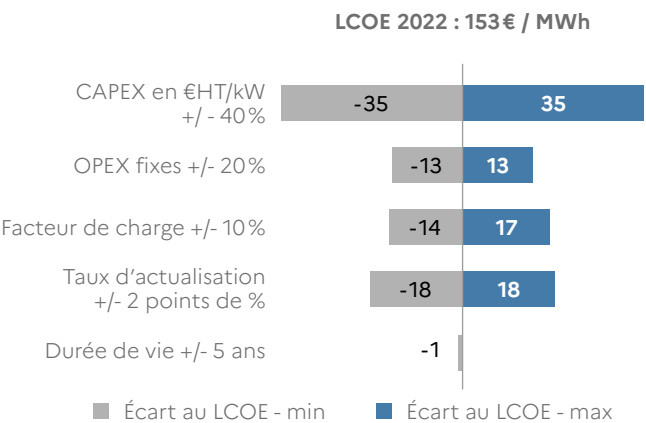
Évolution du LCOE des centrales < 1MW basse chute pour la variation de chaque paramètre



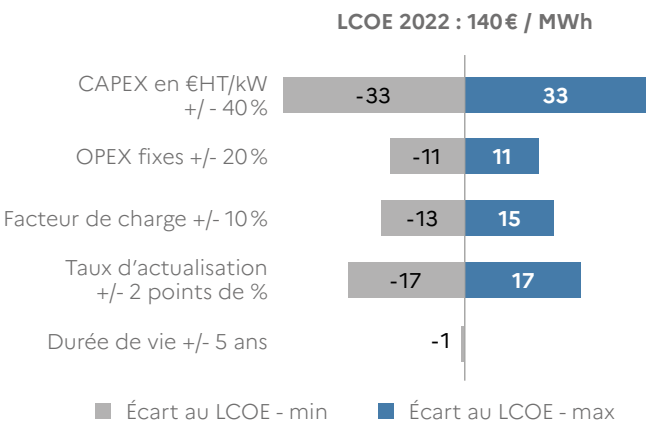
Évolution du LCOE des centrales ≥ 1MW basse chute pour la variation de chaque paramètre



Évolution du LCOE des centrales < 1MW haute chute pour la variation de chaque paramètre



Évolution du LCOE des centrales ≥ 1MW haute chute pour la variation de chaque paramètre



Remarque :

L'asymétrie des impacts dans l'analyse de sensibilité du LCOE est principalement due aux effets non linéaires et aux interactions complexes entre les différents paramètres du calcul des LCOE (cf. section 3). Par exemple, l'augmentation du facteur de charge accroît la production et les coûts d'opération variables, pour des coûts d'investissement qui restent constants. Le LCOE n'évolue donc pas linéairement avec la variation du facteur de charge.

Graphique 55 : Analyse de sensibilité du LCOE des centrales de petite hydroélectricité en 2022 en €₂₀₂₂ HT/MWh.



Grille de lecture : Si le CAPEX en €/HT/kW augmente (baisse) de 40 %, le coût des centrales ≥ 1 MW haute chute augmente de 35 €/HT/MWh (baisse de 35 €/HT/MWh).

Les analyses de sensibilité montrent que le LCOE moyen des installations de petite hydroélectricité est fortement influencé par quatre facteurs principaux : le CAPEX, les OPEX, le facteur de charge, et le taux d'actualisation. Par exemple, une augmentation (ou une baisse) de 40 % du CAPEX en €/kW HT (correspondant à la variabilité des CAPEX au sein de filière) se traduit par une hausse (ou une baisse) entre 33 et 35 €/MWh HT du coût des centrales hydrauliques, toutes catégories confondues. Cette sensibilité marquée au CAPEX

s'explique principalement par la nature capitalistique élevée de la filière. De même, une variation du taux d'actualisation de +/-2% entraîne une modification du LCOE entre 17 et 18 €/MWh HT. Ainsi, un durcissement des conditions de financement, combiné à la variabilité de la production, peut fortement faire varier le LCOE d'actifs présentant des technologies similaires.

Les valeurs des variations ont été sélectionnées en fonction des écarts à la moyenne effectivement observés dans les sources de données. En particulier, les plages de variations observées pour les CAPEX reflètent les différences de taille et de contraintes d'implantations des installations au sein de la filière.

Sources et hypothèses

Tableau 11 : Hypothèse de calcul du LCOE pour les centrales < 1 MW basse chute.

	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022
CAPEX (€/HT/kW)	3 935	4 079	4 222	4 514	4 805	5 097	5 388
OPEX (€/HT/kW)	210	263	317	370	423	469	514
Nombre d'heures équivalent pleine puissance	4 117	4 250	4 382	4 515	4 647	4 780	4 780
Durée de vie (années)	50	50	50	50	50	50	50
Taux d'actualisation (%)	9	9	8	8	8	8	8
Baisse productible (%)	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2

Tableau 12 : Hypothèse de calcul du LCOE pour les centrales < 1 MW haute chute.

	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022
CAPEX (€/HT/kW)	3 935	4 079	4 222	4 514	4 805	5 097	5 388
OPEX (€/HT/kW)	210	221	232	244	255	283	311
Nombre d'heures équivalent pleine puissance	4 117	4 250	4 382	4 515	4 647	4 780	4 780
Durée de vie (années)	50	50	50	50	50	50	50
Taux d'actualisation (%)	9	9	8	8	8	8	8
Baisse productible (%)	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2

Tableau 13 : Hypothèse de calcul du LCOE pour les centrales ≥ 1 MW basse chute.

	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022
CAPEX (€/HT/kW)	2 490	2 462	2 433	2 600	2 768	2 935	3 103
OPEX (€/HT/kW)	90	110	130	151	171	189	207
Nombre d'heures équivalent pleine puissance	2 891	2 885	2 878	2 872	2 866	2 860	2 860
Durée de vie (années)	50	50	50	50	50	50	50
Taux d'actualisation (%)	6	6	5	5	5	5	5
Baisse productible (%)	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2

**Tableau 14 :** Hypothèse de calcul du LCOE pour les centrales ≥1 MW haute chute.

	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022
CAPEX (€/kW)	2 490	2 462	2 433	2 600	2 768	2 935	3 103
OPEX (€/kW)	90	100	110	121	131	144	158
Facteur de charge h	2 891	2 885	2 878	2 872	2 866	2 860	2 860
Durée de vie	50	50	50	50	50	50	50
Taux d'actualisation (%)	9	9	8	8	8	8	8
Baisse productible (%)	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2

Remarque : les données ne sont pas disponibles avant 2016 puisque la filière hydraulique n'était pas intégrée dans le rapport ADEME. L'étude de la filière a été réintégrée cette année, ce qui a nécessité la formulation d'hypothèses entre 2016 et 2021.

CAPEX : Les CAPEX pour 2016 proviennent d'une édition précédente de l'étude de l'ADEME (2019). La valeur pour 2018 est issue d'une enquête réalisée par France Hydro Électricité en 2018. La valeur pour 2017 a été interpolée de manière linéaire entre les données de 2016 et 2018. Pour la période 2019-2022, les CAPEX ont été estimés par extrapolation linéaire à partir d'une enquête menée en juin 2023 par FHE sur 15 installations (comportant 12 installations de moins de 1 MW — 6 à haute chute et 6 à basse chute — ainsi que 3 installations de plus de 1 MW à basse chute) et des résultats de l'enquête précédente de 2018.

OPEX : Les OPEX pour 2016 proviennent d'une édition précédente de l'étude de l'ADEME (2019). La valeur des OPEX 2020 provient d'une enquête menée par FHE. Les valeurs pour la période 2017-2019 ont été interpolées de manière linéaire entre les données de 2016 et 2020. Pour la période 2021-2022, les OPEX sont estimés grâce à une indexation des résultats de l'enquête OPEX 2020 de FHE. Les hypothèses suivantes ont été utilisées :

- Charges générales d'OPEX (achats travaux, conduite maintenance et divers) indexées à 70 % sur FMOABE000 (indice INSEE de prix de production de l'industrie française) et 30 % sur ICHTrev-TS (Indice INSEE mensuel du coût horaire du travail) ;
- Loyers, foncier, fiscalité et assurances indexées à 3 % par an ;
- Redevances indexées à 7 % du CA.

Facteur de charge : La valeur du facteur de charge pour 2016 provient d'une édition précédente de l'étude de l'ADEME (2019). Les valeurs 2021 et 2022 ont été fixées à partir des résultats de l'enquête FHE menée en juin 2023 sur 10 installations dont la puissance est inférieure à 1 MW et 9 installations de plus de 1 MW (et <10 MW). Les valeurs pour la période 2017-2020 ont été interpolées de manière linéaire entre les données de 2016 et 2021.

Baisse productible : L'hypothèse concernant la baisse du productible hydraulique a été fixée en concertation avec FHE à partir des productibles observés sur une période de 10 ans.

Durée de vie : L'hypothèse de durée de vie a été fixée en concertation avec les acteurs de la filière.

Taux d'actualisation : voir méthodologie en section 3.2.2.5.

4.3.4. LA GRANDE HYDROÉLECTRICITÉ

4.3.4.1. Évolution du LCOE

En 2022, la France compte plus de 400 concessions hydroélectriques qui représentent plus de 90 % de la puissance hydroélectrique installée. Ces concessions sont principalement gérées par trois exploitants : EDF (70 % de la production hydroélectrique), la CNR (25 %), et la SHEM (3 %). Outre ces trois acteurs principaux, il existe plus de 70 petits concessionnaires qui exploitent environ 750 MW⁶³.

En 2021 et 2022, aucun nouveau projet hydraulique sous concession n'a été lancé en France en raison d'un conflit lié au régime juridique des concessions hydroélectriques, qui a conduit le pays à être mis en demeure en 2015 et 2019 par la Commission européenne. Par conséquent, il n'est pas possible de calculer un LCOE représentatif des coûts des grands projets hydrauliques français pour cette période. Cependant, au vu des récents projets menés dans des pays similaires à la France en termes de réglementations environnementales (Belgique, Allemagne), nous pouvons estimer une fourchette de LCOE de 27 à 62 €/MWh pour les centrales fil de l'eau, 37 à 47 €/MWh pour les centrales lacs et 74 à 110 €/MWh pour les STEP en 2022.

4.3.4.2. Analyse qualitative des coûts

Les grands projets ont tendance à avoir des coûts globaux inférieurs par kW de capacité installée à ceux de la petite hydroélectricité, grâce aux économies d'échelle. En 2022, les CAPEX de ces projets sont estimés entre 1 000 €/HT/kW et 3 000 €/HT/kW au vu des derniers pro-

63. Éclairer l'avenir : l'électricité aux horizons 2035 et 2050 - Rapport - Sénat (senat.fr), disponible [ici](https://www.senat.fr/rap/2020/2020_0000/2020_0000.pdf).

jets dans des pays comparables à la France (Belgique, Allemagne). Ils varient fortement en fonction de la topologie du site comme pour la petite hydroélectricité. Ces coûts sont près de trois fois inférieurs à ceux de la petite hydroélectricité, qui varient entre 3 100 € HT/kW et 5 400 € HT/kW (cf. section 1.1.3), grâce aux économies d'échelle réalisées sur les grands projets.

Les travaux de génie civil constituent la principale composante des coûts de la plupart des projets hydroélectriques à grande échelle. Selon l'AIE, ils représentent 50 % des coûts d'investissement et dépendent de la topologie de l'installation⁶⁴. Les installations au fil de l'eau présentent des CAPEX inférieurs car elles ne nécessitent pas de retenue d'eau ou de bassin, contrairement aux STEP (Stations de Transfert d'Énergie par Pompage) ou aux centrales sur lac.

Les équipements électromécaniques, qui comprennent notamment les turbines et alternateurs, forment le

deuxième poste de dépenses, représentant 30 % des coûts selon l'AIE. Leur prix varie en fonction du coût des matières premières, telles que l'acier et le cuivre, qui a fortement augmenté suite au conflit entre la Russie et l'Ukraine.

Les coûts de compensation environnementale sont proportionnels à la taille de l'installation et sont similaires à ceux de la petite hydroélectricité. La grande hydroélectricité fait donc également face à l'augmentation des coûts environnementaux sur les dernières années.

Les OPEX des grandes installations sont également inférieurs à ceux des petites installations lorsqu'ils sont ramenés à la puissance installée. Ils sont estimés à 26 €/kW, soit en augmentation de 175 % depuis 2020⁶⁵. Les impôts fonciers constituent une part importante de ces derniers car les grandes installations ont une forte emprise au sol.

Sources et hypothèses

Tableau 15 : Hypothèse de calcul du LCOE pour les centrales >10 MW.

	2022
CAPEX (€/kW)	1 000-3 000
OPEX (€/kW)	26
Facteur de charge (heures)	
Centrales fil de l'eau	2 800-4 800
Centrales lac	2 000-3 600
STEP	1 200-1 600
Durée de vie (années)	70
Taux d'actualisation (%)	8
Baisse productible (%)	0,23

Remarque : pour fournir une fourchette d'estimation des LCOE sur les grands projets hydrauliques, les valeurs moyennes des facteurs de charges ont été prises.

CAPEX : La fourchette donnée pour les CAPEX correspond aux coûts observés sur les derniers projets menés dans des pays comparables à la France (Belgique, Allemagne). Entretien avec les acteurs de la filière.

OPEX : La valeur fixée pour les OPEX a été obtenue par linéarité à partir de la donnée 2020 du rapport futurs énergétiques 2050 de RTE (15 €/kW) et du rapport annuel 2022 de la CNR mentionnant une augmentation de 175 % du budget de maintenance électromécanique entre 2020 et 2022.

Facteurs de charge : Les hypothèses de facteur de charge ont été fixées en concertation avec les acteurs de la filière.

Durée de vie : La valeur de la durée de vie provient du rapport RTE Futurs Énergétiques 2050 et des échanges avec les acteurs de la filière.

Baisse du productible : hypothèse fixée en concertation avec FHE à partir des productibles observés sur une période de 10 ans.

Taux d'actualisation : Voir méthodologie en section 3.2.2.5.



⁶⁴. IEA (2021), *Hydropower Special Market Report*.

⁶⁵. CNR (2022), Rapport annuel.



4.4. Filières de référence pour la production « conventionnelle » d'électricité en France continentale

La filière conventionnelle retenue comme référence pour la comparaison avec les technologies productrices d'électricité renouvelable destinée au marché de gros, est celle des centrales à cycle combiné au gaz (CCGT). Elle sera comparée aux centrales photovoltaïques au sol, aux installations photovoltaïques sur moyennes et grandes toitures, aux parcs éoliens, aux installations hydrauliques ainsi qu'aux unités de méthanisation.

4.4.1. ÉVOLUTION DU LCOE

L'évolution du LCOE des CCGT dans cette section est étudiée sur la période 2017-2022 car le prix de référence du gaz pour les gros consommateurs industriels n'est disponible qu'à partir de 2017⁶⁶.

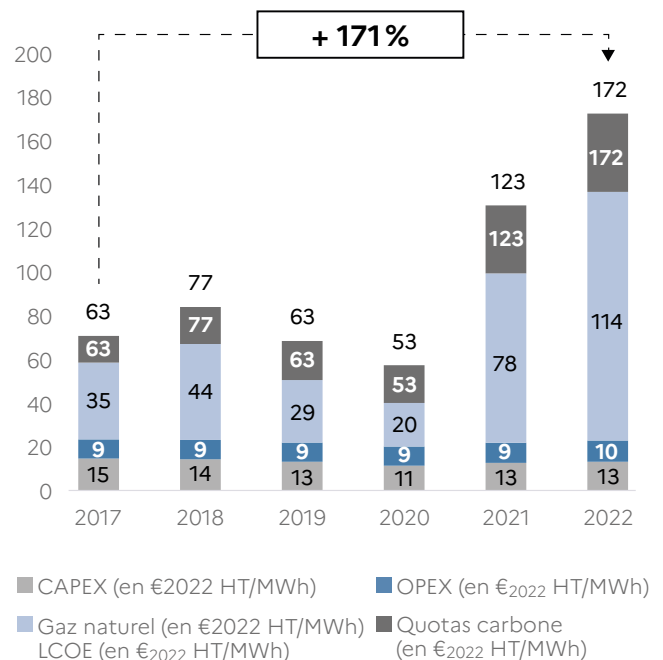
Sur les six dernières années, l'évolution du LCOE des centrales à cycle combiné gaz (CCGT) en France a été largement influencée par les fluctuations des prix du gaz sur le marché de gros et la dynamique des quotas carbone. Cette période peut être divisée en plusieurs phases distinctes :

- **2017-2018** : L'augmentation des prix du gaz, sous l'effet des tensions géopolitiques, notamment en Europe et au Moyen-Orient et d'une demande accrue, en particulier en Asie, a exercé une pression à la hausse sur le LCOE des CCGT.
- **2019-2020** : La baisse des prix des quotas carbone a contribué à la réduction du LCOE qui a atteint son niveau le plus bas en 2020, coïncidant avec une chute historique des prix du gaz à 9,30 €/MWh sur les marchés de gros et 11 €/MWh sur la tranche de consommation des CCGT. Ce recul du prix du gaz en France entre 2019 et 2020 s'explique principalement par une offre excédentaire, notamment en raison de l'augmentation massive des importations de gaz naturel liquéfié, une demande réduite, en partie à cause d'un hiver particulièrement doux et des impacts de la pandémie de COVID-19. En outre, la baisse des prix du pétrole et la concurrence accrue entre les fournisseurs ont également joué un rôle clé dans cette tendance baissière.
- **2020-2021** : La crise liée à la pandémie de COVID-19 a profondément perturbé les chaînes d'approvisionnement et *in fine* les marchés du gaz. La reprise économique rapide qui a suivi a provoqué une forte hausse de la demande de gaz. Cette flambée des prix du gaz s'est traduite par une augmentation drastique du LCOE de 133 % entre 2020 et 2021.
- **2022** : L'invasion de l'Ukraine par la Russie a amplifié la volatilité des marchés de l'énergie, poussant les prix du gaz à des niveaux historiques, parfois supérieurs à 100 €/MWh sur le marché de gros, provoquant une

nouvelle augmentation du LCOE de 40 %.

Finalement, sur la période 2017-2022, le LCOE des CCGT a connu une croissance de 171 %. Après les sommets historiques atteints en 2022, les prix du gaz ont commencé à reculer grâce à plusieurs facteurs : la réduction de la demande énergétique résultant de mesures d'efficacité et de maîtrise des consommations, l'augmentation des importations de gaz naturel liquéfié et des niveaux de stockage de gaz nettement plus élevés dans l'Union européenne. Ces éléments laissent présager une baisse progressive du LCOE des CCGT dans les années à venir. Toutefois, l'impact à long terme sur le LCOE dépendra de plusieurs variables : la stabilité des marchés énergétiques, les politiques de transition énergétique influençant la demande de gaz, les investissements dans les infrastructures, les régulations fiscales, ainsi que la gestion stratégique des réserves de gaz en Europe.

Évolution du LCOE des centrales à cycle combiné au gaz (CCGT) de 2012 à 2022 (€₂₀₂₂ HT/MWh)



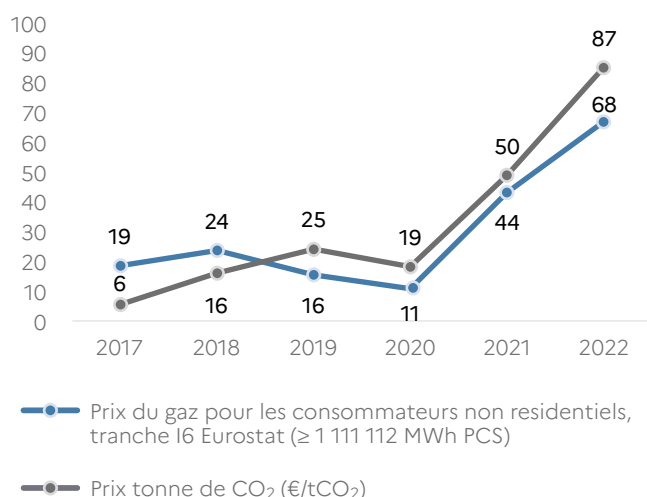
Remarque : Le LCOE est calculé en supposant les prix du gaz et du carbone constants au prix de l'année de mise en service de l'installation.

Graphique 56 : Évolution du LCOE des centrales à cycle combiné gaz de 2012 à 2022 (€₂₀₂₂ HT/MWh)

66. SDES d'après Eurostat, prix du gaz pour les consommateurs non résidentiels, tranche I6 (≥ 1 111 112 MWh PCS).



Évolution du prix du gaz naturel pour les gros consommateurs industriels (en €/HT/MWh) et du prix du carbone (en €/t CO₂)



Graphique 57 : Évolution du prix de gros du gaz naturel (en €/courants HT/MWh) et du prix du carbone (en €/courants/t CO₂).

4.4.2. ANALYSE DE SENSIBILITÉ

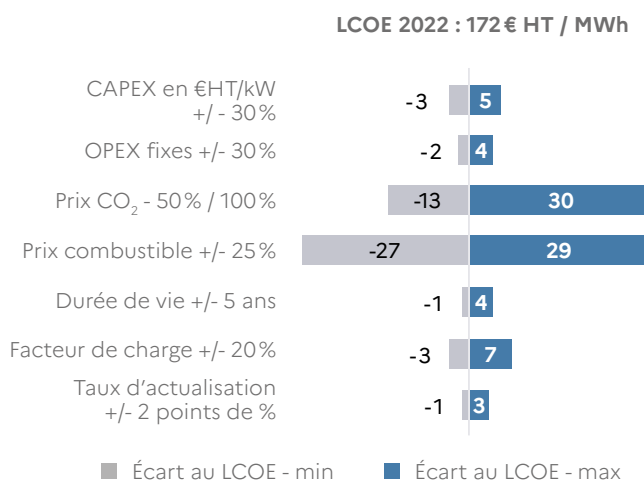
Une analyse de sensibilité du LCOE de la filière a été menée en faisant varier indépendamment les CAPEX, les OPEX, le facteur de charge, le taux d'actualisation, la durée de vie, le prix du gaz naturel et le prix du CO₂, toutes choses égales par ailleurs. L'impact sur le LCOE de la variation des paramètres choisis est expliqué dans le tableau suivant :

Impact de l'évolution du paramètre sur le LCOE	Augmentation du paramètre	Baisse du paramètre
CAPEX	↑	↓
OPEX	↑	↓
Prix du CO ₂	↑	↓
Prix du gaz naturel	↑	↓
Durée de vie	↓	↑
Facteur de charge	↓	↑
Taux d'actualisation	↑	↓

Légende : ↑ : la valeur du LCOE augmente ; ↓ : la valeur du LCOE diminue

Les résultats de l'analyse de sensibilité sont présentés dans le graphique suivant :

Évolution du LCOE des CCGT pour la variation de chaque paramètre



Note :

L'asymétrie des impacts dans l'analyse de sensibilité du LCOE est principalement due aux effets non linéaires et aux interactions complexes entre les différents paramètres du calcul des LCOE (cf. section 3). Par exemple, l'augmentation du facteur de charge accroît la production et les coûts d'opération variables, pour des coûts d'investissement qui restent constants. Le LCOE n'évolue donc pas linéairement avec la variation du facteur de charge.

Graphique 58 : Analyse de sensibilité du LCOE des CCGT en 2022.

Grille de lecture : Si le CAPEX en € HT/kW augmente (baisse) de 30 %, le LCOE des CCGT augmente de 5 €/HT/MWh (baisse de 3 €/HT/MWh).

Les analyses de sensibilité révèlent que le LCOE moyen des CCGT est fortement influencé par deux facteurs prédominants : le prix du gaz naturel et le prix des quotas carbone. Une augmentation du prix du gaz de 25 % entraîne une hausse du LCOE des CCGT de 29 €/HT/MWh tandis qu'un doublement du prix de la tonne de carbone entraîne une hausse du LCOE des CCGT d'environ 30 €/HT/MWh. À l'inverse, une diminution de 25 % du prix du gaz entraîne une diminution du LCOE des CCGT de 27 €/HT/MWh tandis qu'une diminution de moitié du prix de la tonne de carbone entraîne une diminution du LCOE des CCGT d'environ 13 €/HT/MWh.

Les valeurs des variations ont été sélectionnées en fonction des écarts à la moyenne effectivement observés dans les sources de données. En particulier, les plages de variations observées pour les prix du gaz reflètent les variations de prix observés pour la tranche de consommation des plus gros consommateurs industriels sur l'année 2022.



Sources et hypothèses

Tableau 16 : Hypothèses du calcul du LCOE des CCGT.

	2017	2018	2019	2020	2021	2022
Facteur de charge (%)	60	60	60	60	60	60
Durée de fonctionnement (années)	20	20	20	20	20	20
Rendement (%)	60	60	60	60	60	60
Investissement (€HT/kW)	970	970	970	840	957	1 057
Exploitation fixe (€HT/kW/an)	17	17	17	18	19	19
Exploitation variable (€HT/MWh)	2,3	3,3	3,3	5,6	6	6,6
Prix du gaz (€/MWh)	18,9	24,1	15,8	11,0	43,9	68,0
Prix du carbone (€/t)	5,6	16,4	24,5	18,5	49,9	86,5
Taux d'actualisation (%)	5	5	4	4	4	4

CAPEX : Les valeurs des CAPEX proviennent des études « *Levelized Cost of Energy Analysis* » de Lazard pour les années 2012 à 2019, puis des données françaises issues du rapport « *Europe Levelized Cost of Electricity 2023* » publié par Wood Mackenzie pour les années 2020 à 2022.

OPEX fixe : La valeur 2020 provient de l'étude ADEME (2022), « *Coûts des énergies renouvelables et de récupération en France* ». Les valeurs 2012 à 2020 ont été extrapolées à partir de la valeur pour 2020, en les indexant sur l'inflation. Pour les années 2021 et 2022, en l'absence de données spécifiques aux installations françaises, les données relatives aux OPEX fixes ont été reprises des sources du UK Department for Business, Energy & Industrial Strategy (BEIS).

OPEX variable : Les valeurs des OPEX variables proviennent des études « *Levelized Cost of Energy Analysis* » de Lazard pour les années 2012 à 2019, puis des données françaises issues du rapport « *Europe Levelized Cost of Electricity 2023* » publié par Wood Mackenzie pour les années 2020 à 2022.

Facteur de charge : études Lazard « *Levelized Cost of Energy Analysis* ».

Prix du gaz : Prix SDES d'après Eurostat pour les clients non résidentiels ayant une consommation supérieure à 1 111 112 MWh PCS (tranche I6) moyenné sur deux semestres, supposé constant au prix de l'année de mise en service de l'installation.

Prix de la tonne carbone : prix annuel moyen du marché EU-ETS de la Banque mondiale (données du Carbon Pricing Dashboard) avec un ratio de 0,352 t/CO₂e/MWh provenant de RTE, supposé constant au prix de l'année de mise en service de l'installation.

Taux d'actualisation : Voir section 3.2.2.5



05.

Coûts de production du gaz renouvelable raccordé au réseau

Note méthodologique :

Les chiffres des graphiques et tableaux du présent document ont été arrondis pour une meilleure lisibilité. La somme des parties peut parfois différer du total affiché en raison de ces règles d'arrondis.

Le biogaz est le produit de la fermentation en condition anaérobie (sans oxygène) de matières organiques (effluents d'élevages, déchets alimentaires, boues d'épuration, etc.). Le biogaz peut ensuite être utilisé pour produire de la chaleur, de l'électricité, ou les deux (par « cogénération »), être injecté dans les réseaux de gaz après avoir été converti en biométhane, ou enfin être utilisé comme carburant, sous forme de bioGNV.

La production d'énergie à partir de biogaz a atteint 14 TWh en 2022, soit une hausse de 23 % par rapport à 2021, pour 560 MW de capacités installées en métropole. Les débouchés de production de biogaz ont beaucoup évolué depuis 2012. L'épuration en biométhane qui ne représentait alors que 0,2 % de l'énergie produite à partir de biogaz en constituait 46 % en 2022. À l'inverse, la production d'électricité représentait 60 % en 2012, contre 24 % en 2022. Enfin, 37 % de l'énergie produite à partir de biogaz sert à la production de chaleur⁶⁷.

5.1. Présentation du périmètre

Le périmètre étudié ici comprend d'une part l'injection de biométhane à partir de biogaz, et la production d'électricité par des installations de méthanisation en cogénération.

Tableau 17 : Périmètre de l'étude pour la filière biogaz.

Injection de biométhane			Production d'électricité et de chaleur par cogénération
<150 Nm ³ /h	150 à 300 Nm ³ /h	300 Nm ³ /h	Installations de toutes puissances

■ Filières incluses dans le périmètre

□ Filières exclues du périmètre

Contrairement à la précédente édition de l'étude, la production d'électricité par cogénération n'est plus étudiée par segment de puissance, étant donnée la faible quantité de données disponibles pour 2021-2022.

De même, le segment des installations en injection de biométhane de plus de 300 Nm³/h n'a pas pu être étudié, faute de données suffisantes.



⁶⁷. Ministère de la transition énergétique (2023), Chiffres clés des énergies renouvelables, édition 2023.

5.2. Cogénération à partir de biogaz

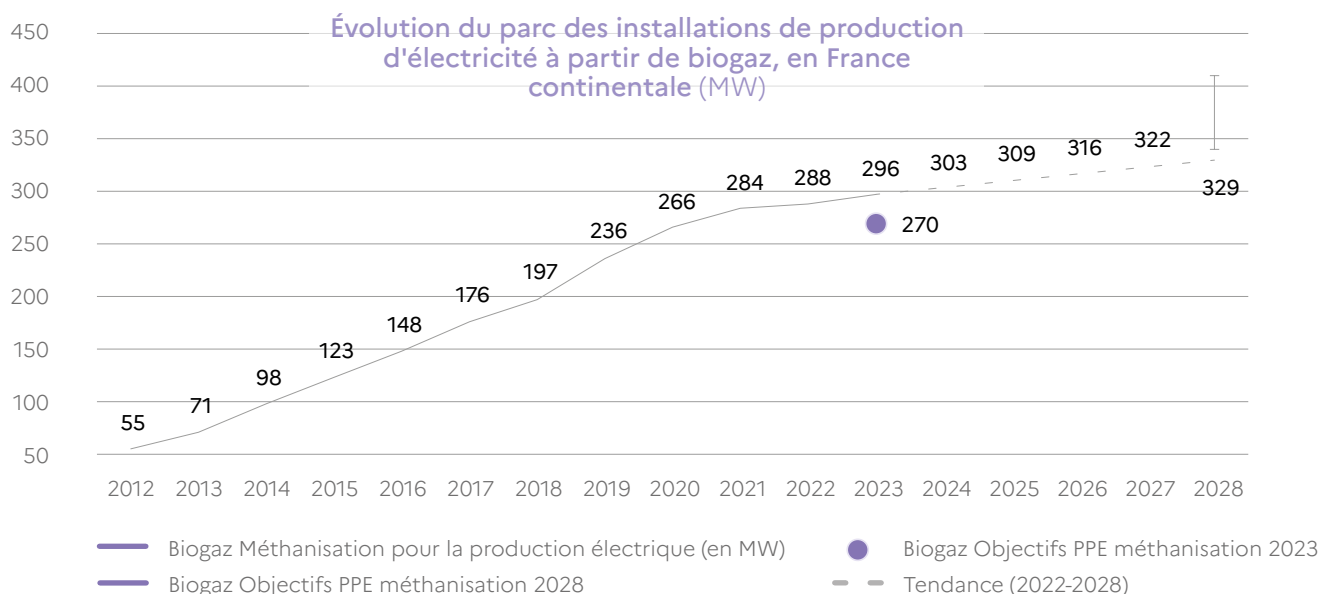
5.2.1. CONTEXTE ET ÉVOLUTION DES CAPACITÉS INSTALLÉES

En décembre 2023, 1 065 installations produisant de l'électricité à partir de biogaz (installation de méthanisation, ISDND et STEP incluses) sont raccordées au réseau, correspondant à une capacité totale installée de 590 MW. Au cours de l'année 2023, 16 MW supplémentaires ont été raccordés, mais 6 MW ont été déclassés. Ainsi, 3 TWh d'électricité ont été produits en 2023 à partir de biogaz, soit 0,7 % de la consommation d'électricité en France⁶⁸.

Dans le cadre de cette étude, seules les installations de méthanisation sont étudiées, les ISDND sont exclues. Ces installations constituent 82 % du parc de production d'électricité à partir de biogaz (875 installations de méthanisation, représentant 307 MW de capacité installée au 31 décembre 2023)⁶⁹.

Sur les dernières années, on observe un ralentissement du développement des installations de méthanisation en cogénération, au profit des projets en injection.

En effet, bien que les installations inférieures à 500 kW bénéficient d'un tarif d'achat garanti sur vingt ans et qu'au-delà de 500 kW le mécanisme de complément de rémunération s'applique, le principe de prévalence à l'injection exclut finalement du dispositif les installations de plus de 300 kW lorsque la possibilité d'injection est démontrée. Ce ralentissement pour la cogénération s'illustre avec l'arrêt en 2020 de la procédure d'AO mise en place par la CRE en 2016 par manque de projets finalement retenus (un seul en 2019). Les projets en injection sont également davantage soutenus par l'ADEME avec des aides forfaitaires par MWh de biométhane injecté⁷⁰.



Source : SDES (2024), Tableau de bord : biogaz pour la production d'électricité - Quatrième trimestre 2023.

Remarque : La tendance pour 2023 à 2028 est calculée sur la base de la tendance observée entre 2021 et 2023.

Graphique 59 : Évolution de la production d'électricité à partir de méthanisation entre 2012 et 2022, par rapport aux objectifs de la PPE 2.

L'objectif de la PPE 2 pour 2023 concernant la méthanisation pour 2023 (270 MW) a été dépassé (296 MW en 2023). L'objectif pour 2028 (entre 340 et 410 MW) pourrait être atteint si le rythme d'installation augmente par rapport à la tendance observée entre 2021 et 2023.

68. SDES, Tableau de bord : biogaz pour la production d'électricité - Quatrième trimestre 2023. Accessible [ici](#).

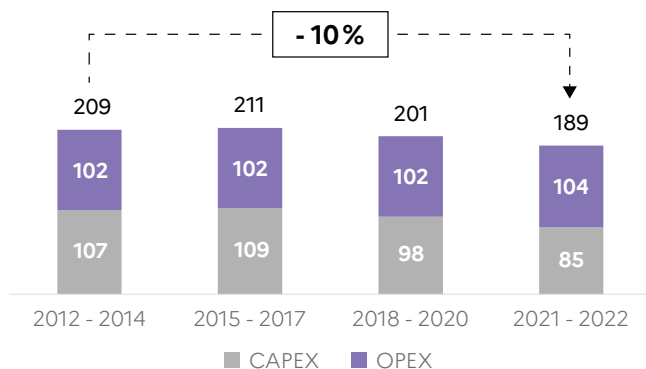
69. SDES, Tableau de bord : biogaz pour la production d'électricité - Quatrième trimestre 2023. Accessible [ici](#).

70. Observ'ER (2023), Le baromètre 2023 des énergies renouvelables électriques en France.



5.2.2. ÉVOLUTION DU LCOE

Évolution du LCOE de la production d'électricité par cogénération de biogaz entre 2012 et 2022 (€₂₀₂₂ HT/MWh)



Remarque : Les coûts d'opération hors électricité sont supposés constants entre 2012 et 2022. Les coûts d'investissement reposent sur une analyse des projets aidés par le Fonds Chaleur. Les chiffres pour 2021-2022 s'appuient sur un échantillon limité de données, contenant 15 projets.

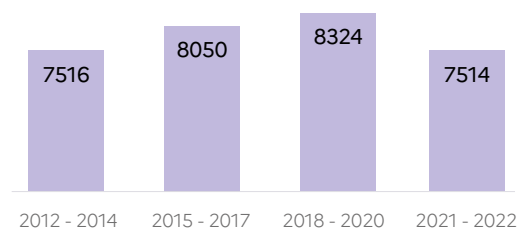
Graphique 60 : Évolution du LCOE de la production d'électricité par cogénération en méthanisation agricole entre 2012 et 2022 (€₂₀₂₂ HT/MWh).

Contrairement à la précédente édition, le faible nombre de projets aidés en 2021-2022 ne permet pas d'effectuer une segmentation par puissance installée. Il n'est donc pas possible de mettre en avant les effets d'échelle liés aux installations de plus grande taille.

Le LCOE corrigé de l'inflation de la production d'électricité par cogénération par des installations de méthanisation est resté stable entre 2012-2014 et 2015-2017, avant de diminuer progressivement jusqu'en 2022. Ainsi, entre les périodes 2015-2017 et 2021-2022, les coûts globaux ont été réduits de 11 %. Cette baisse du LCOE s'explique surtout par la réduction des coûts d'investissement. La part des CAPEX dans le LCOE qui représentait, jusqu'en 2015-2017, 52 % du LCOE, n'en représentait en 2021-2022 plus que 45 %. À l'inverse, du fait des hypothèses de calcul utilisées, les coûts d'opération sont restés stables entre 2012 et 2022, avec une légère hausse en 2021-2022, du fait d'un accroissement du prix de l'électricité.

5.2.3. ÉVOLUTION DES CAPEX

Évolution des CAPEX des installations de cogénération à partir de biogaz (€_{courants} HT/kW)



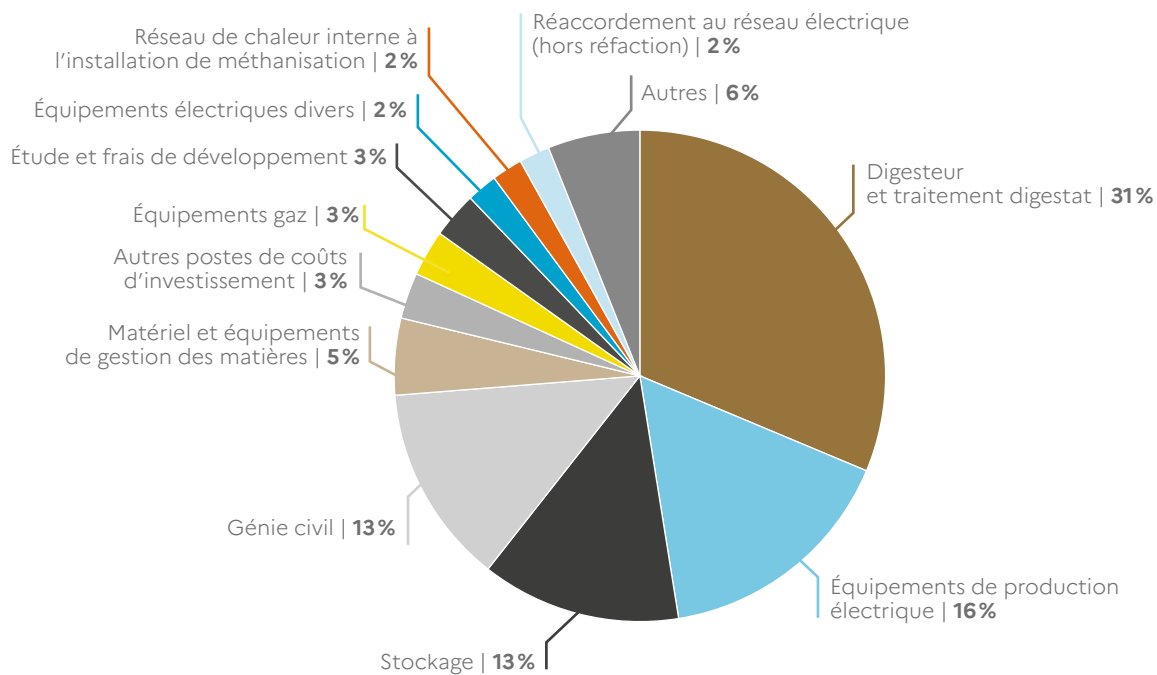
Remarque : Les coûts indiqués sont des coûts prévisionnels ; l'année correspond à la date de dépôt du dossier auprès du Fonds Chaleur.

Graphique 61 : Évolution des CAPEX des installations de cogénération à partir de biogaz entre 2012 et 2022 (€ HT/kW).

Les coûts d'investissements exprimés en euros courants (sans correction de l'inflation) étaient en légère croissance entre 2012-2014 et 2018-2020. Ces coûts se sont significativement réduits en 2021-2022.



Décomposition des CAPEX des installations de cogénération à partir de biogaz mises en service entre 2008 et 2022



Source : CRE (2024) Délibération de la Commission de régulation de l'énergie du 14 mars 2024 portant avis sur un projet d'arrêté relatif aux installations titulaires d'un contrat conclu en application des arrêtés tarifaires du 10 juillet 2006, du 19 mai 2011 et du 13 décembre 2016 fixant les conditions d'achat pour l'électricité produite par les installations utilisant le biogaz. Page 9.

Graphique 62 : Décomposition des CAPEX des installations de cogénération à partir de biogaz.



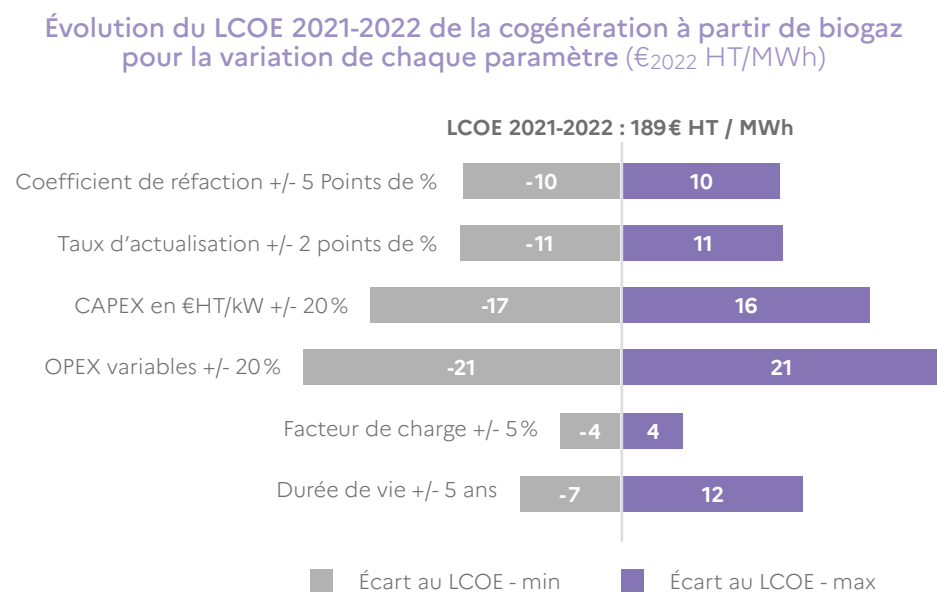


5.2.4. ANALYSE DE SENSIBILITÉ

Une analyse de sensibilité du LCOE de la filière a été menée en faisant varier indépendamment plusieurs paramètres de calcul, toutes choses égales par ailleurs. L'impact sur le LCOE de la variation des paramètres choisis est expliqué dans le tableau suivant :

Impact de l'évolution du paramètre sur le LCOE	Augmentation du paramètre	Baisse du paramètre
Coefficient de réflexion	↓	↑
Taux d'actualisation	↑	↓
CAPEX	↑	↓
OPEX	↑	↓
Facteur de charge	↓	↑
Durée de vie	↓	↑

Légende :
↑ : la valeur du LCOE augmente ;
↓ : la valeur du LCOE diminue
Les résultats de l'analyse de sensibilité sont présentés dans les graphiques suivants.



Remarque : L'asymétrie des impacts dans l'analyse de sensibilité du LCOE est principalement due aux effets non linéaires et aux interactions complexes entre les différents paramètres du calcul des LCOE (cf. section 3). Par exemple, l'augmentation du facteur de charge accroît la production et les coûts d'opération variables, pour des coûts d'investissement qui restent constants. Le LCOE n'évolue donc pas linéairement avec la variation du facteur de charge.

Graphique 63 : Analyse de sensibilité du LCOE 2022 de la cogénération à partir de biogaz.

Grille de lecture (exemple pour un paramètre) : Pour des installations de méthanisation en cogénération, si le taux d'actualisation augmente (baisse) de 2 points de pourcentage, le LCOE de la production d'électricité augmente de 11 € HT/MWh (baisse de 11 € HT/MWh).

Les analyses de sensibilité révèlent que le LCOE des installations de méthanisation en cogénération est très influencé par les coûts d'investissement et les coûts d'opération. Ainsi, une augmentation de 20 % des

CAPEX conduit le LCOE à augmenter de 16 € HT/MWh. À l'inverse, une baisse équivalente des coûts d'investissement amène le LCOE à diminuer de 17 € HT/MWh. De même, une augmentation (diminution) des OPEX entraîne une hausse (une baisse) de 21 € HT/MWh.

Les valeurs des variations ont été déterminées en fonction des écarts à la moyenne effectivement constatés dans les différentes sources de données.



Sources et hypothèses

Tableau 18 : Hypothèses de calcul du LCOE des installations de cogénération à partir de biogaz.

	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022
Facteur de charge (en %)	88	88	88	88	88	88	88	88	88	88	88
Durée de fonctionnement (années)	20	20	20	20	20	20	20	20	20	20	20
Coefficient de réfaction	0,9	0,9	0,9	0,9	0,9	0,9	0,9	0,9	0,9	0,9	0,9
Investissement (€ HT/kWe)	7 516	7 516	7 516	8 050	8 050	8 050	8 324	8 324	8 324	7 514	7 514
Exploitation (€ HT/MWhe)	100	102	102	103	102	103	105	106	107	109	117
dont OPEX hors électricité	92,6	93,3	93,7	93,8	93,9	94,9	96,4	97,3	97,5	99,0	104,3
dont électricité	7,8	8,4	8,6	8,9	8,3	8,4	8,4	8,9	9,4	10,0	12,3
Taux d'actualisation (%)	10	10	10	10	10	9	8	8	8	8	8

CAPEX : La précédente édition de l'étude présentait des coûts d'investissement par tranches de puissance des installations (> 100 kWe ; 100-200 kWe ; 200-300 kWe ; > 300 kWe) et s'appuyait sur les données du Fonds économie circulaire. Étant donné le faible nombre de projets financés par ce Fonds pour les années 2021 et 2022 (15 projets dont les données sont exploitables), il n'est pas possible de proposer des chiffres par segments de puissance. Ainsi, les chiffres proposés ici concernent tous les types de projets (les projets de 100 à 300 kWe représentent plus des deux tiers des projets aidés). Les coûts moyens ont été calculés après avoir exclu les cinq premiers et les cinq derniers percentiles des échantillons.

OPEX : Les chiffres pour 2021 proviennent de l'étude ADEME (2022) Analyse technico-économique de 84 unités de méthanisation agricole. La valeur 2021, isolée du coût de l'électricité, a été extrapolée aux années 2012 à 2022 en l'indexant sur l'inflation. Le coût de l'électricité a été indexé sur le prix de l'électricité payé par les entreprises.

Facteur de charge : le facteur de charge est la valeur moyenne communiquée à la page 18 de l'étude ADEME (2022) « Analyse technico-économique de 84 unités de méthanisation agricole ».

Durée de vie : valeur issue de l'étude ADEME (2022) « Coûts des énergies renouvelables et de récupération ». Cette valeur est cohérente avec l'étude ADEME (2022) « Analyse technico-économique de 84 unités de méthanisation agricole » (page 48).

Taux d'actualisation : voir section 3.

Coefficient de réfaction : valeur issue de l'étude ADEME (2022) « Coûts des énergies renouvelables et de récupération ».

5.3. Injection de biométhane dans le réseau

5.3.1. CONTEXTE ET ÉVOLUTION DES CAPACITÉS INSTALLÉES

Au 31 décembre 2023, 652 installations ont injecté du biométhane dans les réseaux de gaz naturel, après production et épuration de biogaz. Leur capacité s'élève à 11,8 TWh/an, en progression de 25 % en un an. Les unités de méthanisation représentent 90 % de la capacité totale du parc. Une capacité supplémentaire de 2 349 GWh/an a été installée au cours de l'année 2023, une valeur en légère baisse par rapport à 2022 (2 506 GWh/an)⁷¹.

Si le dispositif d'aide d'obligation d'achat, mis en place en 2011, a favorisé le développement de la filière de production de biométhane, ce n'est qu'à partir de 2015 que l'injection de biogaz dans les réseaux de gaz a pris de l'ampleur. Entre 2020 et 2022, la production de biogaz a plus que quadruplé, passant de 2,2 TWh à 9,1 TWh, alors qu'elle ne s'élevait qu'à 82 GWh en 2015⁷². Cette forte croissance de la production depuis 2020 est stimulée par des tarifs d'achat référence compris entre 88 et 122 €/MWh⁷³, et une incorporation de cette solution dans les stratégies de transition énergétique.

Comme évoqué dans la section 5.2.1, les projets en injection sont soutenus par l'ADEME avec des aides forfaitaires par MWh de biométhane injecté⁷⁴.

⁷¹. SDES, *Tableau de bord : biométhane injecté dans les réseaux de gaz - Quatrième trimestre 2023*. Accessible [ici](#).

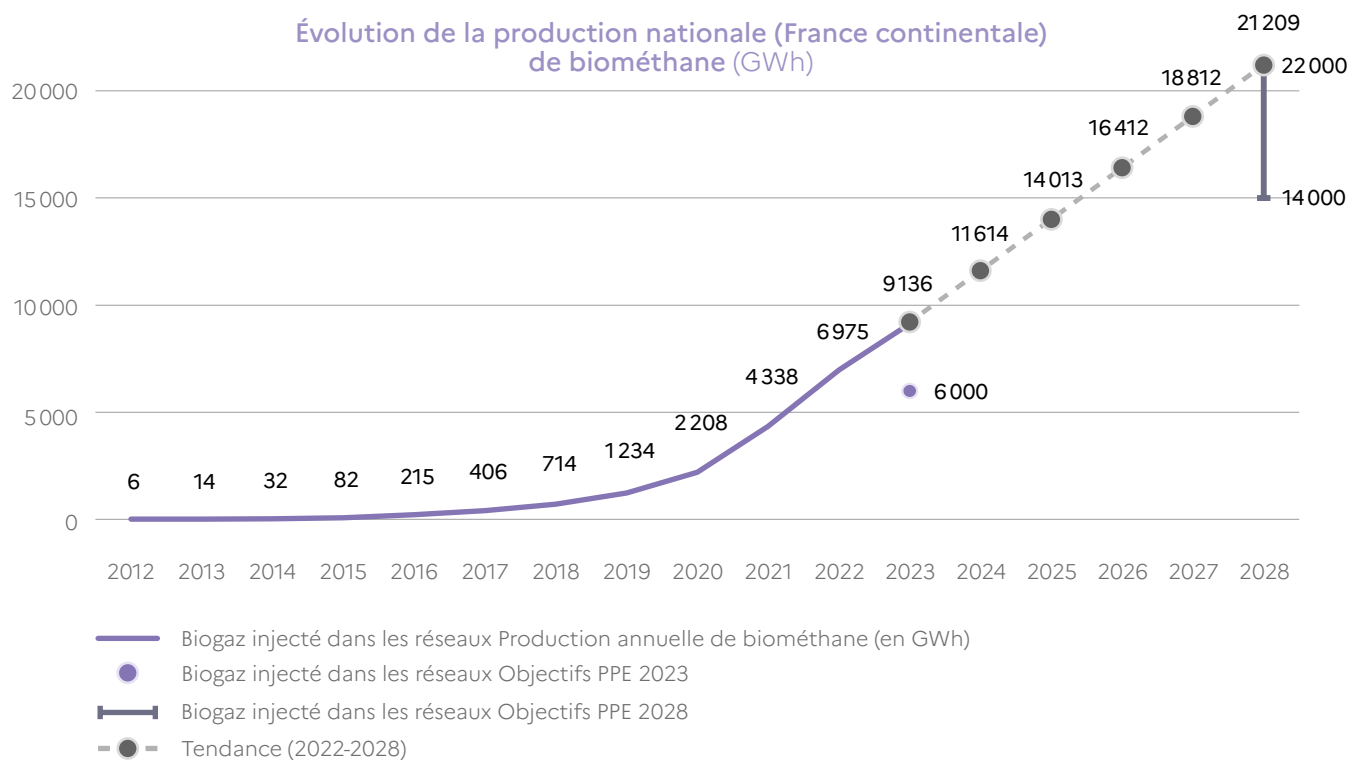
⁷². SDES, *Tableau de bord : biométhane injecté dans les réseaux de gaz - Quatrième trimestre 2023*. Accessible [ici](#).

⁷³. SER, GRDF, GRTgaz, SPEGNN, Teréga (2023), *Panorama des gaz renouvelables en 2022*.

⁷⁴. Observ'ER (2023), *Le baromètre 2023 des énergies renouvelables électriques en France*.



Évolution de la production nationale (France continentale) de biométhane (GWh)



Source : SDES, Tableau de bord : biométhane injecté dans les réseaux de gaz - Quatrième trimestre 2023.

Remarque : La tendance 2023-2028 est estimée sur la base de la tendance observée entre 2021 et 2023.

Graphique 64 : Évolution de la production de biométhane à partir de biogaz entre 2012 et 2022, par rapport aux objectifs de la PPE2

Les objectifs d'injection de biométhane pour 2023 dans le cadre de la PPE (6 TWh) ont été atteints avec une production de 9,1 TWh⁷⁵. Si cette trajectoire se confirme, notamment en considérant la capacité des 826 projets en file d'attente qui s'élève à 14,1 TWh/an⁷⁶ et la trajectoire actuellement observée, alors l'objectif pour 2028, entre 14 et 22 TWh, pourrait être atteint.

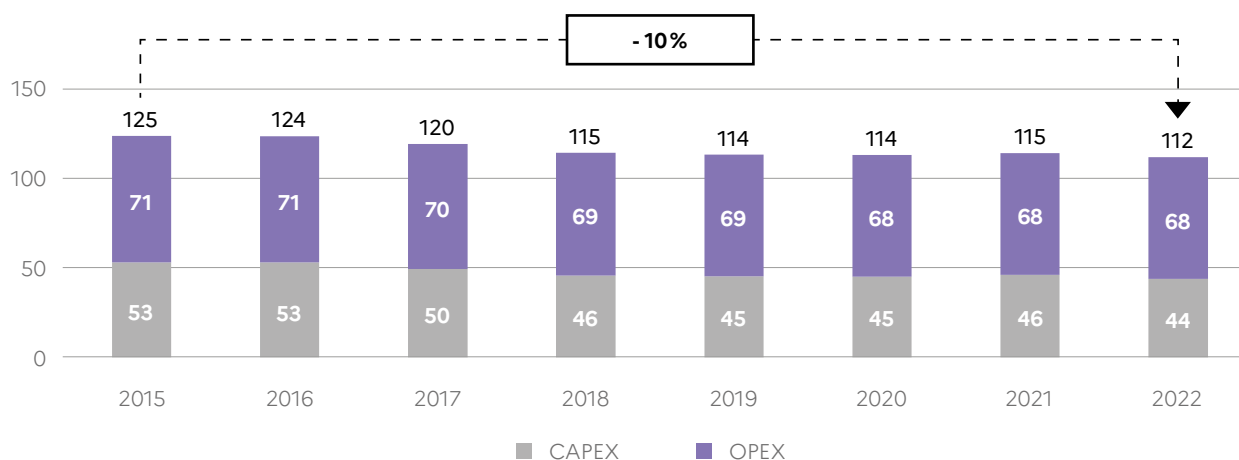


⁷⁵. Chiffres clés des énergies renouvelables, édition 2023.

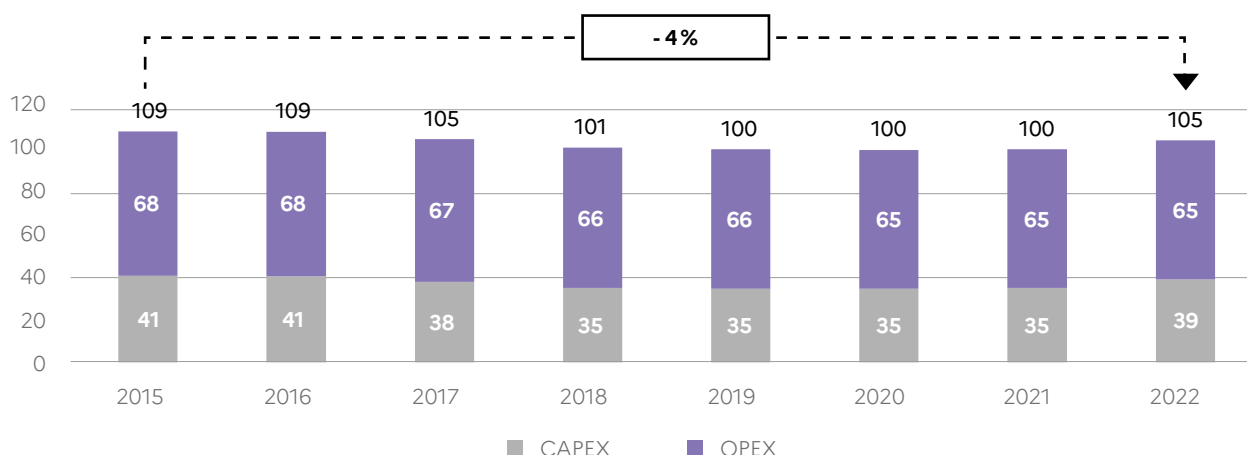
⁷⁶. SDES, Tableau de bord : biométhane injecté dans les réseaux de gaz - Quatrième trimestre 2022.

5.3.2. ÉVOLUTION DU LCOE

Évolution du LCOE des installations en injection de biométhane de moins de 150 Nm³/h entre 2015 et 2022 (€₂₀₂₂ HT/MWh)



Évolution du LCOE des installations en injection de biométhane de 150 à 300 Nm³/h entre 2015 et 2022 (€₂₀₂₂ HT/MWh)



Remarque : les années antérieures à 2015 ne sont pas étudiées par manque de données. Comme évoqué dans la section 5.3.1, ce n'est qu'à partir de 2015 que l'injection de biométhane s'est fortement développée.

Graphique 65 : Évolution du LCOE de la production de biométhane à partir de biogaz entre 2015 et 2022 (€₂₀₂₂ HT/MWh).

Sur la période 2015-2022, on observe une tendance globale à la baisse des LCOE corrigés de l'inflation des installations de méthanisation en injection, et ce quelle que soit la taille de l'installation. Les résultats révèlent également un effet d'échelle, les LCOE des installations de 150 à 300 Nm³/h étant systématiquement inférieurs à ceux des installations de moins de 150 Nm³/h.

Entre 2015 et 2020, les coûts d'investissement et d'opération sont stables. La réduction du LCOE s'explique par une réduction du taux d'actualisation, qui traduit une amélioration des conditions de financement pour ces installations.

Les installations de moins de 150 Nm³/h ont connu une légère hausse de leurs coûts d'investissement en 2021 — qui ne s'est pas poursuivie en 2022 —, conduisant à un rehaussement du LCOE cette année-là.

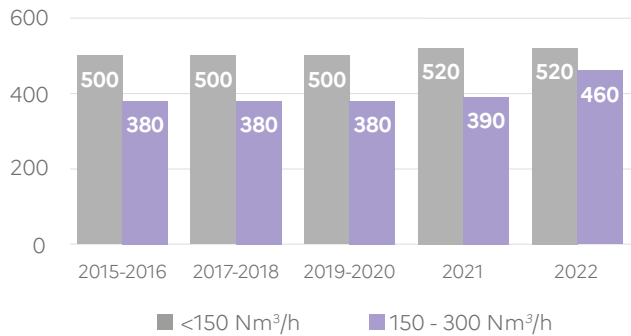
Les coûts globaux des installations de 150 à 300 Nm³/h ont quant à eux augmenté en 2022, du fait d'une hausse marquée des coûts d'investissement.

Ces différences d'évolution des LCOE selon la taille des installations pourraient aussi être liées en partie à l'hétérogénéité des projets aidés par le Fonds Chaleur.



5.3.3. ÉVOLUTION DES CAPEX

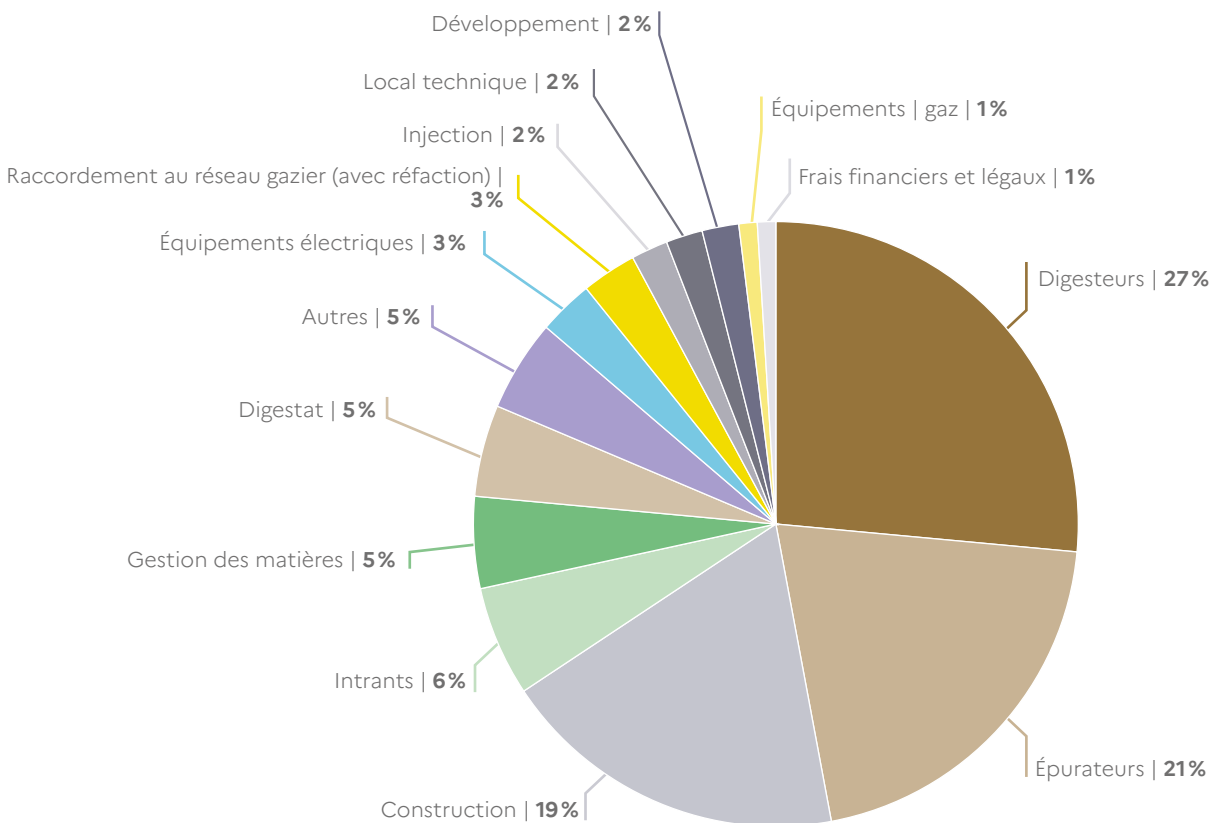
Évolution des CAPEX des installations de production de biométhane à partir de biogaz (€courants HT/MWh)



L'évolution des coûts d'investissement entre 2015 et 2022 des installations de méthanisation en injection de biométhane montre un net effet d'échelle entre les installations de moins de 150 Nm³/h, et celles de 150 à 300 Nm³/h. Entre 2015 et 2020, les coûts d'investissements sont relativement constants. Ils ont légèrement augmenté en 2021 pour toutes les installations, et la croissance des coûts s'est accentuée en 2022 pour les méthaniseurs de moins de 150 Nm³/h.

Graphique 66 : Évolution des CAPEX des installations de méthanisation en injection de biométhane entre 2015 et 2022 (€courants HT/kW)

Décomposition des CAPEX des installations de production de biométhane à partir de biogaz entre 2014 et 2022



Source : CRE (2023), *Audit 2023 des installations de production de biométhane injecté*.

Graphique 67 : Décomposition des CAPEX des installations de méthanisation en injection de biométhane.

5.3.4. ANALYSE DE SENSIBILITÉ

Une analyse de sensibilité du LCOE de la filière a été menée en faisant varier indépendamment plusieurs paramètres de calcul, toutes choses égales par ailleurs. L'impact sur le LCOE de la variation des paramètres choisis est expliqué dans le tableau suivant :

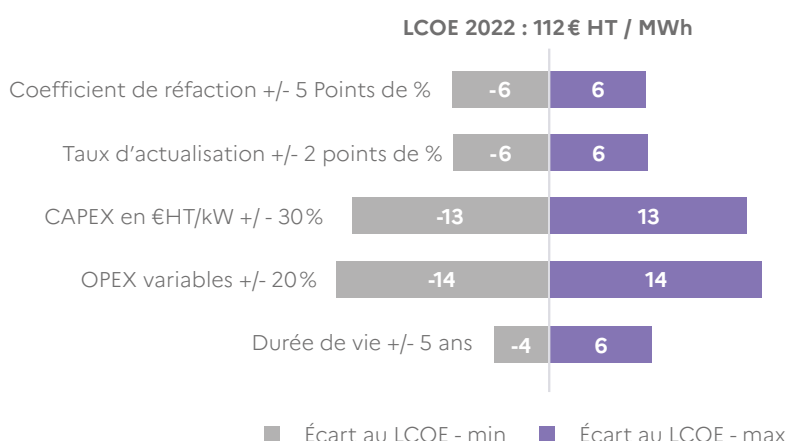
Légende : ↑ : la valeur du LCOE augmente ; ↓ : la valeur du LCOE diminue.

Les résultats de l'analyse de sensibilité sont présentés dans les graphiques suivants :

Graphique 68 : Analyse de sensibilité du LCOE 2022 de l'injection de biométhane à partir de biogaz.

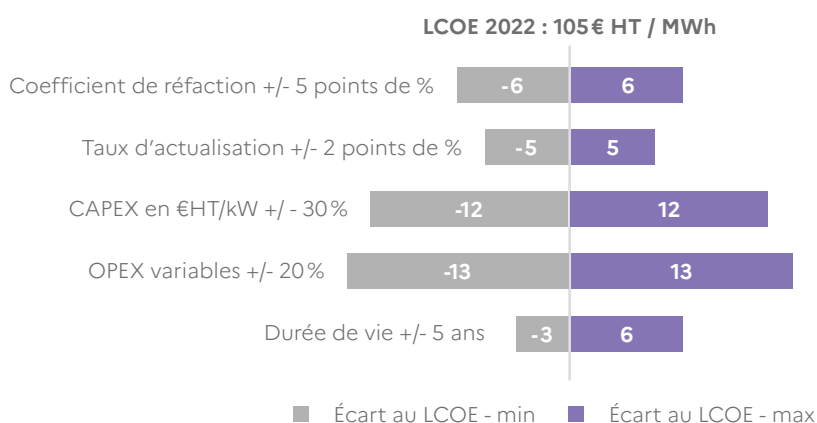
Impact de l'évolution du paramètre sur le LCOE	Augmentation du paramètre	Baisse du paramètre
Coefficient de réfraction	↓	↑
Taux d'actualisation	↑	↓
CAPEX	↑	↓
OPEX	↑	↓
Facteur de charge	↓	↑
Durée de vie	↓	↑

Évolution du LCOE 2022 de l'injection de biométhane à partir de biogaz (< 150 Nm³/h) pour la variation de chaque paramètre (€₂₀₂₂ HT/MWh)



Note : L'asymétrie des impacts dans l'analyse de sensibilité du LCOE est principalement due aux effets non linéaires et aux interactions complexes entre les différents paramètres du calcul des LCOE (cf. section 3). Par exemple, l'augmentation du facteur de charge accroît la production et les coûts d'opération variables, pour des coûts d'investissement qui restent constants. Le LCOE n'évolue donc pas linéairement avec la variation du facteur de charge.

Évolution du LCOE 2022 de l'injection de biométhane à partir de biogaz (150 à 300 Nm³/h) pour la variation de chaque paramètre (€₂₀₂₂ HT/MWh)



Grille de lecture (exemple pour un paramètre) : Pour des installations de méthanisation en injection de biométhane de 150 à 300 Nm³/h, si la durée de vie augmente (baisse) de 5 ans, le LCOE diminue de 4 € HT/MWh (augmente de 6 € HT/MWh).

Les analyses de sensibilité révèlent que les LCOE des installations de méthanisation en injection de biométhane sont très influencés par les coûts d'investissement et les coûts d'opération. Ainsi, une augmentation de 30 % des CAPEX conduit le LCOE d'une installation de moins de 150 Nm³/h à augmenter de 13 € HT/MWh, et de 12 € HT/MWh pour celles de 150 à 300 Nm³/h. À l'inverse, une baisse équivalente des coûts d'investissement amène le LCOE à diminuer de 13 € HT/MWh pour les installations de moins de 150 Nm³/h, et de 12 € HT/MWh pour celles de 150 à 300 Nm³/h.

Les valeurs des variations ont été déterminées en fonction des écarts à la moyenne effectivement constatés dans les différentes sources de données.



5.3.5. SOURCES ET HYPOTHÈSES

Tableau 19 : Hypothèses de calcul des LCOE de l'injection de biométhane à partir de biogaz.

	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022
Durée de fonctionnement (années)	20	20	20	20	20	20	20	20
Coefficient de réfaction	0,9	0,9	0,9	0,9	0,9	0,9	0,9	0,9
Investissement (€HT/MWh méthane)								
<150 Nm³/h	500	500	500	500	500	500	520	520
150 - 300 Nm³/h	380	380	380	380	380	380	390	460
Exploitation (€HT/MWh méthane)								
<150 Nm³/h	71	71	71	71	71	71	72	76
150 - 300 Nm³/h	68	68	68	68	68	68	69	73
Taux d'actualisation (%)	10	10	9	8	8	8	8	8

CAPEX :

- De 2015 à 2020 : les chiffres sont issus de l'étude ADEME (2022) « *Coûts des énergies renouvelables et de récupération* ». Ces chiffres s'appuient sur l'analyse des dossiers du Fonds Chaleur.
- De 2021 à 2022 : Moyenne des coûts d'investissements des projets aidés par le Fonds Chaleur. Les cinq premiers et cinq derniers percentiles de chaque échantillon ont été exclus avant le calcul de la moyenne. Les années correspondent à l'année de dépose de dossier. Il s'agit de coûts prévisionnels.
- Le segment de puissance de plus de 300 Nm³/h n'est pas traité par manque de données.

OPEX :

- De 2015 à 2020 : les chiffres sont repris de l'étude ADEME (2022) « *Coûts des énergies renouvelables et de récupération* ».
- De 2021 à 2022 : extrapolation de la valeur pour 2020 à 2021 et 2022 en l'indexant sur l'inflation.

Durée de vie : hypothèse issue de l'étude ADEME (2022) « *Coûts des énergies renouvelables et de récupération* » et validée avec les experts de la filière.

Coefficient de réfaction : hypothèse issue de l'étude ADEME (2022) « *Coûts des énergies renouvelables et de récupération* » et validée avec les experts de la filière.

Taux d'actualisation : voir section 3.





06.

Coûts de production de la chaleur renouvelable pour les particuliers

La chaleur renouvelable représente en France 27,2 % de la production de chaleur totale en 2022, soit 184 TWh en 2022⁷⁷.

Note méthodologique :

Les chiffres des graphiques et tableaux du présent document ont été arrondis pour une meilleure lisibilité. La somme des parties peut parfois différer du total affiché en raison de ces règles d'arrondis.

6.1. Chauffage domestique au bois

6.1.1. CONTEXTE ET ÉVOLUTION DES CAPACITÉS INSTALLÉES

La production d'énergie par la filière bois-énergie est globalement stable depuis les années 1990, et demeure la première source d'énergies renouvelables consommée en France : 34 % de la production primaire d'énergies renouvelables, et 61 % de la consommation primaire de chaleur renouvelable, soit 112 TWh en 2022⁷⁸. Le bois-énergie représente ainsi 5 % de la consommation d'énergie primaire française.

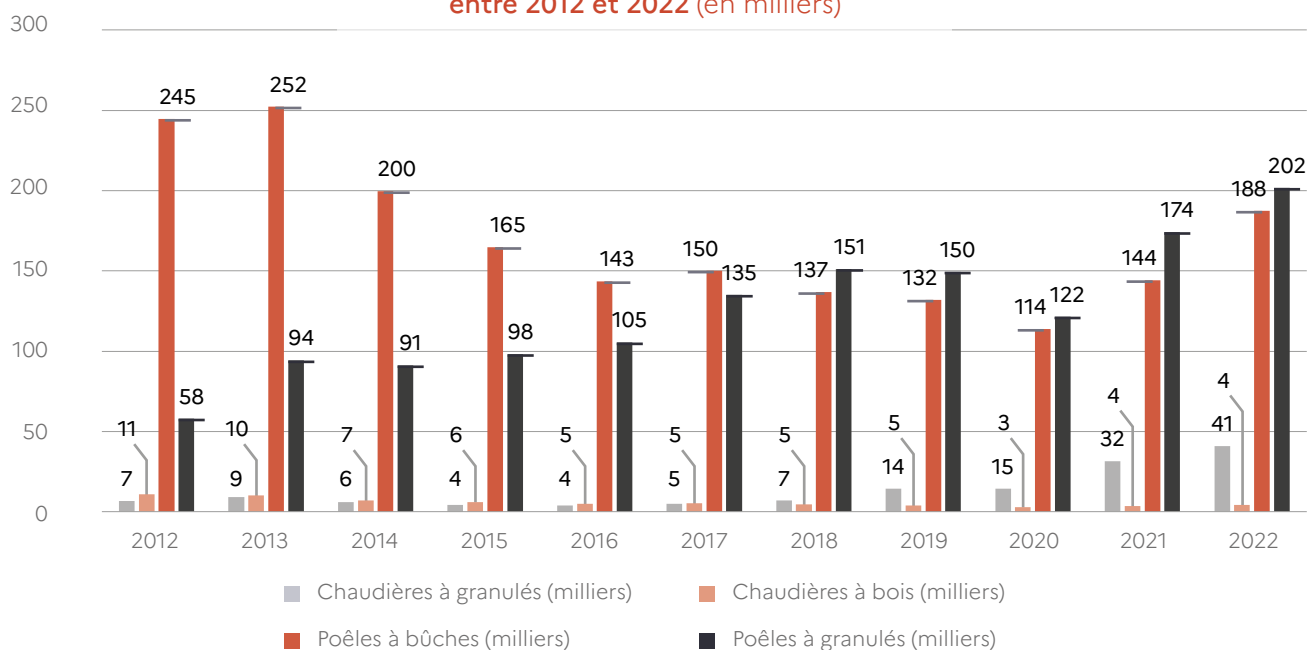
Au sein de cette filière, le segment domestique couvre les appareils dits « indépendants », de types inserts ou poêles, les chaudières, à bûches ou à granulés, ainsi que les foyers ouverts et les cuisinières. Ce segment compte environ 7,5 millions d'appareils en 2022⁷⁹ pour une consommation de biomasse de 77 TWh, couvrant 12,3 % de la consommation finale de chaleur en 2022⁸⁰.

En 2022, 435 000 appareils ont été vendus, soit 23 % de croissance par rapport aux ventes de 2021⁸¹ (cf. Graphique 69).



⁷⁷. Chiffres clés des énergies renouvelables, édition 2023.
⁷⁸. Ministère de la Transition énergétique, Chiffres clés de l'énergie – Édition 2023.
⁷⁹. ADEME (2024), Situation du chauffage domestique au bois en 2022-2023.
⁸⁰. Panorama de la chaleur renouvelable et de récupération, Édition 2023.
⁸¹. Observ'ER 2023, Étude qualitative 2023 du marché des appareils bois.

Évolution des ventes de chaudières et poêles entre 2012 et 2022 (en milliers)



Source : Observ'ER (2023), *Suivi du marché 2022 des appareils domestiques de chauffage au bois*.

Graphique 69 : Évolution des ventes de chaudières et poêles entre 2014 et 2022 (en milliers)



Les appareils à bûches ont vu leurs ventes progresser tout au long de l'année 2022 et ont connu une nette accélération au cours du dernier trimestre 2022, notamment liée au conflit russo-ukrainien. En effet, les tensions sur l'approvisionnement en gaz et les hausses des prix des énergies fossiles et de l'électricité ont incité les consommateurs à se tourner vers les appareils à bois. Cette tendance a été renforcée par le report des ventes d'appareils à granulés vers les appareils à bûches.

Après un début d'année encourageant, les appareils à granulés ont vu leurs ventes ralentir du fait des tensions sur le marché des granulés. D'une part, à la suite du déclenchement de la guerre en Ukraine, les particuliers se sont approvisionnés en granulés plus tôt et en plus grande quantité qu'habituellement, augmentant la tension sur la disponibilité des granulés. D'autre part, les coûts de production des granulés ont augmenté, dans un contexte inflationniste sur les intrants, l'énergie, le conditionnement, et le transport. Ce contexte a ainsi conduit à un doublement du prix de la tonne de pellets entre juillet 2021 et juillet 2022 (passant de 280 à 550 €/tonne⁸²). La médiatisation du sujet a enfin renforcé les craintes des consommateurs vis-à-vis des équipements à granulés, réduisant *in fine* la demande.

La filière bois reste dépendante des aides publiques à l'investissement et le dispositif MaPrimeRénov' continue à positivement impacter les ventes. Les industriels du segment de la bûche sont optimistes à court terme même s'ils s'attendent à un rééquilibrage des ventes des appareils à granulés sur le moyen terme⁸³.

⁸². Observ'ER 2023, *Ibid.*

⁸³. Observ'ER 2023, *Ibid.*



À moyen terme, la PPE 2 prévoit une production de chaleur par la biomasse domestique constante entre 2017 et 2028 (80 TWh), mais porte l'objectif d'une hausse du nombre de logements équipés : 9,5 millions en 2023, et entre 10,2 et 11,3 millions en 2028.

6.1.2. PRÉSENTATION DU PÉRIMÈTRE

Le périmètre de cette étude couvre les poêles à bûches, les poêles à granulés, les chaudières à bûches et les chaudières à granulés. Ces quatre types d'installations couvrent 85 % des nouvelles installations (cf. tableau). Le reste du marché correspond essentiellement à des inserts et foyers fermés.

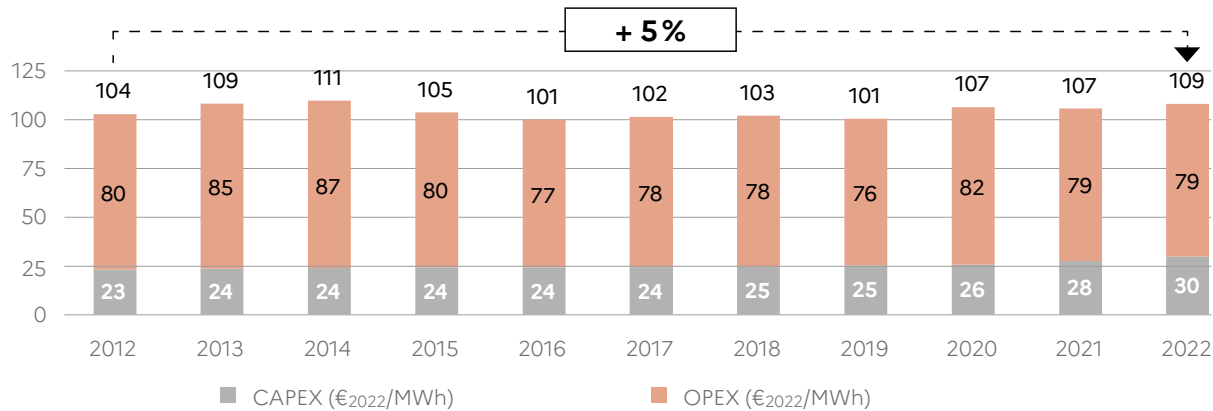
Tableau 20 : Part des segments chauffage domestique au bois étudiés dans l'ensemble des installations domestiques de chauffage au bois en 2022 (parc d'appareils utilisés et nouvelles installations).

Segments	Part du segment dans le total des équipements utilisés en 2022 (total : 7,5 millions)	Part du segment dans les ventes d'appareils de chauffage au bois domestiques en 2022 (total : 513 000)
Poêles à bûches	25 %	37 %
Poêles à granulés	14 %	39 %
Chaudières à bûches	4 %	1 %
Chaudières à granulés	3 %	8 %

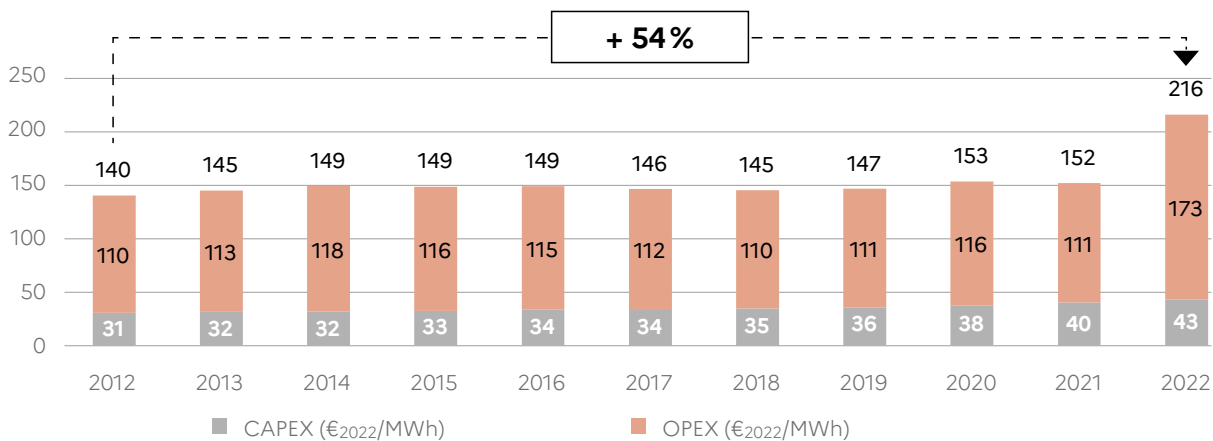
Sources :
Part dans le total des équipements utilisés : ADEME (2024), *Situation du chauffage domestique au bois en 2022-2023*.
Part dans les ventes : Observ'ER (2023), *Suivi du marché 2022 des appareils domestiques de chauffage au bois*.

6.1.3. ÉVOLUTION DU LCOE

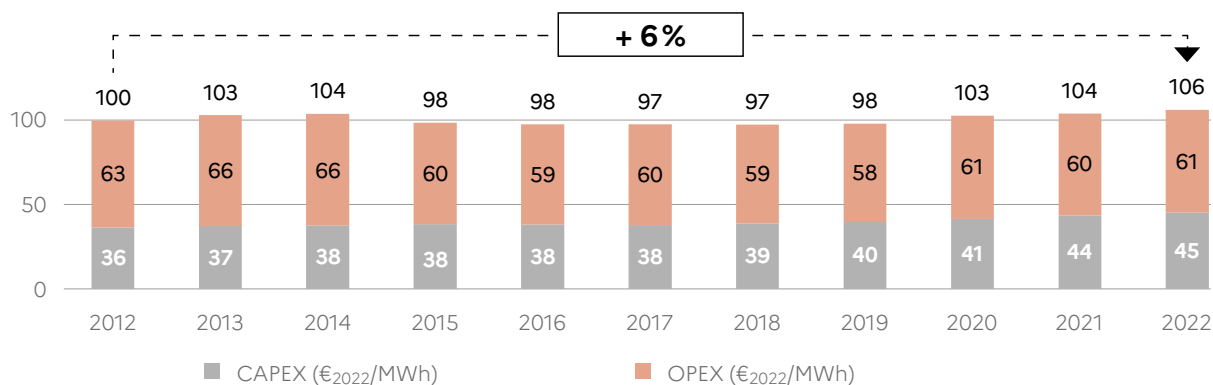
Évolution des LCOE des poêles à bûches entre 2012 et 2022 (€₂₀₂₂TTC/MWh)



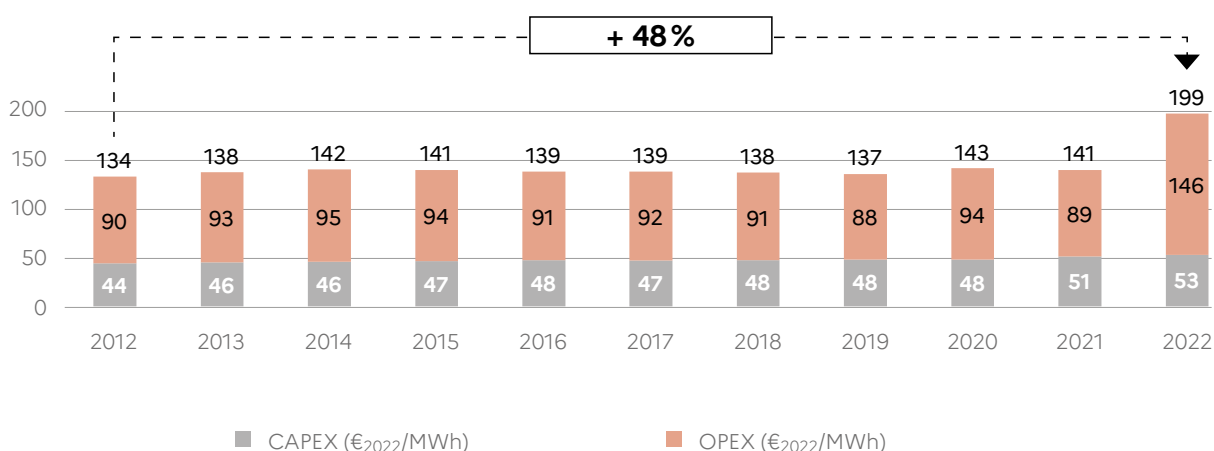
Évolution des LCOE des poêles à granulés entre 2012 et 2022 (€₂₀₂₂TTC/MWh)



Évolution des LCOE des chaudières à bûches entre 2012 et 2022 (€₂₀₂₂TTC/MWh)



Évolution des LCOE des chaudières à granulés entre 2012 et 2022 (€₂₀₂₂TTC/MWh)



Graphiques 70 : Évolution des LCOE des poêles à bûches, poêles à granulés, chaudières à bûches et chaudières à granulés (€₂₀₂₂TTC/MWh)

Remarque : Les résultats de LCOE pour les années 2012 à 2020 ne sont pas égaux à ceux présentés dans la précédente édition de l'étude car les durées de vie des appareils ont été modifiées (cf. section 6.1.6).

Pour les quatre types d'installations étudiées, les LCOE sont en hausse de 3 à 8 % entre 2012 et 2021, du fait principalement d'une augmentation des coûts des installations, en particulier sur le matériel (cf. 6.1.4.), de l'ordre de 40 % pour les poêles à granulés, et de 25 % pour les autres types d'installations. Sur cette période, la hausse des prix des combustibles a été compensée par l'amélioration des rendements des installations.

Entre 2021 et 2022, les LCOE des poêles et chaudières à granulés ont augmenté respectivement de 42 % et 41 %, tandis que ceux des poêles et chaudières à bûches ont augmenté de 2 %. Étant donné que les LCOE de la filière bois-énergie dépendent largement du prix des combustibles (la part OPEX représente environ deux tiers du LCOE), les poêles et chaudières à granulés ont fortement subi la hausse des prix de leurs combustibles

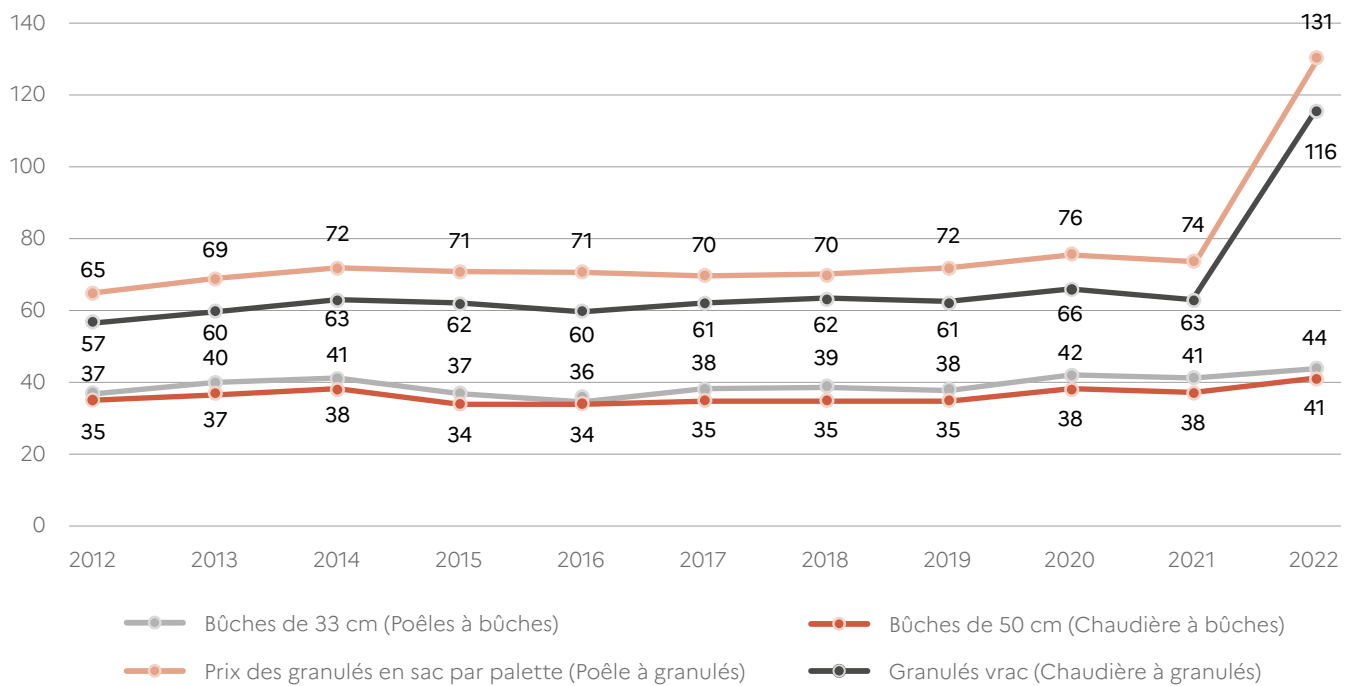
(cf. Graphique 71 : Évolution des prix des combustibles bois entre 2012 et 2022 (€TTC/MWh)), liée à un accroissement de la demande pour les granulés. Le prix des bûches a quant à lui augmenté de manière moindre, en suivant l'inflation générale de 2022, expliquant la faible hausse du LCOE des chaudières et poêles à bois.

Les prix des granulés ayant été portés par des causes conjoncturelles en 2022, ceux-ci ne devraient pas se maintenir à de tels niveaux. Les relevés des prix pour l'année 2023 présentent déjà une inflexion des prix des granulés à la baisse par rapport à 2022⁸⁴. Les quatre segments étudiés sont toutefois tous aussi concernés par une hausse de la part attribuable aux CAPEX du LCOE qui varie de 4 à 8 %/an en 2021 et 2022 selon les installations.

⁸⁴. ADEME & CODA Stratégie (2024), *Enquête sur les prix des combustibles bois en 2023*.



Prix des combustibles bois entre 2012 et 2022 (€TTC/MWh)



Source : ADEME & CODA Stratégie (2023), *Enquête sur les prix des combustibles bois en 2022-2023 - Synthèse*. Figure 3.

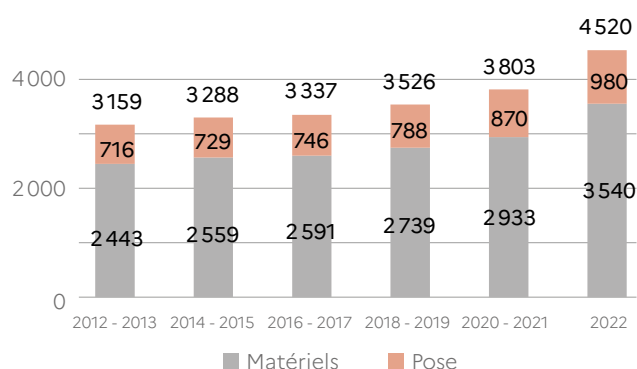
Remarque : Les prix indiqués sont des prix livrés.

Graphique 71 : Évolution des prix des combustibles bois entre 2012 et 2022 (€TTC/MWh)

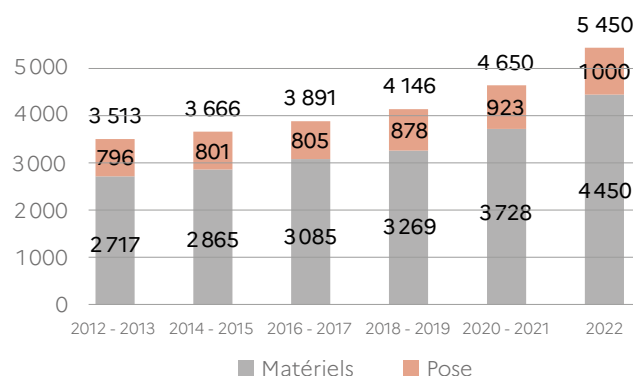


6.1.4. ÉVOLUTION DES CAPEX

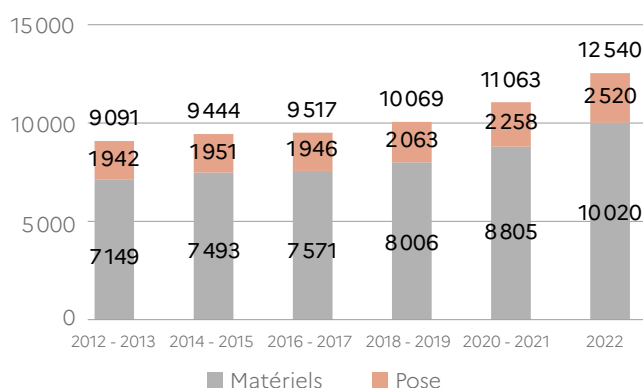
Évolution des CAPEX des poêles à bûches entre 2012 et 2022 (€_{courants} HT/installation)



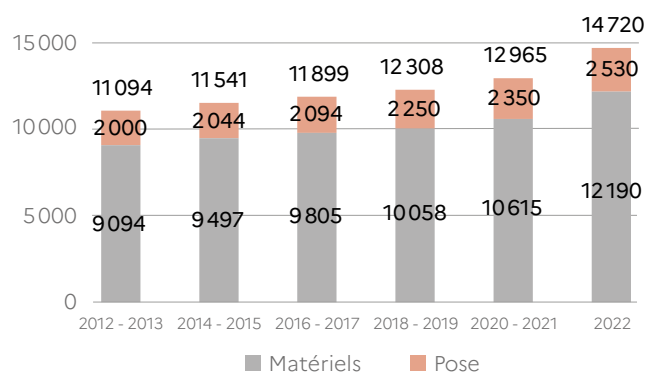
Évolution des CAPEX des poêles à granulés entre 2012 et 2022 (€_{courants} HT/installation)



Évolution des CAPEX des chaudières à bûches entre 2012 et 2022 (€_{courants} HT/installation)



Évolution des CAPEX des chaudières à granulés entre 2012 et 2022 (€_{courants} HT/installation)



Graphiques 72 : Evolution des CAPEX des installations biomasse domestiques, entre 2012 et 2022 (€_{courants} HT/installation)

La part du matériel dans le total des investissements est globalement autour de 80 % pour tous les types d'installations et sur toute la période étudiée et est relativement stable dans le temps.

Sur l'ensemble de la période 2012-2022, les coûts d'installations (matériels et pose) sont en hausse.

Cette augmentation des coûts s'est accélérée en 2021 et 2022. Ainsi, sur ces deux années, le prix du matériel (en euros courants) a augmenté de 25 % pour les poêles, et de 20 % pour les chaudières. La hausse rapide de ces coûts par les installateurs s'explique par des prix fournisseurs (fabricants ou distributeurs) eux-mêmes en hausse, et l'accroissement du prix de l'énergie⁸⁵.

⁸⁵. Observ'ER 2023, Étude qualitative 2023 du marché des appareils bois.



6.1.5. ANALYSE DE SENSIBILITÉ

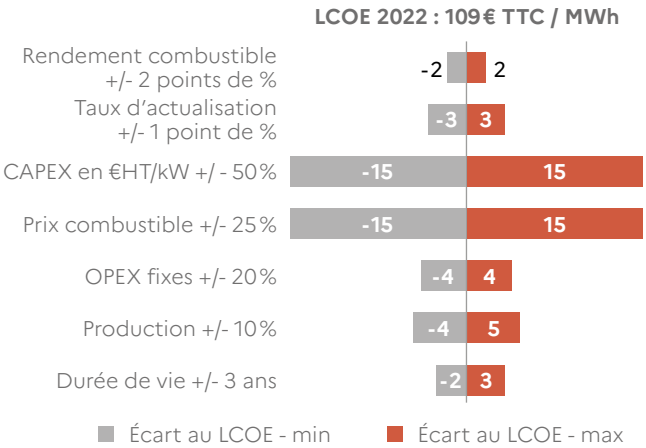
Une analyse de sensibilité du LCOE de la filière a été menée en faisant varier indépendamment plusieurs paramètres de calcul, toutes choses égales par ailleurs. L'impact sur le LCOE de la variation des paramètres choisis est expliqué dans le tableau suivant :

Impact de la variation du paramètre sur le LCOE	Augmentation du paramètre	Baisse du paramètre
Rendement combustible	↓	↑
Taux d'actualisation	↑	↓
CAPEX	↑	↓
Prix des combustibles	↑	↓
OPEX fixes (opération et maintenance)	↑	↓
Production	↓	↑
Durée de vie	↓	↑

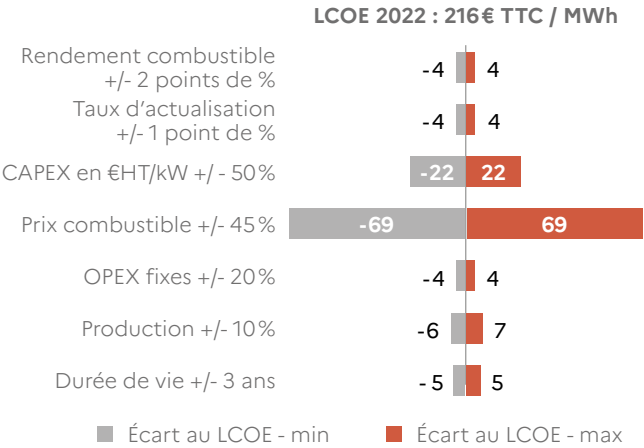
Légende : ↑ : la valeur du LCOE augmente ; ↓ : la valeur du LCOE diminue

Les résultats de l'analyse de sensibilité sont présentés dans les graphiques suivants :

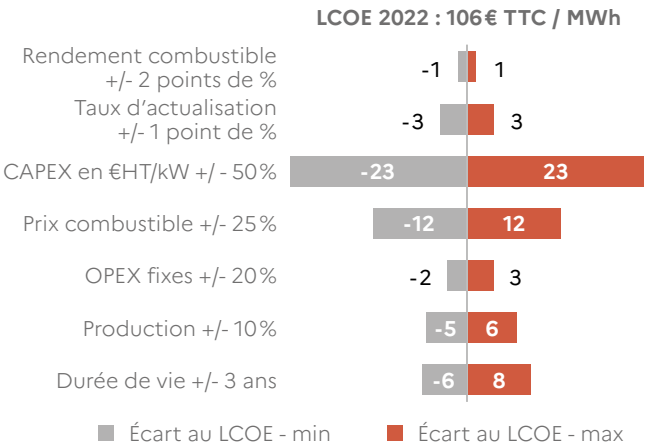
Évolution du LCOE 2022 des poêles à bûches pour la variation de chaque paramètre (€₂₀₂₂ TTC/MWh)



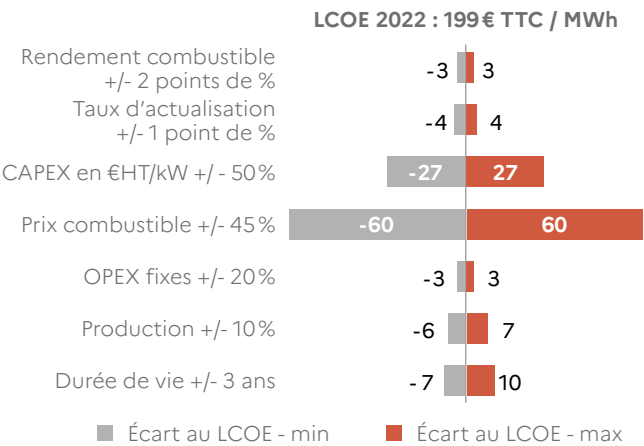
Évolution du LCOE 2022 des poêles à granulés pour la variation de chaque paramètre (€₂₀₂₂ TTC/MWh)



Évolution du LCOE 2022 des chaudières à bûches pour la variation de chaque paramètre (€₂₀₂₂ TTC/MWh)



Évolution du LCOE 2022 des chaudières à granulés pour la variation de chaque paramètre (€₂₀₂₂ TTC/MWh)



Graphiques 73 : Analyse de sensibilité des installations de chauffage domestique au bois pour l'année 2022.

Remarque : L'asymétrie des impacts dans l'analyse de sensibilité du LCOE est principalement due aux effets non linéaires et aux interactions complexes entre les différents paramètres du calcul des LCOE (cf. section 3). Par exemple, l'augmentation du facteur de charge accroît la production et les coûts d'opération variables, pour des coûts d'investissement qui restent constants. Le LCOE n'évolue donc pas linéairement avec la variation du facteur de charge.



Grille de lecture : Pour des chaudières à granulés, si les OPEX fixes augmentent (baissent) de 20 %, le LCOE de ces installations augmente de 3 € TTC/MWh (diminue de 3 € TTC/MWh).

Les analyses de sensibilité révèlent que les LCOE des installations de chauffage domestique au bois sont particulièrement sensibles à la variation des coûts d'investissement et des prix des combustibles, dans des proportions variables selon le type d'installation.

Les installations à granulés (poêles et chaudières) sont particulièrement sensibles au prix des combustibles. Cela s'explique par la part très importante que les combustibles bois occupent dans le total du LCOE, et la forte variation des prix observée sur ces combustibles depuis 2022. Ainsi, une hausse (baisse) de 45 % des prix des combustibles (comme observé entre fin 2022 et début 2024) entraînerait une augmentation (diminution)

du LCOE de 60 € TTC/MWh pour les chaudières à granulés, et de 69 € TTC/MWh pour les poêles à granulés.

Les installations à bûches, dont les combustibles ont connu une hausse plus modérée des prix, sont surtout sensibles aux coûts d'investissement. Une augmentation (réduction) de 50 % des CAPEX conduit le LCOE à augmenter (diminuer) de 23 € TTC/MWh pour les chaudières à bûches, et de 15 € TTC/MWh pour les poêles à bûches.

Les valeurs des variations ont été déterminées en fonction des écarts à la moyenne effectivement constatés dans les différentes sources de données sur l'année 2022. La seule exception porte sur le prix des granulés. Un taux de variation de +/- 45 % sont appliqué car les prix ont diminué de cet ordre de grandeur entre fin 2022 et début 2024⁸⁶.

Sources et hypothèses

Tableau 21 : Hypothèses des calculs de LCOE des installations bois énergie domestiques.

Poêle à bûches	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022
Production utile/an (kWh)	8 000	8 000	8 000	8 000	8 000	8 000	8 000	8 000	8 000	8 000	8 000
Rendement (%)	69	69	69	69	72	73	73	73	73	73	73
Taux d'actualisation (%)	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2
Durée de vie (années)	25	25	25	25	25	25	25	25	25	25	25
Investissement (€ TTC)	3 290	3 380	3 440	3 500	3 490	3 550	3 660	3 780	3 830	4 194	4 768,6
Investissement (€ HT)	3 114	3 203	3 260	3 316	3 308	3 365	3 473	3 580	3 630	3 975	4 520
Exploitation fixe (€TTC/an)	150	150	150	150	150	150	150	150	150	150	150
Prix du combustible (€ TTC/MWh) (bûches de 33 cm)	37	40	41	37	36	38	39	38	42	41	44

Poêle à granulés	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022
Production utile/an (kWh)	8 000	8 000	8 000	8 000	8 000	8 000	8 000	8 000	8 000	8 000	8 000
Rendement (%)	83	83	83	83	83	84	84	85	85	85	85
Taux d'actualisation (%)	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2
Durée de vie (années)	20	20	20	20	20	20	20	20	20	20	20
Investissement (€ TTC)	3 640	3 770	3 820	3 910	4 070	4 140	4 300	4 450	4 690	5 116,8	5 749,8
Investissement (€ HT)	3 454	3 571	3 625	3 706	3 857	3 925	4 073	4 220	4 450	4 850	5 450
Exploitation fixe (€TTC/an)	150	150	150	150	150	150	150	150	150	150	150
Prix du combustible (€ TTC/MWh) (granulés en sacs vendus en sac par palette)	65	69	72	71	71	70	70	72	76	74	131

⁸⁶. Écart de 45 % mesuré sur la base des données Propellet pour les granulés en sac vendu par palette. Valeur fin 2022 : Indice des Prix T4 2022 – Propellet. Valeur mi 2024 : Indice des prix du granulé de bois — T2 2024 — Propellet.



Chaudière à bûches	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022
Production utile/an (kWh)	20 000	20 000	20 000	20 000	20 000	20 000	20 000	20 000	20 000	20 000	20 000
Rendement (%)	79	80	81	82	83	84	84	84	85	85	85
Taux d'actualisation (%)	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2
Durée de vie (années)	17	17	17	17	17	17	17	17	17	17	17
Investissement (€ TTC)	9 440	9 750	9 870	10 050	10 030	10 050	10 430	10 810	11 290	12 053	13 230
Investissement (€ HT)	8 945	9 238	9 357	9 530	9 509	9 525	9 888	10 250	10 700	11 425	12 540
Exploitation fixe (€TTC/an)	250	250	250	250	250	250	250	250	250	250	250
Prix du combustible (€ TTC/MWh) (bûches de 50 cm)	35	37	38	34	34	35	35	35	38	38	41

Chaudière à granulé	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022
Production utile/an (kWh)	20 000	20 000	20 000	20 000	20 000	20 000	20 000	20 000	20 000	20 000	20 000
Rendement (%)	85	85	86	86	86	86	87	87	87	87	87
Taux d'actualisation (%)	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2
Durée de vie (années)	17	17	17	17	17	17	17	17	17	17	17
Investissement (€ TTC)	11 520	11 890	12 080	12 270	12 540	12 570	12 840	13 120	13 130	14 221	15 530
Investissement (€ HT)	10 918	11 269	11 454	11 628	11 889	11 910	12 175	12 440	12 450	13 480	14 720
Exploitation fixe (€TTC/an)	250	250	250	250	250	250	250	250	250	250	250
Prix du combustible (€ TTC/MWh) (granulés vendus en vrac)	57	60	63	62	60	61	62	61	66	63	116

CAPEX : Pour 2017 à 2022, les prix moyens des études d'Observ'ER ont été retenus (prix moyens des poêles à bûches de 8 kW, des poêles à granulés de 8 kW, des chaudières à granulés de 16 à 20 kW et des chaudières à bûches de 16 à 20 kW). Pour 2012 à 2016, Observ'ER publiait des prix témoins, et non moyens. L'évolution des prix de 2012 à 2017 a donc été évaluée en extrapolant la donnée 2017 aux années 2012 à 2016 en suivant l'évolution des prix témoins sur cette période.

Une TVA de 5,5 % est appliquée sur les CAPEX en HT.

Prix des combustibles : Les prix proviennent de l'étude ADEME – CODA stratégie (livraison incluse)⁸⁷. Les prix du bois sont supposés constants sur la durée de vie de l'installation.

Pour les poêles à granulés, le prix des granulés vendus au détail était utilisé dans la précédente édition de l'étude ADEME sur les coûts des énergies renouvelables et de récupération. Pour la présente édition, les prix des granulés en sac par palette ont été utilisés car plusieurs études ont montré que les consommateurs s'approvisionnent majoritairement en grandes quantités⁸⁸.

OPEX et rendements : hypothèses reprises de la précédente édition de l'étude des coûts des EnR&R de l'ADEME⁸⁹. Les acteurs de la filière ont indiqué qu'il n'y avait pas de changement significatif sur ces aspects entre 2020 et 2022.

Durée de vie : les durées de vie pour les chaudières sont issues des Profils Environnementaux Produits (PEP) définis par le Programme PEP ecopassport de 2022⁹⁰. Les durées de vie pour les poêles sont issues de la norme des appareils de chauffage domestiques à combustible solide NF EN 16510-1. Les durées de vie sont donc différentes de la précédente édition de l'étude qui prenait comme hypothèse 22 ans pour les chaudières et 17 ans pour les poêles. Les durées de vies des chaudières sont donc revues à la baisse (passant de 22 à 17 ans). Celles des poêles sont revues à la hausse (passant de 17 à 20 et 25 ans). L'objectif de cette modification est de mieux refléter la durée de vie réelle des appareils.

⁸⁷. ADEME & CODA Stratégies (Mars 2023), *Enquête sur les prix des combustibles bois en 2022*.

⁸⁸. ADEME (2024) Situation du chauffage domestique au bois en 2022-2023 ; Propellet (NC) « Enquête consommateur : un attachement for pour le granulé de bois ! » disponible [ici](#).

⁸⁹. ADEME (2022), *Études des coûts des énergies renouvelables et de récupération*.

⁹⁰. Programme PEP Ecopassport (2022) Règles spécifiques aux chaudières gaz, fioul et biomasse. Accessible [ici](#).

6.2. Solaire thermique individuel

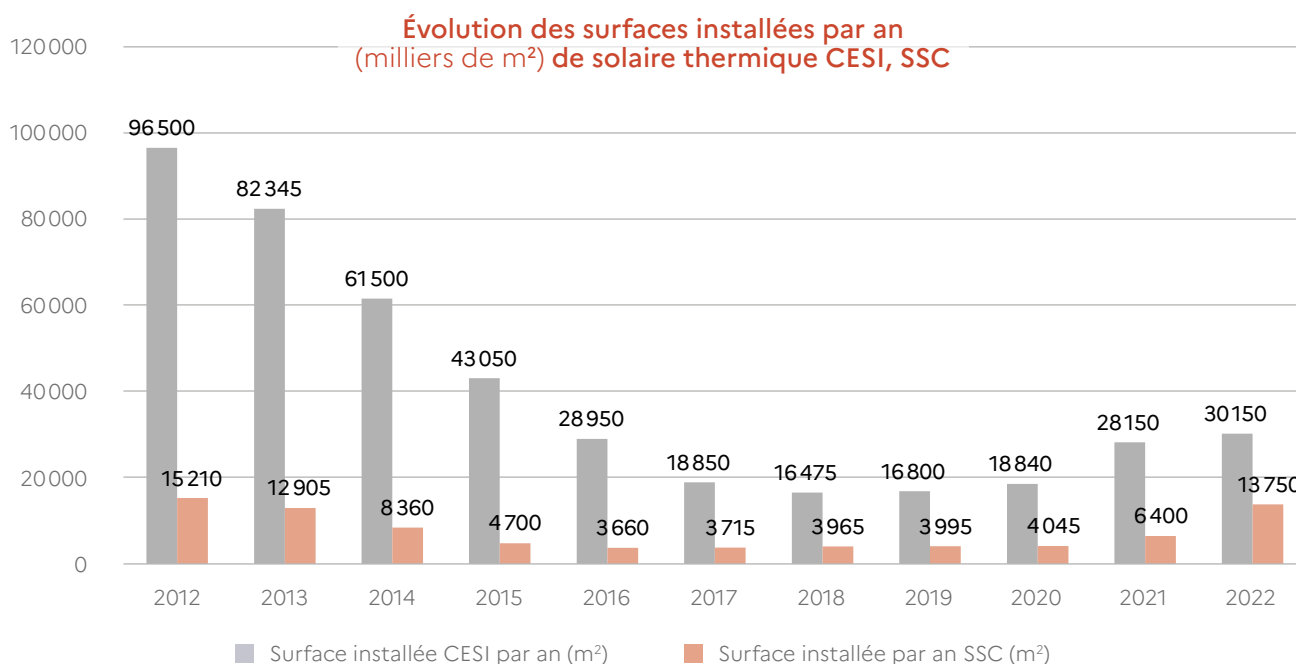
6.2.1. CONTEXTE ET ÉVOLUTION DES CAPACITÉS INSTALLÉES

La filière solaire thermique désigne l'ensemble des installations destinées à la production de chaleur par capture du rayonnement solaire afin de le transformer directement en chaleur. La filière comprend à la fois un segment individuel et un segment collectif, le premier dominant largement le second, avec 66 % de nouvelles installations en termes de m² en 2022⁹¹. Le segment collectif est traité plus tard dans cette étude (cf. section 7.2).

En ce qui concerne le fonctionnement du solaire thermique individuelle, la chaleur solaire captée est transmise à un ballon qui permet de chauffer une partie de l'eau chaude sanitaire (ECS) d'une maison individuelle (CESI : chauffe-eau solaire individuel). La chaleur peut également, en plus de produire de l'ECS, chauffer en partie un bâtiment en étant reliée à un système de chauffage traditionnel fonctionnant à basse température (SSC : système solaire combiné).

Fin 2022, 2,4 millions de m² de capteurs étaient en fonctionnement en France métropolitaine, produisant 1,3 TWh de chaleur renouvelable (0,2 % de la consommation finale de chaleur en France)⁹². La moitié de cette production est concentrée dans les régions AURA, Occitanie et PACA.

Sur l'année 2022, près de 150 000 m² de capteurs ont été vendus principalement dans les DROM où la filière est davantage dynamique qu'en métropole (44 250 m² vendus en 2022)⁹³. Ces ventes, en hausse depuis 3 ans, confirment la nouvelle tendance dans laquelle s'inscrit le solaire thermique, entraînée principalement par des dispositifs d'aides plus favorables, après plusieurs années de recul de la filière (cf. Graphique 74 : Évolution des surfaces installées de solaire thermique entre 2012 et 2022). Dans cette nouvelle tendance, les CESI dominent le marché en termes de surfaces nouvellement installées (30 150 en 2022, soit 16 % de plus par rapport à 2021), mais celui des SSC progresse plus rapidement, avec un doublement des ventes en 2022 par rapport à 2021 (13 750 m² contre 6 400 m²) et un triplement par rapport à 2020 (4 050 m²).



Source : Observ'ER (2023), *Suivi du marché 2022 des applications solaires thermiques individuelles*.

Graphique 74 : Évolution des surfaces installées de solaire thermique entre 2012 et 2022.

Globalement, malgré le retour à une bonne dynamique, la filière dans son ensemble (installations individuelles et collectives) est significativement en retard par rapport aux objectifs de la PPE qui prévoient 1,75 TWh produit en 2023, et 1,85 à 2,5 TWh en 2028 (cf. graphique 75).

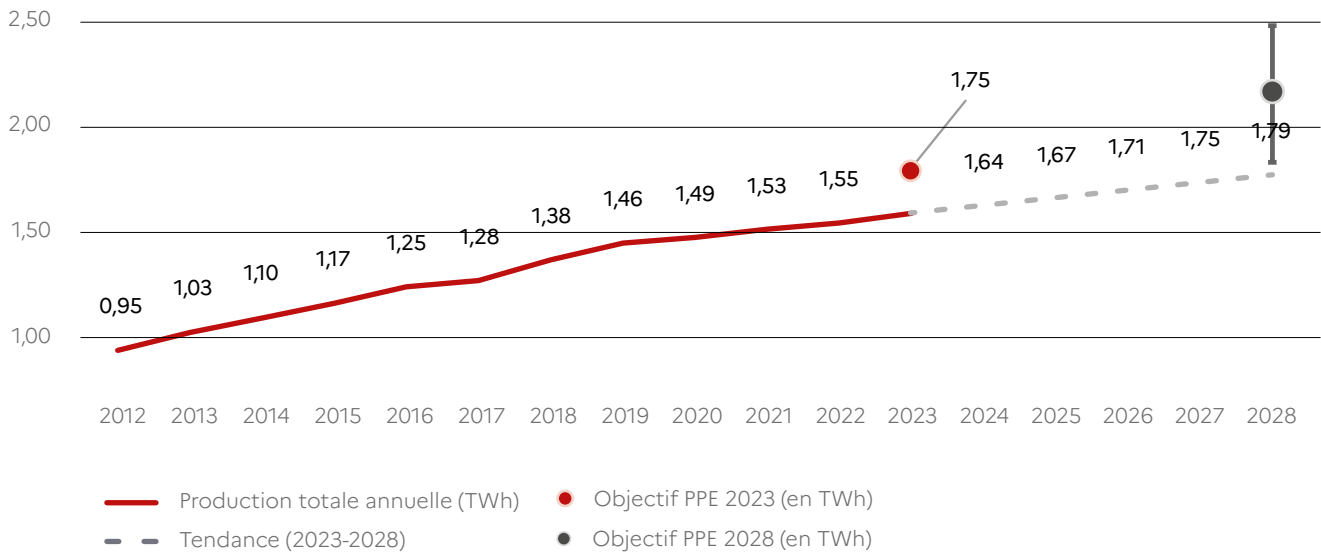
⁹¹. ADEME, SER, AFGP, CIBE, FEDENE, et UNICLIMA (2023) *Panorama de la chaleur renouvelable et de récupération*.

⁹². ADEME, SER, AFGP, CIBE, FEDENE, et UNICLIMA (2023) *Panorama de la chaleur renouvelable et de récupération*.

⁹³. Observ'ER (2023), *Suivi du marché 2022 des applications solaires thermiques individuelles*.



Évolution de la production de chaleur à partir de solaire thermique (Twh)



Source : SDES (2024), Chiffres clés des énergies renouvelables – édition 2024.

Remarque : Les chiffres indiqués concernent l'ensemble de la filière solaire thermique. Les chiffres de production associés uniquement aux segments individuels ne sont pas disponibles.
La tendance pour 2023-2028 est un prolongement de la tendance observée entre 2021 et 2023.

Graphique 75 : Évolution de la production de chaleur à partir de solaire thermique entre 2012 et 2022 par rapport aux objectifs de la PPE2.

6.2.2. PRÉSENTATION DU PÉRIMÈTRE

Dans le cadre de cette analyse, le périmètre d'étude du solaire thermique individuel comprend les CESI (chauffe-eau solaires individuels) et les SSC (systèmes solaires combinés).

Les chauffe-eau solaires individuels (CESI) sont des systèmes composés de capteurs solaires qui transforment le rayonnement solaire en chaleur. Celle-ci est stockée pour fournir l'eau chaude à un bâtiment. Les systèmes solaires combinés (SSC), quant à eux, permettent, en plus de fournir de l'eau chaude sanitaire, de contribuer au chauffage des espaces.

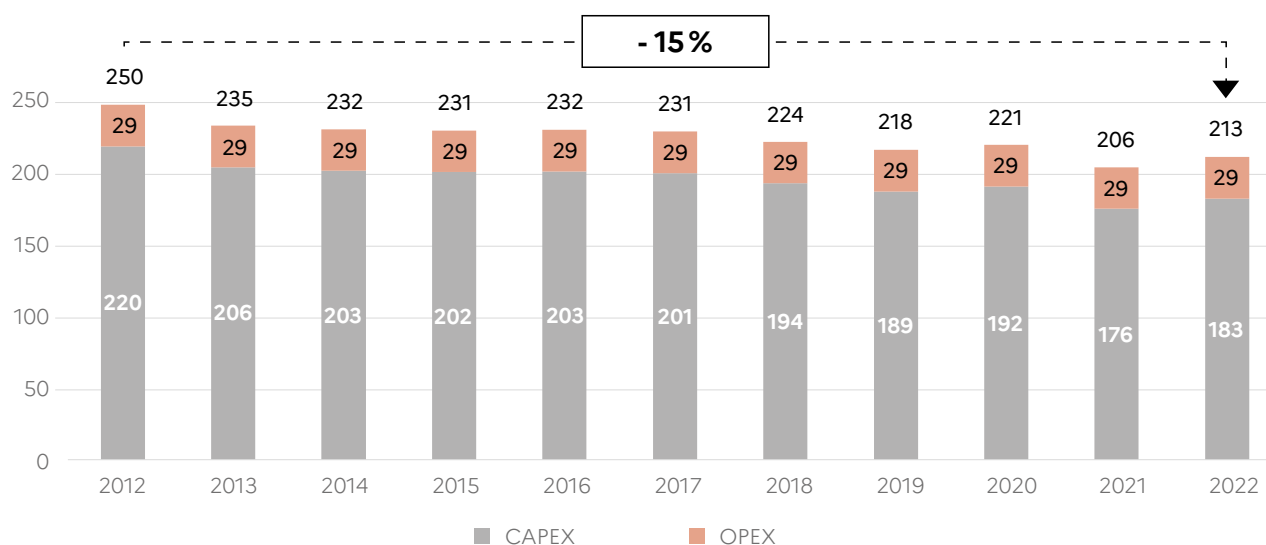
Tableau 22 : Périmètre d'étude de la filière solaire thermique individuelle.

Solaire thermique individuelle	
CESI	SSC

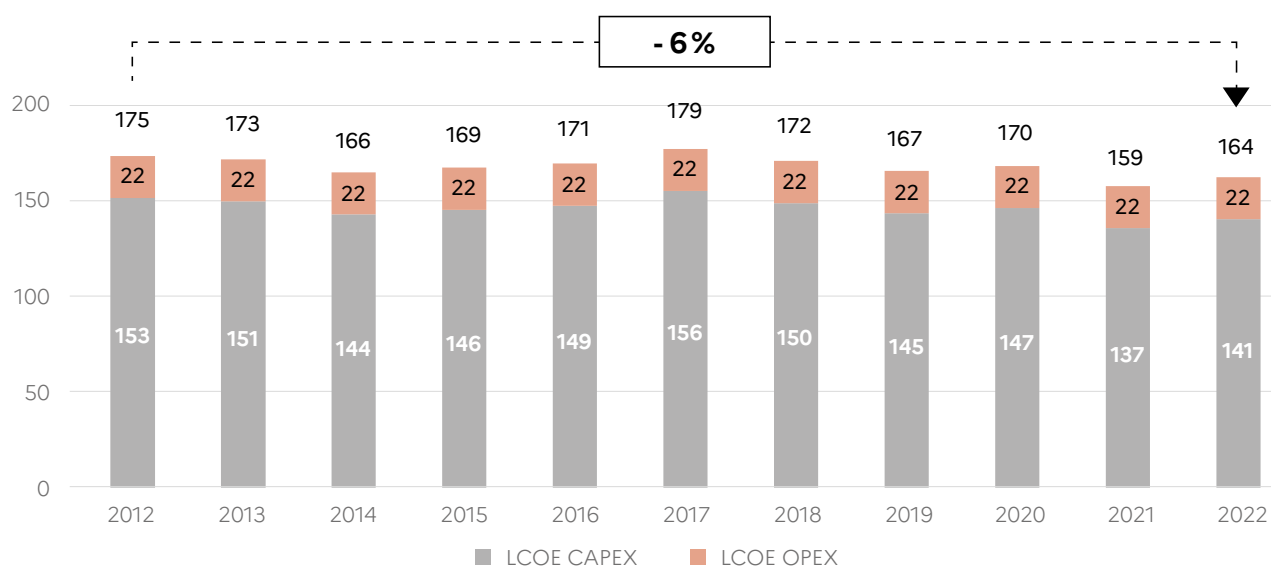


6.2.3. ÉVOLUTION DU LCOE

Évolution du LCOE des CESI entre 2012 et 2022 (€₂₀₂₂TTC/MWh)



Évolution du LCOE des SSC entre 2012 et 2022 (€₂₀₂₂TTC/MWh)



Graphiques 76 : Évolution du LCOE des CESI et SSC entre 2012 et 2022 pour la région Centre et Sud-Ouest.

Entre 2012 et 2022, les LCOE des CESI et des SSC, corrigés de l'inflation, ont diminué respectivement de 15 % et de 6 %, du fait d'abord d'une baisse progressive des coûts d'investissements entre 2012 et 2020, puis par un allongement de la durée de vie des installations entre 2020 et 2021. En effet, le passage de 25 à 30 ans de durée de vie entre 2020 et 2021 compense la hausse de l'ordre de 10 % des coûts d'investissements entre ces deux années. Ainsi, le LCOE de 2021 est en baisse par rapport à 2020 de 7 % pour les CESI et de 6 % pour les SSC.

En 2022, les coûts d'investissement ont connu à nouveau une hausse de 10 %, conduisant à un accroissement des LCOE de 3 % pour les CESI et pour les SSC après correction de l'inflation.

Pour les deux segments étudiés, les augmentations de coûts d'investissements en 2021 et en 2022 s'expliquent par une augmentation des prix des matières premières, notamment du cuivre et de l'aluminium — deux composants clés des panneaux solaires thermiques — accompagnés par une augmentation des prix du gaz et de l'électricité en Europe, où sont principalement produits les panneaux solaires thermiques utilisés en France⁹⁴.

Excepté les variations de CAPEX et le changement de durée de vie, les autres paramètres (OPEX, production par m², etc.) n'ont pas évolué significativement sur la période 2012-2022.

⁹⁴. Observ'ER (2023), *Suivi du marché 2022 des applications solaires thermiques individuelles*.

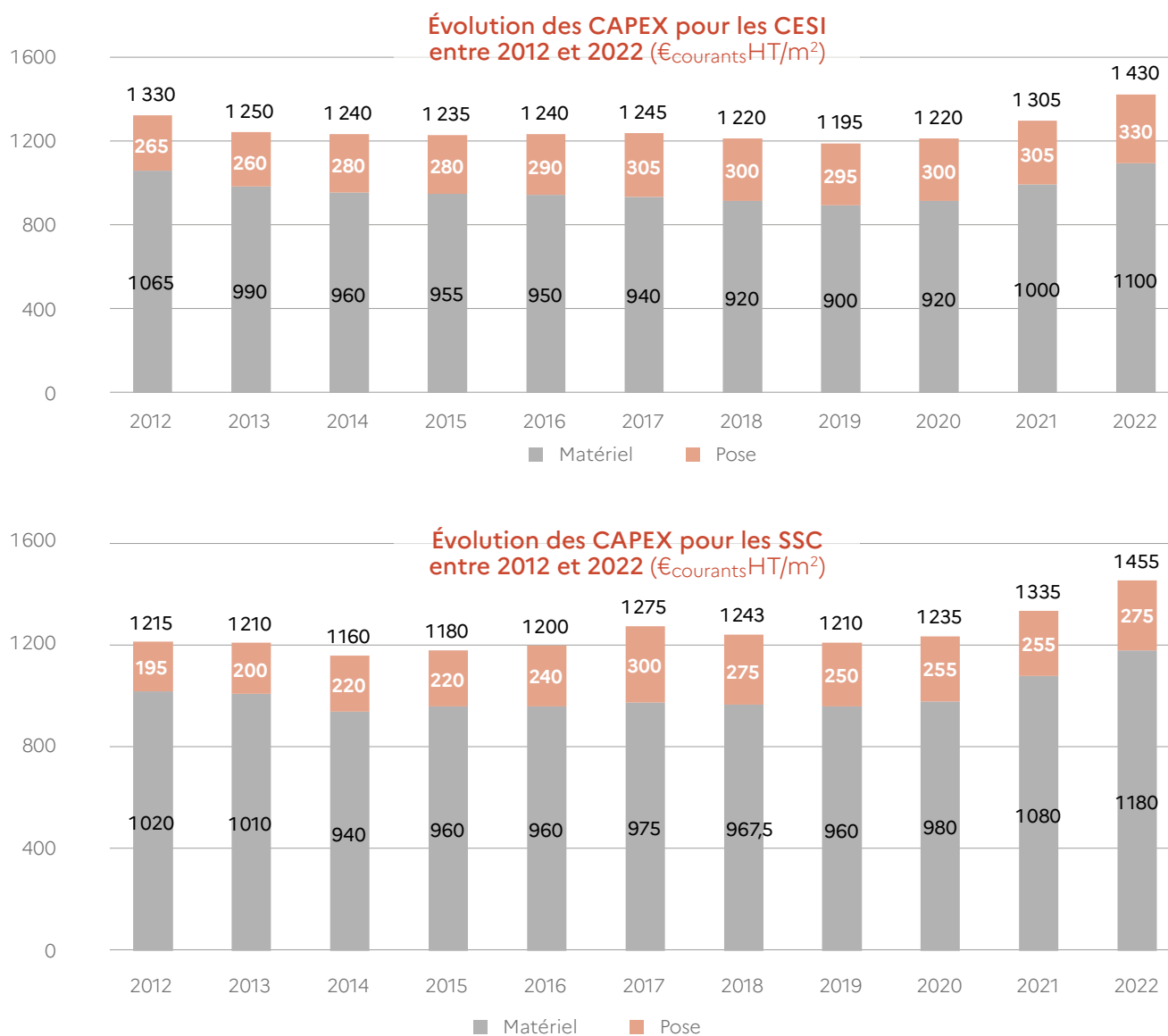


Les LCOE des installations solaires thermiques devraient maintenir une tendance haussière après 2022, mais dans une moindre mesure pour les SSC.

Les premières tendances pour 2023 indiquent que la hausse des prix du matériel et de la pose initiée depuis 2021 se poursuit en 2023 pour les CESI (+8 % par rapport à 2022), dans un contexte de baisse des ventes annuelles de ces appareils et d'augmentation des coûts de production. Les LCOE devraient donc continuer de croître significativement pour ce segment.

Concernant les SSC, la hausse du LCOE devrait se poursuivre en 2023, mais de manière plus limitée. En effet, la forte croissance des ventes, débutée en 2021, s'est accélérée en 2023 (+58 % des ventes par rapport à 2022), ce qui a permis aux constructeurs d'estomper l'impact de la hausse des coûts de productions grâce aux effets d'échelle enregistrés. Ainsi, les prix des SSC, matériel et pose compris, ont augmenté de 4,5 % en 2023 par rapport à 2022, contre près de 10 % par an les années précédentes⁹⁵.

6.2.4. ÉVOLUTION DES CAPEX



Graphiques 77 : Évolution des CAPEX entre 2012 et 2022 pour les CESI et les SSC en €_{courants} HT/m².

⁹⁵. Observ'ER (2023), *Suivi du marché 2022 des applications solaires thermiques individuelles*.



Entre 2012 et 2019, les coûts d'investissements liés au matériel (hors coûts liés à la pose) ont diminué significativement pour les CESI (-16 %) et dans une moindre mesure pour les SSC (-6 %). Depuis 2021, cette baisse s'est interrompue, avec une hausse de l'ordre de 10 % par an entre 2020 et 2021 puis entre 2021 et 2022, à la fois pour les CESI et pour les SSC. Comme évoqué dans la section 6.2.3, cette hausse s'explique par des coûts de matières premières, du gaz, et de l'électricité en augmentation sur la même période.

En ce qui concerne les coûts liés à la pose, ceux-ci sont beaucoup plus variables d'une année à l'autre, sans qu'une tendance générale ne se dégage. Le pic de 2017 observé pour les SSC peut s'expliquer par des coûts de prospection et de qualifications exceptionnellement élevés pour les installateurs cette année-là⁹⁶.

En 2022, la forte augmentation des coûts de pose (8 % pour CESI et comme pour les SSC) peut s'expliquer par une hausse générale des prix des travaux d'entretien et d'amélioration des bâtiments, de l'ordre de 10 % selon l'INSEE⁹⁷.

6.2.5. ANALYSE DE SENSIBILITÉ

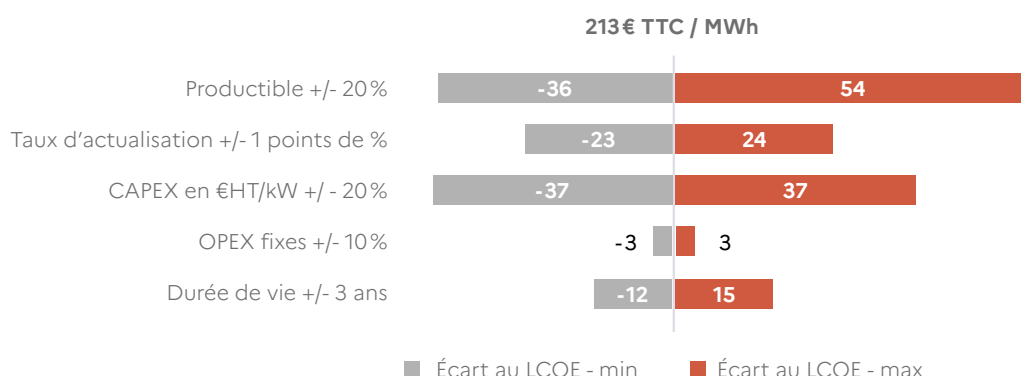
Une analyse de sensibilité du LCOE de la filière a été menée en faisant varier indépendamment plusieurs paramètres de calcul, toutes choses égales par ailleurs. L'impact sur le LCOE de la variation des paramètres choisis est expliqué dans le tableau suivant :

Impact de l'évolution du paramètre sur le LCOE	Augmentation du paramètre	Baisse du paramètre
Productible	↓	↑
Taux d'actualisation	↑	↓
CAPEX	↑	↓
OPEX	↑	↓
Durée de vie	↓	↑

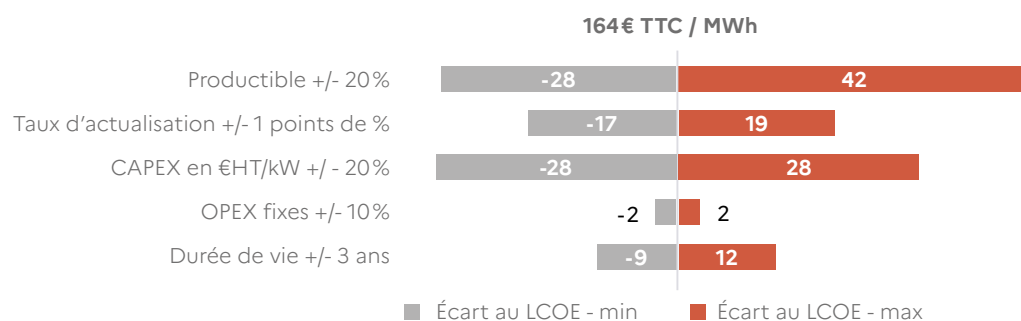
Légende : ↑ : la valeur du LCOE augmente ; ↓ : la valeur du LCOE diminue

Les résultats de l'analyse de sensibilité sont présentés dans les graphiques suivants :

Évolution du LCOE 2022 des CESI pour la variation de chaque paramètre (€₂₀₂₂TTC/MWh)



Évolution du LCOE 2022 des SCC pour la variation de chaque paramètre (€₂₀₂₂TTC/MWh)



Remarque :
L'asymétrie des impacts dans l'analyse de sensibilité du LCOE est principalement due aux effets non linéaires et aux interactions complexes entre les différents paramètres du calcul des LCOE (cf. section 3). Par exemple, l'augmentation du facteur de charge accroît la production et les coûts d'opération variables, pour des coûts d'investissement qui restent constants. Le LCOE n'évolue donc pas linéairement avec la variation du facteur de charge.

Graphiques 78 : Analyse de sensibilité du LCOE du solaire thermique individuel en 2022 pour la région Centre et Sud-Ouest.

⁹⁶. Observ'ER (2023), *Suivi du marché 2022 des applications solaires thermiques individuelles*.

⁹⁷. INSEE (2023), *Indices des prix d'entretien-amélioration des bâtiments (IPEA) pour le secteur résidentiel*.



Grille de lecture (exemple pour un paramètre) : Pour des SSC, si le taux d'actualisation augmente (baisse) de 1 point de pourcentage, le LCOE de ces installations augmente de 19 € TTC/MWh (baisse de 17 € TTC/MWh).

Les analyses de sensibilité révèlent que les LCOE des CESI et des SSC individuelles sont très influencés par la quantité de chaleur produite (qui dépend directement de l'exposition au Soleil), et des coûts d'investissement. Ainsi, une augmentation de 20 % de la quantité de chaleur produite conduit le LCOE à diminuer de 36€TTC/MWh pour les CESI et de 28 € TTC/MWh pour les SSC. À l'inverse, une baisse équivalente du productible amène le LCOE à augmenter de 54 € TTC/MWh pour les CESI et de 42 € TTC/MWh pour les SSC. Cela reflète la variation des

LCOE qui peut être observée selon la zone géographique d'implantation des panneaux solaires thermiques. De même, une augmentation (diminution) des CAPEX entraîne une hausse (une baisse) de 37€ TTC/MWh pour les CESI et de 28 € TTC/MWh pour les SSC.

Les valeurs des variations ont été déterminées en fonction des écarts à la moyenne effectivement constatés dans les différentes sources de données. Ainsi, une hausse de 20 % du productible par rapport à la situation de référence (360 kWh/m²) permet de s'approcher des conditions d'exposition dans le Sud de la France. À l'inverse, une baisse de 20 % du productible reflète approximativement l'exposition dans le Nord de la France.

Sources et hypothèses

Tableau 23 : Hypothèses de calcul de LCOE des CESI.

	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022
Production utile (kWh/m²)	360	360	360	360	360	360	360	360	360	360	360
Durée de vie (années)	25	25	25	25	25	25	25	25	25	30	30
CAPEX (€TTC/m²)	1 403	1 319	1 308	1 303	1 308	1 313	1 287	1 261	1 287	1 377	1 509
OPEX (€ TTC/m²/an)	9,4	9,4	9,5	9,5	9,5	9,6	9,7	9,8	9,9	10,0	10,5
Taux d'actualisation (%)	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2

Tableau 24 : Hypothèse de calcul de LCOE des SSC.

	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022
Production utile (kWh/m²)	475	475	475	475	475	475	475	475	475	475	475
Durée de vie (années)	25	25	25	25	25	25	25	25	25	30	30
Investissement (€ TTC/m²)	1 282	1 277	1 224	1 245	1 266	1 345	1 311	1 277	1 303	1 408	1 535
Exploitation (€ TTC/m²/an)	9,4	9,4	9,5	9,5	9,5	9,6	9,7	9,8	9,9	10,0	10,5
Taux d'actualisation (%)	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2

CAPEX : Les données CAPEX sont issues de l'étude Observ'ER sur le solaire thermique⁹⁸. Seule la donnée pour 2018 n'était pas disponible et a été calculée par interpolation linéaire entre 2017 et 2019. La répartition des CAPEX reprend celle utilisée par Observ'ER dans son étude sur le solaire thermique.

OPEX : la valeur pour l'année 2016 est issue de l'étude Enerplan (2017) « *Étude de la compétitivité et des retombées socio-économiques de la filière solaire française* » (page 57). Cette valeur a été extrapolée aux années 2012 à 2 022 en l'indexant sur l'inflation.

TVA : 5,5 % pour les CAPEX et les OPEX.

La production utile est issue de la précédente édition de l'étude et correspond à la zone Centre et Sud-Ouest⁹⁹.

Durée de vie : les hypothèses de durée de vie entre 2012 et 2020 proviennent de la précédente édition de l'étude¹⁰⁰. Les hypothèses pour 2021 et 2022 ont été fixées en échangeant avec les représentants de la filière.

Taux d'actualisation : voir section 3.

⁹⁸. Observ'ER (2023), *Suivi du marché 2022 des applications solaires thermiques individuelles*.

⁹⁹. ADEME (2022), *Coûts des EnR et de récupération en France*.

¹⁰⁰. ADEME (2022), *Coûts des EnR et de récupération en France*.

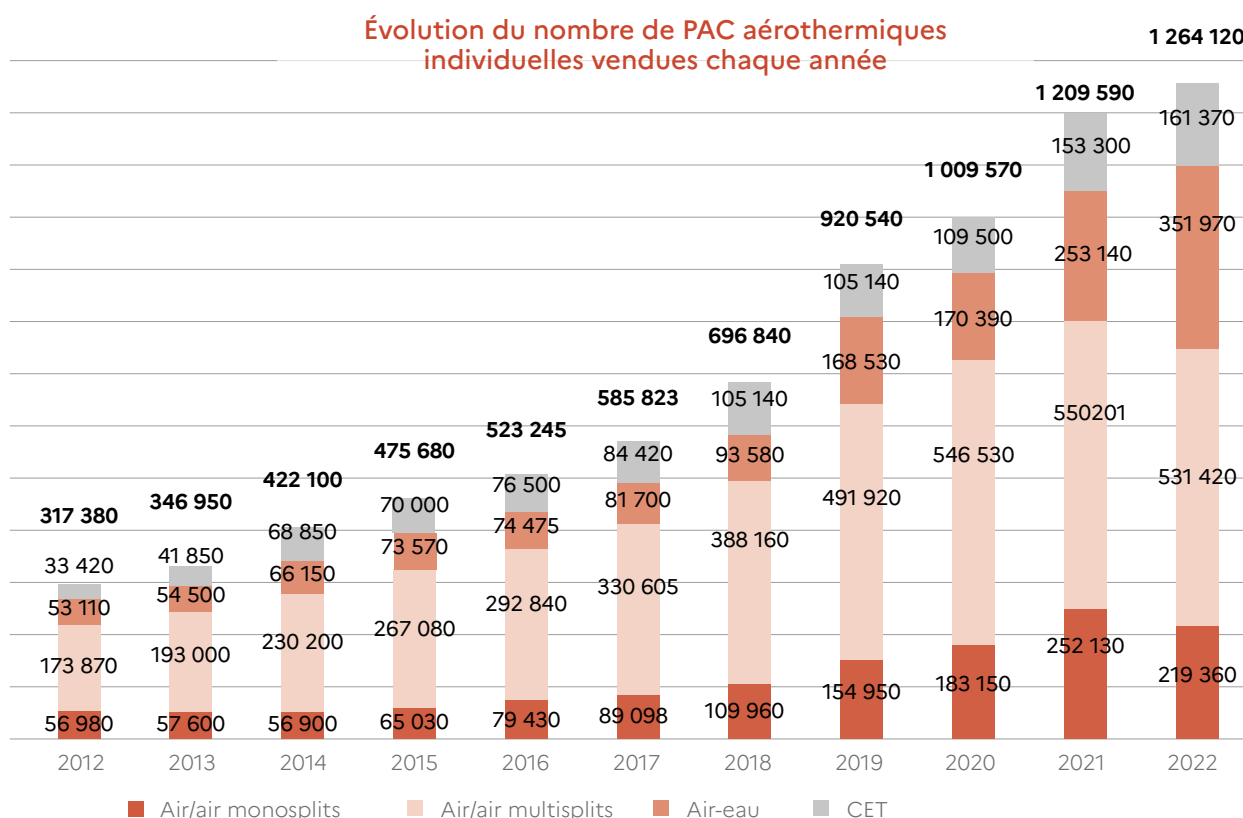
6.3. Pompes à chaleur aérothermiques individuelles

6.3.1. CONTEXTE ET ÉVOLUTION DES CAPACITÉS INSTALLÉES

La filière des pompes à chaleur (PAC) aérothermiques regroupe l'ensemble des installations destinées à produire de la chaleur et de l'eau chaude à partir de la chaleur présente dans l'air. Cette filière se divise en deux segments : le segment individuel et le segment collectif et

tertiaire. Le segment individuel domine largement, représentant 71 % des installations en 2022. En raison du manque de données, le segment collectif et tertiaire n'est pas abordé dans cette étude.

À la fin de 2022, 4,5 millions de pompes à chaleur aérothermiques étaient installées dans des maisons individuelles, générant une production de chaleur renouvelable de 29,2 TWh.¹⁰¹



Source : Observ'ER (2024), *Suivi du marché 2023 des pompes à chaleur individuelles*.

Graphique 79 : évolution du marché des PAC aérothermiques individuelles depuis 2012.

En 2022, plus de 1,2 million de PAC aérothermiques individuelles et CET ont été vendus en France, soit une hausse de 4,5 % par rapport à 2021, avec une majorité de PAC air/air (59 %) et air/eau (28 %).

Le marché des PAC aérothermiques est prometteur, avec une demande en constante augmentation, particulièrement pour les PAC air/eau. L'objectif de la Programmation pluriannuelle de l'énergie (PPE) concernant la production des PAC aérothermiques pour 2028,

fixé entre 39 et 45 TWh, a déjà été atteint, puisque 39 TWh de chaleur renouvelable ont été produits en 2022.

Cependant, la filière fait face à des défis importants, notamment les pénuries de composants et les contraintes réglementaires, en particulier celles liées aux fluides frigorigènes. Les installateurs rencontrent des problèmes d'approvisionnement qui pourraient limiter les ventes malgré une demande élevée.

¹⁰¹. ADEME, SER, AFPG, CIBE, FEDENE, et UNICLIMA (2023), *Panorama de la chaleur renouvelable*.



6.3.2. PRÉSENTATION DU PÉRIMÈTRE

Pour cette étude, la filière des PAC aérothermiques individuelles a été segmentée selon le type d'installations :

- **Les PAC air/air** : elles captent les calories de chaleur présentes dans l'air extérieur pour chauffer un bâtiment. Une unité située à l'extérieur récupère les calories de l'air et les transmet à un liquide frigorigène, acheminé ensuite vers une unité intérieure qui diffuse cette chaleur dans le bâtiment grâce à des splits ou des ventilo-convecteurs.
- **Les PAC air/eau** : elles captent les calories de chaleur présentes dans l'air extérieur pour chauffer le bâtiment. Une unité extérieure récupère les calories de l'air et les transmet à un liquide caloporteur, qui est ensuite acheminé vers les émetteurs de chauffage (ra-

diateurs, planchers chauffants, etc.). Elles nécessitent donc un réseau de chauffage central pour fonctionner et peuvent également produire de l'eau chaude sanitaire.

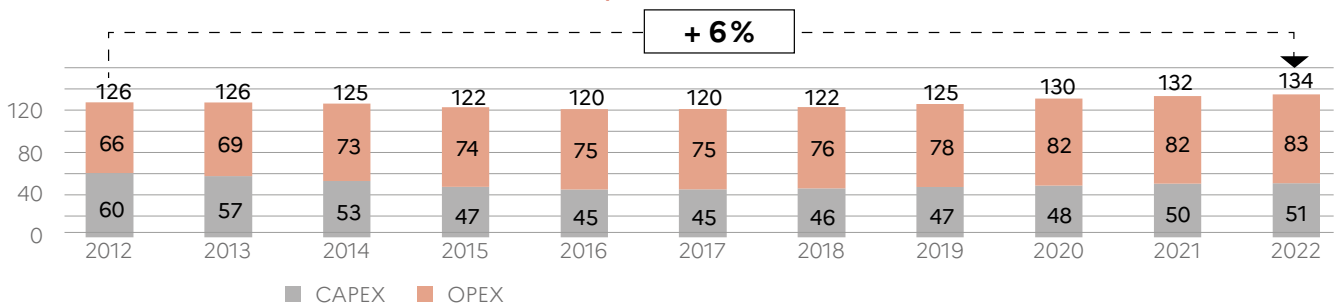
- **Les chauffe-eau thermodynamiques (CET)** : ces appareils intègrent une PAC en plus d'une résistance électrique. La PAC récupère les calories de l'air pour chauffer l'eau sanitaire.

Tableau 25 : Périmètre de l'étude de la filière PAC aérothermiques individuelles.

PAC aérothermique individuelles	
PAC air/eau	PAC air/air
CET	

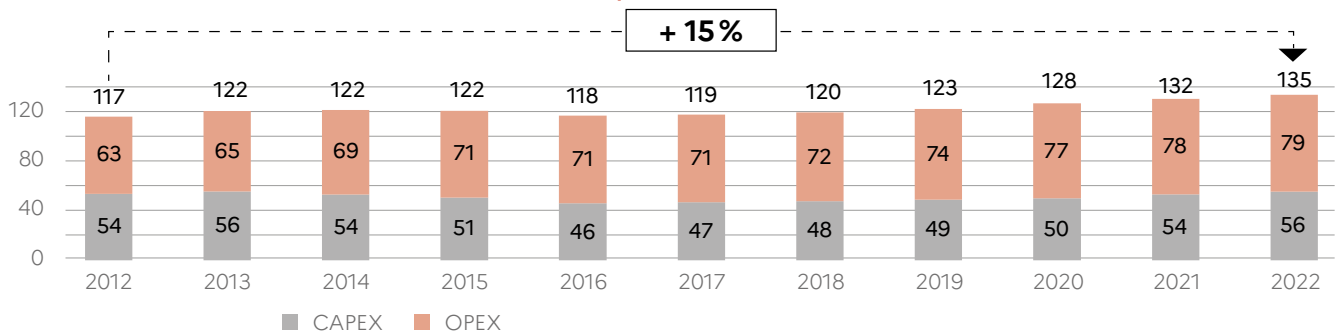
6.3.3. ÉVOLUTION DU LCOE

Évolution du LCOE des PAC aérothermiques air/air entre 2012 et 2022 (€₂₀₂₂TTC/MWh)



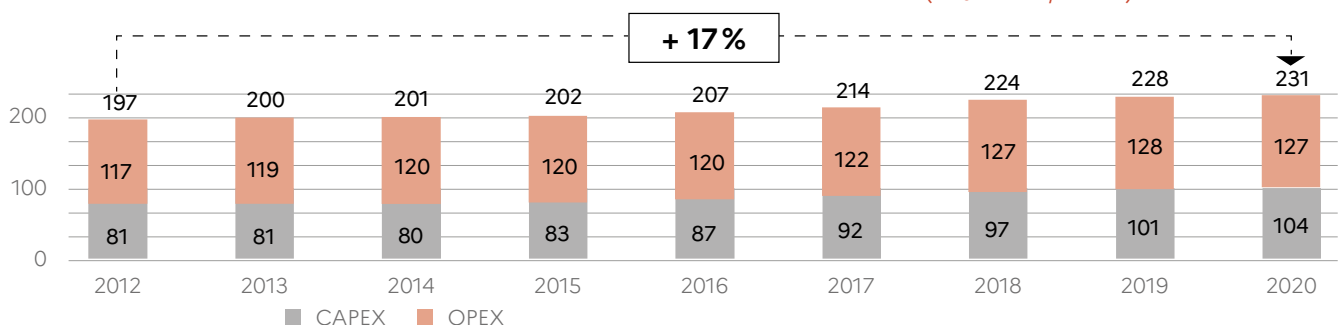
Graphique 80 : Évolution du LCOE des PAC aérothermiques air/air entre 2012 et 2022 (€₂₀₂₂ TTC/MWh).

Évolution du LCOE des PAC aérothermiques air/eau entre 2012 et 2022 (€₂₀₂₂TTC/MWh)



Graphique 81 : Évolution du LCOE des PAC aérothermiques air/eau entre 2012 et 2022 (€₂₀₂₂ TTC/MWh).

Évolution des CAPEX des CET entre 2012 et 2022 (€₂₀₂₂TTC/MWh)

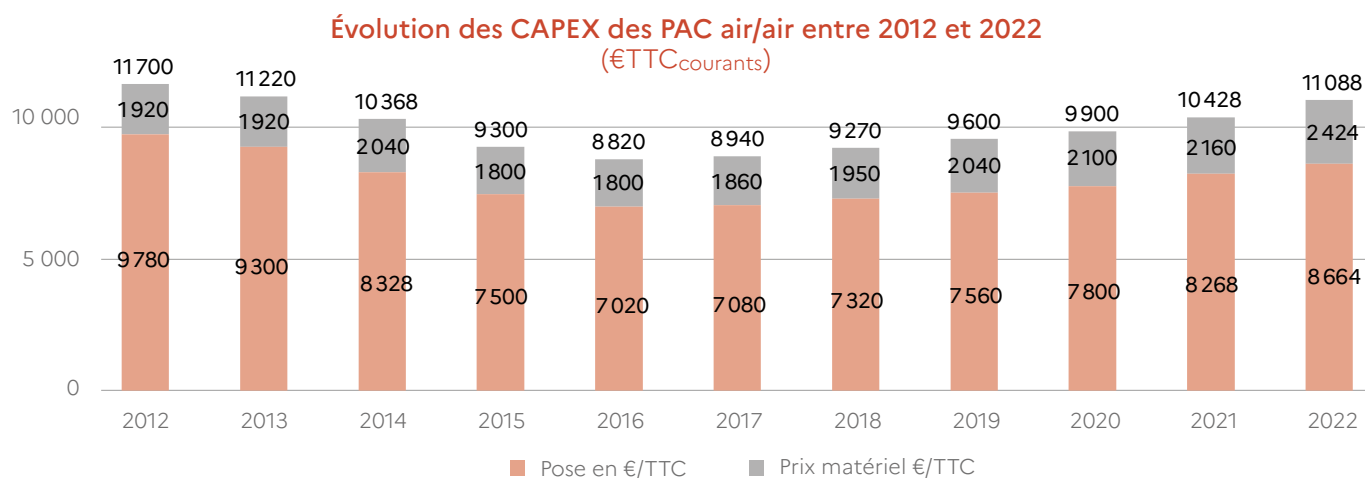


Graphique 82 : Évolution du LCOE des CET entre 2012 et 2022 (€₂₀₂₂ TTC/MWh).

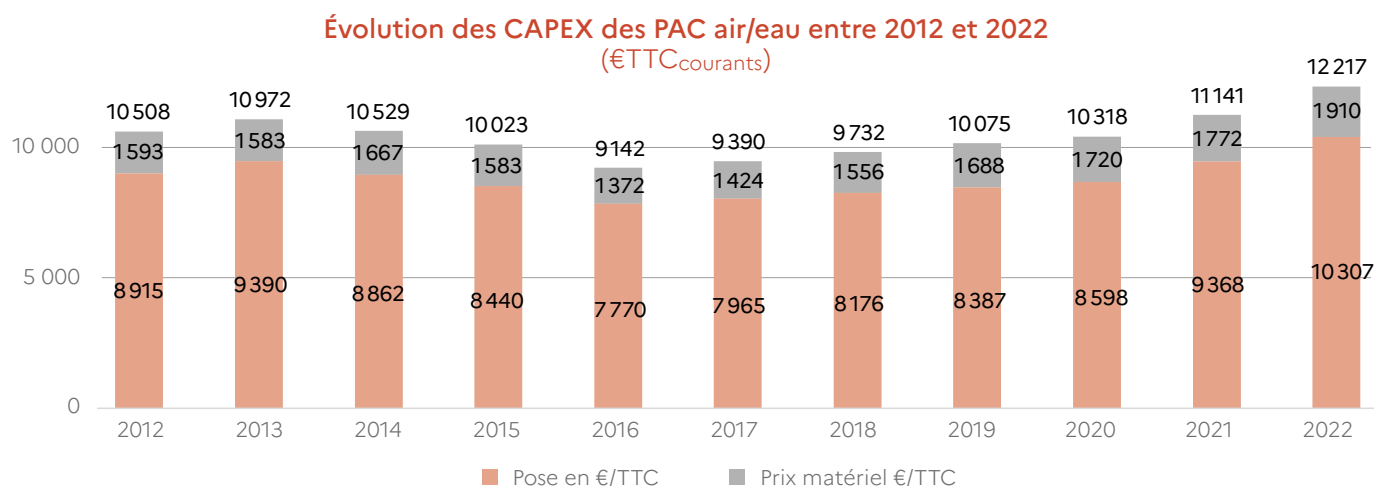


Entre 2012 et 2022, le LCOE des PAC air/air et air/eau, ajusté pour l'inflation, a augmenté de 6 % et 15 % respectivement, tandis que celui des chauffe-eau thermodynamiques (CET) a augmenté de 17 %. La hausse du LCOE des PAC air/air, air/eau et des CET est liée à l'augmentation des coûts des matières premières, du transport et de l'énergie, rendant ces équipements plus coûteux.

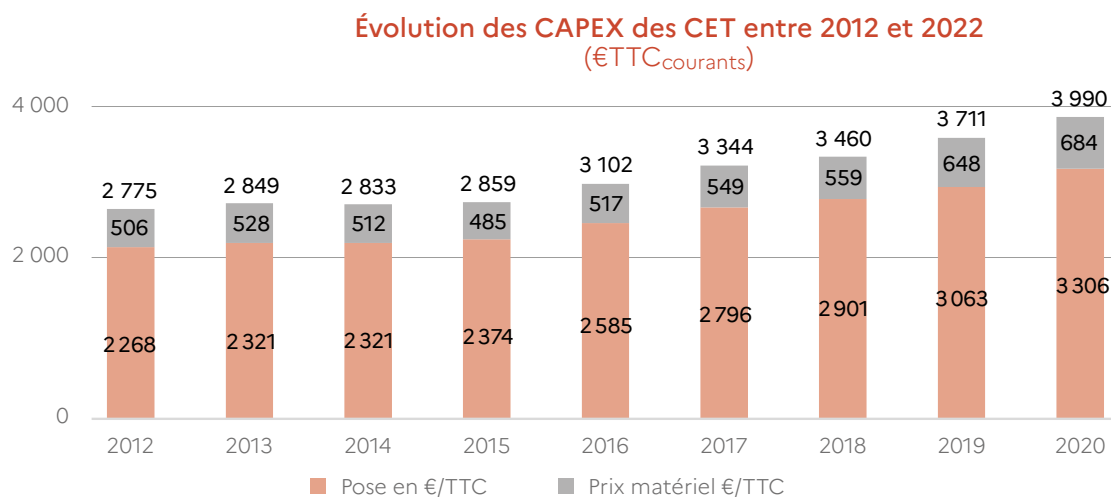
6.3.4. ÉVOLUTION DES CAPEX



Graphique 83 : Évolution des CAPEX des PAC air/air entre 2012 et 2022 (€TTC_{courants}).



Graphique 84 : Évolution des CAPEX des PAC air/eau entre 2012 et 2022 (€TTC_{courants}).



Graphique 85 : Évolution des CAPEX des CET entre 2012 et 2022 (€TTC_{courants}).



En 2022, le CAPEX moyen des pompes à chaleur aérothermiques individuelles est de 12 217 € pour les PAC air/eau, de 11 088 € pour les PAC air/air et de 3 990 € pour les chauffe-eau thermodynamiques. Ce coût comprend l'équipement et son installation. Le matériel représente en moyenne 84 % des coûts d'investissement pour les PAC air/eau, 78 % pour les PAC air/air, et 83 % pour les CET.

Entre 2016 et 2022, les coûts d'investissement ont fortement augmenté, renversant la tendance à la baisse observée depuis 2012. Cette hausse a été particulièrement marquée en 2021 et 2022, avec une augmentation de 10 % pour les PAC air/eau, de 6 % pour les PAC air/air, et de 8 % pour les chauffe-eau thermodynamiques. Cette augmentation est principalement due à la répercussion des coûts de l'énergie, notamment des carburants, sur le prix des équipements et de l'installation.

En 2022, suite au conflit Russo-Ukrainien, l'approvisionnement en pièces et matériaux est devenu très tendu, entraînant des délais de disponibilité plus longs. Les fournisseurs, soumis à de fortes tensions, ont demandé à leurs clients, notamment les fabricants de PAC, de commander plus en avance, sur des volumes croissants et à des prix en constante augmentation, ce qui a posé des problèmes de stockage à toute la chaîne.¹⁰²

Analyse de sensibilité

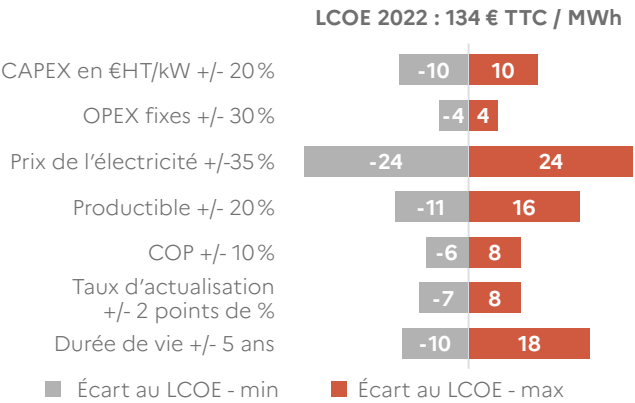
Une analyse de sensibilité du LCOE de la filière a été menée en faisant varier indépendamment les paramètres, toutes choses égales par ailleurs. L'impact sur le LCOE de la variation des paramètres choisis est expliqué dans le tableau suivant :

Impact de l'évolution du paramètre sur le LCOE	Augmentation du paramètre	Baisse du paramètre
CAPEX	↑	↓
OPEX fixes	↑	↓
Prix de l'électricité	↑	↓
Productible	↓	↑
COP	↓	↑
Taux d'actualisation	↑	↓
Durée de vie	↓	↑

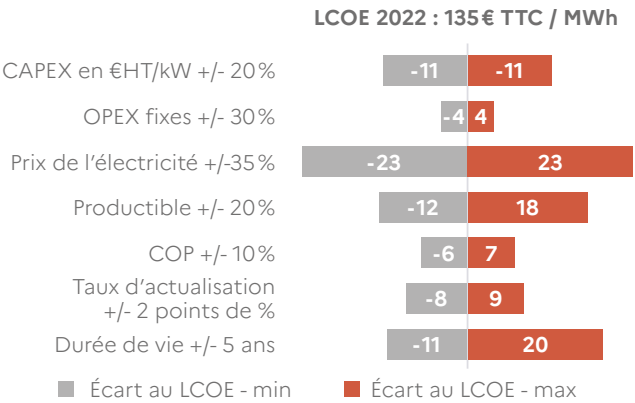
Légende : ↑ : la valeur du LCOE augmente ; ↓ : la valeur du LCOE diminue

Les résultats de l'analyse de sensibilité sont présentés dans les graphiques suivants :

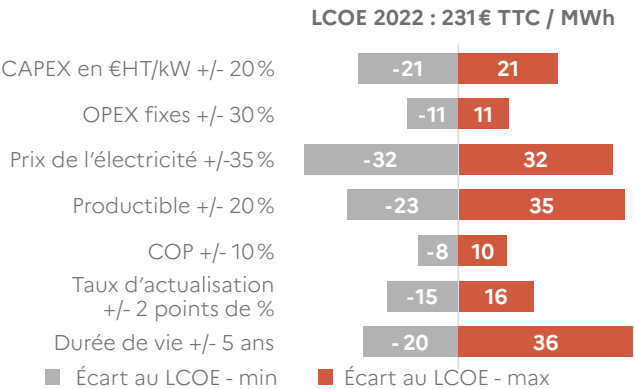
Évolution du LCOE 2022 des PAC air/air pour la variation de chaque paramètre



Évolution du LCOE 2022 des PAC air/eau pour la variation de chaque paramètre



Évolution du LCOE 2022 des CET pour la variation de chaque paramètre



Remarque : L'asymétrie des impacts dans l'analyse de sensibilité du LCOE est principalement due aux effets non linéaires et aux interactions complexes entre les différents paramètres du calcul des LCOE (cf. section 3). Par exemple, l'augmentation du facteur de charge accroît la production et les coûts d'opération variables, pour des coûts d'investissement qui restent constants. Le LCOE n'évolue donc pas linéairement avec la variation du facteur de charge.

Graphiques 86 : Analyse de sensibilité du LCOE des PAC air/air en 2022.

102. Entretien avec les experts de la filière

2022, une augmentation de 20 % de la production de chaleur par les PAC aérothermiques air/eau entraîne une baisse du LCOE de 12 € TTC/MWh sur l'ensemble du cycle de vie de l'installation. Une baisse équivalente de la production entraîne une hausse de 18 € TTC/MWh du LCOE de l'installation.

Les analyses de sensibilité révèlent que le LCOE moyen des pompes à chaleur aérothermiques individuelles est fortement influencé par quatre facteurs clés : le productible, les prix de l'électricité, la durée de vie des installations et les CAPEX. Par exemple, si les prix de l'électricité augmentent ou diminuent de 35 %, l'impact pour le LCOE des PAC air/air est de ± 24 € TTC/MWh, de ± 23 € TTC/MWh pour les PAC air/eau et ± 32 € TTC/MWh pour les CET. Une variation de ± 20 % du productible entraîne une augmentation d'environ 35 € TTC/MWh ou une réduction de 23 € TTC/MWh du LCOE pour les CET, une augmentation de 16 € TTC/MWh ou une réduction de 11 € TTC/MWh pour les PAC air/air et

une augmentation de 18 € TTC/MWh ou une réduction de 12 € TTC/MWh pour les PAC air/eau. Cette forte sensibilité s'explique par l'importance du facteur de charge dans la performance de la filière. De plus, une fluctuation de ± 20 % des CAPEX induit une variation correspondante du LCOE d'environ ± 21 € TTC/MWh pour les CET, ± 10 € TTC/MWh pour les PAC air/air, ± 11 € TTC/MWh pour les PAC air/eau, soulignant ainsi l'impact significatif de l'investissement initial sur le coût global de la filière.

Les valeurs des variations ont été sélectionnées en fonction des écarts à la moyenne effectivement observés dans les sources de données. Par exemple, les COP peuvent être variables au sein de la filière en fonction des constructeurs de PAC, de leur entretien ou encore des conditions de fonctionnement, la température de l'air extérieur influençant les performances des installations. À des températures basses, il est plus difficile de capter la chaleur, ce qui réduit leur COP.





Sources et hypothèses

Tableau 26 : Hypothèses de calcul des LCOE des PAC aérothermiques individuelles air/air.

	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022
Production utile (kWh/an)	15 000	15 000	15 000	15 000	15 000	15 000	15 000	15 000	15 000	15 000	15 000
SCOP	3	3	3	3	3	3	3	3	3	3	3
Taux d'actualisation	2 %	2 %	2 %	2 %	2 %	2 %	2 %	2 %	2 %	2 %	2 %
Durée de fonctionnement (années)	17	17	17	17	17	17	17	17	17	17	17
Prix matériel (€ TTC)	9 780	9 300	8 328	7 500	7 020	7 080	7 320	7 560	7 800	8 268	8 664
Pose (€ TTC)	1 920	1 920	2 040	1 800	1 800	1 860	1 950	2 040	2 100	2 160	2 424
Investissement (€ TTC)	11 700	11 220	10 368	9 300	8 820	8 940	9 270	9 600	9 900	10 428	11 088
Exploitation fixe (€/an)	190	191	192	192	193	195	198	200	200	203	214
Prix de l'électricité (€ TTC/MWh)	138	147	157	162	165	166	171	178	189	193	207

TVA 20 %

Tableau 27 : Hypothèses de calcul des LCOE des PAC aérothermiques individuelles air/eau.

	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022
Production utile (kWh/an)	15 000	15 000	15 000	15 000	15 000	15 000	15 000	15 000	15 000	15 000	15 000
SCOP	3,2	3,2	3,2	3,2	3,2	3,2	3,2	3,2	3,2	3,2	3,2
Taux d'actualisation	2 %	2 %	2 %	2 %	2 %	2 %	2 %	2 %	2 %	2 %	2 %
Durée de fonctionnement (années)	17	17	17	17	17	17	17	17	17	17	17
Prix matériel (€ TTC)	8 915	9 390	8 862	8 440	7 770	7 965	8 176	8 387	8 598	9 368,4	10 307
Pose (€ TTC)	1 593	1 583	1 667	1 583	1 372	1 424	1 556	1 688	1 720	1 772	1 910
Investissement (€ TTC)	10 508	10 972	10 529	10 023	9 142	9 390	9 732	10 075	10 318	11 141	12 217
Exploitation fixe (€/an)	190	191	192	192	193	195	198	200	200	203	214
Prix de l'électricité (€ TTC/MWh)	138	147	157	162	165	166	171	178	189	193	207

TVA réduite à 5 %

Tableau 28 : Hypothèses de calcul des LCOE des CET.

	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022
Production utile (kWh/an)	2 650	2 650	2 650	2 650	2 650	2 650	2 650	2 650	2 650
SCOP	2,25	2,25	2,25	2,25	2,25	2,25	2,25	2,25	2,25
Taux d'actualisation	2 %	2 %	2 %	2 %	2 %	2 %	2 %	2 %	2 %
Durée de fonctionnement (années)	17	17	17	17	17	17	17	17	17
Prix matériel (€ TTC)	2 268	2 321	2 321	2 374	2 585	2 796	2 901	3 063	3 306
Pose (€ TTC)	506	528	512	485	517	549	559	648	684
Investissement (€ TTC)	2 800	2 800	2 800	2 900	3 100	3 300	3 500	3 700	4 000
Exploitation fixe (€/an)	92,5	92,5	92,5	92,5	92,5	92,5	93,5	93,5	93,5
Prix de l'électricité (€ TTC/MWh)	157	162	165	166	171	178	189	193	207

TVA 20 %

CAPEX : Les données CAPEX ainsi que leur répartition sont issues de l'étude Observ'ER sur les PAC¹⁰³.

Les OPEX sont issus de la précédente édition de l'étude (ADEME, 2022)¹⁰⁴ et ont été indexés sur l'inflation.

TVA : 20 % pour les CAPEX des PAC air/air et des CET, chiffre issu de la précédente édition de l'étude (ADEME, 2022). Un taux de TVA réduit de 5,5 % est appliqué pour la filière PAC air/eau¹⁰⁵.

La production utile a été fixée en concertation avec les acteurs de la filière.

Durée de vie : les hypothèses de durée de vie entre 2012 et 2020 proviennent de la précédente édition de l'étude⁵. Les hypothèses pour 2021 et 2022 ont été fixées par dire d'experts.

Taux d'actualisation : voir la section 3.2.2.5.

Coefficient de performance (COP) : les valeurs de COP sont issues de l'étude de l'ADEME « Campagne de mesure 100 PAC, 2025 ».

6.4. Pompes à chaleur géothermiques individuelles

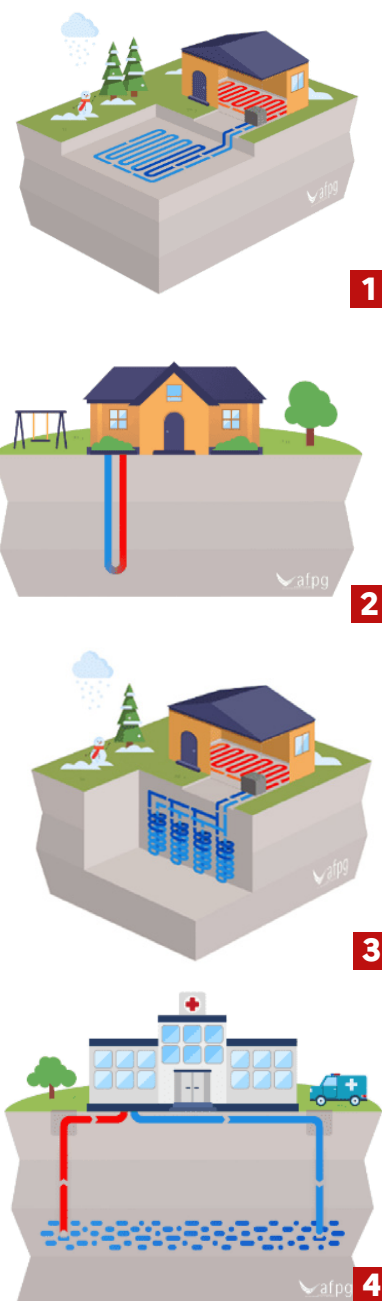
6.4.1. CONTEXTE ET ÉVOLUTION DES CAPACITÉS INSTALLÉES

La géothermie de surface, également appelée géothermie de « très basse énergie », valorise par une pompe à chaleur (PAC) la chaleur du sous-sol jusqu'à une profondeur de 200 m, où la température est de moins de 30°. La chaleur du sous-sol est récupérée soit par des capteurs enterrés, soit par des forages dans des aquifères superficiels.

On distingue 4 principales technologies de PAC géothermiques qui sont étudiées ici :

- **Les PAC eau glycolée/eau sur capteurs horizontaux [1] :** dans ce système, un fluide composé d'eau et de glycol (pour éviter le gel) circule dans des tubes enterrés horizontalement à faible profondeur (au moins 80 cm) dans le sol. Ce fluide capte la chaleur du sous-sol, qui est ensuite transférée à la pompe à chaleur. La pompe utilise cette chaleur pour chauffer le bâtiment via un second fluide, qui circule dans le système de chauffage.
- **Les PAC eau glycolée/eau sur sondes verticales [2] :** dans ce type de système, des sondes géothermiques verticales sont utilisées pour capter la chaleur du sous-sol. Le fluide, composé d'eau et de glycol, circule dans une ou plusieurs sondes enfoncées verticalement à une profondeur pouvant atteindre 200 mètres. Ce fluide capte la chaleur et la transfère à la pompe à chaleur, qui l'utilise ensuite pour chauffer le bâtiment.
- **Les PAC eau glycolée/eau sur capteurs compacts [3] :** les capteurs compacts (corbeilles ou murs géothermiques) sont similaires aux sondes verticales, mais fonctionnent à des profondeurs beaucoup plus faibles (moins de 10 mètres). Le fluide, composé d'eau et de glycol, circule dans ces échangeurs géothermiques compacts et capte la chaleur du sol, puis la transfère à la pompe à chaleur pour chauffer le bâtiment.
- **Les PAC eau/eau sur nappe [4] :** dans ce système, un forage (puits de prélèvement) permet de capter l'eau d'une nappe phréatique. L'eau circule dans la pompe à chaleur et transmet sa chaleur au fluide circulant dans le système de chauffage du bâtiment. L'eau refroidie est ensuite réinjectée dans la nappe via un second forage (puits de réinjection).

Par ailleurs, en plus de produire de la chaleur, certaines PAC sont réversibles et sont ainsi capables de produire activement du froid (climatisation). Il est possible également d'assurer le refroidissement passif des bâtiments par *geocooling* : en profitant de la fraîcheur du sous-sol ; le fluide caloporteur circulant dans le sol transmet sa fraîcheur au fluide circulant dans le bâtiment, sans faire fonctionner la pompe à chaleur (seule une pompe de circulation du fluide est utilisée).



Source des figures : AFPG (<https://www.afpg.asso.fr/les-types-de-capteurs-part/>)

¹⁰³. Observ'ER (2023), Suivi du marché 2022 des pompes à chaleur individuelles.

¹⁰⁴. ADEME (2022), Coûts des EnR et de récupération en France

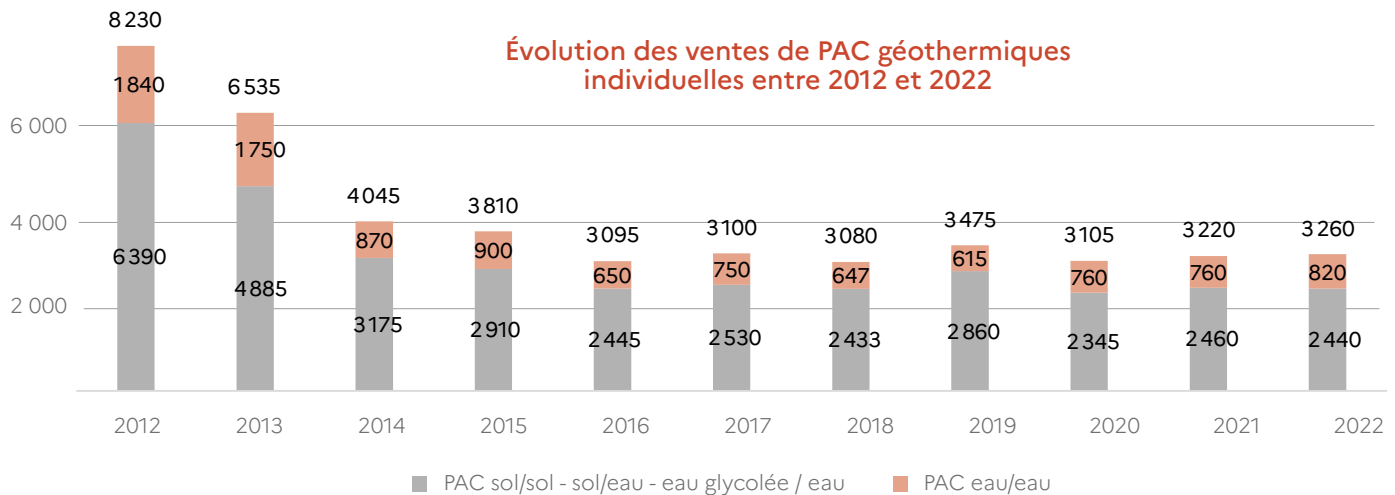
¹⁰⁵. IZI by EDF, Profiter de la TVA réduite pour une PAC



En 2022, le parc de PAC géothermiques individuelles, d'une puissance inférieure à 30 kW, comptait 201 201 unités pour 1 811 MW installés, produisant 3,75 TWh. Le segment individuel domine ainsi largement la filière PAC géothermique, avec 96 % des installations et 82 % de la puissance installée¹⁰⁶.

En 2022, les ventes de pompes à chaleur géothermiques sont restées stables par rapport aux dernières années, mais à un niveau toujours bas comparativement aux PAC aérothermiques individuelles air/air et air/eau (3 260

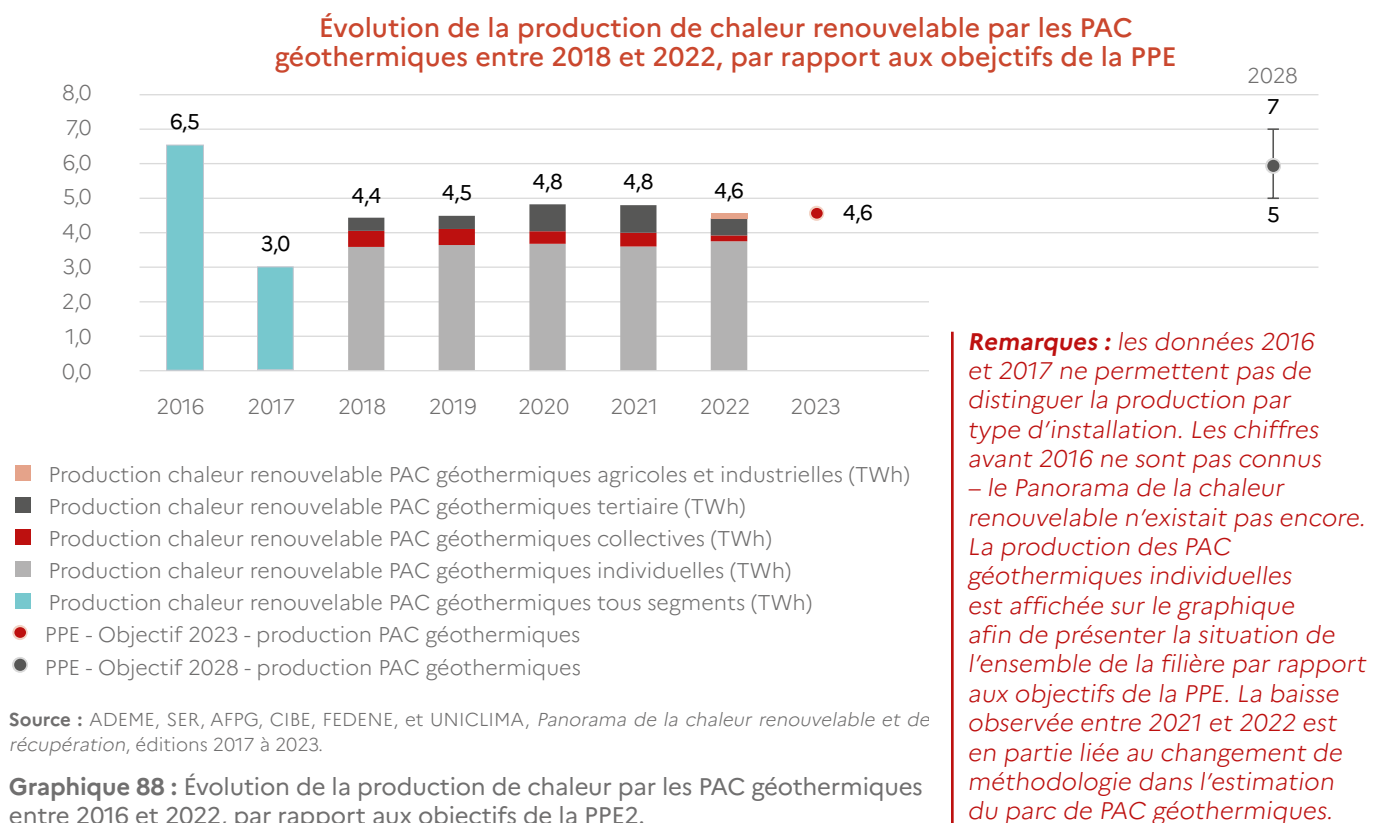
unités contre 1,092 million) et aux chiffres historiques de la filière (8 230 PAC géothermiques vendues en 2012) (cf. Graphique 87). Cette faiblesse des ventes s'explique par des équipements relativement chers à l'achat comparés à des solutions alternatives (pompes à chaleur aérothermiques notamment), ce qui dissuade les consommateurs. À cela s'ajoute la méconnaissance du grand public vis-à-vis de ce produit et une augmentation forte des prix moyens de vente (sur les deux années 2021 et 2022, les prix moyens ont progressé de 16 % en moyenne)¹⁰⁷.



Source : Observ'ER (2023), *Suivi du marché des pompes à chaleur individuelles*.

Graphique 87 : Évolution des ventes de PAC géothermiques individuelles (<30 kW) entre 2012 et 2022.

Malgré ce faible dynamisme du segment individuel, la filière PAC géothermique dans son ensemble (collectif et tertiaire inclus) s'approche des objectifs qui lui sont fixés par la PPE2 : 4,6 TWh en 2023 et 5 à 7 TWh en 2028 (cf. Graphique 88).



Source : ADEME, SER, AFPG, CIBE, FEDENE, et UNICLIMA, *Panorama de la chaleur renouvelable et de récupération*, éditions 2017 à 2023.

Graphique 88 : Évolution de la production de chaleur par les PAC géothermiques entre 2016 et 2022, par rapport aux objectifs de la PPE2.

¹⁰⁶. ADEME, SER, AFPG, CIBE, FEDENE, et UNICLIMA (2023), *Panorama de la chaleur renouvelable et de récupération*, Édition 2023.

¹⁰⁷. Source : Observ'ER (2024), *Suivi du marché 2023 des pompes à chaleur individuelles*.

6.4.2. PRÉSENTATION DU PÉRIMÈTRE

Le périmètre de l'étude pour la filière des PAC géothermiques individuelles couvre les quatre technologies. Chaque technologie est définie dans la section 6.4.1.

Tableau 29 : Périmètre d'étude de la filière des PAC géothermiques individuelles.

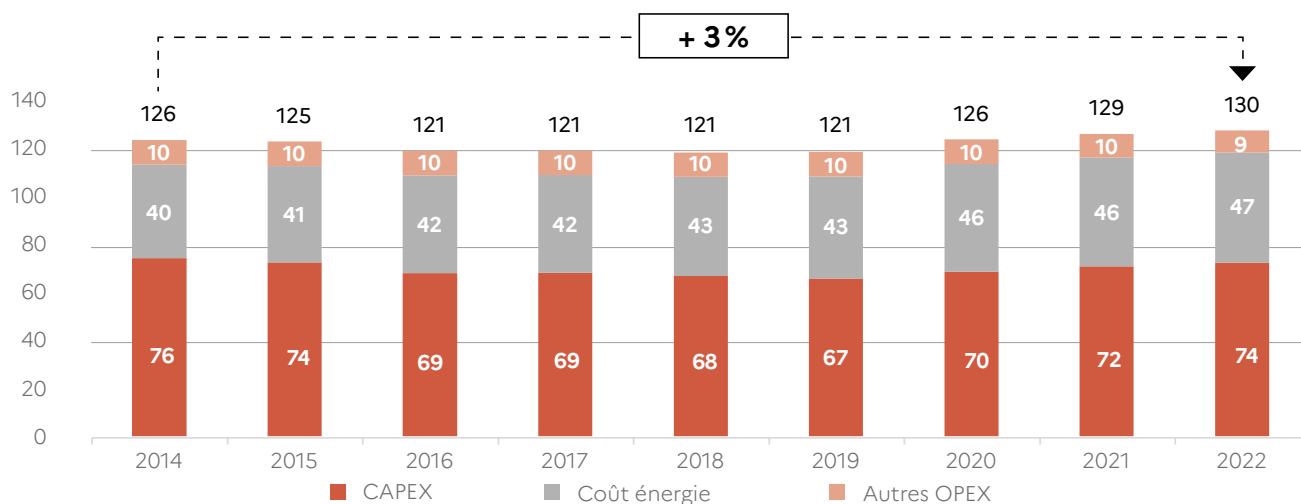
PAC géothermiques individuelles	
PAC eau glycolée sur capteurs horizontaux	PAC eau glycolée/eau sur sonde(s) verticale(s)
PAC eau glycolée/eau sur capteurs compacts (corbeilles géothermiques)	PAC eau/eau sur eau de nappe

Remarque :

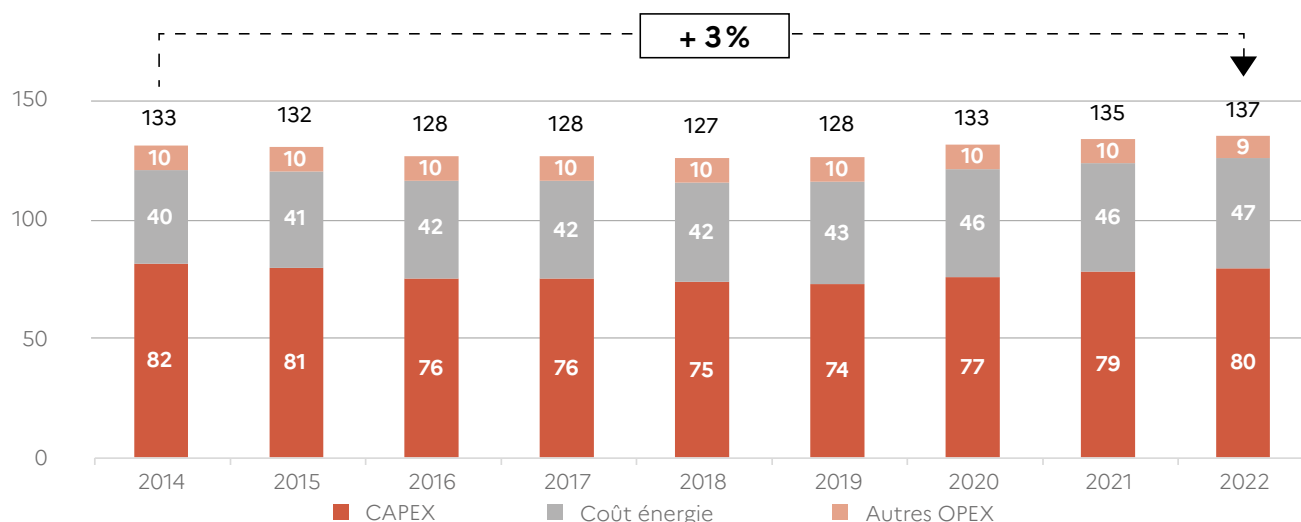
La précédente édition de l'étude couvrait le segment des PAC eau/eau sur champ de sondes. Ce segment n'est plus étudié cette année car les PAC eau/eau ne sont pas associées aux capteurs géothermiques en champ de sondes qui utilisent des PAC eau glycolée/eau.

6.4.3. ÉVOLUTION DU LCOE

Évolution du LCOE des PAC eau glycolée/eau sur capteurs horizontaux (7-8 kWth) de 2014 à 2022 (€₂₀₂₂ TTC/MWh)

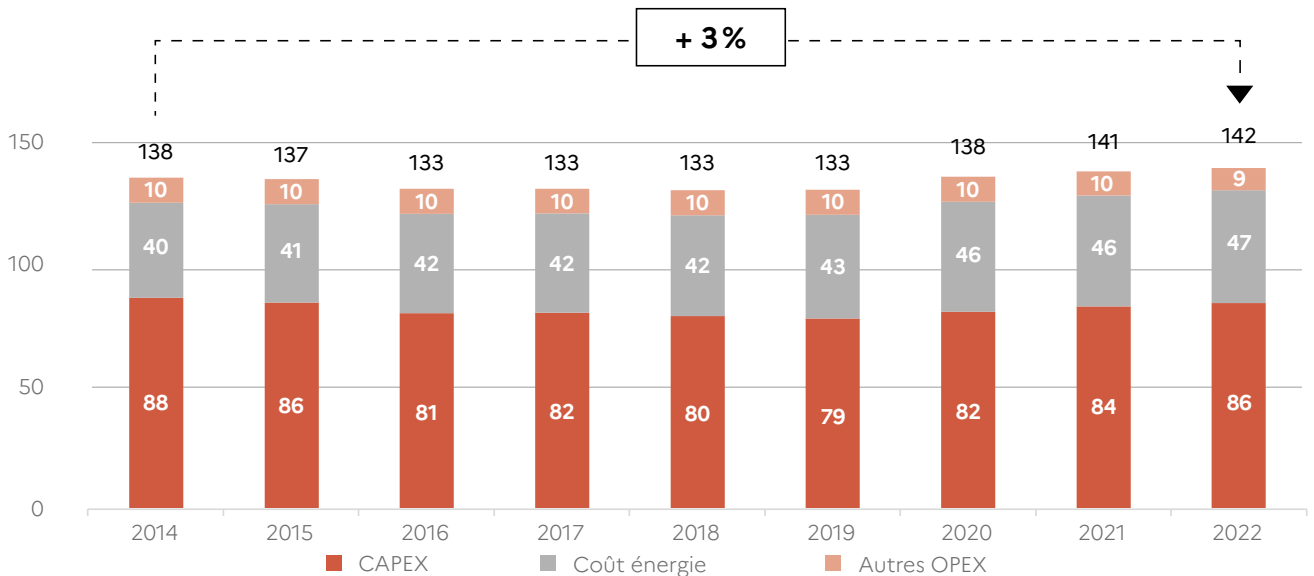


Évolution du LCOE des PAC eau glycolée/eau sur capteurs compacts (7-8 kWth) de 2014 à 2022 (€₂₀₂₂ TTC/MWh)

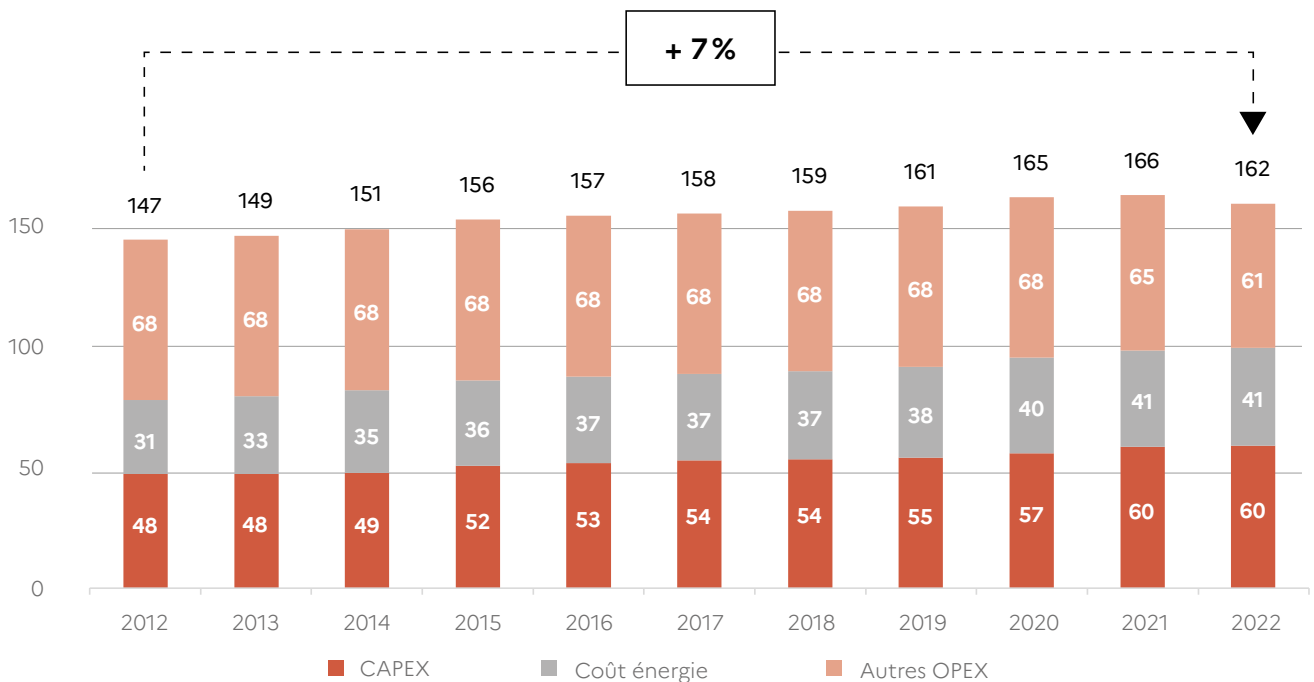




Évolution du LCOE des PAC eau glycolée/eau sur sonde verticale (7-8 kW) de 2014 à 2022 (€₂₀₂₂ TTC/MWh)



Évolution du LCOE des PAC eau/eau sur eau de nappe (7-8 kWth) de 2012 à 2022 (€₂₀₂₂ TTC/MWh)



Remarques :

Les coûts des PAC eau glycolée/eau ne sont pas disponibles dans les études d'Observ'ER avant 2014. Aussi, le calcul de LCOE ne couvre pas les années 2012 et 2013 pour les filières impliquant ces PAC.

Le segment des PAC eau glycolée/eau sur capteurs horizontaux était présent dans la précédente édition de l'étude. Toutefois, les résultats obtenus dans la présente édition diffèrent de la précédente car la durée de vie des installations et les SCOP ont été modifiés dans les calculs de LCOE. La durée de vie précédemment utilisée (17 ans) sous-estimait les durées de vie réelles des PAC eau glycolée/eau et eau/eau, qui sont désormais estimées à 25 ans. Les durées de vie des forages ont été modifiées en conséquence, afin de conserver 1 renouvellement de PAC pour les installations sur sonde verticale et sur nappe. De même, la durée de vie du terrassement permet de conserver un renouvellement de PAC pour les installations sur capteurs enterrés horizontaux et compacts. Les SCOP ont été mis à jour avec les récents résultats de la campagne de mesure menée par l'ADEME sur 100 PAC, publiée en 2025.

Graphiques 89 : Évolution du LCOE des PAC géothermiques eau/eau de 2012 à 2022, et des PAC géothermiques eau glycolée/eau de 2014 à 2022 en €₂₀₂₂ TTC/MWh.



Les LCOE des installations impliquant des PAC eau glycolée/eau ont été globalement stables sur les dix dernières années. Ces LCOE ont connu une baisse modérée entre 2014 et 2018, avant d'augmenter légèrement depuis. Sur l'ensemble de la période, les LCOE ont ainsi augmenté de 3 % (après correction de l'inflation). Les coûts associés aux pompes à chaleur étant les mêmes pour les installations sur capteurs horizontaux, compacts, ou sur sonde verticale, les différences de LCOE entre ces technologies sont associées à des écarts dans les coûts de forage et de captage. Ainsi les installations sur sondes verticales ont le LCOE le plus élevé (142 €₂₀₂₂ TTC/MWh en 2022) par rapport aux installations sur capteurs compacts (137 €₂₀₂₂ TTC/MWh) et sur capteurs horizontaux (130 €₂₀₂₂ TTC/MWh en 2022).

En ce qui concerne les installations sur eau de nappe, les coûts globaux ont augmenté de l'ordre de 1 à 2 % par an depuis 2012, jusqu'à une légère baisse (2 %) entre 2021 et 2022. La hausse du LCOE entre 2012 et 2021 a principalement été portée par des coûts d'investissement en augmentation, et dans une moindre mesure par des prix de l'électricité eux aussi en croissance. La réduction du LCOE entre 2021 et 2022 est quant à elle liée à une réduction des coûts de maintenance sur ces deux années.

Comparativement aux autres installations, les pompes à chaleur géothermiques sur eau de nappe présentent des coûts de maintenance significativement supérieurs liés notamment à l'entretien des têtes de puits.

Les années 2023 et 2024 devraient être marquées par des ventes en hausse de PAC géothermiques, et un ralentissement de la croissance des prix des installations.

Les premières tendances disponibles pour 2023 indiquent une nette progression des ventes des PAC géothermiques, qui augmenteraient de près de + 20 % par rapport à 2022. Ce rebond des ventes après plusieurs années de stabilité s'explique d'une part par un souhait des consommateurs de se prémunir de la variabilité des prix du gaz et de l'électricité, et d'autre part par l'annonce d'un plan national de développement de la géothermie qui a contribué à mettre en avant cette filière. Dans ce contexte de hausse de la demande, les prix des PAC continuent d'augmenter, du fait de prix des matériaux toujours en hausse, mais dans une moindre mesure par rapport aux années 2021 et 2022^{108 / 109}.

¹⁰⁸. Ministère de la transition énergétique (2023), *Géothermie : un plan d'action pour accélérer son développement*. Accessible ici : Plan du gouvernement pour accélérer le développement des géothermies 2023 | Géothermies.

¹⁰⁹. Source : Observ'ER (2024), *Suivi du marché 2023 des pompes à chaleur individuelles*.

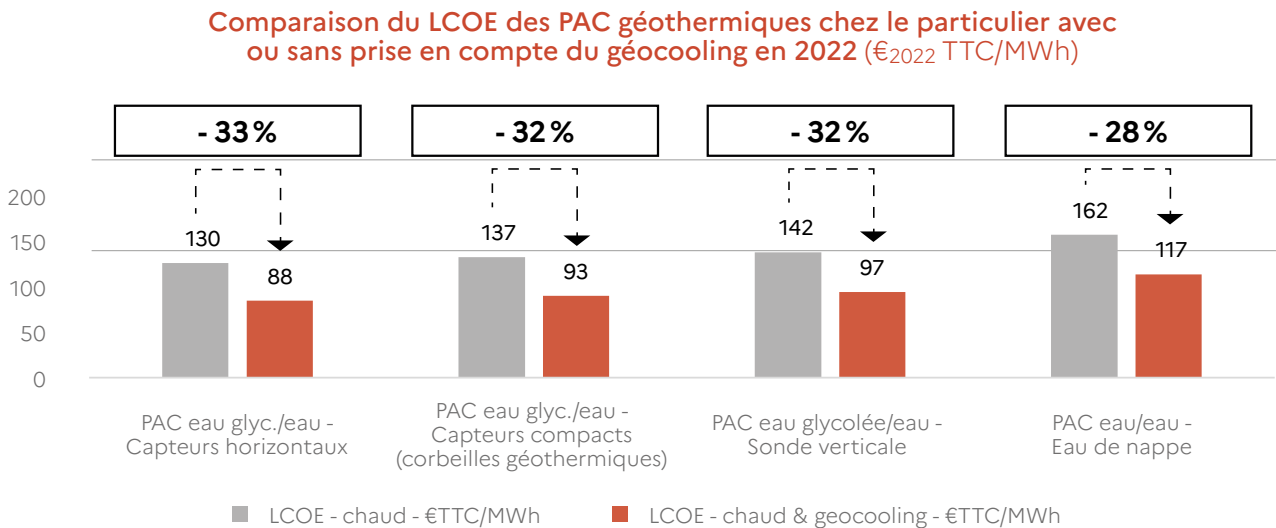


Prise en compte de la production de froid et de rafraîchissement dans le LCOE

Les PAC géothermiques permettent, en plus de la production de chaleur, de produire du froid soit passivement (par *geocooling*), soit activement (production de froid active - climatisation). Ces productions ne sont pas prises en compte dans le calcul du LCOE pour la production de chaleur.

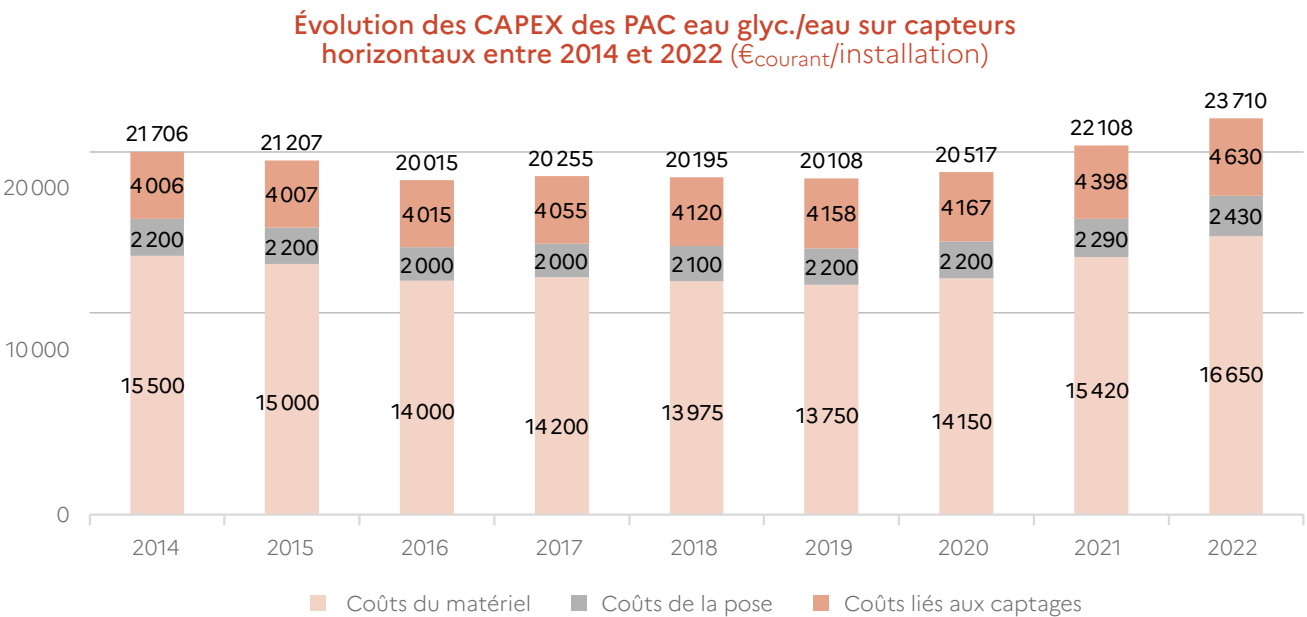
L'analyse de LCOE de production de chaleur et de froid, permet de rationaliser les coûts de production significativement, comme indiqué dans le graphique ci-dessous, prenant en considération le rafraîchissement par *geocooling*. Ainsi, les LCOE des technologies observées diminuent d'environ 30 %.

Les LCOE chaleur & *geocooling* portent sur un exemple d'installation pour laquelle la production de froid est assurée uniquement par *geocooling* et représente 25 % de la production de chaud. Le SCOP (coefficient de performance saisonnier) de *geocooling* est supposé être de 30.



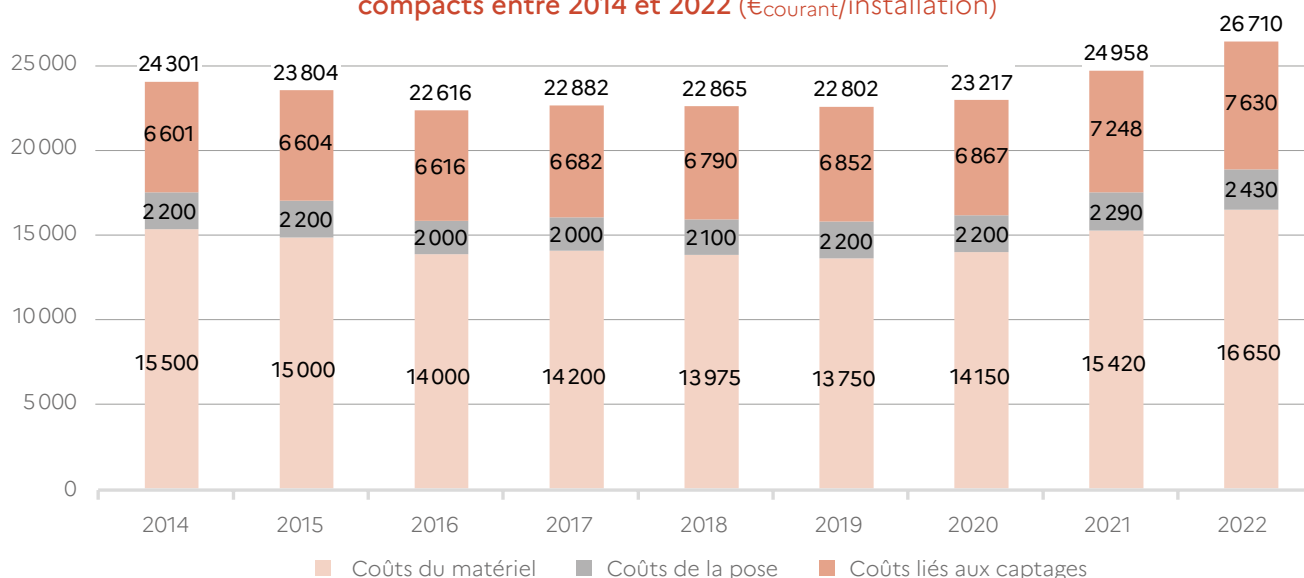
Graphique 90 : Comparaison du LCOE en 2022 (€₂₀₂₂ TTC/MWh) des PAC géothermiques chez le particulier avec ou sans prise en compte du *geocooling*.

6.4.4. ÉVOLUTION DES CAPEX

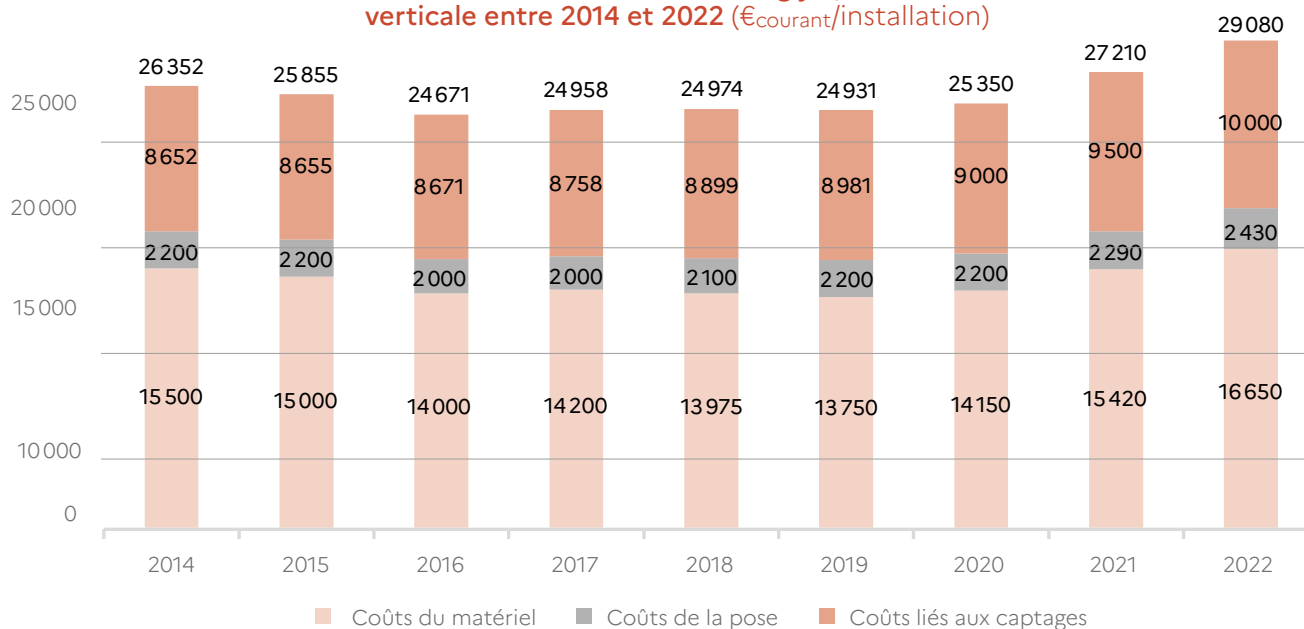




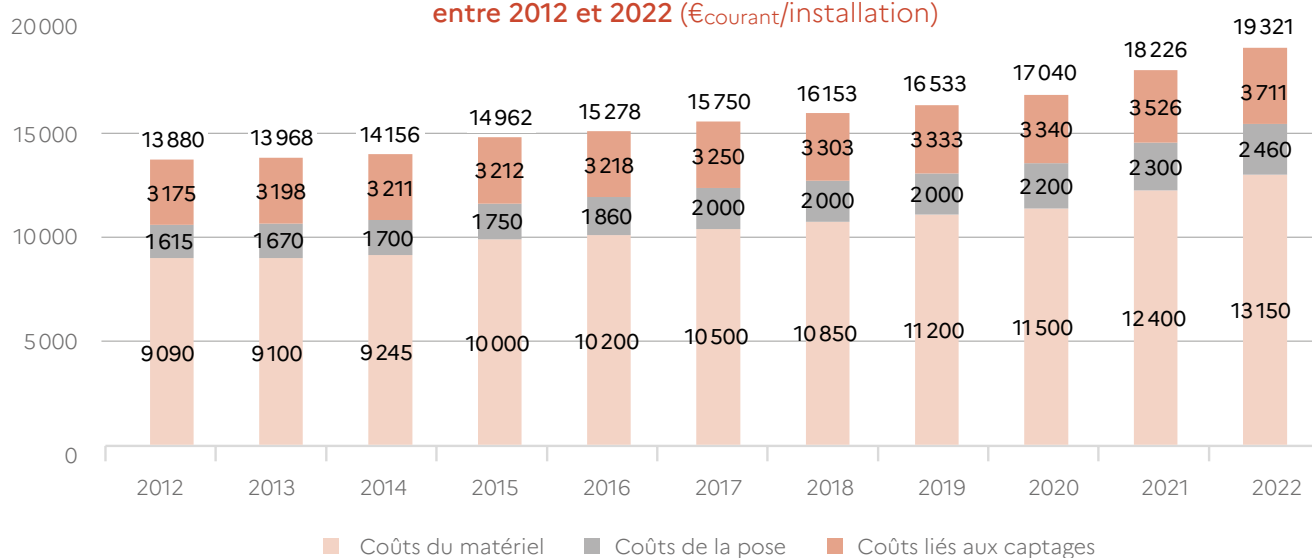
Évolution des CAPEX des PAC eau glyc./eau sur capteurs compacts entre 2014 et 2022 (€_{courant}/installation)



Évolution des CAPEX des PAC eau glyc./eau sur sonde verticale entre 2014 et 2022 (€_{courant}/installation)



Évolution des CAPEX des PAC eau/eau sur eau de nappe entre 2012 et 2022 (€_{courant}/installation)



Graphiques 91 : Évolution et décomposition des coûts d'investissements des PAC géothermiques individuelles (7-8 kW) entre 2012 et 2022 (€ HT par installation).



Les coûts d'investissements des PAC eau glycolée/eau sur capteurs horizontaux, compacts, ou sur sondes verticales ont été relativement constants jusqu'en 2020, puis ont augmenté significativement entre 2021 et 2022. Les coûts du matériel en surface et de leur pose ont respectivement augmenté de l'ordre de 17 % et de 10 % en deux ans. Les principales raisons évoquées pour l'année 2021 sont la hausse des coûts des matières premières, et le coût des transports, auxquels s'est ajouté le renchérissement des coûts de l'énergie en 2022¹¹⁰. Les coûts de forage ont eux aussi significativement augmenté, de 11 % entre 2020 et 2022.

Les constats sont similaires pour les installations sur eau de nappe, avec d'une part une hausse de 14 % des coûts des pompes à chaleur eau/eau et de leur pose, et d'autre part une augmentation de 11 % des coûts de forage.

6.4.5. ANALYSE DE SENSIBILITÉ

Une analyse de sensibilité du LCOE de la filière a été menée en faisant varier indépendamment plusieurs paramètres de calcul, toutes choses égales par ailleurs. L'impact sur le LCOE de la variation des paramètres choisis est expliqué dans le tableau suivant :

Impact de l'évolution du paramètre sur le LCOE	Augmentation du paramètre	Baisse du paramètre
Durée de vie des forages	↓	↑
Durée de vie des PAC	↓	↑
Productible	↓	↑
Coûts de forage	↑	↓
Coûts du matériel et de la pose	↑	↓
OPEX fixes	↑	↓
Prix de l'électricité	↑	↓
Coefficient de performance	↓	↑
Taux d'actualisation	↑	↓

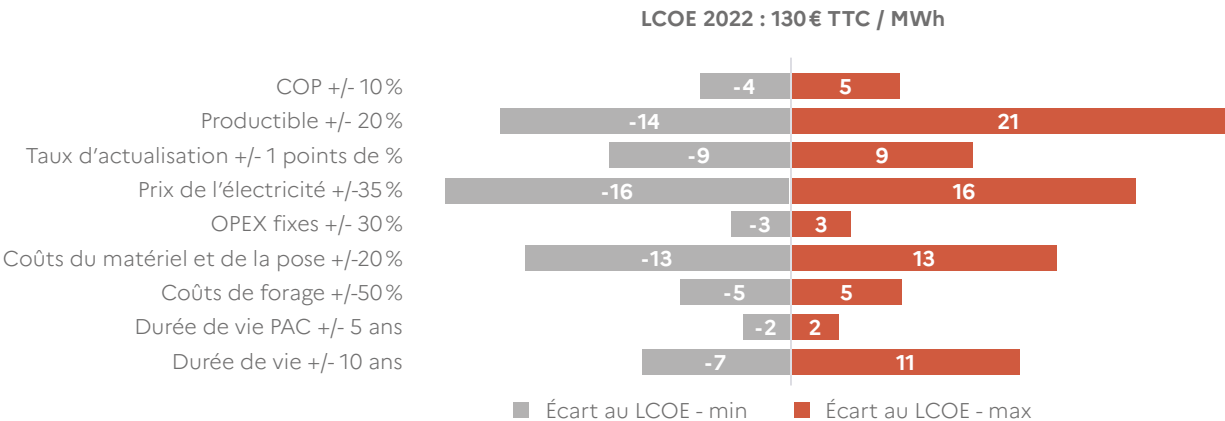
Légende :

↑ : la valeur du LCOE augmente ;

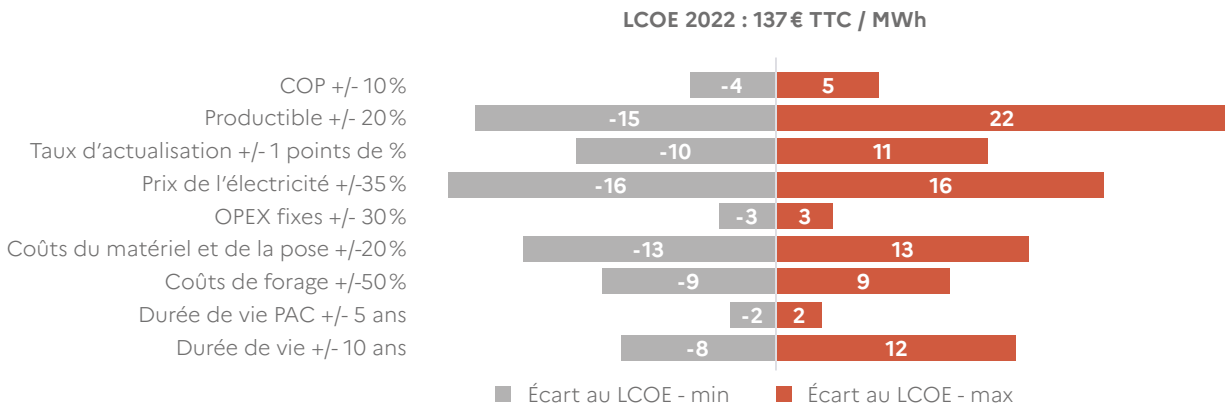
↓ : la valeur du LCOE diminue.

Les résultats de l'analyse de sensibilité sont présentés dans les graphiques suivants :

Évolution du LCOE 2022 des PAC eau glyc./eau sur capteurs horizontaux pour la variation de chaque paramètre (€TTC/MWh)

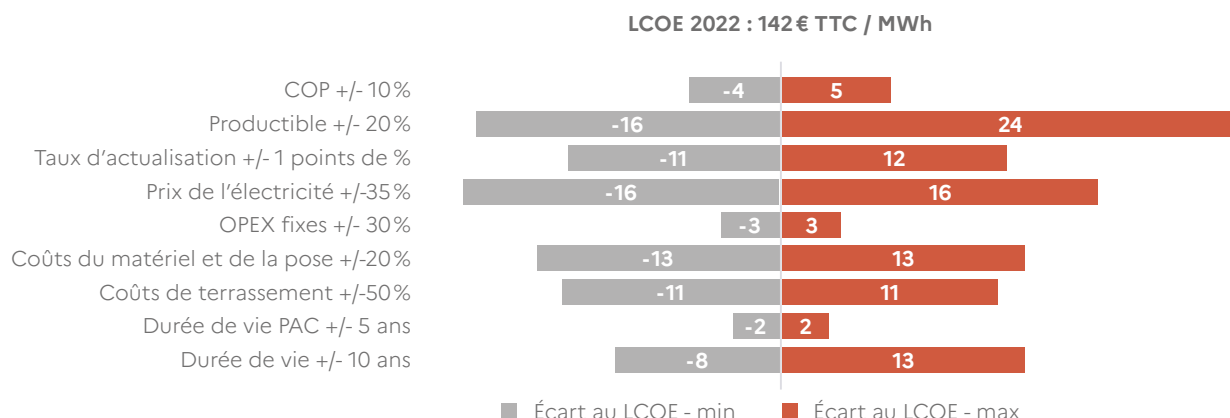


Évolution du LCOE 2022 des PAC eau glyc./eau sur capteurs compacts pour la variation de chaque paramètre (€TTC/MWh)

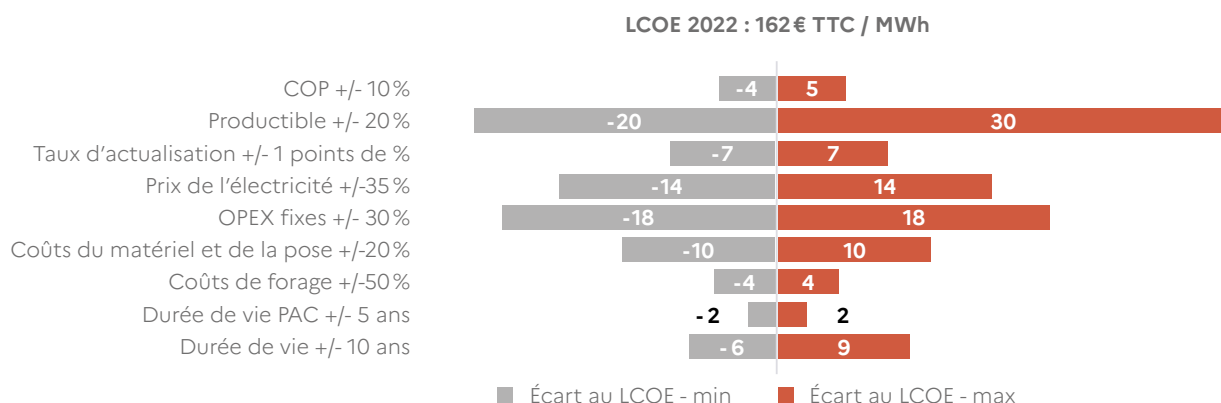


¹¹⁰. Observ'ER (2023), *Suivi du marché 2022 des pompes à chaleur individuelles*.

Évolution du LCOE 2022 des PAC eau glyc./eau sur sonde verticale pour la variation de chaque paramètre (€TTC/MWh)



Évolution du LCOE 2022 des PAC eau/eau sur eau de nappe pour la variation de chaque paramètre (€TTC/MWh)



Graphiques 92 : Analyse de sensibilité du LCOE des PAC géothermiques individuelles en 2022.

Remarque : L'asymétrie des impacts dans l'analyse de sensibilité du LCOE est principalement due aux effets non linéaires et aux interactions complexes entre les différents paramètres du calcul des LCOE (cf. section 3). Par exemple, l'augmentation du facteur de charge accroît la production et les coûts d'opération variables, pour des coûts d'investissement qui restent constants. Le LCOE n'évolue donc pas linéairement avec la variation du facteur de charge.

Grille de lecture (exemple pour un paramètre) : Pour des PAC eau/eau sur eau de nappe, si les coûts associés au matériel et à la pose augmentent (baissent) de 20 %, le LCOE de ces installations augmente de 10 € TTC/MWh (baisse de 10 € TTC/MWh).

Les analyses révèlent que le LCOE des PAC géothermiques individuelles est très sensible à la production de chaleur des PAC, qui est directement liée au nombre d'heures de fonctionnement des pompes à chaleur. Ainsi, dans l'exemple des PAC eau glycolée/eau sur sonde verticale, augmenter de 20 % la quantité de chaleur produite entraîne une diminution du LCOE de 16 € TTC/MWh. À l'inverse, réduire de 20 % la production de la PAC amène le LCOE à augmenter de 24 € TTC/MWh. Les PAC eau glycolée/eau sont également très sensibles aux prix de l'électricité, tandis que les LCOE des PAC eau/eau évoluent beaucoup avec la variation des coûts de maintenance.

Les valeurs des variations ont été déterminées en fonction des écarts à la moyenne effectivement constatés dans les différentes sources de données.



Sources et hypothèses

Tableau 30 : hypothèses de calcul des LCOE des PAC géothermiques individuelles.

	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022
Production utile (kWh/an)	16 000	16 000	16 000	16 000	16 000	16 000	16 000	16 000	16 000	16 000	16 000
Facteur de charge en heures	2 000	2 000	2 000	2 000	2 000	2 000	2 000	2 000	2 000	2 000	2 000
SCOP											
PAC eau glycolée/eau (7-8 kWth)	4,4	4,4	4,4	4,4	4,4	4,4	4,4	4,4	4,4	4,4	4,4
PAC eau/eau (7-8 kWth)	5	5	5	5	5	5	5	5	5	5	5
Taux d'actualisation (%)	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2
Durée de vie (années)											
PAC	25	25	25	25	25	25	25	25	25	25	25
Travaux sous-sol - capteurs horizontaux	50	50	50	50	50	50	50	50	50	50	50
Travaux sous-sol - capteurs compacts (corbeilles géothermiques)	50	50	50	50	50	50	50	50	50	50	50
Travaux sous-sol - sonde verticale	50	50	50	50	50	50	50	50	50	50	50
Travaux sous-sol - eau de nappe	50	50	50	50	50	50	50	50	50	50	50
Investissement PAC (€ TTC)			19 059	19 454	19 559	19 770	19 506	19 243	19 580	20 762	21 986
PAC eau glycolée/eau 7-8 kWth (TTC)			18 674	18 146	16 880	17 091	16 959	16 827	17 249	18 684	20 129
PAC eau/eau 7-8 kWth (TTC)	11 294	11 362	11 547	12 396	12 723	13 188	13 557	13 926	14 454	15 509	16 469
Surcoûts geocooling	1 140	1 149	1 154	1 154	1 156	1 168	1 187	1 198	1 200	1 219	1 284
Investissement sous sol (€ TTC)											
Capteurs horizontaux			4 807	4 808	4 817	4 865	4 944	4 990	5 000	5 278	5 556
Capteurs compacts (corbeilles géothermiques)			7 922	7 924	7 939	8 018	8 148	8 223	8 240	8 698	9 156
Sonde verticale (120 ml)			10 383	10 386	10 406	10 509	10 679	10 778	10 800	11 400	12 000
Eau de nappe	3 809	3 838	3 853	3 855	3 862	3 900	3 963	4 000	4 008	4 231	4 454
Exploitation fixe (€ TTC/an)											
PAC eau glyc./eau - Capteurs horizontaux			150	150	150	152	154	156	156	153	150
PAC eau glyc./eau - Capteurs compacts (corbeilles géothermiques)			150	150	150	152	154	156	156	153	150
PAC eau glyc./eau - Sonde verticale			150	150	150	152	154	156	156	153	150
PAC eau/eau - Eau de nappe (entretien de la PAC)	148	149	150	150	150	152	154	156	156	153	150
PAC eau/eau - Eau de nappe (Maintenance sous-sol)	815	821	825	825	827	835	848	856	858	842	825
Prix de l'électricité (€TTC/MWh)	0,138	0,147	0,157	0,162	0,165	0,166	0,171	0,178	0,189	0,193	0,207

CAPEX :

- Matériel et pose des pompes à chaleur : les valeurs proviennent de l'étude Observ'ER (2023) « *Suivi du marché 2022 des pompes à chaleur individuelles* ». Les chiffres correspondent aux PAC eau glycolée/eau et PAC eau/eau, de puissance 7 à 8 kWth. Les prix hors taxe ont été convertis en TTC en considérant la TVA égale à 5,5 %.
- Forage pour des sondes verticales : la valeur pour 2020 provient de l'étude AFPG (2020) « *Étude technico-économique de la géothermie de surface* » (page 18). Les valeurs 2014 à 2019 ont été extrapolées à partir de la valeur pour 2020, en l'indexant sur l'inflation. La valeur pour 2022 est issue de l'étude AFPG (2024) « *Étude sur le rôle de la géothermie dans la climatisation et le rafraîchissement* » (page 17). La valeur pour 2021 a été interpolée entre les valeurs pour 2020 et celle de 2022.
- Terrassement pour des capteurs horizontaux : la valeur pour 2020 provient de l'étude AFPG (2020) « *Étude technico-économique de la géothermie de surface* ». Les valeurs 2014 à 2019 ont été extrapolées à partir de la valeur pour 2020, en l'indexant sur l'inflation. Les valeurs pour 2021 et 2022 ont été extrapolées à partir de la donnée pour 2020, en suivant l'évolution des coûts de terrassement.
- Forage pour des capteurs compacts (corbeilles géothermiques) : la valeur pour 2020 provient de l'étude AFPG (2020) « *Étude technico-économique de la géothermie de surface* ». Les valeurs 2014 à 2019 ont été extrapolées à partir de la valeur pour 2020, en l'indexant sur l'inflation. Les valeurs pour 2021 et 2022 ont été extrapolées à partir de la donnée pour 2020, en suivant l'évolution des coûts de forage des sondes verticales.
- Forage pour des installations sur eau de nappe : la valeur pour 2019 provient de l'étude ADEME & AFPG (2019) « *Géothermie – pour chauffer et rafraîchir sa maison* » (page 7). Les valeurs 2012 à 2020 ont été extrapolées à partir de la valeur pour 2019, en l'indexant sur l'inflation. Les valeurs pour 2021 et 2022 ont été extrapolées à partir de la donnée pour 2019, en suivant l'évolution des coûts de forage des sondes verticales.
- Des surcoûts sont appliqués pour les installations équipées de *geocooling*. Ce surcoût est estimé à 1 200 € TTC pour 2020 selon l'étude de l'AFPG (2020) « *Étude technico-économique de la géothermie de surface* ». Cette valeur a été indexée sur l'inflation pour obtenir une valeur pour 2022.

OPEX :

- PAC eau glycolée/eau sur sonde verticale : la valeur pour 2020 provient de l'étude AFPG (2020) « *Étude technico-économique de la géothermie de surface* » (page 18). Les valeurs 2012 à 2019 ont été extrapolées à partir de la valeur pour 2020, en l'indexant sur l'inflation. La valeur pour 2022 est issue de l'étude AFPG (2024) « *Étude sur le rôle de la géothermie dans la climatisation et le rafraîchissement* » (page 17). La valeur pour 2021 a été interpolée entre les valeurs pour 2020 et celle de 2022.

- PAC eau glycolée/eau sur capteurs horizontaux et PAC eau glycolée/eau sur capteurs compacts : les valeurs pour 2020 proviennent de l'étude AFPG (2020) « *Étude technico-économique de la géothermie de surface* ». Les valeurs 2014 à 2019 ont été extrapolées à partir des valeurs pour 2020, en l'indexant sur l'inflation. Les valeurs pour 2021 et 2022 ont été extrapolées à partir des données pour 2020, en suivant l'évolution des coûts de forage des sondes verticales.
- PAC eau/eau sur eau de nappe : la valeur pour 2019 provient de l'étude ADEME & AFPG (2019) « *Géothermie – pour chauffer et rafraîchir sa maison* » (page 7). Les valeurs 2012 à 2020 ont été extrapolées à partir de la valeur pour 2019, en l'indexant sur l'inflation. Les valeurs pour 2021 et 2022 ont été extrapolées à partir de la donnée pour 2019, en suivant l'évolution des coûts de forage des sondes verticales.
- Ainsi, les coûts associés aux coûts de maintenance sont constants entre 2012 et 2020 car ceux-ci ont été obtenus uniquement pour 2020, et indexés sur l'inflation jusqu'à 2012. Cette méthode de calcul peut masquer des variations dans les coûts de maintenance qui n'auraient pas été identifiées dans le cadre de cette étude.

TVA : Un taux de 5,5 % est appliqué pour les coûts des pompes à chaleur. Les coûts de forage, les coûts de maintenance, et les prix de l'électricité sont directement obtenus en TTC. Les coûts de forage sont convertis en HT avec un taux de TVA de 20 %.

Production : la production de chaleur est calculée pour une installation de 8 kWth, fonctionnant 2 000 h par an à pleine puissance. Ce facteur de charge de 2 000 h par an est issu de l'étude AFPG (2020) « *Étude technico-économique de la géothermie de surface* ».

Pour le cas d'étude prenant en compte la production de froid, celle-ci est estimée à 25 % de la production de chaud et est assurée uniquement par *geocooling*, reprenant les hypothèses de l'étude de l'AFPG (2020).

Durée de vie des installations de surface (PAC) : L'hypothèse de 25 ans s'appuie sur l'étude de l'AFPG (2024) et sur les échanges avec la filière.

Durée de vie des forages : les durées de vie des forages sont issues des échanges avec la filière, et reprennent les ratios de durée de vie par rapport à celles des PAC utilisés dans la précédente édition de l'étude (ADEME, 2022). Ainsi, les durées de vie de forage couvrent un renouvellement de PAC pour les installations sur capteurs horizontaux, compacts, sur sondes verticales et sur nappe.

Taux d'actualisation : voir la section 3.2.2.5.

Prix de l'électricité : SDES, « *Prix de l'électricité en France et dans l'Union européenne en 2022* » (Août 2023). Indice des prix de l'électricité pour les particuliers.

Coefficient de performance saisonnier (SCOP) : les valeurs de SCOP sont issues de l'étude de l'ADEME « *Campagne de mesure 100 PAC, 2025* ».



6.5. Filières de référence pour la production de chaleur pour les particuliers

Les filières de référence retenues pour comparer la compétitivité des filières EnR&R productrices de chaleur pour le segment résidentiel individuel sont : la chaudière au gaz naturel individuelle pour le chauffage centralisé à l'échelle d'un bâtiment (production de chaleur et eau chaude sanitaire), le radiateur électrique pour le chauffage décentralisé et le ballon d'eau chaude électrique pour la production d'eau chaude sanitaire.

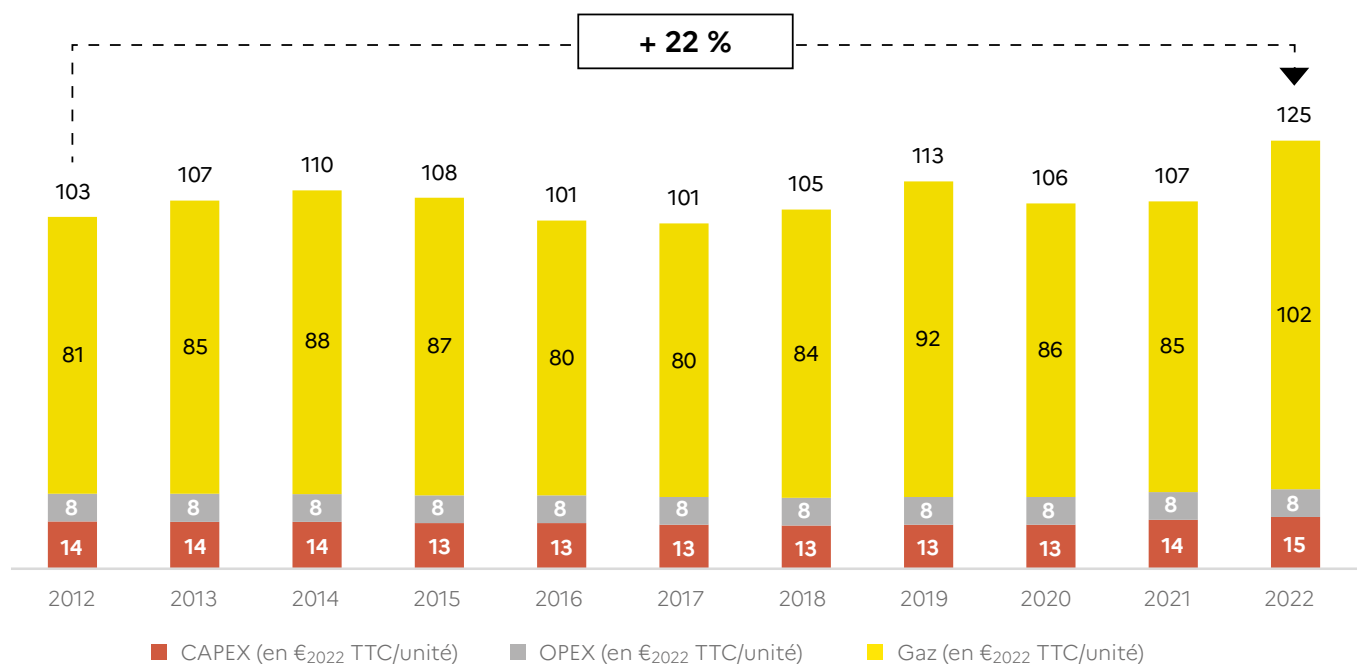
6.5.1. ÉVOLUTION DU LCOE

La principale composante du LCOE des chaudières au gaz naturel, des radiateurs électriques et des ballons d'eau chaude sanitaire est l'OPEX variable, soit le prix du gaz naturel pour les chaudières au gaz naturel et le prix de l'électricité pour les radiateurs et ballons d'eau chaude électriques, qui représentent respectivement

81 %, 70 % et 79 % du LCOE de ces filières en 2022. Au cours de la décennie passée, l'évolution du LCOE est donc principalement liée aux fluctuations des prix du gaz et de l'électricité. Les autres composantes du coût varient peu.

Entre 2012 et 2022, le LCOE des chaudières individuelles au gaz a augmenté de 22 %, principalement en raison d'une hausse de 41 % des prix du gaz pour les ménages. De manière similaire, le LCOE des radiateurs électriques a progressé de 21 %, tandis que celui des systèmes de ballons d'eau chaude sanitaire électriques a enregistré une augmentation de 24 %, directement liée à une augmentation de 50 % des tarifs de l'électricité sur la même période.

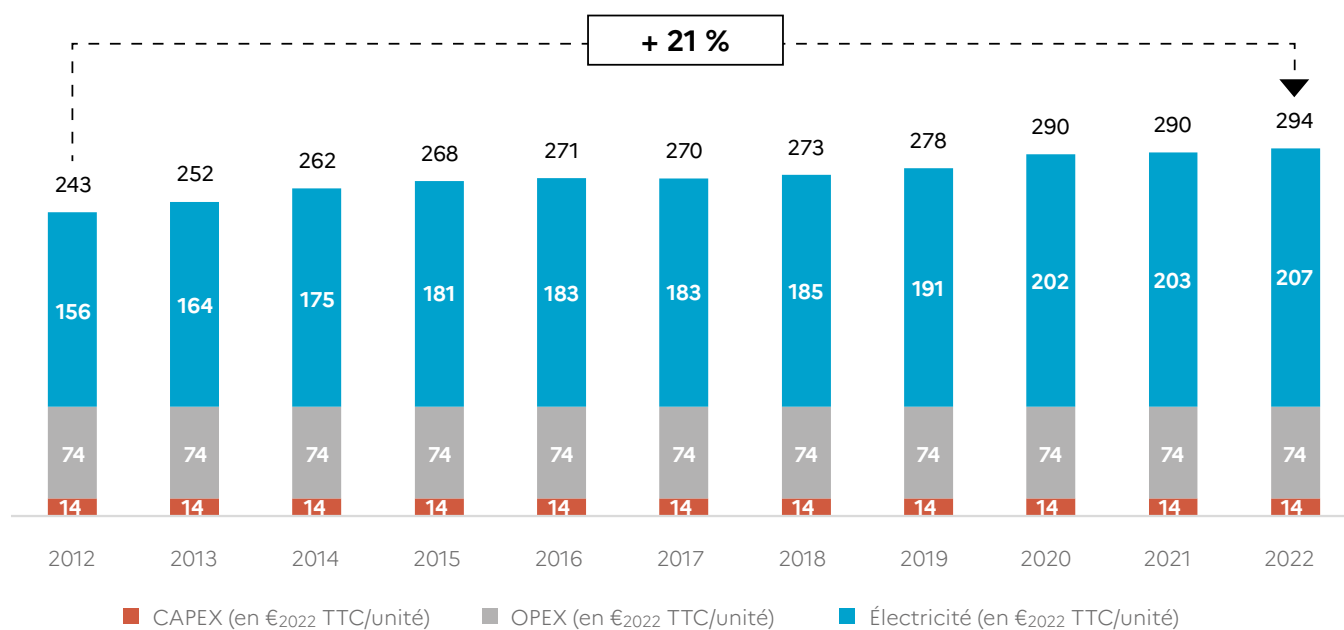
Évolution du LCOE des chaudières au gaz individuelles de 2012 à 2022 (€₂₀₂₂/MWh)



Graphique 93 : Évolution du LCOE des chaudières au gaz individuelles entre 2012 et 2022 (€₂₀₂₂ TTC/MWh)

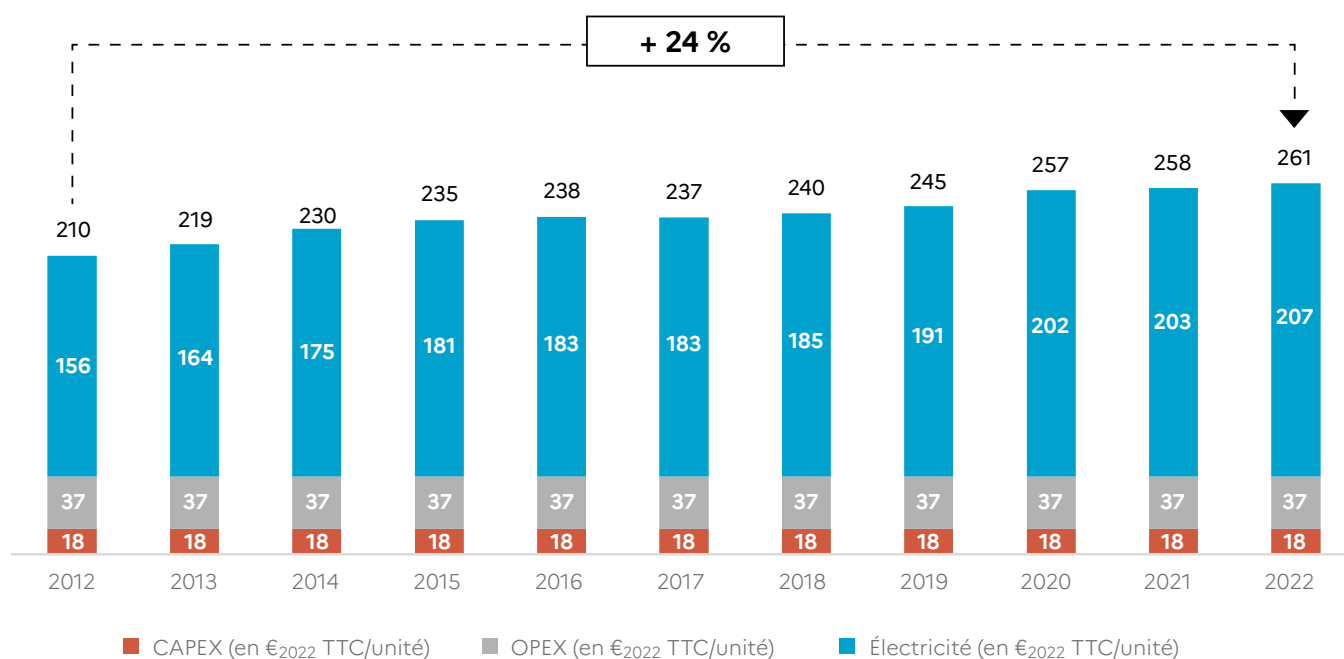


Évolution du LCOE des radiateurs électriques de 2012 à 2022 (€₂₀₂₂/MWh)



Graphique 94 : Évolution du LCOE des radiateurs électriques entre 2012 et 2022 (€₂₀₂₂ TTC/MWh).

Évolution du LCOE des ECS électrique de 2012 à 2022 (€₂₀₂₂/MWh)

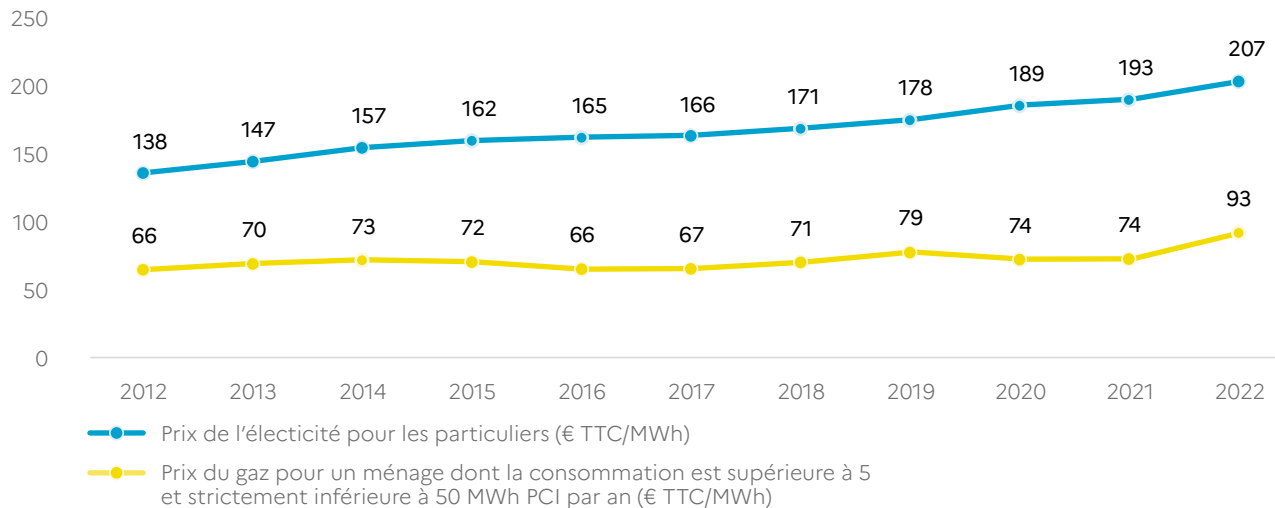


Graphique 95 : Évolution du LCOE des ECS électriques entre 2012 et 2022 (€₂₀₂₂ TTC/MWh).

Remarques : Les LCOE sont calculés en supposant les prix du gaz et de l'électricité constants au prix de l'année de mise en service de l'installation.



Évolution du prix du gaz et de l'électricité pour les ménages (€TTC_{courants}/MWh) de 2012 à 2022



Sources : SDES, Enquête transparence des prix du gaz et de l'électricité.

Graphique 96 : Évolution du prix du gaz et de l'électricité pour les ménages (en €TTC courants/MWh) de 2012 à 2022.

6.5.2. ANALYSE DE SENSIBILITÉ

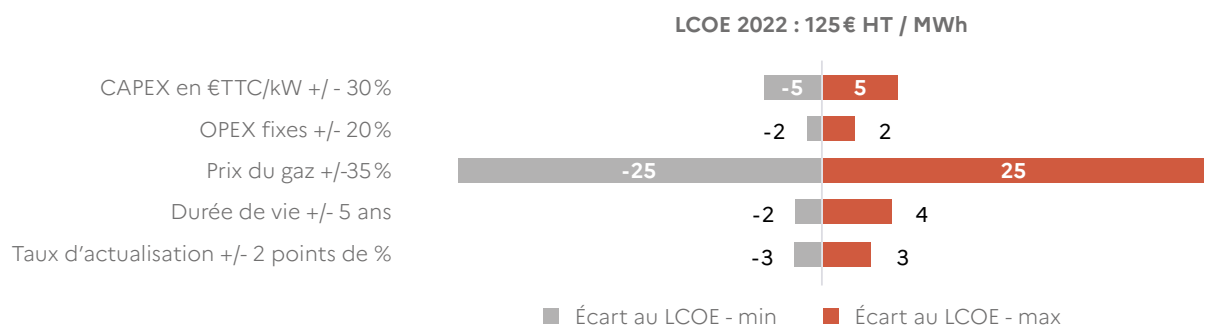
Une analyse de sensibilité du LCOE de la filière a été menée en faisant varier indépendamment plusieurs paramètres de calcul, toutes choses égales par ailleurs. L'impact sur le LCOE de la variation des paramètres choisis est expliqué dans le tableau suivant :

Impact de l'évolution du paramètre sur le LCOE	Augmentation du paramètre	Baisse du paramètre
CAPEX	↑	↓
OPEX fixes	↑	↓
Prix de l'électricité/du gaz	↑	↓
Durée de vie	↓	↑
Taux d'actualisation	↑	↓

Légende : ↑ : la valeur du LCOE augmente ; ↓ : la valeur du LCOE diminue

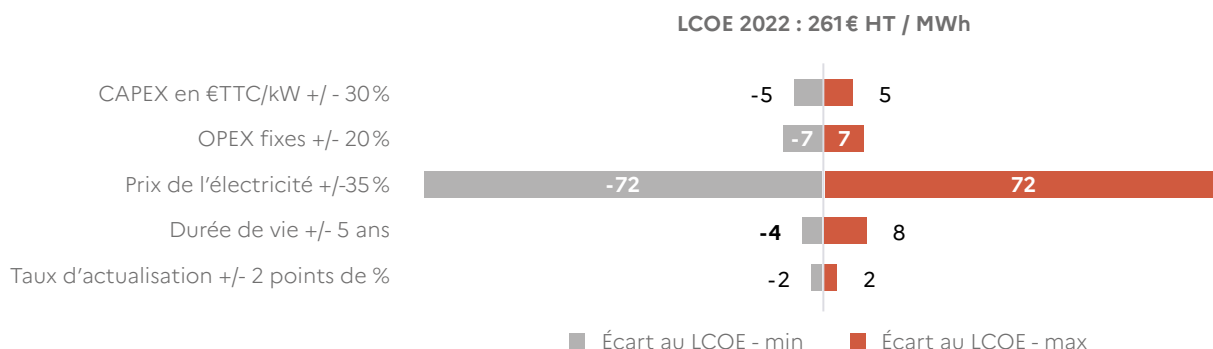
Les résultats de l'analyse de sensibilité sont présentés dans les graphiques suivants :

Évolution du LCOE des chaudières gaz individuelles pour la variation de chaque paramètre



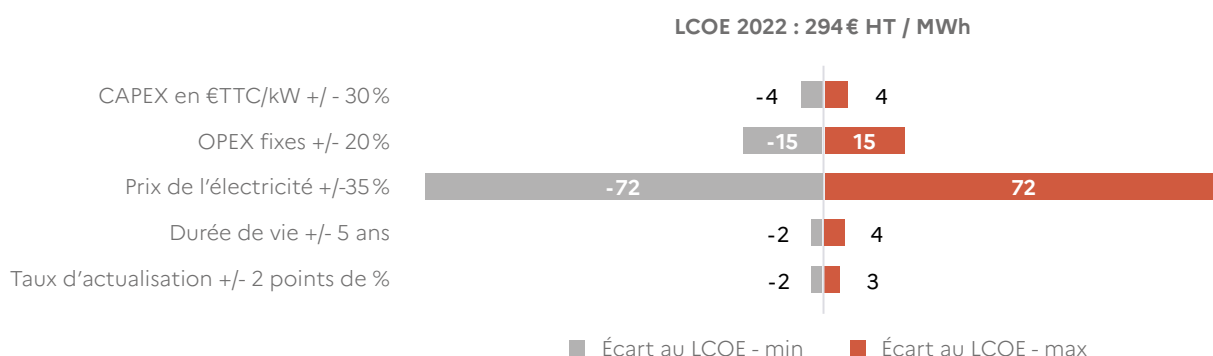
Graphique 97 : Analyse de sensibilité du LCOE des chaudières gaz individuelles en 2022.

Évolution du LCOE de l'ECS électrique pour la variation de chaque paramètre



Graphique 98 : Analyse de sensibilité du LCOE des systèmes d'ECS électrique en 2022.

Évolution du LCOE des radiateurs électriques pour la variation de chaque paramètre



Remarque : L'asymétrie des impacts dans l'analyse de sensibilité du LCOE est principalement due aux effets non linéaires et aux interactions complexes entre les différents paramètres du calcul des LCOE (cf. section 3). Par exemple, l'augmentation du facteur de charge accroît la production et les coûts d'opération variables, pour des coûts d'investissement qui restent constants. Le LCOE n'évolue donc pas linéairement avec la variation du facteur de charge.

Graphique 99 : Analyse de sensibilité du LCOE des radiateurs électriques en 2022.

Grille de lecture : Si le CAPEX en € HT/kW augmente (baisse) de 30 %, le LCOE des chaudières gaz augmente de 5 €HT/MWh (baisse de 3 €HT/MWh).

Les valeurs des variations ont été sélectionnées en fonction des écarts à la moyenne effectivement observés dans les sources de données. En particulier, les plages de variations observées pour les prix du gaz reflètent les variations de prix observés pour la tranche de consommation des plus gros consommateurs industriels sur l'année 2022.

Les analyses de sensibilité révèlent que les LCOE moyen des chaudières gaz individuelles, des radiateurs électriques et des systèmes d'ECS électrique sont très sensibles aux fluctuations des prix du gaz et de l'électricité. Une variation de 25 % du prix du gaz entraîne une variation correspondante de 25 €TTC/MWh du LCOE des chaudières au gaz individuelles. De même, une variation de 35 % du prix de l'électricité entraîne une variation de 72 €TTC/MWh du LCOE des systèmes ECS électrique et des radiateurs électriques.



SOURCES ET Hypothèses

Tableau 31 : Hypothèses de calcul du LCOE des chaudières gaz individuelles.

	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022
Production utile/an (kWh)	20 000	20 000	20 000	20 000	20 000	20 000	20 000	20 000	20 000	20 000	20 000
Rendement (%)	92	92	92	92	92	92	92	92	92	92	92
Taux d'actualisation (%)	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2
Durée de vie (années)	20	20	20	20	20	20	20	20	20	20	20
Investissement (€ TTC/unité)	4 100	4 100	4 100	4 000	4 000	3 900	3 900	4 000	4 000	4 520	5 039
OPEX fixe (€ TTC/an)	144	145	146	146	146	148	150	151	152	154	162
Prix du gaz (€ TTC/MWh)	66	70	73	72	66	67	71	79	74	74	93

Tableau 32 : Hypothèses de calcul du LCOE des radiateurs électriques.

	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022
Production utile/an (kWh)	1 700	1 700	1 700	1 700	1 700	1 700	1 700	1 700	1 700	1 700	1 700
Rendement (%)	100	100	100	100	100	100	100	100	100	100	100
Taux d'actualisation (%)	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2
Durée de vie (années)	20	20	20	20	20	20	20	20	20	20	20
Investissement (€ TTC/unité)	355	358	359	360	360	364	370	373	374	380	400
OPEX fixe (€ TTC/an)	111	112	112	112	113	114	116	117	117	119	125
Prix de l'électricité (€ TTC/MWh)	138	147	157	162	165	166	171	178	189	193	207

Tableau 33 : Hypothèses de calcul du LCOE des systèmes ECS électriques.

	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022
Production utile/an (kWh)	3 400	3 400	3 400	3 400	3 400	3 400	3 400	3 400	3 400	3 400	3 400
Rendement (%)	100	100	100	100	100	100	100	100	100	100	100
Taux d'actualisation (%)	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2
Durée de vie (années)	15	15	15	15	15	15	15	15	15	15	15
Investissement (€ TTC/unité)	711	716	719	719	720	728	739	746	748	759	800
OPEX fixe (€ TTC/an)	111	112	112	112	113	114	116	117	117	119	125
Prix de l'électricité (€ TTC/MWh)	138	147	157	162	165	166	171	178	189	193	207

CAPEX :

- **Chaudière gaz individuelle :** Les valeurs des CAPEX proviennent de l'étude ADEME (2022), « *Coûts des énergies renouvelables et de récupération en France* ». L'évolution a été calculée à partir de l'indice de prix de production de l'industrie française pour le marché français des radiateurs et chaudières pour le chauffage central (INSEE).
- **ECS électrique :** Les valeurs des CAPEX proviennent de l'étude ADEME (2022), « *Coûts des énergies renouvelables et de récupération en France* ». L'évolution a été calculée à partir de l'indice de prix de production

de l'industrie française pour le marché français des radiateurs et chaudières pour le chauffage central (INSEE). La valeur obtenue correspond à un ballon d'eau chaude d'environ 200 litres, selon les sites de comparateurs.

- **Radiateur électrique :** La valeur 2022 représente la moyenne des prix observés sur divers sites de comparateurs, tels que MesDepanneurs, IZI-by-EDF-Renov, Prix-Pose, Engie, etc. Les valeurs de 2012 à 2021 ont été extrapolées à partir de celle de 2022, en les ajustant selon l'inflation.



OPEX fixes :

- **Chaudière gaz individuelle** : La valeur 2018 provient de l'étude ADEME (2019), « *Coûts des énergies renouvelables et de récupération en France* ». Les valeurs 2012 à 2017 et 2019 à 2022 ont été extrapolées à partir de la valeur pour 2018, en les indexant sur l'inflation.
- **ECS électrique et radiateur électrique** : La valeur 2022 provient de l'étude Hellowatt (2022), « *Quels sont les chauffages les plus économiques ?* ». Les valeurs de 2012 à 2021 ont été extrapolées à partir de la valeur pour 2022, en les indexant sur l'inflation.

Production utile :

- **Chaudière gaz individuelle** : Les valeurs de production utile sont issues de l'étude ADEME (2022) « *Coûts des énergies renouvelables et de récupération en France* »
- **ECS électrique** : La production correspond à la consommation électrique d'un ballon de 200 litres, dont les données proviennent de comparateurs tels que Butagaz, Thermor, et Selectra.
- **Radiateur électrique** : La production a été estimée en supposant qu'un radiateur de 1 kW fonctionne 8 heures par jour, pendant 7 mois, hypothèse basée sur les données du site Engie.

Rendements : étude ADEME (2022), « *Coûts des énergies renouvelables et de récupération en France* ».

Prix du gaz : Prix pour un ménage dont la consommation annuelle est comprise entre 5 et 50 MWh PCI, selon les données Eurostat, exprimé en €/kWh PCS TTC, suite aux échanges avec Uniclimate.

Prix de l'électricité : SDES (Août 2023) « *Prix de l'électricité en France et dans l'Union européenne en 2022* » en €/kWh TTC.

Durée de vie :

- **Chaudière gaz individuelle** : La valeur provient de l'étude ADEME (2022) « *Coûts des énergies renouvelables et de récupération en France* »
- **ECS électrique et radiateur électrique** : Les durées de vie sont données par des sites spécialisés dans le chauffage tels que IZI-by-EDF-Renov, France Chauffage Solaire et ENGIE.

Taux d'actualisation : voir la section 3.2.2.5.



07.

Coûts de production de la chaleur renouvelable pour le collectif, tertiaire et l'industrie

7.1. Biomasse collective, tertiaire, industrielle et sur réseau

Note méthodologique :

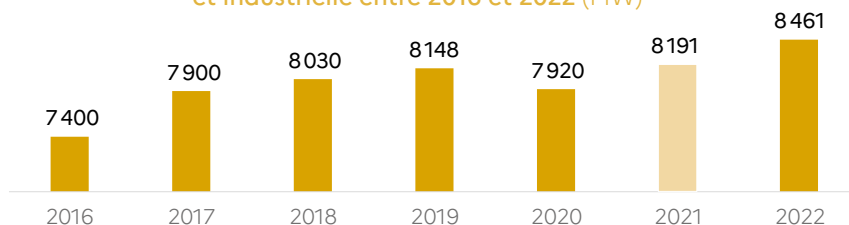
Les chiffres des graphiques et tableaux du présent document ont été arrondis pour une meilleure lisibilité. La somme des parties peut parfois différer du total affiché en raison de ces règles d'arrondis.

7.1.1. CONTEXTE ET ÉVOLUTION DES CAPACITÉS INSTALLÉES

La filière bois-énergie collective, tertiaire et industrielle comprend les chaudières de production de chaleur à partir de bois. La chaleur ainsi générée permet d'alimenter des réseaux de chaleur, des bâtiments ou des sites industriels.

La filière bois-énergie collective, tertiaire et industrielle compte 7 915 chaudières (de plus de 50 kW) fin 2022, pour une production totale de chaleur de 31,1 TWh, soit 5 % de la consommation finale de chaleur en 2022. La capacité totale installée en 2022 est de 8 461 MW, en hausse de 7 % par rapport à 2020¹¹¹.

Évolution des capacités installées de production de chaleur de la filière bois-énergie collective, tertiaire et industrielle entre 2016 et 2022 (MW)



Source : ADEME, SER, AFGP, CIBE, FEDENE, et UNICLIMA (2017 à 2023), *Panorama de la chaleur renouvelable et de récupération*, éditions 2017 à 2023.

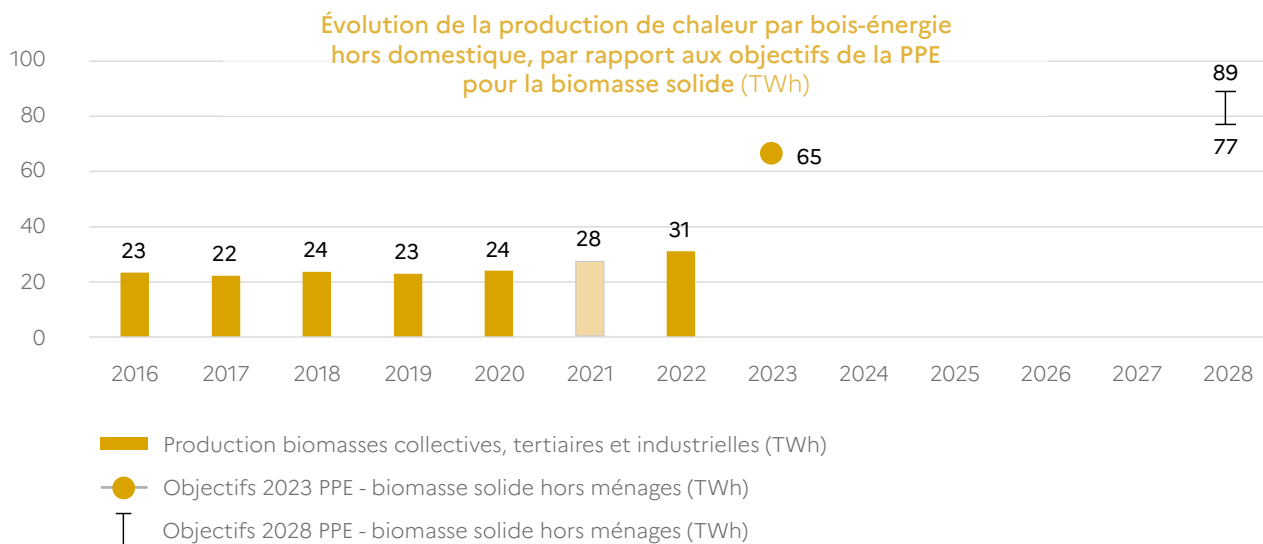
Remarque : La valeur 2021 n'étant pas disponible dans les rapports, elle a été calculée comme la moyenne de 2022 et 2020.

Graphique 100 : Évolution des capacités installées de production de chaleur par biomasse collective, tertiaire et industrielle entre 2016 et 2022 (MW).

La production de chaleur par bois-énergie en 2022 représentait moins de la moitié de l'objectif fixé par la PPE 2 pour 2023 pour la filière biomasse solide collective, tertiaire et industrielle¹¹². La filière biomasse solide comprenant également les UVE (unités de valorisation énergétique) des déchets urbains, il n'est pas possible d'apprécier l'avancement de cet objectif au regard de la filière bois-énergie uniquement. La production de chaleur par bois-énergie est pour le moment éloignée des objectifs de la PPE (biomasse solide hors ménage). Ces derniers comprennent également la filière déchets.

¹¹¹. ADEME, SER, AFGP, CIBE, FEDENE, et UNICLIMA (2023), *Panorama de la chaleur renouvelable*, Édition 2023.

¹¹². La PPE 2 fixe un objectif spécifique pour la production de chaleur à partir de biomasse solide chez les ménages (80 TWh), ce qui correspond à la filière chauffage domestique au bois abordée dans la section 6.1.



Source : ADEME, SER, AFPG, CIBE, FEDENE, et UNICLIMA (2017 à 2023), *Panorama de la chaleur renouvelable et de récupération*, éditions 2017 à 2023.

Remarque : La valeur pour 2021 n'étant pas disponible, elle a été estimée comme la moyenne de 2020 et 2022.

Graphique 101 : Évolution de la production de chaleur à partir de bois-énergie entre 2016 et 2022, par rapport aux objectifs de la PPE pour la biomasse solide.

7.1.2. PRÉSENTATION DU PÉRIMÈTRE

Le périmètre couvert dans le cadre de l'étude est présenté ci-dessous :

Tableau 34 : Périmètre de l'étude pour la filière biomasse collective, tertiaire, industrielle et raccordée à un réseau de chaleur.

Chaudière collective tertiaire en usage direct			Installations biomasses industrielles en usage direct	Installations biomasses raccordées à un réseau de chaleur			Chaudières biomasses en cogénération de chaleur d'électricité
< 0.5 MW	0,5 à 3 MW	≥ 3 MW		< 1 MW	1 à 10 MW	≥ 10 MW	

■ Filières incluses dans l'étude

■ Exclusion du périmètre

En comparaison de la précédente édition de l'étude ADEME sur les coûts des énergies renouvelables et de récupération (2022), le périmètre a évolué sur plusieurs points :

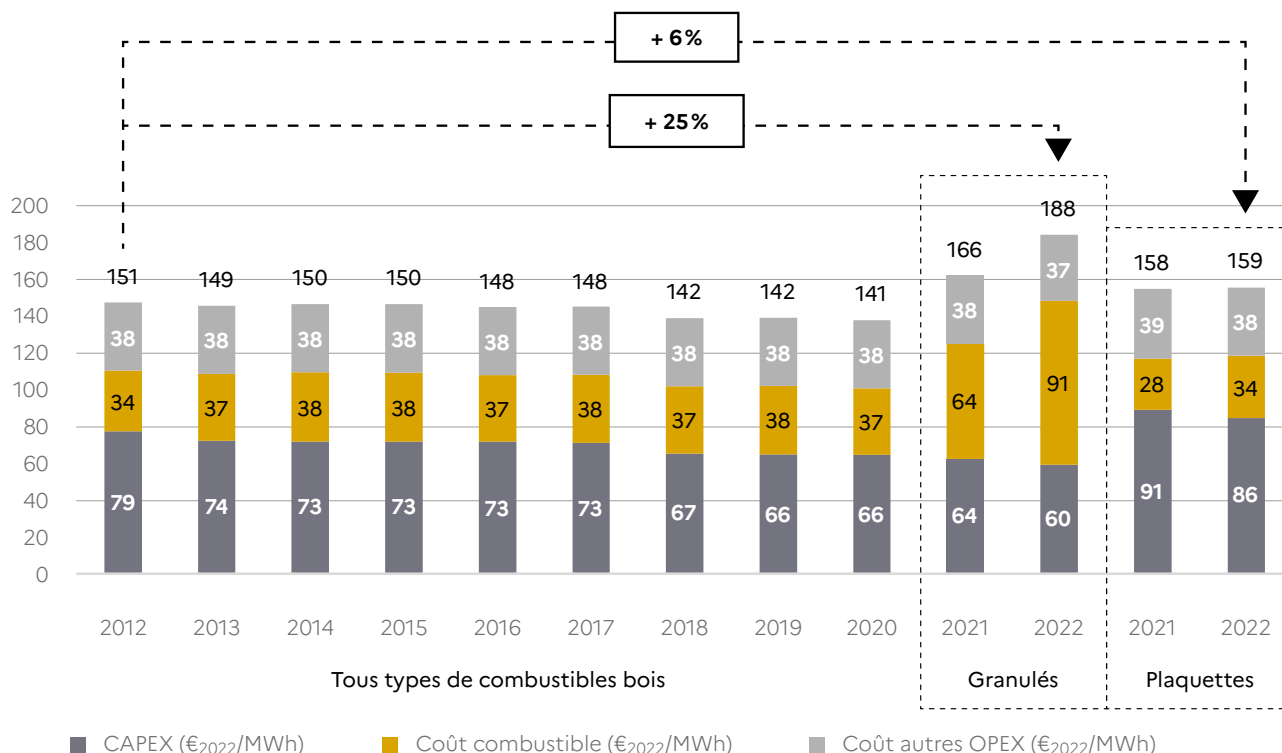
- le segment chaudière biomasse raccordée à un réseau de chaleur n'était pas étudié et a été ajouté. Les chaudières de plus de 10 MW ont été exclues du périmètre car les données disponibles étaient insuffisantes pour mener les analyses de LCOE sur ce segment de puissance ;
- le segment des chaudières industrielles incluait plusieurs technologies différentes dans la précédente édition, notamment les générateurs à chaud et les fours à calcination, qui ont été retirés du périmètre de cette étude afin de ne conserver que les chaudières biomasse industrielles. Les générateurs à air chaud et les fours présentent des coûts d'investissement plus faibles que les chaudières biomasse et ont donc été retirés pour obtenir des échantillons plus homogènes. Par conséquent, les LCOE affichés dans la section biomasse industrielle sont donc supérieurs à ceux de la précédente édition de l'étude ;
- le segment des chaudières collectives/tertiaires disposait d'un sous-segment de chaudières de plus de 3 MW. Sur 2021 et 2022, très peu de dossiers pour ce type de chaudières en usage direct ont été instruits par le Fonds Chaleur (source de données principale pour ce segment). Ce sous-segment a donc été exclu faute d'avoir un panel de projets suffisamment significatif. Des chaudières de plus de 3 MW sont toutefois incluses parmi les chaudières industrielles et celles sur réseaux de chaleur ;
- Le segment de la production d'électricité par les chaudières biomasse en cogénération n'est pas couvert par cette étude.



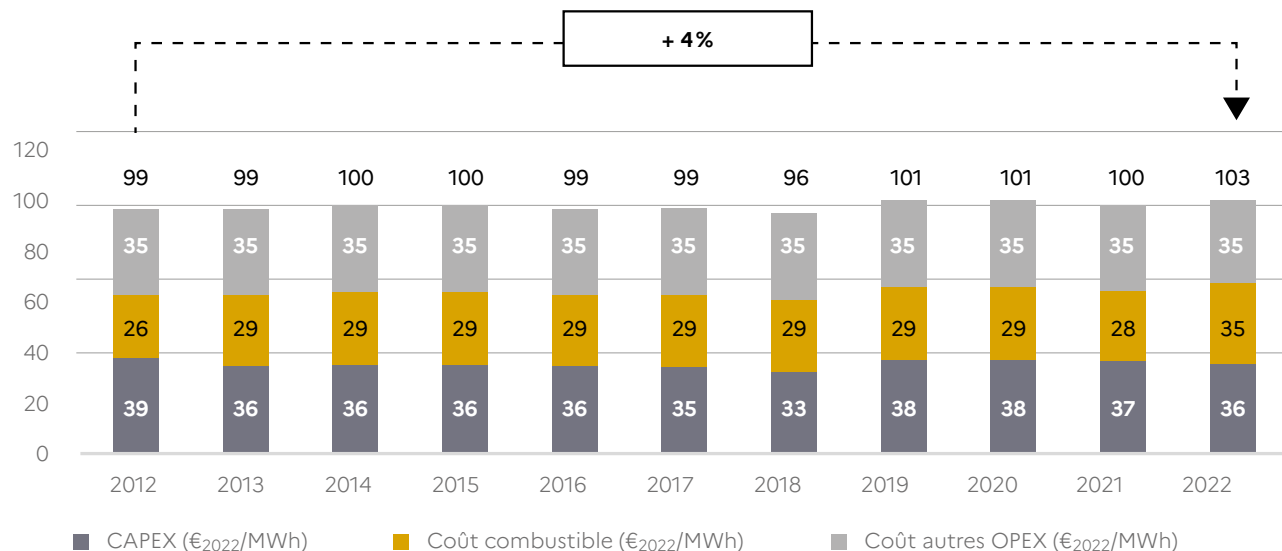
7.1.3. BIOMASSE COLLECTIVE ET TERTIAIRE

7.1.3.1. Évolution du LCOE

Évolution des LCOE des chaudières biomasse collectives et tertiaires en usage direct de moins de 500 kW (€₂₀₂₂/MWh)



Évolution des LCOE des chaudières biomasses collectives et tertiaires en usage direct de 500 kW à 3000 kW (€₂₀₂₂/MWh)



Remarque : Les valeurs de 2012 à 2020 ne sont pas égales à celles présentées dans la précédente édition de l'étude car certaines hypothèses ont été modifiées :

- La durée de vie des chaudières est passée de 25 à 20 ans ;
- Les coûts d'opération ont été modifiés ;

Pour les installations de moins de 500 kW, pour 2021 et 2022, les LCOE sont séparés selon les combustibles consommés par les installations, afin de rendre compte de la diversité des projets masquée par un LCOE unique.

Graphiques 102 : Évolution des LCOE corrigés de l'inflation des chaudières biomasse collectives et tertiaires de 2012 à 2022 en €₂₀₂₂ HT/MWh.

Les LCOE des installations biomasse collectives et tertiaires de moins de 500 kW, sans distinction de leurs combustibles en bois, ont diminué entre 2012 et 2020 de 7 %. Sur cette période, les coûts d'investissements corrigés de l'inflation étaient légèrement en baisse, tandis que les coûts d'opération restaient stables.

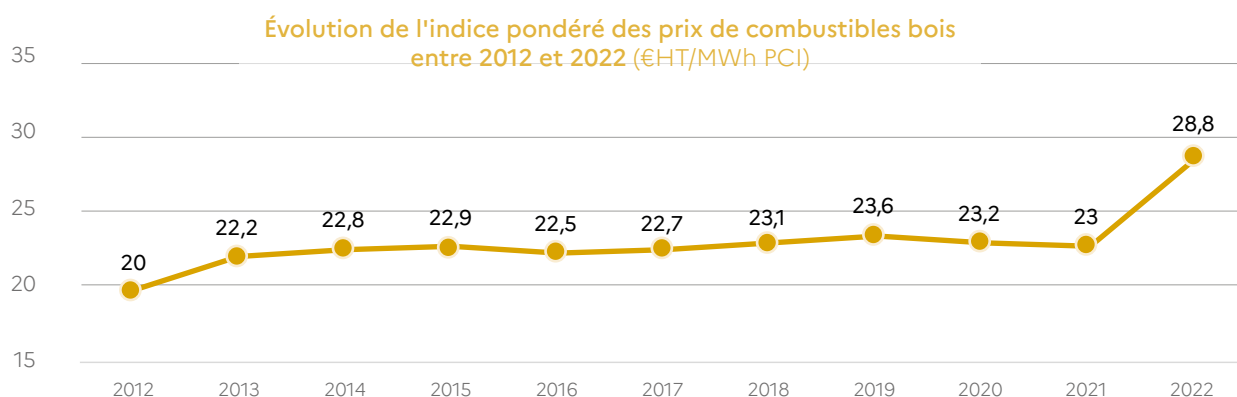
À partir de 2021, afin de refléter les différences de coûts d'investissements et d'opération selon les combustibles consommés, le périmètre d'étude a évolué. Ainsi, les LCOE des installations à granulés sont distingués de celles à plaquettes. Cette évolution de périmètre rend difficile l'interprétation de la tendance entre 2020 et 2021, qui semble toutefois être à la hausse, portée par une hausse des coûts d'investissement, quel que soit le type d'installations.

Entre 2021 et 2022, les installations à plaquettes ont connu une légère hausse (+1 %) de leur LCOE, expliquée par un accroissement du prix des plaquettes. Les installations à granulés ont quant à elles fait face à une envolée des prix des granulés en une année (+42 % après correction de l'inflation), se répercutant directement sur les LCOE (+ 13 %). L'accroissement du prix des granulés s'inscrit dans un contexte particulier : le déclenchement de la guerre en Ukraine a généré un climat de tension énergétique en Europe dès début 2022, ce qui a motivé les consommateurs de granulés à s'approvisionner très tôt et en grande quantité, provoquant des pénuries et une hausse très marquée du prix des granulés. Les tensions se sont depuis apaisées, et les prix des granulés ont commencé à baisser dès 2023.

Les valeurs des LCOE des chaudières biomasse collectives et tertiaires de 500 à 3 000 kW sont à peu près stables sur la période 2012-2022, augmentant de 4 % pour celles de 500 à 3 000 kW.

Entre 2021 et 2022, les LCOE sont également restés stables (+3 % pour les chaudières de 500 à 3 000 kW) malgré une baisse de 6 % des investissements par kW installé (après correction de l'inflation), compensée par l'augmentation des prix de combustibles entre ces deux années.

En effet, les coûts de combustibles ramenés au MWh produit ont augmenté de 18 % entre 2021 et 2022 après correction de l'inflation. Cette hausse s'inscrit dans un contexte de très forte augmentation des prix des combustibles bois (granulés, plaquettes, écorces, broyats, sciures, etc.) en 2022, comme indiqué dans le graphique 104. L'année 2022 a été marquée par une forte demande pour le bois d'industrie ce qui a conduit à une croissance des prix sur le marché bois. À cela s'ajoute la croissance structurelle du nombre de chaudières biomasse, liée aux incitations publiques, mais aussi à la volonté des acteurs des secteurs collectif, tertiaire et industriel, de verdir leur production de chaleur, qui renforce la demande des combustibles bois.

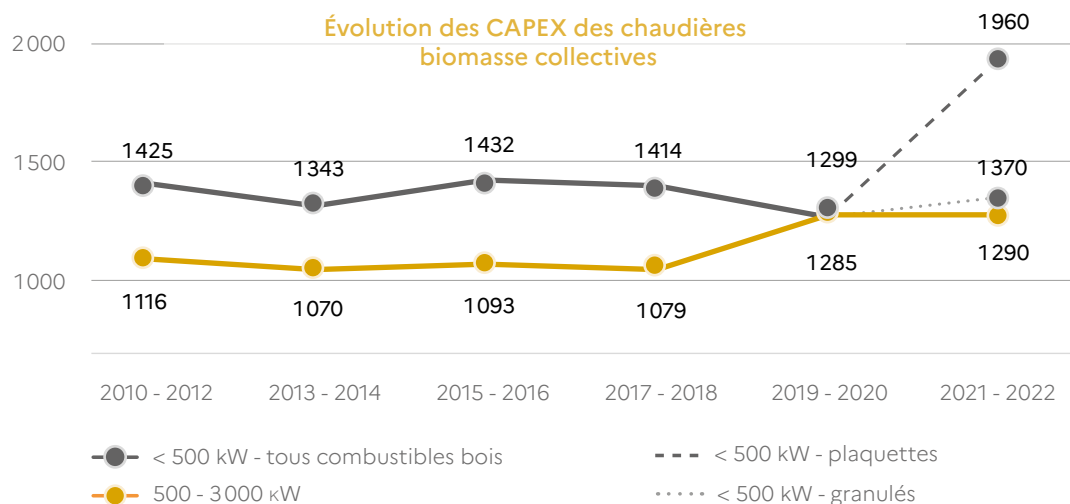


Source : ADEME (2023), *Enquête sur les prix des combustibles bois en 2022*.

Graphique 103 : Évolution entre 2012 et 2022 de l'indice pondéré des prix des combustibles bois en €HT/MWh PCI.



7.1.3.2. Évolution des CAPEX



Graphique 104 : Évolution des CAPEX des chaudières biomasse collectives en usage direct entre 2010 et 2022 en €_{courants} HT/kW.

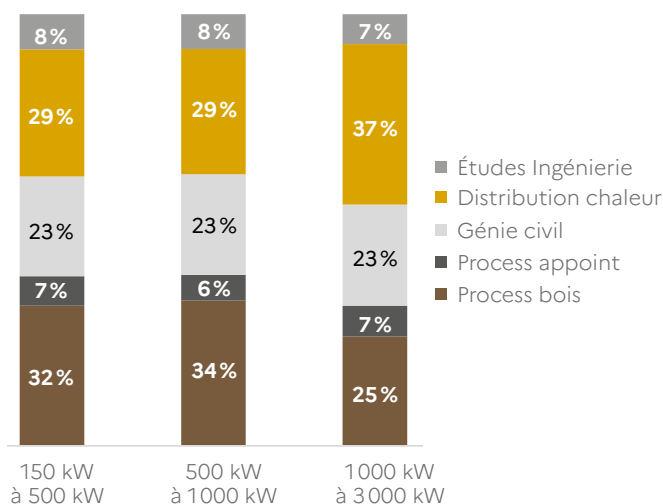
Les coûts d'investissements des chaudières biomasse dépendent de la taille de l'installation. Les économies d'échelle permettent ainsi de réduire les coûts avec l'augmentation de la capacité installée.

Entre 2010 et 2018, les coûts d'investissement étaient globalement constants. La baisse de 8 % des coûts d'investissements entre les périodes 2017-2018 et 2019-2020 des chaudières de moins de 500 kW peut être liée au panel de projets étudiés et à une évolution des projets financés par le Fonds Chaleur sur cette période, avec davantage de chaudières de (très) faible puissance dans le cadre de contrats de développement territorial et patrimonial des énergies renouvelables et de récupération¹¹³. Ces projets afficheraient de faibles coûts de génie civil, grâce à la réutilisation de bâtiments existants, ce qui expliquerait des CAPEX réduits¹¹⁴.

La hausse des coûts de la période 2021 à 2022 par rapport aux périodes précédentes est majoritairement due au contexte inflationniste sur les prix des matières premières et de l'énergie, qui impactent les coûts des composants, de production, et de transports.

La distinction des projets de moins de 500 kW à granulés et des projets à plaquettes met également en lumière des coûts d'investissement différenciés selon le type de combustible consommé par les installations.

Décomposition des coûts d'investissements des chaudières biomasse collectives par tranche de puissance en 2021



Source : ADEME (2021), *Étude des coûts d'investissement et d'exploitation associés aux chaudières biomasse énergie*, page 40.

Graphique 105 : Décomposition des coûts d'investissement des chaudières biomasses collectives selon la puissance installée.

La répartition des CAPEX est similaire pour toutes les tranches de puissance étudiées ici. Seule la part dédiée à la distribution de chaleur est significativement plus importante pour les chaudières de 1 à 3 MW, par rapport aux chaudières plus petites. Cette différence pourrait traduire le fait que les chaudières de 1 à 3 MW sont raccordées à un plus grand nombre de bâtiments, augmentant les coûts de raccordement.

¹¹³. Le contrat de développement territorial et patrimonial des EnR&R est un dispositif de soutien technique et financier pour un groupe de projets de faible capacité qui, pris individuellement, ne sont pas éligibles au Fonds Chaleur.

¹¹⁴. ADEME (2022), *Étude des coûts des énergies renouvelables et de récupération*.



7.1.3.3. Analyse de sensibilité

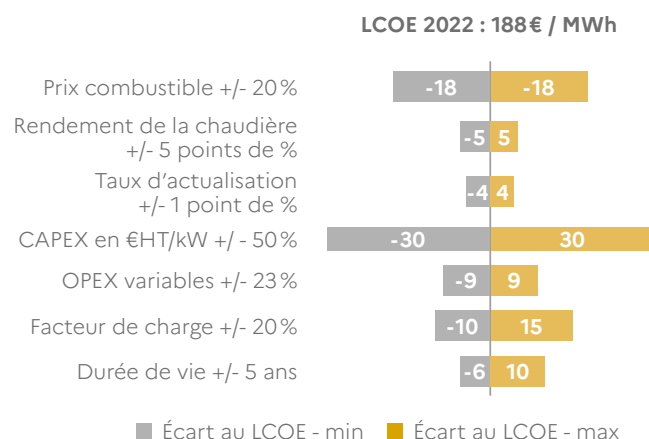
Une analyse de sensibilité du LCOE de la filière a été menée en faisant varier indépendamment plusieurs paramètres de calcul, toutes choses égales par ailleurs. L'impact sur le LCOE de la variation des paramètres choisis est expliqué dans le tableau suivant :

Impact de la variation du paramètre sur le LCOE	Augmentation du paramètre	Baisse du paramètre
Prix des combustibles	↑	↓
Rendement de la chaudière	↓	↑
Taux d'actualisation	↑	↓
CAPEX	↑	↓
OPEX variables (exploitation)	↑	↓
Facteur de charge	↓	↑
Durée de vie	↓	↑

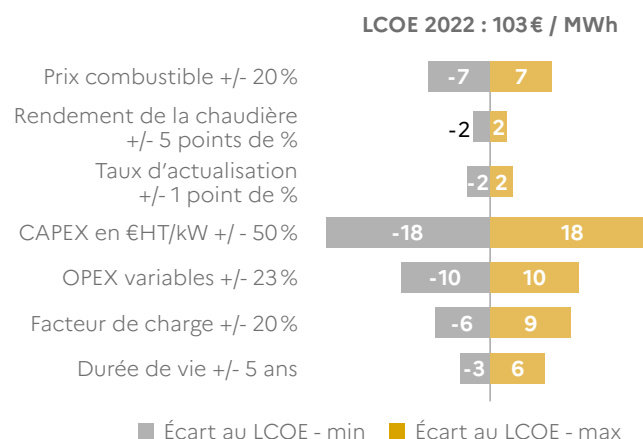
Légende : ↑ : la valeur du LCOE augmente ; ↓ : la valeur du LCOE diminue

Les résultats de l'analyse de sensibilité sont présentés dans les graphiques suivants :

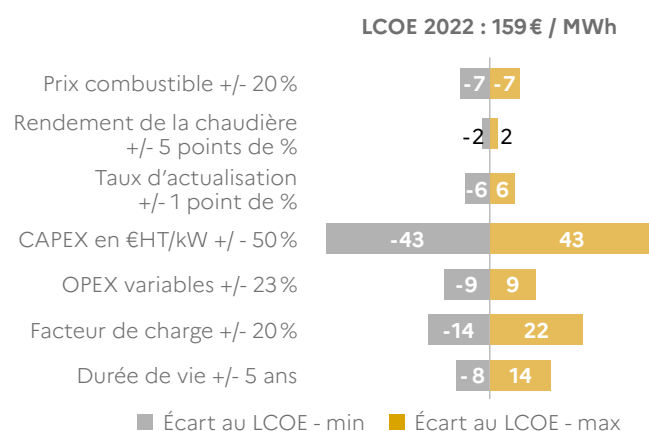
Évolution du LCOE des chaudières biomasse collectives de moins de 500 kW à granulés pour la variation de chaque paramètre (€HT/MWh)



Évolution du LCOE des chaudières biomasse collectives de 500 à 3000 kW pour la variation de chaque paramètre (€HT/MWh)



Évolution du LCOE des chaudières biomasse collectives de moins de 500 kW à plaquettes pour la variation de chaque paramètre (€HT/MWh)



Remarque : L'asymétrie des impacts dans l'analyse de sensibilité du LCOE est principalement due aux effets non linéaires et aux interactions complexes entre les différents paramètres du calcul des LCOE (cf. section 3). Par exemple, l'augmentation du facteur de charge accroît la production et les coûts d'opération variables, pour des coûts d'investissement qui restent constants. Le LCOE n'évolue donc pas linéairement avec la variation du facteur de charge.

Graphiques 106 : Analyse de sensibilité des LCOE des chaudières biomasse collectives en 2022.



Grille de lecture (exemple pour un paramètre) : Pour des chaudières de 500 à 3 000 kW, si le facteur de charge augmente (baisse) de 20 %, le LCOE de ces chaudières diminue de 6 € HT/MWh (augmente de 9 € HT/MWh).

Les analyses de sensibilité révèlent que le LCOE des chaudières biomasse collectives est particulièrement sensible à la variation des coûts d'investissement, toutes puissances confondues, ce qui peut s'expliquer par la part importante des CAPEX dans le LCOE de ces chaudières (35 à 50 % selon la taille de l'installation).

Ainsi, dans le cas des chaudières de moins de 500 kW à granulés, une augmentation de 50 % des coûts d'investissement entraîne une hausse du LCOE de 30 €/HT/MWh. À l'inverse, réduire de 50 % les CAPEX amène le LCOE à diminuer de 30 € TTC/MWh.

Les valeurs des variations ont été déterminées en fonction des écarts à la moyenne effectivement constatés dans les différentes sources de données, notamment pour les prix des combustibles dont la variation des prix a été très marquée en 2022 par rapport aux autres années.

Sources et hypothèses

Tableau 35 : Hypothèse du calcul des LCOE des chaudières biomasse collectives et tertiaires en usage direct.

	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022
Heures de fonctionnement par an											
< 500 kW	2 000	2 000	2 000	2 000	2 000	2 000	2 000	2 000	2 000	2 000	2 000
500-3000 kW	3 200	3 200	3 200	3 200	3 200	3 200	3 200	3 200	3 200	3 200	3 200
Durée de vie (années)	20	20	20	20	20	20	20	20	20	20	20
Rendement (%)	87	87	87	87	87	87	87	87	87	87	87
CAPEX (€ HT/kW)											
< 500 kW - tous types de combustibles bois	1 400	1 400	1 400	1 400	1 400	1 400	1 400	1 400	1 400		
< 500 kW - granulés										1 370	1 370
< 500 kW - plaquettes										1 960	1 960
500-3000 kW	1 090	1 090	1 090	1 090	1 090	1 090	1 090	1 280	1 280	1 290	1 290
OPEX (€ HT/MWh)											
< 500 kW	33,7	33,9	34,1	34,1	34,2	34,5	35,1	35,4	35,4	36,0	37,9
500-3000 kW	30,9	31,1	31,2	31,3	31,3	31,6	32,1	32,4	32,5	33,0	34,8
Prix des combustibles bois (€/MWh)											
< 500 kW - tous types de combustibles bois	26	29	30	30	29	30	30	31	30		
< 500 kW - granulés										53	78
< 500 kW - plaquettes										24	30
500-3000 kW	20	22	23	23	23	23	23	24	23	23	28,8
Taux d'actualisation (%)	9	8	8	8	8	8	7	7	7	7	7

CAPEX : les valeurs pour 2012 à 2020 sont reprises de la précédente édition de l'étude ADEME, et reposent sur une analyse des projets du Fonds Chaleur.

Les valeurs pour 2021 et 2022 ont été calculées, elles aussi, à partir des projets du Fonds Chaleur. Elles ont été calculées en faisant la moyenne des coûts par kW installé des projets financés en 2021 et 2022, regroupés ensemble afin d'obtenir des échantillons de taille suffisante. Il s'agit de coûts prévisionnels. L'analyse s'appuie ainsi sur 67 projets granulés et 26 projets plaquettes pour le segment moins de 500 kW, et sur 9 projets pour les chaudières de 500 à 3 000 MW. Dans les trois échantillons, les cinq premiers et cinq derniers percentiles sont exclus avant de calculer la moyenne.

OPEX : La valeur pour 2021 provient de l'étude ADEME (2021) sur les coûts d'investissement et d'opération et inclut les coûts liés à l'achat d'électricité (P1'), à l'entretien et à la maintenance (P2), et au gros entretien et au renouvellement (P3). Ces coûts d'opération hors combustibles ont ensuite été extrapolés de 2012 à 2022 en suivant l'inflation.

Prix du bois : les valeurs pour les chaudières de plus de 500 kW sont issues de l'étude ADEME-CODA Stratégie (2023) sur les prix des combustibles bois. La valeur de l'indice pondéré est utilisée¹¹⁵.

Pour les chaudières de moins de 500 kW, le prix pour 2020 est repris de la précédente édition de l'étude

¹¹⁵. ADEME & CODA Stratégies (Mars 2023), *Enquête sur les prix des combustibles bois en 2022 – chauffage industriel et collectif*, p.37.



(ADEME, 2022), qui provenait du CIBE. Ce chiffre a ensuite été extrapolé aux années 2012 à 2019 en suivant l'évolution de l'indice pondéré issu de l'étude ADEME-CODA Stratégie (2023). Les prix des combustibles plaquettes et granulés pour 2021 et 2022 sont issus de l'étude ADEME-CODA Stratégie (2023).

Rendement : les valeurs des rendements sont reprises de l'étude ADEME (2022) Coûts des énergies renouvelables et de récupération.

Heures de fonctionnement : les valeurs sont reprises de la précédente édition de l'étude ADEME des coûts des

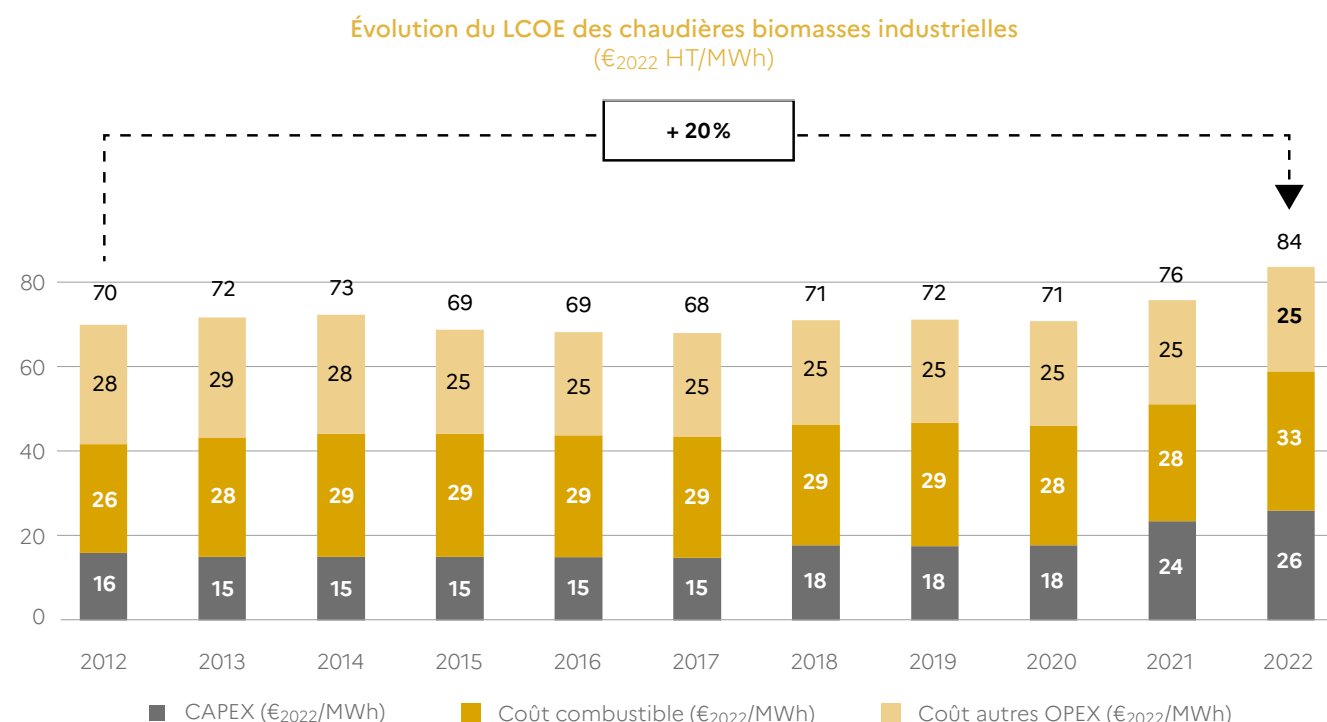
énergies renouvelables et de récupération. Pour les chaudières de moins de 500 kW, les 2000 heures de fonctionnement ont été conservées pour assurer la continuité de l'étude. Toutefois, cette valeur semble optimiste par rapport aux données réelles pour ces chaudières.

Durée de vie : l'hypothèse de la précédente édition était de 25 ans. Cette hypothèse a été remplacée par 20 ans, qui correspondent davantage à la réalité des projets.

Taux d'actualisation : voir la partie méthodologie de l'étude.

7.1.4. BIOMASSE INDUSTRIELLE

7.1.4.1. Évolution du LCOE



Graphique 107 : Évolution des LCOE corrigés de l'inflation des chaudières biomasse industrielles entre 2012 et 2022 en €₂₀₂₂ HT/MWh.

Entre 2012 et 2020, les LCOE ont peu évolué et ont oscillé autour d'une valeur de 71 €₂₀₂₂/MWh. À partir de 2021, ceux-ci ont augmenté significativement (+7 % entre 2020 et 2021 ; +10 % entre 2021 et 2022). Cette tendance s'explique par une hausse des coûts d'investissement à partir de 2021. Les CAPEX ramenés au MWh produit ont ainsi augmenté de 47 % en deux ans (cf. section ci-dessous).

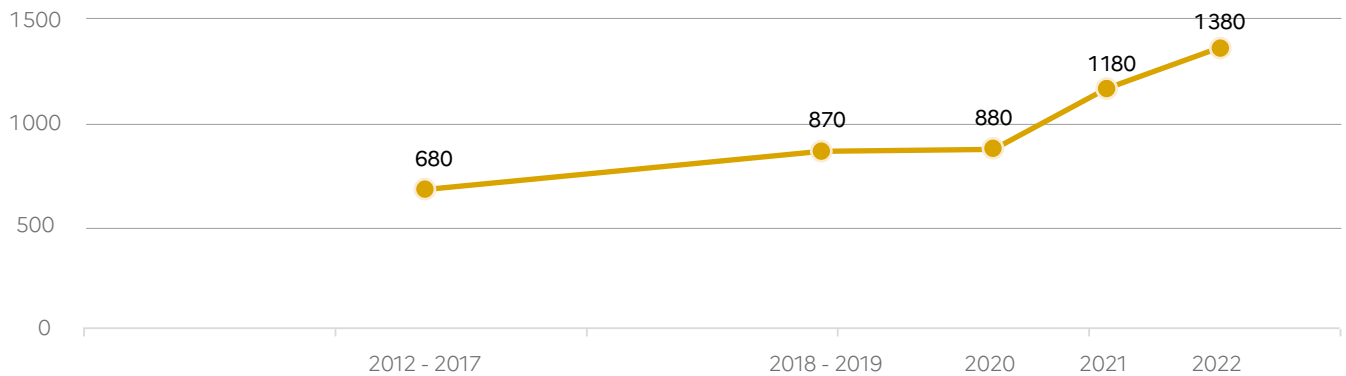
En 2022, à la hausse des coûts d'investissement est venue s'ajouter une forte augmentation des prix du bois due à un accroissement structurel de leur demande en 2022, comme évoqué dans la section relative aux chaudières biomasse collectives (cf. section 5.2).

Par ailleurs, l'étude des coûts d'investissement des projets de chaudières biomasse financés via les dispositifs ADEME BCIAT (Biomasse Chaleur pour l'Industrie, l'Agriculture et le Tertiaire) et Fonds Chaleur montre que les coûts par kW diminuent avec l'augmentation de la puissance des chaudières. Le nombre de projets étant relativement faible (38 projets en 2021 et 39 projets en 2022), il est difficile d'estimer l'effet d'échelle. Pour cette raison, la filière des chaudières biomasse industrielles n'est pas segmentée en tranches de puissance. Il faut toutefois noter que ce LCOE moyen peut masquer des variations selon la taille des projets.



7.1.4.2. Évolution des CAPEX

Évolution des CAPEX des chaudières biomasses industrielles
entre 2012 et 2022 (€₂₀₂₂ HT/MWh)

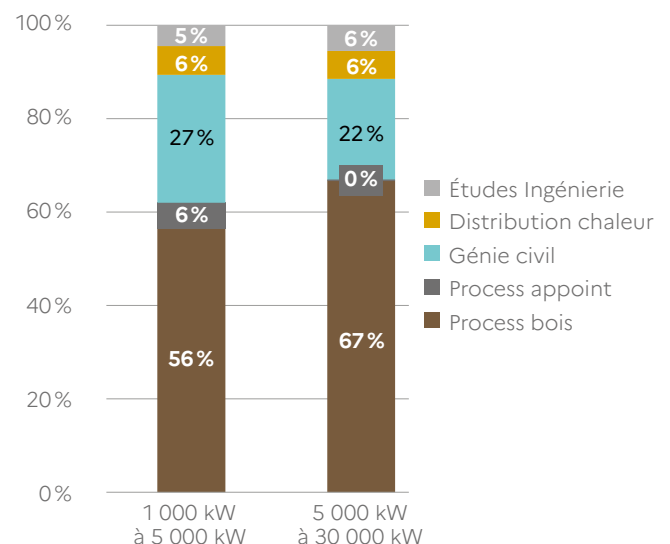


Graphique 108 : Évolution des CAPEX des chaudières biomasse entre 2012 et 2022 en €_{courants} HT/kW.

Les coûts d'investissement par kW installé étaient en hausse entre les périodes 2012-2017 et 2018-2019, puis sont restés relativement stables entre 2019 et 2020. Depuis, ces coûts sont en augmentation du fait de nouveaux facteurs exogènes. Les projets BCIAT et Fonds Chaleur présentant des caractéristiques très variables, plusieurs facteurs intrinsèques à ces projets pourraient expliquer cette évolution sans que ceux-ci aient été isolés, notamment la puissance installée, les types de com-

bustibles utilisés (plaquettes, granulés, etc.), leur niveau d'humidité, et la quantité de réseaux internes de distribution de la chaleur.

L'augmentation des coûts entre 2021 et 2022 est, quant à elle, attribuable au contexte inflationniste de 2022, notamment sur les prix des matières premières et sur les coûts de l'énergie, impactant *in fine* les coûts des composants et les coûts de transport.



Source : ADEME (2021), *Étude des coûts d'investissement et d'exploitation associés aux chaudières biomasse énergie*, p. 40.

Graphique 109 : Répartition des CAPEX des chaudières biomasse industrielles (ADEME, 2021).

7.1.4.3. Analyse de sensibilité

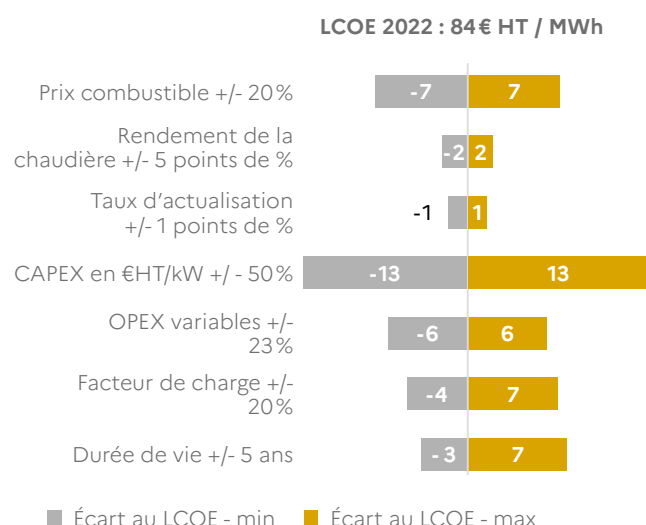
Une analyse de sensibilité du LCOE de la filière a été menée en faisant varier indépendamment plusieurs paramètres de calcul, toutes choses égales par ailleurs. L'impact sur le LCOE de la variation des paramètres choisis est expliqué dans le tableau suivant :

Impact de la variation du paramètre sur le LCOE	Augmentation du paramètre	Baisse du paramètre
Prix des combustibles	↑	↓
Rendement de la chaudière	↓	↑
Taux d'actualisation	↑	↓
CAPEX	↑	↓
OPEX variables (exploitation)	↑	↓
Facteur de charge	↓	↑
Durée de vie	↓	↑

Légende : ↑ : la valeur du LCOE augmente ; ↓ : la valeur du LCOE diminue

Les résultats de l'analyse de sensibilité sont présentés dans les graphiques suivants :

Évolution du LCOE 2022 des chaudières biomasse industrielles pour la variation de chaque paramètre (€/HT/MWh)



Graphique 110 : Analyse de sensibilité des LCOE des chaudières biomasse industrielles en 2022.

Remarque : L'asymétrie des impacts dans l'analyse de sensibilité du LCOE est principalement due aux effets non linéaires et aux interactions complexes entre les différents paramètres du calcul des LCOE (cf. section 3). Par exemple, l'augmentation du facteur de charge accroît la production et les coûts d'opération variables, pour des coûts d'investissement qui restent constants. Le LCOE n'évolue donc pas linéairement avec la variation du facteur de charge.

Grille de lecture (exemple pour un paramètre) : Pour des chaudières biomasse industrielles, si la durée de vie augmente (baisse) de 5 ans, le LCOE de ces chaudières diminue de 3 € HT/MWh (augmente de 7 € HT/MWh).

Les analyses de sensibilité révèlent que le LCOE des chaudières biomasse industrielles est particulièrement sensible à la variation des coûts d'investissement. Ainsi, une augmentation de 50 % des coûts d'investissement entraîne une hausse du LCOE de 13 € HT/MWh. À l'inverse, réduire de 50 % les CAPEX amène le LCOE à diminuer de 13 € TTC/MWh.

Les valeurs des variations ont été déterminées en fonction des écarts à la moyenne effectivement constatés dans les différentes sources de données, notamment pour les prix des combustibles dont la variation des prix a été très marquée en 2022 par rapport aux autres années.





Sources et hypothèses

Tableau 36 : Hypothèses de calcul des LCOE des chaudières biomasse industrielles.

	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022
Heures de fonctionnement par an	5 700	5 700	5 700	5 700	5 700	5 700	5 700	5 700	5 700	5 700	5 700
Durée de vie (années)	15	15	15	15	15	15	15	15	15	15	15
Rendement (%)	87	87	87	87	87	87	87	87	87	87	87
CAPEX (€ HT/kW)	680	680	680	680	680	680	870	870	880	1180	1380
OPEX (€ HT/MWh)	25,3	25,5	25,6	22,3	22,4	22,6	22,9	23,2	23,2	23,6	24,8
Prix du bois (€/MWh consommé)	20	22	23	23	23	23	23	24	23	23	28,8
Taux d'actualisation (%)	10	9	9	9	9	9	8	8	8	8	8

CAPEX : Les valeurs de CAPEX sont des moyennes calculées sur 229 projets ayant répondu aux AAP BCIAT, complétés pour 2021 et 2022 par 6 projets de chaudières biomasse industrielles hors BCIAT aidés par le Fonds Chaleur (coûts prévisionnels). Certains projets datant d'années différentes ont été regroupés ensemble afin d'obtenir des moyennes cohérentes sur la base d'échantillons de taille suffisante. Ainsi, la valeur 2012-2017 s'appuie sur 25 projets, celle de 2018-2019 sur 16 projets, et respectivement 25, 38 et 39 projets pour 2020, 2021 et 2022.

OPEX (hors coûts du bois) : l'étude de l'ADEME sur les coûts des projets biomasse renseigne le coût d'exploitation (bois compris) pour les chaudières industrielles de 1 à 5 MW pour 2021. À cette valeur a été retranché le coût du bois. La valeur pour 2021 a ensuite été extrapolée pour 2012 à 2020 et 2022 en suivant l'inflation.

Prix du bois : Les prix du bois proviennent de l'étude ADEME-CODA Stratégie¹¹⁶. Le prix de l'indice pondéré est utilisé.

Rendement : les valeurs des rendements sont reprises de l'étude ADEME (2022) « *Coûts des énergies renouvelables et de récupération* ».

Heures de fonctionnement par an : moyenne des heures équivalentes de fonctionnement à pleine puissance calculée pour les projets aidés par le Fonds Chaleur et les projets de AAP BCIAT. Il s'agit de données prévisionnelles.

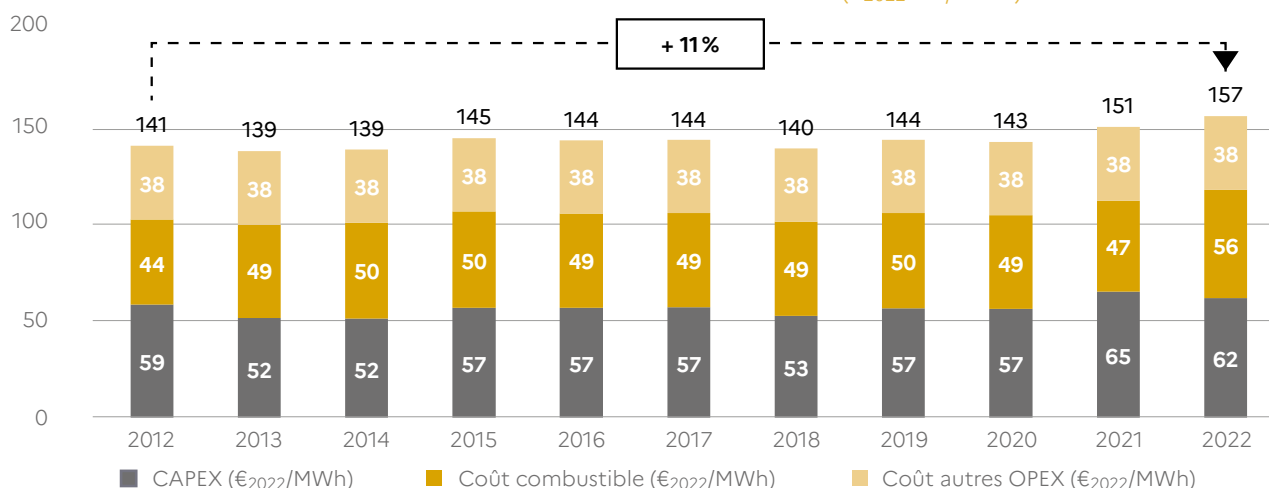
Durée de vie : valeur donnée sur avis d'experts.

Taux d'actualisation : voir la section 3.2.2.5.

7.1.5. BIOMASSE RACCORDÉE À UN RÉSEAU DE CHALEUR

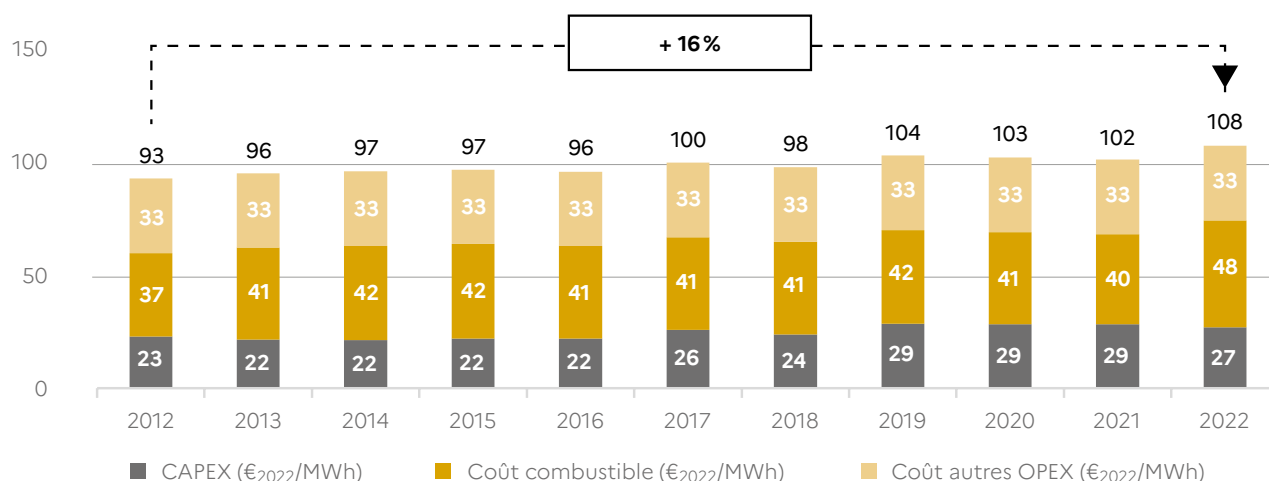
7.1.5.1. Évolution du LCOE

Évolution des LCOE des chaudières biomasse de moins de 1 MW sur réseau de chaleur entre 2012 et 2022 (€₂₀₂₂ HT/MWh)



¹¹⁶. ADEME & CODA Stratégies (Mars 2023), *Enquête sur les prix des combustibles bois en 2022 – chauffage industriel et collectif*.

Évolution des LCOE des chaudières biomasse de 1 à 10 MW sur réseau de chaleur entre 2012 et 2022 (€₂₀₂₂ HT/MWh)

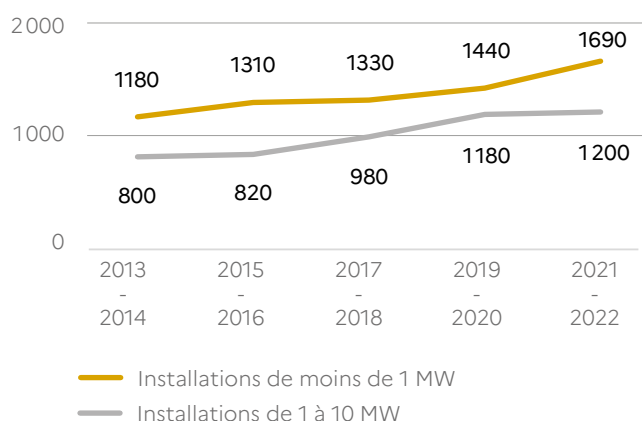


Graphiques 111 : Évolution des LCOE corrigés de l'inflation des chaudières biomasse raccordées à un réseau de chaleur entre 2012 et 2022 en €₂₀₂₂ HT/MWh.

Les LCOE des chaudières biomasse raccordées à un réseau de chaleur sont, depuis 2012, en légère hausse, et ce, quelle que soit leur tranche de puissance installée (+ 11 % pour les chaudières de moins de 1 MW, + 16 % pour celles de 1 à 10 MW). L'année 2022 a été marquée par une hausse des LCOE en raison majoritairement de l'augmentation des prix des combustibles.

7.1.5.2. Évolution des CAPEX

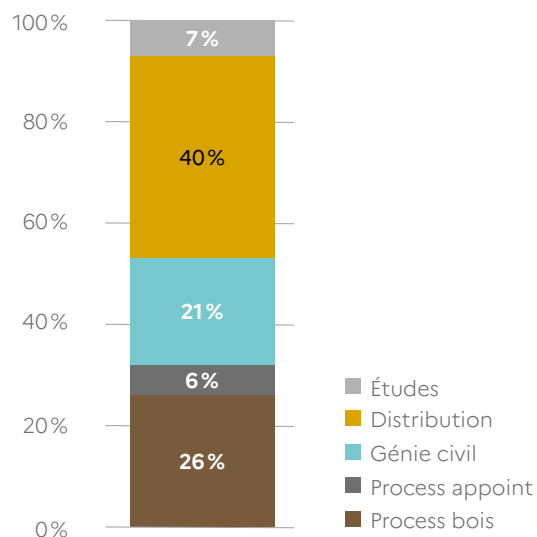
Évolution des CAPEX des chaudières biomasse raccordées à un réseau de chaleur entre 2013 et 2022 (€₂₀₂₂ HT/MWh)



Graphique 112 : Évolution des coûts d'investissements des chaudières biomasse raccordées à un réseau de chaleur entre 2013 et 2022 en €_{courants} HT/MWh.

Les coûts d'investissement des chaudières biomasse raccordées à un réseau de chaleur sont en hausse depuis 2013. Cette hausse s'est significativement accélérée en 2021/2022 (+ 17 % par rapport à 2019/2020). Cette hausse peut être associée à une augmentation significative des coûts des matières premières et de l'énergie en 2022, affectant les prix des composants.

Évolution des CAPEX des chaudières biomasse raccordées à un réseau de chaleur



Source : ADEME (2021), *Étude des coûts d'investissement et d'exploitation associés aux chaudières biomasse énergie*, p. 41.

Graphique 113 : Décomposition des coûts d'investissement des chaudières biomasse raccordées à un réseau de chaleur.



7.1.5.3. Analyse de sensibilité

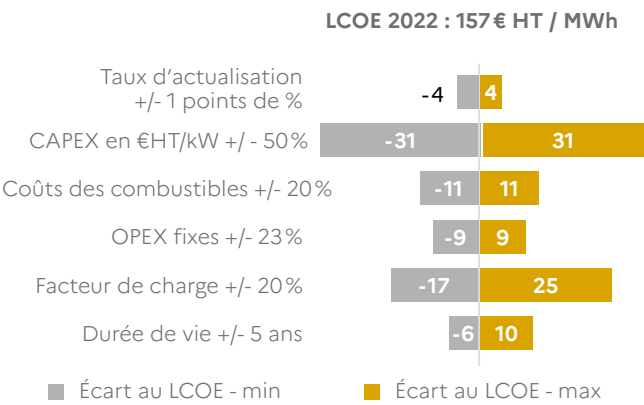
Une analyse de sensibilité du LCOE de la filière a été menée en faisant varier indépendamment plusieurs paramètres de calcul, toutes choses égales par ailleurs. L'impact sur le LCOE de la variation des paramètres choisis est expliqué dans le tableau suivant :

Impact de la variation du paramètre sur le LCOE	Augmentation du paramètre	Baisse du paramètre
Taux d'actualisation	↑	↓
CAPEX	↑	↓
Coûts des combustibles	↑	↓
OPEX fixes (exploitation)	↑	↓
Facteur de charge	↓	↑
Durée de vie	↓	↑

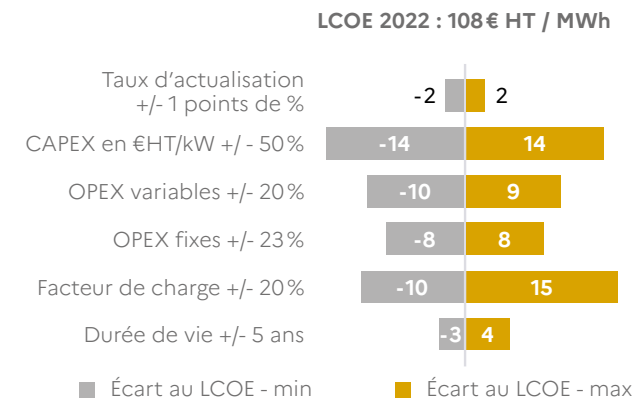
Légende : ↑ : la valeur du LCOE augmente ; ↓ : la valeur du LCOE diminue

Les résultats de l'analyse de sensibilité sont présentés dans les graphiques suivants :

Évolution du LCOE 2022 des chaudières biomasse sur réseau de chaleur de moins de 1 MW pour la variation de chaque paramètre (€HT/MWh)



Évolution du LCOE 2022 des chaudières biomasse sur réseau de chaleur de 1 MW à 10 MW pour la variation de chaque paramètre (€HT/MWh)



Remarque : L'asymétrie des impacts dans l'analyse de sensibilité du LCOE est principalement due aux effets non linéaires et aux interactions complexes entre les différents paramètres du calcul des LCOE (cf. section 3). Par exemple, l'augmentation du facteur de charge accroît la production et les coûts d'opération variables, pour des coûts d'investissement qui restent constants. Le LCOE n'évolue donc pas linéairement avec la variation du facteur de charge.

Grille de lecture (exemple pour un paramètre) : Pour des chaudières biomasse de 1 à 10 MW raccordées à un réseau de chaleur, si le taux d'actualisation augmente (baisse) de 1 point de pourcentage, le LCOE de ces chaudières augmente de 2 € HT/MWh (diminue de 2 € HT/MWh).

Les analyses de sensibilité révèlent que le LCOE des chaudières biomasse raccordées à un réseau de chaleur est particulièrement sensible à la variation des coûts d'investissement et du facteur de charge. Ainsi, une augmentation (diminution) de 50 % des coûts d'investissement entraîne une hausse (baisse) du LCOE de 31 € HT/MWh pour les chaudières de moins de 1 MW, et de 14 € HT/MWh pour celles de 1 à 10 MW.

De même, une réduction du facteur de charge de 20 % conduit à une hausse du LCOE de 25 € HT/MWh pour les chaudières de moins de 1 MW, et de 15 € HT/MWh pour celles de 1 à 10 MW. Cette sensibilité au facteur de charge traduit l'importance du choix de dimensionnement des installations selon les besoins du réseau de chaleur qui, en maximisant le nombre d'heures de fonctionnement par an, améliorent significativement la rentabilité des installations.

Les valeurs des variations ont été déterminées en fonction des écarts à la moyenne effectivement constatés dans les différentes sources de données, notamment pour les prix des combustibles dont la variation des prix a été très marquée en 2022 par rapport aux autres années.

Graphiques 114 : Analyse de sensibilité des LCOE des chaudières biomasse sur réseau de chaleur en 2022.



Sources et hypothèses

Tableau 37 : Hypothèses de calcul des LCOE des chaudières biomasse raccordées à un réseau de chaleur.

	(2011-) 2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022
Heures de fonctionnement équivalent pleine puissance par an											
< 1 MW	2 400	2 400	2 400	2 400	2 400	2 400	2 400	2 400	2 400	2 400	2 400
1 à 10 MW	3 900	3 900	3 900	3 900	3 900	3 900	3 900	3 900	3 900	3 900	3 900
Durée de vie (années)	20	20	20	20	20	20	20	20	20	20	20
CAPEX (€ HT/kW)											
< 1 MW	1 250	1 180		1 310		1 330		1 440		1 690	
Nombre de projets dans l'échantillon	19	31		22		38		51		30	
1 à 10 MW	790	800		820		980		1 180		1 200	
Nombre de projets dans l'échantillon	47	46		15		13		23		11	
OPEX fixes (€/HT/kW)											
< 1 MW	81	82	82	82	83	83	85	86	86	87	92
1 à 10 MW	115	116	116	116	117	118	120	121	121	123	129
Coûts des combustibles (€ HT/MWh)											
< 1 MW	39,1	43,4	44,6	44,8	44,0	44,4	45,2	46,2	45,4	45,0	56,3
1 à 10 MW	33,0	36,7	37,7	37,8	37,2	37,5	38,2	39,0	38,3	38,0	47,6
Taux d'actualisation (%)	9	8	8	8	8	8	7	7	7	7	7

CAPEX : les valeurs pour 2012 à 2022 ont été calculées à partir des projets du Fonds Chaleur qui, dans leurs dossiers, ont indiqué participer à un réseau de chaleur. Il s'agit de coûts prévisionnels.

Les moyennes ont été calculées pour deux années consécutives (la valeur 2012 correspond aux années 2011 et 2012) afin d'obtenir des échantillons de taille suffisante. Avant de calculer les moyennes, les cinq premiers et cinq derniers percentiles de chaque groupe sont exclus.

OPEX fixes : la valeur pour 2021 est issue de l'étude ADEME (2021) « *Étude des coûts d'investissement et d'exploitation associés aux chaudières biomasse énergie* » (Tableau 48 ; moyenne pondérée selon taille des projets). Ces coûts couvrent les consommations d'électricité, l'entretien, la maintenance, le gros entretien, le renouvellement et le financement. Ces coûts ont été extrapolés de 2012 à 2022 en les indexant sur l'inflation.

Coûts des combustibles (bois et appoint) : la valeur 2021 provient de l'étude ADEME (2021) sur les coûts d'investissements et d'opération des chaudières biomasse énergie (tableau 45). Cette valeur a été extrapolée de 2012 à 2022 en étant indexée sur l'indice pondéré du coût des combustibles bois issu de l'étude ADEME-CODA Stratégie (2023)¹¹⁷.

Les **heures de fonctionnement** (équivalentes pleine puissance) ont été estimées à partir des dossiers du Fonds Chaleur.

La **Durée de vie** est issue des échanges avec la filière et les référents de l'ADEME.

Taux d'actualisation : voir la section 3.2.2.5.



¹¹⁷. ADEME & CODA Stratégies (Mars 2023), Enquête sur les prix des combustibles bois en 2022 – chauffage industriel et collectif.



7.2. Solaire thermique collectif, tertiaire et industriel

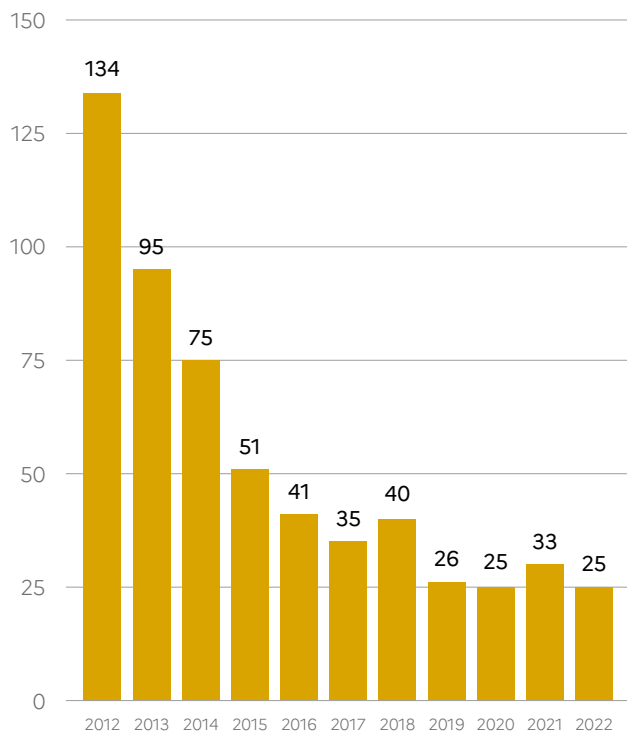
7.2.1. CONTEXTE ET ÉVOLUTION DES CAPACITÉS INSTALLÉES

La filière du solaire thermique dans le cadre des segments collectifs, tertiaires et industriels consiste à capter le rayonnement solaire afin de le transformer directement en chaleur pour alimenter un bâtiment en eau chaude sanitaire (ECS), en chauffage, ou encore un process industriel ou agricole.

En 2022, 25 000 m² de nouveaux capteurs solaires thermiques collectifs ont été installés, en baisse de 25 % par rapport à 2021¹¹⁸. La filière subit une baisse tendancielle depuis 2012 du nombre d'installations de capteurs solaires thermiques (cf. Graphique 116) comme pour le solaire thermique individuel (cf. section 6.2). Les professionnels du secteur reconnaissent divers défis à relever, parmi lesquels l'opportunité d'améliorer l'expertise des bureaux d'études généralistes en matière de solutions solaires thermiques, la nécessité d'intensifier la communication, ainsi que l'ambition de se démarquer dans un marché compétitif de solutions de chaleur renouvelables, en particulier face aux pompes à chaleur.

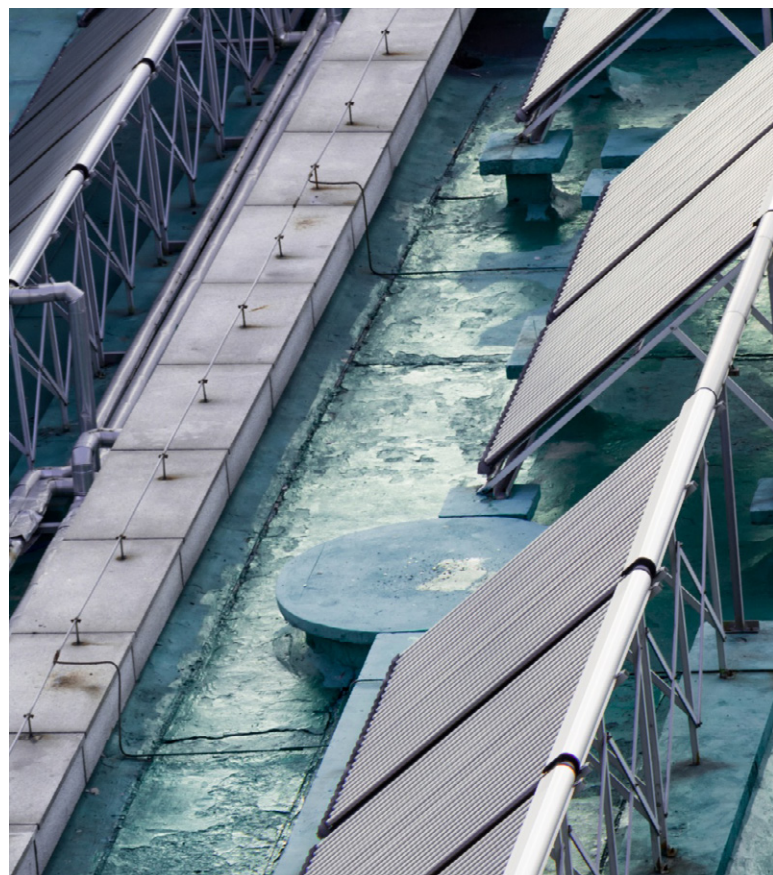
L'objectif fixé par la PPE 2 pour la filière solaire thermique (individuelle, collective et industrielle) pour 2023 n'a pas été atteint (1,60 TWh ont été produits pour un objectif de 1,75 TWh). L'atteinte de l'objectif pour 2028 (1,85 à 2,5 TWh) nécessite une accélération du développement de la filière par rapport aux récentes tendances.

Évolution des surfaces installées (milliers de m²)
de solaire thermique collectif



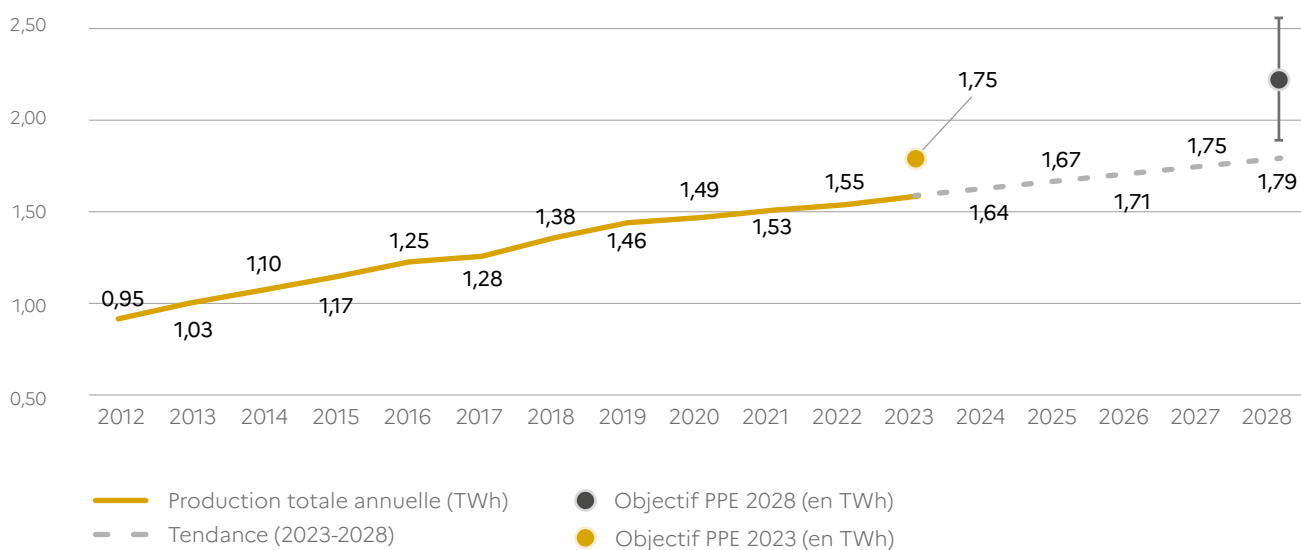
■ Surfaces installées collectif m²
Source : SDES (2024), *Chiffres clés des énergies renouvelables* – édition 2024.

Graphique 115 : Évolution des surfaces de capteurs solaires thermiques collectifs installés entre 2012 et 2022 (milliers de m²/an).



¹¹⁸. SDES (2024), *Chiffres clés des énergies renouvelables et de récupération* – édition 2024.

Évolution de la production de chaleur à partir de solaire thermique (TWh)



Source : SDES (2024), Chiffres clés des énergies renouvelables – édition 2024.

Remarque : Les chiffres indiqués concernent l'ensemble de la filière solaire thermique. Les chiffres de production associés uniquement aux segments collectifs, tertiaires et industriels ne sont pas disponibles. La tendance pour 2023-2028 est un prolongement de la tendance observée entre 2021 et 2023.

Graphique 116 : Évolution de la production de chaleur à partir de solaire thermique entre 2012 et 2022 par rapport aux objectifs de la PPE2.



7.2.2. PRÉSENTATION DU PÉRIMÈTRE

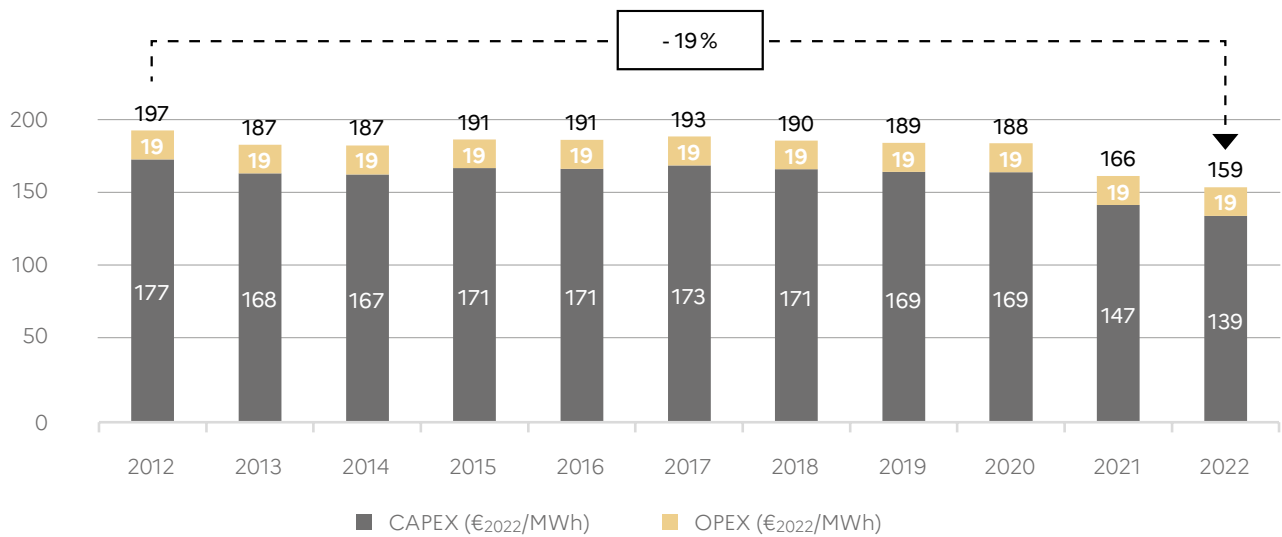
Le périmètre d'étude du solaire thermique collectif, tertiaire et industriel comprend d'une part les installations de 15 à 500 m² — très majoritairement des installations sur toiture — et les installations de plus de 1 000 m² — qui concernent, sauf rares exceptions, des installations au sol.

Contrairement à la précédente édition de l'étude, aucune segmentation par puissance n'est appliquée sur ces deux segments matérialisant respectivement les installations sur toiture et celles au sol. Ce choix méthodologique s'explique par le fait que les coûts soient peu dépendants de la capacité installée.



7.2.3. ÉVOLUTION DU LCOE

Évolution du LCOE des installations solaires thermiques de 15 à 500 m² de 2012 à 2022 (€₂₀₂₂ HT/MWh)

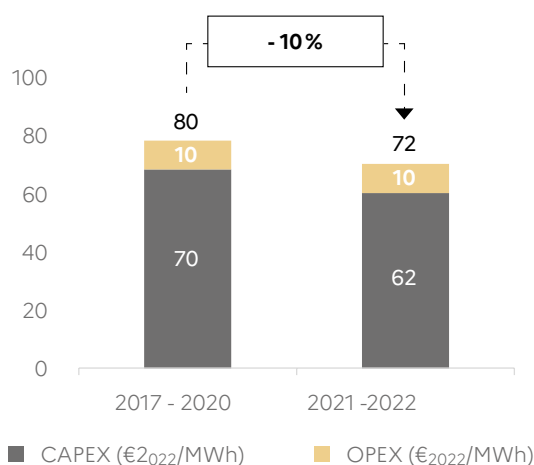


Graphique 117 : Évolution du LCOE des installations solaires thermiques de 15 à 500 m² entre 2012 et 2022 (€₂₀₂₂ HT/MWh).

Les LCOE des installations solaires thermiques de 15 à 500 m² ont légèrement diminué entre 2012 et 2013 (-5 %), puis sont restés relativement constants autour de 190 €₂₀₂₂ HT/MWh jusqu'en 2020, année à partir de laquelle ils diminuent de nouveau. La baisse des LCOE entre 2020 et 2021 s'explique surtout par un allongement de la durée de vie des installations, passant de 25 à

30 ans en moyenne et par une baisse des coûts d'investissement (les LCOE de 2021 et 2022, en conservant une hypothèse de durée de vie de 25 ans, seraient autour de 170 €₂₀₂₂ HT/MWh). La tendance baissière du LCOE s'est poursuivie en 2022 (-4 %) par une réduction des coûts d'investissement.

Évolution du LCOE des installations solaires thermiques de plus de 1000 m² de 2017 à 2022 (€₂₀₂₂ HT/MWh)



Graphique 118 : Évolution du LCOE des installations solaires thermiques de 1 000 m² entre 2017 et 2022 (€₂₀₂₂ HT/MWh).

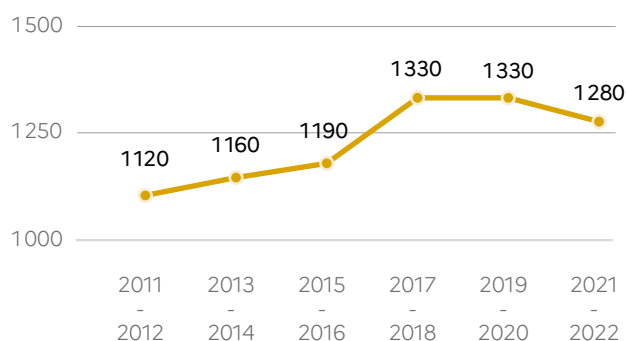
Remarque méthodologique : les LCOE ont été calculés pour chaque année de 2017 à 2022 afin de prendre en compte l'inflation. Toutefois, les LCOE sont présentés en regroupant les années 2017-2020 et 2021-2022 car les hypothèses des coûts d'investissement ont été calculées avec des moyennes respectivement sur ces groupements d'années.

Le LCOE des installations solaires thermiques de plus de 1 000 m² — soit principalement des installations au sol — a diminué de 10 % entre 2017-2020 et 2021-2022. Cette baisse s'explique uniquement par un changement dans la durée de vie des installations, estimée à 25 ans pour 2017-2020, et 30 ans pour 2021-2022 (les LCOE de 2021-2022, avec une hypothèse de durée de vie de 25 ans, seraient compris entre 75 et 80 €₂₀₂₂ HT/MWh). Les autres paramètres (les coûts d'investissements, d'opération, le productible par m², et le taux d'actualisation) sont relativement constants entre 2017 et 2022. La correction de l'inflation contribue également à réduire le LCOE 2021-2022 par rapport à la période antérieure.

Ces évolutions restent à nuancer notamment car les coûts d'investissements ont été estimés à partir d'un panel de projets relativement faible (18 projets issus du Fonds Chaleur) et de valeurs prévisionnelles.

7.2.4. ÉVOLUTION DES CAPEX

Évolution des coûts d'investissements des installations solaires thermiques de 15 à 500 m² entre 2011 et 2022 (€_{courants} HT/m²)



Source : Les coûts d'investissements ont été calculés sur la base des projets aidés par le Fonds Chaleur. Il s'agit de coûts prévisionnels, selon l'année de dépôt du dossier de demande d'aide.

Graphique 119 : Évolution des coûts d'investissements des installations solaires thermiques de 15 à 500 m² entre 2011 et 2022 (€_{courants} HT/m²).

Entre 2011/2012 et 2017/2018, les coûts d'investissements des projets solaires thermiques de 15 à 500 m² ont augmenté d'environ 18 %, avant de se stabiliser puis de diminuer légèrement entre 2019/2022 et 2021/2022 (-4 %). Il est difficile de conclure si ces tendances sont liées à des évolutions structurelles de la filière solaire thermique sur grandes toitures, ou si elles sont associées aux variations des caractéristiques des projets aidés par le Fonds Chaleur.

Par ailleurs, étant donné le faible nombre de projets de plus de 1 000 m² aidés par le Fonds Chaleur (18 projets entre 2017 et 2022), il n'est pas possible de présenter une évolution des coûts d'investissement dans le temps pour ces projets. Ainsi, une valeur moyenne commune pour la période 2017-2022 a été retenue pour le calcul de LCOE (cf. section 7.2.6.).

Enfin, il n'est pas présenté de décomposition des CAPEX pour la filière car aucune étude récente qui le permettrait n'a été identifiée.





7.2.5. ANALYSE DE SENSIBILITÉ

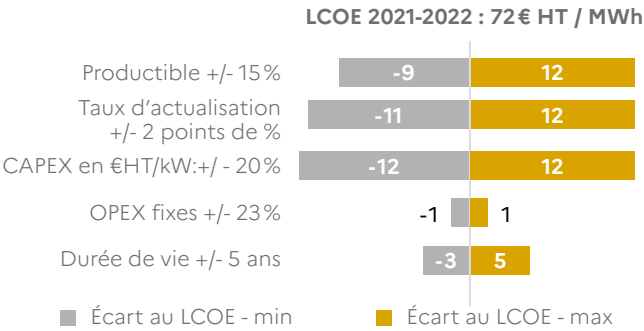
Une analyse de sensibilité du LCOE de la filière a été menée en faisant varier indépendamment plusieurs paramètres de calcul, toutes choses égales par ailleurs. L'impact sur le LCOE de la variation des paramètres choisis est expliqué dans le tableau suivant :

Impact de la variation du paramètre sur le LCOE	Augmentation du paramètre	Baisse du paramètre
Productible	↓	↑
Taux d'actualisation	↑	↓
CAPEX	↑	↓
OPEX fixes (exploitation et maintenance)	↑	↓
Durée de vie	↓	↑

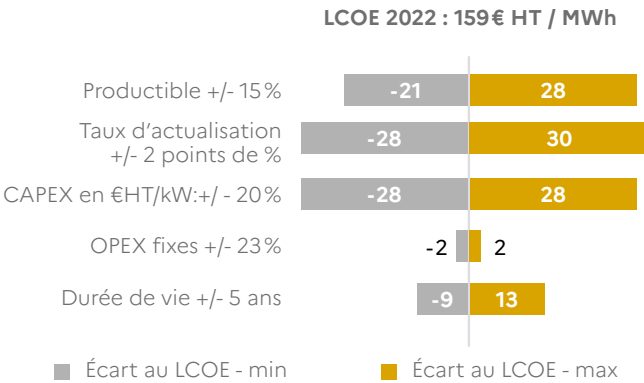
Légende : ↑ : la valeur du LCOE augmente ; ↓ : la valeur du LCOE diminue

Les résultats de l'analyse de sensibilité sont présentés dans les graphiques suivants :

Évolution du LCOE 2021-2022 des installations solaires thermiques de plus de 1000 m² pour la variation de chaque paramètre (€ HT/MWh)



Évolution du LCOE 2022 des installations solaires thermiques de plus de 15 à 500 m² pour la variation de chaque paramètre (€ HT/MWh)



Graphiques 120 : Analyse de sensibilité du LCOE du solaire thermique collectif, tertiaire et industriel en 2022 pour la région Centre et Sud-Ouest.

Remarque : L'asymétrie des impacts dans l'analyse de sensibilité du LCOE est principalement due aux effets non linéaires et aux interactions complexes entre les différents paramètres du calcul des LCOE (cf. section 3). Par exemple, l'augmentation du facteur de charge accroît la production et les coûts d'opération variables, pour des coûts d'investissement qui restent constants. Le LCOE n'évolue donc pas linéairement avec la variation du facteur de charge.

Grille de lecture (exemple pour un paramètre) : Pour des installations solaires thermiques de plus de 1 000 m², en 2022, si la durée de vie augmente (baisse) de 5 années, le LCOE de ces installations diminue de 3 € HT/MWh (augmente de 5 € HT/MWh).

Les analyses de sensibilité révèlent que le LCOE des installations solaires thermiques est très influencé par trois paramètres : le productible, le taux d'actualisation, et les CAPEX, traduisant respectivement une dépendance du LCOE aux niveaux d'ensoleillement, aux conditions de financement, et enfin aux montants des coûts d'investissement.

Par exemple, pour des installations de plus de 1 000 m², une augmentation de 20 % du productible — ce qui équivaut à la production dans le pourtour méditerranéen — entraîne une baisse du LCOE de 12 € HT/MWh. À l'inverse, réduire de 20 % le productible — ce qui correspond à la production dans le Nord de la France — amène le LCOE à augmenter de 18 € TTC/MWh.

Les valeurs des variations ont été déterminées en fonction des écarts à la moyenne effectivement constatés dans les différentes sources de données.





Sources et hypothèses

Remarque : la segmentation de la filière solaire thermique collective, tertiaire et industrielle ayant évolué par rapport à la précédente édition de l'étude de l'ADEME (2022) « Coûts des énergies renouvelables et de récupération », les hypothèses de calcul, et donc les LCOE ont évolué, y compris pour la période 2012-2020 couverte dans l'édition 2022 de l'étude.

Tableau 38 : hypothèse de calcul du LCOE des installations solaires thermiques collectives, tertiaires et industrielles de 15 à 500 m².

15 à 500 m ²	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022
Productible (kWh/m ²)	570	570	570	570	570	570	570	570	570	570	570
Durée de vie (années)	25	25	25	25	25	25	25	25	25	30	30
Investissement (€/m ² HT)	1 120	1 160	1 160	1 190	1 190	1 330	1 330	1 330	1 330	1 280	1 280
Exploitation (€/m ² /an HT)	9,9	9,9	10,0	10,0	10,0	10,1	10,3	10,4	10,4	10,5	11,1
Taux d'actualisation (%)	7	6	6	6	6	5	5	5	5	5	5

CAPEX : Les coûts d'investissement pour 2012-2022 ont été calculés à partir des dossiers du Fonds Chaleur, selon l'année de la demande d'aide. Il s'agit de coûts prévisionnels. Les moyennes ont été calculées pour deux années consécutives afin de disposer d'échantillon de taille suffisante. Les 5 premiers et 5 derniers percentiles ont été exclus avant calcul de la moyenne. Le nombre de projets par échantillons avant retrait des valeurs extrêmes est le suivant : 2011-2012 : 201 projets ; 2013-2014 : 160 projets ; 2015-2016 : 116 projets ; 2017-2018 : 79 projets ; 2019-2020 : 77 projets ; 2021-2022 : 40 projets.

OPEX : La valeur pour 2016 est issue de l'étude Enerplan (2017) « Étude de compétitivité et des retombées socio-économiques de la filière solaire française » (valeur

en HT). Les valeurs pour 2012 à 2022 sont extrapolées à partir de la valeur 2016 indexée sur l'inflation.

Productible : Les valeurs sont issues de l'analyse du Fonds Chaleur pour la période 2012-2022. Ces valeurs n'ont pas été modifiées entre la présente édition de l'étude de l'ADEME sur les coûts des énergies renouvelables et la précédente (ADEME, 2022).

Durée de vie : Les hypothèses de durée de vie entre 2012 et 2020 proviennent de la précédente édition de l'étude¹¹⁹. Les hypothèses pour 2021 et 2022 ont été fixées à dire d'experts, sur la base de consultations et d'entretiens menés dans le cadre de la collecte de donnée.

Taux d'actualisation : voir la section 3.2.2.5.

Tableau 39 : Hypothèses de calcul du LCOE des installations solaires thermiques collectives, tertiaires et industrielles de plus de 1 000 m².

>1 000 m ²	2017-2020	2021-2022
Productible (kWh/m ²)	600 kWh/m ²	
Durée de vie (années)	25	30
Investissement (€/m ² HT)	530	
Exploitation (€/m ² /an HT)	5,6	6,2
Taux d'actualisation (%)	5	5

CAPEX : Les coûts d'investissement ont été calculés à partir des dossiers du Fonds Chaleur, selon l'année de la demande d'aide. Il s'agit de coûts prévisionnels. La moyenne a été calculée pour 18 projets dont la de-

mande d'aide a été déposée entre 2017 et 2022. Sur les 18 projets, 9 sont des projets en usage industriel, 4 en agriculture, et 5 sur réseau de chaleur urbain.

OPEX : La valeur pour 2017 est issue de l'étude ADEME (2022) « Coûts des énergies renouvelables et de récupération ». La valeur pour 2022 est extrapolée en indexant la valeur 2017 sur l'inflation.

Productible : Les valeurs sont issues de l'analyse du Fonds Chaleur pour la période 2012-2022. La valeur pour les installations de plus de 1 000 m² a été modifiée à la hausse (passant de 570 à 600 kWh/m²) par rapport à la précédente édition de l'étude (ADEME, 2022).

Durée de vie : Les hypothèses pour 2021 et 2022 ont été fixées à dire d'experts, sur la base de consultations et d'entretiens menés dans le cadre de la collecte de donnée.

Taux d'actualisation : voir la section 3.2.2.5.

¹¹⁹. ADEME (2022), Coûts des énergies renouvelables et de récupération en France.



7.3. Géothermie de surface collective, tertiaire, industrielle et agricole

7.3.1. CONTEXTE ET ÉVOLUTION DES CAPACITÉS INSTALLÉES

Comme détaillé dans la section 6.4, la géothermie de surface valorise par une pompe à chaleur (PAC) la chaleur du sous-sol jusqu'à une profondeur de 200 m, à une température de moins de 30 °C. La chaleur du sous-sol est récupérée soit par des capteurs enterrés, soit par des forages dans des aquifères superficiels.

Par ailleurs, les pompes à chaleur géothermiques de surface peuvent être utilisées pour le refroidissement des bâtiments, soit par *geocooling*, soit par production active de froid (climatisation).

Le *geocooling*, ou rafraîchissement géothermique passif, utilise directement la fraîcheur du sol pour abaisser la température intérieure sans faire fonctionner la pompe à chaleur, consommant ainsi très peu d'énergie.

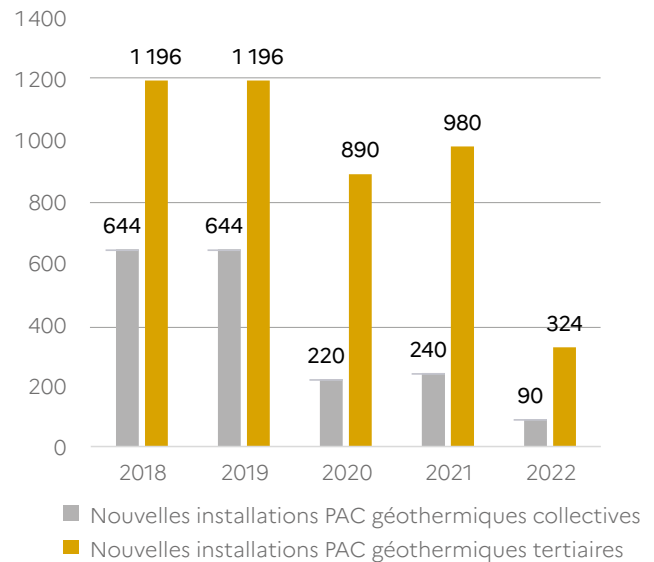
Le froid actif est produit par les pompes à chaleur géothermiques pour générer du froid en inversant leur cycle de fonctionnement habituel de chauffage. Ainsi, les PAC transfèrent activement la chaleur de l'intérieur vers le sol, procurant un refroidissement contrôlé et adapté aux besoins du bâtiment. Généralement, les PAC réversibles ne peuvent pas produire simultanément du chaud et du froid. Lorsqu'une PAC est en mesure de produire du froid et du chaud de manière simultanée, on parle alors de thermofrigopompes.

En 2022, la filière des PAC géothermiques de surface non-individuelles comptait :

- 226 unités pour le résidentiel collectif (dont 90 nouvelles en 2022) pour 82 MW installés, produisant 0,17 TWh ;
- 930 unités agricoles et industrielles (dont 40 nouvelles en 2022) pour 71 MW installés, produisant 0,14 TWh ;
- 5 608 unités tertiaires (dont 324 nouvelles en 2022) pour 246 MW, produisant 0,5 TWh.

En 2022, la production totale des secteurs collectif, tertiaire, industriel et agricole atteignait donc 0,81 TWh, avec une capacité installée de 399 MW¹²⁰.

Évolution du nombre de ventes des PAC géothermiques pour le résidentiel collectif et le tertiaire, entre 2018 et 2022



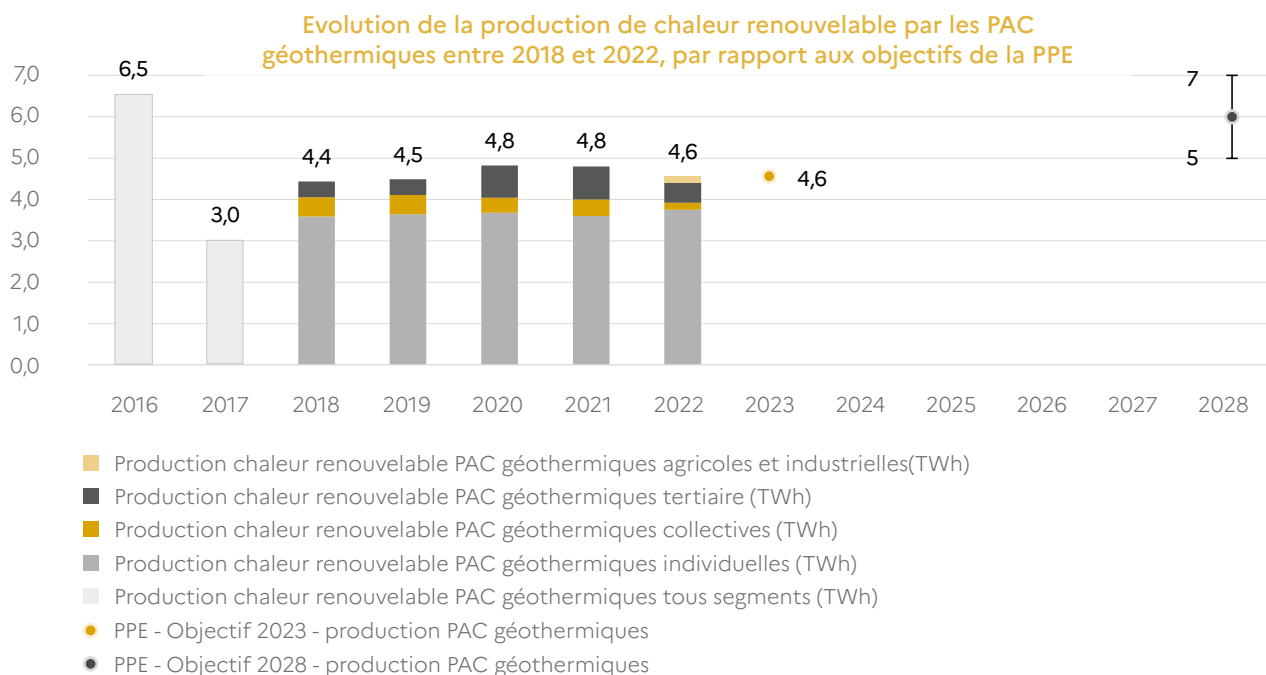
Source : ADEME, SER, AFPG, CIBE, FEDENE, et UNICLIMA (2019 à 2023), *Panorama de la chaleur renouvelable*, éditions 2019 à 2023.

Remarque : les données antérieures à 2018 ne sont pas disponibles dans les précédentes éditions du *panorama de la chaleur renouvelable*. Les installations à destination du secteur agricole ou industriel ne sont pas affichées car elles sont uniquement disponibles pour l'année 2022 (40 installations).

Graphique 121 : Évolution des ventes de PAC géothermiques pour le résidentiel collectif et le tertiaire, entre 2018 et 2022.

Comme évoqué dans la section 6.4.1 et comme représenté dans le graphique ci-dessous, les objectifs de la PPE2 qui concernent à la fois les PAC géothermiques individuelles, collectives, tertiaires et industrielles sont atteignables étant donné le développement actuel de la filière.

¹²⁰. ADEME, SER, » AFPG, CIBE, FEDENE, et UNICLIMA (2023), *Panorama de la chaleur renouvelable*, édition 2023, d'après des données de l'AFPG.



Source : ADEME, SER, AFPG, CIBE, FEDENE, et UNICLIMA (2017 à 2023), Panorama de la chaleur renouvelable et de récupération, éditions 2017 à 2023.

Remarque : Les données 2016 et 2017 ne permettent pas de distinguer la production par type d'installation. Les chiffres avant 2016 ne sont pas connus – le Panorama de la chaleur renouvelable n'existait pas encore. La production des PAC géothermiques individuelles est affichée sur le graphique afin de présenter la situation de l'ensemble de la filière par rapport aux objectifs de la PPE. La baisse observée entre 2021 et 2022 est en partie liée au changement de méthodologie dans l'estimation du parc de PAC géothermiques.

Graphique 122 : Évolution de la production de chaleur par les PAC géothermiques entre 2018 et 2022, par rapport aux objectifs de la PPE2.

7.3.2. PRÉSENTATION DU PÉRIMÈTRE

Le périmètre inclut les PAC géothermiques sur champ de sondes et sur aquifère superficiel, des secteurs résidentiel, collectif, tertiaire et agricole. Les PAC géothermiques de surface du secteur industriel ne sont pas étudiées car les données étaient insuffisantes.

Tableau 40 : périmètre d'étude des PAC géothermiques de surface collectives, tertiaires et industrielles.

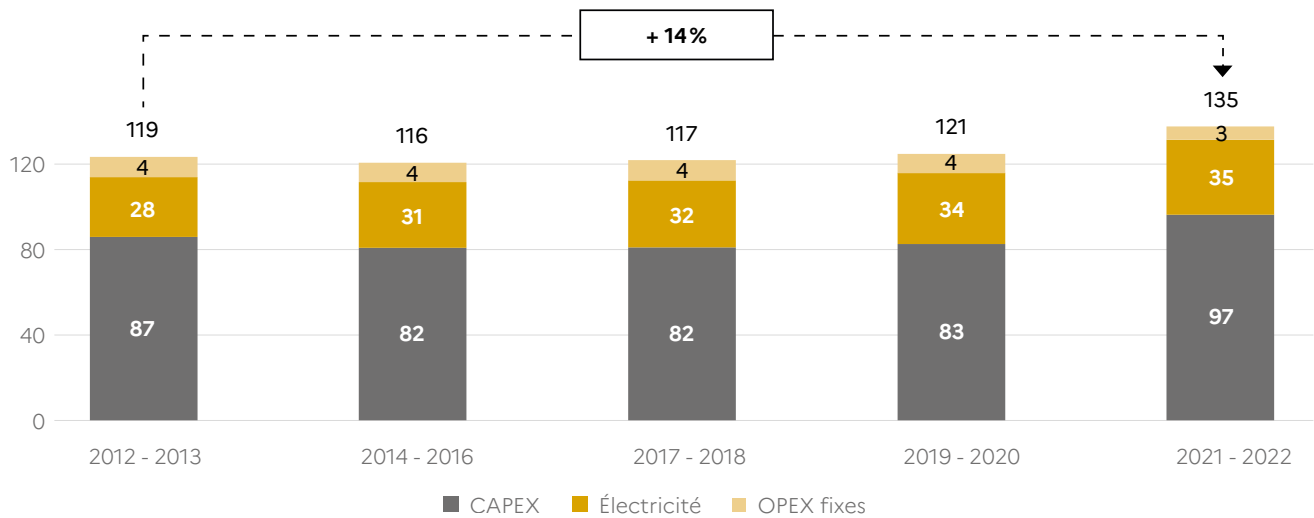
PAC géothermique de surface collective ou tertiaire		PAC géothermique de surface industrielle
Sur champs de sondes	Sur aquifère superficiel	
■ Filières incluses dans l'étude	■ Filières incluses dans l'étude	■ Filières incluses dans l'étude
■ Exclusion du périmètre	■ Exclusion du périmètre	■ Exclusion du périmètre



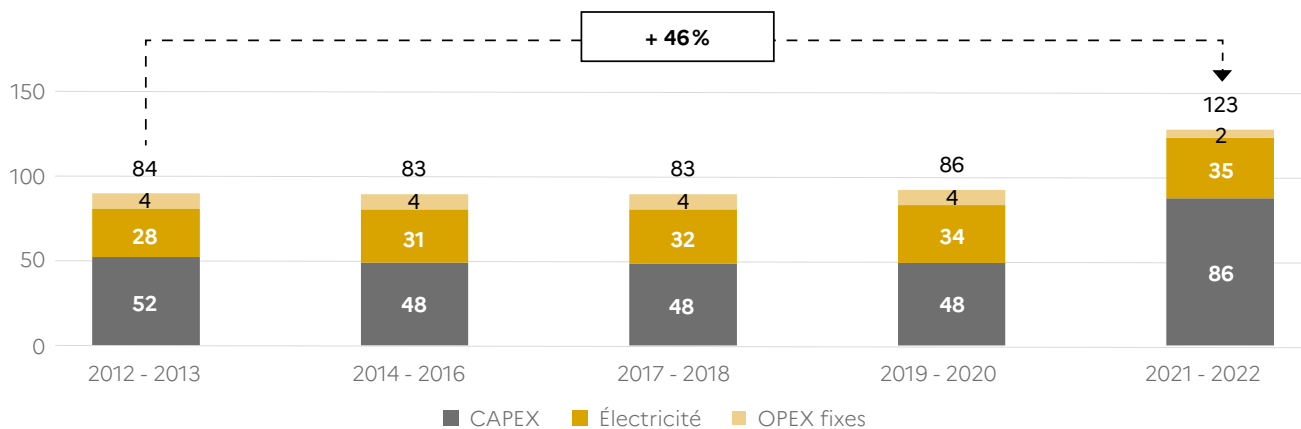


7.3.3. ÉVOLUTION DU LCOE

Évolution du LCOE des PAC géothermiques
sur champ de sondes de 40 à 130 kW (€₂₀₂₂HT/MWh)



Évolution du LCOE des PAC géothermiques
sur champ de sondes de 250 kW (€₂₀₂₂HT/MWh)



Remarques : Afin de disposer d'échantillons de taille suffisante, les coûts d'investissement ont été calculés en regroupant plusieurs années consécutives. Les LCOE sont donc présentés pour chacun de ces regroupements d'années.

Les OPEX sont constants dans le temps avant 2020 car aucune donnée antérieure à 2020 n'a pu être identifiée. Cette hypothèse peut masquer des évolutions passées.

Graphiques 123 : Évolution des LCOE des PAC géothermiques sur champ de sondes de 40-130 kW et de 250 kW entre 2012 et 2022 en €₂₀₂₂ HT/MWh.

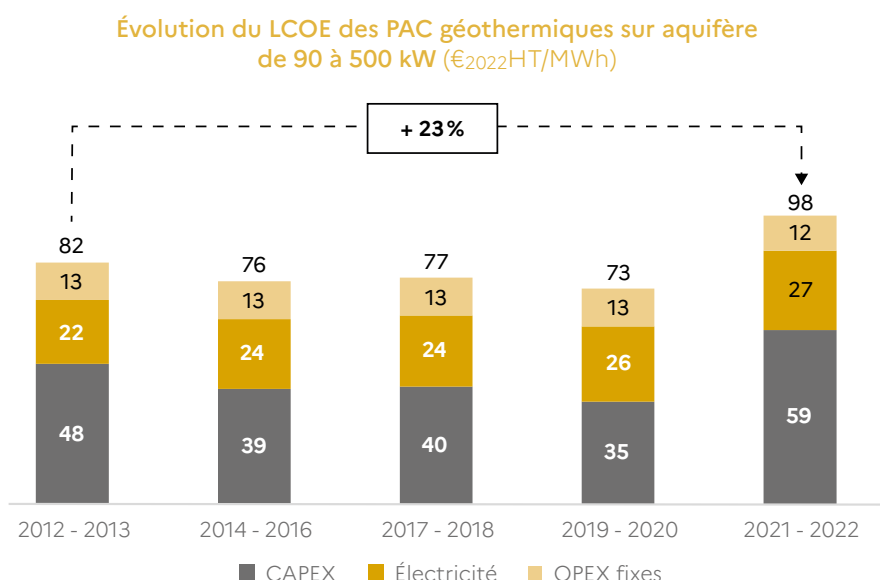
Entre 2012 et 2020, les LCOE des PAC géothermiques sur champ de sondes sont restés relativement stables (augmentation cumulée sur la période de 2 %). Les années 2021 et 2022 ont été marquées par une hausse des LCOE de 14 % par rapport à 2019/2020 pour les installations de 40 à 130 kW, et de 46 % pour les PAC de 250 kW. Ces

hausse sont portées par des coûts d'investissement en augmentation du fait de l'accroissement des coûts des matières premières et de l'énergie, et par des tensions dans l'approvisionnement. Dans une moindre mesure, la hausse des coûts associés à la consommation d'électricité des PAC (+5 % entre 2020 et 2022) participe à l'augmentation du LCOE sur cette période.

Seuls les coûts de maintenance sont en baisse entre la période 2019/2020 et celle de 2021/2022 (-33 % et -53 % entre les deux périodes respectivement pour les installations de 40 à 130 kW, et celles de 250 kW).

La hausse des LCOE des installations de 250 kW est significativement plus importante que celle constatée pour les PAC de 40 à 130 kW. La raison de l'écart n'est pas clairement identifiée. Deux hypothèses peuvent être émises :

- Les projets aidés par le Fonds Chaleur présenteraient des caractéristiques spécifiques ou n'auraient pas été impactés autant que d'autres par la hausse des coûts. Notamment, les projets de plus grande taille pourraient être plus complexes et donc disposer de coûts d'investissements plus importants ;
- La donnée 2019/2020 pour les PAC de 250 kW serait sous-estimée, et la donnée 2021/2022 marquerait finalement un rattrapage vers les prix de marché.



Remarque : les OPEX sont constants dans le temps avant 2020 car aucune donnée antérieure à 2020 n'a pu être identifiée. Il a donc été supposé que ces coûts étaient constants. Cette hypothèse peut masquer des évolutions passées.

Graphique 124 : Évolution des LCOE des PAC géothermiques collectives sur aquifères superficiels entre 2012 et 2022 en €₂₀₂₂ HT/MWh.

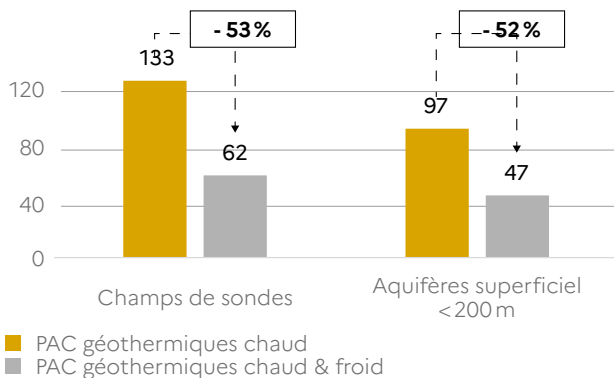
Les LCOE des PAC géothermiques sur aquifères superficiels étaient relativement stables, autour de 77 €₂₀₂₂ HT/MWh, entre 2012 et 2020. Les années 2021 et 2022 ont connu une hausse importante du LCOE de ces installations (+ 34 %) causée principalement par l'augmentation de 70 % des coûts d'investissements (cf. section 7.3.4). Comme pour les PAC sur champ de sondes, cela s'inscrit dans un contexte d'accroissement des coûts des matières premières et de tensions sur leurs approvisionnements. Seuls les coûts de maintenance ont diminué entre les périodes 2019/2020 et 2021/2022 (- 6 %).



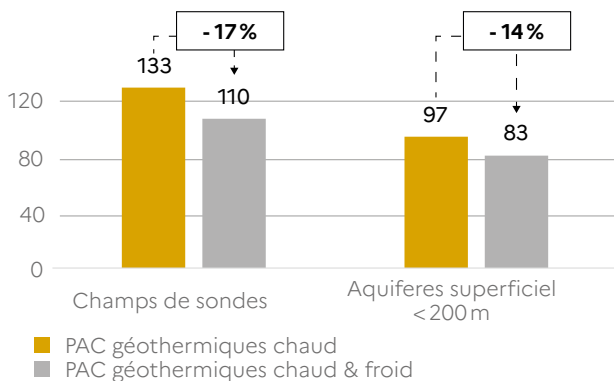


7.3.3.1. Prise en compte de la production de froid et de rafraîchissement dans le LCOE

Comparaison du LCOE des PAC géothermiques dans le secteur tertiaire avec ou sans prise en compte du géocooling



Comparaison du LCOE des PAC géothermiques dans le secteur collectif avec ou sans prise en compte du géocooling



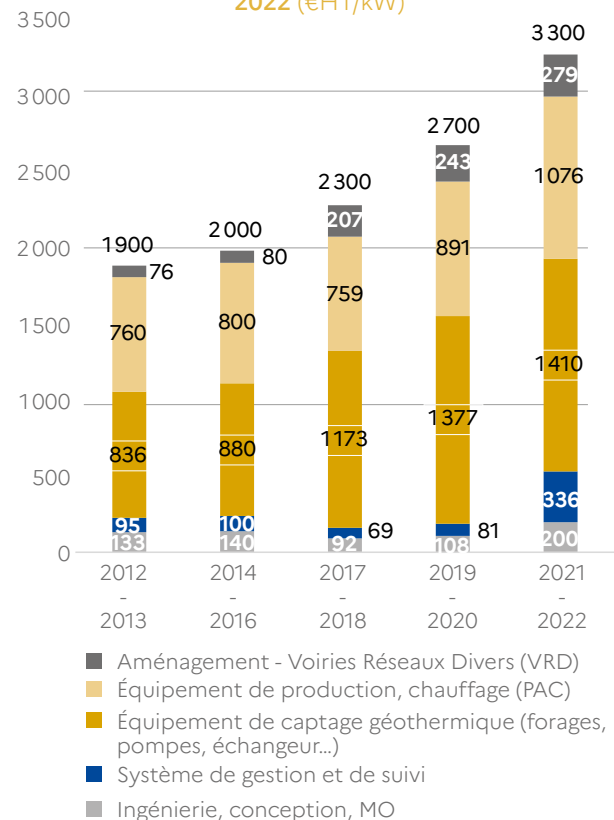
Graphiques 125 : Comparaison du LCOE des PAC géothermiques dans les secteurs collectif et tertiaire avec ou sans prise en compte de la production de froid (en €₂₀₂₂ HT/MWh).

En intégrant la production de froid actif et le rafraîchissement par *geocooling*, le LCOE des PAC géothermiques dans le secteur tertiaire, où la production de froid est équivalente à celle de chaleur et est assurée à 40 % par du *geocooling* et à 60 % par du froid actif, peut être réduit de moitié.

Dans le secteur collectif, où la production de froid représente 25 % de celle de chaleur et est assurée à 40 % par du *geocooling* et à 60 % par du froid actif, le LCOE peut être réduit de 17 % pour les PAC géothermiques sur champs de sondes et de 14 % pour celles sur aquifères superficiels (cf. Graphique 125). Cette réduction s'explique par un accroissement de la quantité d'énergie produite, pour des coûts d'investissement supplémentaires très faibles. Ils sont estimés à 21 € HT/kW pour le *geocooling* pour couvrir les coûts des équipements de régulation comme les vannes, capteurs et thermostats, les échangeurs thermiques de plus grande capacité, la tuyauterie supplémentaire et les pompes de circulation plus performantes.

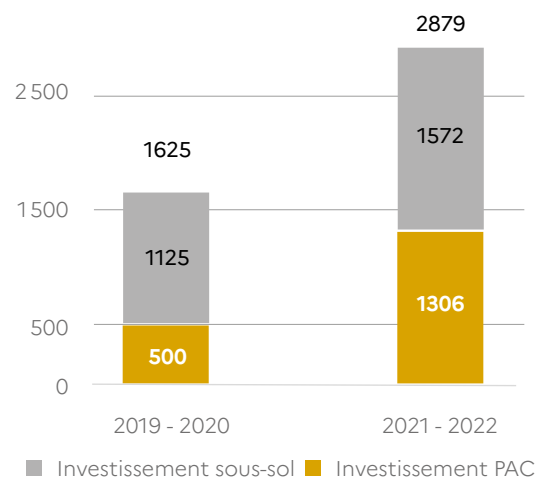
7.3.4. ÉVOLUTION DES CAPEX

Évolution des CAPEX de la géothermie sur champs de sondes (PAC de 40 à 130 kW) entre 2012 et 2022 (€HT/kW)



Source : Fonds Chaleur. Les coûts sont des coûts prévisionnels et correspondent à la date de dépôt de dossier de demande d'aide. La décomposition des coûts d'investissement s'appuie sur l'analyse d'environ 10 projets par période de deux ans.

Évolution de la répartition (%) du CAPEX de la géothermie sur champs de sonde (PAC de 250 kW) (€HT/kW)



Source :
Pour 2019/2020 : AFPG (2020) Étude technico-économique. Coûts en p.18, puissance PAC en p.8.
Pour 2021/2022 : l'étude AFPG (2024) propose une répartition des coûts entre la PAC et les investissements PAC pour trois cas d'études : bureau (110 kW), EHPAD (185 kW) et un centre commercial (310 kW). La décomposition proposée dans le graphique est une moyenne de la répartition pour ces trois cas d'étude.

Graphiques 126 : Évolution des CAPEX des PAC géothermiques sur champ de sondes en € HT/kW.



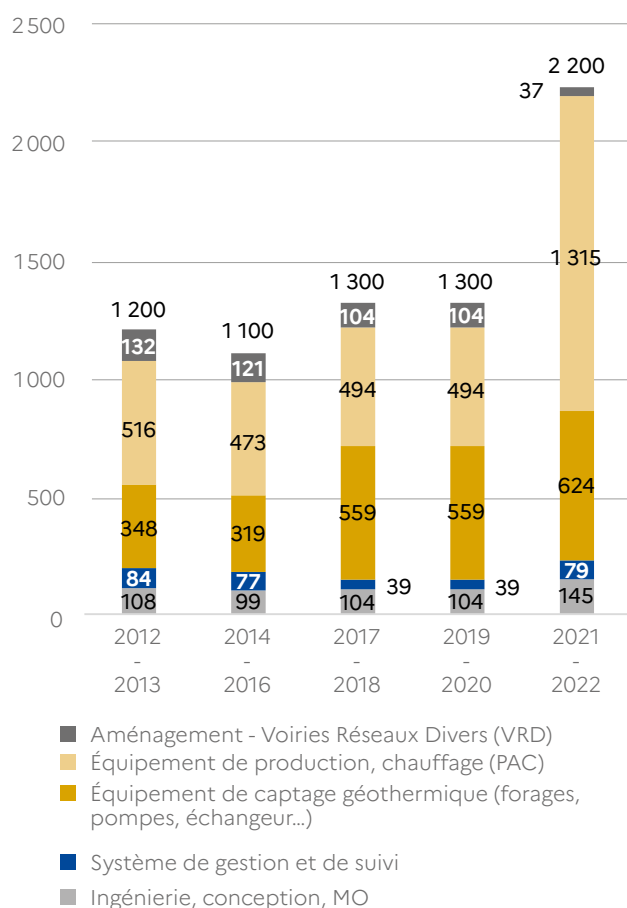
Les dépenses d'investissement des PAC géothermiques sur champ de sondes de 40 à 130 kW sont significativement en hausse depuis la période 2014/2016, de l'ordre de +5 à +22 % par an sur la dernière période. La structure des coûts a légèrement évolué ces dernières années, avec une part plus importante attribuée à la fois aux coûts des systèmes de suivi (multipliés par 2,5 depuis 2012/2013) et aux coûts d'ingénierie et de conception (+50 % par rapport à 2012/2013), tandis que les coûts de forage sont restés relativement stables en valeur absolue, diminuant ainsi leur part dans le total des coûts.

Les investissements pour les installations de 250 kW ont quant à eux fortement augmenté entre les périodes 2019/2020 et 2021/2022 (+ 77 %). Cette très forte hausse s'inscrit dans un contexte de hausse des coûts des matières premières, notamment pour les PAC dont les coûts augmentent plus vite que les coûts liés aux forages. Ainsi, la part des investissements liés aux PAC dans le total des CAPEX est passée de 31 % en 2019/2020 à 45 % en 2021/2022. La valeur pour 2019/2020 a peut-être été sous-évaluée, pouvant expliquer cette forte hausse.

Les coûts d'investissement des installations de PAC géothermiques sur aquifères superficiels ont très fortement augmenté depuis 2020 (+ 69 %). Cette hausse semble surtout liée à l'augmentation des coûts des PAC, comme le montre la décomposition des CAPEX. Cela s'inscrit dans un contexte de hausse des coûts des matières premières et des prix de l'énergie.

Toutefois, cette très forte augmentation des coûts peut également être liée aux caractéristiques des projets aidés par le Fonds Chaleur. Étant donné le nombre restreint de projets aidés, il est possible que leur variabilité intrinsèque explique cette hausse des coûts.

Évolution de la répartition (%) du CAPEX de la géothermie sur aquifères superficiels (PAC de 90 à 500 kW) (€HT/kW)



Source : Le total des coûts d'investissement a été obtenu sur la base des projets aidés par le Fonds Chaleur, selon l'année de dépôt du dossier de demande d'aide. La donnée de 2021/2022 s'appuie sur 15 projets aidés. Pour 4 projets, la décomposition des coûts d'investissement a pu être obtenue.

Graphique 127 : Évolution des CAPEX des PAC géothermiques sur aquifères superficiels entre 2012 et 2022 en € HT/kW.



7.3.5. ANALYSE DE SENSIBILITÉ

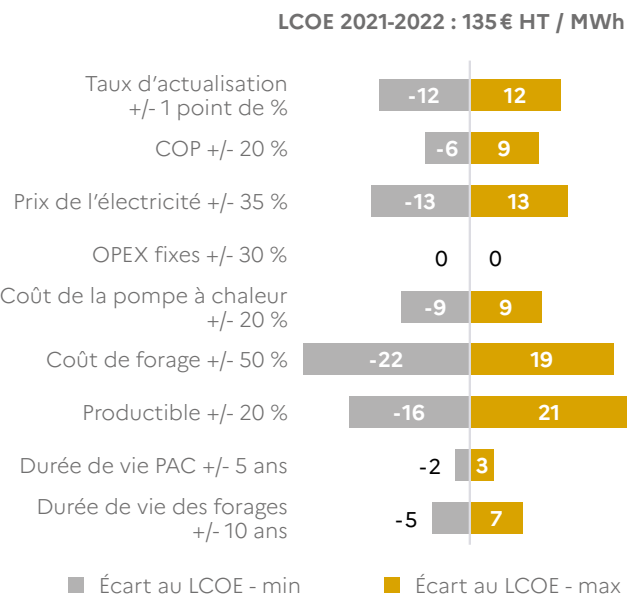
Une analyse de sensibilité du LCOE de la filière a été menée en faisant varier indépendamment plusieurs paramètres de calcul, toutes choses égales par ailleurs. L'impact sur le LCOE de la variation des paramètres choisis est expliqué dans le tableau suivant :

Légende : ↑ : la valeur du LCOE augmente ; ↓ : la valeur du LCOE diminue

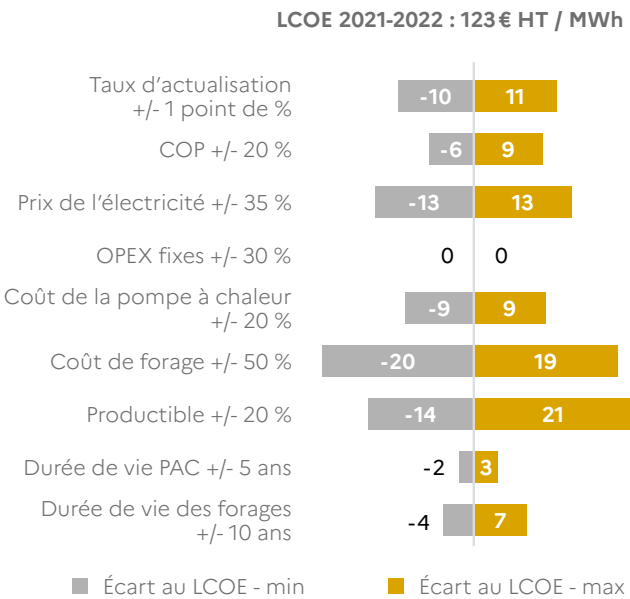
Les résultats de l'analyse de sensibilité sont présentés dans les graphiques suivants :

Impact de l'évolution du paramètre sur le LCOE	Augmentation du paramètre	Baisse du paramètre
Durée de vie des forages	↓	↑
Durée de vie des PAC	↓	↑
Productible	↓	↑
Coûts de forage	↑	↓
Coûts de la PAC	↑	↓
OPEX fixes	↑	↓
Prix de l'électricité	↑	↓
Coefficient de performance	↓	↑
Taux d'actualisation	↑	↓

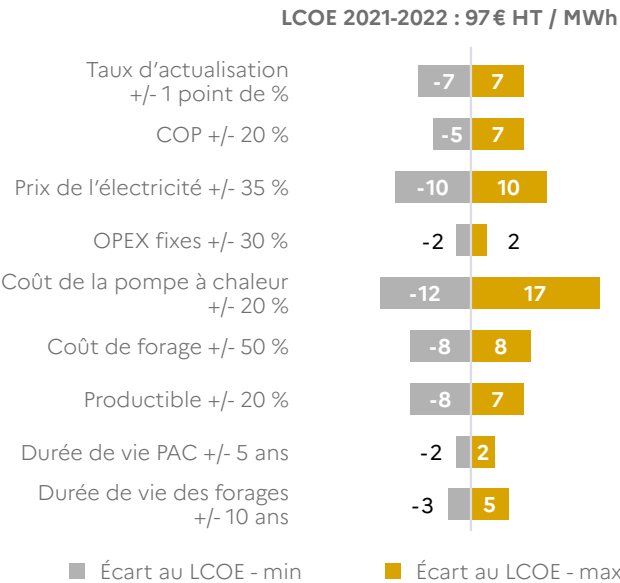
Évolution du LCOE des PAC géothermiques de 40 à 130kW sur champs de sondes pour la variation de chaque paramètre (€ HT/MWh)



Évolution du LCOE des PAC géothermiques de 250kW sur champs de sondes pour la variation de chaque paramètre (€ HT/MWh)



Évolution du LCOE des PAC géothermiques sur aquifères superficiels pour la variation de chaque paramètre (€ HT/MWh)



Remarque : L'asymétrie des impacts dans l'analyse de sensibilité du LCOE est principalement due aux effets non linéaires et aux interactions complexes entre les différents paramètres du calcul des LCOE (cf. section 3). Par exemple, l'augmentation du facteur de charge accroît la production et les coûts d'opération variables, pour des coûts d'investissement qui restent constants. Le LCOE n'évolue donc pas linéairement avec la variation du facteur de charge.

Graphiques 128 : Analyse de sensibilité du LCOE des PAC géothermiques de surface collectives et tertiaires en 2022.



Grille de lecture (exemple pour un paramètre) : Si les coûts associés au forage augmentent (baissent) de 50 %, le LCOE des PAC géothermiques sur aquifère superficiel augmente de 7 € HT/MWh (baisse de 8 € HT/MWh).

Les analyses de sensibilité révèlent que le LCOE moyen des PAC géothermiques collectives et tertiaires est fortement influencé par deux facteurs prédominants : le productible et les coûts de forage. Par exemple, si le nombre d'heures de fonctionnement de la PAC fluctue de telle sorte à ce que la quantité de chaleur produite varie de +/- 20 %, alors la valeur du LCOE peut évoluer de -16/+24 €/MWh pour les PAC sur sondes verticales de 40 à 130 kW, de -14/+21 €/MWh pour celles de 250 kW, et de -12/+17 €/MWh pour les PAC sur aquifère superficiel. Les coûts de forage sont particulièrement déterminants dans le LCOE des PAC sur champ de sondes. La variation de 50 % de ce paramètre faisant évoluer le LCOE d'environ +/- 20 €/MWh.

Les valeurs des variations ont été déterminées en fonction des écarts à la moyenne effectivement constatés dans les différentes sources de données.

Sources et hypothèses

7.3.5.1. PAC sur champ de sondes

Tableau 41 : hypothèses de calcul du LCOE des PAC géothermiques collectives ou tertiaires sur champ de sondes.

PAC sur champ de sondes	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022
Production utile (nb. heures/an)	1 800	1 800	1 800	1 800	1 800	1 800	1 800	1 800	1 800	1 800	1 800
Coefficient de performance saisonnier (SCOP)	4,2	4,2	4,2	4,2	4,2	4,2	4,2	4,2	4,2	4,2	4,2
Durée de vie PAC (années)	25	25	25	25	25	25	25	25	25	25	25
Durée de vie Forage (années)	50	50	50	50	50	50	50	50	50	50	50
Investissement (€ HT/kW)											
40 -130 kW	1 900	1 900	2 000	2 000	2 000	2 300	2 300	2 700	2 700	3 300	3 300
250 kW	1 144	1 144	1 204	1 204	1 204	1 384	1 384	1 625	1 625	2 879	2 879
Exploitation (€ HT/kW)											
40-130 kW	6,2	6,2	6,2	6,2	6,2	6,3	6,4	6,5	6,5	4,5	4,5
250 kW	6,2	6,2	6,2	6,2	6,2	6,3	6,4	6,5	6,5	3,2	3,2
Prix de l'électricité (€ HT/MWh)	101	111	116	121	114	121	123	129	135	138	152
Taux d'actualisation (%)	7	7	6	6	6	5	5	4	4	4	4

CAPEX :

■ PAC de 40 à 130 kW :

- **De 2012 à 2020**, les chiffres sont issus de l'étude ADEME (2022) « *Étude des coûts des énergies renouvelables et de récupération* », eux-mêmes basés sur l'analyse des projets aidés du Fonds Chaleur. Cette analyse a permis de dissocier d'une part les coûts des PAC et autres équipements de surface, et d'autre part les coûts d'équipements géothermiques de captage.
- **De 2021 à 2022** : les coûts totaux d'investissement ont été calculés sur la base des projets aidés par le Fonds Chaleur. La moyenne a été calculée pour les projets dont la demande d'aide a été déposée en 2021 et 2022 (nombre total de projets : 55). Il s'agit

de coûts prévisionnels. Les cinq premiers et cinq derniers percentiles ont été exclus. Les coûts des projets incluant les coûts d'appoint, ceux-ci ont été exclus en considérant qu'ils représentaient environ 8 % des investissements totaux (estimation sur la base des projets aidés par le Fonds Chaleur). Par ailleurs, les résultats de cette analyse sont concordants avec les chiffres publiés de l'étude « *Étude sur le rôle de la géothermie dans la climatisation et le rafraîchissement* » (AFPG, 2024), portant sur les projets équipés de PAC de 110 kW pour les années 2021 et 2022.



■ PAC de 250 kW :

- La **valeur pour 2020** provient de l'étude AFPG (2020) « *Étude technico-économique de la géothermie de surface* ». Les coûts des PAC sont en page 18 pour une PAC de 250 kW. Ces coûts ont été extrapolés aux années 2012 à 2019 en les indexant sur l'évolution des coûts des projets aidés par le Fonds Chaleur.
- La **valeur pour les années 2021 et 2022** est issue de l'étude AFPG (2024), « *Étude sur le rôle de la géothermie dans la climatisation et le rafraîchissement* ». L'étude propose des coûts d'investissements pour des projets, entre autres, de 185 kW et de 310 kW. Les coûts d'investissements utilisés pour la présente étude sont donc la moyenne des ratios des coûts d'investissement totaux par kW pour ces projets.

OPEX :

■ PAC de 40 à 130 kW :

- **Pour 2012 à 2020** : la valeur pour 2020 provient de l'étude AFPG (2020) « *Étude technico-économique de la géothermie de surface* » : les 1 800 € TTC/an de coûts de maintenance pour une installation collective de 250 kW ont été convertis en coût par kW. Cette valeur a été extrapolée aux installations de plus petite puissance, en considérant qu'il n'y avait que peu d'effet d'échelle, et à défaut de disposer d'une valeur adaptée au segment de puissance de 40 à 130 kW. La valeur 2020 a été extrapolée pour 2012 à 2019 en indexant sur l'inflation.
- **Pour 2021 et 2022** : la valeur provient de l'étude AFPG (2024), « *Étude sur le rôle de la géothermie dans la climatisation et le rafraîchissement* », en reprenant l'étude de cas d'une installation de 110 kW (550 € TTC/an de coûts de maintenance).
- Les valeurs données dans l'étude sont données TTC et ont été retraitées en HT en prenant un taux de TVA réduit de 10 %.

■ PAC de 250 kW :

- **Pour 2012 à 2020** : la valeur pour 2020 provient de l'étude AFPG (2020) « *Étude technico-économique de la géothermie de surface* ». Les 1 800 € TTC/an de coûts de maintenance pour une installation collective de 250 kW ont été convertis en coût par kW. La valeur 2020 a été extrapolée pour 2012 à 2019 en indexant sur l'inflation.
- **Pour 2021 et 2022** : la valeur provient de l'étude AFPG (2024), « *Étude sur le rôle de la géothermie dans la climatisation et le rafraîchissement* », en reprenant les études de cas d'une installation de 185 kW (700 € TTC/an de coûts de maintenance) et de 310 kW (1 000 € TTC/an de coûts de maintenance). La valeur pour une PAC de 250 kW a été obtenue comme la moyenne de ces deux études de cas.
- Les valeurs données dans l'étude sont données TTC et ont été retraitées en HT en prenant un taux de TVA réduit de 10 %.

Remarque : la méthodologie de prise en compte des coûts d'opération a été modifiée par rapport à la précédente édition de l'étude (ADEME, 2022). En effet, les coûts de maintenance de l'étude de l'AFPG de 2020 étaient convertis en OPEX variables plutôt qu'en OPEX fixes. Étant donné que ces coûts ne prennent pas en compte l'électricité, il a semblé plus pertinent de les convertir en OPEX fixes. Cette évolution méthodologique fait évoluer les résultats de LCOE pour les années 2012 à 2020 par rapport à la précédente édition.

Production utile : ADEME (2022) Étude des coûts des énergies renouvelables et de récupération.

Durée de vie des installations de surface (PAC) : L'hypothèse de 25 ans s'appuie sur l'étude de l'AFPG (2024) et sur les échanges avec la filière.

Durée de vie des forages : les durées de vie des forages sont issues des échanges avec la filière, et reprennent les ratios de la durée de vie des forages par rapport à celles des PAC utilisés dans la précédente édition de l'étude (ADEME, 2022). Ainsi, les durées de vie de forage couvrent un renouvellement de PAC.

Taux d'actualisation : voir la section 3.2.2.5.

Prix de l'électricité : SDES, « Prix de l'électricité en France et dans l'Union européenne en 2022 » (Août 2023). L'indice utilisé est celui du prix pour la tranche de consommation 0,02 – 0,5 GWh

Coefficient de performance saisonnier : étude AFPG (2020) Étude technico-économique de la géothermie de surface. Le SCOP est défini comme le ratio de la production thermique annuelle de la pompe à chaleur sur la consommation électrique annuelle incluant les auxiliaires.





7.3.5.2. PAC sur aquifères superficiels

Tableau 42 : hypothèses de calcul du LCOE des PAC géothermiques collectives ou tertiaires sur aquifères superficiels.

Aquifères superficiels	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022
Production utile (nb. heures/an)	2 100	2 100	2 100	2 100	2 100	2 100	2 100	2 100	2 100	2 100	2 100
Coefficient de performance (COP)	5,5	5,5	5,5	5,5	5,5	5,5	5,5	5,5	5,5	5,5	5,5
Durée de vie PAC (années)	25	25	25	25	25	25	25	25	25	25	25
Durée de vie Forage (années)	50	50	50	50	50	50	50	50	50	50	50
Investissement (€ HT/kW)	1 200	1 200	1 100	1 100	1 100	1 300	1 300	1 300	1 300	2 200	2 200
Exploitation (€ HT/kW)	23,8	24,0	24,1	24,1	24,1	24,4	24,8	25,0	25,1	24,4	24,4
Prix de l'électricité (€ HT/MWh)	101	111	116	121	114	121	123	129	135	138	152
Taux d'actualisation (%)	7	7	6	6	6	5	5	4	4	4	4

CAPEX :

- **De 2012 à 2020**, les chiffres sont issus de l'étude ADEME (2022) « *Étude des coûts des énergies renouvelables et de récupération* », eux-mêmes basés sur l'analyse des projets aidés du Fonds Chaleur.
- **De 2021 à 2022** : les coûts totaux d'investissement ont été calculés sur la base des projets aidés par le Fonds Chaleur. La moyenne a été calculée pour les projets dont la demande d'aide a été déposée en 2021 et 2022 (nombre total de projets : 15). Il s'agit de coûts prévisionnels. Les cinq premiers et cinq derniers percentiles ont été exclus. Les coûts des projets incluant les coûts d'appoint, ceux-ci ont été exclus en considérant qu'ils représentaient environ 9 % des investissements totaux (estimation sur la base des projets aidés par le Fonds Chaleur).

Les ratios de coûts d'investissement par kW installés sont d'ordre de grandeur cohérents avec les chiffres proposés par l'étude AFPG (2024), « *Étude sur le rôle de la géothermie dans la climatisation et le rafraîchissement* ».

OPEX :

- **De 2012 à 2020** :
 - La valeur pour 2020 provient de l'étude AFPG (2020) « *Étude technico-économique de la géothermie de surface* » : 6 960 € TTC/an pour une installation collective de 250 kW convertis en coût par kW ;
 - La valeur 2020 a été extrapolée pour 2012 à 2019 en indexant sur l'inflation.
- **De 2021 à 2022** :
 - La valeur provient de l'étude AFPG (2024), « *Étude sur le rôle de la géothermie dans la climatisation et le rafraîchissement* », en reprenant les études de cas d'une installation de 110 kW (3 950 € TTC/an de coûts de maintenance), de 185 kW (4 600 € TTC/an) et de 310 kW (6 400 € TTC/an).
- La valeur pour une PAC de 250 kW a été obtenue comme la moyenne de ces trois études de cas. Les valeurs données dans l'étude sont données TTC et ont été retraitées en HT en prenant un taux de TVA réduit de 10 %.

Remarque : la méthodologie de calcul des OPEX a été modifiée par rapport à la précédente édition de l'étude (ADEME, 2022). En effet, les coûts de maintenance de l'étude de l'AFPG étaient convertis en OPEX variables plutôt qu'en OPEX fixes. Étant donné que ces coûts ne prennent pas en compte l'électricité, il a semblé plus pertinent de les convertir en OPEX fixes. Cette évolution méthodologique fait évoluer les résultats de LCOE pour les années 2012 à 2020 par rapport à la précédente édition.

Production utile : ADEME (2022) « *Étude des coûts des énergies renouvelables et de récupération* ».

Durée de vie des PAC : ADEME (2022) « *Étude des coûts des énergies renouvelables et de récupération* ».

Durée de vie des installations en sous-sol : La durée de vie du forage est estimée à 50 ans, ainsi un renouvellement de PAC est considéré dans le calcul du LCOE.

Remarque : la précédente édition de l'étude (ADEME, 2022) considérait une durée de vie des forages égale à celle des PAC (20 ans). Ainsi, les LCOE calculés pour la période 2012-2020 ne sont pas égaux à ceux obtenus dans la précédente édition.

Taux d'actualisation : voir la section 3.2.2.5.

Prix de l'électricité : SDES, « *Prix de l'électricité en France et dans l'Union européenne en 2022* » (Août 2023). L'indice utilisé est celui du prix pour la tranche de consommation 0,02 – 0,5 GWh

Coefficient de performance saisonnier : étude AFPG (2020) « *Étude technico-économique de la géothermie de surface* ». Le SCOP est défini comme le ratio de la production thermique annuelle de la pompe à chaleur sur la consommation électrique annuelle incluant les auxiliaires.



7.3.5.3. Valeurs spécifiques pour l'analyse de la production de chaleur et de froid :

Tableau 43 : hypothèses de calcul du LCOE des PAC géothermiques collectives et tertiaires intégrant la production de chaud et de froid.

Moyenne sur 2021-2022	Champs de sondes	Aquifères superficiels <200 m
CAPEX (€ HT/kW)		
(Investissement/puissance froid+chaud) - appoint	3 300	2 200
Surcoût geocooling	20	12,5
OPEX (€/kW)	4,5	24,4
Facteur de charge (heures par an)		
Production de chaud – tertiaire	1 800	2 100
Production de froid - tertiaire	1 800	2 100
Production de chaud – collectif	1 800	2 100
Production de froid - collectif	450	525
Part de la production de froid par geocooling (%)	40	40
Part de la production de froid par voie active (%)	60	60
Durée de VIE PAC (années)	25	25
Durée de VIE Forage (années)	50	50
SCOP et SEER		
Production de chaleur	4,2	5,5
Production de froid actif	6	7
Geocooling	30	30
Taux d'actualisation	4,0 %	4,0 %

CAPEX : les coûts totaux d'investissement sont repris des hypothèses mentionnées ci-dessous pour la production de chaud. Des surcoûts liés au *geocooling* ont été ajoutés et sont tirés de l'étude AFGP (2020) « *Étude technico-économique de la géothermie de surface* » (5 000 € HT pour une installation collective de 250 kW, ramenés à 20 € HT/kW et 5 000 € HT pour une installation tertiaire de 400 kW, ramenés à 12,5 € HT/kW).

Les OPEX sont les mêmes que pour la production de chaud.

Production : Dans le secteur tertiaire, la production de froid est estimée équivalente à celle de chaleur. En revanche, dans le secteur collectif, la production de froid représente 25 % des besoins en chauffage, soit une répartition annuelle de 20 % pour la production de froid et 80 % pour la production de chaleur. Le froid est produit à 40 % par *geocooling*, et à 60 % par froid actif. Ces hypothèses sont issues de l'étude AFGP (2020) « *Étude technico-économique de la géothermie de surface* ».

Les durées de vie sont les mêmes que pour la production de chaud.

Taux d'actualisation : voir section 3.

Coefficient de performance saisonnier : Les SEER pour le *geocooling* et pour la production de froid actif sont issus de l'étude AFGP (2020) « *Étude technico-économique de la géothermie de surface* ». Le SCOP est défini comme le ratio de la production thermique annuelle de la pompe à chaleur sur la consommation électrique annuelle incluant les auxiliaires.

Prix de l'électricité : SDES, « *Prix de l'électricité en France et dans l'Union européenne en 2022* » (Août 2023). L'indice utilisé est celui du prix pour la tranche de consommation 0,02 – 0,5 GWh

7.4. Géothermie profonde en industrie et sur réseau

7.4.1. CONTEXTE ET ÉVOLUTION DES CAPACITÉS INSTALLÉES

La géothermie profonde désigne l'utilisation de la chaleur d'aquifères profonds (généralement entre 400 et 2 000 m de profondeur). La température de l'eau géothermale dans ces aquifères est comprise entre 30 °C et 90 °C. Le plus souvent, cette technologie est utilisée pour alimenter des réseaux de chaleur. Certains projets concernent l'alimentation en chaleur de grands sites industriels. Pour les projets ne disposant pas de PAC, la chaleur est directement utilisée à la température extraite. Cependant, l'intégration d'une PAC peut servir à rehausser la température de l'eau géothermale exploitée ou à diminuer sa température avant sa réinjection dans l'aquifère, permettant ainsi d'optimiser l'exploitation énergétique de la ressource.

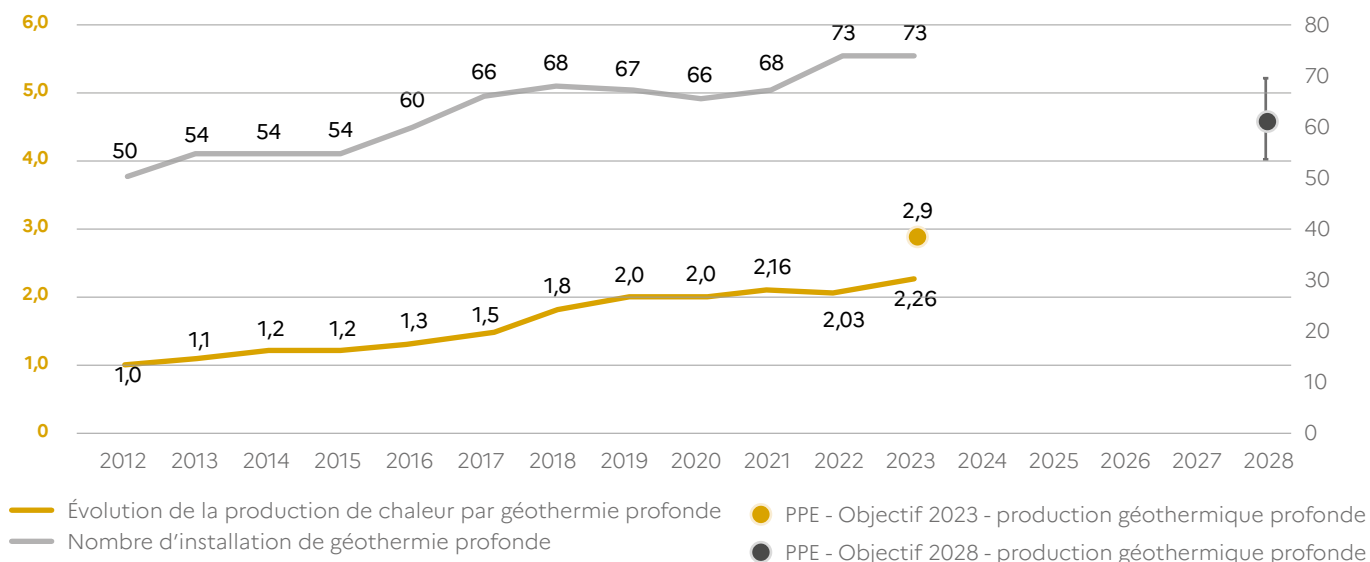
Cette filière s'est fortement développée au début des années 1980. Elle a connu ensuite un coup d'arrêt pendant une vingtaine d'années. Les installations existantes ont continué à fonctionner et se sont étendues pour la plupart. Cependant, plus aucune nouvelle opération n'a été réalisée durant cette période. Depuis 2009, avec la création du Fonds Chaleur renouvelable et la mise en place d'un nouveau fonds de garantie, la filière a connu un regain d'activité, avec la création d'environ 30 nouvelles opérations¹²¹.

En 2023, 73 installations de géothermie profonde, correspondant à environ 695 MWth installés, ont produit un total de 2,26 TWh¹²² de chaleur. Ces installations exploitent principalement les aquifères profonds du Bassin parisien, et plus spécifiquement le Dogger d'Île-de-France et les aquifères du Bassin aquitain.

Le nombre d'installations et la production annuelle associée progressent légèrement depuis 5 ans (cf. Graphique 129). La production stable observée entre 2020 et 2022 peut s'expliquer par des hivers plus doux, réduisant la demande de chaleur, et par l'arrêt temporaire de certaines centrales¹²³. Cela étant, la mise en œuvre d'une installation requiert du temps, il existe donc un effet d'inertie important dans la programmation des projets.

L'objectif 2023 de la PPE (2,9 TWh) n'est pas atteint. Toutefois, à fin 2023, 29 nouvelles opérations avaient leur forage prévu entre 2024 et 2028, ce qui devrait permettre à terme de se rapprocher de l'objectif de la PPE pour 2028 (4 à 5,2 TWh). Depuis 2022 et dans le contexte de la guerre en Ukraine, la géothermie profonde bénéficie d'un regain d'intérêt, qui a conduit le gouvernement à de récentes annonces en 2023 pour simplifier et accélérer le développement de cette filière, avec notamment la publication d'un plan d'action¹²⁴ et avec la parallélisation des procédures d'instruction des permis de recherches, qui devrait permettre de diviser par deux les délais d'instruction¹²⁵.

Evolution de la production de chaleur par géothermie profonde entre 2012 et 2022 par rapport aux objectifs de la PPE (TWh)



Source : données de l'ADEME, BRGM et AFPG.

Graphique 129 : évolution du nombre d'installations et de la production de chaleur par géothermie profonde, entre 2015 et 2022 par rapport aux objectifs de la PPE.

¹²¹. AFPG (2023), *La géothermie en France. Études de filière 2023*.

¹²². ADEME, SER, AFPG, CIBE, FEDENE, et UNICLIMA (2023), *Panorama de la chaleur renouvelable et de récupération*, édition 2023 et AFPG (2023), *La géothermie en France. Études de filière 2023*.

¹²³. AFPG (2023), *La géothermie en France. Études de filière 2023*.

¹²⁴. Ministère de la transition écologique (2023), *Géothermie : un plan d'action pour accélérer son développement*. Disponible [ici](#).

¹²⁵. Ministère de l'Économie, des Finances, et de la souveraineté industrielle et numérique (12 avril 2024) - Communiqué de presse : « Simplification des procédures minières pour accélérer la transition énergétique et renforcer la sécurité d'approvisionnement française ». Disponible [ici](#).



7.4.2. PRÉSENTATION DU PÉRIMÈTRE

Le périmètre de cette étude couvre la production de chaleur par géothermie profonde avec PAC. Les installations sans PAC ne sont pas couvertes par manque de données disponibles. La géothermie profonde pour la production d'électricité et en cogénération ne sont pas incluses dans le périmètre.

Tableau 44 : Périmètre d'étude de la filière géothermie profonde.

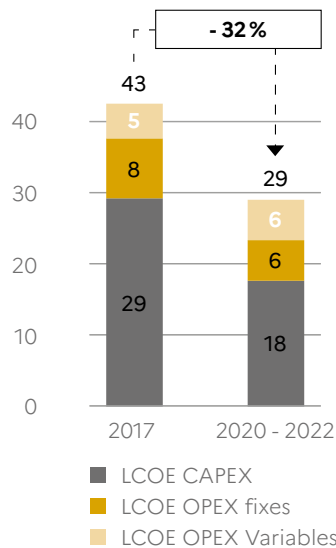
Géothermie profonde pour production de chaleur		Géothermie profonde pour production d'électricité	Géothermie profonde en cogénération
Avec PAC	Sans PAC		

Filières incluses dans l'étude

Exclusion du périmètre

7.4.3. ÉVOLUTION DU LCOE

LCOE des installations géothermiques profondes avec PAC 2020 - 2022 (€₂₀₂₂ HT/MWh)



Graphique 130 : LCOE des installations géothermiques profondes avec PAC pour les années 2017 et 2020-2022 (€₂₀₂₂ HT/MWh).

Remarque : La filière géothermique profonde n'était pas présente dans la précédente édition de l'étude de l'ADEME sur les coûts des énergies renouvelables et de récupération. Le LCOE de 2020-2022 s'appuie sur les projets aidés par le Fonds Chaleur entre 2020 et 2022 : deux projets déposés en 2020, 5 projets en 2021 et 4 projets en 2022. Tous ces projets ont été regroupés afin de disposer d'un panel de projets significatifs pour calculer un LCOE moyen sur la période 2020-2022. Les données de ces 11 projets étaient toutefois incomplètes : le LCOE prend en compte les coûts de forage, les coûts d'opération s'appuient sur des estimations à dire d'experts permettant leur mise à jour.

Les données pour 2017 sont issues de l'édition 2019 de l'étude de l'ADEME sur les coûts des énergies renouvelables et de récupération. Les CAPEX retenus sont la moyenne des bornes maximum et minimum de l'étude de 2019.

Le LCOE de la géothermie s'élève en 2020-2022 à 29 € HT/MWh et a diminué de 32 % par rapport à 2017. Cette diminution est attribuable à l'intégration croissante de pompes à chaleur dans les installations géothermiques, ce qui a permis d'augmenter les capacités de production d'énergie pour de faibles coûts d'investissement additionnels. En effet, l'ajout de PAC a optimisé l'efficacité énergétique des systèmes existants, contribuant ainsi à une meilleure rentabilité du MWh produit. Les coûts d'opération étant restés relativement stables entre 2017 et 2022, il en résulte un accroissement de la part des OPEX dans le total du LCOE. Ainsi, les coûts d'opération représentaient 31 % du LCOE en 2017, contre 39 % en 2020-2022.

Les premières tendances post-2022 indiquent une augmentation des coûts d'investissement pour les projets de géothermie (pour des typologies de projet constantes), menée par des prix des matières premières et de l'énergie en hausse.

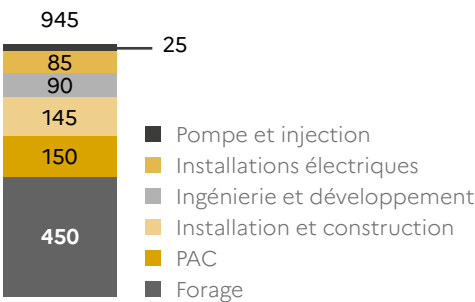
7.4.4. DÉCOMPOSITION DES CAPEX

Remarque : comme pour le calcul du LCOE, la décomposition des CAPEX repose sur l'étude de 11 projets déposés entre 2020 et 2022. Cette décomposition concerne des projets nécessitant des coûts de forage (certains projets réutilisent des forages existants).

La décomposition présentée concerne uniquement les dépenses d'investissement au moment de la mise en service des installations. Les coûts associés au renouvellement de la PAC au bout de 20 ans ne sont pas pris en compte dans ce graphique.

Étant donné que les données ont pu être collectées uniquement pour les années 2020 à 2022, il n'est pas possible de présenter une tendance à moyen terme de l'évolution des CAPEX.

Décomposition des coûts d'investissements (€/kW)



Graphique 131 : Décomposition des CAPEX pour les projets de géothermie profonde en 2020-2022 (€_{courants} HT/MWh).

7.4.5. ANALYSE DE SENSIBILITÉ

Une analyse de sensibilité du LCOE de la filière a été menée en faisant varier indépendamment plusieurs paramètres de calcul, toutes choses égales par ailleurs. L'impact sur le LCOE de la variation des paramètres choisis est expliqué dans le tableau suivant :

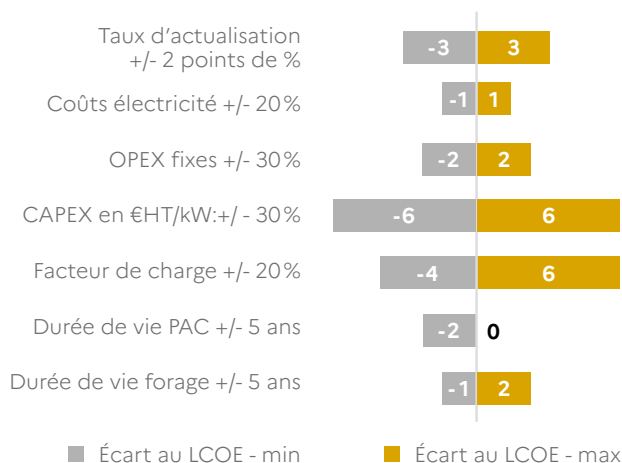
Impact de la variation du paramètre sur le LCOE	Augmentation du paramètre	Baisse du paramètre
Taux d'actualisation	↑	↓
Coûts de l'électricité (OPEX variables)	↑	↓
OPEX fixes	↑	↓
CAPEX	↑	↓
Facteur de charge	↓	↑
Durée de vie des PAC	↓	↑
Durée de vie des forages	↓	↑

Légende : ↑ : la valeur du LCOE augmente ; ↓ : la valeur du LCOE diminue

Les résultats de l'analyse de sensibilité sont présentés dans les graphiques suivants :

Évolution du LCOE des installations géothermiques profondes pour la variation de chaque paramètre (€ HT/MWh)

LCOE 2020 - 2022 : 29€ HT / MWh



Graphique 132 : Analyse de sensibilité du LCOE de la géothermie profonde en 2022 en €₂₀₂₂ HT/MWh.

Remarque : L'asymétrie des impacts dans l'analyse de sensibilité du LCOE est principalement due aux effets non linéaires et aux interactions complexes entre les différents paramètres du calcul des LCOE (cf. section 3). Par exemple, l'augmentation du facteur de charge accroît la production et les coûts d'opération variables, pour des coûts d'investissement qui restent constants. Le LCOE n'évolue donc pas linéairement avec la variation du facteur de charge.

Grille de lecture (exemple pour un paramètre) : Pour des installations de géothermie profonde, si les coûts associés à l'électricité augmentent (baissent) de 20 %, le LCOE de ces installations augmente de 1 € HT/MWh (diminue de 1 € HT/MWh).

Les analyses de sensibilité révèlent que les LCOE des installations de géothermie profonde sont très influencés par la variation des coûts d'investissement et du facteur de charge.

Ainsi, l'augmentation (réduction) de 30 % des coûts d'investissement conduit le LCOE à croître (diminuer) de 6 € HT/MWh, reflétant la part importante des CAPEX dans le total du LCOE. De même, augmenter (diminuer) de 20 % le facteur de charge amène le LCOE à une réduction de 4 € HT/MWh (une augmentation de 6 € HT/MWh). Cela traduit l'importance du nombre d'heures de fonctionnement d'une installation par an pour le calcul du LCOE. Par ailleurs, le LCOE est plus sensible à une baisse du facteur de charge qu'à une hausse équivalente (en pourcentage). Il est donc essentiel de maintenir un niveau élevé d'exploitation des installations pour répartir les coûts d'investissement initiaux sur une production plus importante et ainsi réduire le LCOE.

Les valeurs des variations ont été déterminées en fonction des écarts à la moyenne effectivement constatés dans les différentes sources de données.



Sources et hypothèses

Tableau 45 : Hypothèses de calcul du LCOE des installations de géothermie profonde.

	2017	2020	2021	2022
Heures de fonctionnement équivalent pleine puissance (PAC et géothermie hors PAC)	3 500			
Durée de vie PAC (années)	20			
Durée de vie forage (années)	30			
Investissement (€HT/kW)	1 350	945		
Exploitation fixe (€HT/kW)	2 % des CAPEX			
OPEX variables (électricité et produits chimiques) (€HT/MWh)	4,4	4,9	5,2	6,5
Taux d'actualisation (%)	5 %	4 %		

CAPEX :

- **2017 :** les chiffres sont issus de l'étude ADEME (2019) Coûts des énergies renouvelables et de récupération. La valeur retenue est la moyenne des bornes min. et max.
- **2021-2022 :** les coûts d'investissement sont la moyenne des coûts des projets aidés par le Fonds Chaleur, dont les dossiers ont été déposés en 2020 et 2022 (11 projets).
- Le calcul du LCOE prend en compte un renouvellement de la PAC et des coûts d'installation au bout de 20 ans.

OPEX fixes et variables

- Les OPEX fixes sont supposés être équivalents à 2 % des coûts d'investissements. Cette hypothèse s'appuie sur des coûts de projets collectés dans le cadre de l'étude.

- OPEX variables : la valeur 2022 est issue des coûts prévisionnels de projets. Cette valeur a été extrapolée aux autres années en l'indexant sur l'évolution du prix de l'électricité pour les entreprises fournies par le SDES.

Durée de vie des forages et des PAC : valeurs issues des projets aidés par le Fonds Chaleur.

Heures de fonctionnement équivalent pleine puissance : valeur issue des projets aidés par le Fonds Chaleur.

Taux d'actualisation : voir la section 3.2.2.5. Le taux d'actualisation pour 2017 est différent de celui utilisé dans l'édition 2019 de l'étude de l'ADEME sur les coûts des énergies renouvelables et de récupération. En effet, la méthodologie de la présente édition étant différente de celle de 2019, le taux d'actualisation pour 2017 a été modifié afin d'être cohérent avec le taux de 2020-2022.

7.5. Centrales de cogénération CSR

7.5.1. CONTEXTE ET ÉVOLUTION DES CAPACITÉS INSTALLÉES

La filière « Combustible Solide de Récupération (CSR) » contribue à l'atteinte des objectifs de la Loi de Transition Énergétique pour la Croissance Verte (2015) en France visant une réduction de 50 % des déchets envoyés en centre de stockage d'ici 2025 et une valorisation énergétique de 70 % des déchets non valorisables.

Définis par l'Article R-541-8-1 du Code de l'environnement, les CSR sont des déchets non dangereux triés et préparés pour être utilisés comme combustibles dans des installations classées (rubrique ICPE 2971) comme les fours à chaux, les cimenteries ou des chaufferies dédiées à la production thermique et/ou électrique. Leur préparation, encadrée par l'arrêté du 23 mai 2016, permet d'extraire les déchets à haute teneur en polluants, réduisant ainsi les émissions et les besoins en réactifs dans le cadre de leur incinération. En outre, cette préparation permet de diminuer l'humidité et la teneur en cendres, en conformité avec les critères stricts définis dans l'arrê-

té ministériel (humidité, teneur en cendres, densité, etc.). Cela contribue à augmenter le pouvoir calorifique inférieur (PCI) et à faciliter l'extraction des métaux, optimisant ainsi la valorisation énergétique des CSR.

En 2021, 36 installations de production de CSR ont été recensées en France pour seulement 2 chaufferies CSR valorisant leur production¹²⁶. 370 000 tonnes de CSR ont été consommées la même année : 60 000 par des chaudières dédiées et 310 000 tonnes par l'industrie cimentière. Par ailleurs, environ 91 000 tonnes ont été exportées auprès de cimenteries européennes, faute de débouchés suffisants sur le territoire. En France, les CSR sont valorisés essentiellement par les cimentiers en remplacement des combustibles fossiles. Cette situation s'explique par les besoins élevés en chaleur des cimentiers, la possibilité de valoriser les cendres de combustion dans le ciment, ainsi que le peu de fumées toxiques dégagées grâce aux très hautes températures des fourneaux. Cependant, d'autres industries sont susceptibles d'absorber une part croissante de CSR à l'avenir : la sidérurgie, l'industrie du bâtiment pour la confection

¹²⁶. AMORCE (2021), État des lieux national des unités de préparation des Combustibles Solides de Récupération.

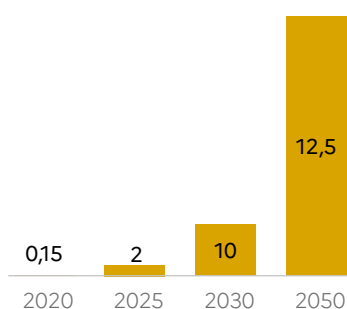


d'enduits et de mortiers, l'industrie papetière ou encore l'industrie chimique.

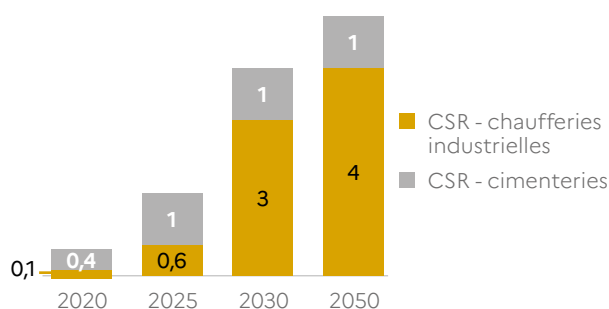
En 2022, bien que la part de CSR utilisés dans les industries en France ait légèrement reculé (8,2 % en 2022 contre 8,7 % en 2021)¹²⁷, en raison du ralentissement économique et de l'augmentation des coûts de l'énergie, la filière demeure prometteuse. Malgré la hausse des coûts de construction et d'exploitation, et l'impact des

quotas de CO₂, l'augmentation et la volatilité des prix de vente de l'énergie fossile observée depuis le début de la guerre de la Russie contre l'Ukraine est favorable à l'expansion du secteur des CSR, qui garantit un prix de vente de l'énergie stable sur 20 ans. Toutefois, le développement de la chaleur CSR nécessite encore des mesures de soutien financier pour en améliorer la compétitivité.

Production de chaleur à partir des CSR dans les chaufferies industrielles (TWh)



Prévisions des consommations de CSR en France par filière (Mt)



Source : PPE 2.

Graphiques 133 : Prévisions des consommations de CSR en France par filière et du potentiel de production de chaleur à partir de CSR, entre 2020 et 2050.

Pour soutenir la filière et réduire la dépendance aux combustibles fossiles dans le contexte énergétique difficile à la suite du conflit en Ukraine, la Commission européenne a autorisé un régime dérogatoire pour les installations de CSR. Ce cadre temporaire assouplit les règles sur les aides d'État afin de soutenir l'économie et faire face aux contraintes énergétiques dues à la guerre en Ukraine. Jusqu'au 31 décembre 2025, l'État pourra attribuer jusqu'à 300 millions d'euros de subventions aux nouvelles installations de combustion de CSR, à condition que celles-ci utilisent des CSR avec une part biogénique d'au moins 50 %, qu'elles produisent de l'énergie thermique et/ou électrique, et qu'elles soient mises en service avant le 31 décembre 2028.

Ces aides doivent mettre la France sur le cap d'une consommation de 3 millions de tonnes de CSR dans les chaufferies industrielles, en plus du million de tonnes déjà consommé par l'industrie cimentière, pour atteindre un objectif global de 4 millions de tonnes en 2030. Ce développement s'inscrit dans les objectifs de la Programmation Pluriannuelle de l'Énergie qui promeut la réduction de la dépendance aux énergies fossiles et la valorisation énergétique des déchets, bien qu'il n'y ait pas d'objectif chiffré sur la filière CSR. Le potentiel énergétique issu des CSR pourrait atteindre 10 TWh d'ici 2030, contribuant de manière significative à la décarbonation de l'industrie et à l'atteinte des objectifs de transition énergétique fixés par la PPE.¹²⁸

7.5.2. PRÉSENTATION DU PÉRIMÈTRE

La filière CSR se divise en deux segments abordés dans cette étude : les chaufferies CSR dédiées à la production de chaleur (tout thermique) et les chaufferies CSR en cogénération, qui produisent à la fois de la chaleur et de l'électricité, comme présenté sous le schéma ci-après :

Tableau 46 : Périmètre d'étude de la filière CSR.

Filière CSR		UVE
Centrale CSR tout thermique	Centrale CSR en cogénération	
Filières incluses dans l'étude		
Exclusion du périmètre		

Les unités de valorisation énergétique (UVE) sont exclues de cette étude principalement parce qu'elles traitent des ordures ménagères résiduelles (OMr) pour des usages énergétiques dont les besoins sont souvent mal dimensionnés par rapport à ceux des chaufferies dédiées aux CSR. Ces dernières sont conçues spécifiquement pour répondre à des besoins énergétiques précis. En raison de cette différence structurelle, il est difficile de comparer les deux filières. Les UVE ne peuvent être considérées comme équivalentes aux chaufferies CSR, car elles ne partagent ni les mêmes objectifs ni les mêmes performances en matière d'efficacité énergétique.

¹²⁷. FNADE (2023), *Mise à jour de l'étude du modèle économique de la filière CSR*.

¹²⁸. FNADE (2023), « PROGRAMMATION PLURIANNUELLE DES ÉNERGIES : Contribution de la filière déchet au mix énergétique français », [Position de la fnade](#).

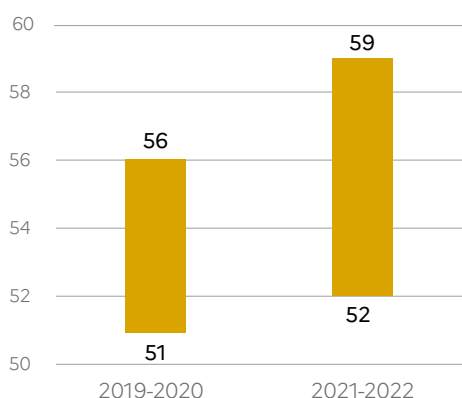


7.5.3. ÉVOLUTION DU LCOE

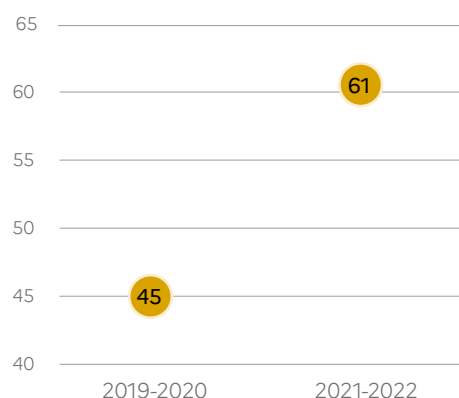
La filière des chaufferies CSR est encore en développement en France, ce qui limite les retours sur les coûts réels des installations et les prévisions faites lors de la soumission des plans d'affaires. Par conséquent, les estimations du LCOE proposées au cours des quatre dernières années doivent être interprétées avec prudence, puisqu'elles reposent sur des projections récentes et en évolution.

Seuls les segments des installations exclusivement thermiques disposent d'un historique, car les installations en cogénération n'étaient pas incluses dans l'étude précédente. Par conséquent, il n'y a pas de graphique d'évolution pour ces dernières.

Évolution du LCOE des installations exclusivement thermiques < 20 MW (€₂₀₂₂HT/MWh)



Évolution du LCOE des installations exclusivement thermiques ≥ 20 MW (€₂₀₂₂HT/MWh)



Graphiques 134 : Évolution des LCOE des installations CSR exclusivement thermiques entre 2019 et 2022 en €₂₀₂₂ HT/MWh.

En 2021 et 2022, les LCOE moyens, calculés sur la base des hypothèses issues des business plans soumis, étaient les suivants :

- **52 à 59 €/MWh** pour les installations exclusivement thermiques de moins de 20 MW ;
- **Environ 61 €/MWh** pour les installations exclusivement thermiques de 20 MW et plus ;
- **59 à 69 €/MWh** pour les installations en cogénération de moins de 20 MW ;
- **67 à 70 €/MWh** pour les installations en cogénération de 20 MW et plus.

Une seule valeur moyenne est fournie pour le segment des installations exclusivement thermiques de 20 MW, car aucun business plan n'a été soumis à l'ADEME pour ce segment en 2021. La valeur indiquée provient de la synthèse réalisée par la FNADE, qui ne permet pas de refléter la variabilité des données au sein de l'échantillon de projets, limitant ainsi la précision des résultats.

De manière générale, il est également important de souligner que les coûts des installations varient au sein de la filière CSR en fonction des besoins spécifiques en chaleur et en électricité des industriels concernés, ce qui entraîne des fluctuations du LCOE. Ces variations s'expliquent par plusieurs facteurs pouvant influencer de manière significative les coûts d'investissement, d'exploitation, ainsi que la production de chaleur et d'électricité.

Entre 2019 et 2022, le LCOE de la filière CSR a augmenté de 8 % pour les installations thermiques de moins de 20 MW et de 42 % pour celles de 20 MW et plus. Cette hausse s'explique par l'augmentation des coûts de construction (CAPEX) et d'exploitation (OPEX), notamment des réactifs, de l'électricité et des quotas de CO₂, passés de 25 €/tCO₂ en 2019 à 87 €/tCO₂ en 2022. Les grandes installations, où l'OPEX représente 70 % du LCOE (contre 60 % pour celles de moins de 20 MW) ont été particulièrement affectées, subissant un surcoût pour la chaleur passant de +6 €/MWh à +20 €/MWh.

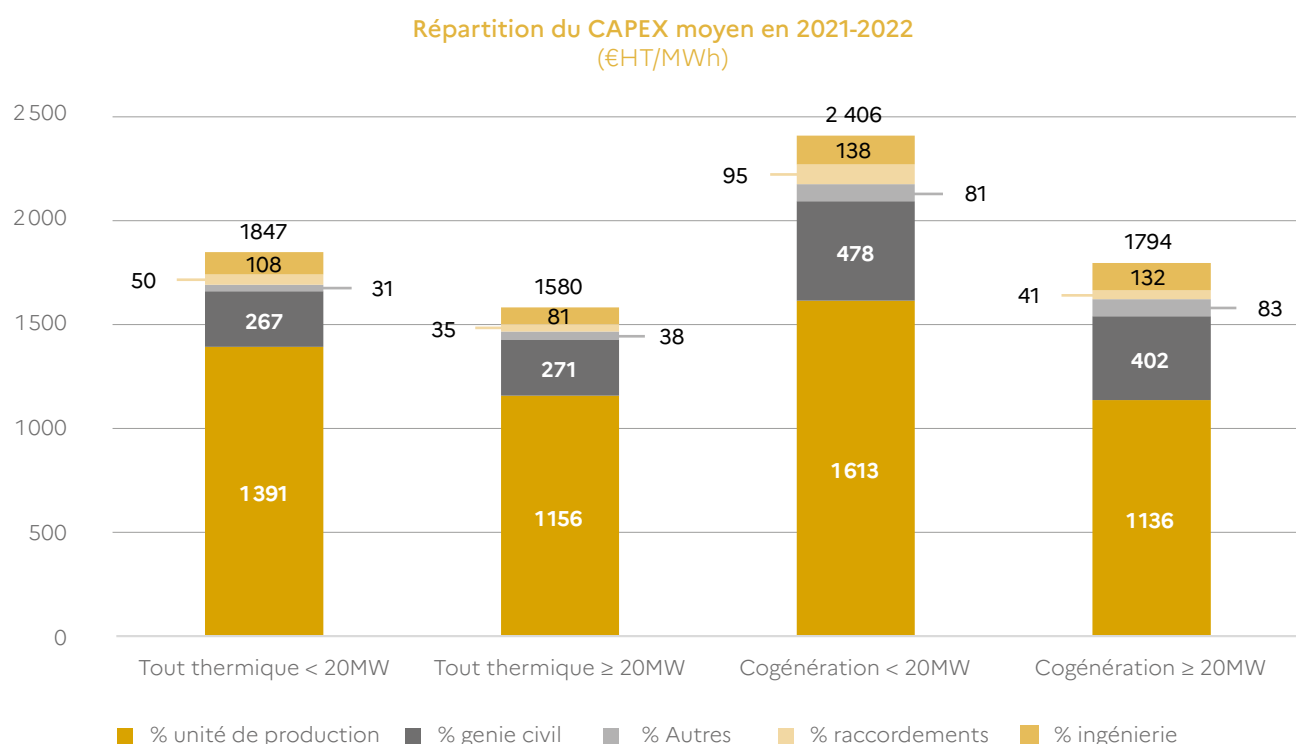


7.5.4. ÉVOLUTION DES CAPEX

En 2021, les hypothèses de CAPEX moyen pour les chaufferies CSR, telles qu'indiquées dans les plans d'affaires soumis, étaient les suivantes :

- 1 600 à 2 200 € HT/kW pour les installations exclusivement thermiques de moins de 20 MW ;
- Autour de 1 600 € HT/kW pour les installations exclusivement thermiques de 20 MW et plus ;
- 1 800 à 2 600 € HT/kW pour les installations en cogénération de moins de 20 MW ;
- 1 700 à 1 900 € HT/kW pour les installations en cogénération de 20 MW et plus.

Les coûts d'investissement peuvent varier au sein de la filière en fonction du dimensionnement de la chaufferie CSR et de son utilisation spécifique par l'industriel porteur du projet.



Source : répartition des coûts des CAPEX estimée à partir des dossiers soumis à l'ADEME en 2021 (en € HT/kW).

Graphique 135 : Évolution des CAPEX des installations CSR en €/HT/kW.



Dans les plans d'affaires soumis en 2021, les principaux postes de coûts des investissements sont l'unité de production, qui représente en moyenne 70 % des coûts totaux, et les coûts de génie civil, qui représentent en moyenne 18 %.

Cependant, depuis le début du conflit en Ukraine, une crise des matières premières et de l'énergie a fortement impacté ces chiffres, entraînant une augmentation significative des coûts de construction, estimée entre 30 % et 40 %, ainsi qu'une hausse des coûts de fonctionnement, notamment des prix des réactifs et de l'électricité. Il convient de noter que ces hausses ne sont pas encore reflétées dans les données disponibles, car l'échantillon de projets analysés ne comprend pas de plans d'affaires soumis durant cette période de crise. Il est donc raisonnable de s'attendre à une augmentation substantielle des coûts dans les projets soumis en 2023 et 2024.



7.5.5. ANALYSE DE SENSIBILITÉ

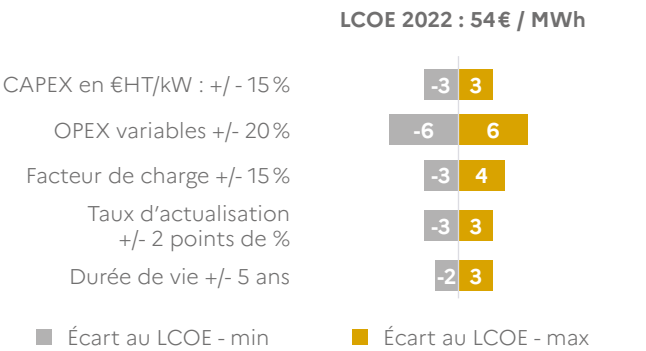
Une analyse de sensibilité du LCOE 2021-2022 de la filière a été menée en faisant varier indépendamment les CAPEX, les OPEX, le facteur de charge, le taux d'actualisation, la durée de vie et le prix des quotas carbone pour les installations de plus de 20 MW, toutes choses égales par ailleurs. L'impact à la hausse ou à la baisse sur le LCOE de la variation des paramètres choisis est expliqué dans le tableau suivant :

Impact de la variation du paramètre sur le LCOE	Augmentation du paramètre	Baisse du paramètre
CAPEX	↑	↓
OPEX variables	↑	↓
Facteur de charge	↓	↑
Taux d'actualisation	↑	↓
Durée de vie	↓	↑
Prix des quotas carbone	↑	↓

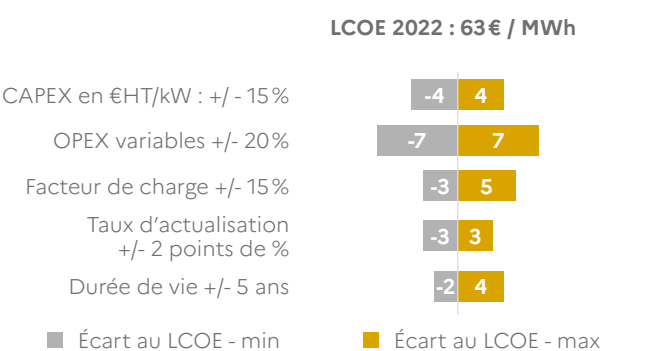
Légende : ↑ : la valeur du LCOE augmente ; ↓ : la valeur du LCOE diminue

Les résultats de l'analyse de sensibilité sont présentés dans les graphiques suivants :

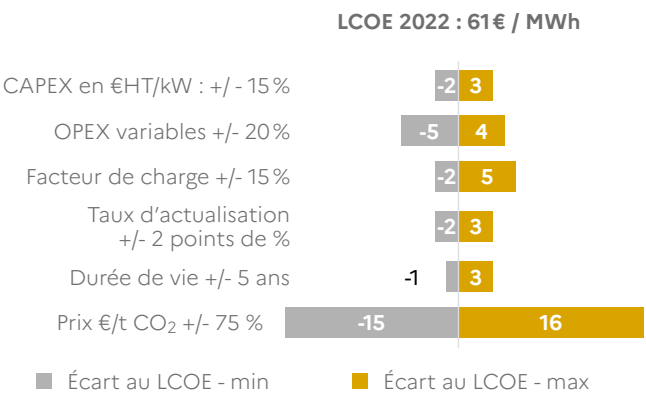
Évolution du LCOE 2021 - 2022 des installations de production de chaleur <20 MW pour la variation de chaque paramètre



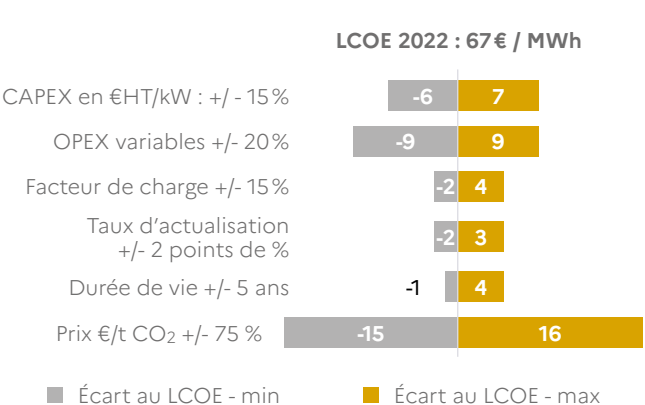
Évolution du LCOE 2021 - 2022 des installations en cogénération <20 MW pour la variation de chaque paramètre



Évolution du LCOE 2021 - 2022 des installations de production de chaleur ≥20 MW pour la variation de chaque paramètre



Évolution du LCOE 2021 - 2022 des installations en cogénération ≥20 MW pour la variation de chaque paramètre



Graphiques 136 : Analyse de sensibilité du LCOE des chaufferies CSR en 2021-2022.

Remarque : L'asymétrie des impacts dans l'analyse de sensibilité du LCOE est principalement due aux effets non linéaires et aux interactions complexes entre les différents paramètres du calcul des LCOE (cf. section 3). Par exemple, l'augmentation du facteur de charge accroît la production et les coûts d'opération variables, pour des coûts d'investissement qui restent constants. Le LCOE n'évolue donc pas linéairement avec la variation du facteur de charge.



Guide de lecture :

En 2022, pour les installations en cogénération ≥ 20 MW, une augmentation de 20 % des coûts d'OPEX variables (réactifs, etc.) entraîne une hausse des coûts de 9 €/MWh sur le LCOE.

Les analyses de sensibilité montrent que le LCOE moyen des chaufferies CSR est fortement influencé par deux facteurs principaux : les coûts d'exploitation variables (incluant la maintenance, les réactifs chimiques pour le traitement des fumées, la gestion des cendres, etc.) et le prix de la tonne de CO₂ lorsque les chaufferies sont soumises au système de quotas carbone. Une variation de +/- 20 % des OPEX variables entraîne une modification

du LCOE de +/- 9 €/MWh. Par ailleurs, une fluctuation de +/- 75 % du prix du CO₂ affecte le LCOE à hauteur de -15/+16 €/MWh. Ces résultats mettent en évidence l'importance des politiques européennes sur les quotas carbone, qui exercent une influence significative sur le LCOE global de la filière.

Les valeurs des variations des paramètres ont été déterminées en fonction des écarts à la moyenne effectivement constatés dans les différentes sources de données de la filière. En particulier, les plages de variation retenues pour les prix de la tonne de CO₂ reflètent approximativement l'augmentation des prix du quota carbone entre 2021 et 2022.

Sources et hypothèses

Tableau 47 : Hypothèses de calcul du LCOE des chaufferies CSR.

	2019-2020	2021-2022
Nombre d'heures de fonctionnement (h/an)		
Chaleur simple	8 000	8 000
Cogénération		8 000
Durée de vie (années)	20	20
Rendement (%)	85	85
Investissement (€ HT/kW)		
Chaleur simple <20 MW	1 518-1 862	1 582-2 111
Chaleur simple ≥ 20 MW	1 125	1 580
Cogénération <20 MW		1 889-2 613
Cogénération ≥ 20 MW		1 687-1 900
Exploitation (€ HT/MWh/an)		
Chaleur simple <20 MW	30	32
Chaleur simple ≥ 20 MW	20	25
Cogénération <20 MW		36
Cogénération ≥ 20 MW		30
Coûts CO₂ en €/MWh	9	16
Taux d'actualisation (%)	8	8

CAPEX :

- Pour les installations exclusivement thermiques de moins de 20 MW : la borne inférieure est basée sur un plan d'affaires soumis à l'ADEME en 2021, tandis que la borne supérieure correspond à la moyenne des coûts relevés dans les business plans de 19 projets analysés dans l'étude de la FNADE 2023¹²⁹ ;
- Pour les installations exclusivement thermiques de 20 MW et plus : la valeur indiquée correspond à la moyenne des coûts observés dans les business plans de 10 projets répertoriés dans l'étude de la FNADE 2023 ;
- Pour les installations en cogénération de moins de 20 MW : les bornes inférieure et supérieure sont basées sur des business plans soumis à l'ADEME en 2021 ;
- Pour les installations en cogénération de 20 MW et

plus : la borne inférieure est fondée sur un business plan soumis à l'ADEME en 2021, tandis que la borne supérieure reflète la moyenne des coûts observés dans les business plans de 7 projets examinés dans l'étude de la FNADE 2023.

OPEX variables : les valeurs sont issues de la synthèse de l'étude réalisée en juillet 2023 par la FNADE¹³⁰.

Rendement : la valeur correspond à la moyenne des rendements observés sur l'échantillon de business plan des projets soumis pendant les deux périodes (12 projets).

Durée de vie : l'hypothèse de durée de vie a été fixée en concertation avec les acteurs de la filière.

¹²⁹. FNADE (2023), Synthèse de l'étude du modèle économique de la filière des Combustibles Solides de Récupération (CSR), disponible [ici](#).

¹³⁰. FNADE (2023), Synthèse de l'étude du modèle économique de la filière des Combustibles Solides de Récupération (CSR), disponible [ici](#).



Nombre d'heures de fonctionnement annuelles : Pour les quatre dernières années, l'hypothèse de du nombre d'heures de fonctionnement annuelles a été fixée en concertation avec les acteurs de la filière, en prenant en compte qu'une usine est généralement fermée pour maintenance pendant environ 3 semaines par an.

Prix du CO₂ : le prix de la tonne de CO₂ est issu du Carbon Pricing Dashboard de la Banque Mondiale et est considéré constant sur toute la durée de vie de l'installation au prix de l'année de soumission du business plan considéré.

Taux d'actualisation : voir la section 3.2.2.5.

7.6. Filières de référence pour la production de chaleur collective, tertiaire et industrielle

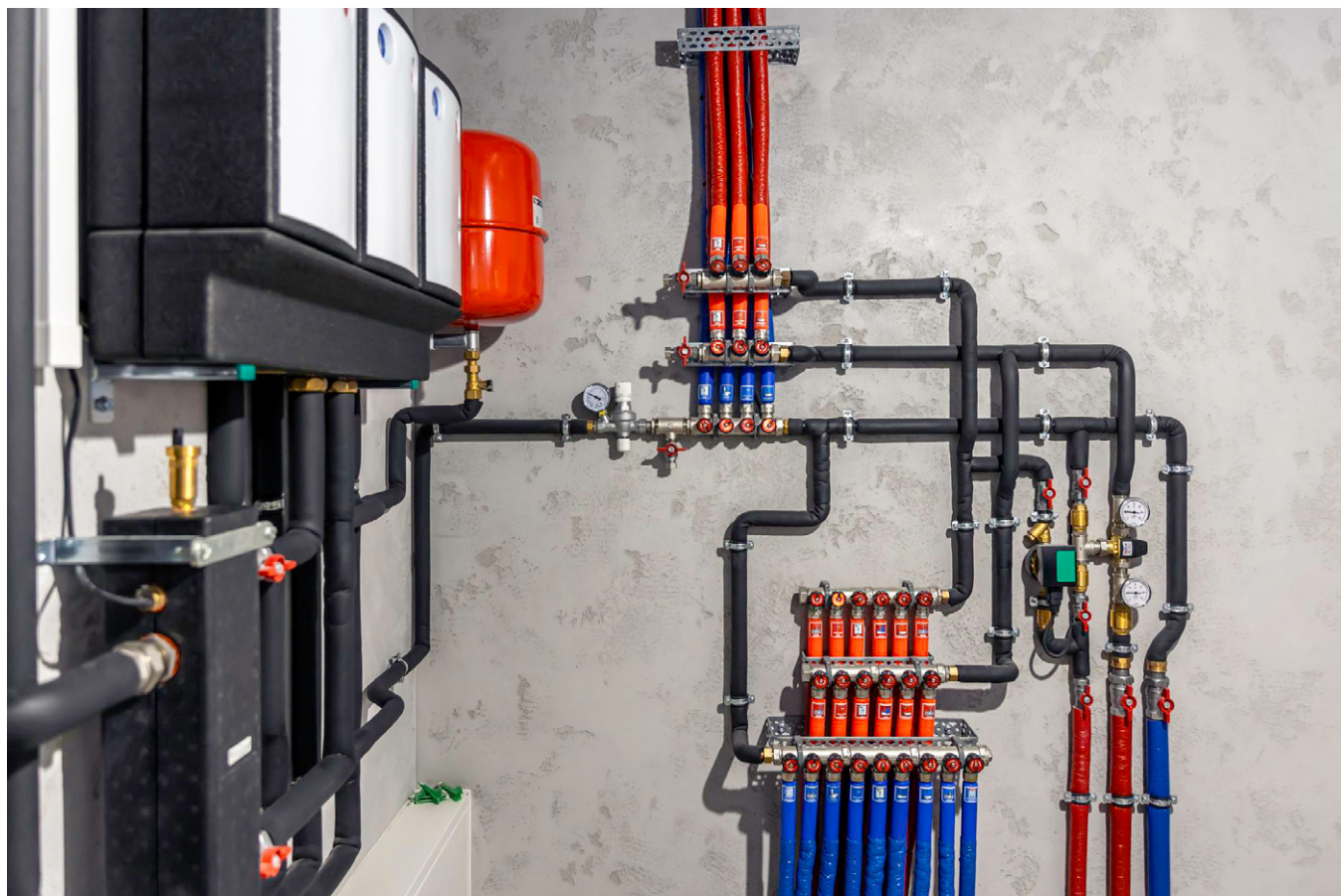
La filière de référence retenue pour évaluer la compétitivité des filières EnR productrices de chaleur pour les segments chaleur collective, tertiaire et industrielle est la filière des chaudières au gaz naturel. Pour les segments collectif et tertiaire, la puissance des chaudières est majoritairement inférieure à 1 MW, tandis que pour le segment industriel, elle peut atteindre 3 MW, voire davantage.

7.6.1. ÉVOLUTION DU LCOE

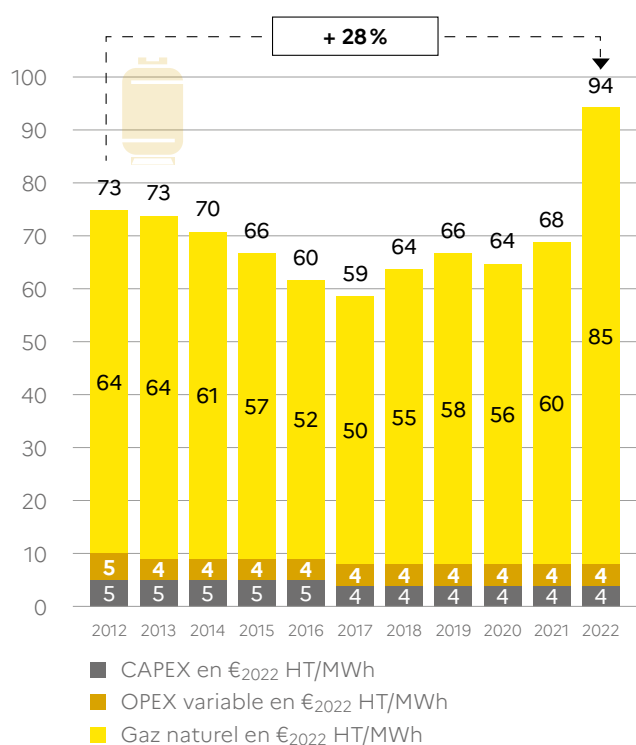
La composante prédominante du LCOE des chaudières au gaz naturel, tant dans le secteur collectif et tertiaire que dans l'industrie, est l'OPEX variable. En effet, le coût du combustible gaz représente entre 89 % et 97 % du LCOE pour les chaudières de grande puissance en 2022. Au cours de la dernière décennie, l'évolution du LCOE a

donc été principalement influencée par les fluctuations des prix du gaz sur les marchés de gros. En revanche, les autres composantes du coût affichent peu de variations.

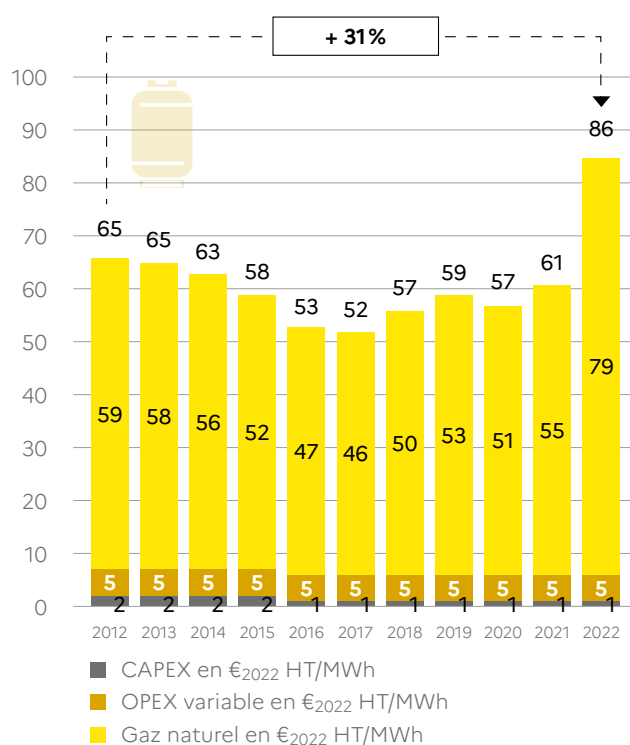
Entre 2012 et 2022, le LCOE des chaudières individuelles au gaz a enregistré une hausse de 28 % pour celles d'une puissance inférieure à 500 kW, principalement en raison d'une augmentation de 31 % des prix du gaz pour les consommateurs utilisant moins de 1 000 GJ. Pour les chaudières dont la puissance se situe entre 500 et 1 000 kW, le LCOE a augmenté d'environ 31 %, conséquence d'une flambée de 51 % des prix du gaz pour les consommateurs entre 1 000 et 10 000 GJ. Enfin, pour les chaudières supérieures à 1 MW, le LCOE a connu une augmentation d'environ 50 %, en raison d'une hausse de 70 % des prix du gaz pour les consommateurs utilisant entre 10 000 et 100 000 GJ.



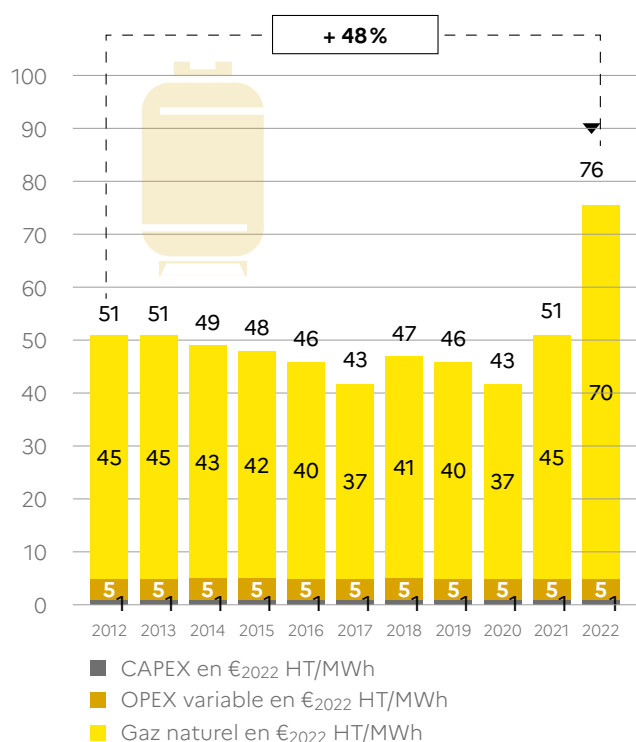
Évolution du LCOE des chaudières
de <500 kW de 2012 à 2022 (€₂₀₂₂ HT/MWh)



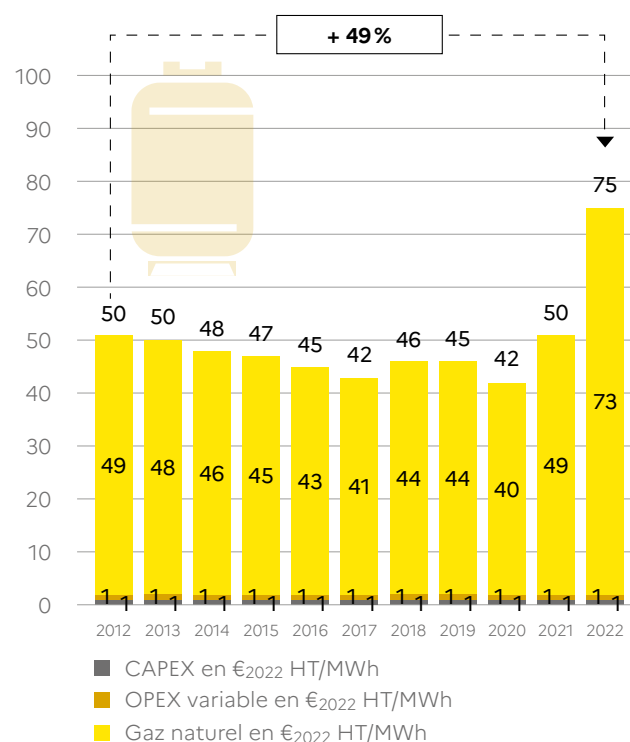
Évolution du LCOE des chaudières
de 500-1000 kW de 2012 à 2022 (€₂₀₂₂ HT/MWh)



Évolution du LCOE des chaudières 1-3 MW
de 2012 à 2022 (€₂₀₂₂ HT/MWh)

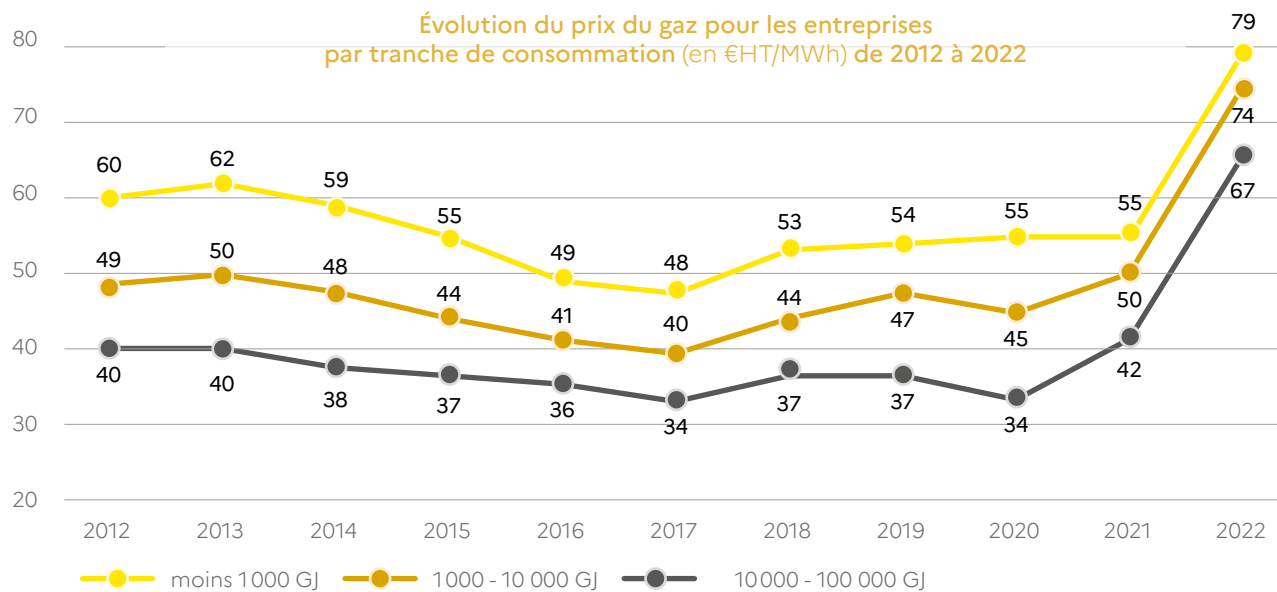


Évolution du LCOE des chaudières > 3 MW
de 2012 à 2022 (€₂₀₂₂ HT/MWh)



Remarque : Le LCOE est calculé en supposant les prix du gaz constants au prix de l'année de mise en service.

Graphiques 137 : Évolution du LCOE des chaudières au gaz dans les secteurs collectif, tertiaire et industriel entre 2012 et 2022 (€₂₀₂₂ HT/MWh).



Source : Eurostat, Prix du gaz pour les utilisateurs non résidentiels.

Graphique 138 : Évolution du prix du gaz pour les entreprises par tranche de consommation (en €courants HT/MWh) de 2012 à 2022.





7.6.2. ANALYSE DE SENSIBILITÉ

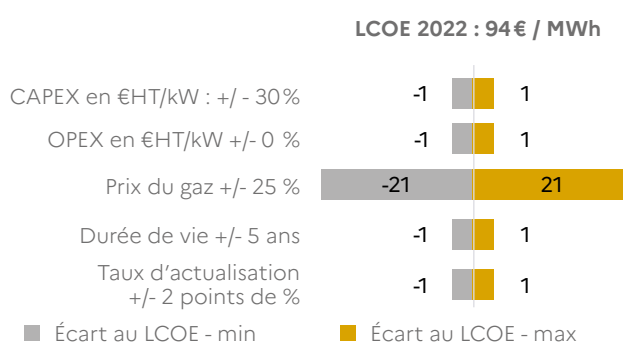
Une analyse de sensibilité du LCOE de la filière a été menée en faisant varier indépendamment plusieurs paramètres de calcul, toutes choses égales par ailleurs. L'impact sur le LCOE de la variation des paramètres choisis est expliqué dans le tableau suivant :

Impact de l'évolution du paramètre sur le LCOE	Augmentation du paramètre	Baisse du paramètre
CAPEX	↑	↓
OPEX fixes	↑	↓
Prix du gaz	↑	↓
Durée de vie	↓	↑
Taux d'actualisation	↑	↓

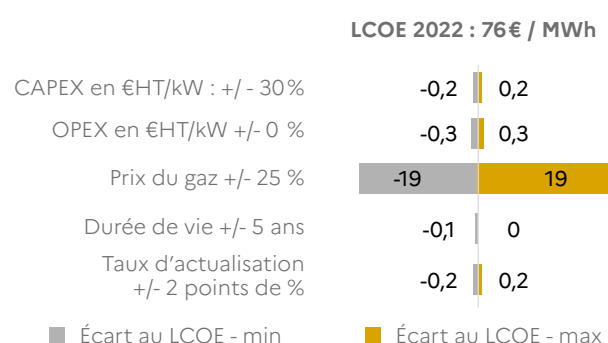
Légende : ↑ : la valeur du LCOE augmente ; ↓ : la valeur du LCOE diminue

Les résultats de l'analyse de sensibilité sont présentés dans les graphiques suivants :

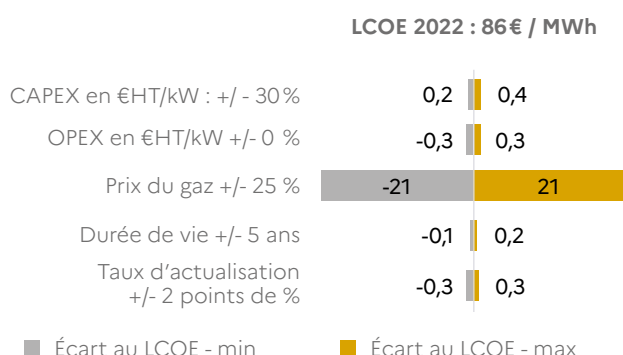
Évolution du LCOE des chaufferies gaz de <500kW pour la variation de chaque paramètre



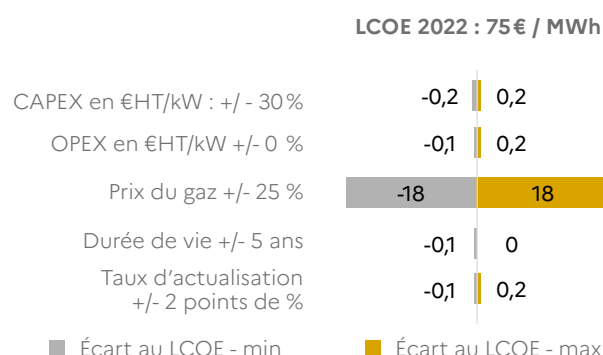
Évolution du LCOE des chaufferies gaz de 1-3 MW pour la variation de chaque paramètre



Évolution du LCOE des chaufferies gaz de 500-1000 kW pour la variation de chaque paramètre



Évolution du LCOE des chaufferies gaz > 3 MW pour la variation de chaque paramètre



Graphiques 139 : Analyse de sensibilité du LCOE des chaudières gaz en 2022.

Remarque : L'asymétrie des impacts dans l'analyse de sensibilité du LCOE est principalement due aux effets non linéaires et aux interactions complexes entre les différents paramètres du calcul des LCOE (cf. section 3). Par exemple, l'augmentation du facteur de charge accroît la production et les coûts d'opération variables, pour des coûts d'investissement qui restent constants. Le LCOE n'évolue donc pas linéairement avec la variation du facteur de charge.

Les analyses de sensibilité révèlent que les LCOE moyens des chaudières gaz dans le collectif, le tertiaire et l'industrie sont très sensibles aux fluctuations des prix du gaz. Une variation de 25 % du prix du gaz entraîne une variation du LCOE des chaudières au gaz de 18 à 21 €/HT/MWh suivant la puissance de l'installation.



Hypothèses et sources

Tableau 48 : Hypothèses de calcul du LCOE pour les chaudières au gaz de <500 kW

	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2023
Productible (nb. heures/an)	2 000	2 000	2 000	2 000	2 000	2 000	2 000	2 000	2 000	2 000	2 000
Rendement sur PCI (%)	87	87	87	87	87	87	87	87	87	87	87
Durée de vie (années)	20	20	20	20	20	20	20	20	20	20	20
Investissement (€ HT/kW)	102	103	103	103	104	105	106	107	107	109	115
Exploitation (€ HT/MWh/an)	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8
Prix du gaz (€ HT/MWh)	49	50	48	44	41	40	44	47	45	50	74
Taux d'actualisation (%)	6	6	6	6	5	5	5	4	4	4	4

Tableau 49 : Hypothèses de calcul du LCOE pour les chaudières au gaz de 500-1000 kW

	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022
Productible (nb. heures/an)	3 000	3 000	3 000	3 000	3 000	3 000	3 000	3 000	3 000	3 000	3 000
Rendement sur PCI (%)	90	90	90	90	90	90	90	90	90	90	90
Durée de vie (années)	25	25	25	25	25	25	25	25	25	25	25
Investissement (€ HT/kW)	63	64	64	64	64	65	66	66	66	67	71
Exploitation (€ HT/MWh/an)	5	5	5	5	5	5	5	5	5	5	5
Prix du gaz (€ HT/MWh)	49	50	48	44	41	40	44	47	45	50	74
Taux d'actualisation (%)	6	6	6	6	5	5	5	4	4	4	4

Tableau 50 : Hypothèses de calcul du LCOE pour les chaudières au gaz de 1-3 MW.

	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022
Productible (nb. heures/an)	4 000	4 000	4 000	4 000	4 000	4 000	4 000	4 000	4 000	4 000	4 000
Rendement sur PCI (%)	91	91	91	91	91	91	91	91	91	91	91
Durée de vie (années)	30	30	30	30	30	30	30	30	30	30	30
Investissement (€ HT/kW)	56	57	57	57	57	57	58	59	59	60	63
Exploitation (€ HT/MWh/an)	5	5	5	5	5	5	5	5	5	5	5
Prix du gaz (€ HT/MWh)	40	40	38	37	36	34	37	37	34	42	67
Taux d'actualisation (%)	6	6	6	6	5	5	5	4	4	4	4

Tableau 51 : Hypothèse de calcul du LCOE pour les chaudières au gaz de plus de 3 MW.

	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022
Productible (nb. heures/an)	5 000	5 000	5 000	5 000	5 000	5 000	5 000	5 000	5 000	5 000	5 000
Rendement sur PCI (%)	92	92	92	92	92	92	92	92	92	92	92
Durée de vie (années)	30	30	30	30	30	30	30	30	30	30	30
Investissement (€ HT/kW)	53	53	54	54	54	54	55	56	56	57	60
Exploitation (€ HT/MWh/an)	5	5	5	5	5	5	5	5	5	5	5
Prix du gaz (€ HT/MWh)	40	40	38	37	36	34	37	37	34	42	67
Taux d'actualisation (%)	6	6	6	6	5	5	5	4	4	4	4

CAPEX :

- **Pour les installations de moins de 1 MW**, les valeurs des CAPEX proviennent de devis obtenus entre 2021 et 2022, fournis par un exploitant. Les données de la période 2012 à 2020 ont été ajustées en fonction de l'inflation.
- **Pour les installations de plus de 1 MW**, les valeurs ont été reconstituées en s'appuyant sur les effets d'échelle observés dans l'étude de l'ADEME (2020) intitulée « *Coûts des énergies renouvelables et de récupération en France* » et des devis obtenus pour des tranches de puissance inférieures.

OPEX fixes et variables : Les données proviennent de l'étude ADEME (2020) « *Coûts des énergies renouvelables et de récupération en France* ». Elles ont été ajustées en fonction de l'inflation.

Facteur de charge : Les valeurs des facteurs de charge proviennent de l'étude ADEME (2020) « *Coûts des énergies renouvelables et de récupération en France* » et d'échanges avec les professionnels.

Prix du gaz €/MWh : Eurostat¹³¹, prix du gaz pour les utilisateurs non résidentiels, pour les tranches de consommation 1000 à 10 000 gigajoules et > 10 000 gigajoules.

Durée de vie : Les valeurs proviennent de l'étude ADEME (2020) « *Coûts des énergies renouvelables et de récupération en France* ».

Taux d'actualisation : voir la section 3.2.2.5.



¹³¹. Eurostat, Prix du gaz pour client non résidentiel - données semestrielles (à partir de 2007) (nrg_pc_203), accessible ici : <https://ec.europa.eu/eurostat/fr/web/energy/database>



08.

Coûts de la consommation énergétique des bâtiments

Cette fiche présente les hypothèses des coûts actualisés de production de plusieurs solutions énergétiques répondant aux besoins énergétiques, chauffage et Eau Chaude Sanitaire (ECS), d'une maison individuelle de 100 m² ou d'un appartement de 80 m² situés au centre de la France métropolitaine présentés respectivement en section 2.2.3 et 2.4.1. Les consommations énergétiques retenues correspondent à un diagnostic de performance énergétique (DPE) de classe D, classe de performance qui regroupe le plus grand nombre de résidences principales¹²⁹.

Tableau 52 : Consommations types en chauffage et ECS des deux cas d'étude (en kWh/an).

Logement	Maison individuelle de 100 m ² avec DPE de classe D	Appartement de 80 m ² avec DPE de classe D
Consommation chauffage (kWh/an)	20 000	15 000
Consommation ECS (kWh/an)	1 500	1 500

Les coûts présentés correspondent au coût actualisé d'une installation mise en service en 2022, et sont repris des fiches par technologie. Pour rappel, dans les fiches par technologie, les LCOE 2022 sont calculés avec des coûts de l'énergie (électricité, gaz ou bois) à leur valeur de 2022 et en les supposant constants sur la durée de vie de l'installation. En cas de très forte hausse du prix d'une énergie (gaz, électricité ou bois), le coût des solutions fortement consommatrices de cette énergie augmenterait significativement. Étant donné les variations des prix de l'électricité et du gaz observée après 2022, les coûts actualisés des solutions énergétiques étudiées dans cette fiche ont été calculés suivant deux hypothèses :

- Les prix des énergies (bois, gaz et électricité) correspondent à leurs valeurs en 2022, prix stables sur la durée de vie des installations (hypothèse retenue dans les fiches par technologies) ;
- Les prix de l'électricité et du gaz sont augmentés respectivement de 35 % et de 25 % par rapport à leur valeur de 2022, avec un prix du bois inchangé, et les prix sont stables sur la durée de vie des installations.

¹²⁹. SDES (2023), *Le parc de logements par classe de performance énergétique au 1^{er} janvier 2023*, accessible [ici](#) : Données et études statistiques - developpement-durable.gouv.fr





8.1. Coûts des solutions énergétiques pour le cas d'étude « Maison Individuelle de 100 m² »

Pour répondre aux besoins énergétiques du cas d'étude « *Maison Individuelle* », neuf solutions énergétiques, dont quatre solutions basées sur des PAC géothermiques, depuis une solution 100 % gaz ou électrique jusqu'à des solutions 100 % EnR, ont été testées :

- PAC aérothermique air/air (7-8kWth) et chauffe-eau électrique ;
- PAC géothermique :
 - PAC eau glycolée/eau sur capteurs horizontaux (7-8 kWth),
 - PAC eau glycolée/eau sur capteurs compacts (corbeilles géothermiques) (7-8 kWth),
 - PAC eau glycolée/eau sur sonde verticale (7-8 kWth),
 - PAC eau/eau sur eau de nappe (7-8 kWth) ;
- Chaudière à granulés ;
- Radiateur électrique et chauffe-eau électrique ;
- Combinaison de solutions EnR et chaudière à gaz : 69 % des besoins en chaleur et ECS couverts par une chaudière à gaz individuelle, 28 % par un poêle à bûches et 3 % par du solaire thermique (2 m²) ;
- Chaudière à gaz.

Le tableau suivant présente pour chaque solution énergétique, la valeur du LCOE retenue et le coût total actualisé¹³⁰.

Tableau 53 : Coût annuel actualisé d'eau chaude sanitaire et de chauffage pour une maison individuelle.

Équipement	Productible équipement (kWh)	LCOE prix 2022 (€TTC/MWh)	Coût total actualisé au prix des énergies 2022 (€TTC/an)	Coût total actualisé avec sensibilité sur le prix des énergies (€TTC/an)
Solution EnR&Gaz				
Chaudière à gaz individuelle	14,75 MWh	125 €/MWh	1 840 €	2 214 €
Solaire thermique (2 m ²)	0,75 MWh	164 €/MWh	123 €	123€
Poêle à bûches	6 MWh	109 €/MWh	654 €	654 €
TOTAL			2 616 €	2 990 €
Solution PAC/Électricité				
PAC air/air (7-8 kWth)	20 MWh	134 €/MWh	2 677 €	3 160 €
Chauffe-eau électrique	1,5 MWh	261 €/MWh	392 €	501 €
TOTAL			3 070 €	3 660 €
Solution géothermie				
PAC eau glycolée/eau sur capteurs horizontaux (7-8 kWth)	21,5 MWh	130 €/MWh	2 794 €	3 148 €
PAC eau glycolée/eau sur capteurs compacts (corbeilles géothermiques) (7-8 kWth)	21,5 MWh	137 €/MWh	2 939 €	3 293 €
PAC eau glycolée/eau sur sonde verticale (7-8 kWth)	21,5 MWh	142 €/MWh	3 054 €	3 408 €
PAC eau/eau sur eau de nappe (7-8 kWth)	21,5 MWh	162 €/MWh	3 490 €	3 801 €
Solution Bois				
Chaudière à granulés	21,5 MWh	199 €/MWh	4 277 €	4 277 €
Solution Électricité				
ECS électrique	1,5 MWh	261 €/MWh	392 €	501 €
Radiateur électrique	20 MWh	294 €/MWh	5 887 €	7 334 €
TOTAL			6 279 €	7 834 €
Solution Gaz				
Chaudière gaz individuelle	21,5 MWh	125 €/MWh	2 682 €	3 227 €

¹³⁰. Le coût total actualisé est égal à la valeur du LCOE multipliée par le productible de l'équipement.



8.2. Coûts des solutions énergétiques pour le cas d'étude « Appartement de 80 m² »

Pour répondre aux besoins énergétiques du cas d'étude « *Appartement de 80 m²* », quatre solutions énergétiques, depuis une solution 100 % gaz jusqu'à des solutions 100 % EnR, ont été testées :

- Géothermie de surface (champs de sondes géothermiques) ;
- Chaufferies à bois en pied d'immeuble ;
- Chaudière à gaz en pied d'immeuble ;
- Mix solaire thermique sur toiture (45 % des besoins ECS de l'immeuble) et chaudière à gaz en pied d'immeuble.

Le tableau suivant présente pour chaque solution énergétique, la valeur du LCOE retenue et le coût total actualisé.

Tableau 54 : Coût annuel actualisé d'eau chaude sanitaire et de chauffage pour un appartement de 80 m².

Équipement	Productible logement	LCOE prix 2022 (€TTC/MWh)	Coût total actualisé au prix des énergies 2022 (€TTC/an)	Coût total actualisé avec sensibilité sur le prix des énergies (€TTC/an)
Solution thermique et Gaz				
Solaire thermique sur toiture < 50 m ²	750 kWh	159 €/MWh	126 €	126 €
Chaudière à gaz	15 750 kWh	94 €/MWh	1 755 €	2 159 €
TOTAL			1 881 €	2 285 €
Solution géothermie				
Géothermie de surface sur champ de sonde 40-130 kW	16 500 kWh	133 €/MWh	2 478 €	2 727 €
Solution Bois				
Chaudière en pied d'immeuble < 500 kW (plaquettes)	16 500 kWh	159 €/MWh	2 883 €	3 039 €
Solution Gaz				
Chaudière gaz en pied d'immeuble < 500 kW	16 500 kWh	94 €/MWh	1 839 €	2 262 €







09.

Annexes

| 9.1. Liste des graphiques

■ Graphique 1 : Évolution des prix du marché de détail de l'électricité et du gaz en France (€/MWh).....	7
■ Graphique 2 : Comparaison des LCOE des solutions de production d'électricité en injection totale en 2022 (€/HT/MWh).....	9
■ Graphique 3 : Évolution des LCOE de production d'électricité renouvelable en injection totale de 2012 à 2022 (€ ₂₀₂₂ HT/MWh).	10
■ Graphique 4 : Comparaison des LCOE de la production d'électricité pour de l'autoconsommation résidentielle en 2022 (€TTC/MWh).	11
■ Graphique 5 : Évolution des LCOE de production d'électricité renouvelable en injection totale de 2012 à 2022 (€ ₂₀₂₂ TTC/MWh).	11
■ Graphique 6 : Comparaison des LCOE des systèmes de chauffage domestique centralisés en 2022 (€TTC/MWh).	13
■ Graphique 7 : Comparaison des LCOE des systèmes de chauffage domestique décentralisés en 2022 (€TTC/MWh).	13
■ Graphique 8 : Évolution des LCOE des systèmes de chauffage domestique centralisés de 2012 à 2022 (€ ₂₀₂₂ TTC/MWh).....	14
■ Graphique 9 : Évolution des LCOE des systèmes de chauffage domestique décentralisés entre 2012 et 2022 (€ ₂₀₂₂ TTC/MWh).	15
■ Graphique 10 : Comparaison des LCOE des systèmes d'eau chaude sanitaire en 2022 (€ ₂₀₂₂ TTC/MWh).	15
■ Graphique 11 : Évolution des LCOE des systèmes d'eau chaude sanitaire de 2012 à 2022 (€ ₂₀₂₂ TTC/MWh).....	16
■ Graphique 12 : Comparaison du coût total annualisé de solutions énergétiques pour le chauffage et l'ECS d'une maison individuelle selon le prix du gaz et de l'électricité (€ ₂₀₂₂ TTC/an).	17
■ Graphique 13 : Comparaison des LCOE des systèmes de chauffage dans le collectif et tertiaire en 2022 (€ ₂₀₂₂ HT/MWh).....	18
■ Graphique 14 : Évolution des LCOE de production de chaleur renouvelable dans le collectif et tertiaire entre 2012 et 2022 (€ ₂₀₂₂ HT/MWh).....	19
■ Graphique 15 : Comparaison du coût total annualisée de solutions énergétiques pour le chauffage et l'ECS d'un appartement de 80 m ² selon le prix du gaz et de l'électricité (€ ₂₀₂₂ TTC/an).	20
■ Graphique 16 : Comparaison des LCOE des systèmes de chauffage gaz dans l'industrie en 2022 (€ ₂₀₂₂ HT/MWh).	21
■ Graphique 17 : Évolution des LCOE des filières EnR et des chaufferies gaz dans l'industrie entre 2012 et 2022 (€ ₂₀₂₂ HT/MWh).	22
■ Graphique 18 : Évolution des LCOE de l'injection de biométhane et du prix du gaz entre 2015 et 2022 (en € ₂₀₂₂ HT/MWh).....	23
■ Graphique 19 : Évolution du prix de l'électricité et du gaz naturel de 2012 à 2022 (en €TTC/kWh pour les ménages et en €/HTVA/kWh pour les entreprises).....	26
■ Graphique 20 : Évolution de la capacité installée de panneaux photovoltaïques en France entre 2012 et 2022 par rapport aux objectifs de la PPE2.	30
■ Graphiques 21 : Évolution des LCOE des installations photovoltaïques en injection sur toiture résidentielle entre 2012 et 2022 (€ ₂₀₂₂ TTC/MWh).	33
■ Graphiques 22 : Évolution du LCOE du photovoltaïque résidentiel en injection selon les zones d'ensoleillement, entre 2012 et 2022 (€ ₂₀₂₂ TTC/MWh).	35



■ Graphique 23 : Écart des LCOE entre une installation résidentielle en injection et en autoconsommation (€ ₂₀₂₂ TTC/MWh).....	36
■ Graphiques 24 : Évolution des CAPEX des installations photovoltaïques résidentielles entre 2012 et 2022 (€ _{courants} TTC/MWh).....	38
■ Graphique 25 : Analyse de sensibilité des LCOE du photovoltaïque résidentiel sur toiture en 2022 (en € ₂₀₂₂ TTC/MWh).....	39
■ Graphique 26 : Évolution des LCOE des installations photovoltaïques sur toiture de 36 à 100 kWc entre 2012 et 2022 (€ ₂₀₂₂ HT/MWh).....	41
■ Graphique 27 : Évolution du LCOE du photovoltaïque de 36 à 100 kWh sur toiture en injection selon les zones d'ensoleillement, entre 2012 et 2022 (€ ₂₀₂₂ TTC/MWh).....	42
■ Graphique 28 : Écart des LCOE entre l'injection et l'autoconsommation du PV 36-100 kWc (€ ₂₀₂₂ HT/MWh).....	42
■ Graphique 29 : Évolution des CAPEX des installations photovoltaïques 36-100 kWc sur toiture en injection entre 2012 et 2022 (€ _{courants} HT/kW).....	43
■ Graphique 30 : Analyse de sensibilité des LCOE du photovoltaïque 36-100 kWc sur toiture en autoconsommation en 2022.....	44
■ Graphiques 31 : Évolution des LCOE des installations photovoltaïques de 100 à 500 kWc sur toiture, et de plus de 500 kWc sur toiture entre 2012 et 2022 (€ ₂₀₂₂ HT/MWh).....	46
■ Graphiques 32 : Évolution du LCOE des installations photovoltaïques sur toiture de 100 à 500 kWc, et de plus de 500 kWc en injection selon les zones d'ensoleillement, entre 2012 et 2022 (€ ₂₀₂₂ TTC/MWh).....	47
■ Graphique 33 : Écart de LCOE entre une installation sur toiture de 100 à 500 kWc et de plus de 500 kWc en injection en autoconsommation (€ ₂₀₂₂ HT/MWh).....	48
■ Graphique 34 : Évolution des CAPEX des installations photovoltaïques sur toiture en injection de 100 à 500 kWc, entre 2012 et 2022 (€ _{courants} HT/kW).....	48
■ Graphique 35 : Évolution des CAPEX des installations photovoltaïques sur toiture de 100 à 500 kWc, et de plus de 500 kWc en injection entre 2012 et 2022 (€ _{courants} HT/MWh).....	49
■ Graphique 36 : Analyse de sensibilité des LCOE du photovoltaïque sur bâtiment 100-500 kWc et plus de 500 kWc sur toiture en injection en 2022.....	50
■ Graphique 37 : Évolution des LCOE des installations photovoltaïques au sol de plus de 500 kWc entre 2012 et 2022 (€ ₂₀₂₂ HT/MWh).....	53
■ Graphique 38 : Décomposition du LCOE des installations photovoltaïques au sol de plus de 500 kWc en injection, en 2021 et 2022, selon la part des OPEX et celle des CAPEX (€ ₂₀₂₂ HT/MWh).....	53
■ Graphique 39 : Évolution du LCOE des installations photovoltaïques au sol de plus de 500 kWc en injection selon les zones d'ensoleillement, entre 2021 et 2022 (€ ₂₀₂₂ TTC/MWh).....	54
■ Graphique 40 : Évolution des CAPEX des installations photovoltaïques au sol de plus de 500 kWc en injection entre 2012 et 2022 (€ _{courants} HT/kW).....	54
■ Graphique 41 : Décomposition des CAPEX des installations photovoltaïques au sol de plus de 500 kWc en injection en 2021 et 2022 (€ _{courants} HT/kW).....	55
■ Graphique 42 : Analyse de sensibilité des LCOE du PV sur bâtiment 100-500 kWc et plus de 500 kWc sur toiture en injection en 2022.....	56
■ Graphique 43 : Évolution de la capacité installée en éolien terrestre en France entre 2012 et 2022 par rapport aux objectifs de la PPE2.....	58
■ Graphique 44 : Évolution du LCOE de l'éolien terrestre de 2012 à 2022 pour les nouveaux parcs (€ ₂₀₂₂ HT/MWh).....	59
■ Graphique 45 : Évolution des CAPEX entre 2012 et 2022 pour les nouveaux parcs éoliens (en € _{courants} HT/kW).....	61
■ Graphique 46 : Répartition des CAPEX pour les nouveaux parcs en 2022 (en %).....	61
■ Graphique 47 : Répartition des CAPEX pour les parcs en renouvellement en 2022 (en %).....	61
■ Graphique 48 : Analyse de sensibilité du LCOE des nouveaux parcs éoliens terrestres en 2022.....	62
■ Graphique 49 : Répartition des capacités hydrauliques sur le réseau de transport par type de centrale (2023).....	64
■ Graphique 50 : Évolution de la puissance hydraulique installée en France en GW.....	64
■ Graphique 51 : Périmètre d'étude de la filière hydroélectricité.....	65
■ Graphiques 52 : Évolution du LCOE de la petite hydroélectricité entre 2016 et 2022 (€ ₂₀₂₂ HT/MWh).....	66
■ Graphique 53 : Répartition moyenne des CAPEX des installations de petite hydroélectricité de basse chute en 2022.....	67
■ Graphique 54 : Répartition moyenne des CAPEX des installations de petite hydroélectricité de haute chute en 2022.....	67
■ Graphique 55 : Analyse de sensibilité du LCOE des centrales de petite hydroélectricité en 2022 en € ₂₀₂₂ HT/MWh.....	68
■ Graphique 56 : Évolution du LCOE des centrales à cycle combiné gaz de 2012 à 2022 (€ ₂₀₂₂ HT/MWh).....	72
■ Graphique 57 : Évolution du prix de gros du gaz naturel (en € _{courants} HT/MWh) et du prix du carbone (en € courants/t CO ₂).....	73
■ Graphique 58 : Analyse de sensibilité du LCOE des CCGT en 2022.....	73



■ Graphique 59 : Évolution de la production d'électricité à partir de méthanisation entre 2012 et 2022, par rapport aux objectifs de la PPE 2.....	77
■ Graphique 60 : Évolution du LCOE de la production d'électricité par cogénération en méthanisation agricole entre 2012 et 2022 (€ ₂₀₂₂ HT/MWh).....	78
■ Graphique 61 : Évolution des CAPEX des installations de cogénération à partir de biogaz entre 2012 et 2022 (€ HT/kW).....	78
■ Graphique 62 : Décomposition des CAPEX des installations de cogénération à partir de biogaz.....	79
■ Graphique 63 : Analyse de sensibilité du LCOE 2022 de la cogénération à partir de biogaz.....	80
■ Graphique 64 : Évolution de la production de biométhane à partir de biogaz entre 2012 et 2022, par rapport aux objectifs de la PPE2.....	82
■ Graphique 65 : Évolution du LCOE de la production de biométhane à partir de biogaz entre 2015 et 2022 (€ ₂₀₂₂ HT/MWh).....	83
■ Graphique 66 : Évolution des CAPEX des installations de méthanisation en injection de biométhane entre 2015 et 2022 (€ _{courants} HT/kW).....	84
■ Graphique 67 : Décomposition des CAPEX des installations de méthanisation en injection de biométhane.....	84
■ Graphique 68 : Analyse de sensibilité du LCOE 2022 de l'injection de biométhane à partir de biogaz.....	85
■ Graphique 69 : Évolution des ventes de chaudières et poêles entre 2014 et 2022 (en milliers).....	89
■ Graphiques 70 : Évolution des LCOE des poêles à bûches, poêles à granulés, chaudières à bûches et chaudières à granulés (€ ₂₀₂₂ TTC/MWh).....	91
■ Graphique 71 : Évolution des prix des combustibles bois entre 2012 et 2022 (€TTC/MWh).....	92
■ Graphiques 72 : Evolution des CAPEX des installations biomasse domestiques, entre 2012 et 2022 (€ _{courants} HT/installation).....	93
■ Graphiques 73 : Analyse de sensibilité des installations de chauffage domestique au bois pour l'année 2022.....	94
■ Graphique 74 : Évolution des surfaces installées de solaire thermique entre 2012 et 2022.....	97
■ Graphique 75 : Évolution de la production de chaleur à partir de solaire thermique entre 2012 et 2022 par rapport aux objectifs de la PPE2.....	98
■ Graphiques 76 : Évolution du LCOE des CESI et SSC entre 2012 et 2022 pour la région Centre et Sud-Ouest.....	99
■ Graphiques 77 : Évolution des CAPEX entre 2012 et 2022 pour les CESI et les SSC en € _{courants} HT/m ²	100
■ Graphiques 78 : Analyse de sensibilité du LCOE du solaire thermique individuel en 2022 pour la région Centre et Sud-Ouest.....	101
■ Graphique 79 : évolution du marché des PAC aérothermiques individuelles depuis 2012.....	103
■ Graphique 80 : Évolution du LCOE des PAC aérothermiques air/air entre 2012 et 2022 (€ ₂₀₂₂ TTC/MWh).....	104
■ Graphique 81 : Évolution du LCOE des PAC aérothermiques air/eau entre 2012 et 2022 (€ ₂₀₂₂ TTC/MWh).....	104
■ Graphique 82 : Évolution du LCOE des CET entre 2012 et 2022 (€ ₂₀₂₂ TTC/MWh).....	104
■ Graphique 83 : Évolution des CAPEX des PAC air/air entre 2012 et 2022 (€TTC _{courants}).....	105
■ Graphique 84 : Évolution des CAPEX des PAC air/eau entre 2012 et 2022 (€TTC _{courants}).....	105
■ Graphique 85 : Évolution des CAPEX des CET entre 2012 et 2022 (€TTC _{courants}).....	105
■ Graphiques 86 : Analyse de sensibilité du LCOE des PAC air/air en 2022.....	106
■ Graphique 87 : Évolution des ventes de PAC géothermiques individuelles (<30 kW) entre 2012 et 2022.....	110
■ Graphique 88 : Évolution de la production de chaleur par les PAC géothermiques entre 2016 et 2022, par rapport aux objectifs de la PPE2.....	110
■ Graphiques 89 : Évolution du LCOE des PAC géothermiques eau/eau de 2012 à 2022, et des PAC géothermiques eau glycolée/eau de 2014 à 2022 en € ₂₀₂₂ TTC/MWh.....	112
■ Graphique 90 : Comparaison du LCOE en 2022 (€ ₂₀₂₂ TTC/MWh) des PAC géothermiques chez le particulier avec ou sans prise en compte du <i>geocooling</i>	114
■ Graphiques 91 : Évolution et décomposition des coûts d'investissements des PAC géothermiques individuelles (7-8 kW) entre 2012 et 2022 (€ HT par installation).....	115
■ Graphiques 92 : Analyse de sensibilité du LCOE des PAC géothermiques individuelles en 2022.....	117
■ Graphique 93 : Évolution du LCOE des chaudières au gaz individuelles entre 2012 et 2022 (€ ₂₀₂₂ TTC/MWh).....	120
■ Graphique 94 : Évolution du LCOE des radiateurs électriques entre 2012 et 2022 (€ ₂₀₂₂ TTC/MWh).....	121
■ Graphique 95 : Évolution du LCOE des ECS électriques entre 2012 et 2022 (€ ₂₀₂₂ TTC/MWh).....	121
■ Graphique 96 : Évolution du prix du gaz et de l'électricité pour les ménages (en €TTC courants/MWh) de 2012 à 2022.....	122
■ Graphique 97 : Analyse de sensibilité du LCOE des chaudières gaz individuelles en 2022.....	122
■ Graphique 98 : Analyse de sensibilité du LCOE des systèmes d'ECS électrique en 2022.....	123
■ Graphique 99 : Analyse de sensibilité du LCOE des radiateurs électriques en 2022.....	123
■ Graphique 100 : Évolution des capacités installées de production de chaleur par biomasse collective, tertiaire et industrielle entre 2016 et 2022 (MW).....	126
■ Graphique 101 : Évolution de la production de chaleur à partir de bois-énergie entre 2016 et 2022, par rapport aux objectifs de la PPE pour la biomasse solide.....	127
■ Graphiques 102 : Évolution des LCOE corrigés de l'inflation des chaudières biomasse collectives et tertiaires de 2012 à 2022 en € ₂₀₂₂ HT/MWh.....	128



■ Graphique 103 : Évolution entre 2012 et 2022 de l'indice pondéré des prix des combustibles bois en €/HT/MWh PCI.	129
■ Graphique 104 : Évolution des CAPEX des chaudières biomasse collectives en usage direct entre 2010 et 2022 en € _{courants} HT/kW.	130
■ Graphique 105 : Décomposition des coûts d'investissement des chaudières biomasses collectives selon la puissance installée.	130
■ Graphiques 106 : Analyse de sensibilité des LCOE des chaudières biomasse collectives en 2022.	131
■ Graphique 107 : Évolution des LCOE corrigés de l'inflation des chaudières biomasse industrielles entre 2012 et 2022 en € ₂₀₂₂ HT/MWh.	133
■ Graphique 109 : Répartition des CAPEX des chaudières biomasse industrielles (ADEME, 2021).	134
■ Graphique 110 : Analyse de sensibilité des LCOE des chaudières biomasse industrielles en 2022.	135
■ Graphiques 111 : Évolution des LCOE corrigés de l'inflation des chaudières biomasse raccordées à un réseau de chaleur entre 2012 et 2022 en € ₂₀₂₂ HT/MWh.	137
■ Graphique 112 : Évolution des coûts d'investissements des chaudières biomasse raccordées à un réseau de chaleur entre 2013 et 2022 en € _{courants} HT/MWh.	137
■ Graphique 113 : Décomposition des coûts d'investissement des chaudières biomasse raccordées à un réseau de chaleur.	137
■ Graphiques 114 : Analyse de sensibilité des LCOE des chaudières biomasse sur réseau de chaleur en 2022.	138
■ Graphique 115 : Évolution des surfaces de capteurs solaires thermiques collectifs installés entre 2012 et 2022 (milliers de m ² /an).	140
■ Graphique 116 : Évolution de la production de chaleur à partir de solaire thermique entre 2012 et 2022 par rapport aux objectifs de la PPE2.	141
■ Graphique 117 : Évolution du LCOE des installations solaires thermiques de 15 à 500 m ² entre 2012 et 2022 (€ ₂₀₂₂ HT/MWh).	142
■ Graphique 118 : Évolution du LCOE des installations solaires thermiques de 1 000 m ² entre 2017 et 2022 (€ ₂₀₂₂ HT/MWh).	142
■ Graphique 119 : Évolution des coûts d'investissements des installations solaires thermiques de 15 à 500 m ² entre 2011 et 2022 (€ _{courants} HT/m ²).	143
■ Graphiques 120 : Analyse de sensibilité du LCOE du solaire thermique collectif, tertiaire et industriel en 2022 pour la région Centre et Sud-Ouest.	144
■ Graphique 121 : Évolution des ventes de PAC géothermiques pour le résidentiel collectif et le tertiaire, entre 2018 et 2022.	146
■ Graphique 122 : Évolution de la production de chaleur par les PAC géothermiques entre 2018 et 2022, par rapport aux objectifs de la PPE2.	147
■ Graphiques 123 : Évolution des LCOE des PAC géothermiques sur champ de sondes de 40-130 kW et de 250 kW entre 2012 et 2022 en € ₂₀₂₂ HT/MWh.	148
■ Graphique 124 : Évolution des LCOE des PAC géothermiques collectives sur aquifères superficiels entre 2012 et 2022 en € ₂₀₂₂ HT/MWh.	149
■ Graphiques 125 : Comparaison du LCOE des PAC géothermiques dans les secteurs collectif et tertiaire avec ou sans prise en compte de la production de froid (en € ₂₀₂₂ HT/MWh).	150
■ Graphiques 126 : Évolution des CAPEX des PAC géothermiques sur champ de sondes en € HT/kW.	150
■ Graphique 127 : Évolution des CAPEX des PAC géothermiques sur aquifères superficiels entre 2012 et 2022 en € HT/kW.	151
■ Graphiques 128 : Analyse de sensibilité du LCOE des PAC géothermiques de surface collectives et tertiaires en 2022.	152
■ Graphique 129 : évolution du nombre d'installations et de la production de chaleur par géothermie profonde, entre 2015 et 2022 par rapport aux objectifs de la PPE.	157
■ Graphique 130 : LCOE des installations géothermiques profondes avec PAC pour les années 2017 et 2020-2022 (€ ₂₀₂₂ HT/MWh).	158
■ Graphique 131 : Décomposition des CAPEX pour les projets de géothermie profonde en 2020-2022 (€ _{courants} HT/MWh).	158
■ Graphique 132 : Analyse de sensibilité du LCOE de la géothermie profonde en 2022 en € ₂₀₂₂ HT/MWh.	159
■ Graphiques 133 : Prévisions des consommations de CSR en France par filière et du potentiel de production de chaleur à partir de CSR, entre 2020 et 2050.	161
■ Graphiques 134 : Évolution des LCOE des installations CSR exclusivement thermiques entre 2019 et 2022 en € ₂₀₂₂ HT/MWh.	162
■ Graphique 135 : Évolution des CAPEX des installations CSR en €/HT/kW.	163
■ Graphiques 136 : Analyse de sensibilité du LCOE des chaufferies CSR en 2021-2022.	164
■ Graphiques 137 : Évolution du LCOE des chaudières au gaz dans les secteurs collectif, tertiaire et industriel entre 2012 et 2022 (€ ₂₀₂₂ HT/MWh).	167
■ Graphique 138 : Évolution du prix du gaz pour les entreprises par tranche de consommation (en € _{courants} HT/MWh) de 2012 à 2022.	168
■ Graphiques 139 : Analyse de sensibilité du LCOE des chaudières gaz en 2022.	169



9.2. Liste des tableaux

■ Tableau 1 : Récapitulatif des hypothèses de calcul du taux d'actualisation à dont risque standard (CMPC).....	28
■ Tableau 2 : Taux d'actualisation retenu par filière et par année (%).....	28
■ Tableau 3 : Répartition des installations photovoltaïques raccordées par tranche de puissance.....	31
■ Tableau 4 : Périmètre d'étude de la filière solaire photovoltaïque.....	32
■ Tableau 5 : hypothèses de calcul des LCOE des installations photovoltaïques résidentielles de 3 et 9 kWc.....	40
■ Tableau 6 : Hypothèses de calcul des LCOE des installations photovoltaïques de 36 à 100 kWc.	45
■ Tableau 7 : Hypothèse de calcul des LCOE des installations photovoltaïques au sol.	57
■ Tableau 8 : Périmètre d'étude de la filière éolien terrestre.....	59
■ Tableau 9 : Hypothèses de calcul du LCOE des nouveaux parcs éoliens terrestres.....	63
■ Tableau 10 : Hypothèses du calcul du LCOE pour les parcs en renouvellement.	63
■ Tableau 11 : Hypothèse de calcul du LCOE pour les centrales <1MW basse chute.....	69
■ Tableau 12 : Hypothèse de calcul du LCOE pour les centrales <1 MW haute chute.....	69
■ Tableau 13 : Hypothèse de calcul du LCOE pour les centrales ≥1 MW basse chute.....	69
■ Tableau 14 : Hypothèse de calcul du LCOE pour les centrales ≥1 MW haute chute.....	70
■ Tableau 15 : Hypothèse de calcul du LCOE pour les centrales >10 MW.....	71
■ Tableau 16 : Hypothèses du calcul du LCOE des CCGT.....	74
■ Tableau 17 : Périmètre de l'étude pour la filière biogaz.....	76
■ Tableau 18 : Hypothèses de calcul du LCOE des installations de cogénération à partir de biogaz.....	81
■ Tableau 19 : Hypothèses de calcul des LCOE de l'injection de biométhane à partir de biogaz.....	86
■ Tableau 20 : Part des segments chauffage domestique au bois étudiés dans l'ensemble des installations domestiques de chauffage au bois en 2022 (parc d'appareils utilisés et nouvelles installations).....	90
■ Tableau 21 : Hypothèses des calculs de LCOE des installations bois énergie domestiques.....	95
■ Tableau 22 : Périmètre d'étude de la filière solaire thermique individuelle.....	98
■ Tableau 23 : Hypothèses de calcul de LCOE des CESI.....	102
■ Tableau 24 : Hypothèse de calcul de LCOE des SSC.....	102
■ Tableau 25 : Périmètre de l'étude de la filière PAC aérothermiques individuelles.....	104
■ Tableau 26 : Hypothèses de calcul des LCOE des PAC aérothermiques individuelles air/air.....	108
■ Tableau 27 : Hypothèses de calcul des LCOE des PAC aérothermiques individuelles air/eau.....	108
■ Tableau 28 : Hypothèses de calcul des LCOE des CET.....	108
■ Tableau 29 : Périmètre d'étude de la filière des PAC géothermiques individuelles.....	111
■ Tableau 30 : hypothèses de calcul des LCOE des PAC géothermiques individuelles.....	118
■ Tableau 31 : Hypothèses de calcul du LCOE des chaudières gaz individuelles.....	124
■ Tableau 32 : Hypothèses de calcul du LCOE des radiateurs électriques.....	124
■ Tableau 33 : Hypothèses de calcul du LCOE des systèmes ECS électriques.....	124
■ Tableau 34 : Périmètre de l'étude pour la filière biomasse collective, tertiaire, industrielle et raccordée à un réseau de chaleur.....	127
■ Tableau 35 : Hypothèse du calcul des LCOE des chaudières biomasse collectives et tertiaires en usage direct.....	132
■ Tableau 36 : Hypothèses de calcul des LCOE des chaudières biomasse industrielles.....	136
■ Tableau 37 : Hypothèses de calcul des LCOE des chaudières biomasse raccordées à un réseau de chaleur.....	139
■ Tableau 38 : hypothèse de calcul du LCOE des installations solaires thermiques collectives, tertiaires et industrielles de 15 à 500 m ²	145
■ Tableau 39 : Hypothèses de calcul du LCOE des installations solaires thermiques collectives, tertiaires et industrielles de plus de 1 000 m ²	145
■ Tableau 40 : périmètre d'étude des PAC géothermiques de surface collectives, tertiaires et industrielles.....	147
■ Tableau 41 : hypothèses de calcul du LCOE des PAC géothermiques collectives ou tertiaires sur champ de sondes... ..	153
■ Tableau 42 : hypothèses de calcul du LCOE des PAC géothermiques collectives ou tertiaires sur aquifères superficiels.....	155
■ Tableau 43 : hypothèses de calcul du LCOE des PAC géothermiques collectives et tertiaires intégrant la production de chaud et de froid.....	156
■ Tableau 44 : Périmètre d'étude de la filière géothermie profonde.....	158
■ Tableau 45 : Hypothèses de calcul du LCOE des installations de géothermie profonde.....	160
■ Tableau 46 : Périmètre d'étude de la filière CSR.....	161
■ Tableau 47 : Hypothèses de calcul du LCOE des chaufferies CSR.....	165
■ Tableau 48 : Hypothèses de calcul du LCOE pour les chaudières au gaz de <500 kW.....	170
■ Tableau 49 : Hypothèses de calcul du LCOE pour les chaudières au gaz de 500-1000 kW.....	170
■ Tableau 50 : Hypothèses de calcul du LCOE pour les chaudières au gaz de 1-3 MW.....	170
■ Tableau 51 : Hypothèse de calcul du LCOE pour les chaudières au gaz de plus de 3 MW.....	170
■ Tableau 52 : Consommations types en chauffage et ECS des deux cas d'étude (en kWh/an).....	172
■ Tableau 53 : Coût annuel actualisé d'eau chaude sanitaire et de chauffage pour une maison individuelle.....	173
■ Tableau 54 : Coût annuel actualisé d'eau chaude sanitaire et de chauffage pour un appartement de 80 m ²	174





9.3. Récapitulatif des LCOE

Filière de production d'électricité conventionnelle					Variation 2012-2022	Variation 2012-2020	Variation 2020-2022
Filière	Technologie	2012	2020	2022			
Hydraulique	Hydraulique - centrale <1MW - basse chute		182	197			8%
Hydraulique	Hydraulique - centrale <1MW - haute chute		143	153			8%
Hydraulique	Hydraulique - centrale >1MW - basse chute		142	158			11%
Hydraulique	Hydraulique - centrale >1MW - haute chute		127	140			10%
Eolien terrestre	Eolien terrestre - nouvelles installations	96	56	59	-39%	-42%	6%
Eolien terrestre	Eolien terrestre - repowering			49	NEW		
PV	PV - en injection - toiture 36 à 100 kWc - Centre et Sud Ouest	402	96	91	-77%	-76%	-5%
PV	PV - en injection - toiture 100 à 500 kWc - Centre et Sud-Ouest	439	91	78	-82%	-79%	-14%
PV	PV - en injection - toiture > 500 kWc - Centre et Sud-Ouest			76	NEW		
PV	PV - en injection - au sol 0,5 à 2,5 MWc - Centre et Sud-Ouest	366	78			-79%	
PV	PV - en injection - au sol 2,5 à 10 MWc - Centre et Sud-Ouest	309	72			-77%	
PV	PV - en injection - au sol 10 à 30 MWc - Centre et Sud-Ouest	292	62			-79%	
PV	PV - en injection - au sol > 500 kWc - Centre et Sud-Ouest			70	NEW		
Biogaz	Biogaz - électricité - Cogénération - toutes puissances	214	201	188	-12%	-6%	-7%
Filière de référence	CCGT		53	172			226%
PV	PV - en injection- 3 kWc surimposé - Centre et Sud-Ouest - TTC	317	202	213	-33%	-36%	5%
PV	PV - en injection- 3 kWc IAB - Centre et Sud-Ouest - TTC	412	261	275	-33%	-37%	5%
PV	PV - en injection - 9 kWc surimposé - Centre et Sud Ouest - TTC	232	138	146	-37%	-41%	6%
PV	PV - en injection - 9 kWc ISB - Centre et Sud Ouest - TTC	279	143	152	-46%	-49%	6%
PV	PV - en autoconsommation- 3 kWc surimposé - Centre et Sud-Ouest	292	191	202	-31%	-35%	5%
PV	PV - en autoconsommation- 3 kWc IAB - Centre et Sud-Ouest	382	248	261	-32%	-35%	5%
PV	PV - en autoconsommation - 9 kWc surimposé - Centre et Sud Ouest	223	127	134	-40%	-43%	6%
PV	PV - en autoconsommation - 9 kWc ISB - Centre et Sud Ouest	267	134	142	-47%	-50%	6%
Filière de référence	Electricité ménage	156	202	207	33%	29%	2%

Filière de production de chaleur pour les particuliers					Variation 2012-2022	Variation 2012-2020	Variation 2020-2022
Filière	Technologie	2012	2020	2022			
Géothermie	Géothermie - usage direct - particulier - PAC eau glycolée/eau sur capteurs horizontaux (7-8 kWth)		126	130			3%
Géothermie	Géothermie - usage direct - particulier - PAC eau glycolée/eau sur capteurs compacts (corbeilles géothermiques) (7-8 kWth)		133	137			3%
Géothermie	Géothermie - usage direct - particulier - PAC eau glycolée/eau sur sonde verticale (7-8 kWth)		138	142			3%
Géothermie	Géothermie - usage direct - particulier - PAC eau/ eau sur eau de nappe (7-8 kWth)	147	165	162	10%	12%	-2%
PAC	PAC aérothermiques - usage direct - particulier - Air/ eau	117	128	135	15%	9%	5%
Bois énergie thermique	Bois énergie thermique - usage direct - particulier - chaudière à bûches	100	103	106	6%	3%	3%
Bois énergie thermique	Bois énergie thermique - usage direct - particulier - Chaudière à granulés	134	143	199	48%	6%	39%
Solaire thermique	Solaire thermique - usage direct - particulier - Solaire thermique individuel (<10 m²) - SSC	175	170	164	-6%	-3%	-3%
Filière de référence	Chaudière à gaz individuelle	103	106	125	22%	4%	17%
Bois énergie thermique	Bois énergie thermique - usage direct - particulier - Poêle à bûches	92	100	109	18%	9%	9%
Bois énergie thermique	Bois énergie thermique - usage direct - particulier - Poêle à granulés	125	143	216	73%	15%	51%
PAC	PAC aérothermiques - usage direct - particulier - Air/ air	126	130	134	6%	3%	3%
Filière de référence	Radiateur électrique	243	290	294	21%	19%	2%
Solaire thermique	Solaire thermique - usage direct - particulier - Solaire thermique individuel (<10 m²) - CESI Sud	250	221	213	-15%	-11%	-4%
PAC	PAC aérothermiques - usage direct - particulier - CET		224	231			3%
Filière de référence	ECS électrique	210	257	261	24%	22%	2%



Filière de production de chaleur pour le collectif et tertiaire					Variation 2012-2022	Variation 2012-2020	Variation 2020-2022
Filière	Technologie	2012	2020	2022			
Bois énergie thermique	Bois énergie thermique - usage direct - collectif et tertiaire - Chaufferie biomasse < 500 kW	151	141				
Bois énergie thermique	Bois énergie thermique - usage direct - collectif et tertiaire - Chaufferie biomasse granulés < 500 kW			188	NEW		
Bois énergie thermique	Bois énergie thermique - usage direct - collectif et tertiaire - Chaufferie biomasse plaquettes < 500 kW			159	NEW		
Solaire thermique	Solaire thermique - Collectif, tertiaire et industriel (15 à 500m²)	197	188	159	-19%	-4%	-16%
Géothermie	Géothermie - usage direct - collectif et tertiaire - PAC géothermique (0,04 MWc < P < 0,13 MWc) de surface sur champ de sondes	118	121	133	13%	3%	10%
Géothermie	Géothermie - usage direct - collectif et tertiaire - PAC géothermique (0,25 MWc) de surface sur champ de sondes	83	86	122	47%	4%	41%
Géothermie	Géothermie - usage direct - collectif et tertiaire - PAC géothermique (0,04 MWc < P < 0,5 MWc) de surface sur aquifères superficiels	81	74	97	19%	-9%	31%
Filière de référence	Chaudière au gaz < 500 kW	73	64	94	28%	-12%	46%
Bois énergie thermique	Bois énergie thermique - usage direct - collectif et tertiaire - Chaufferie biomasse - 500 - 3 000 kW	99	101	103	4%	2%	2%
Filière de référence	Chaudière au gaz 500-1000kW	65	57	86	31%	-13%	50%
Filière de référence	Chaudière au gaz 1-3MW	51	43	76	48%	-17%	78%
Bois énergie thermique	Bois énergie thermique - raccordé - Centrale bio-masse < 1000 kW	169	174	192	14%	3%	10%
Bois énergie thermique	Bois énergie thermique - raccordé - Centrale bio-masse 1000 à 10 000 kW	93	103	108	16%	10%	5%
Géothermie	Géothermie - Centrale géothermique profonde		29	29			-1%
Filière de référence	Chaudière au gaz > 3MW	50	42	75	49%	-17%	79%
Filière de production de chaleur pour l'industrie					Variation 2012-2022	Variation 2012-2020	Variation 2020-2022
Filière	Technologie	2012	2020	2022			
CSR	CSR tout thermique < 20 MW		53	54			1%
CSR	CSR tout thermique ≥ 20 MW		40	64			58%
CSR	CSR cogénération < 20 MW			63	NEW		
CSR	CSR cogénération ≥ 20 MW			71	NEW		
Bois énergie thermique	Bois énergie thermique - usage direct - industrie - Chaufferie biomasse	70	71	84	20%	1%	18%
Solaire thermique	Solaire thermique - Collectif, tertiaire et industriel (>1000m²)		80	71			-11%
Filière de référence	Chaudière au gaz 1-3MW	46	40	76	67%	-13%	91%
Filière de référence	Chaudière au gaz > 3MW	45	39	75	67%	-13%	92%
Filière de production de biogaz					Variation 2012-2022	Variation 2012-2020	Variation 2020-2022
Filière	Technologie	2012	2020	2022			
Biogaz	Biogaz - gaz - en injection - < 150 nm³/h		114	112			-1%
Biogaz	Biogaz - gaz - en injection - 150 à 300 nm³/h		100	105			5%
Filière de référence	Prix du gaz EEX PEG		10	99			890%



Notes

Notes area with horizontal dashed lines for writing.



Notes

Notes section with horizontal dashed lines for writing.

L'ADEME EN BREF

À l'ADEME – l'Agence de la transition écologique – nous sommes résolument engagés dans la lutte contre le réchauffement climatique et la dégradation des ressources.

Sur tous les fronts, nous mobilisons les citoyens, les acteurs économiques et les territoires, leur donnons les moyens de progresser vers une société économe en ressources, plus sobre en carbone, plus juste et harmonieuse.

Dans tous les domaines - énergie, air, économie circulaire, alimentation, déchets, sols, etc., nous conseillons, facilitons et aidons au financement de nombreux projets, de la recherche jusqu'au partage des solutions.

À tous les niveaux, nous mettons nos capacités d'expertise et de prospective au service des politiques publiques.

L'ADEME est un Établissement public à caractère industriel et commercial (EPIC) placé sous la tutelle du ministère de la Transition écologique, de la Biodiversité, de la Forêt, de la Mer et de la Pêche, du ministère de l'Économie, des Finances et de la Souveraineté industrielle et numérique et du ministère de l'Éducation nationale, de l'Enseignement supérieur et de la Recherche.

Les collections de **L'ADEME**



ILS L'ONT FAIT

L'ADEME catalyseur :

Les acteurs témoignent de leurs expériences et partagent leur savoir-faire.



EXPERTISES

L'ADEME expert :

Elle rend compte des résultats de recherches, études et réalisations collectives menées sous son regard.



FAITS ET CHIFFRES

L'ADEME référent :

Elle fournit des analyses objectives à partir d'indicateurs chiffrés régulièrement mis à jour.



CLÉS POUR AGIR

L'ADEME facilitateur : Elle élabore des guides pratiques pour aider les acteurs à mettre en oeuvre leurs projets de façon méthodique et/ou en conformité avec la réglementation.



HORIZONS

L'ADEME tournée vers l'avenir :

Elle propose une vision prospective et réaliste des enjeux de la transition énergétique et écologique, pour un futur désirable à construire ensemble.



Coûts des énergies renouvelables et de récupération en France

Édition 2024

Dans le but de limiter le recours aux énergies fossiles et ainsi de freiner le réchauffement climatique, les filières de production d'énergies renouvelables sont en plein essor grâce aux politiques publiques mises en place en France et dans le monde.

Les baisses passées et futures des coûts de production des technologies renouvelables alimentent de nombreux débats.

Afin d'apporter des éléments factuels à ces débats, l'ADEME publie régulièrement des données sur les coûts des énergies renouvelables.

Cette publication présente l'évolution des coûts de production des technologies renouvelables pour la période 2012 à 2022 en France.