



RÉPUBLIQUE
FRANÇAISE

*Liberté
Égalité
Fraternité*



FAITS & CHIFFRES

Coûts des énergies renouvelables et de récupération en France

Edition 2022

Ce document est édité par l'ADEME

ADEME

20, avenue du Grésillé

BP 90406 | 49004 Angers Cedex 01

Coordination technique : ADEME - Brice ARNAUD

Economiste

Service Réseaux et Energies Renouvelables

Direction Bioéconomie et Energies Renouvelables

Coordination éditoriale : ADEME - Véronique DALMASSO

Service Mobilisation des Professionnels

Étude réalisée pour le compte de l'ADEME par :

In Numeri

Citation de ce rapport

ADEME : Brice ARNAUD, Jean-Michel PARROUFFE, Stefan LOUILLAT,

In Numeri : Laurence HAEUSLER, Siessima TOE, Chaimae ELMOUJARRADE

Crédits photo : ©Adobe Stock

Création graphique : GRAPHIE 4 - Vallauris

Brochure réf. 011599

ISBN : 979-10-297-1862-5 - Mars 2022

Dépôt légal : ©ADEME Éditions, Mars 2022

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 L 122-5) les copies ou reproductions strictement réservées à l'usage privé du 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.

Sommaire

1. Présentation et périmètre de l'étude	7
2. Synthèse des résultats	8
2.1. Les coûts de production des énergies renouvelables raccordées au réseau électrique	8
2.1.1. Les coûts de production des énergies renouvelables raccordées au réseau électrique en injection totale	9
2.1.2. Les coûts de production des énergies renouvelables raccordées au réseau électrique en injection partielle	11
2.2. Les coûts de production de la chaleur renouvelable pour les particuliers	12
2.2.1. Les coûts de production de la chaleur renouvelable pour les besoins de chauffage chez les particuliers	12
2.2.2. Les coûts de production de la chaleur renouvelable pour la production d'eau chaude sanitaire.	15
2.2.3. Exemples de coûts annualisés de l'énergie dans une maison individuelle	16
2.3. Les coûts de production de la chaleur renouvelable dans le collectif et tertiaire	17
2.3.1. Les coûts de production des différentes filières	17
2.3.2. Exemples de coûts annuels dans un logement d'habitat collectif	19
2.4. Les coûts de production de la chaleur renouvelable dans l'industrie	20
2.5. Les coûts de production des énergies renouvelables raccordées au réseau de gaz	21
3. Méthodologie	23
3.1. Calcul du LCOE	23
3.1.1. La formule générale du LCOE	23
3.1.2. Hypothèses de simplification de la formule du LCOE	24
3.1.3. Caractéristiques des valeurs du LCOE	25
3.1.4. Définition des variables nécessaires au calcul du LCOE	5
3.2. Taux d'actualisation	27

4. Les coûts de production de l'électricité	32
4.1. Le photovoltaïque	32
4.1.1. Les installations photovoltaïques sur toiture résidentielle	34
4.1.2. Les installations photovoltaïques sur moyennes toitures	40
4.1.3. Les installations photovoltaïques sur grandes toitures	44
4.1.4. Les installations photovoltaïques au sol	47
4.2. L'éolien terrestre	52
4.2.1. Evolution du LCOE de l'éolien terrestre de 2010 à 2020	53
4.2.2. Les CAPEX de l'éolien terrestre et leur évolution	54
4.2.3. Analyse de sensibilité	54
4.2.4. Sources et Hypothèses	55
4.3. Filières de référence : production « conventionnelle » d'électricité en France continentale	56
4.3.1. Production d'électricité destinée au marché de gros	56
4.3.2. Prix d'achat de l'électricité par segment de clientèle	58
5. Les coûts de production du biogaz	60
5.1. Le biogaz pour la production d'électricité	60
5.1.1. LCOE de la méthanisation pour la production d'électricité	61
5.1.2. Le CAPEX et son évolution	62
5.1.3. Analyse de sensibilité	64
5.1.4. Hypothèses et sources	65
5.2. Injection de biométhane dans les réseaux	66
5.2.1. LCOE de la production de biométhane de 2010 à 2020	68
5.2.2. Le CAPEX et son évolution	69
5.2.3. Analyse de sensibilité	70
5.2.4. Hypothèses et sources	71
6. Le coût de production de la chaleur chez le particulier	72
6.1. La biomasse individuelle	72
6.1.1. Taux d'équipement en chauffage bois	72
6.1.2. LCOE et son évolution	73
6.1.3. Evolution des CAPEX	75
6.1.4. Analyse de sensibilité LCOE 2020	76
6.1.5. Sources et hypothèses	77

6.2. Le solaire thermique individuel	78
6.2.1. Evolution des capacités installées	78
6.2.2. Evolution du LCOE 2010 - 2020	79
6.2.3. Evolution des CAPEX	80
6.2.4. Analyse de sensibilité du LCOE en 2020	80
6.2.5. Sources et hypothèses	81
6.3. Les Pompes à Chaleur (PAC) individuelles	82
6.3.1. Le marché des PAC individuelles	82
6.3.2. LCOE et son évolution	83
6.3.3. Evolution des CAPEX	85
6.3.4. Analyse de sensibilité du LCOE	86
6.3.5. Sources et hypothèses	88
6.4. Filières de référence pour la production de chaleur chez les particuliers	90
6.4.1. LCOE et son évolution	90
6.4.2. Analyse de sensibilité	91
6.4.3. Sources et hypothèses	91
7. Le coût de production de la chaleur collective et industrielle	93
7.1. La biomasse dans le collectif tertiaire et l'industriel	93
7.1.1. Puissances installées	93
7.1.2. Biomasse dans le secteur collectif, tertiaire et sur réseau de chaleur	94
7.1.3. Biomasse dans le secteur industriel	98
7.2. Le solaire thermique collectif sur grandes toitures et au sol	102
7.2.1. Le solaire thermique sur grandes toitures	103
7.2.2. Le solaire thermique au sol	106
7.3. La géothermie de surface	109
7.3.1. LCOE et son évolution	110
7.3.2. Le CAPEX et son évolution	111
7.3.3. Analyse de sensibilité	112
7.3.4. Hypothèses et sources	113
7.4. Les combustibles solides de récupération (CSR)	115
7.4.1. LCOE des unités CSR (en € HT/MWh)	115
7.4.2. Répartition des CAPEX des unités CSR (en € HT/kW)	116
7.4.3. Analyse de sensibilité du LCOE des CSR	116
7.4.4. Sources et hypothèses	117

7.5. Filière de référence pour la production de chaleur collective, tertiaire et industrielle	117
7.5.1. LCOE des chaufferies au gaz naturel et leur évolution	117
7.5.2. Analyse de sensibilité	119
7.5.3. Hypothèses et sources	119
8. Les coûts de la consommation énergétique des bâtiments	122
8.1. Coûts des solutions énergétiques pour le cas d'étude « Maison Individuelle de 100 m ² »	122
8.2. Coûts des solutions énergétiques pour le cas d'étude « Appartement de 80 m ² »	124
9. Annexes	127
SIGLES ET ACRONYMES	127
SOURCES ET BIBLIOGRAPHIE	128
LISTE DES TABLEAUX	131
LISTE DES GRAPHIQUES	133



1. Présentation et périmètre de l'étude

L'efficacité de l'accompagnement du développement des énergies renouvelables par les politiques publiques est dans une large mesure liée à la qualité de la connaissance des coûts de production, de leur évolution, ainsi que de la rapidité de l'adaptation des pouvoirs publics devant cette évolution. Les filières de production d'énergie renouvelable (EnR), hier encore émergentes, peuvent voir leurs coûts évoluer assez rapidement, notamment sous l'effet des progrès technologiques et des économies d'échelle liées aux volumes croissants

En publiant régulièrement des données, l'ADEME souhaite participer à la diffusion des connaissances.

installés. Par conséquent, disposer d'une information fiable sur les coûts de production des énergies renouvelables et leur évolution est un élément indispensable pour contribuer à l'efficacité des politiques publiques, mais aussi pour aider à la décision des acteurs privés. Pour ces acteurs, disposer de données de référence constitue un point de comparaison pertinent pour évaluer les coûts d'un projet dans lequel ils pourraient être amenés à investir.

En publiant régulièrement des données sur les coûts de production des énergies renouvelables (une première publication en 2016, une deuxième en 2020), l'ADEME souhaite participer à la diffusion des connaissances. Cette nouvelle publication a pour objectif d'analyser et d'identifier en rétrospectif, les facteurs déterminants d'évolution des LCOE pour être en mesure de mieux appréhender les facteurs susceptibles de déterminer l'évolution des LCOE en prospectif. Les LCOE sont calculés sur la période 2010-2020 au périmètre de la France métropolitaine et sont accompagnés de présentation des facteurs explicatifs des évolutions.

Les LCOE calculés dans cette brochure reposent sur des valeurs moyennes de dépenses d'investissement, de fonctionnement, de productible, de durée de vie qui se veulent représentatives des cas les plus fréquemment observés. Toutefois, certains projets peuvent s'éloigner de ces valeurs. Pour capter cela, des analyses de sensibilité ont été réalisées pour évaluer les conséquences sur le calcul du LCOE

La présentation des LCOE se divise en cinq grandes parties : les coûts de production des EnR raccordées au réseau électrique en injection totale ou partielle, les coûts de production du biogaz pour la cogénération ou l'injection dans les réseaux de gaz, les coûts de production des EnR thermiques dans l'habitat individuel, dans le collectif/tertiaire et l'industrie, et enfin une partie consacrée à la comparaison des coûts énergétiques selon différentes configurations de bâtiment et de mix énergétique.



2. Synthèse des résultats

Ce rapport présente la troisième édition de l'étude de l'ADEME sur le coût des énergies renouvelables. Pour chaque type d'énergie renouvelable et en fonction de l'usage qui en est fait, une estimation du coût actualisé de l'énergie (LCOE¹) exprimé en €/MWh, est réalisée à partir des sources d'information disponibles. **Ces coûts actualisés sont exprimés hors aides publiques et sont comparés aux coûts de solutions de référence fonctionnant généralement au gaz.**

Par rapport aux éditions précédentes, l'édition 2021 se focalise sur l'évolution des coûts des énergies renouvelables entre 2010 et 2020 en France métropolitaine.

Pour les calculs des LCOE, les prix des énergies (électricité, gaz et bois) utilisés correspondent aux prix de l'année de mise en service et sont supposés fixes sur la durée de vie de l'installation. A titre d'exemple, pour une chaudière au gaz mise en service en 2018, le LCOE est calculé avec le prix moyen du gaz observé en 2018 et en supposant ce prix fixe sur la durée de vie de la chaudière. En conséquence, les résultats présentés ne prennent pas en compte la hausse

récente des prix des énergies en lien avec les conséquences de la crise sanitaire.

Sur la période 2010-2020, les LCOE des installations EnR raccordées au réseau électrique ont fortement chuté sous l'effet de l'amélioration des conditions de financement des projets et, notamment pour les installations photovoltaïques, ainsi que par la diminution des dépenses d'investissement. A l'inverse, les LCOE des installations de chaleur renouvelable et de biogaz ont été stables, voire ont légèrement augmenté entre 2010 et 2020. En effet, ces installations étant moins intensives en capital que les installations EnR électriques, l'effet de la baisse des taux d'actualisation sur la valeur des LCOE a été moindre. Par ailleurs, l'augmentation des coûts de l'énergie (l'électricité pour les PAC et le bois pour les installations de biomasse) entre 2010 et 2020 a eu un effet haussier sur la valeur des LCOE. La seule exception concerne le solaire thermique, peu sensible aux variations des prix de l'énergie, dont le LCOE a diminué entre 2010 et 2020.

2.1. Les coûts de production des énergies renouvelables raccordées au réseau électrique

Les énergies renouvelables électriques étudiées sont les énergies les plus dynamiques en France métropolitaine ces dernières années : l'éolien terrestre, le photovoltaïque et la méthanisation. Les capacités de production hydrauliques françaises, qui fournissent 13 %² de l'électricité de notre pays, sont proches de leur potentiel maximal et peu de nouveaux projets sont donc mis en service, c'est pourquoi le coût de

la filière n'est pas présenté ici. L'éolien en mer n'est pas non plus présenté dans ce guide, les parcs n'étant pas encore en activité en France. Toutefois, les résultats des appels d'offres montrent des prix de vente autour de 140 €/MWh pour les parcs attribués en 2011 et 2013³, et de 44 €/MWh pour le parc de Dunkerque attribué en 2019⁴.

¹ Levelized Cost of Energy

² RTE, bilan électrique 2020 : https://assets.rte-france.com/prod/public/2021-03/Bilan%20electrique%202020_0.pdf

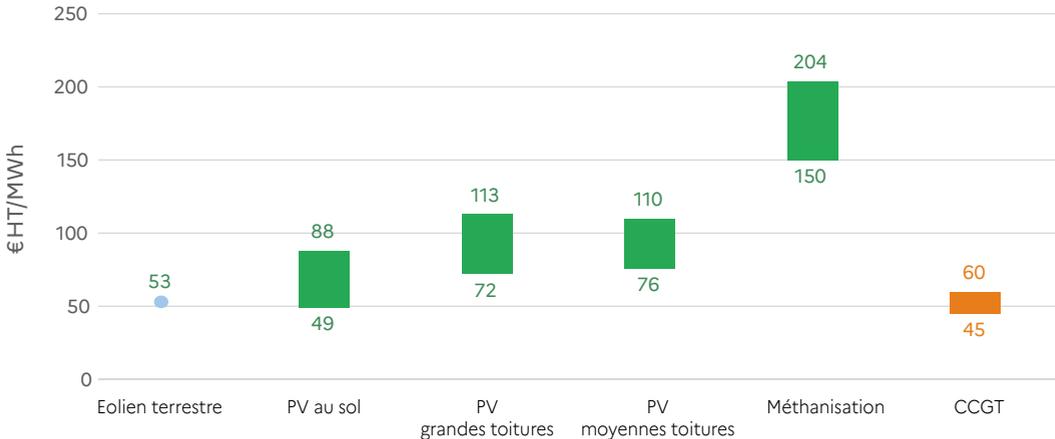
³ Tarifs issus de la renégociation de 2018

⁴ Le tarif d'achat du parc Dunkerque s'explique par des conditions géographiques favorables et n'est donc pas forcément représentatif des conditions de rentabilité de la filière.

2.1.1. Les coûts de production des énergies renouvelables raccordées au réseau électrique en injection totale

GRAPHIQUE 1 :

Comparaison entre le LCOE de l'électricité renouvelable et celui des centrales au gaz en 2020 (€/MWh HT)



Le graphique 1 présente les LCOE des principaux systèmes de production d'électricité renouvelable en injection totale. Les plages de valeurs des LCOE des systèmes photovoltaïques correspondent :

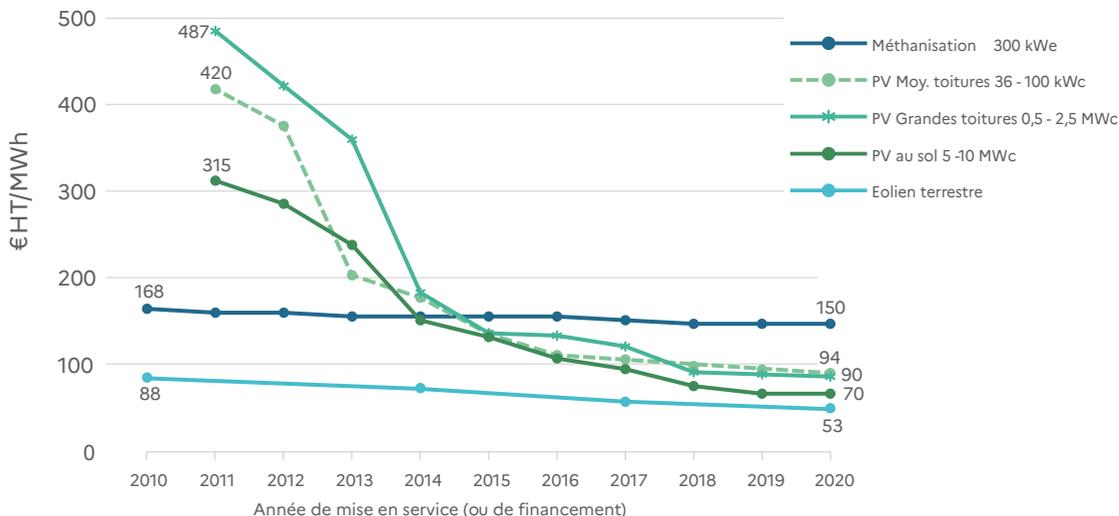
- Pour les centrales au sol, le maxima correspond à une centrale d'une puissance inférieure à 2,5 MWc située dans le Nord de la France (88 €/MWh) et le minima à une centrale d'une puissance supérieure à 10 MWc en zone méditerranéenne (49 €/MWh).
- Pour les installations sur grande toiture, le maxima correspond à une installation d'une puissance comprise entre 100 et 500 kWc dans le Nord de la France (113 €/MWh) et le minima à une installation d'une puissance comprise entre 500 kWc et 2,5 MWc en zone méditerranéenne (72 €/MWh).
- Pour les installations sur moyenne toiture (36 à 100 kWc), le maxima correspond à une installation dans le Nord de la France (110 €/MWh) et le minima à cette même installation en zone méditerranéenne (76 €/MWh).
- Pour la méthanisation, le minima (150 €/MWh) correspond au LCOE des installations de méthanisation de puissance supérieure à 300 kWc et le maxima (204 €/MWh) à celles de puissance inférieure ou égale à 100 kWc.
- Enfin, pour les centrales à cycle combiné au gaz, le minima (45 €/MWh) correspond au LCOE calculé avec le prix du gaz à sa valeur de 2020 (9,3 €/MWh) et le maxima (60 €/MWh) au LCOE calculé avec un prix du gaz doublé par rapport à sa valeur de 2020 (18,6 €/MWh).

Avec un prix du gaz à sa valeur de 2020, le LCOE des CCGT (45 €/MWh) est inférieur aux LCOE des solutions EnR présentées. Toutefois, avec un prix du gaz multiplié par deux par rapport à sa valeur de 2020 – valeur plus fidèle aux prix

observés lors des dernières années – le LCOE des CCGT (60 €/MWh) est supérieur à celui de l'éolien terrestre (53 €/MWh) et des centrales au sol situées en zone méditerranéenne (49 €/MWh).



GRAPHIQUE 2 :
Evolution des LCOE de l'électricité renouvelable de 2010 à 2020 (€HT/MWh)



Le coût des technologies photovoltaïques correspond au coût moyen dans la région Centre et Sud-Ouest

Le graphique 2 montre l'évolution des LCOE des installations EnR électriques en injection totale. De manière générale, l'amélioration des conditions de financement et donc la baisse du taux d'actualisation, contribue à la diminution des LCOE de toutes les technologies : - 80 % pour le photovoltaïque, - 40 % pour l'éolien terrestre⁵ et 10 % pour la méthanisation. Au-delà de la baisse des taux d'actualisation, la diminution des LCOE s'explique aussi par la baisse du prix des modules pour le photovoltaïque, et par une amélioration des caractéristiques techniques des éoliennes (hausse de la durée de vie et du facteur de charge) et une légère baisse des dépenses d'investissement pour l'éolien terrestre.

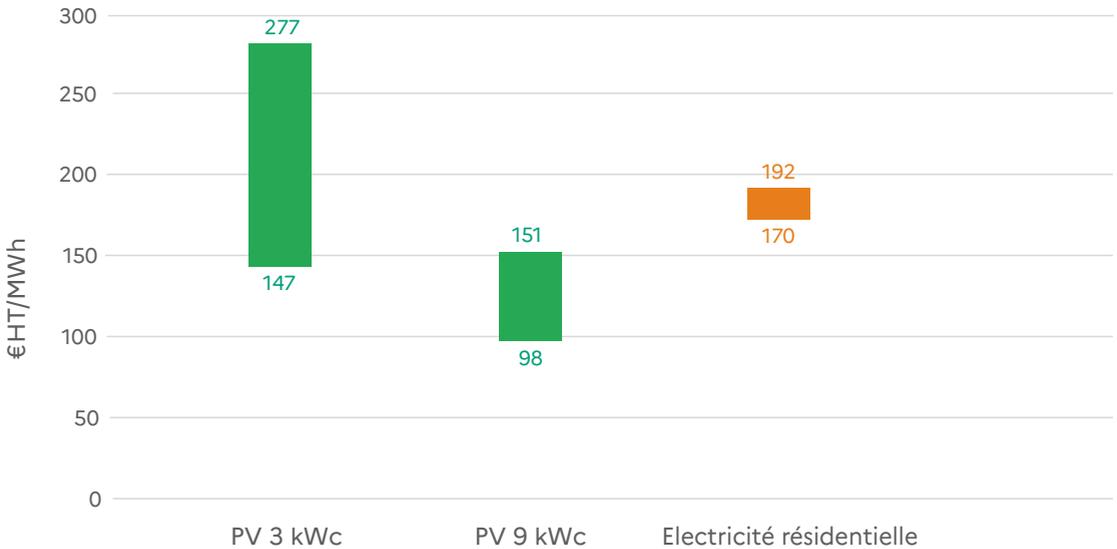


©Adobe Stock

⁵ Le LCOE de l'éolien terrestre pour les dernières années est calculé à partir des données des appels d'offres administrés par la Commission de Régulation de l'Énergie. Ces données n'intègrent donc pas les parcs de petite taille dont les coûts seraient plus élevés selon les professionnels du secteur.

2.1.2. Les coûts de production des énergies renouvelables raccordées au réseau électrique en injection partielle

GRAPHIQUE 3 :
Comparaison du LCOE des EnR raccordées au réseau électrique en injection partielle avec le prix de l'électricité en 2020 (€TTC/MWh)



Les LCOE ci-dessus excluent les coûts de raccordement, raccordement supposé être effectué via le compteur Linky.

Dans le graphique 3, les minima représentent les LCOE avec une technologie en surimposé sur le pourtour méditerranéen, les maxima avec une technologie en intégré au bâti (IAB pour les 3kWc, ISB pour les 9 kWc) dans le Nord. Le minima du prix de l'électricité (170 €TTC/MWh) correspond au tarif pour un ménage consommant plus de 15 MWh/an et le maxima (192 €TTC/MWh) au tarif pour un ménage consommant moins de 5 MWh/an.

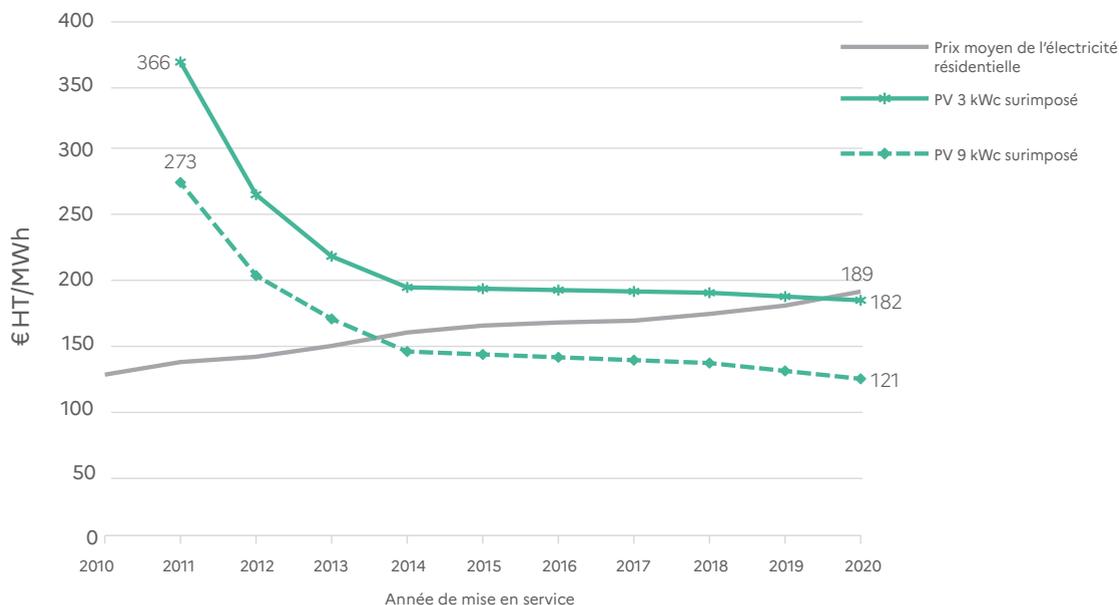
Pour les installations photovoltaïques de 9 kWc et de 3 kWc en zone méditerranéenne, les LCOE (respectivement 98 et 147 €TTC/MWh) sont inférieurs au prix de vente de l'électricité au tarif résidentiel (entre 170 et 192 €TTC/MWh).

Pour ces catégories de puissance, la compétitivité de la filière photovoltaïque permet le développement d'installations en autoconsommation économiquement rentables. L'enquête IN NUMERI ADEME 2021 montre effectivement la montée en charge des ventes d'installations en autoconsommation chez les installateurs Quali-PV.

La situation est moins favorable pour les très petites installations (3 kWc) dans le Nord de la France dont les LCOE (277 €TTC/MWh) restent encore supérieurs au prix de l'électricité sur le segment résidentiel (entre 170 et 192 €TTC/MWh).



GRAPHIQUE 4 :
Evolution du LCOE des EnR raccordées au réseau électrique en injection partielle en région Centre-Sud-Ouest de 2010 à 2020 (€TTC/MWh)



Le coût des technologies photovoltaïques correspond au coût moyen dans la région Centre et Sud-Ouest

La baisse des LCOE des installations photovoltaïques entre 2010 et 2020 (-50 %) est liée à la baisse du prix des modules. Toutefois, le prix des modules représentant une part moins importante des dépenses d'investissement pour les petites installations que pour les installations de plus grande

taille, la baisse du LCOE est moins importante que celle observée pour les installations photovoltaïques en injection totale. Cette baisse des LCOE couplée à l'augmentation du prix de l'électricité sur le segment résidentiel expliquent la dynamique des installations en autoconsommation.

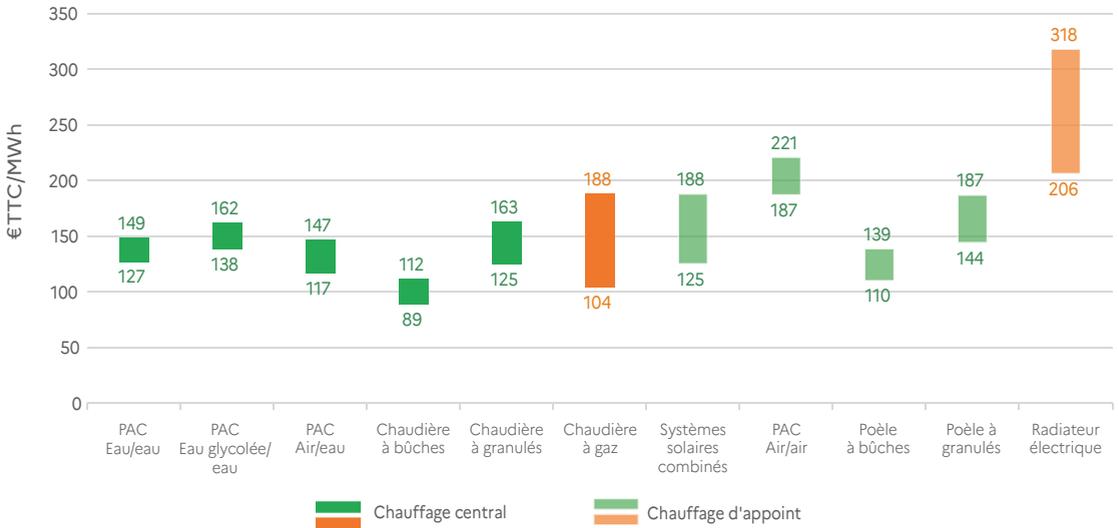
2.2. Les coûts de production de la chaleur renouvelable pour les particuliers

2.2.1. Les coûts de production de la chaleur renouvelable pour les besoins de chauffage chez les particuliers

Les modes de chauffage à énergie renouvelable étudiés sont les Pompes à Chaleur (PAC) et les chauffages au bois. Ces systèmes de chauffage peuvent soit répondre à l'ensemble des besoins, soit constituer un chauffage d'appoint. Certaines

solutions (les PAC) peuvent également répondre à des besoins de froid ou de rafraîchissement. **La production de froid n'est pas prise en compte dans le calcul du LCOE.**

GRAPHIQUE 5 :
Comparaison des LCOE des systèmes de chauffage domestique en 2020 (€TTC/MWh)



Note : Les minima des LCOE sont calculés avec le prix des énergies à leur valeur de 2020, et les maxima avec un prix des énergies augmenté de 50 % pour l'électricité et le bois, et 100 % pour le gaz par rapport aux valeurs de 2020. La seule exception concerne les systèmes solaires combinés où le minima est calculé avec un productible représentatif de la zone méditerranéenne et le maxima avec un productible représentatif du Nord de la France.

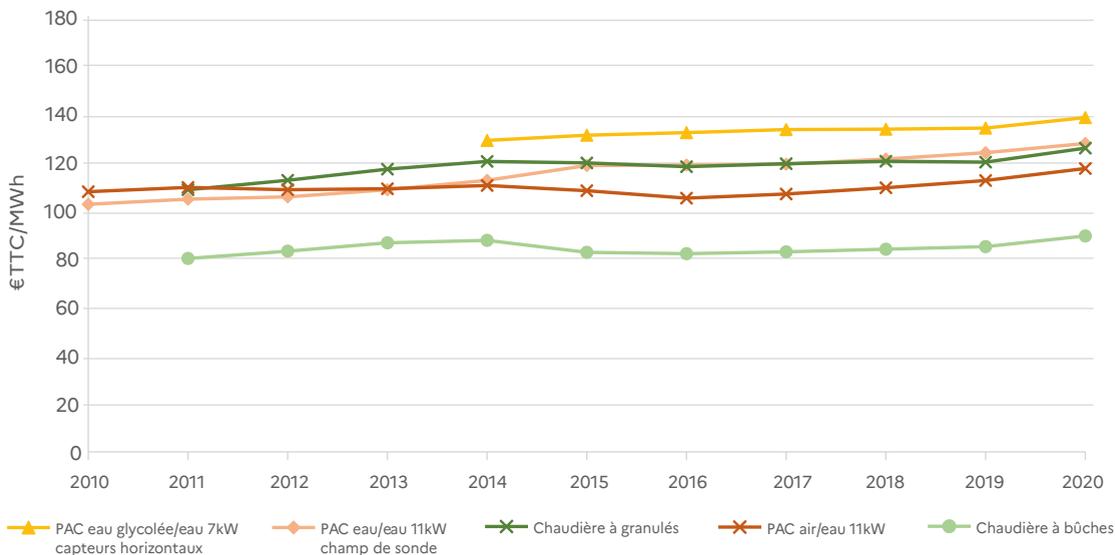
Avec les prix des énergies (électricité, gaz et bois) à leurs valeurs de 2020, seul le LCOE d'une chaudière à bois (89 €TTC/MWh) est inférieur à celui d'une chaudière au gaz (104 €TTC/MWh). Toutefois, en tenant compte d'une hausse du prix des énergies de 50 % pour l'électricité et le bois, et de 100 % pour le gaz par rapport à leurs valeurs de 2020, les LCOE de toutes les EnR des PAC géothermiques sont inférieures à celui d'une chaudière au gaz (188 €TTC/MWh),

la chaudière à bois restant la solution la plus compétitive (112 €TTC/MWh). En revanche, toutes les solutions renouvelables de chauffage centralisé ont des LCOE inférieurs à celui des radiateurs électriques individuels (206 €TTC/MWh avec le prix de l'électricité en 2020, et 318 €TTC/MWh avec un prix de l'électricité augmenté de 50 % par rapport à sa valeur de 2020).





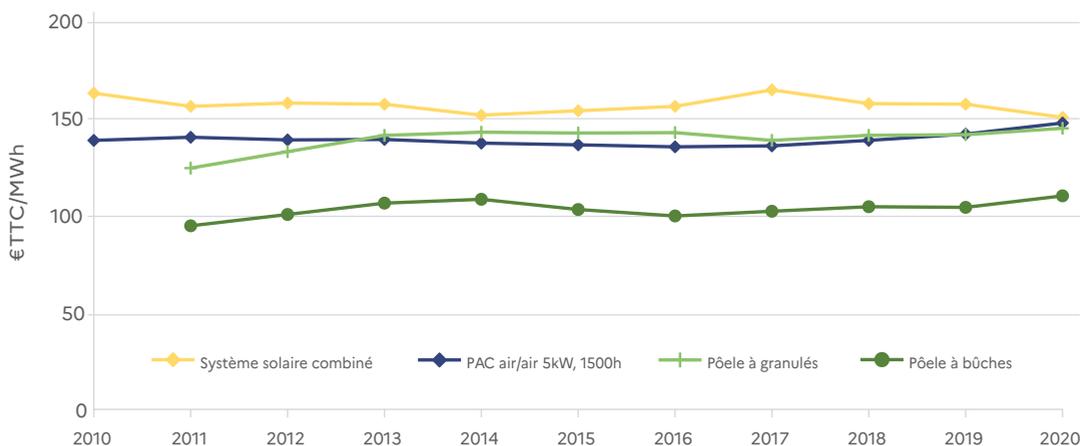
GRAPHIQUE 6 : LCOE des systèmes EnR de chauffage central de 2010 à 2020 (€TTC/MWh)



Entre 2010 et 2020, les LCOE des appareils de chauffage à bois ont légèrement augmenté, à cause de l'augmentation du prix des appareils. Cette augmentation étant relative à une amélioration des performances des appareils (meilleur rendement notamment), l'impact sur la hausse des LCOE reste limité. Au niveau des PAC, la seule évolution notable est la hausse

du LCOE des PAC géothermique à champ de sondes entre 2014 et 2015, en grande partie du fait du coût des assurances supplémentaires obligatoires depuis 2015. Ainsi, en 10 ans, la hiérarchie des LCOE des appareils de chauffage a peu évolué, la chaudière à bûche demeurant la solution la plus économique.

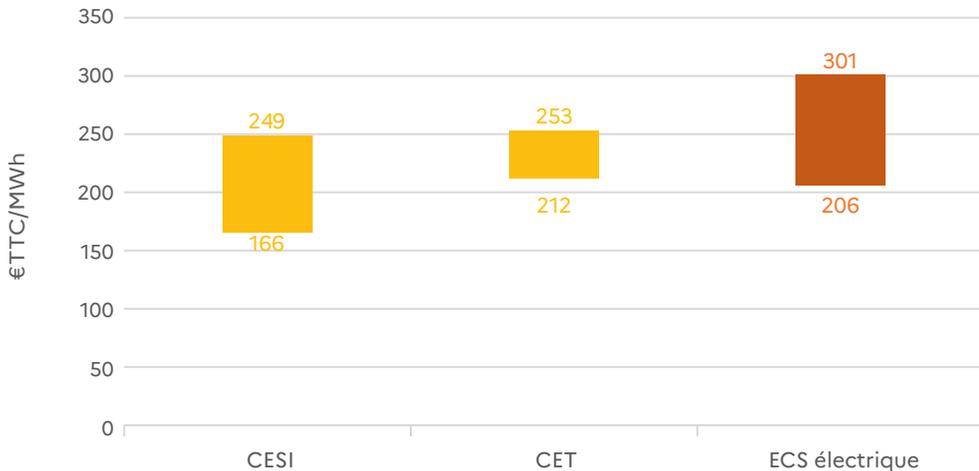
GRAPHIQUE 7 : Comparaison des LCOE des systèmes EnR de chauffage non centralisé de 2010 à 2020 (€TTC/MWh)



Pour les chauffages d'appoint, peu d'évolution notable des LCOE, le poêle à bûches restant la solution la moins onéreuse.

2.2.2. Les coûts de production de la chaleur renouvelable pour la production d'eau chaude sanitaire.

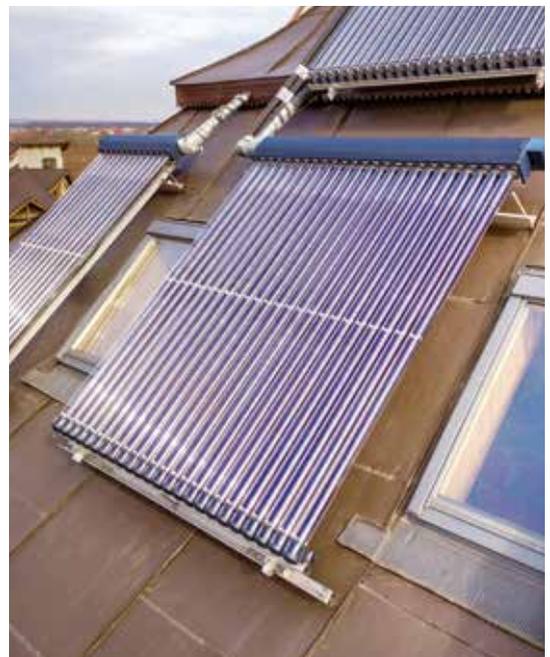
GRAPHIQUE 8 :
Comparaison des LCOE pour l'eau chaude sanitaire en 2020 (€TTC/MWh)



Note : Pour les Chauffe-eau Thermodynamiques (CET) et l'ECS électrique, les minima correspondent à la valeur des LCOE avec le prix de l'électricité à sa valeur de 2020, et les maxima avec le prix de l'électricité augmenté de 50% par rapport à sa valeur de 2020. Pour les chauffe-eau solaires individuels (CESI), les minima et maxima correspondent respectivement aux LCOE d'installation sur le pourtour méditerranéen et d'une installation dans le Nord.

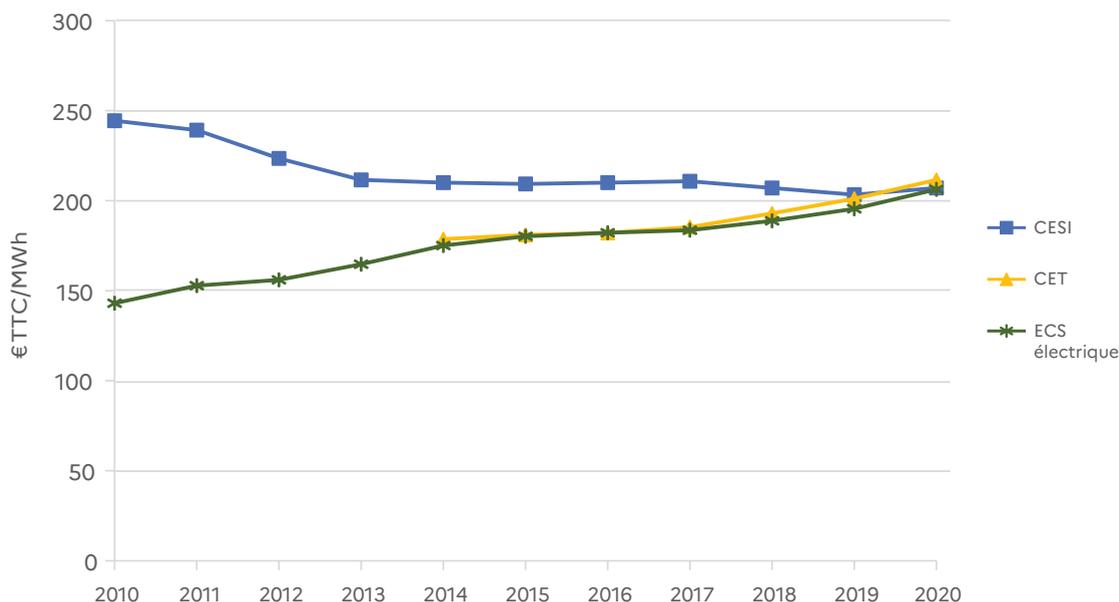
En considérant un prix de l'électricité à sa valeur de 2020 (189 €TTC/MWh), les LCOE d'un CESI dans le Sud de la France (166 €TTC/MWh) et d'un CET (212 €TTC/MWh) sont inférieurs ou proches du LCOE des chauffe-eau électriques (206 €TTC/MWh). En tenant compte d'une hausse du prix de l'électricité de 50% par rapport à sa valeur de 2020 (283 €TTC/MWh), le LCOE des CESI, indépendamment de la zone géographique, est inférieur à celui des CET (253 €TTC/MWh) et des chauffe-eau électriques (301 €TTC/MWh).

Rappelons que le LCOE est calculé au périmètre de la production de l'installation. Ainsi, les coûts d'un appoint gaz ou électrique pour les CESI ne sont pas pris en compte.





GRAPHIQUE 9 :
Comparaison des LCOE pour l'eau chaude sanitaire de 2010 à 2019 (€TTC/MWh)



Le LCOE des CESI a diminué de 15 % en 10 ans suite à la baisse des prix d'achat des systèmes solaires. A l'inverse, le LCOE des CET a

augmenté de près de 20 % entre 2014 et 2020 à cause de la hausse des prix des appareils et de l'électricité.

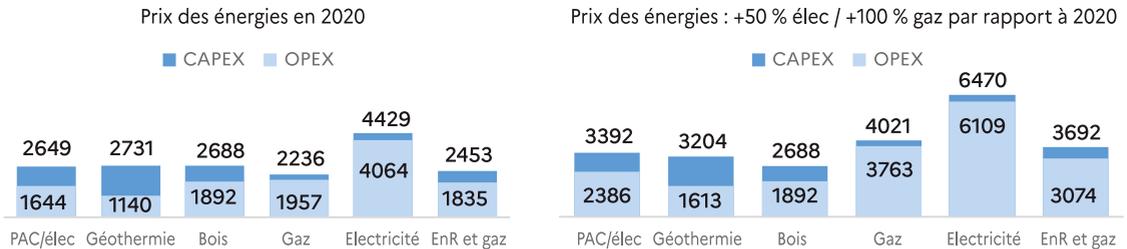
2.2.3. Exemples de coûts annualisés de l'énergie dans une maison individuelle

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 et d'ECS de 20 000 kWh/an et 1 500 kWh/an.

Pour répondre à ces besoins, le coût de six solutions énergétiques, depuis une solution 100 % gaz ou électrique jusqu'à une solution 100 % EnR, a été étudié. Les solutions énergétiques sont les suivantes :

- Solution PAC aérothermique et chauffe-eau électrique,
- Solution PAC géothermique,
- Solution Chaudière à granulé,
- Solution Chaudière à Gaz,
- Solution radiateur électrique et chauffe-eau électrique,
- Solution EnR (solaire et bois) et Chaudière à Gaz.

GRAPHIQUE 10 :
Coût annuel actualisé pour une maison individuelle selon la solution énergétique et le prix du gaz et de l'électricité (€TTC/an)



Avec le prix des énergies à leur valeur de 2020, la solution la plus économique reste la chaudière à gaz (2 236 €TTC/an), alors qu'en considérant une hausse du prix de l'électricité et du gaz de 50 % et 100 % par rapport à leur valeur de 2020, la solution bois devient la solution la moins onéreuse (2 688 €TTC/an) en l'absence de hausse du prix du bois. Notons également que les solutions avec PAC aérothermique (3 392 €TTC/an), ou géothermie (3 204 €TTC/an)

sont également moins coûteuses que la solution gaz, et que la solution géothermique a la dépense de fonctionnement la plus faible dans tous les cas (1 140 €TTC/an avec le prix des énergies à leur valeur de 2020, et 1 613 €TTC/an avec la valeur 2020 du prix de l'électricité augmentée de 50 %). Rappelons que les coûts présentés sont hors aides publiques ; leur prise en compte contribuerait à réduire le coût des solutions énergétiques utilisant des EnR.

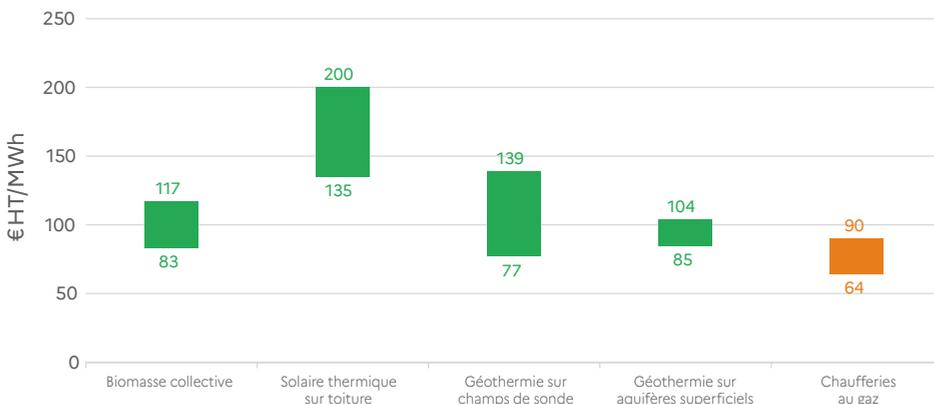
2.3. Les coûts de production de la chaleur renouvelable dans le collectif et tertiaire

Les modes de production de chaleur renouvelable étudiés sont les chaufferies biomasse, le solaire thermique sur toiture, et la

géothermie de surface. Les comparaisons sont réalisées avec la production de chaleur par des chaufferies à gaz de moins de 150 kW à 3 MW.

2.3.1. Les coûts de production des différentes filières

GRAPHIQUE 11 :
Comparaison des LCOE des filières EnR et des chaufferies gaz dans le collectif et le tertiaire en 2020 (€/HT/MWh)



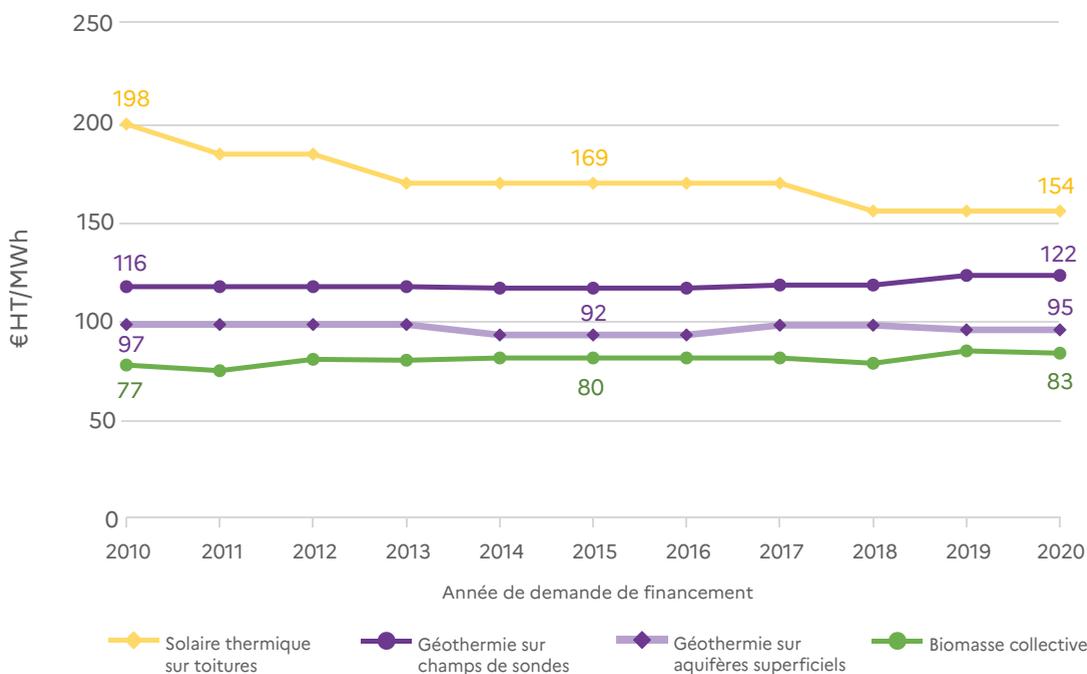


Note : pour le solaire thermique sur toiture, le minima (135 €/HT/MWh) correspond à une installation de plus de 50 m² en zone méditerranéenne et le maxima (200 €/HT/MWh) à une installation de moins de 50 m² dans le Nord de la France. Pour les installations de géothermie sur champs de sondes, le minima (86 €/HT/MWh) correspond au LCOE des installations de 250 kW et le maxima (122 €/HT/MWh) au LCOE d'installations de 40 à 130 kW. Les minima et maxima des installations de géothermie sur aquifères superficiels (85 à 104 €/HT/MWh) correspondent aux LCOE des installations de 90 à 500 kW. Enfin, pour les chaudières biomasse et à gaz, les minima (83 €/HT/MWh et 64 €/HT/MWh) correspondent au LCOE d'une installation de 500 à 3000 kW, et les maxima (117 €/HT/MWh et 90 €/HT/MWh) au LCOE d'une installation de moins de 500 kW.

En tenant compte du prix des énergies à leurs valeurs de 2020, le LCOE des chaufferies au gaz (64 €/HT/MWh) est inférieur aux LCOE des solutions EnR étudiées. Toutefois, en tenant compte d'une hausse du prix du gaz de 100 %

par rapport à sa valeur de 2020, la plage de variation des LCOE des chaufferies gaz est alors de 120 €/HT/MWh à 162 €/HT/MWh, et les installations de biomasse et de géothermie deviennent compétitives.

GRAPHIQUE 12 :
LCOE des filières EnR et des chaufferies gaz dans le collectif et tertiaire 2010 à 2020 (€/HT/MWh)



Note : Le LCOE de la biomasse collective est celui des installations de puissance comprise entre 0,5 et 3 MW ; celui de la géothermie de surface correspond au LCOE des installations de puissance comprise entre 40 et 130 kW pour les champs de sondes et aux unités de puissance 90-500 kW pour les aquifères superficiels. Le LCOE du solaire thermique correspond à celui des installations de taille supérieure à 50 m² mais inférieure à 500 m².

A l'exception du solaire thermique, les LCOE des installations de production de chaleur collective ont peu évolué sur la période 2010-2020, l'effet de l'amélioration des conditions de financement étant contrebalancé par la

hausse du prix des énergies. Le LCOE du solaire thermique n'étant pas sensible à l'évolution du prix des énergies, sa baisse (-22 %) s'explique par l'amélioration des conditions de financement.

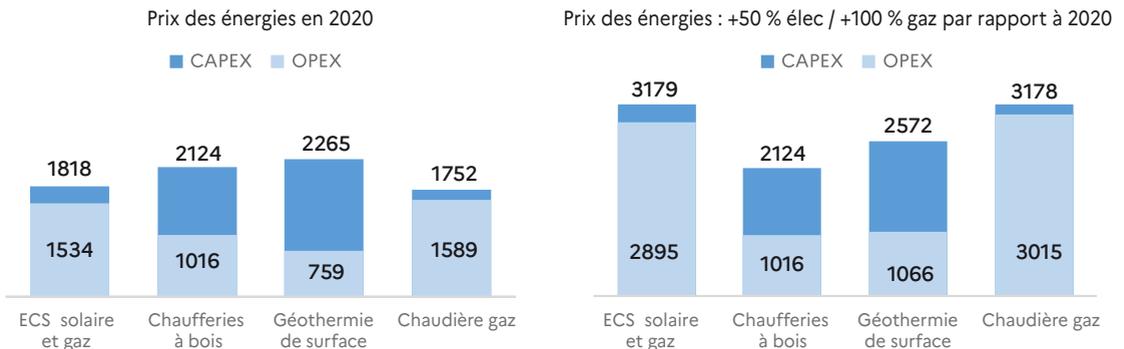
2.3.2. Exemples de coûts annuels dans un logement d'habitat collectif

Le coût annuel est calculé pour les besoins énergétiques, chauffage et Eau Chaude Sanitaire (ECS), d'un logement en habitat collectif de 80 m² situé 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 de 15 000 kWh/an et 1 500 kWh/an.

Pour répondre à ces besoins, le coût de quatre solutions énergétiques, depuis une solution 100 % gaz jusqu'à une solution 100 % EnR, a été étudié. Les solutions énergétiques sont les suivantes :

- Solution Géothermie de surface (champs de sondes géothermique),
- Solution Chaufferies à bois en pied d'immeuble,
- Solution 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.

GRAPHIQUE 13 :
Coût annuel des consommations énergétiques d'un logement collectif,
par solution énergétique et niveau de prix (€TTC/an)



Avec le prix des énergies à leur valeur de 2020, la solution la plus économique reste la chaudière à gaz (1 752 €TTC/an), alors qu'en considérant une hausse du prix de l'électricité et du gaz de 50 % et 100 % respectivement par rapport à leur valeur de 2020, la solution bois devient la solution la moins onéreuse (2 124 €TTC/an) en l'absence de hausse du prix du bois, suivie par la solution géothermie (2 572 €TTC/an). Hors amortissement des investissements, la solution géothermique présente des coûts bas (759 €TTC/an, ou 1 066 €TTC/an avec une

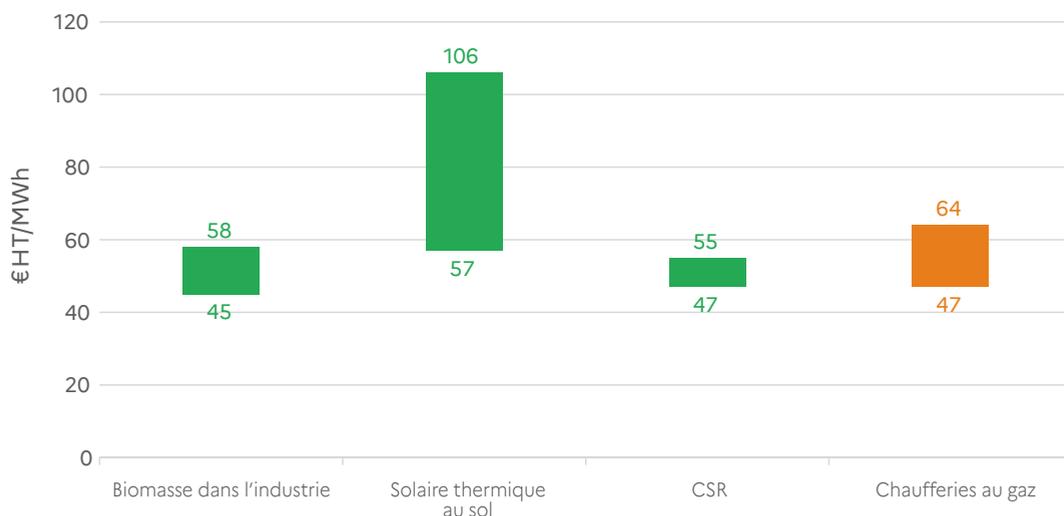
hausse de 50 % du prix de l'électricité par rapport à 2020). Rappelons que les coûts présentés sont hors aides publiques, leur prise en compte contribuerait à réduire le coût des solutions énergétiques utilisant des EnR.

⁶ Rappelons que les coûts d'un appoint gaz pouvant être nécessaire en complément de la solution EnR ne sont pas pris en compte dans les calculs de LCOE.



2.4. Les coûts de production de la chaleur renouvelable dans l'industrie

GRAPHIQUE 14 :
Comparaison des LCOE des filières EnR et des chaufferies gaz dans l'industrie en 2020, en €HT/MWh



Note : Les minima de la biomasse dans l'industrie (45 €HT/MWh) et des chaufferies au gaz (47 €HT/MWh) correspondent au coût des installations de plus de 3 MW et les maxima (58 €HT/MWh et 64 €HT/MWh), au coût des unités de 3 MW et moins. Les minima et maxima des systèmes solaires thermiques au sol correspondent au LCOE d'une installation de plus de 5000 m² en zone méditerranéenne (55 €HT/MWh) et au LCOE (108 €HT/MWh) d'une installation de 1000 à 5000 m². Pour les installations de valorisation des combustibles solides de récupération (CSR), les minima (47 €HT/MWh) correspond au LCOE des installations de plus de 20 MW et les maxima (55 €HT/MWh) au LCOE des installations de moins de 20 MW.

En considérant le prix des énergies de 2020, les LCOE des installations de valorisation des CSR* et des chaufferies biomasses sont inférieurs à ceux des chaufferies au gaz.

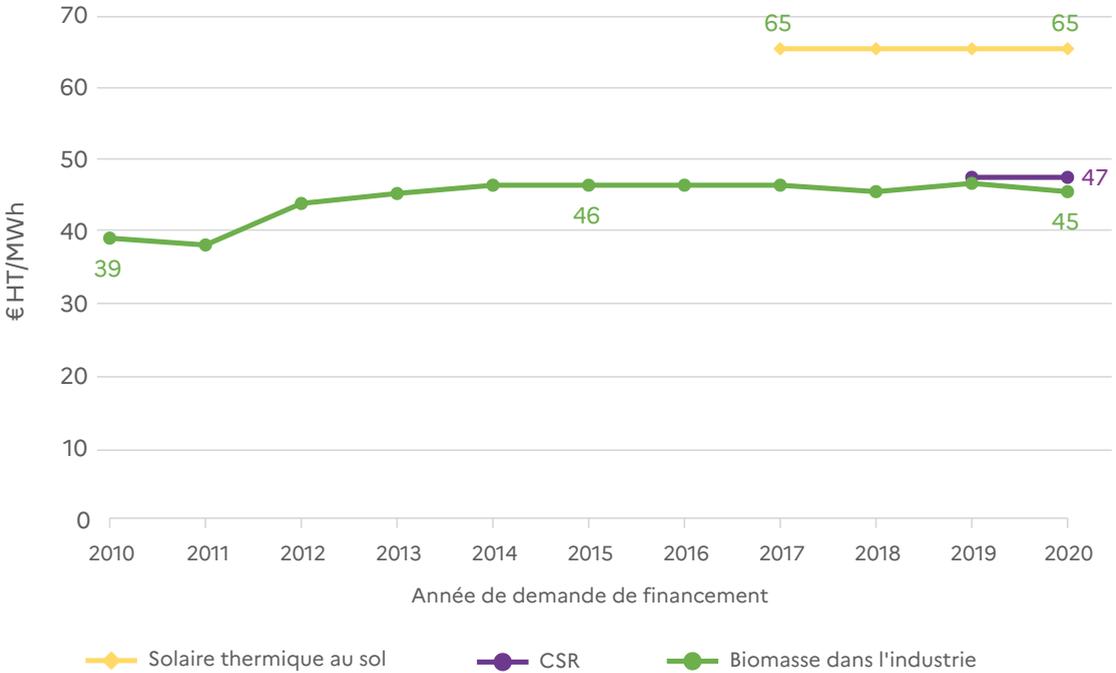
Les grandes installations de solaire thermique dans le Sud de la France peuvent également être compétitives vis-à-vis des chaufferies au gaz.



©Adobe Stock

*Les LCOE des installations de valorisation des CSR ont été calculés à partir de données prévisionnelles sur les dépenses d'investissement. Les acteurs de la filière ont pointé un écart significatif entre ces données prévisionnelles et les dépenses réelles, les LCOE calculés dans cette brochure seraient donc sous-estimés.

GRAPHIQUE 15 :
Comparaison des LCOE des filières EnR en milieu industriel de 2010 à 2020, en €HT/MWh



Les installations de solaire thermique au sol et de traitement des CSR sont trop récentes pour avoir une tendance d'évolution des LCOE. Pour les chaufferies bois, la hausse du

LCOE concentrée sur le début de la période s'explique par une augmentation du prix du bois.

2.5. Les coûts de production des énergies renouvelables raccordées au réseau de gaz

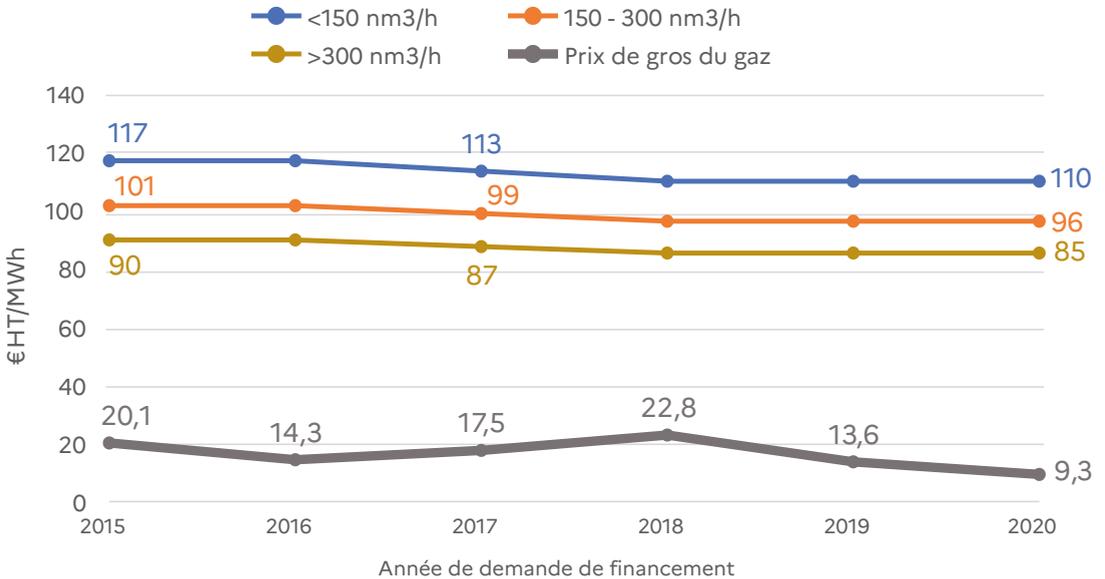
Actuellement, la méthanisation est la principale filière de production de gaz renouvelable. La capacité de production des 138 méthaniseurs en service en fin 2020 est estimée à 3,4 TWh/an⁷. Grâce au dispositif d'aide d'obligation d'achat, l'injection de biogaz dans les réseaux de gaz naturel s'est fortement accrue au cours des cinq dernières années, atteignant 2,2 TWh en

2020. Les projets en file d'attente, 1164 projets pour 26,5 TWh/an, permettent d'ores et déjà d'atteindre l'objectif de 6 TWh en 2023 de la Programmation Pluriannuelle de l'Énergie (PPE).

⁷ <https://www.statistiques.developpement-durable.gouv.fr/tableau-de-bord-biometthane-injecte-dans-les-reseaux-de-gaz-quatrieme-trimestre-2020>



GRAPHIQUE 16 :
Comparaison LCOE injection biométhane et prix de gros du gaz de 2015 à 2020 (€HT/MWh)



Note : 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.

En 2019-2020, le LCOE du biométhane varie entre 85 €HT/MWh et 122 €HT/MWh en fonction de la taille de l'installation*. Pour toutes les tailles d'installation, le LCOE a légèrement diminué entre 2015 et 2020, du fait d'une amélioration des conditions de financement et d'une tendance à la baisse

des dépenses d'investissements nécessaires. Toutefois, il reste encore très éloigné du prix de la molécule sur le marché mondial (9,3 €HT/MWh en 2020).

*Les LCOE des installations de méthanisation en injection ont été calculés à partir de données prévisionnelles pour les dépenses d'investissement. Selon les experts ADEME, il y a un écart significatif entre les données prévisionnelles et les dépenses réelles, les LCOE calculés dans cette brochure pourraient être surestimés.





3. Méthodologie

3.1. Calcul du LCOE

3.1.1. La formule générale du LCOE

La formule de LCOE⁸ est :

$$LCOE = \frac{\sum_0^n \frac{K_t}{(1+r)^t} + \sum_1^n \frac{F_t + V_t}{(1+r)^t}}{\sum_1^n \frac{Q_t}{(1+r)^t}} = \frac{K_0 + \sum_1^n \frac{K_t + F_t + V_t}{(1+r)^t}}{\sum_1^n \frac{Q_t}{(1+r)^t}}$$

Où K_t = dépense de capital de l'année t (K_0 étant l'investissement initial), F_t = charges fixes d'exploitation de l'année t , V_t = charges variables d'exploitation de l'année t et Q_t = production de l'année t . Le taux d'actualisation est noté « r » et la durée conventionnelle de l'exploitation « n ».

Globalement le LCOE correspond au niveau auquel la production doit être valorisée

pour couvrir les coûts d'investissement et de fonctionnement de l'installation de production pendant la totalité de sa durée de vie.

Si la production de chaque période est valorisée par le LCOE, la valeur actualisée de la production est égale à la somme actualisée des dépenses.

La formule peut en effet s'écrire :

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

Et en posant que la valeur de la production de chaque période est $R_t = LCOE * Q_t$, on obtient :

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

La formule exprime que le LCOE est la somme de trois composantes correspondant respectivement au coût du capital, aux charges fixes, et aux charges variables, ces dernières

pouvant être décomposées en charges de combustibles ou d'énergie et autres charges variables.

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

⁸ Dans ce document on emploie indifféremment LCOE et coût complet moyen de production.



3.1.2. Hypothèses de simplification de la formule du LCOE

La formule générale du LCOE exige de disposer, pour chaque année, de la valeur de chacune des variables intervenant dans 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.

> HYPOTHÈSE 1 :

Pour l'ensemble des filières, sauf pour les filières photovoltaïques dont les productibles diminuent de 0,4% par an, la production

annuelle est supposée constante sur la durée de vie de l'installation ; elle est notée Q.

En posant $A = \frac{1}{\sum_{t=1}^n \frac{1}{(1+r)^t}}$ ⁹, la formule du LCOE peut alors s'écrire : $A(K_0 + \sum_{t=1}^n \frac{K_t + F_t + V_t}{(1+r)^t})$

> HYPOTHÈSE 2 :

La dépense en capital est supposée entièrement effectuée en début d'année 1 : $K_t = 0$ 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.

La formule du LCOE s'écrit alors :

$$\frac{AK_0 + A \sum_{t=1}^n \frac{F_t + V_t}{(1+r)^t}}{Q} \text{ ou } \frac{AK_0}{Q} + \frac{A \sum_{t=1}^n \frac{F_t + V_t}{(1+r)^t}}{Q}$$

où AK_0 correspond à la valeur de l'annuité constante d'un emprunt de K_0 euros au taux « r » pendant une période de « n » années.

> HYPOTHÈSE 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 : $V_t = V = v \cdot Q$ quel que soit t.

$$\sum_{t=1}^n \frac{F_t + V_t}{(1+r)^t} \text{ devient alors } \frac{(F+V)}{A} \text{ et } \frac{A \sum_{t=1}^n \frac{F_t + V_t}{(1+r)^t}}{Q} \text{ s'écrit } \frac{(F+V)}{Q}.$$

Finalement la formule du LCOE se simplifie en : $\frac{AK_0}{Q} + \frac{F}{Q} + v$

Le LCOE s'exprime alors comme la somme de la valeur de l'annuité constante correspondant à l'amortissement financier du CAPEX divisée

par la production annuelle $\left(\frac{AK_0}{Q}\right)$, plus les charges fixes divisées par la production annuelle $\left(\frac{F}{Q}\right)$ plus le coût variable par kWh^(v).

⁹ A est la valeur de l'annuité constante correspondant à l'amortissement financier d'un emprunt de 1 € au taux « r » pendant une période de « n » années ; A est donné par exemple par la fonction VPM de Excel®

3.1.3. Caractéristiques des valeurs du LCOE

Dans cette étude, les LCOE sont calculés en utilisant les valeurs centrales (moyenne ou médiane) des différentes variables qui interviennent dans le calcul des LCOE (CAPEX, facteur de charge, OPEX, ...). Lorsqu'il existe des données suffisantes sur toute la période, le LCOE de la filière est calculé pour chaque année de 2010 à 2020 et lorsque cela n'est pas

possible des regroupements de périodes sont réalisés. Des analyses de sensibilité du LCOE sont également fournies pour les principales variables : les CAPEX, OPEX, le facteur de charge, la durée de vie, le taux d'actualisation et le prix du combustible pour les filières concernées.

3.1.4. Définition des variables nécessaires au calcul du LCOE

3.1.4.1. Coûts d'investissement ou coûts de capital ou CAPEX

Dans cette brochure, seuls les coûts d'investissement liés à l'installation de production de l'énergie sont pris en compte. Les coûts de transport et de distribution de l'énergie (coûts de réseau) sont exclus, sauf les coûts du « raccordement » de l'unité de production au réseau.

Les coûts d'investissement d'une installation de production de l'énergie désignent les coûts liés à la construction de l'installation, y compris les coûts supportés durant les périodes de préparation (études,) et les intérêts intercalaires, les coûts de remplacement des composantes dont la durée de vie est

inférieure à celle de l'équipement 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.

Dans les faits, les données utilisées dans cette étude proviennent de différentes sources et il est généralement impossible de certifier que l'ensemble de ces éléments sont bien pris en compte.

EN CAS DE RECETTES AUTRES QUE DE LA VENTE D'ÉNERGIE

Les installations de méthanisation peuvent produire en même temps que l'énergie d'autres biens ou services (par exemple des services de traitement/ élimination des déchets, économie d'engrais minéraux, etc., en même temps que du biogaz) il faut « imputer » une partie des coûts de production de l'unité à ces autres productions. Dans cette brochure, le choix a été fait d'introduire un coefficient de réfaction qui exprime 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. La valorisation énergétique des CSR peut aussi générer des recettes autres que la production d'énergie



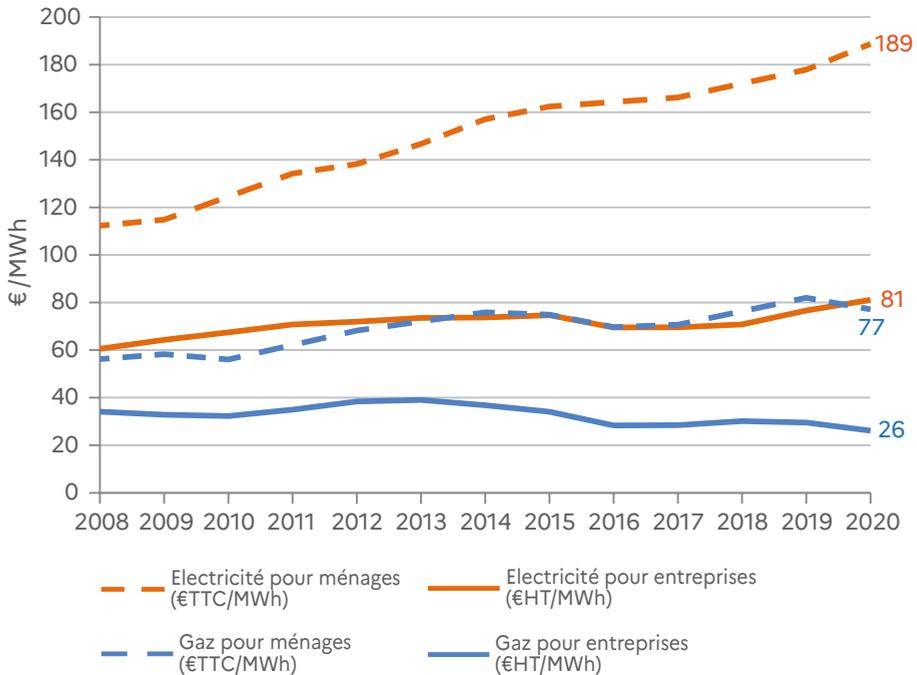
3.1.4.2. Dépenses d'exploitation ou OPEX

On distingue généralement 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 et conformément à la troisième hypothèse, les OPEX par kW ou MWh sont

considérées constants au coût de l'année de mise en service (ou de demande de financement), en supposant que les prix de l'énergie utilisée restent constants au prix de l'année de mise en service¹⁰.

Cette hypothèse est évidemment une simplification d'une réalité plus complexe, mais elle correspond au point de vue de beaucoup de maîtres d'ouvrage, en l'absence de certitude sur l'évolution des cours des matières premières. On rappelle ci-dessous les évolutions récentes des prix de l'électricité et du gaz.

GRAPHIQUE 17 :
Evolution du prix de l'électricité et du gaz de 2008 à 2020
(prix TTC pour les ménages, HT pour les entreprises)



Source : SDES - Prix de l'électricité en France et dans l'Union européenne en 2020 - Prix du gaz naturel en France et dans l'Union européenne en 2020.

Les données disponibles sur les OPEX fixes sont très disparates, ainsi pour un certain nombre

de filières les valeurs retenues sont issues d'échanges avec les professionnels des filières.

¹⁰ 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 de capital.

POINTS DE VIGILANCE

Les coûts d'investissement et les dépenses d'exploitation sont évalués sans prendre en compte les aides publiques, et sont exprimés hors TVA lorsque celle-ci est récupérable et

TVA incluse lorsque celle-ci est supportée in fine par l'acquéreur (ménages). Les LCOE sont calculés en raisonnant « à prix constants » à la date de mise en service ou de demande de financement.

3.1.4.3. Production

La production intervient comme dénominateur de deux des composantes du LCOE : le coût d'investissement et les coûts d'exploitation fixes. Il s'agit de la production annuelle qui est, comme indiqué, supposée constante (*cf. hypothèse 1*). Dans cette étude, la production annuelle est estimée à partir du facteur de charge qui exprime en pourcentage 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 8760 (nombre

d'heures dans l'année), 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 besoins de chauffage moyens d'un logement).

3.1.4.4. Durée de vie

La durée de vie désigne le nombre d'années pendant lesquelles l'installation est censée produire avant sa mise hors service. Il s'agit d'une variable relativement normalisée pour chacune des filières à un moment donné (les progrès techniques peuvent se traduire par l'allongement de la durée de vie). Celle-ci peut être prolongée au-delà de la durée initialement prévue par des opérations de « repowering ».

La durée de vie est alors définie en référence à l'élément le plus durable, ce qui peut conduire à prévoir le remplacement de certaines composantes 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 (*cf. ci-dessous taux d'actualisation*).

3.2. Taux d'actualisation

Le taux d'actualisation¹¹ 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 cette brochure, le CMPC est calculé avant impôts.

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.

¹¹ 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.

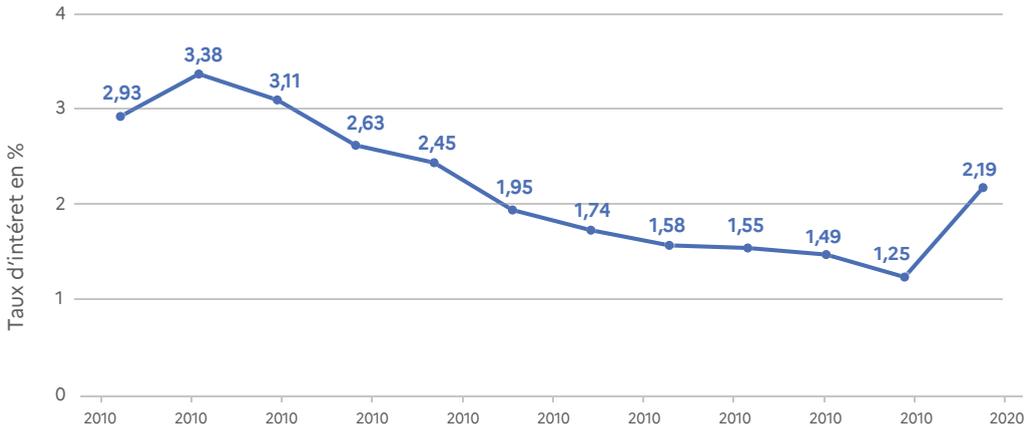


Pour les filières où l'investissement est réalisé par des entreprises :

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 2010-2020 (cf. graphique 18). Il s'agit d'un taux nominal effectif au sens « étroit » auquel il faut rajouter les frais, commissions et autres frais évalués à 1 %.

GRAPHIQUE 18 :
Evolution du taux d'intérêt moyen des crédits aux entreprises de 2010 à 2020



Source : Banque de France (<http://webstat.banque-france.fr/>)

- Le taux de rémunération des capitaux propres retenu est de 10 % sur la période 2010-2012 ; 8 % sur la période 2013-2018 et 6 % sur la période 2019-2020.
- La structure de financement retenue tient compte des déclarations des investisseurs. 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.



©Adobe Stock

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%
2010	10	5,4	6,3	6,8
2011	10	4,8	5,8	6,4
2012	10	4,2	5,3	5,9
2013	8	4,1	4,9	5,3
2014	8	4,0	4,8	5,2
2015	8	3,7	4,6	5,0
2016	8	3,3	4,3	4,7
2017	8	3,0	4,0	4,5
2018	8	2,8	3,8	4,3
2019	6	2,6	3,3	3,6
2020	6	2,5	3,2	3,6

A ce taux d'actualisation à risque standard, on ajoute une prime de risque selon le niveau de maturité de la filière, complétée par une prime de risque pour les investissements réalisés en

milieu industriel. Cette prime de risque est exprimée en point de pourcentage dans le tableau ci-après.



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

Filière/technologie		2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020
Electricité												
Eolien terrestre	Risque	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1
	TA	7	7	6	6	6	6	5	5	5	4	4
PV centrales au sol	Risque	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1
	TA	7	7	6	6	6	6	5	5	5	4	4
PV sur grandes toitures	Risque	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1
	TA	8	7	7	6	6	6	6	6	5	5	5
PV petites et moyennes toitures	Risque	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1
	TA	8	7	7	6	6	6	6	6	5	5	5
CCGT Gaz	TA	6	6	5	5	5	5	4	4	4	3	3
Chaleur dans le collectif ou l'industrie												
Géothermie de surface	Risque	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1
	TA	7	7	6	6	6	6	5	5	5	4	4
Biomasse dans le collectif	Risque	3	3	3	3	3	3	3	3	3	3	3
	TA	10	9	9	8	8	8	8	8	7	7	7
Biomasse dans l'industrie	Risque	4	4	4	4	4	4	4	4	4	4	4
	TA	11	10	10	9	9	9	9	9	8	8	8
Solaire thermique sur toitures	Risque	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1
	TA	8	7	7	6	6	6	6	6	5	5	5
Solaire thermique au sol	Risque								2	2	2	2
	TA								7	6	6	6
Traitement CSR	Risque									4	4	4
	TA									8	8	8
Chaufferie au gaz	TA	6	6	5	5	5	5	4	4	4	3	3
Biogaz												
Cogénération et injection	Risque	5	5	5	5	5	5	5	4	4	4	4
	TA	12	11	11	10	10	10	10	9	8	8	8

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 2010-2020, on a 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.

Points de vigilance sur l'estimation du taux d'actualisation par le CMPC.

Il existe deux situations où l'estimation du taux d'actualisation par le CMPC peut être biaisée :

- Durée de vie des emprunts inférieure à la durée de vie de l'installation. Du fait de l'obligation de faire face rapidement aux échéances de l'emprunt, la part des recettes disponible pour la rémunération des capitaux propres est plus faible en début de période

et sa valeur actualisée est plus faible. Le taux d'actualisation donné par la formule du CMPC est alors insuffisant pour que l'investisseur obtienne le taux de rémunération souhaité pour ses capitaux propres : il faut augmenter le taux d'actualisation au-delà du CMPC et donc le LCOE.

- Durée de vie de l'installation est supérieure à la durée de vie des contrats d'obligation d'achats ou complément de rémunération (généralement 20 ans). Les garanties d'écoulement de la production à un prix fixe ne s'appliquent plus sur les dernières années ce qui augmente l'incertitude et le taux de rémunération souhaité pour les capitaux propres, donc le taux d'actualisation.





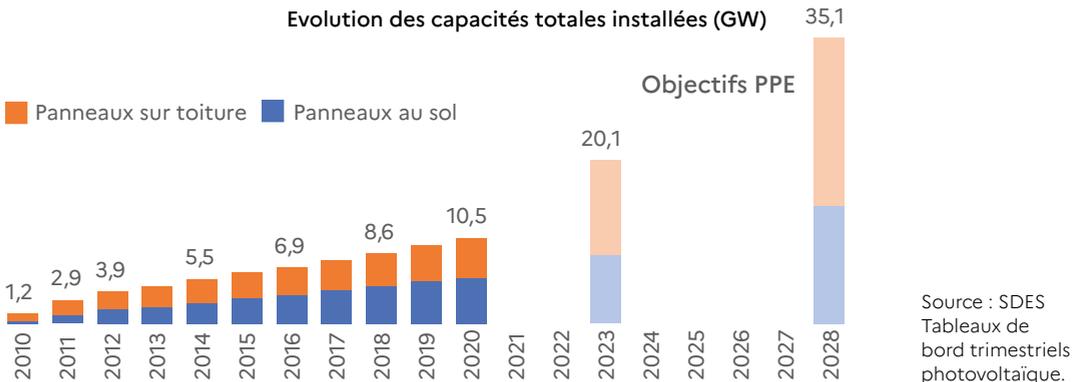
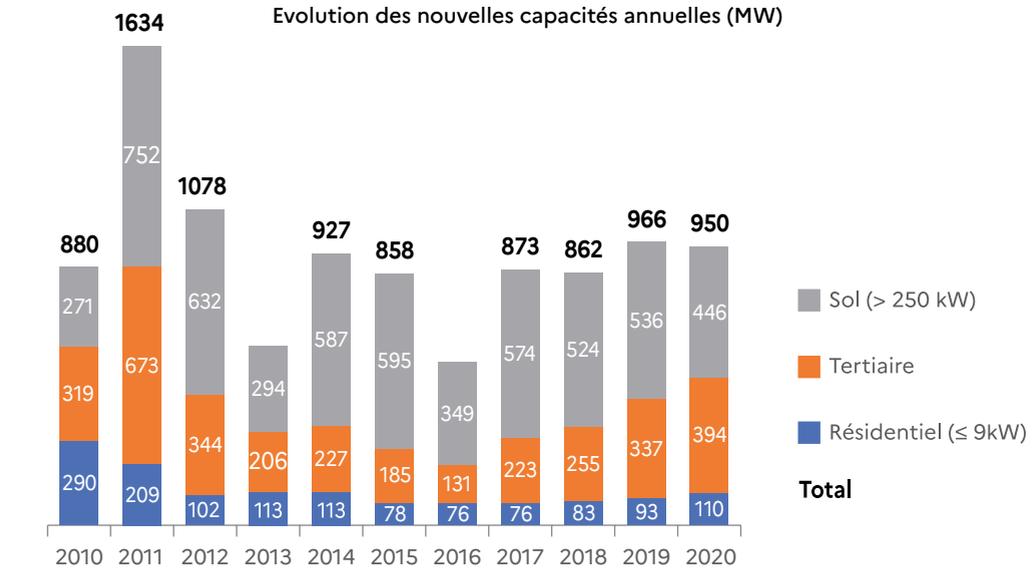
4. Les coûts de production de l'électricité

4.1. Le photovoltaïque

La filière solaire photovoltaïque s'est fortement développée en France à partir de 2009 pour atteindre fin 2020 une capacité installée de 11 GW¹² pour une production de

13,5 TWh¹³, soit une hausse de 7,5 % par rapport à 2019. La programmation pluriannuelle de l'énergie (PPE) fixe les objectifs suivants : 20,1 GW en 2023, entre 35,1 et 44,0 GW en 2028.

GRAPHIQUE 19 : Evolution des implantations photovoltaïques en métropole, par tranche de puissance



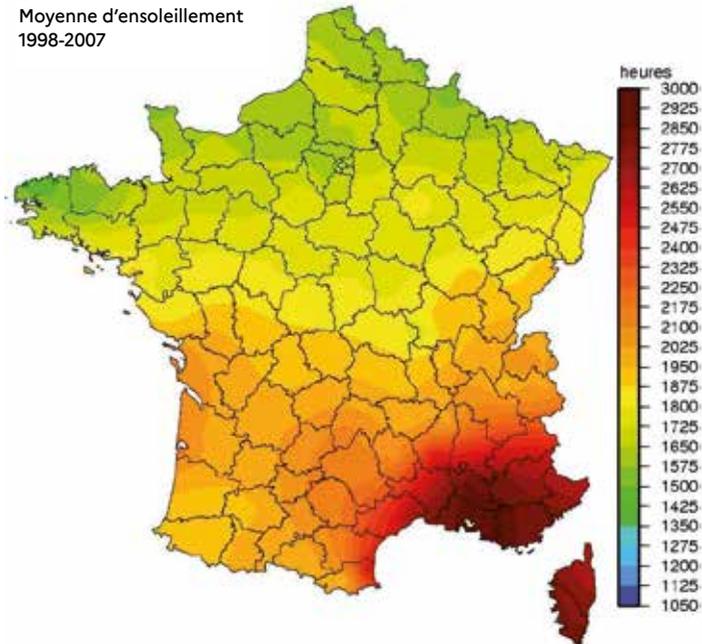
¹² Rapport IEA-PVPS/ ADEME (2020) d'après chiffres du service de la donnée et des études statistiques.

¹³ Service de la donnée et des études statistiques - Commissariat au Développement Durable (2021), « Chiffres clés des énergies renouvelables, édition 2021

Pour atteindre ces objectifs, le rythme de développement des capacités installées doit s'accélérer : installer environ 3 GW par an pour atteindre l'objectif 2023, un peu plus de 2 GW par an pour atteindre l'objectif minimal de 2028, contre moins d'1 GW raccordé chaque année actuellement. A ces chiffres, il convient d'ajouter quelques dizaines de MW d'installations en auto-consommation¹⁴. En 2021, parmi les 200 installateurs QualiPV qui ont répondu à l'enquête In Numeri réalisée pour le compte de l'ADEME, un tiers ne pose que des toitures PV en autoconsommation ; pour un autre tiers, l'autoconsommation représente plus de 50 % de leur chiffre d'affaires photovoltaïque.

Au cours de la décennie passée, la filière photovoltaïque a connu une forte baisse du coût des modules, de 84 % en moyenne entre 2011 et 2020, passant de 2000 €/kWc à 327 €/kWc, selon les données de la CRE (*graphique 20*). Pour le calcul des LCOE, 3 zones d'ensoleillement, caractérisées par un facteur de charge moyen différent, ont été considérées : la zone Nord (en vert et jaune), la zone Centre Sud-Ouest en orange et la zone « Pourtour Méditerranéen » en rouge (*cf. figure 1*).

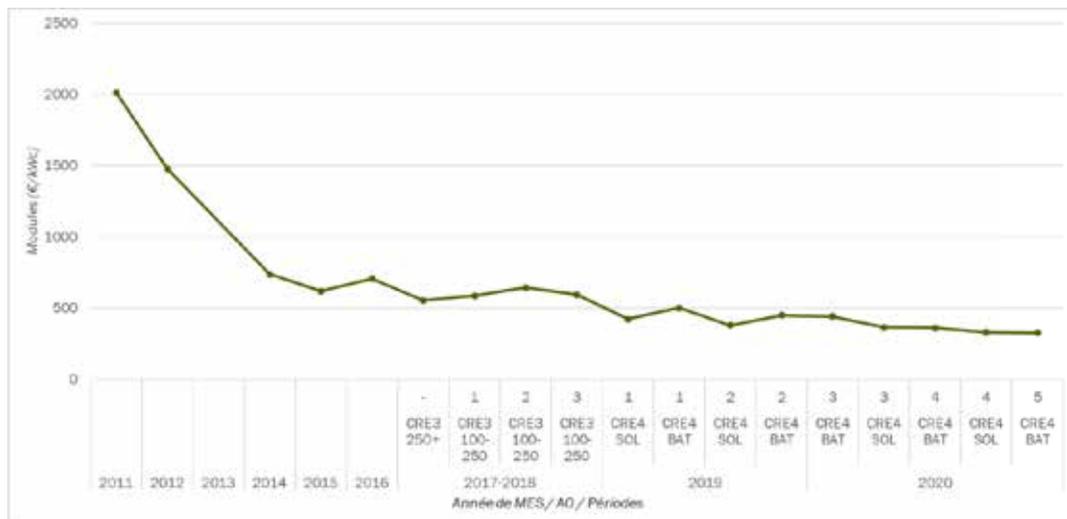
Figure 1 : Nombre d'heures d'ensoleillement par département en France métropolitaine



¹⁴ 30 MW en 2019. PVPS – ADEME- Etat du photovoltaïque en France 2019 - page 6



GRAPHIQUE 20 :
Evolution des coûts des modules PV depuis 2011



Source : CRE (2019, P.22) « coûts et rentabilités du grand photovoltaïque en métropole continentale »

4.1.1. Les installations photovoltaïques sur toiture résidentielle

Les installations résidentielles sur toiture sont de capacité inférieure à 9 kWc. Les coûts varient en fonction du procédé d'intégration à la toiture : les plus élevés concernent les installations en Intégré au bâti (IAB), dans lesquelles les modules photovoltaïques assurent l'étanchéité de la toiture, les moins élevés concernent les installations en surimposé, dans lesquelles les modules photovoltaïques sont posés au-dessus de la toiture.

Les LCOE ont été calculés pour des installations en injection totale afin d'avoir un périmètre

identique sur l'ensemble de la période. Toutefois, lors des dernières années, ce sont majoritairement des installations en auto-consommation qui sont raccordées : en 2020, 89 % des puissances des installations de 3 kWc ou moins sont en auto-consommation¹⁵. Contrairement aux installations en injection totale, les installations en auto-consommation (totale ou avec injection du surplus) ne génèrent pas de coût de raccordement, ce qui diminue les LCOE calculés d'environ 10 €/MWh.

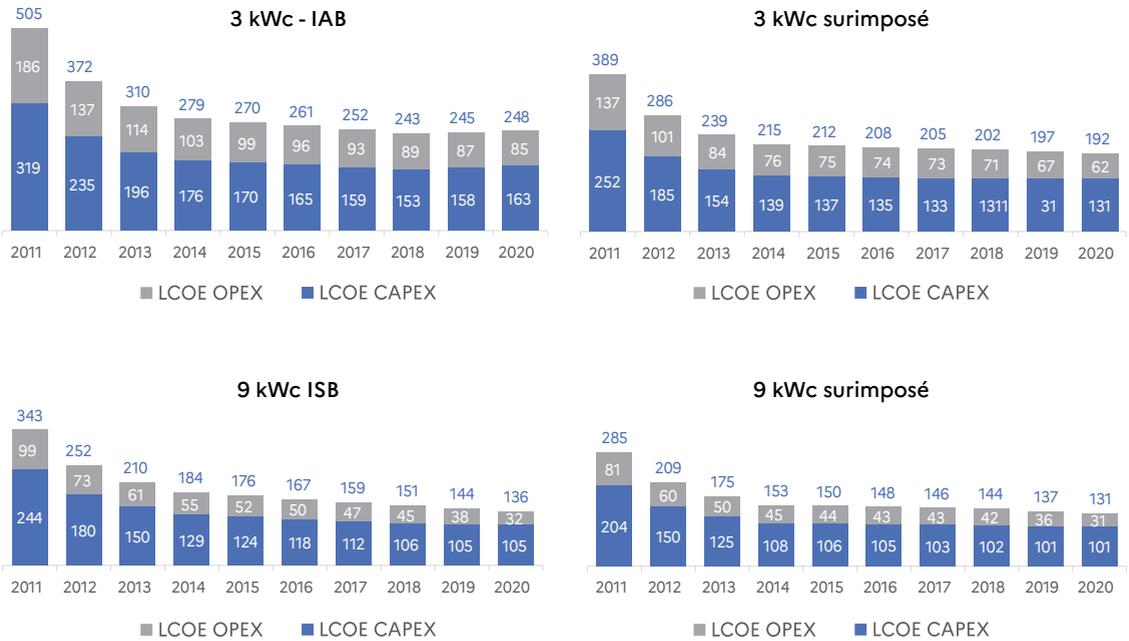


©Adobe Stock

¹⁵ Observ'er – 2021 - Suivi du marché des installations individuelles solaires photovoltaïques – page 13.

4.1.1.1. Evolution du LCOE

GRAPHIQUE 21 :
Evolution du LCOE du photovoltaïque résidentiel en région Centre et Sud-Ouest (en €TTC/MWh)



Source : voir tableaux sources et hypothèses. Ces LCOE tiennent compte d'une réduction du productible de 0,4% par an.

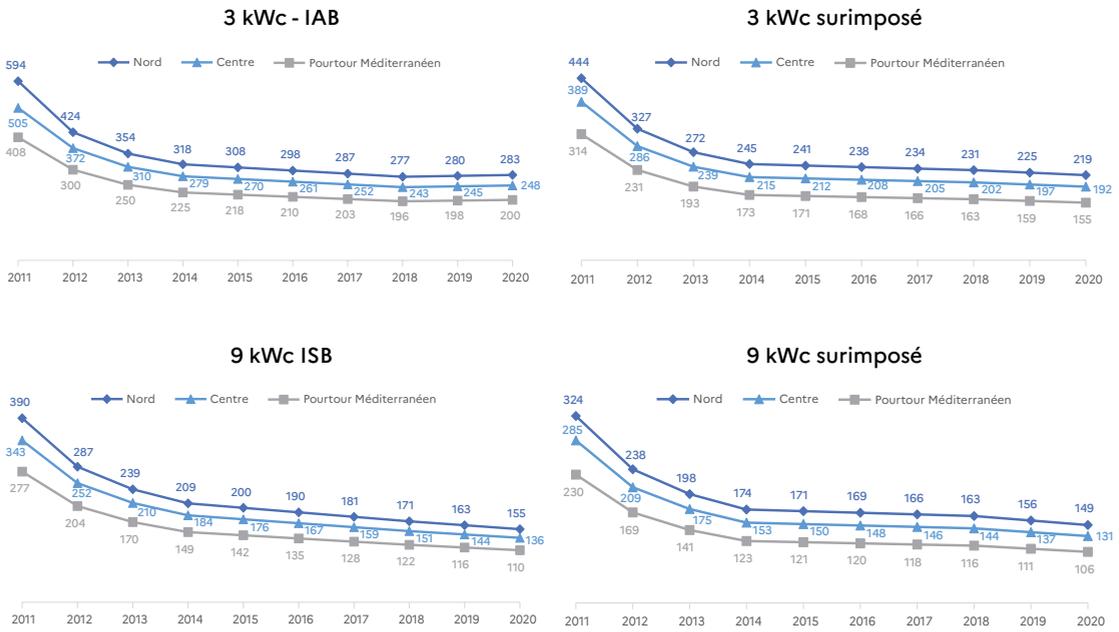
Les LCOE des installations photovoltaïques résidentielles, toutes catégories confondues, ont fortement baissé au cours de la dernière décennie, divisés quasiment par deux pour toutes les technologies. Le premier facteur de baisse des LCOE est la baisse du CAPEX, en lien avec le recul du prix des modules. Le deuxième facteur est la réduction des OPEX, qui est plus sensible sur les installations de 9 kWc d'après l'enquête InNumeri-ADEME de 2021.

Rappelons que les LCOE ci-dessus sont calculés en incluant la TVA, puisque ces équipements sont destinés aux particuliers. Or, le taux de TVA pour les travaux chez les particuliers est passé de 5,5 % à 10 % en 2015, réduisant l'impact de la baisse du prix des modules.

Enfin, notons que le LCOE des installations de 3 kWc en IAB a légèrement augmenté les deux dernières années, du fait d'une légère augmentation des CAPEX, vraisemblablement liée à la hausse des coûts de raccordement et au recul des ventes de cette technologie.



GRAPHIQUE 22 :
Evolution du LCOE du PV résidentiel selon les régions d'ensoleillement (€/TTC/MWh)



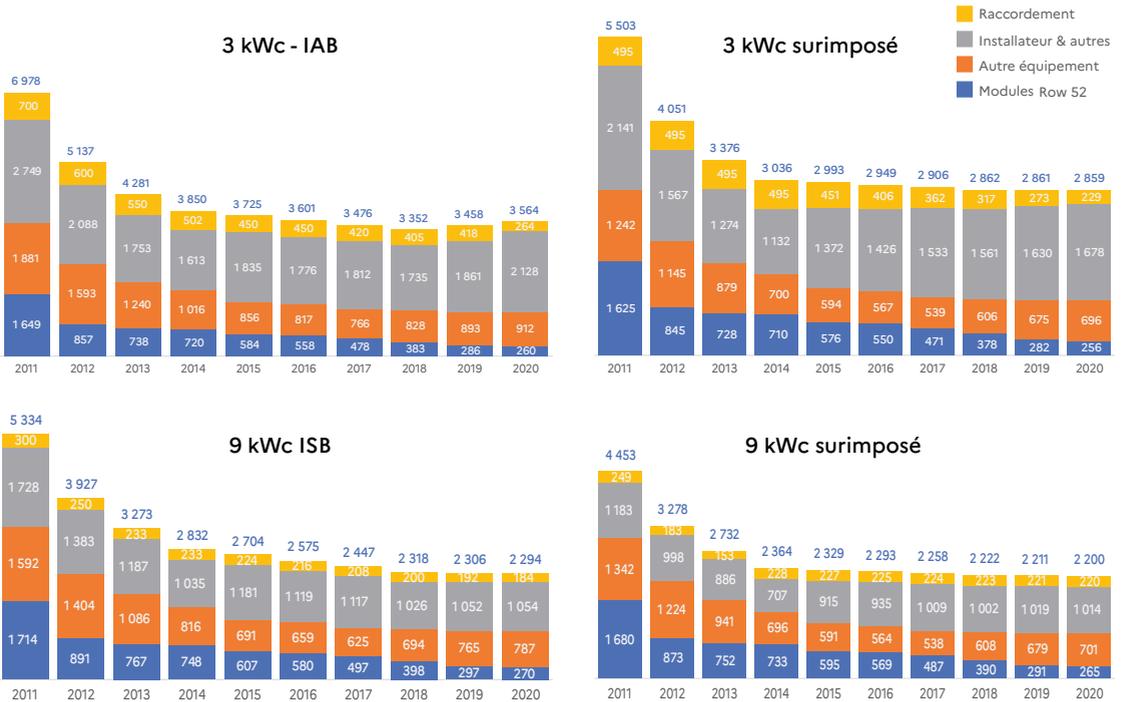
©Adobe Stock

4.1.1.2. Evolution des CAPEX

Les CAPEX de toutes les catégories d'installations ont fortement baissé entre 2011 et 2020. Toutes les composantes du CAPEX ont connu une diminution mais c'est surtout la chute des prix des modules qui est la plus

importante, avec, entre 2011 et 2020, une baisse de 65 % pour les installations de 3 kWc et de 50 % pour les installations surimposées de 9 kWc.

GRAPHIQUE 23 :
Evolution des CAPEX (en €TTC/ kWc)



Sources : Enquête IN NUMERI ADEME 2021 pour le CAPEX total 2020, « Etude Filière Photovoltaïque Française : Bilan, Perspectives et Stratégie » – septembre 2015 pour les CAPEX 2014. Evolution 2011-2013 d'après l'étude OBSERV'ER (2020) « suivi du marché 2020 des installations solaires photovoltaïques individuelles ». Voir la rubrique Sources et hypothèses pour la décomposition.

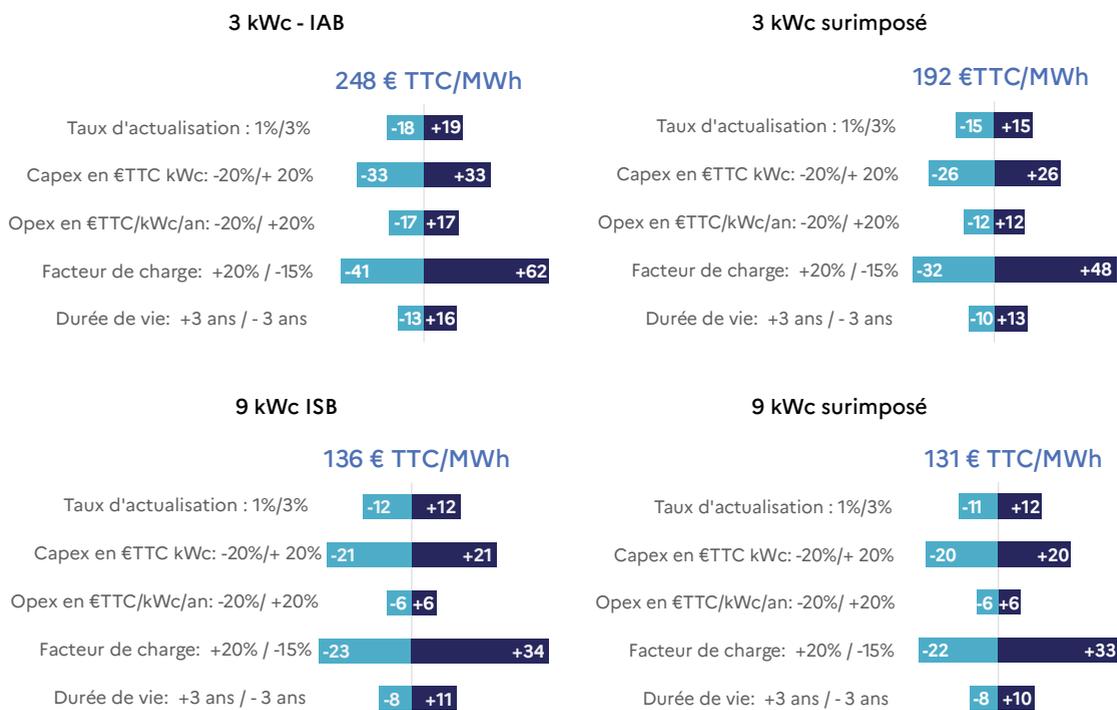
4.1.1.3. Analyse de sensibilité des LCOE du PV résidentiel

Le graphique 24 présente la sensibilité du LCOE du photovoltaïque résidentiel dans la zone Centre et Sud-Ouest à la variation d'un des paramètres suivants, toutes choses

égales par ailleurs : les CAPEX, les OPEX, le facteur de charge, la durée de vie et le taux d'actualisation.



GRAPHIQUE 24 :
Analyse de sensibilité du LCOE du PV résidentiel pour l'année 2020 et pour une installation en régions Centre et Sud-Ouest



Guide de lecture : Si la durée de vie augmente de 3 ans, le LCOE des installations photovoltaïques de type IAB-3 kWc baisse de 13 €/TTC/MWh toutes choses égales par ailleurs ; si la durée de vie diminue de 3 ans, il augmente de 16 €/TTC/MWh.

Les analyses de sensibilité montrent le fort impact du facteur de charge : une amélioration du facteur de charge de 20 % (ce qui correspondrait au facteur de charge du pourtour méditerranéen) entraîne une baisse du LCOE comprise entre 22 et 41 €/TTC/MWh suivant le type d'installation.

Le LCOE est aussi sensible aux conditions de financement : une augmentation d'un point du taux d'actualisation entraîne une augmentation de 12 €/TTC/MWh du LCOE des installations de 9 kWc, de 15 à 19 €/TTC/MWh pour les installations de 3 kWc.

4.1.1.4. Sources et hypothèses

Tableau 3 :
Hypothèses pour les installations PV résidentielles

Année	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020
Puissance	3	3	3	3	3	3	3	3	3	3
Facteur de charge (%)										
Nord	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
Pourtour méditerranéen	16,6	16,6	16,6	16,6	16,6	16,6	16,6	16,6	16,6	16,6
Productible (heures)	1174	1174	1174	1174	1174	1174	1174	1174	1174	1174
Durée de vie (années)	25	25	25	25	25	25	25	25	25	25
Taux d'actualisation (%)	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2
CAPEX (€TTC/kWc)										
3 kWc IAB	6978	5137	4281	3850	3725	3601	3476	3352	3458	3564
3 kWc surimposé	5503	4051	3376	3036	2993	2949	2906	2862	2861	2859
9 kWc ISB	5334	3927	3273	2832	2704	2575	2447	2318	2306	2294
9 kWc surimposé	4453	3278	2732	2364	2329	2293	2258	2222	2211	2200
OPEX (€TTC/kWc/an)										
3 kWc IAB	208	153	128	115	111	107	104	100	98	95
3 kWc surimposé	154	113	94	85	84	82	81	80	75	69
9 kWc ISB	111	81	68	61	58	56	53	50	43	35
9 kWc surimposé	91	67	56	50	49	48	48	47	41	34

Taux de TVA : pour les moins de 3 kWc : 5,5 % jusqu'en 2013, 10 % ensuite. Pour les installations de plus de 3 kWc : 19,6 % jusqu'en 2013, 20 % ensuite.

SOURCES :

Facteur de charge : Etude ADEME – Coût des énergies renouvelables et de récupération 2020.

Durée de vie : Etude ADEME – Coût des énergies renouvelables et de récupération 2020 pour l'année 2020.

CAPEX : enquête In NUMERI- ADEME auprès d'installateurs QualiPV pour les années 2018 et 2020. Pour l'année 2014, la source est l'étude ADEME (2015) Bilan, perspectives et stratégie de la filière Photovoltaïque. Entre 2014 et 2018, extrapolation linéaire. Entre 2011 et 2014, extrapolation suivant les évolutions de l'étude Observ'er « suivi du marché 2020 des installations solaires photovoltaïques individuelles ». Ces sources fournissent des CAPEX HT. On applique ensuite les taux de TVA.

Décomposition du CAPEX : Décomposition de l'étude ADEME (2015) Bilan, perspectives et stratégie de la filière Photovoltaïque en France pour l'année 2014. Sur les périodes 2010-2014 et 2014-2020, le coût total des équipements spécifiques au photovoltaïque (module + autres équipements) évolue comme les équipements de l'étude Observ'er 2020. Au sein de ce coût des équipements spécifiques, les coûts des modules suivent les évolutions de la Database sur les coûts de l'énergie de l'IRENA¹⁶ (les modules retenus sont les modules cristallins chinois de 2011 à 2017, les modules « mainstream » ensuite). Les coûts des autres équipements se déduisent du total des équipements et de la valeur des modules. Le raccordement 2014 est calculé à partir de la répartition des coûts de l'étude BIPS ADEME 2015. De 2011 à 2014, le raccordement est estimé à 10 % du CAPEX (répartition 2014 pour le surimposé). Le raccordement 2020 est calculé à partir de l'enquête IN NUMERI ADEME 2021 (environ 8 % du coût des installations complètes avec injection). Le poste « Installateurs et autres » est obtenu par différence.

Taux d'actualisation : voir section 3.2.

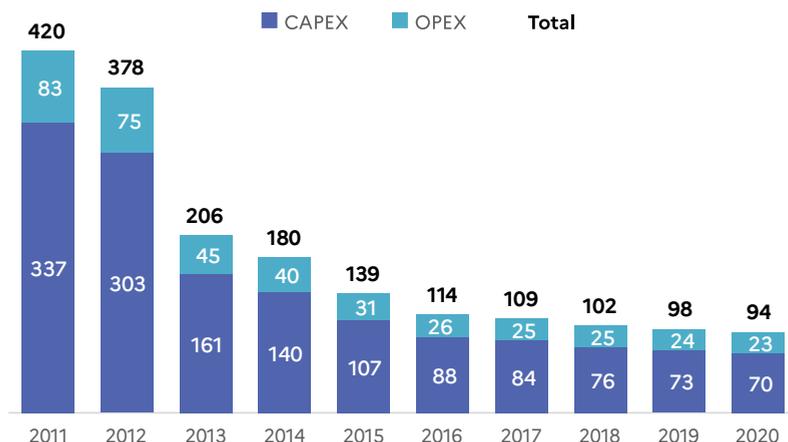
¹⁶ <https://www.irena.org/publications/2021/Jun/Renewable-Power-Costs-in-2020>



4.1.2. Les installations photovoltaïques sur moyennes toitures

L'analyse des LCOE du PV sur « moyennes toitures » concerne les installations de puissance comprise entre 36 et 100 kWc en injection totale afin d'avoir un périmètre homogène sur l'ensemble de la période.

GRAPHIQUE 25 :
Evolution du LCOE du photovoltaïque sur moyennes toitures en région Centre et Sud-Ouest (en €HT/MWh)



Note : L'évolution du LCOE tient compte d'une baisse du productible de 0,4 % par an provenant d'échanges avec les professionnels.

GRAPHIQUE 26 :
Evolution LCOE du photovoltaïque sur moyenne toitures selon la zone d'ensoleillement (€HT/MWh)

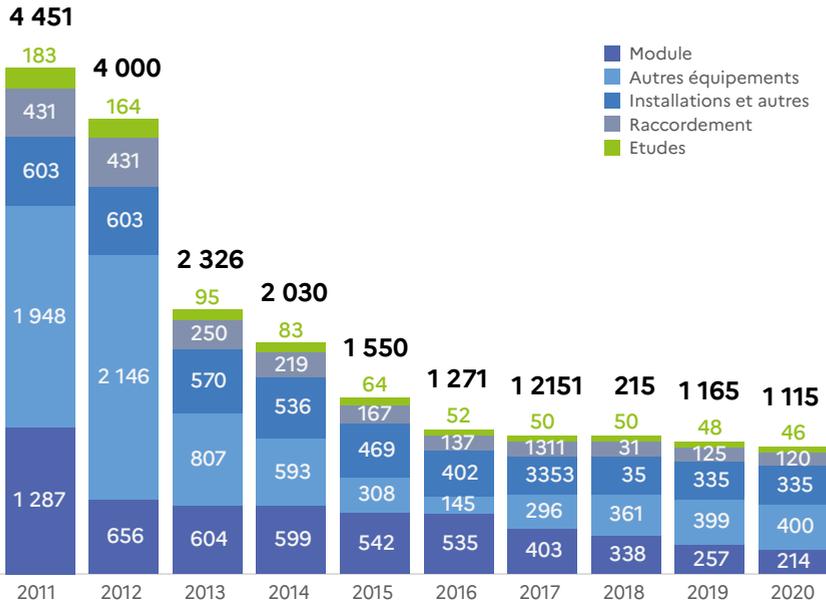


4.1.2.2. Le CAPEX et son évolution

Les CAPEX des installations PV « sur moyennes toitures » baissent du fait de la baisse du prix des modules. Mais la baisse de prix ne concerne

pas que les modules : toutes les composantes du coût diminuent fortement entre 2010 et 2020.

Graphique 27 :
Evolution et répartition des CAPEX (en €/HT/kWc)



Source : Voir tableaux des hypothèses et sources. CAPEX pour des installations PV dans l'existant.

L'évolution des coûts des modules a été estimé à partir des coûts des modules en 2014-2015 et en suivant les cours des modules publiés par l'IRENA. Le coût des autres équipements est très fortement réduit entre 2011 et 2015.

C'est la conséquence du mode d'estimation, dans lequel le coût des autres équipements se déduit de l'évolution des autres coûts et du coût total.

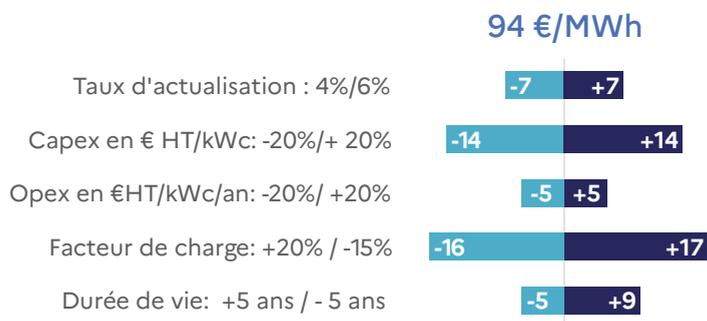
4.1.2.3. Analyse de sensibilité

Le graphique 28 présente la sensibilité du LCOE du photovoltaïque sur moyenne toiture dans la zone Centre et Sud-Ouest à la variation d'un des paramètres suivants, toutes choses égales

par ailleurs : les CAPEX, les OPEX, le facteur de charge et la durée de vie.



GRAPHIQUE 28 :
Analyse de sensibilité du LCOE pour l'année 2020 et pour le PV moyennes toitures installé en régions Centre et Sud-Ouest



Guide de lecture : Si la durée de vie augmente de 5 ans, le LCOE des installations photovoltaïques sur moyennes toitures dans la zone Centre et Sud-Ouest baisse de 5 €HT/MWh toutes choses égales par ailleurs. Si la durée de vie diminue de 5 ans, il augmente de 9 €HT/MWh.

Le premier facteur de variation des LCOE est le facteur de charge. Les écarts choisis correspondent aux écarts liés à l'ensoleillement. Toutes choses égales par ailleurs, une hausse de 20 % du facteur charge (correspond à l'écart de facteur de charge moyen entre la zone Centre et Sud-Ouest, et le pourtour Méditerranéen) diminue le LCOE de 16 €HT/MWh. A l'inverse, une baisse de 15 % du facteur charge (correspond à l'écart de

facteur de charge moyen entre la zone Centre et Sud-Ouest, et le Nord) augmente le LCOE de 17 €HT/MWh.

Les conditions de financement influencent aussi sensiblement le LCOE : un point supplémentaire de taux d'actualisation entraîne une augmentation de 7 €HT/MWh du LCOE.



4.1.2.4. Hypothèses et sources

Tableau 4 :
Hypothèses pour le calcul du LCOE du PV sur moyennes toitures dans l'existant

Année	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020
Puissance en kWc	3 - 36	3 - 36	3 - 36	3 - 36	3 - 36	3 - 36	3 - 36	3 - 36	3 - 36	3 - 36
Facteur de charge (%)										
Nord	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
Pourtour Méditerranée	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
CAPEX (€HT/kWc)	4451	4000	2326	2030	1550	1271	1215	1215	1165	1115
OPEX (€HT/kWc/an)	93	84	51	45	35	29	28	28	27	26
Taux d'actualisation (%)	7	7	6	6	6	6	6	5	5	5

Taux de perte annuelle du productible : 0,4 %

SOURCES :

CAPEX : Les valeurs des CAPEX 2018 et 2020 proviennent des données de l'enquête IN NUMERI (2021) pour le compte de l'ADEME auprès des installateurs QualiPV (prix pour des installations livrées en 2020), l'année 2019 est estimée par interpolation linéaire. Ces valeurs ont été corrigées pour tenir compte des coûts d'ingénierie (4 %), non pris en compte dans l'enquête auprès des installateurs QualiPV. Les valeurs 2017 et 2016 sont estimées à partir de la valeur 2018 et des évolutions constatées dans l'enquête PVPS¹⁷ de l'agence internationale de l'énergie (AIE). La valeur 2015 vient de l'étude ENERPLAN¹⁸ (2017) « Etude compétitivité et retombées de la filière solaire française ». La valeur 2014 vient de l'étude ADEME (2015) Bilan, perspectives et stratégie de la filière Photovoltaïque en France. La valeur 2012 vient de l'étude CRE¹⁹ (2014), « Coûts et rentabilités des énergies renouvelables en France métropolitaine » figure 25 et porte sur des installations existantes.

Répartition des CAPEX : La répartition du CAPEX pour l'année 2015 est basée sur l'étude ENERPLAN²⁰ (2017) « Etude compétitivité et retombées de la filière solaire française ». Les évolutions sur les périodes 2010-2015 et 2015-2020 concernant les prix des modules suivent l'évolution des prix des modules IRENA de modèles Chinois ou mainstream, en tenant compte de l'évolution du taux de change US\$/Euro. Le coût de la pose suit les évolutions de l'étude Observ'ER « Suivi du marché 2020 des installations solaires photovoltaïques individuelles ». La part des coûts de raccordement est calculée à partir de la répartition ENERPLAN des coûts. Le coût des autres équipements est déduit par différence.

OPEX : Sur l'ensemble de la période, les valeurs des OPEX ont été calculées sur la base de 2 % du CAPEX total auquel a été ajouté un coût annuel moyen des loyers de 4 € HT/kWc d'après l'étude CRE²¹ (2019, P.31), « Coûts et rentabilités du grand photovoltaïque en métropole continentale ».

Facteur de charge : étude ADEME (2020), « coûts des énergies renouvelables et de récupération en France ».

Durée de vie : étude ADEME²² (2020), « coûts des énergies renouvelables et de récupération en France ».

Taux d'actualisation : voir section 3.2

¹⁷ <https://www.ademe.fr/sites/default/files/assets/documents/pvps-etat-photovoltaique-france-2019.pdf>

¹⁸ https://www.enerplan.asso.fr/medias/publication/1705_etude_competitivite_et_retombees_filiere_solaire_francaise_version_finale_definitive.pdf

¹⁹ <https://www.cre.fr/Documents/Publications/Rapports-thematiques/couts-et-rentabilite-des-enr-en-france-metropolitaine>

²⁰ https://www.enerplan.asso.fr/medias/publication/1705_etude_competitivite_et_retombees_filiere_solaire_francaise_version_finale_definitive.pdf

²¹ <https://www.cre.fr/Documents/Publications/Rapports-thematiques/Couts-et-rentabilites-du-grand-photovoltaique-en-metropole-continentale>

²² <https://bibliothèque.ademe.fr/energies-renouvelables-reseaux-et-stockage/765-couts-des-energies-renouvelables-et-de-recuperation-en-france-9791029713644.html>



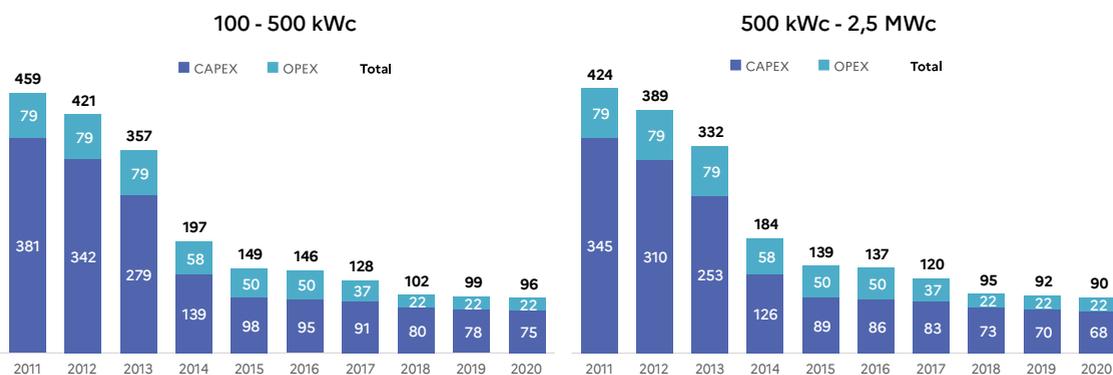
4.1.3. Les installations photovoltaïques sur grandes toitures

4.1.3.1. Evolution du LCOE du PV sur grandes toitures en régions Centre et Sud-Ouest

Au cours de la décennie passée, le LCOE des installations sur grandes toitures a été divisé par près de 5. Le principal facteur de baisse des coûts est la baisse du CAPEX, en lien avec

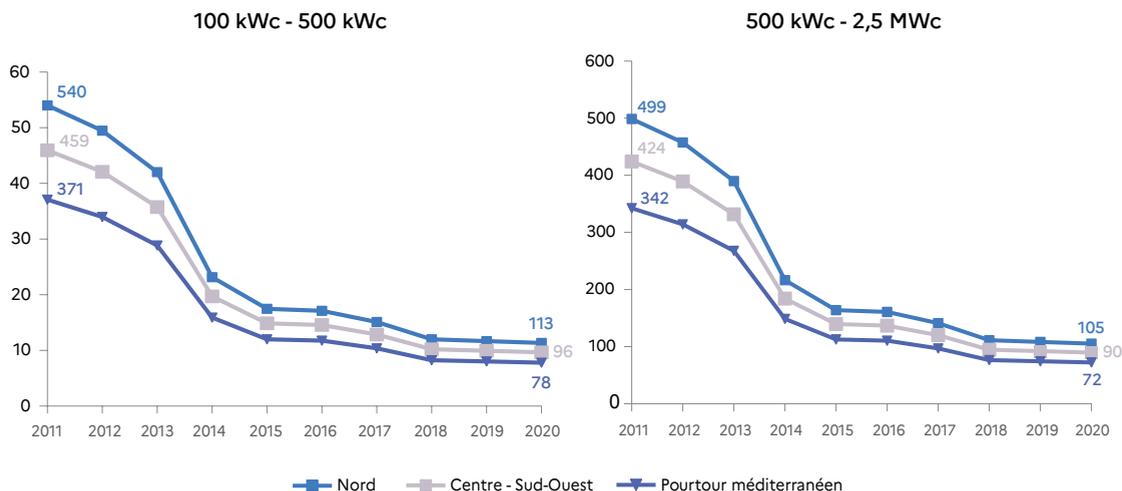
le recul du prix des modules. Les conditions de financement se sont également améliorées, ce qui se traduit par une baisse du taux d'actualisation de deux points de pourcentage.

GRAPHIQUE 29 : Evolution du LCOE du photovoltaïque sur grandes toitures (en €/HT/MWh)



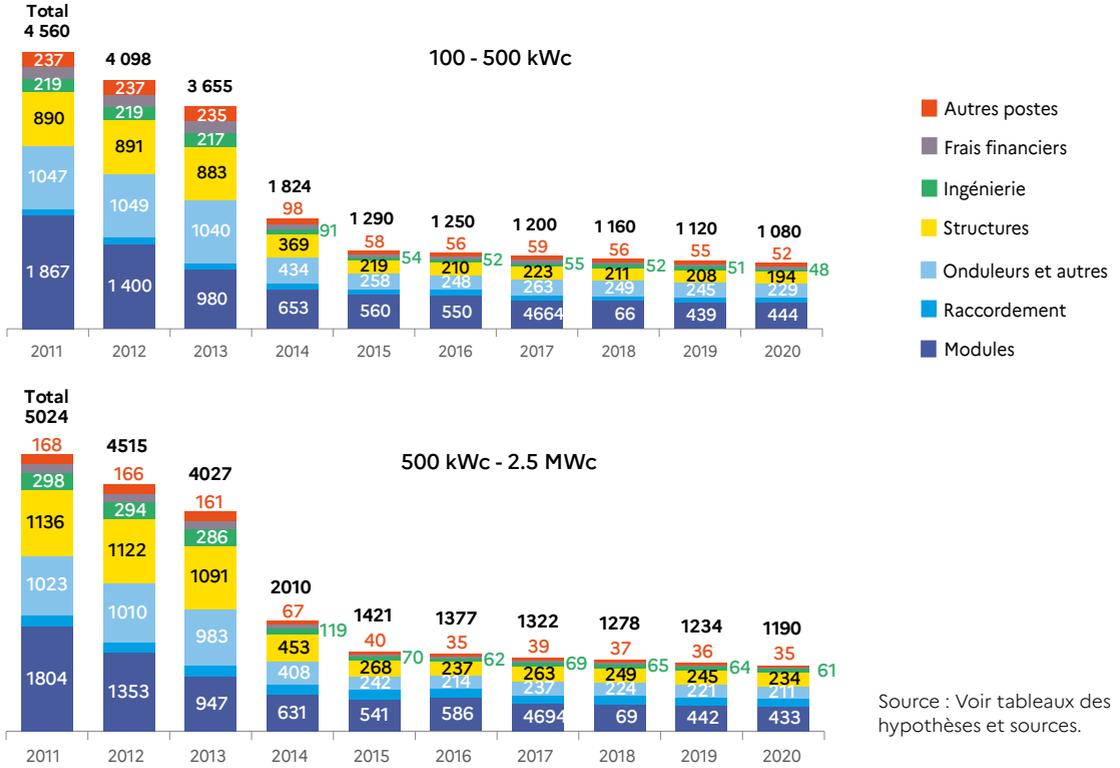
Source : Voir tableaux des hypothèses et sources.

GRAPHIQUE 30 : Evolution du LCOE du photovoltaïque sur grandes toitures selon les zones d'ensoleillement (en €/HT/MWh)



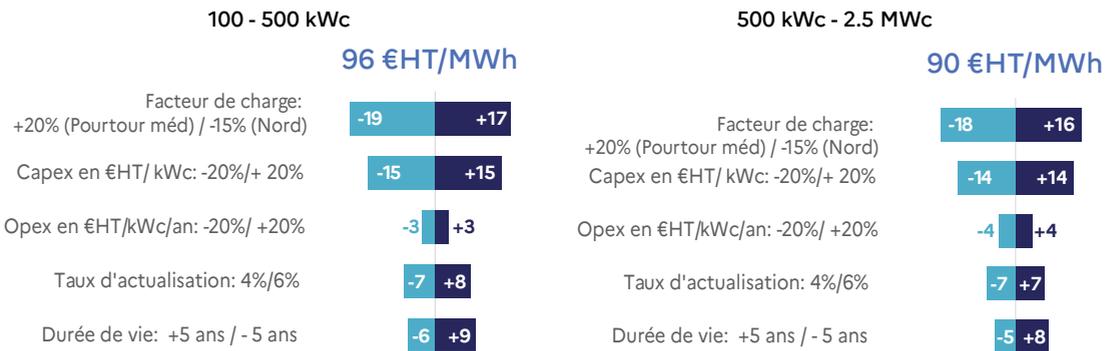
4.1.3.2. Le CAPEX du PV sur grandes toitures et son évolution

GRAPHIQUE 31 : Evolution et répartition des CAPEX (en €/HT/kWc)



4.1.3.3. Analyse de sensibilité

GRAPHIQUE 32 : Analyse de sensibilité du LCOE du photovoltaïque sur grandes toitures (€/HT/MWh) pour l'année 2020 et pour installation en régions Centre et Sud-Ouest



Guide de lecture : Si la durée de vie augmente de 5 ans, le LCOE des installations photovoltaïques sur grandes toitures baisse de 6 €/HT/MWh ; si la durée de vie diminue de 5 ans, le LCOE augmente de 8 €/HT/MWh.



Le premier facteur de variation des LCOE est le facteur de charge. Les écarts choisis correspondent aux écarts liés à l'ensoleillement. Toutes choses égales par ailleurs, une hausse de 20 % du facteur charge (correspond à l'écart de facteur de charge moyen entre la zone Centre et Sud-Ouest, et le pourtour Méditerranéen) diminue le LCOE de près de 20 €/HT/MWh. A l'inverse, une baisse de 15 %

du facteur charge (correspond à l'écart de facteur de charge moyen entre la zone Centre et Sud-Ouest, et le Nord) augmente le LCOE d'un peu plus de 17 €/HT/MWh.

Le deuxième facteur de variation est lié aux conditions de financement. Un point supplémentaire de taux d'actualisation entraîne une augmentation d'environ 8 €/MWh du LCOE.

4.1.3.4. Hypothèses et sources

Tableau 5 :
Tableau des hypothèses de calcul du LCOE du PV sur grandes toitures

Année	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020
Facteur de charge (%)										
Nord	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
Pourtour Méditerranée	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
CAPEX (€/HT/kWc)										
100- 500kWc	5024	4515	4027	2010	1421	1377	1322	1278	1234	1190
500 kWc -2,5 MWc	4560	4098	3655	1824	1290	1250	1200	1160	1120	1080
OPEX (€/HT/kWc/an)	80	80	80	57	48	48	33	16	16	16
Fiscalité (€/HT/kWc/an)	8,2	8,2	8,2	8,2	8,2	8,2	8,2	8,2	8,2	8,2
Taux d'actualisation (%)	7	7	6	6	6	6	6	5	5	5

Année : Les années désignent une année de mise en service jusqu'en 2016 ; de 2017 à 2020, ce sont des données prévisionnelles.

SOURCES :

Facteur de charge : Etude ADEME – Coût des énergies renouvelables et de récupération 2020²³.

Durée de vie : Etude ADEME – Coût des énergies renouvelables et de récupération 2020 pour l'année 2020.

CAPEX : Pour les installations de 100- 500 kWc, les CAPEX proviennent de l'étude CRE (2019)²⁴ pour 2020, de l'étude ENERPLAN (2017) pour 2015 à 2017, avec une interpolation linéaire entre 2017 et 2020. Les CAPEX pour 2014 sont issus de l'étude ADEME (2015) Bilan, perspectives et stratégie de la filière Photovoltaïque en France. Les données pour la période 2010 à 2013 proviennent d'échange avec le SER.

Pour les installations de 500 kWc à 1 MWc, les CAPEX proviennent de l'étude CRE (2019) pour l'année 2020, et de l'évolution des CAPEX des installations de 100kWc à 500 kWc pour les autres années. Les CAPEX 2010 à 2015 sont des valeurs à l'année d'installation, les CAPEX 2017 et 2020 sont des données prévisionnelles.

Répartition des CAPEX : La répartition des CAPEX en 2020 est issue de l'étude CRE (2019). Entre 2010 et 2020, le coût des modules évolue comme le coût des modules dans l'étude CRE (2019). Le coût du raccordement est issu de l'étude CRE (2019) pour 2020 et de l'étude CRE (2014) pour 2011 à 2013. On fait évoluer le prix du raccordement entre ces deux dates de manière linéaire. La répartition entre les autres composantes du CAPEX s'appuie sur la répartition de l'étude CRE (2019).

Taux d'actualisation : voir section 3.2.

Perte annuelle de productible : remarque des professionnels.

²³ <https://librairie.ademe.fr/energies-renouvelables-reseaux-et-stockage/765-couts-des-energies-renouvelables-et-de-recuperation-en-france-9791029713644.html>

²⁴ <https://www.cre.fr/Documents/Publications/Rapports-thematiques/Couts-et-rentabilites-du-grand-photovoltaïque-en-metropole-continentale>

4.1.4. Les installations photovoltaïques au sol

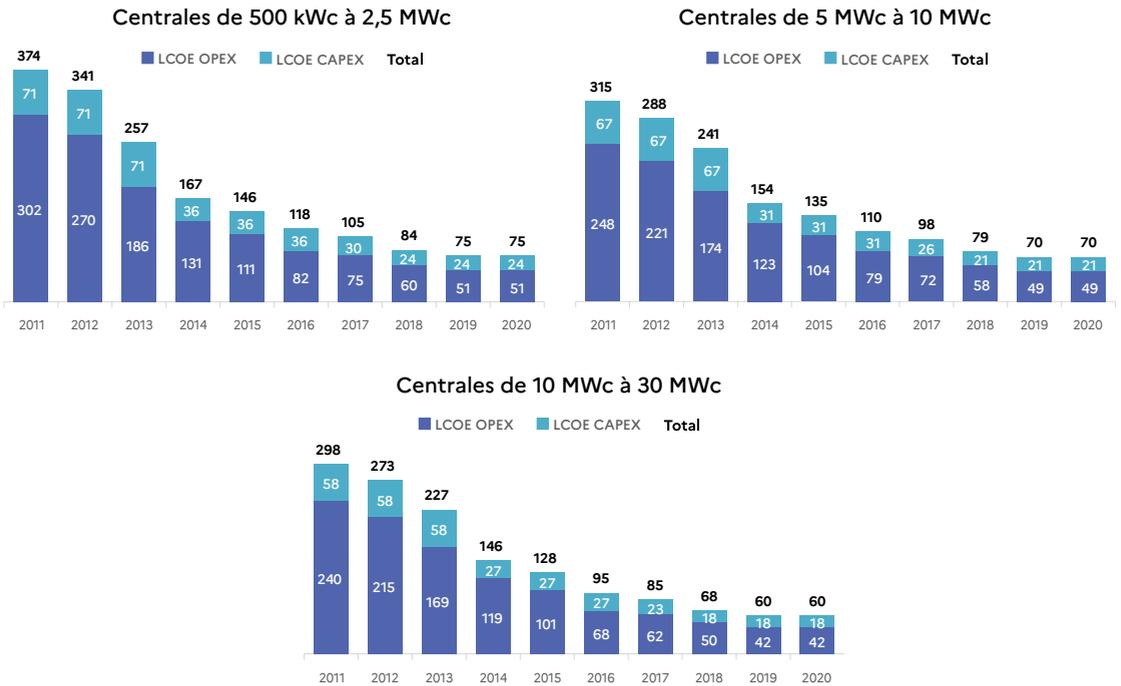
Environ 500 MW d'installations photovoltaïques au sol sont mis en service chaque année depuis 2011, en prenant pour hypothèses que

les installations de plus de 250 kWc sont toutes des centrales au sol (voir graphique 19).

4.1.4.1. Evolution des LCOE

GRAPHIQUE 33 :

Evolution des LCOE des centrales photovoltaïques au sol dans la zone Centre et Sud-Ouest (€/HT/ MWh)



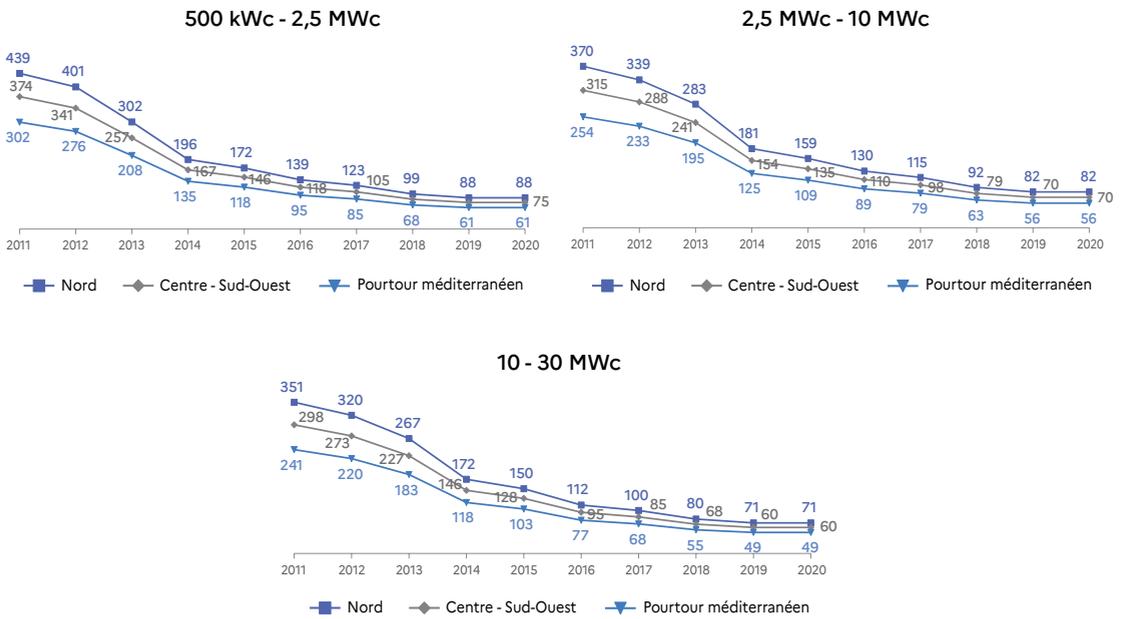
Source : voir tableaux et hypothèses. Le calcul intègre une perte de productible de 0,4 % par an. Les LCOE des années 2018 à 2020 s'appuient sur des dossiers de réponses à appels d'offres et sont donc des données prévisionnelles.

Le LCOE des centrales au sol a été divisé par 5 en 10 ans. Le premier facteur de recul des LCOE est la baisse du CAPEX, en lien avec le recul du prix des modules. Le deuxième facteur est la réduction des OPEX. On note

également une amélioration des conditions de financement qui s'est traduite par une baisse des taux d'actualisation entre 2011 et 2020, de 3 points de pourcentage.



GRAPHIQUE 34 :
Evolution du LCOE des centrales photovoltaïques au sol selon la zone d'ensoleillement (€HT/MWh)



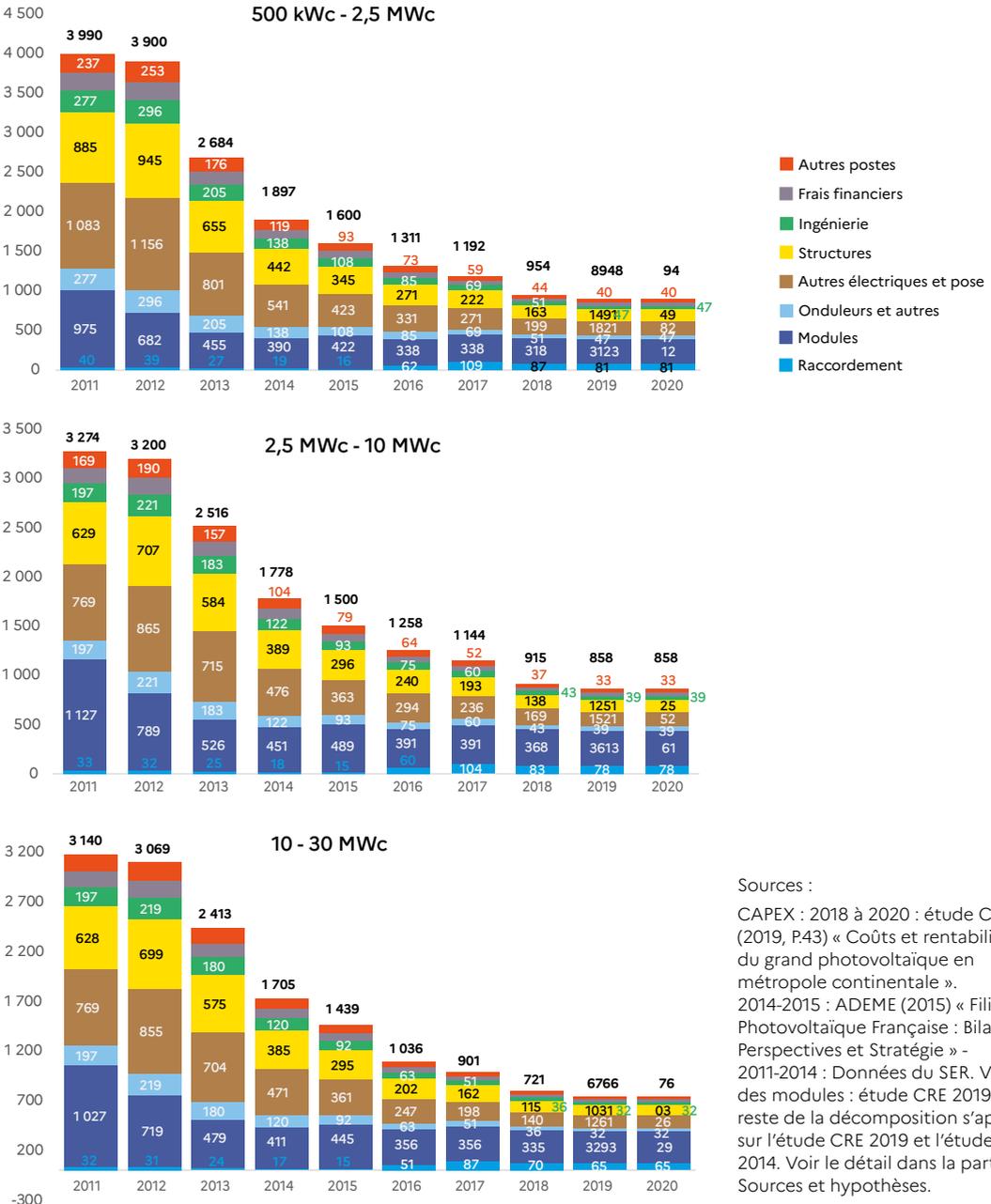
©Adobe Stock

4.1.4.2. Evolution et répartition des CAPEX

Les CAPEX des installations au sol ont fortement baissé entre 2011 et 2020. Cette baisse est liée dans une large mesure à la diminution du prix

des modules, mais les autres composantes du coût ont également fortement diminué, avec, on peut supposer, un effet d'apprentissage.

GRAPHIQUE 35 :
Evolution des CAPEX des installations PV au sol (€HT/MWh)

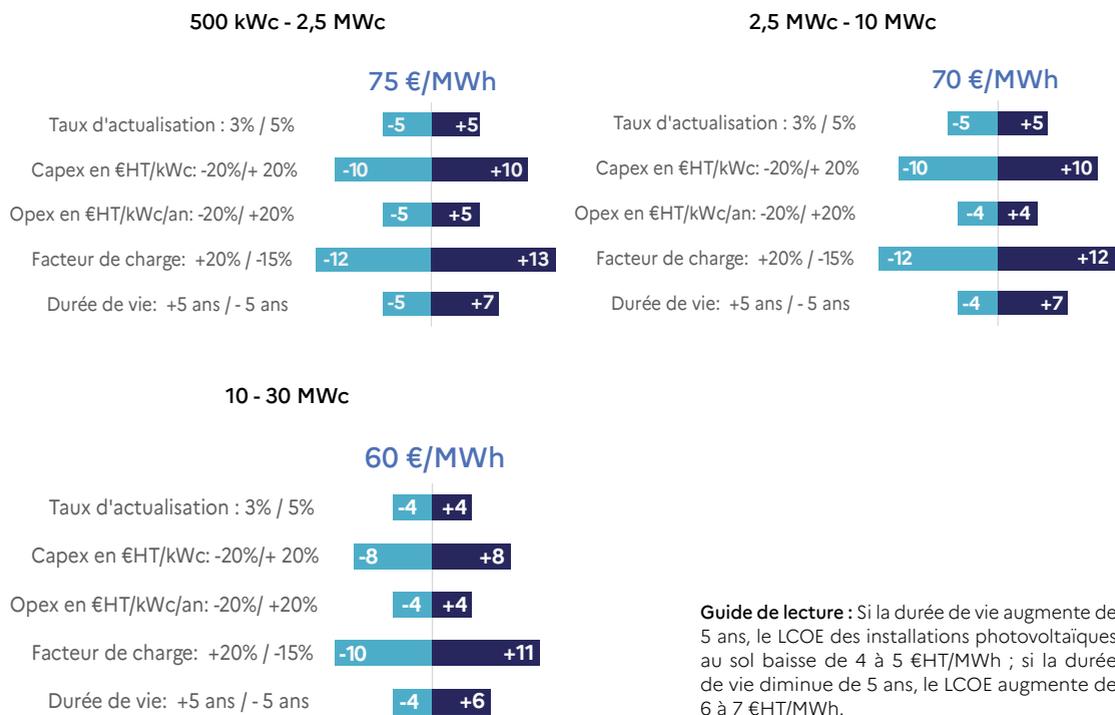


Sources :
CAPEX : 2018 à 2020 : étude CRE (2019, P43) « Coûts et rentabilités du grand photovoltaïque en métropole continentale ». 2014-2015 : ADEME (2015) « Filière Photovoltaïque Française : Bilan, Perspectives et Stratégie » - 2011-2014 : Données du SER. Valeurs des modules : étude CRE 2019. Le reste de la décomposition s'appuie sur l'étude CRE 2019 et l'étude CRE 2014. Voir le détail dans la partie Sources et hypothèses.



4.1.4.3. Analyse de sensibilité

GRAPHIQUE 36 :
Analyse de sensibilité du LCOE des centrales photovoltaïques au sol (€HT/MWh) dans les zones Centre et Sud-Ouest pour l'année 2020



Le premier facteur de variation des LCOE reste le facteur de charge. Les écarts choisis correspondent aux écarts liés à l'ensoleillement. Toutes choses égales par ailleurs, passer de la zone Centre au pourtour Méditerranéen fait gagner 10 à 12 €HT/MWh sur le LCOE. A l'inverse, de la zone centre à la zone Nord, le LCOE est augmenté de 11 à 13 €HT/MWh.

Le deuxième facteur de variation est le CAPEX, composante la plus importante du LCOE. De ce fait, les conditions de financement influencent sensiblement le LCOE. Un point supplémentaire de taux d'actualisation entraîne une augmentation de 5 €HT/MWh du LCOE.

4.1.4.4. Sources et hypothèses

Tableau 6 :
Hypothèses pour le calcul des LCOE sur les centrales au sol

Années	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020
Facteur de charge (%)										
Nord	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
Pourtour Méditerranéen	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
Taux d'actualisation (%)	7	6	6	6	6	5	5	5	4	4
CAPEX (€HT/kWc)										
500 kWc-2,5 MWc	3 990	3 900	2 684	1 897	1 600	1 311	1 192	954	894	894
2,5-10 MWc	3 274	3 200	2 516	1 778	1 500	1 258	1 144	915	858	858
10-30 MWc	3 172	3 100	2 438	1 723	1 453	1 087	988	790	741	741
OPEX (€HT/kWc/an)										
500 kWc-2,5 MWc	80	80	80	40	40	40	33.5	27	27	27
2,5-10 MWc	75	75	75	35	35	35	29.3	23.6	23.6	23.6
10-30 MWc	65	65	65	30	30	30	25	20.3	20.3	20.3
Perte annuelle de productible (%)	0.40	0.40	0.40	0.40	0.40	0.40	0.40	0.40	0.40	0.40

SOURCES :

Facteur de charge : Etude ADEME – Coût des énergies renouvelables et de récupération 2020²⁵.

Durée de vie : Etude ADEME – Coût des énergies renouvelables et de récupération 2020 pour l'année 2020.

CAPEX : Etude CRE « Coûts et rentabilités du grand photovoltaïque en métropole continentale »²⁶ - février 2019 pour les années 2018 à 2020 - figure 50 (données de réponses à appels d'offres CRE4). Extrapolation entre 2015 et 2018 en suivant les données IAE-enquête PVPS- « National Survey Report of PV Power Applications in France » 2019²⁷. Année 2012 et 2015 : CRE « Coûts et rentabilité des énergies renouvelables en France métropolitaine » - avril 2014. Extrapolation pour 2011 et entre 2012 et 2015 suivant les évolutions fournies par le SER d'après des dossiers de leurs adhérents.

Répartition du CAPEX : Décomposition issue de l'étude CRE « Coûts et rentabilités du grand photovoltaïque en métropole continentale » page 18 pour 2019-2020. Evolution 2010-2020 des prix des modules en suivant l'évolution des prix des modules de l'étude CRE « Coûts et rentabilités du grand photovoltaïque en métropole continentale », en décalant l'évolution d'une année. Part du coût du raccordement en 2012 et 2015 d'après CRE « Coûts et rentabilité des énergies renouvelables en France métropolitaine » - avril 2014. Répartition des autres composantes de l'investissement d'après la répartition 2019 de la CRE (hors module et raccordement).

Taux d'actualisation : voir section 3.2.

Perte annuelle de productible : remarque des professionnels.

²⁵ <https://librairie.ademe.fr/energies-renouvelables-reseaux-et-stockage/765-couts-des-energies-renouvelables-et-de-recuperation-en-france-9791029713644.html>

²⁶ <https://www.cre.fr/Documents/Publications/Rapports-thematiques/Couts-et-rentabilites-du-grand-photovoltaïque-en-metropole-continentale>

²⁷ https://www.google.com/url?sa=t&rct=j&q=&esrc=s&source=web&cd=&ved=2ahUKEwjYrjRjcPOAhXiz4UKHZqoB7lQFnoECAkQAQ&url=https%3A%2F%2Ffiaa-pvps.org%2Fwp-content%2Fuploads%2F2020%2F09%2FNFSR_France_2019.pdf&usg=AOvVaw0l-LaTDQNhqHORCSaSzW4



4.2. L'éolien terrestre

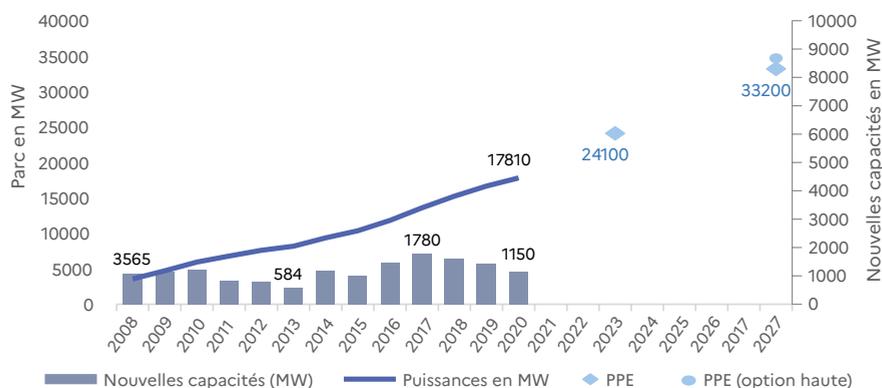
En France métropolitaine, l'éolien terrestre atteint une capacité installée de 17,6 GW²⁸ fin 2020 dont environ 1 GW raccordé en 2020. La baisse du rythme de mise en service de nouveaux parcs est liée au rallongement des délais d'instruction, de raccordement et à la réduction de l'espace disponible.

La programmation pluriannuelle de l'énergie publiée en avril 2020 prévoit de doubler la

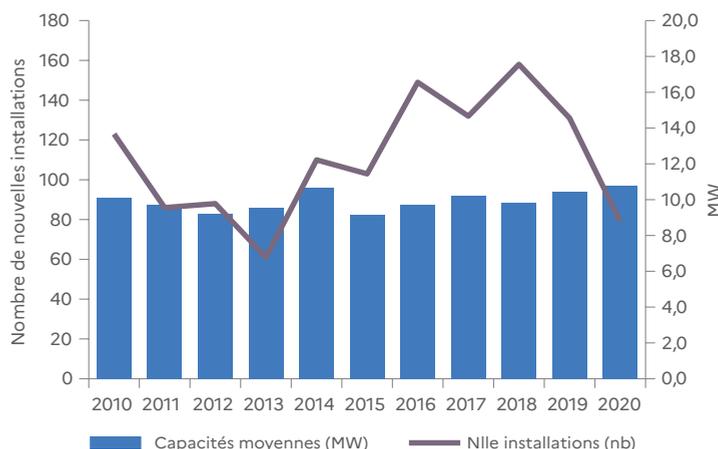
puissance éolienne installée pour atteindre environ 34,7 GW (fourchette haute) en 2028, faisant passer le parc éolien d'environ 8 000 mâts fin 2018 à environ 15 500 mâts fin 2028²⁹. Par ailleurs, l'atteinte de l'objectif 2023 suppose un rythme annuel de mise en service de nouvelles capacités de 2,1 GW entre 2021 et 2023, soit le double de ce qui est observé actuellement.

GRAPHIQUE 37 : Evolution et répartition du parc éolien

Evolution du parc éolien en France continentale (Puissance installée et nouvelles capacités)



Nombre de nouveaux parcs et puissance moyenne des nouveaux parcs



Source : parc éolien : SDES³⁰, puissance moyenne des installations : calcul In Numeri d'après SDES, et RTE³¹

²⁸ SDES Tableau de bord éolien quatrième trimestre 2020

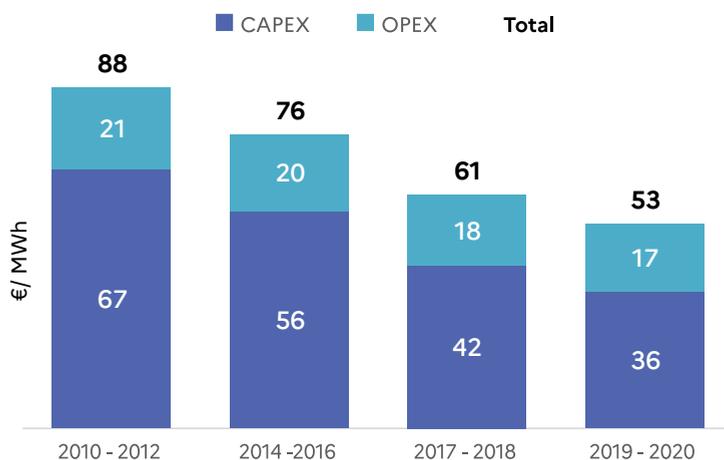
²⁹ <https://www.ademe.fr/renouvellement-leolien>

³⁰ SDES-Tableau de bord éolien deuxième trimestre 2021 – Tableaux de bord quatrième trimestre 2017-2020

³¹ Registre national des installations de production d'électricité et de stockage en 2020 – Open data.

4.2.1. Evolution du LCOE de l'éolien terrestre de 2010 à 2020

GRAPHIQUE 38 :
Evolution du LCOE de l'éolien terrestre de 2010 à 2020 (€HT/MWh)



La filière éolienne terrestre est globalement fortement capitalistique, l'investissement représentant près de 70 % du LCOE.

Le LCOE de l'éolien terrestre a diminué de près de 40 % sur la période 2010-2020. Les facteurs de réduction des coûts concernent

tous les éléments de calcul du LCOE : baisse de 10 % du CAPEX, augmentation de la durée de vie de 5 ans, baisse des taux d'actualisation résultant de la baisse des taux d'intérêt et une augmentation du facteur de charge.

LES LCOE DU RENOUVELLEMENT

En France, plusieurs parcs éoliens ont été renouvelés et près de 1 GW par an devrait sortir du mécanisme d'obligation d'achat d'ici à 2025, après 15 ans d'exploitation.

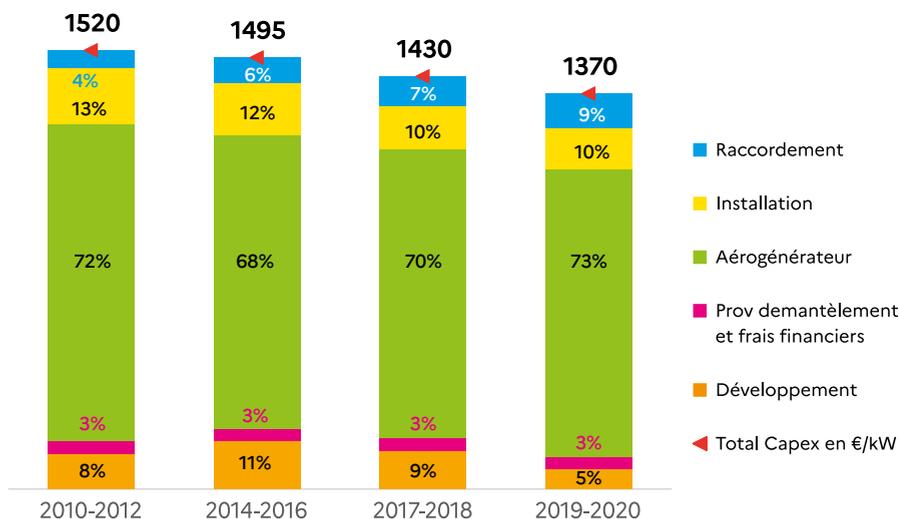
Selon l'étude* « Etude technico-économique sur la gestion de la sortie de contrat des parcs éoliens » publiée par l'ADEME en 2020, le renouvellement « à l'identique » des premiers parcs éoliens coûterait environ 57 €HT/MWh avec un taux d'actualisation de 4 %, mais 15 % d'entre eux se situeraient au-delà de 70 €HT/MWh et ne seraient donc pas rentables. En revanche, « les coûts de production des renouvellements non plafonnés seraient toujours inférieurs ou proches des prix de marché actuels pondérés de la production éolienne, avec un coût médian de 36 €HT/MWh pour un taux d'actualisation de 4 %. Les renouvellements « non plafonnés » sont ceux réalisés avec un saut technologique significatif, en hauteur et en taille des rotors.

*L'approche de l'étude est purement théorique et consiste à analyser les différentes options possibles lors de la sortie de contrat d'achat d'un parc éolien et à caractériser les possibilités de gestion pour les parcs français en fonction des conflits.



4.2.2. Les CAPEX de l'éolien terrestre et leur évolution

GRAPHIQUE 39 :
Evolution du CAPEX (en €HT/kW) et répartition (en %)



Sources : Répartition des CAPEX : études CRE (2014) et BIPs ADEME (2017). CAPEX global 2019-2020 : appels d'offres CRE. Coûts de raccordement : FEE.³²

Le CAPEX des installations de l'éolien terrestre a légèrement diminué sur la période 2010 - 2020. Il est passé de 1520 €HT/kW en 2010 à 1370 €HT/kW en 2020 soit une baisse de 10 %, malgré la hausse des coûts de raccordement. Précisons cependant que la baisse des coûts de production est aussi liée à l'augmentation de la taille moyenne des machines : plus hautes et avec un rotor plus grand, elles produisent plus d'électricité. Par ailleurs, les coûts des

aérogénérateurs pourraient augmenter dans les prochaines années suite à la hausse des prix des matériaux, notamment en lien avec la crise sanitaire. Notons cependant que les données 2019-2020 sont des données prévisionnelles issues des réponses aux appels d'offre des sites les plus importants. Selon les professionnels, les CAPEX des petites installations pourraient être sensiblement plus élevés.

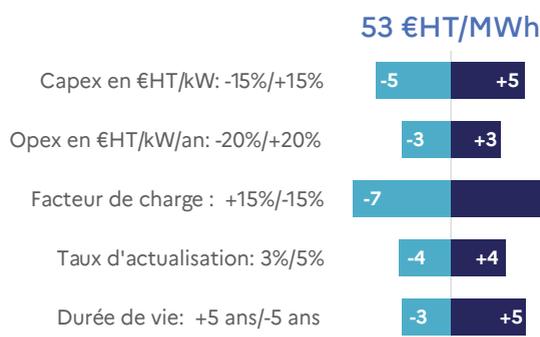
4.2.3. Analyse de sensibilité

Le graphique 40 présente une analyse de sensibilité du LCOE suite à une variation d'un des paramètres suivants, toutes choses égales

par ailleurs : les CAPEX, les OPEX, le facteur de charge, le taux d'actualisation et la durée de fonctionnement.

³² Document interne FEE (septembre 2020) « Recensement FEE, Coûts de raccordement 2010-2020 »

GRAPHIQUE 40 : Analyse de sensibilité du LCOE de l'éolien terrestre en 2020



Le LCOE varie assez fortement en fonction du facteur de charge, une variation de +/- 15 % du facteur de charge entraîne une modification du LCOE d'environ +/- 8 €/HT/MWh. Les plages de variation retenues pour le facteur de charges correspondent approximativement aux écarts moyens observés entre les régions, hors la Corse.

Grille de lecture : une augmentation de la durée de vie de 5 ans des installations éoliennes terrestres se traduit par une baisse du LCOE de 3 €/HT/MWh et une diminution de 5 ans de la durée de vie entraîne une augmentation de 5 €/HT/MWh, toute chose égale par ailleurs.

4.2.4. Sources et Hypothèses

Tableau 7 : Hypothèses de calcul du LOCE de la filière éolienne terrestre

	2010 - 2012	2014 -2016	2017 - 2018	2019 - 2020
Facteur de charge (nbre heures/ an)	2150	2300	2400	2460
Facteur de charge (%)	25	26	27	28
Durée de fonctionnement (années)	20	20	25	25
Investissement (€/HT/kW)	1 520	1 475	1 430	1 370
Exploitation fixe (€/HT/kW/an)	45	46	45	43
Taux d'actualisation (%)	7	6	5	4

SOURCES :

CAPEX : Les valeurs des CAPEX proviennent des études CRE³³ (2014) « Coût et rentabilité des énergies renouvelables en France métropolitaine » pour la période 2010-2012, BIPs ADEME³⁴ (2017) pour la période 2014-2016, et de données de la CRE sur les résultats aux appels d'offre 3 à 7 pour la période 2019-2020. On a supposé une baisse entre ces deux périodes. Les données correspondent à des coûts constatés pour les années 2010-2018 et à des coûts prévisionnels pour la période 2019-2020 (données issues des appels d'offres organisés par la CRE).

Répartition des CAPEX : période 2010-2012 : étude CRE 2014 ; période 2014-2016 : Etude BIPS ADEME 2017 ; période 2019-2020 : la répartition des CAPEX en 2019-2020 a été déduite de la répartition en 2014-2016 de l'étude BIPS 2017, en tenant compte des coûts des appels d'offre CRE des périodes 3 à 7, de la hausse des coûts de raccordement et d'une tendance à la hausse des coûts des aérogénérateurs déclarée par les professionnels.

OPEX : période 2010-2012 : CRE-2014 « Coûts et rentabilité des énergies renouvelables en France métropolitaine » ; période 2014-2016 : « Etude sur la filière éolienne française bilan, prospective, stratégie » - ADEME 2017 ; période 2017-2018 Etude ADEME (2020) « coûts des EnR et de récupération en France »³⁵. On a supposé une légère baisse des OPEX en 2019-2020, suite aux remarques des professionnels.

Facteur de charge : Pour les années 2010-2012 et 2014-2016, les facteurs de charge retenus se basent sur la publication de la CRE³⁶. Pour les années 2017-2018 et 2019-2020, les facteurs de charge retenus se basent sur les données prévisionnelles des AO administrés par la CRE des périodes 3 à 7.

Durée de vie : Etude ADEME (2020) « coûts des EnR et de récupération en France » et discussion avec les professionnels pour l'évolution.

Taux d'actualisation : Voir section 3.2.

³³ <https://www.cre.fr/Documents/Publications/Rapports-thematiques/couts-et-rentabilite-des-enr-en-france-metropolitaine>

³⁴ https://www.ademe.fr/sites/default/files/assets/documents/23012017_etude_filiere_eolienne_fr_partie_1-etat_des_lieux.pdf. ADEME, E-CUBE Strategy Consultants, I Care & Consult, et In Numeri. 2017. « Etude sur la filière éolienne française : bilan, prospective et stratégie »

³⁵ <https://librairie.ademe.fr/energies-renouvelables-reseaux-et-stockage/765-couts-des-energies-renouvelables-et-de-recuperation-en-france-9791029713644.html>

³⁶ <https://www.cre.fr/Documents/Publications/Rapports-thematiques/couts-et-rentabilite-des-enr-en-france-metropolitaine> page 25



4.3. Filières de référence : production ‘conventionnelle’ d’électricité en France continentale

Cette partie explicite les hypothèses retenues pour les filières de référence, c’est-à-dire les filières de production « conventionnelle » d’électricité.

4.3.1. Production d’électricité destinée au marché de gros

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, aux installations photovoltaïques sur grandes toitures et aux parcs d’éoliennes.

4.3.1.1. LCOE et son évolution

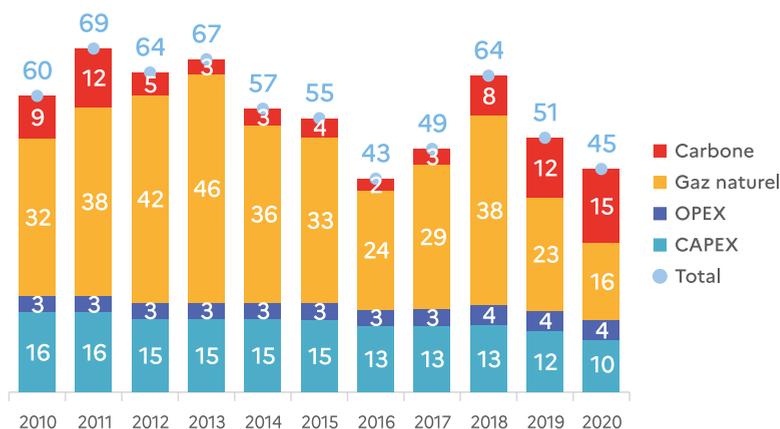
Le calcul du LCOE est effectué chaque année, en supposant les prix du gaz et du carbone constants pendant la durée de vie de l’installation, au prix de l’année de mise en service de l’installation. Cette hypothèse est utilisée par manque de prévision fiable des évolutions du prix du gaz.

La principale composante du LCOE des centrales à cycle combiné au gaz est le coût du combustible (prix de la molécule gaz et prix des quotas de carbone). Jusqu’en 2018, le prix de la molécule gaz était la composante principale du coût, mais en 2020 sous les

effets de l’augmentation du prix du carbone et d’un niveau de prix du gaz historiquement bas, le prix du carbone a un poids identique à celui du prix de la molécule gaz.

Au cours de la décennie passée, l’évolution du LCOE des centrales à cycle combiné au gaz est principalement liée aux variations des prix du gaz sur le marché de gros et du carbone, les autres composantes du coût variant peu. Le faible niveau des LCOE en 2020 est lié à la baisse du prix du gaz (9,30 €/HT/MWh) et à un prix des quotas carbonés encore bas.³⁷

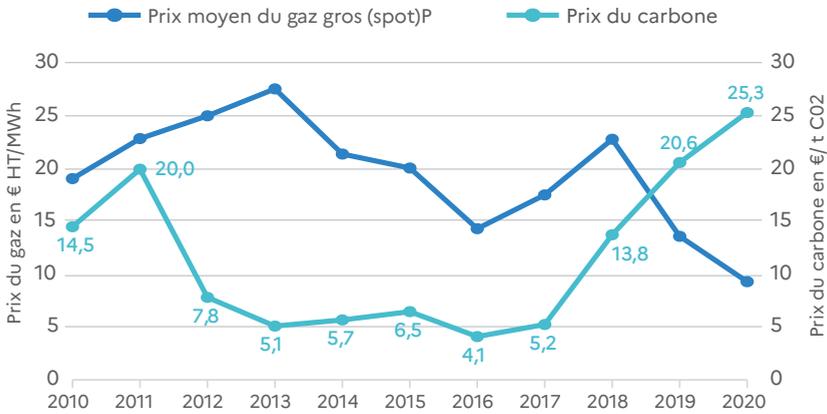
GRAPHIQUE 41 : LCOE des centrales à cycle combiné au gaz (CCGT) (€ HT/MWh)



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.

³⁷ Proche de 50 €/t, soit le double de sa valeur en 2020.

GRAPHIQUE 42 :
Evolution du prix de gros du gaz naturel (en €HT/MWh) et du prix du carbone (en €/t CO₂)



4.3.1.2. Analyse de sensibilité

Le graphique ci-dessous présente une analyse de sensibilité du LCOE à la variation du prix du gaz sur le marché de gros et du prix de la tonne carbone, ainsi qu'au taux d'actualisation, toutes

choses égales par ailleurs. Un doublement du prix du gaz, ou du prix de la tonne de carbone entraîne une hausse du LCOE des CCGT d'environ 15 €/HT/MWh.

GRAPHIQUE 43 :
Analyse de sensibilité du LCOE des CCGT en 2020

45 €/HT/MWh



©Adobe Stock



4.3.1.3. Hypothèses et sources

Tableau 8 :
Hypothèses pour le calcul des LCOE des CCGT

	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020
Facteur de charge (%)	60	60	60	60	60	60	60	60	60	60	60
Durée de fonctionnement (années)	20	20	20	20	20	20	20	20	20	20	20
Rendement (%)	60	60	60	60	60	60	60	60	60	60	60
Investissement (€HT/kW)	980	980	980	980	980	970	970	970	970	970	820
Exploitation fixe €HT/kW/an	4,9	4,9	4,9	4,9	4,9	4,9	4,9	4,9	4,9	4,9	4,9
Exploitation variable €HT/MWh	2,3	2,3	2,3	2,3	2,3	2,3	2,3	2,3	3,3	3,3	3,3
Prix du gaz (€/MWh)	19,4	19,4	19,1	18,3	17,0	16,3	15,5	15,8	15,2	11,5	9,3
Prix du carbone en €/t	11,7	11,4	10,5	10,8	11,6	12,6	13,8	16,2	19,9	23,0	25,3
Taux d'actualisation (%)	6	6	5	5	5	5	4	4	4	3	3

Concernant les prix du gaz et du carbone, on les suppose constants pendant la durée de vie de l'installation, au prix de l'année de mise en service (ou de demande de financement) de l'installation.

SOURCES :

CAPEX : Les valeurs des CAPEX proviennent des études Lazard « Levelized cost of energy analysis »³⁸.

OPEX fixe et variables : études Lazard « Levelized cost of energy analysis ».

Facteur de charge : études Lazard « Levelized cost of energy analysis ».

Prix du gaz €/MWh : Observatoire du prix de marché de l'électricité et du gaz de la Commission de Régulation de l'Énergie³⁹.

Prix de la tonne carbone : prix annuel moyen du marché ETS UE de la Banque mondiale (Carbon Pricing Dashboard) avec un ratio de 0,352 t/CO₂e/MWh provenant de RTE⁴⁰

Taux d'actualisation : Voir section 3.2

4.3.2. Prix d'achat de l'électricité par segment de clientèle

Pour la production d'électricité photovoltaïque sur bâtiment (résidentiel, moyennes toitures), la valeur de référence retenue, en se plaçant dans une logique d'autoconsommation, correspond au prix d'achat de l'électricité. Pour les particuliers (segment résidentiel), il

s'agit du prix moyen TTC de l'électricité hors abonnement sur la période 2010-2020⁴¹. Pour les moyennes toitures (puissance comprise entre 36 et 100 kWc), il s'agit du prix de l'électricité hors TVA⁴² sur la période de 2010 à 2020.

³⁸ <https://www.lazard.com/perspective/levelized-cost-of-energy-levelized-cost-of-storage-and-levelized-cost-of-hydrogen/>

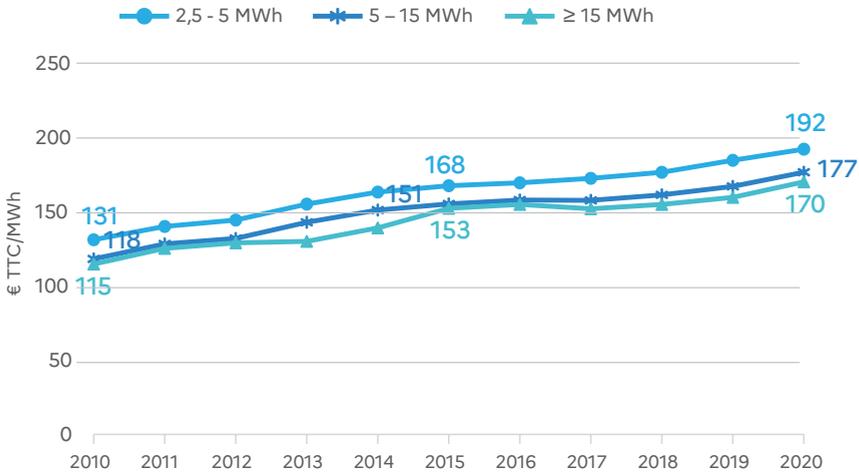
³⁹ <https://www.cre.fr/Documents/Publications/Observatoire-des-marches>

⁴⁰ <https://www.rte-france.com/eco2mix/les-emissions-de-co2-par-kwh-produit-en-france>

⁴¹ Prix moyen TTC pour les tranches 2,5 à 5 MWh/an, 5 à 15 MWh/an et ≥15 MWh/an.

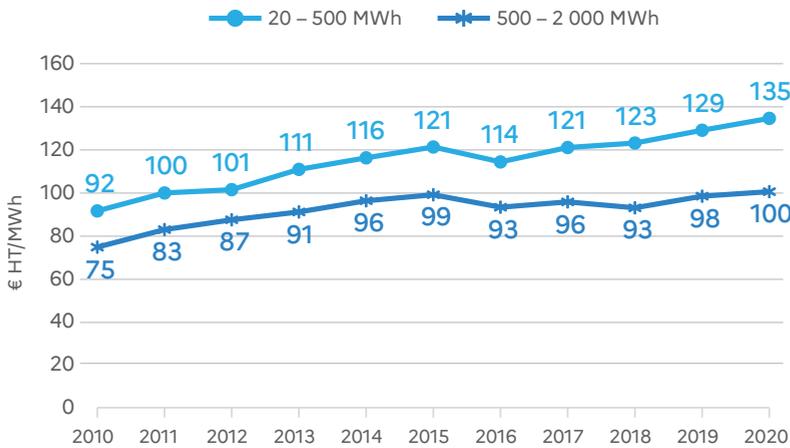
⁴² Eurostat prix moyen HTVA pour les tranches 20 à 500 MWh/an et 500-2000 MWh/an.

GRAPHIQUE 44 :
Evolution des prix moyens en € TTC/MWh de l'électricité pour le segment résidentiel



Source : SDES, enquête transparence des prix du gaz et de l'électricité

GRAPHIQUE 45 :
Evolution des prix moyens en € HT/MWh de l'électricité pour le segment commercial et industriel



Source : SDES, enquête transparence des prix du gaz et de l'électricité.



5. Les coûts de production du biogaz

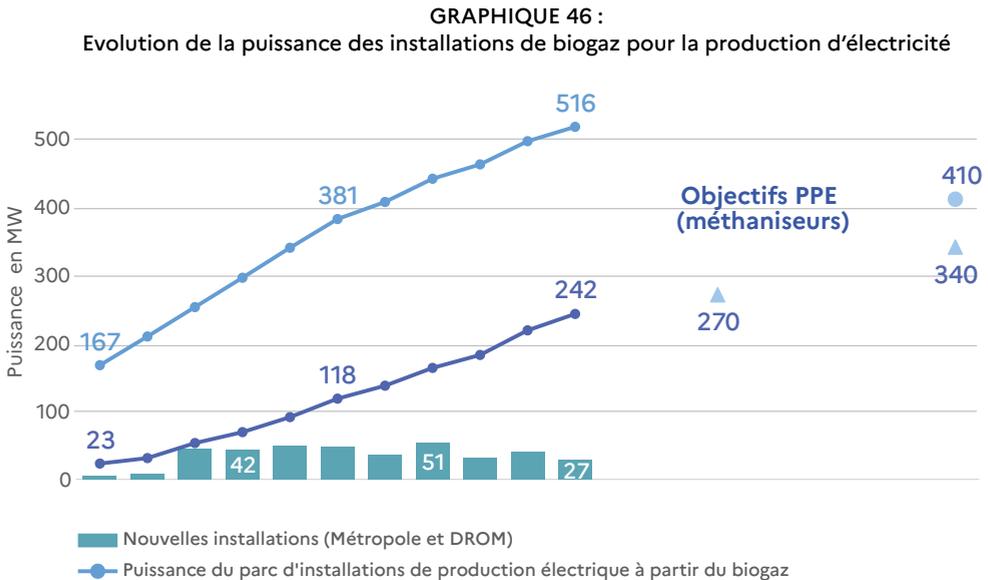
La production de biogaz⁴³ est utilisée soit sous forme de chaleur (42 %), principalement autoconsommée, soit transformée en énergie électrique (34 %) soit injectée dans les réseaux de gaz sous forme de biométhane (24 % en

2020). Cette fiche présente le LCOE du biogaz pour la production d'électricité avec injection dans les réseaux électriques et le LCOE du biométhane injecté dans les réseaux de gaz.

5.1. Le biogaz pour la production d'électricité

Fin 2020, 867 installations d'une puissance totale de 516 MW (en France continentale) produisent de l'électricité, seule ou en cogénération, à partir du biogaz⁴⁴. Ces installations incluent 690 méthaniseurs (hors STEP et ISDND). Les coûts présentés dans cette section ne concernent que ces méthaniseurs.

Pour ces derniers, compte tenu des capacités installées (242 MW en 2020) et des projets actuellement en file d'attente (48 MW), l'objectif de la PPE à 2023 (270 MW) sera atteint très prochainement.



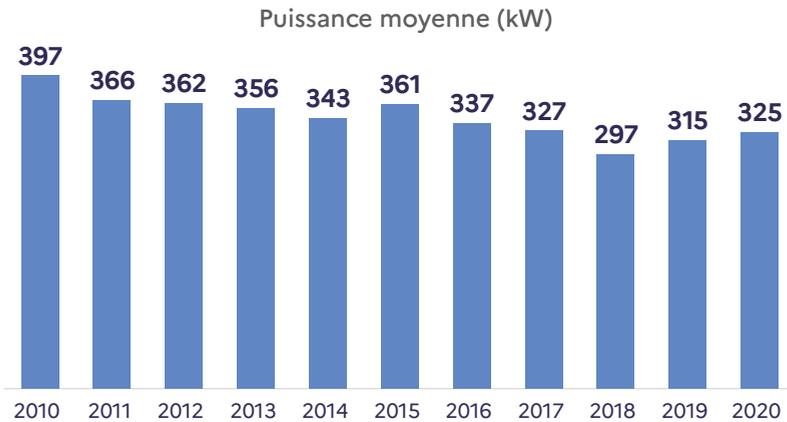
Source : SDES, « Tableau de bord : biogaz pour la production d'électricité Premier trimestre 2021 », d'après Enedis, RTE et la CRE

⁴³ Chiffres clés des énergies renouvelables, édition 2021.

⁴⁴ Service de la Donnée et des Etudes Statistiques (2021), « Tableau de bord : biogaz pour la production d'électricité Premier trimestre 2021 ».

GRAPHIQUE 47 :

Evolution de la puissance moyenne des méthaniseurs (hors ISDND y compris STE) en cogénération

Source : ADEME - « Les chiffres clés du parc d'unités de méthanisation en France au 1^{er} janvier 2021 »

La croissance du parc des installations en service s'accompagne d'une tendance à

la baisse de la puissance électrique des méthaniseurs.

5.1.1. LCOE de la méthanisation pour la production d'électricité

Le LCOE des installations de méthanisation pour la production d'électricité a baissé au cours de la période 2010-2020 pour toutes les catégories de méthaniseurs : baisse d'environ 16 % pour les petites installations et de 10 % à 15 % pour les installations de plus de 200 kW_e. Cette baisse des coûts s'explique uniquement par la baisse des taux d'actualisation, qui traduit de meilleures conditions de financement des projets.

Le LCOE diminue avec la puissance des installations, grâce aux économies d'échelle réalisées sur les CAPEX. La valeur du LCOE dépend également de la capacité des unités de méthanisation à générer des recettes complémentaires à la vente d'électricité comme les recettes liées au traitement des déchets. Dans le calcul du LCOE, ceci est pris en compte par le biais d'un coefficient de réfaction qui exprime la part des coûts de production qui sont imputables à d'autres activités qu'à la production d'énergie. Par exemple, un coefficient de réfaction de 90 %

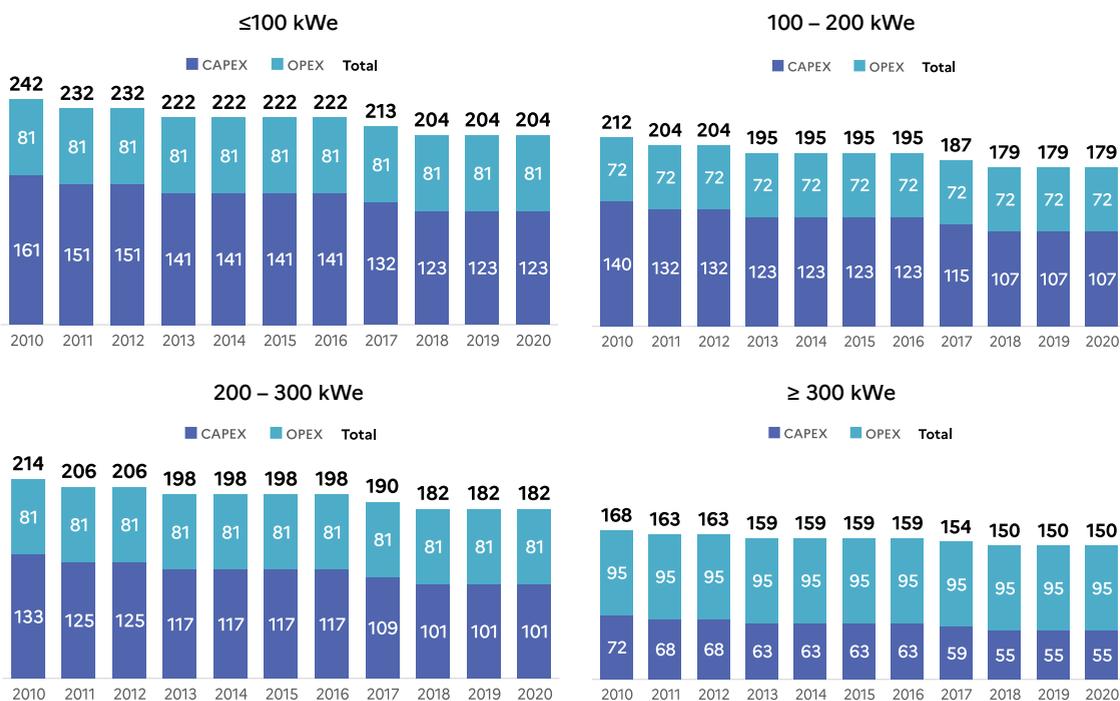
signifie que 90 % des recettes proviennent de la vente d'électricité, donc que 90 % des coûts (investissements et exploitation) sont imputés à l'activité production d'énergie et 10 % aux autres activités (ventes de compost, traitement de déchets etc.). Ce coefficient a été estimé à 56 % pour les installations de grande taille en raison de leur activité de traitement de déchets et à 90 % pour les installations de taille plus modeste.

Pour les installations dont les principaux intrants sont des matières agricoles ou des Cultures Intermédiaires à Valorisation Énergétique (CIVE) (ce qui est le cas des installations de moins de 300 kW_e), les CAPEX représentent environ 60 % du LCOE. Pour les installations plus importantes (**≥ 300 kW_e**), qui traitent plutôt des déchets non agricoles générant des surcoûts d'exploitation, la majeure partie du coût vient des OPEX (valeur en %).



GRAPHIQUE 48 :

Evolution du LCOE de la méthanisation pour la production de l'électricité de 2010 à 2020 (en €/HT/MWh)



Sources : Voir tableaux des sources et hypothèses. Les intrants des installations centralisées de 200-300 kWe sont des matières agricoles ou des CIVE. Les installations centralisées de plus de 300 kWe traitent des déchets non agricoles.

Les LCOE ci-dessus sont calculés en supposant que la seule énergie valorisée est l'énergie électrique. Si l'on suppose une valorisation complémentaire de la chaleur, le LCOE sur l'ensemble de l'énergie produite par la filière

méthanisation est nettement plus bas que celui de l'électricité seule, d'environ 45 % pour les unités de plus de 200 kWe et 35% pour les petites unités.⁴⁵

5.1.2. Le CAPEX et son évolution

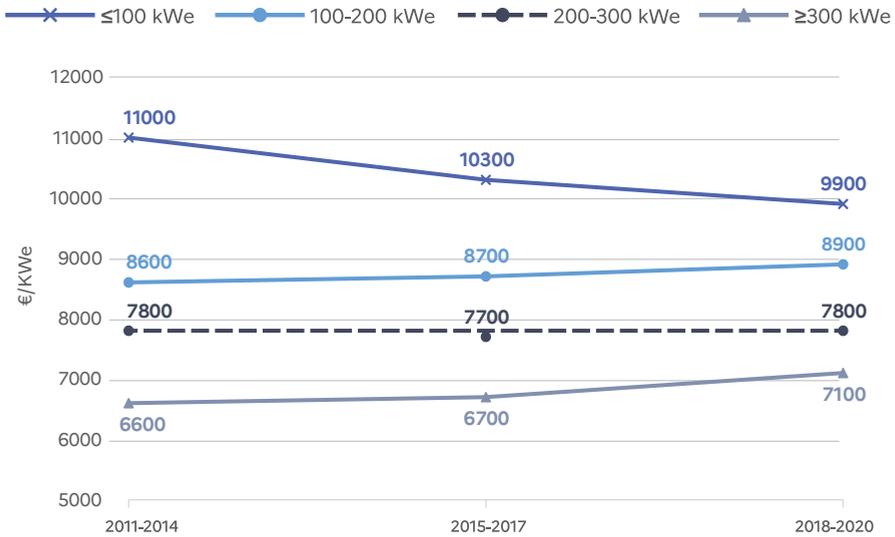
Le niveau du CAPEX reflète l'impact des économies d'échelle : de 10 000 €/HT/kWe pour les petites installations de puissance égale ou inférieure à 100 kWe, à 7 000 €/HT pour les installations de plus de 300 kWe.

Il n'y a pas d'évolution significative des CAPEX des installations de méthanisation sur la période 2010 -2020. La baisse observée pour les installations de moins de 100 kWe est due à l'augmentation de la puissance moyenne de

ces projets au fil des années : les « petites » installations de 2020 sont sensiblement plus puissantes que les « petites » installations de 2010. Ainsi, il a été retenu pour le calcul des LCOE un CAPEX constant sur l'ensemble de la période (2010-2020) et égal à 10 000 €/HT/kWe pour le segment ≤ 100 kWe, 8 700 €/HT/kWe pour le segment 100-200 kWe, 7 800 €/HT/kWe pour le segment 200-300 kWe et 6 800 €/HT/kWe pour le segment ≥ 300 kWe.

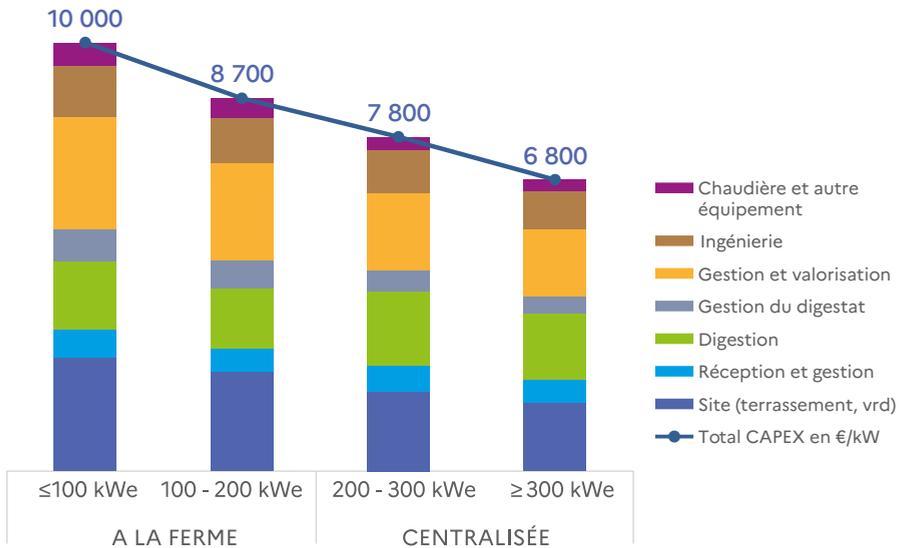
⁴⁵ Dans ce cas, on rapporte les investissements et les coûts d'exploitation, non plus aux seuls MWh électriques, mais à la somme des MWh électriques et des MWh de chaleur.

GRAPHIQUE 49 :
Evolution moyenne des CAPEX en €HT/kWe par tranche de puissance



Source : 401 dossiers du Fonds Economie Circulaire. Voir tableaux des sources, et répartition des projets analysés.

GRAPHIQUE 50 :
Répartition du CAPEX sur la période 2011-2020⁴⁶ (en €HT/kWe)



Source : outil TETE – RARE – ADEME.

⁴⁶ Aucune évolution sur la répartition des CAPEX n'a été observée sur la période 2011 à 2020.

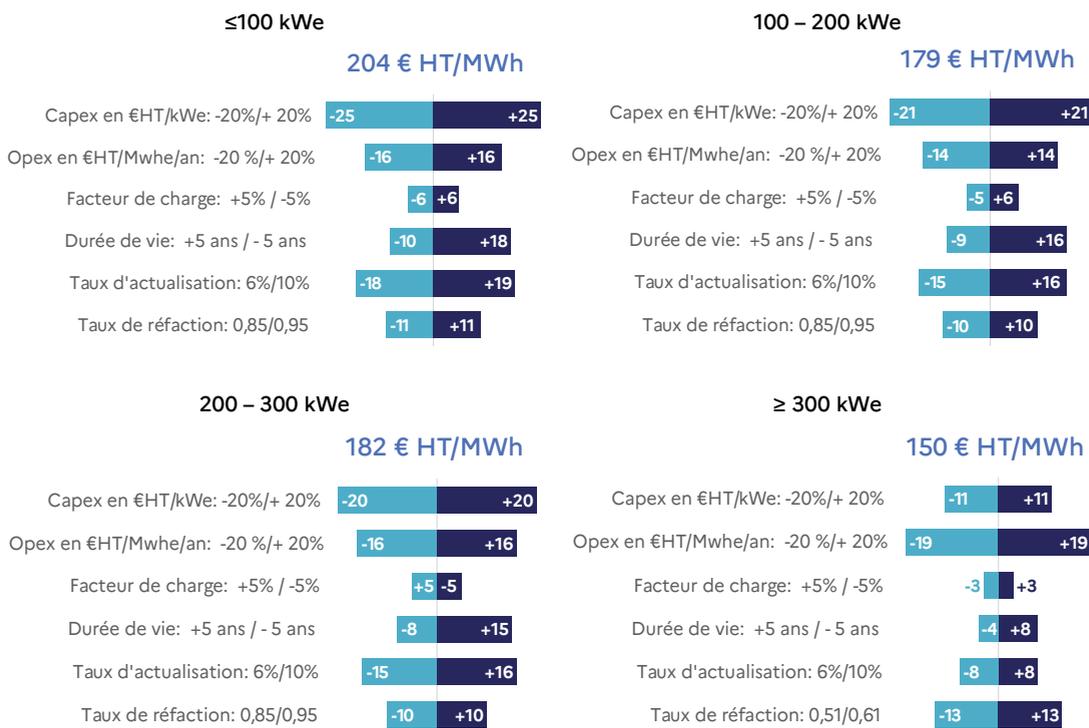


5.1.3. Analyse de sensibilité

Le graphique ci-dessous présente une analyse de sensibilité du LCOE pour l'année 2020 à la variation d'un des paramètres suivants, toutes

choses égales par ailleurs : CAPEX, OPEX, facteur de charge, durée de fonctionnement, taux d'actualisation et coefficient de réfaction.

GRAPHIQUE 51 :
Analyse de sensibilité du LCOE de la méthanisation pour la production d'électricité pour l'année 2020



Grille de lecture : Si le facteur de charge des installations de méthanisation de 100 kWe et moins augmente de 5 %, leur LCOE baisse de 6 €/HT/MWh ; lorsque le facteur de charge baisse de 5 %, le LCOE augmente de 7 €/HT/MWh.

Les variations proposées ci-dessus correspondent aux variations couramment observées. Concernant les taux d'actualisation, cela correspond à l'évolution des valeurs entre 2015 et 2020 (-2 points de pourcentage). Les variations du taux d'actualisation impactent fortement les LCOE : passer d'un taux de 8 % à 10 % entraîne une hausse du LCOE de plus de 15 €/HT/MWh excepté pour les plus grandes installations. Pour ces dernières, le LCOE est plus sensible au coefficient de

réfaction, une moindre capacité à dégager des recettes autres qu'électriques : une hausse du coefficient de réfaction de 0,56 à 0,61 entraîne une augmentation du LCOE de 13 €/HT/MWh. Notons cependant que le coût d'exploitation est lié à la nature des déchets entrants et à la part des recettes de traitement : si le niveau de recettes externes baissait, il est vraisemblable que les coûts d'exploitation diminueraient également.

5.1.4. Hypothèses et sources

Tableau 9 :

Hypothèses pour le calcul du LCOE de la méthanisation pour la production de l'électricité (< 200 kWe)

	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020
Facteur de charge (en %)	85	85	85	85	85	85	85	85	85	85	85
Rendement électrique (%)	37,5	37,5	37,5	37,5	37,5	37,5	37,5	37,5	37,5	37,5	37,5
Durée de fonctionnement (années)	20	20	20	20	20	20	20	20	20	20	20
Coefficient de réfaction	0,90	0,90	0,90	0,90	0,90	0,90	0,90	0,90	0,90	0,90	0,90
Investissement (€HT/kWe)											
≤ 100 kWe	10000	10000	10000	10000	10000	10000	10000	10000	10000	10000	10000
100 - 200 kWe	8700	8700	8700	8700	8700	8700	8700	8700	8700	8700	8700
Exploitation (€HT/MWhe)											
≤ 100 kWe	90	90	90	90	90	90	90	90	90	90	90
100 - 200 kWe	80	80	80	80	80	80	80	80	80	80	80
Taux d'actualisation (%)	12	11	11	10	10	10	10	9	8	8	8

Tableau 10 :

Hypothèses pour le calcul du LCOE de la méthanisation pour la production de l'électricité (> 200 kWe)

	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020
Facteur de charge (en %)	80	80	80	80	80	80	80	80	80	80	80
Rendement électrique (%)	34,7	34,7	34,7	34,7	34,7	34,7	34,7	34,7	34,7	34,7	34,7
Durée de fonctionnement (années)	20	20	20	20	20	20	20	20	20	20	20
Coefficient de réfaction											
200 - 300 kWe	0,90	0,90	0,90	0,90	0,90	0,90	0,90	0,90	0,90	0,90	0,90
≥ 300 kWe	0,56	0,56	0,56	0,56	0,56	0,56	0,56	0,56	0,56	0,56	0,56
Investissement (€HT/kWe)											
200 - 300 kWe	7800	7800	7800	7800	7800	7800	7800	7800	7800	7800	7800
≥ 300 kWe	6800	6800	6800	6800	6800	6800	6800	6800	6800	6800	6800
Exploitation (€HT/MWhe/an)											
200 - 300 kWe	90	90	90	90	90	90	90	90	90	90	90
≥ 300 kWe	170	170	170	170	170	170	170	170	170	170	170
Taux d'actualisation (%)	12	11	11	10	10	10	10	9	8	8	8



SOURCES :

CAPEX : Les valeurs des CAPEX proviennent de l'analyse de 401 projets aidés par le Fonds Economie Circulaire (anciennement Fonds Déchets) de l'ADEME sur la période 2010 – 2020, après retrait des valeurs inférieures au 5^{ème} percentile et supérieures au 95^{ème} percentile. Ces valeurs proviennent de données prévisionnelles et les années correspondent à la date de demande d'aide et non à celle de mise en service de l'installation.

Répartition des CAPEX : La répartition retenue est celle de l'outil TETE⁴⁷.

OPEX : Les valeurs des OPEX proviennent de l'analyse d'une base de données interne à l'ADEME.

Facteur de charge : provient de l'analyse d'une base de données interne à l'ADEME.

Durée de vie : étude ADEME⁴⁸ (2020), « coûts des énergies renouvelables et de récupération en France ».

Coefficient de réfaction : Dans la précédente étude coût, il a été calculé à partir de l'analyse d'une base de données interne à l'ADEME et il a été estimé à 90 % pour les installations de taille modeste (< 300 kWe) et à 56 % pour les installations de plus grande taille (≥ 300 kWe).

Taux d'actualisation : voir section 3.2.

Tableau 11 :
Répartition des projets Fonds Economie circulaire par puissance et par année

Année de financement	100 kWe et moins	100-200 kWe	200-300 kWe	300 kWe et plus	Total
2011-2014	13	31	38	17	99
2015-2017	35	48	61	29	173
2018-2020	12	45	52	20	129
TOTAL	60	124	151	66	401

Source : Fonds Economie Circulaire

5.2. Injection de biométhane dans les réseaux

Au 31 décembre 2020, 214 installations (dont 183 méthaniseurs hors STEP) ont injecté du biométhane dans les réseaux de gaz, après épuration du biogaz produit. Leur capacité de production s'élève à 3,9 TWh/an, en progression de 73 % par rapport à 2019. Les unités de méthanisation cumulent environ 88 % de la capacité totale du parc, les installations de stockage des déchets non dangereux (ISDND) et des stations de traitement des eaux usées (STEP) se partageant les 12 % restants⁴⁹.

Le dispositif d'aide d'obligation d'achat, mis en place en 2011, a initié le développement de la filière de production de biométhane. Mais l'injection de biogaz dans les réseaux de gaz ne prend de l'ampleur qu'à partir de 2015. Sur la

période 2015-2020, l'injection de biométhane a fortement augmenté grâce à des conditions de tarifs d'achat favorables et sous l'impulsion du groupe de travail « injection biométhane » piloté par l'ADEME et GRDF (mécanismes de soutien, financement, adaptation des réseaux, etc.). De 82 GWh en 2015, la production est passée à 2,2 TWh en 2020.

La capacité des projets en file d'attente à fin septembre 2021 (998 projets d'une capacité totale de 20 TWh/an⁵⁰) dépasse l'objectif de 6 TWh de la Programmation Pluriannuelle de l'Énergie (PPE) pour 2023 ainsi que la cible basse de la PPE pour 2028 de 14 TWh. Toutefois, ces 998 projets présentent une maturité hétérogène et une partie seulement pourrait aboutir.

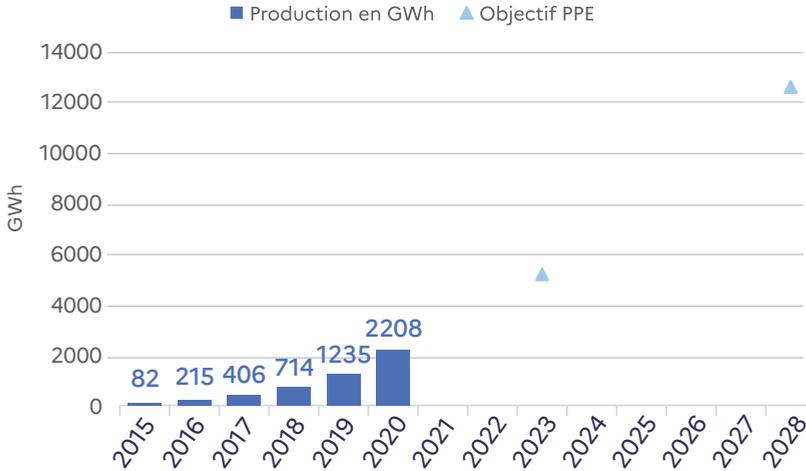
⁴⁷ <https://territoires-emplois.org/>

⁴⁸ <https://bibliothec.ademe.fr/energies-renouvelables-reseaux-et-stockage/765-couts-des-energies-renouvelables-et-de-recuperation-en-france-9791029713644.html>

⁴⁹ Service de la Donnée et des Etudes Statistiques (2020), Tableau de bord : biométhane injecté dans les réseaux de gaz - Quatrième trimestre 2020

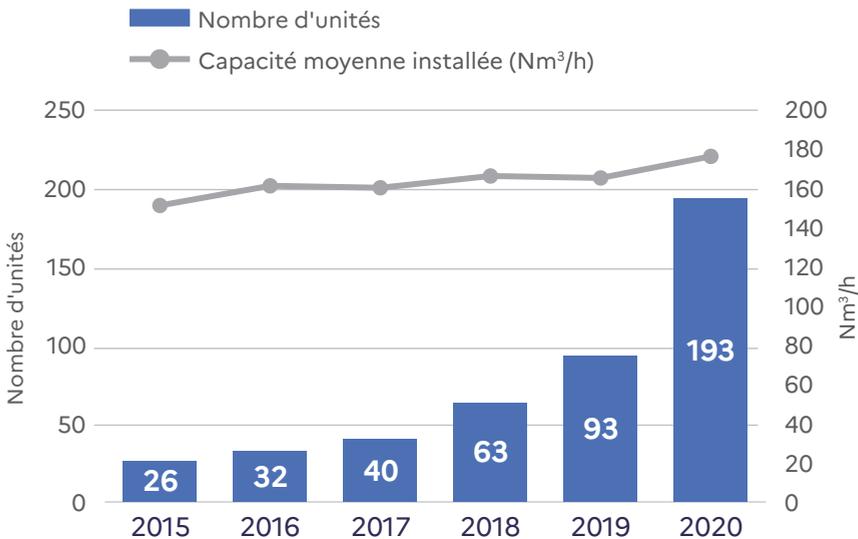
⁵⁰ <https://www.statistiques.developpement-durable.gouv.fr/publicationweb/409>

GRAPHIQUE 52 :
Evolution de la production nationale (France continentale) de biométhane de 2015 à 2020.



Source : SDES, « Tableau de bord : biométhane injecté dans les réseaux de gaz, Deuxième trimestre 2021 ». L'option haute de l'objectif PPE pour 2028, non reportée sur le graphique ci-dessus est de 22 TWh.

GRAPHIQUE 53 :
Évolution du parc des unités de méthanisation en injection de 2015 à 2020



Source : étude ADEME⁵¹ (2021) - « Les chiffres clés du parc d'unités de méthanisation en France au 1^{er} janvier 2021 ».

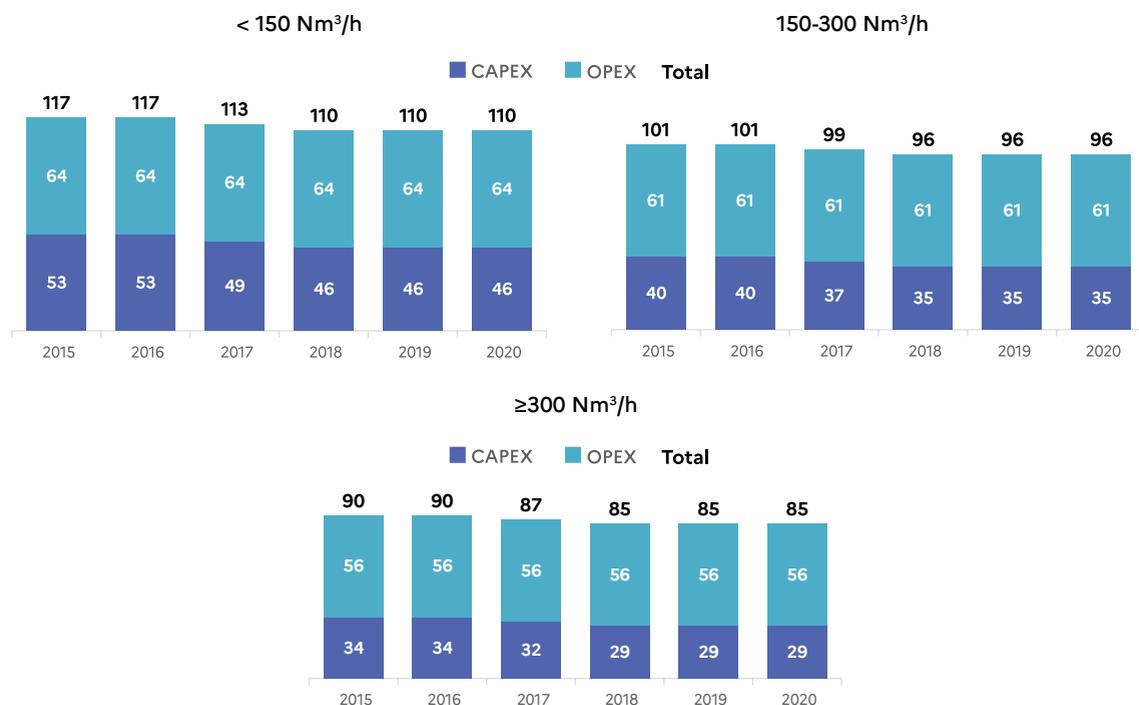
La croissance de la filière s'accompagne d'une légère augmentation des capacités moyennes des installations.

⁵¹ <https://librairie.ademe.fr/dechets-economie-circulaire/4778-chiffres-cles-du-parc-d-unites-de-methanisation-en-france-au-1er-janvier-2021.html>



5.2.1. LCOE de la production de biométhane de 2010 à 2020

GRAPHIQUE 54 :
Evolution du LCOE du biométhane en injection de 2015 à 2020 (en €HT/MWh)



Sources : Voir tableaux des sources et hypothèses.

Globalement, les OPEX représentent la part la plus importante du coût des installations de méthanisation en injection : 57 % pour les « petites » installations et 64 % pour les « grandes » unités.

La valeur du LCOE dépend de la capacité des unités de méthanisation à générer des recettes complémentaires à la vente d'électricité, comme les recettes liées au traitement des déchets. Dans le calcul du LCOE, ceci est pris en compte par le biais d'un coefficient de réfaction qui exprime la part des coûts de production qui sont imputables à d'autres activités qu'à la production d'énergie. Un coefficient de réfaction de 90 % est retenu, ce qui signifie que 90 % des recettes proviennent de la vente d'électricité, donc que 90 % des

coûts (investissements et exploitation) sont imputés à l'activité production d'énergie et 10 % aux autres activités (ventes de compost par exemple).

Sur la période 2015-2020, le LCOE des installations de méthanisation en injection a connu une légère baisse d'environ 5 %. Ce léger recul des coûts s'explique uniquement par la baisse des taux d'actualisation, qui traduit de meilleures conditions de financement des projets.

Le LCOE diminue avec la capacité de production des installations, grâce aux économies d'échelle réalisées sur les CAPEX, l'écart pouvant atteindre 22 % entre les « petites » installations (< 150 Nm³/h) et les « grandes » (≥300 Nm³/h).

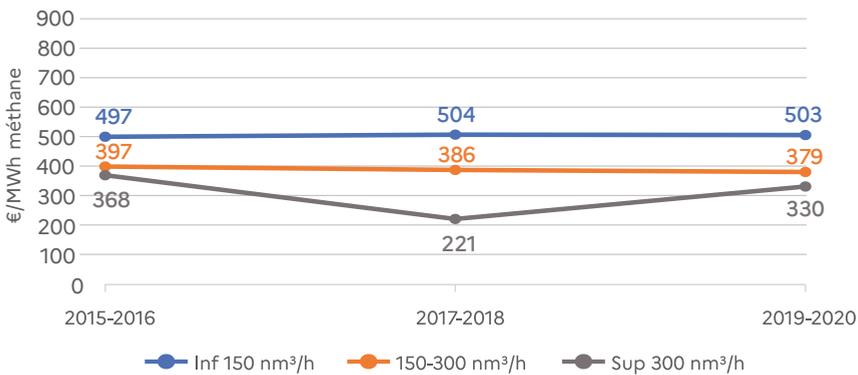
5.2.2. Le CAPEX et son évolution

Le CAPEX unitaire dépend de la capacité de production (en Nm³/h), de 500 €/HT/MWh pour les unités de moins de 150 Nm³/h, à 320 €/HT/MWh pour les unités de plus de 300 Nm³/h.

Il n’y a pas d’évolution significative du CAPEX des installations de méthanisation en injection sur la période 2015-2020 observée dans les dossiers Fonds chaleur. Pour les unités de plus

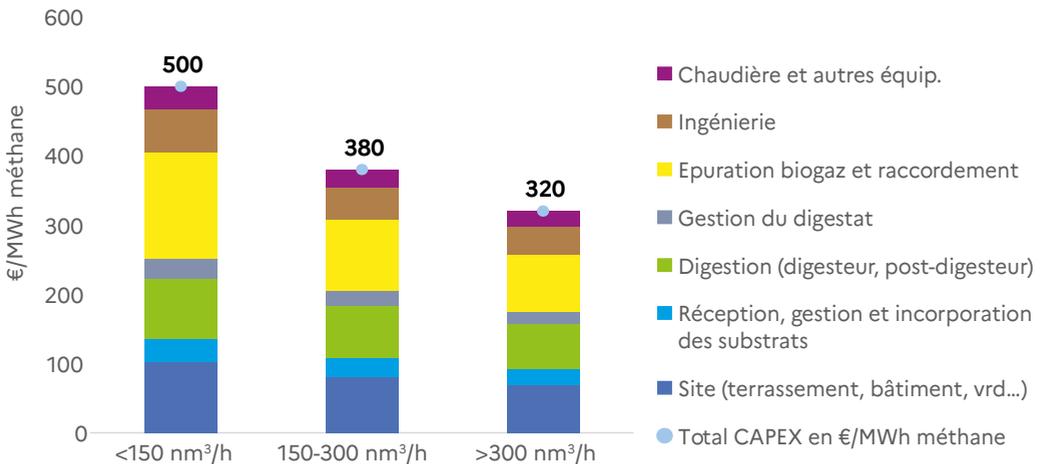
de 300 Nm³/h, les variations observées ne sont pas interprétables du fait du faible nombre de dossiers. Ainsi, il a été retenu pour le calcul des LCOE un CAPEX constant sur l’ensemble de la période (2015-2020) et égal à 500 €/HT/MWh pour les unités de moins de 150 Nm³/h, 380 €/MWh les unités de 150 à 300 Nm³/h et 320 €/HT/MWh pour les unités de plus de 300 Nm³/h

GRAPHIQUE 55 : L’évolution moyenne du CAPEX de l’injection en €/HT/MWh méthane



Source : Analyse de données prévisionnelles de 279 projets aidés par l’ADEME sur la période 2015 -2020 (y compris projets à venir). Les années correspondent à la date de demande de financement et non à celle de la mise en service de l’installation. Voir tableaux des sources, et répartition des projets analysés.

GRAPHIQUE 56 : Répartition du CAPEX des installations de méthanisation en injection pour la période 2015-2020⁵²



Source : CAPEX total : Fonds chaleur. Répartition des CAPEX : outil TETE – RACE – ADEME. La répartition des coûts observée dans le Fonds chaleur est très proche de celle de l’outil TETE.

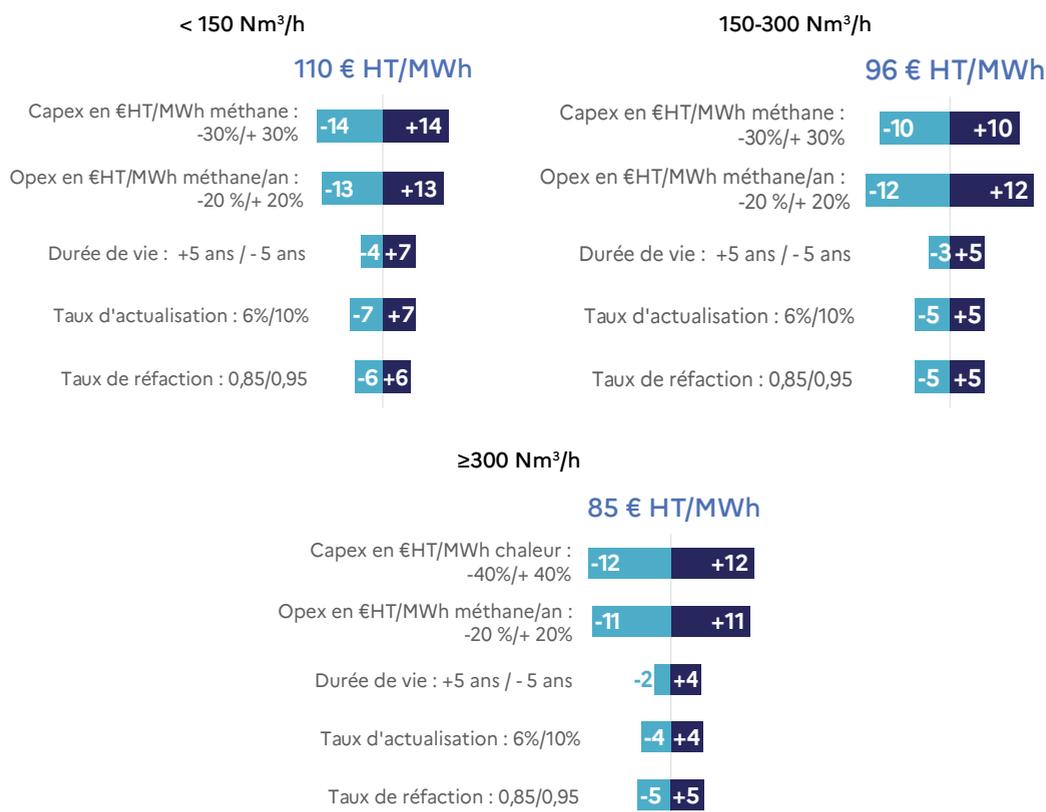
⁵² Aucune évolution sur la répartition des CAPEX n’a été observée sur la période 2015 à 2020.



5.2.3. Analyse de sensibilité

Le graphique ci-dessous présente une analyse de sensibilité du LCOE à la variation d'un des paramètres suivants, toutes choses égales par ailleurs : les CAPEX, les OPEX, durée de fonctionnement, taux d'actualisation et taux de réfaction.

GRAPHIQUE 57 :
Analyse de sensibilité du LCOE de la méthanisation en injection pour l'année 2020



Grille de lecture : Si la durée de vie augmente de 5 ans, le LCOE des unités de méthanisation en injection de moins de 150 Nm³/h diminue de 4 €HT/MWh et lorsque que la durée de vie diminue de 5 ans, le LCOE augmente de 7 €HT/MWh.

Les variations proposées ci-dessus correspondent aux variations couramment observées. Concernant les CAPEX, elles correspondent à 1,5 fois l'écart type des CAPEX observés dans les dossiers Fonds Chaleur. Les LCOE sont très sensibles aux variations des OPEX, qui représentent 60 % de ces coûts, une hausse des OPEX de 20 % entraîne une hausse du LCOE entre 11 et 13 €HT/MWh.

5.2.4. Hypothèses et sources

Tableau 12 :
Hypothèses pour le calcul du LCOE de l'injection de biogaz

	2015	2016	2017	2018	2019	2020
Durée de fonctionnement (années)	20	20	20	20	20	20
Coefficient de réfaction	0,9	0,9	0,9	0,9	0,9	0,9
Investissement (€HT/MWh méthane)						
< 150 Nm ³ /h	500	500	500	500	500	500
150 - 300 Nm ³ /h	380	380	380	380	380	380
≥ 300 Nm ³ /h	320	320	320	320	320	320
Exploitation (€HT /MWh méthane)						
< 150 Nm ³ /h	71	71	71	71	71	71
150 - 300 Nm ³ /h	68	68	68	68	68	68
≥ 300 Nm ³ /h	62	62	62	62	62	62
Taux d'actualisation (%)	10	10	9	8	8	8

Tableau 13 :
Répartition des projets Fonds Chaleur analysés par débit de biométhane et année

Année de financement	<150 nm ³ /h	150-300 nm ³ /h	≥300 nm ³ /h	Total
2015-2016	12	8	4	24
2017-2018	44	15	3	62
2019-2020	149	38	6	193
TOTAL	205	61	13	279

SOURCES :

CAPEX : Les valeurs des CAPEX proviennent de l'analyse de 279 projets aidés par le Fonds Chaleur de l'ADEME sur la période 2015 - 2020 et après retrait des valeurs extrêmes (inférieures au 5^{ème} centile et supérieures au 95^{ème} centile). Ces valeurs proviennent de données prévisionnelles et les années correspondent à la date de demande d'aide et non à celle de mise en service de l'installation.

Répartition des CAPEX : La répartition retenue est celle de l'outil TETE – RACE – ADEME⁵³. Elle est proche de celle observée dans le Fonds Chaleur, mais plus détaillée.

OPEX : étude ADEME⁵⁴ (2020), « Coûts des énergies renouvelables et de récupération en France ».

Durée de vie : étude ADEME (2020), « Coûts des énergies renouvelables et de récupération en France ».

Coefficient de réfaction : Estimé à partir d'une base supplémentaire d'un service de l'ADEME.

⁵³ <https://territoires-emplois.org/>

⁵⁴ <https://librairie.ademe.fr/energies-renouvelables-reseaux-et-stockage/765-couts-des-energies-renouvelables-et-de-recuperation-en-france-9791029713644.html>



6. Le coût de production de la chaleur chez le particulier

6.1. La biomasse individuelle

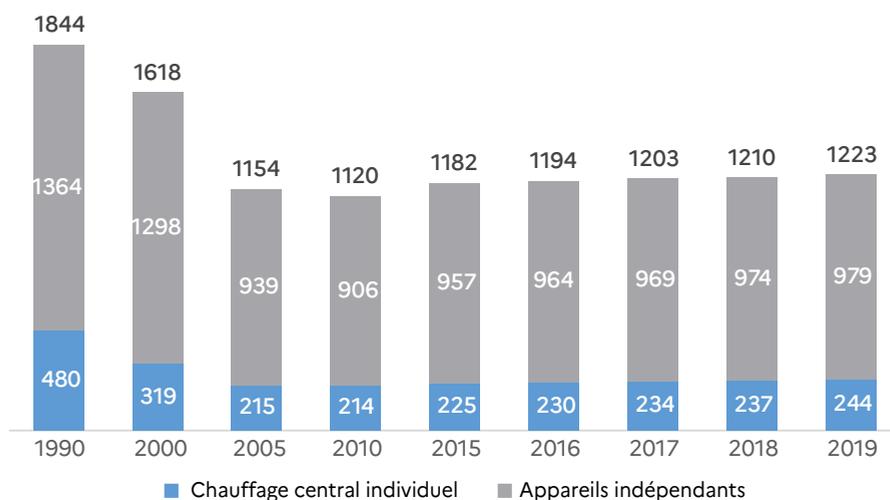
6.1.1. Taux d'équipement en chauffage bois

En 2017, près de 7 millions de ménages se chauffent avec du bois, comme chauffage principal ou comme chauffage d'appoint, contre 5,9 millions en 1999⁵⁵. Mais seulement 1,2 million de ménages utilisent le bois comme chauffage principal, chiffre en légère augmentation depuis 2015.

Concernant les ventes d'appareil, les poêles dominent le marché avec près de 300 000

ventes par an entre 2014 et 2019, contre 10 000 à 20 000 ventes par an pour les chaudières sur la même période. Ces ventes confirment la prédominance de l'usage du bois comme chauffage d'appoint. Toutefois, la vente annuelle de chaudière a doublé entre 2016 et 2019.

GRAPHIQUE 58 :
Evolution du parc des résidences principales individuelles utilisant le bois comme mode de chauffage principal de 1990 à 2019 (milliers de logements)

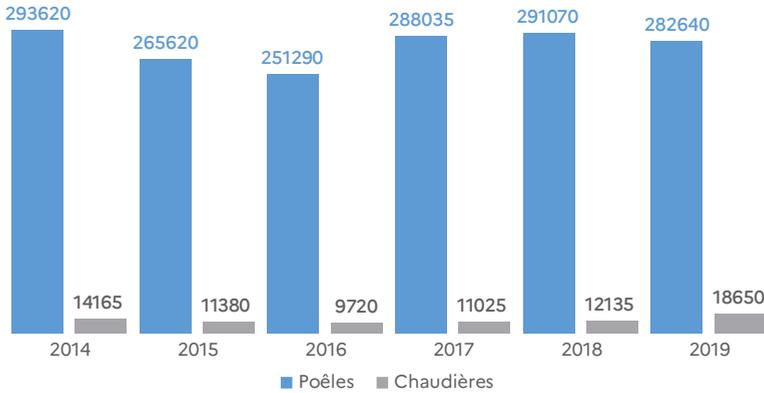


Source : CEREN⁵⁶

⁵⁵ ADEME, Solagro, Biomasse Normandie et BVA (2018) Etude sur le chauffage domestique au bois.

⁵⁶ <https://www.ceren.fr/publications/les-publications-du-ceren/> - Données sur l'énergie dans le résidentiel en France Métropolitaine

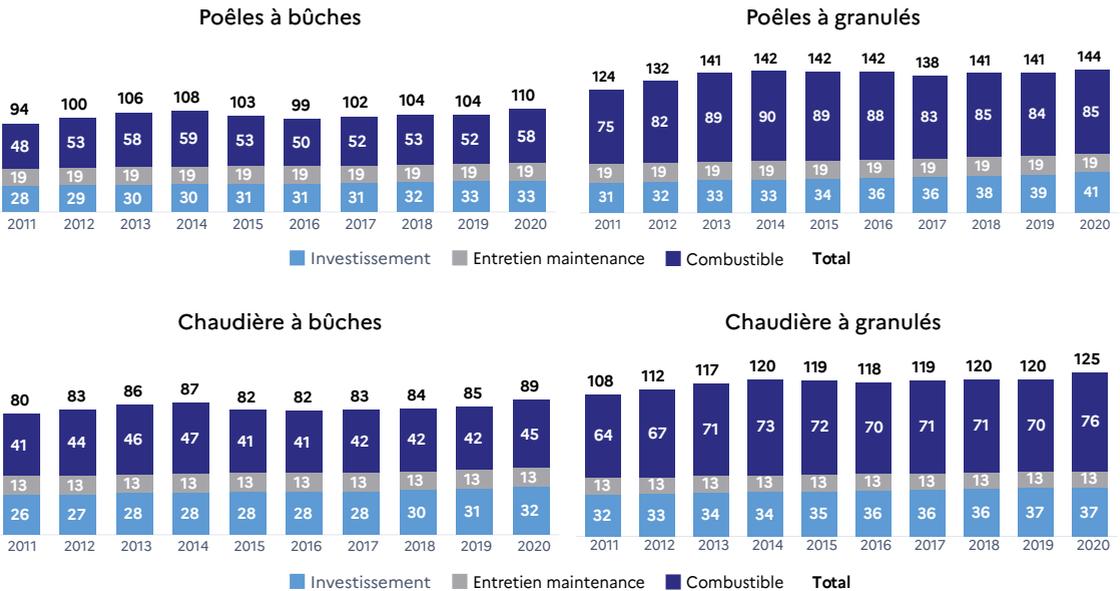
GRAPHIQUE 59 :
Evolution des ventes des appareils domestiques de chauffage au bois



Source : Observ'ER (2019) « Suivi du marché des appareils domestiques de chauffage au bois ».

6.1.2. LCOE et son évolution

GRAPHIQUE 60 :
Evolution du LCOE entre 2011 et 2019 (en €TTC/MWh)



Le LCOE a été calculé en supposant que le prix du bois reste stable sur la durée de vie de l'installation (point de vue de l'acheteur, qui ne dispose pas de prévisions sur l'évolution des prix). Le LCOE des appareils de chauffage au bois dépend dans une large mesure du prix du combustible, ce dernier représentant

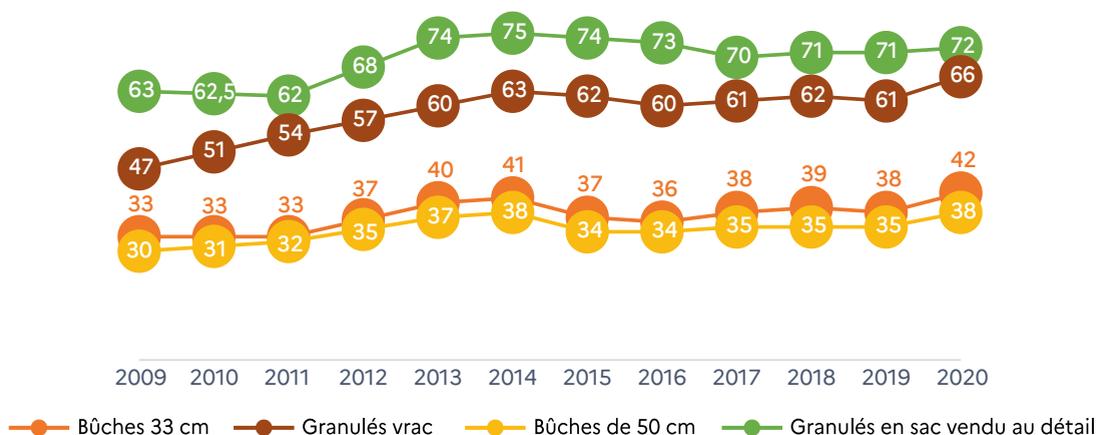
entre 50 % et 60 % du coût total. A type de combustible similaire, la dépendance au prix du bois est plus marquée pour les chaudières que pour les poêles, du fait de leur durée de vie plus longue et d'un nombre d'heures d'utilisation plus élevé au cours de l'année. La part du coût du combustible est également



plus importante pour les granulés que pour les bûches : le prix des granulés, rapporté au MWh, est presque deux fois plus élevé que celui des bûches. A combustible identique, le LCOE des chaudières est inférieur à celui des poêles, du fait de leur utilisation plus intensive, malgré un investissement initial plus important. L'augmentation du LCOE entre 2011 et 2014 pour l'ensemble des appareils est principalement liée à l'augmentation du prix

du bois sur cette période et est renforcée par l'augmentation des prix des appareils. Toutefois, l'augmentation du prix des appareils est en partie compensée par une amélioration de leur rendement. De même la hausse du LCOE de tous les appareils entre 2019 et 2020, après 5 ans de coûts stables, vient principalement de l'augmentation du prix du bois : +8 % pour le granulé en vrac, +5 % pour les bûches.

GRAPHIQUE 61 :
Evolution du prix du combustible livré (en €TTC/MWh)



Sources : CODA (2020)⁵⁷



©Adobe Stock

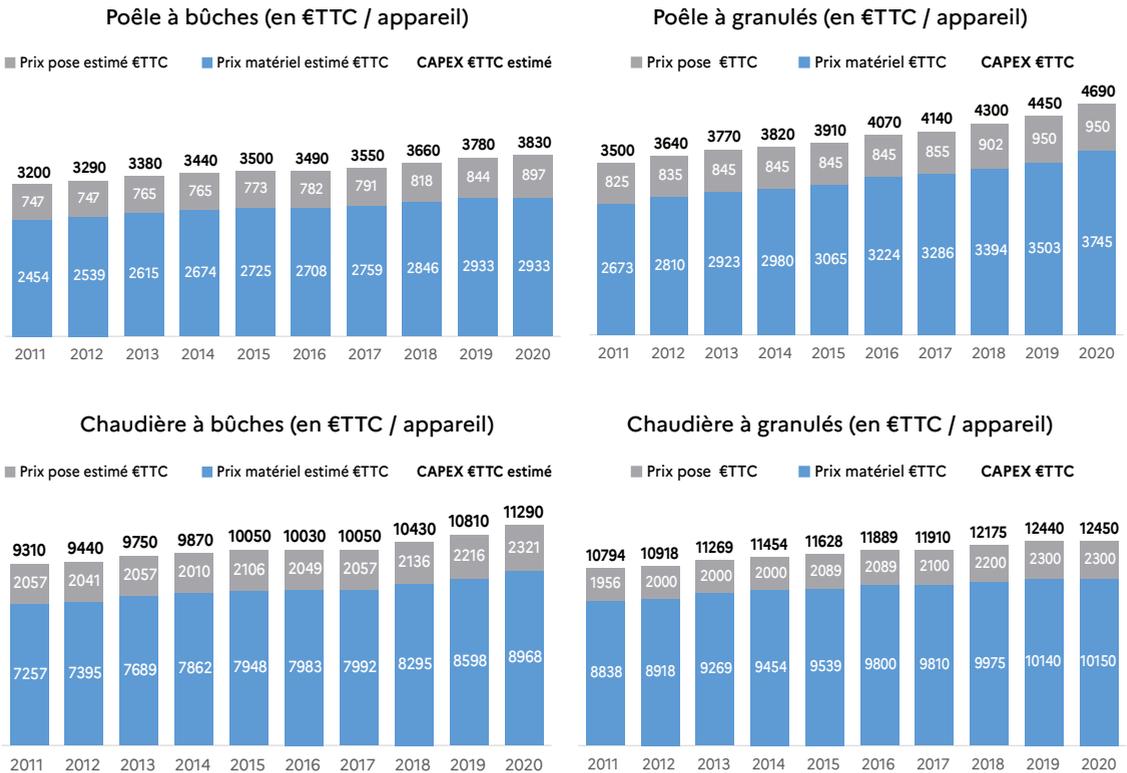
⁵⁷ ADEME (2020) « Enquête sur les prix des combustibles bois en 2019-2020 »



©Adobe Stock

6.1.3. Evolution des CAPEX

GRAPHIQUE 62 :
Evolution des CAPEX entre 2011 et 2020 (en €TTC / appareil)

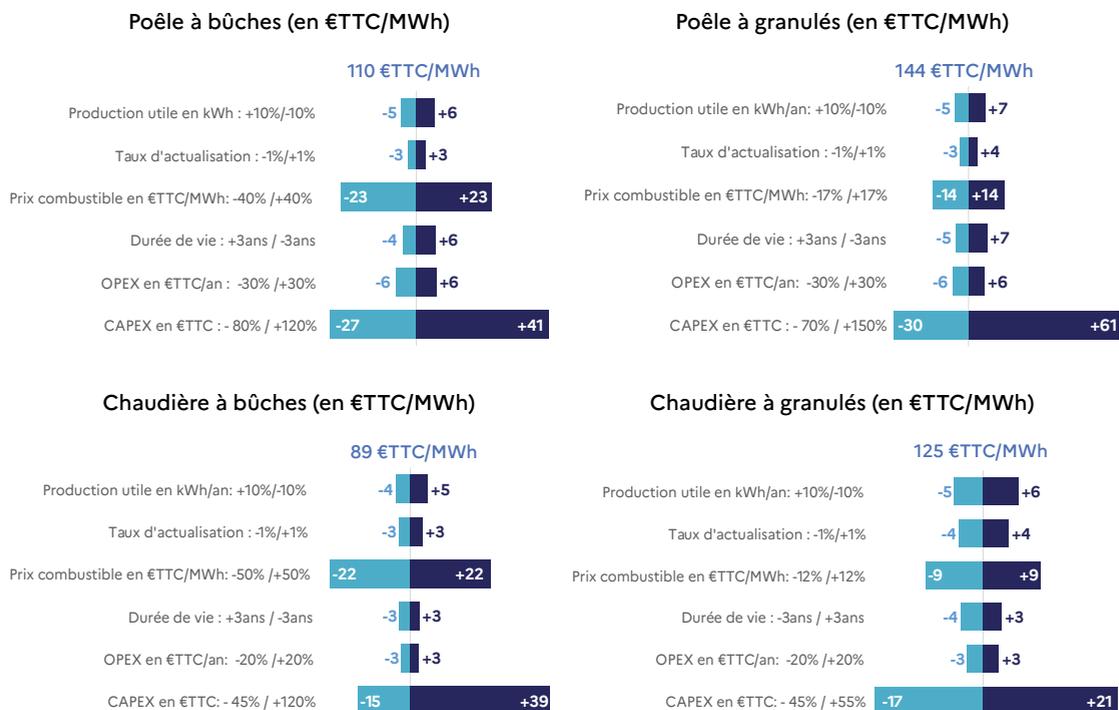


Sources : Les CAPEX de 2017 à 2020 sont fournis par Observ'er (2021) « Suivi du marché des appareils domestiques de chauffage au bois ». L'évolution des prix entre 2011 et 2016 est estimée par IN NUMERI à partir de l'étude d'Observ'er (2018) « Suivi du marché 2017 des appareils domestiques de chauffage au bois ».



6.1.4. Analyse de sensibilité LCOE 2020

GRAPHIQUE 63 :
Analyse de sensibilité du LCOE de la biomasse individuelle pour l'année 2020



Guide de lecture : En 2019, une augmentation de 10 % de la production utile d'un poêle à bûche, soit 800 h d'utilisation supplémentaire, entraîne une baisse des coûts de 5 euros/MWh ; une diminution de 10 % de la production utile entraîne une hausse des coûts de 6 euros/MWh.

Concernant le CAPEX, les minima et maxima sont ceux publiés dans la brochure Observ'ER 2020⁵⁸. Selon ces données, les plages de prix observées pour les appareils semblent s'accroître d'année en année. Il est vraisemblable que cela corresponde à des appareils aux performances très différentes, non seulement sur le rendement des appareils, leur durée de vie éventuellement, mais également sur leur confort et leur simplicité d'utilisation. Ainsi, en 2020, les plages de variations observées peuvent entraîner de fortes modifications du LCOE : + 40 à 60 €/

MWh pour les poêles et + 20 à + 40 €/MWh pour les chaudières.

La variation du prix du combustible est calculée à partir de l'étude ADEME - CODA stratégies⁵⁹. Selon cette étude, les variations de prix les plus importantes sont constatées sur le prix des bûches. Pour les bûches, les variations de prix (ici de +/-50 %) peuvent entraîner des variations du LCOE de plus ou moins 20 €/MWh, alors que pour les granulés la variation du prix (+/- 15 %) modifie le LCOE de plus ou moins 10 €/MWh.

⁵⁸ Observ'ER 2020– Suivi du marché des appareils domestiques de chauffage au bois – page 52 – prix moyen des poêles = 3780 € HT (matériel+pose). Minimum = 600 € HT pour le matériel + 100 €HT pour la pose. Maximum = 6100 €HT pour le matériel et 2000 € HT pour la pose soit une plage de variation de -80 % / 120 %

⁵⁹ En multipliant l'écart-type du prix par 1,5.

6.1.5. Sources et hypothèses

Tableau 14 : Hypothèses pour le calcul du LCOE des poêles à bûches

POÊLE À BÛCHES	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020
Production utile / an (kWh)	8000	8000	8000	8000	8000	8000	8000	8000	8000	8000
Rendement (%)	69	69	69	69	69	72	73	73	73	73
Taux d'actualisation (%)	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2
Durée de vie (années)	17	17	17	17	17	17	17	17	17	17
Investissement (€TTC)	3200	3290	3380	3440	3500	3490	3550	3660	3780	3830
Investissement (€HT)	3034	3114	3203	3260	3316	3308	3365	3473	3580	3630
Exploitation fixe (€TTC/an)	150	150	150	150	150	150	150	150	150	150
Prix du combustible (€TTC/MWh) (bûches de 33 cm)	33	37	40	41	37	36	38	39	38	42

TVA = 5,5 % sur toute la période.

Tableau 15 : Hypothèses pour le calcul du LCOE des poêles à granulés

POÊLE À GRANULÉS	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020
Production utile / an (kWh)	8000	8000	8000	8000	8000	8000	8000	8000	8000	8000
Rendement (%)	83	83	83	83	83	83	83	83	83	83
Taux d'actualisation (%)	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2
Durée de vie (années)	17	17	17	17	17	17	17	17	17	17
Investissement (€TTC)	3500	3640	3770	3820	3910	4070	4140	4300	4450	4690
Investissement (€HT)	3316	3454	3571	3625	3706	3857	3925	4073	4220	4450
Exploitation fixe (€TTC/an)	150	150	150	150	150	150	150	150	150	150
Prix du combustible (€TTC/MWh) (granulé en sac vendu au détail)	62	68	74	75	74	73	70	71	71	72

TVA = 5,5 % sur toute la période.

Tableau 16 : Hypothèses pour le calcul du LCOE des chaudières à bûches

CHAUDIÈRE À BÛCHES	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020
Production utile / an (kWh)	20000	20000	20000	20000	20000	20000	20000	20000	20000	20000
Rendement (%)	78	79	80	81	82	83	84	84	84	85
Taux d'actualisation (%)	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2
Durée de vie (années)	22	22	22	22	22	22	22	22	22	22
Investissement (€TTC)	9310	9440	9750	9870	10050	10030	10050	10430	10810	11290
Investissement (€HT)	8829	8945	9238	9357	9530	9509	9525	9888	10250	10700
Exploitation fixe (€TTC/an)	250	250	250	250	250	250	250	250	250	250
Prix du combustible (€TTC/MWh) (bûches de 50 cm)	32	35	37	38	34	34	35	35	35	38

TVA = 5,5 % sur toute la période.



Tableau 17 :
Hypothèses pour le calcul du LCOE des chaudières à granulés

CHAUDIÈRE À GRANULÉS	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020
Production utile / an (kWh)	20000	20000	20000	20000	20000	20000	20000	20000	20000	20000
Rendement (%)	85	85	85	86	86	86	86	87	87	87
Taux d'actualisation (%)	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2
Durée de vie (années)	22	22	22	22	22	22	22	22	22	22
Investissement (€TTC)	11390	11520	11890	12080	12270	12540	12570	12840	13120	13130
Investissement (€HT)	10794	10918	11269	11454	11628	11889	11910	12175	12440	12450
Exploitation fixe (€TTC/an)	250	250	250	250	250	250	250	250	250	250
Prix du combustible (€TTC/MWh) (bûches de 50 cm)	54	57	60	63	62	60	61	62	61	66

TVA = 5,5 % sur toute la période.

SOURCES :

CAPEX : OBSERV'ER publie une étude annuelle sur les appareils domestiques de chauffage au bois. L'édition « Suivi du marché 2019 des appareils domestiques et de chauffage au bois »⁶⁰ fournit le prix moyen des poêles et des chaudières et le prix moyen de la pose en €HT pour les années 2017 et 2019. L'édition 2018 présente une évolution des prix du matériel et de la pose depuis 2011 pour des appareils témoins, mais pas de prix moyen. On retient les prix moyens 2019 et 2017 de la pose et du matériel et on estime l'évolution de ces prix moyens en s'appuyant sur l'évolution des prix des appareils témoins. Le taux de TVA est de 5,5 %.⁶¹

Les prix du combustible sont issus de l'étude ADEME - CODA stratégies⁶². Pour le calcul du LCOE, les prix sont supposés constants au niveau du prix de l'année de mise en service de l'installation.

OPEX : la valeur des OPEX est issue de l'étude ADEME – coût des EnR 2020.

Rendements : L'évolution du rendement pour les poêles provient de la Charte de qualité « Flamme Verte » de l'année 2017⁶³. Pour les chaudières, le rendement 2019 est celui retenu lors de la précédente étude ADEME « coût des EnR » et son évolution provient de « Wikipédia » qui s'appuie sur les données de l'Institut Paul-Scherrer (2006).

Durée de vie : Etude ADEME – coût des EnR 2020 et discussion avec les professionnels.

Taux d'actualisation : voir section 3.2.

6.2. Le solaire thermique individuel

6.2.1. Evolution des capacités installées

Le solaire thermique dans les maisons individuelles permet de répondre soit à des besoins en eau chaude sanitaire (ECS) à partir d'un chauffe-eau solaire individuel (CESI), soit à des besoins en eau chaude sanitaire et en chauffage à partir d'un système solaire combiné (SSC).

En France, comme dans l'ensemble de l'Europe, le rythme annuel d'installations a baissé

régulièrement au cours des années récentes. En 2020, 22 500 m² de CESI et SSC ont été installés⁶⁴ en métropole, un rythme cinq fois inférieur à celui que visait la précédente PPE⁶⁵ (100 000 m² installés par an).

Le marché des DROM reste largement plus actif : 90 000 m² installés en 2020, contre 74 000 m² en 2019 et 41 000 m² en 2015.

⁶⁰ Observ'er (2019) : <http://www.energies-renouvelables.org/observ-er/etudes/Observ-ER-Marche-2017-appareilschauffage-bois.pdf>

Observ'er (2017) : <http://www.energies-renouvelables.org/observ-er/etudes/Observ-ER-Marche-2019-appareilschauffage-bois-20200723.pdf>

⁶¹ En supposant qu'il s'agit d'un logement de plus de deux ans.

⁶² « Enquête sur les prix des combustibles bois en 2019-2020 ». ADEME – novembre 2020. <https://librairie.ademe.fr/energies-renouvelables-reseaux-et-stockage/4450-enquete-sur-les-prix-des-combustibles-bois-en-2019-2020.html>

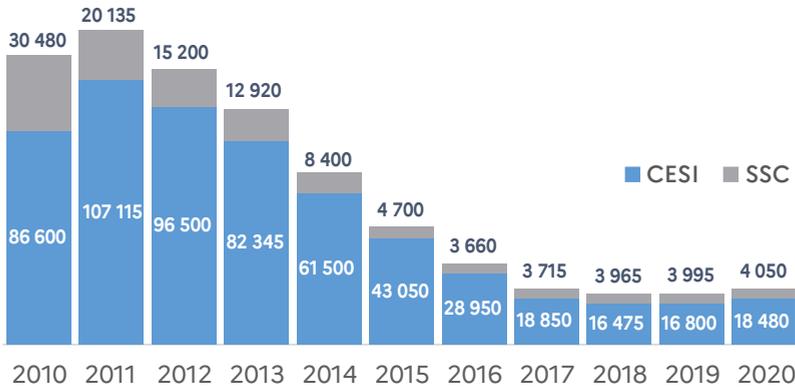
⁶³ <https://www.flammeverte.org/fichs/48475.pdf>

⁶⁴ Observ'er (2021) Suivi du marché français 2020 des applications individuelles solaires thermiques

⁶⁵ <https://www.ecologie.gouv.fr/sites/default/files/20200422%20Programmation%20pluriannuelle%20de%20le%201%27e%CC%81nergie.pdf>

GRAPHIQUE 64 :

Evolution du marché des CESI et des SSC en métropole depuis 2010 (nouvelles surfaces installées en m²)



Source : Observ'ER (2021)

6.2.2. Evolution du LCOE 2010 - 2020

GRAPHIQUE 65 :

Evolution du LCOE des CESI et SSC entre 2010 et 2020 en métropole pour la région Centre et Sud-Ouest



Pour les CESI comme pour les SSC, le LCOE est lié à 90 % à l'investissement de départ.

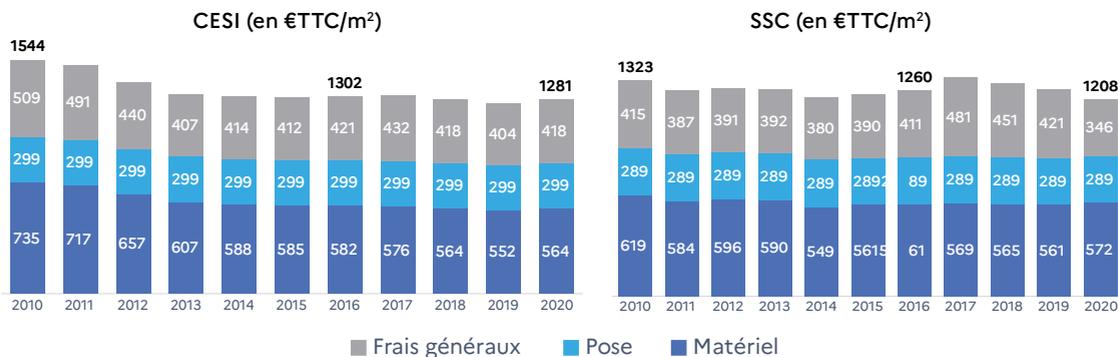
Les caractéristiques techniques des installations (durée de vie, productible) et les conditions de financement (taux d'actualisation) n'ont pas connu d'évolution significative susceptible d'influencer le LCOE

depuis 2010. Entre 2010 et 2015, le LCOE des CESI a diminué d'environ 15 %, conséquence de la baisse du prix du matériel solaire (-20 %) et donc du CAPEX ; depuis 2015, le LCOE est stable autour de 210 €/MWh. Le LCOE des SSC n'a pas connu d'évolution significative entre 2010 et 2020, il se situe autour de 155 €/MWh.



6.2.3. Evolution des CAPEX

GRAPHIQUE 66 :
Evolution des CAPEX du solaire thermique individuel entre 2010 et 2020



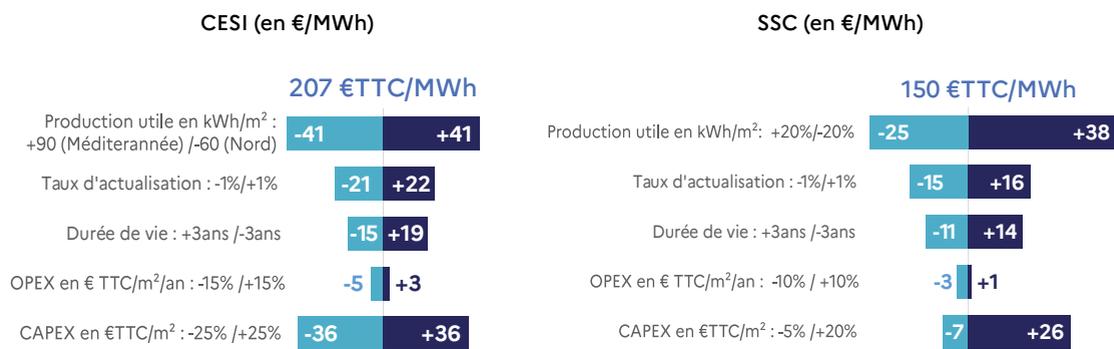
Source : ADEME – In Numeri, d'après Observ'ER (prix total et prix de la pose) et Enerplan (prix du matériel et marges en 2016)

La diminution des CAPEX des CESI est liée à la baisse rapide du prix du matériel entre 2010 et 2014 (-20 %). Le prix de la pose varie peu et semble plutôt en légère augmentation.

Les systèmes combinés n'ont pas bénéficié de la même baisse du prix du matériel. De plus, les prix de la pose, selon Observ'ER, subissent des variations importantes d'une année à l'autre.

6.2.4. Analyse de sensibilité du LCOE en 2020

GRAPHIQUE 67 :
Analyse de sensibilité du LCOE du solaire thermique individuel en 2020 pour la région Centre et Sud-Ouest



Guide de lecture : Dans la zone Centre et Sud-Ouest, une augmentation de 25 % des CAPEX des CESI, entraîne une augmentation des coûts de 36 €/MWh et une diminution de 25 % entraîne une baisse des coûts de 36 €/MWh.

Les plages de variation sont choisies en fonction des variations effectivement observées dans les sources d'information utilisées. Concernant le CAPEX, les minima et maxima sont ceux publiés dans la brochure Observ'ER 2020.

L'impact de la zone géographique est très important, + ou - 40 €/MWh par rapport au

LCOE de la zone Centre et Sud-Ouest, selon que l'on se trouve en région Nord ou en région PACA. Une variation du taux d'actualisation a également une incidence significative sur le LCOE, une variation d'un point de pourcentage entraîne une évolution du LCOE de +/- 20 €/MWh pour les CESI, et de +/- 15 €/MWh pour les SSC.

6.2.5. Sources et hypothèses

Tableau 18 : Hypothèses de calcul des LCOE des CESI

	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020
Production utile (kWh/m ²)	360	360	360	360	360	360	360	360	360	360	360
Durée de vie (années)	25	25	25	25	25	25	25	25	25	25	25
Investissement (€TTC/m ²)	1544	1507	1397	1313	1302	1297	1302	1307	1281	1255	1281
Exploitation (€TTC/m ² /an)	9	9	9	9	9	9	9	9	9	9	9
Taux d'actualisation (%)	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2

Tableau 19 : Hypothèses de calcul des LCOE SSC

	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020
Production utile (kWh/m ²)	475	475	475	475	475	475	475	475	475	475	475
Durée de vie (années)	25	25	25	25	25	25	25	25	25	25	25
Investissement (€TTC/m ²)	1323	1260	1276	1271	1218	1239	1260	1339	1273	1271	1208
Exploitation (€TTC/m ² /an)	9	9	9	9	9	9	9	9	9	9	9
Taux d'actualisation (%)	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2

SOURCES :

CAPEX : L'évolution des CAPEX provient de la publication Observ'ER (juin 2021) « Suivi du marché français 2020 des applications individuelles solaires thermiques⁶⁶ ». Chaque année, Observ'ER réalise une enquête auprès des industriels du solaire thermique en France pour collecter notamment des données sur les coûts du matériel, de la pose et de la maintenance au m². La seule exception concerne l'année 2018, estimée par interpolation linéaire entre 2017 et 2019.

La répartition des CAPEX entre équipement, pose et frais généraux a été estimée à partir de l'étude Enerplan « Etude de compétitivité et des retombées socio-économiques de la filière solaire française⁶⁷ ». En 2016, le prix de la pose est le même pour Observ'ER et Enerplan. On prend comme prix de la pose celui d'Observ'ER sur l'ensemble de la période 2010-2020. En 2016, on estime le prix du matériel (hors marges) à partir de la part du prix du matériel dans l'étude ENERPLAN. Pour les autres années, on fait évoluer ce prix à partir de l'évolution du prix du matériel d'Observ'ER. Les marges et frais généraux sont déduits par différence.

Les OPEX, la durée de vie et la production utile sont issues de l'étude ADEME⁶⁸ (2020) « Coûts des EnR et de récupération en France ». Pour les CESI, la production utile correspond à la zone Centre et Sud-Ouest de l'étude ADEME.

TVA : le taux de TVA est de 5,5 %.

Taux d'actualisation : voir section 3.2

⁶⁶ <http://www.energies-renouvelables.org/observ-er/etudes/Observ-ER-Etude-2021-marche-solaire-thermique-2020.pdf>

⁶⁷ https://www.enerplan.asso.fr/medias/publication/1705_etude_competitivite_et_retombes_filiere_solaire_francaise_version_finale_definitive.pdf

⁶⁸ <https://librairie.ademe.fr/energies-renouvelables-reseaux-et-stockage/765-couts-des-energies-renouvelables-et-de-recuperation-en-france-9791029713644.html>



6.3. Les Pompes à Chaleur (PAC) individuelles

6.3.1. Le marché des PAC individuelles

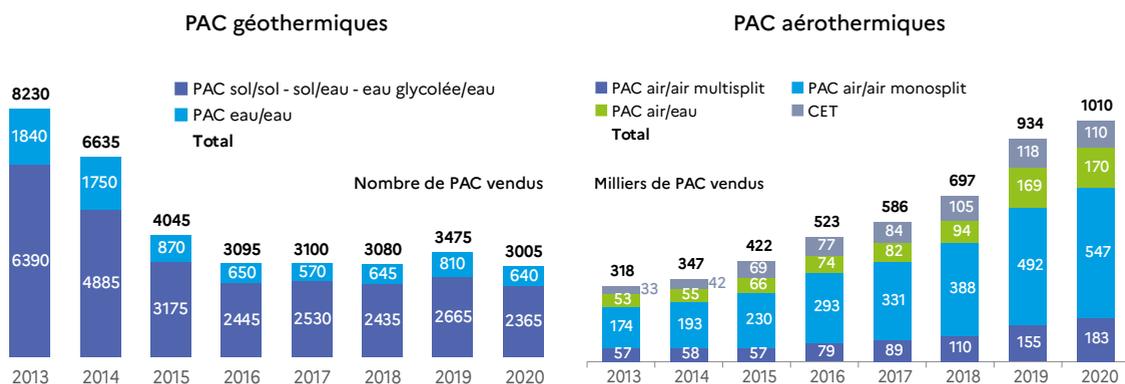
Les PAC récupèrent de l'énergie dans le milieu extérieur (eau ou air) pour produire de la chaleur ou du froid. Les PAC aérothermiques prélèvent la chaleur dans l'air, alors que les PAC géothermiques la prélèvent dans le sol ou l'eau, ce qui suppose la réalisation d'un forage ou d'un terrassement.

Fin 2019, plus de 4 millions de pompes à chaleur (PAC) aérothermiques et de chauffe-eau thermodynamiques (CET) équipent des maisons individuelles, pour une production thermique de 18 TWh. Les PAC géothermiques représentent

un marché beaucoup plus restreint, avec 157 000 logements individuels équipés pour une production thermique de 3,7 TWh⁶⁹.

Depuis 2012, les ventes annuelles de PAC aérothermiques et CET ont été multipliées par 3. En 2020, plus d'un million de PAC aérothermiques ont été vendues. En revanche, les ventes des PAC géothermiques ne cessent de diminuer avec environ 3 000 unités vendues par an depuis 2016, contre plus de 8 000 unités vendues en 2013⁷⁰.

GRAPHIQUE 68 :
Evolution des ventes de pompes à chaleur, en nombre d'appareils installés



Source : Observ'ER – « Suivi du marché et des prix 2020 des pompes à chaleur individuelles » – avril 2021

Les PAC aérothermiques air/air vendues sont majoritairement des unités de faible puissance, moins de 5 kW, utilisées principalement en chauffage d'appoint. Les PAC aérothermiques air/eau et les PAC géothermiques vendues sont des unités plus puissantes, entre 5 et 20 kW, prévues pour le chauffage principal.

⁶⁹ CIBE, FEDENE, Syndicat des Energies Renouvelables et Uniclimate (2020) « Panorama de la chaleur renouvelable et de récupération » d'après AFPAC, CEREN, Uniclimate

⁷⁰ Observ'ER (2021) « Suivi du marché et des prix 2020 du secteur des pompes à chaleur individuelles »

Tableau 20 : Marché des ventes des PAC en 2020

	Ventes 2020	% par classe de puissance			
		<5 kW	5 à 10 kW	10 à 20 kW	20 à 30 kW
PAC géothermiques					
PAC sol/sol					
PAC sol/eau	2365	6	50	37	7
PAC eau glycolée/eau					
PAC eau/eau	640	0	14	66	21
PAC aérothermiques					
PAC air /eau	170 390	21	26	53	0
PAC air /air	729 680	64	32	4	0
<i>Dont multisplits</i>	183 150	32	65	2	1
<i>Dont monosplits</i>	546 530	74	21	5	0

Source : Observ'er – « Suivi du marché et des prix 2020 des pompes à chaleur individuelles » – avril 2021

Les LCOE ont été calculés pour les installations aérothermiques de la puissance la plus courante de chaque technologie et pour deux catégories de PAC géothermiques, l'une sur champ de sondes, l'autre sur capteurs horizontaux, soient les installations suivantes :

- Les PAC aérothermiques air/eau (10-12 kW)
- Les PAC aérothermiques air/air (5 kW)
- Les CET
- Les PAC géothermiques eau/eau (11-12 kW) sur sondes géothermiques verticales ;
- Les PAC géothermiques eau glycolée/eau (7-8 kW) sur capteurs horizontaux.

6.3.2. LCOE et son évolution

REMARQUE :

Ces équipements peuvent produire du froid (PAC aérothermique réversible avec une consommation d'électricité pour la production), ou du rafraîchissement (PAC géothermique sans consommation d'électricité pour la production). La production de froid n'est pas prise en compte dans le calcul du LCOE.



GRAPHIQUE 69 :
Evolution du LCOE entre 2010 et 2020 (en €TTC/MWh)

**PAC géothermique eau/eau (10-12 kW)
sur champ de sondes**



**PAC eau glycolée/eau (7-8 kW)
sur capteurs horizontaux**



■ Electricité ■ OPEX fixe ■ CAPEX

PAC aérothermique air/eau (10-12 kW)

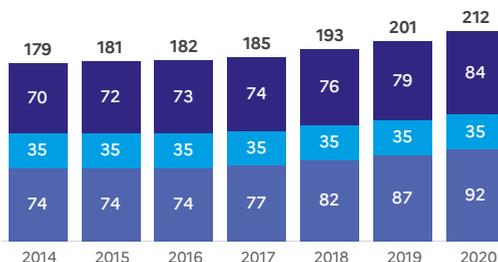


PAC aérothermique air/air (5 kW, 1000h)



■ Electricité ■ OPEX fixe ■ CAPEX

CET



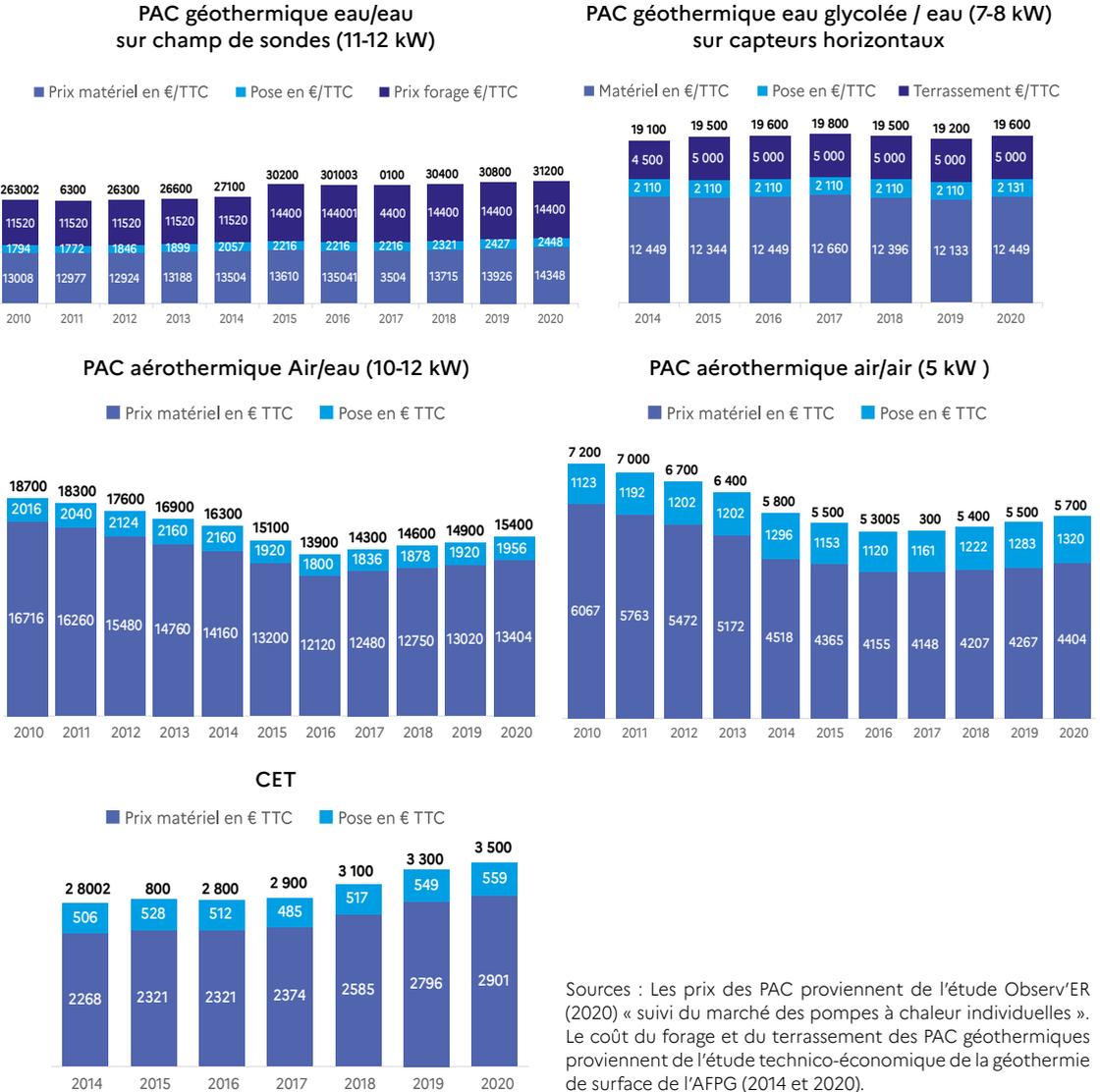
Sources : Voir tableaux des sources et hypothèses. Dans le cas de la géothermie sur champ de sondes, on tient compte de la durée de vie de la PAC et de celle du forage ; la durée de vie de l'installation géothermique est de 51 ans, avec remplacement de la PAC au bout de la 17^{ème} et de la 34^{ème} année. Les LCOE sont évalués en supposant le prix de l'énergie constant sur la durée de vie de l'installation, au prix de l'année de mise en service.

Les LCOE des PAC aérothermiques ont légèrement augmenté en 10 ans, d'environ 10 %. Cette faible augmentation est la résultante de deux tendances opposées : la baisse des prix des équipements et la croissance des prix de l'électricité. Concernant les PAC géothermiques sur champ de sondes, la hausse

du LCOE a été beaucoup plus nette, +25 %, car ces installations ont cumulé une augmentation du CAPEX et du prix de l'énergie. Enfin, sur la période 2014-2020, le LCOE des PAC géothermiques sur capteurs horizontaux a peu évolué du fait de la stabilité du CAPEX, alors que celui des CET a augmenté de près de 20 %.

6.3.3. Evolution des CAPEX

GRAPHIQUE 70 :
Evolution des CAPEX entre 2010 et 2020 (en €TTC/appareil)



Sources : Les prix des PAC proviennent de l'étude Observ'ER (2020) « suivi du marché des pompes à chaleur individuelles ». Le coût du forage et du terrassement des PAC géothermiques proviennent de l'étude technico-économique de la géothermie de surface de l'AFPG (2014 et 2020).

Le CAPEX des PAC aérothermiques a chuté d'environ 25 % entre 2010 et 2016, avec l'expansion des installations. Depuis 2016, les prix remontent légèrement. Le CAPEX des PAC géothermiques sur champ de sondes a augmenté d'environ 20 % entre 2010 et 2020, avec une hausse majoritairement comprise entre 2014 et 2016 suite à l'obligation de

souscription d'une assurance pour les professionnels qui interviennent dans les travaux de sites géothermiques de minime importance. Le CAPEX des installations géothermiques sur capteurs horizontaux est stable sur la période 2014 à 2020. Concernant les CET, la hausse du CAPEX est de 25 % entre 2014 et 2020.

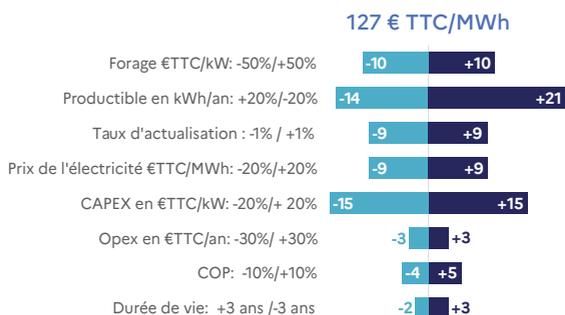


6.3.4. Analyse de sensibilité du LCOE

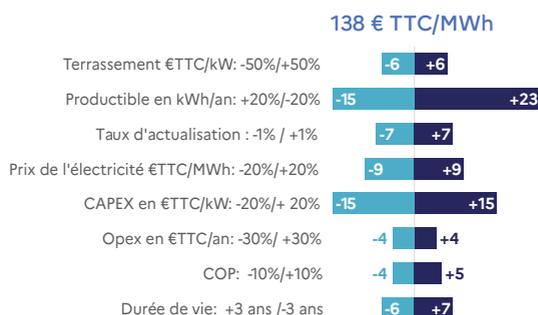
Les graphiques ci-dessous présentent l'analyse de sensibilité du LCOE aux paramètres suivants, toutes choses égales par ailleurs : prix de l'électricité, prix du forage, CAPEX, OPEX, COP, durée de vie, productible et taux d'actualisation.

**GRAPHIQUE 71 :
Analyse de sensibilité du LCOE des PAC individuelles en 2020**

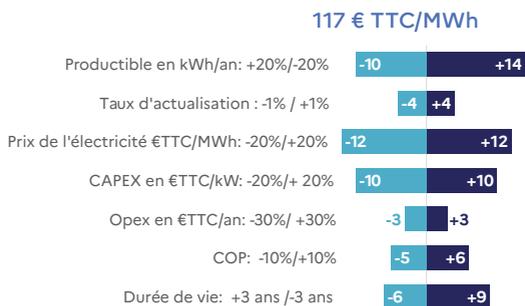
PAC géothermique eau/eau (10-12 kW) sur champ de sondes



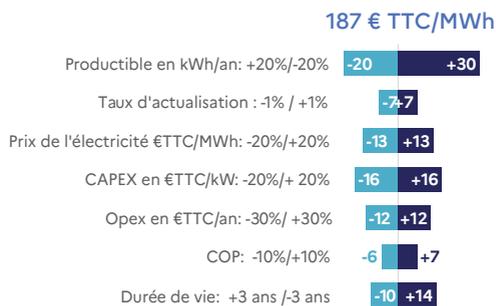
PAC géothermique eau glycolée / eau 8 kW sur capteurs horizontaux



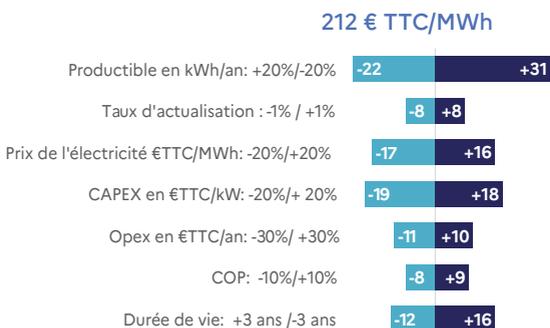
PAC aérothermique air/eau (10-12 kW)



PAC aérothermique air/air (5 kW - 1000h)



CET



Guide de lecture : Si la durée de vie augmente de 3 ans, toutes choses égales par ailleurs, le LCOE des PAC air/eau (10-12 kW) baisse de 6 €TTC/MWh ; si la durée de vie diminue de 3 ans, le LCOE augmente de 9 €TTC/MWh.

Les plages de variation des CAPEX (€TTC/kW) sont choisies en s'appuyant sur les intervalles observés. Des variations particulièrement importantes ont été retenues pour le forage dans le cas des PAC géothermiques, pour refléter la diversité des coûts en fonction du sous-sol.

Le LCOE des PAC et des CET est particulièrement sensible à la quantité de productible. Une réduction de 20 % du productible augmente le LCOE d'environ 23 €/MWh pour les PAC géothermiques, de 14 €/MWh pour les PAC air/eau, de 30 €/MWh pour les PAC air-air de 5 kW et de 31 €/MWh pour les CET.

Concernant spécifiquement les PAC géothermiques, le LCOE est peu sensible au coût du forage, une hausse de 50 % du coût du forage augmente le LCOE des PAC sur champ de sondes de 10 €/MWh. Cette faible sensibilité s'explique par la longue durée de vie des forages, l'investissement représentant approximativement un forage et trois PAC (une PAC à la mise en service et deux renouvellements au bout de 17 et 34 ans).



©Agobe Stock



6.3.5. Sources et hypothèses

Tableau 21 :
Hypothèses pour les PAC géothermiques

	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020
Production utile (kWh/an)											
Eau / eau 11kW champ de sondes ⁽¹⁾	22000	22000	22000	22000	22000	22000	22000	22000	22000	22000	22000
Eau glyc / eau 8 kW capteurs horizontaux	16000	16000	16000	16000	16000	16000	16000	16000	16000	16000	16000
Facteur de charge en heures	2000	2000	2000	2000	2000	2000	2000	2000	2000	2000	2000
COP											
Eau / eau 11kW champ de sondes	4,4	4,4	4,4	4,4	4,4	4,4	4,4	4,4	4,4	4,4	4,4
Eau glyc / eau 8 kW capteurs horizontaux	4	4	4	4	4	4	4	4	4	4	4
Taux d'actualisation (%)	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2
Durée de vie des PAC (années)	17	17	17	17	17	17	17	17	17	17	17
Durée de vie travaux sous-sol											
Forage (champ de sonde)	51	51	51	51	51	51	51	51	51	51	51
Terrassement (capteurs horizontaux)	34	34	34	34	34	34	34	34	34	34	34
Investissement (€TTC)											
Eau / eau 11kW champ de sondes	26300	26300	26300	26600	27100	30200	30100	30100	30400	30800	31200
Eau glyc / eau 8 kW capteurs horizontaux					19059	19454	19559	19770	19506	19243	19580
Exploitation fixe (€TTC/an)	230	230	230	230	230	230	230	230	230	230	230
Prix de l'électricité (€TTC/MWh)	124	134	138	147	157	162	165	166	171	178	189

(1) Forage de 160 ml. Renouvellement de la PAC au bout de 17 et 34 ans pour la géothermie sur champ de sondes, au bout de 17 ans pour les capteurs horizontaux.

TVA = 5,5 % pour le matériel, 20% pour le forage

Tableau 22 : Hypothèses pour les PAC aérothermiques

TVA = 20 %

	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020
Production utile (kWh/an)											
Air / eau 11kW	22000	22000	22000	22000	22000	22000	22000	22000	22000	22000	22000
Air / air 5kW	5000	5000	5000	5000	5000	5000	5000	5000	5000	5000	5000
Nombre d'heures de fonctionnement											
Air / eau 11kW	2000	2000	2000	2000	2000	2000	2000	2000	2000	2000	2000
Air / air 5kW	1000	1000	1000	1000	1000	1000	1000	1000	1000	1000	1000
COP											
Air / eau 11kW	3,2	3,2	3,2	3,2	3,2	3,2	3,2	3,2	3,2	3,2	3,2
Air / air 5kW	2,8	2,8	2,8	2,8	2,8	2,8	2,8	2,8	2,8	2,8	2,8
Taux d'actualisation (%)											
	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2
Durée de vie des PAC (années)											
	17	17	17	17	17	17	17	17	17	17	17
Investissement (€TTC)											
Air / eau 11kW	18700	18300	17600	16900	16300	15100	13900	14300	14600	14900	15400
Air / air 5kW	7200	7000	6700	6400	5800	5500	5300	5300	5400	5500	5700
Exploitation fixe (€TTC/an)											
	200	200	200	200	200	200	200	200	200	200	200
Prix de l'électricité (€TTC/MWh)											
	124	134	138	147	157	162	165	166	171	178	189

Tableau 23 : Hypothèses pour les CET

TVA = 20 %

	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020
Production utile / an (kWh)	2650	2650	2650	2650	2650	2650	2650
COP	2,25	2,25	2,25	2,25	2,25	2,25	2,25
Taux d'actualisation	2 %	2 %	2 %	2 %	2 %	2 %	2 %
Durée de vie (années)	17	17	17	17	17	17	17
Investissement (€TTC)	2 800	2 800	2 800	2 900	3 100	3 300	3 500
Exploitation fixe (€TTC/an)	92,5	92,5	92,5	92,5	92,5	92,5	93,5
Prix de l'électricité (€TTC/MWh)	157	162	165	166	171	178	189

SOURCES :

Prix des PAC : Les CAPEX HT des PAC et CET sont issus de l'étude « Suivi du marché et des prix 2020 des pompes à chaleur individuelles » d'Observ'ER (avril 2021)⁷². Pour les PAC air/air 5 kW, Observ'ER ne donne que le prix de l'année 2020. Pour les années précédentes, on suppose que le prix d'une PAC air/air 5 kW évolue comme celui des PAC air/air 7-8 kW et 11-12 kW. Les prix de forage et du terrassement pour les PAC géothermiques sont issus des publications de l'AFPG.

Les prix de l'électricité : SDES- Datalab - « Prix de l'électricité en France et dans l'Union européenne en 2020 » - Juin 2021⁷³

TVA : 20 % sur le prix de la PAC aérothermique, 5,5 % pour la PAC géothermique.

OPEX : Etude ADEME – Coût des énergies renouvelables et de récupération 2020 et remarques des professionnels pour les OPEX des PAC géothermiques.

Coûts de forage : Pour les travaux de forage des PAC géothermiques sur champs de sondes, on s'appuie sur les coûts figurant dans les brochures AFPG des années 2014 (avant 2015) et 2020 (à partir de 2015)⁷⁴. On a retenu : 60 € HT/ml en 2014 et 75 € HT/ml en 2020, sachant que les prix dépendent de la nature du sol. Avec une puissance de PAC de 11kW, on a retenu 160 ml de champs de sonde.

Durée de vie : Etude ADEME – Coût des énergies renouvelables et de récupération 2020 et échanges avec les professionnels de la filière.

Taux d'actualisation : voir section 3.2

⁷² <http://www.energies-renouvelables.org/observ-er/etudes/Observ-ER-Marche-2020-PAC-CET.pdf>

⁷³ <https://www.statistiques.developpement-durable.gouv.fr/prix-de-lelectricite-en-france-et-dans-lunion-europeenne-en-2020?rubrique=22&dossier=188>

⁷⁴ Etude technico-économique : Géothermie de surface : <http://www.afpg.asso.fr/etude-technico-economique-geothermie-de-surface/>; <http://www.afpg.asso.fr/telechargements/>



6.4. Filières de référence pour la production de chaleur chez les particuliers

Les filières de référence retenues pour comparer la compétitivité des filières EnR productrices de chaleur pour le segment résidentiel individuel sont : la chaudière au gaz

naturel pour le chauffage et l'électricité pour l'eau chaude sanitaire. Le taux d'actualisation retenu est de 2 % comme précédemment.

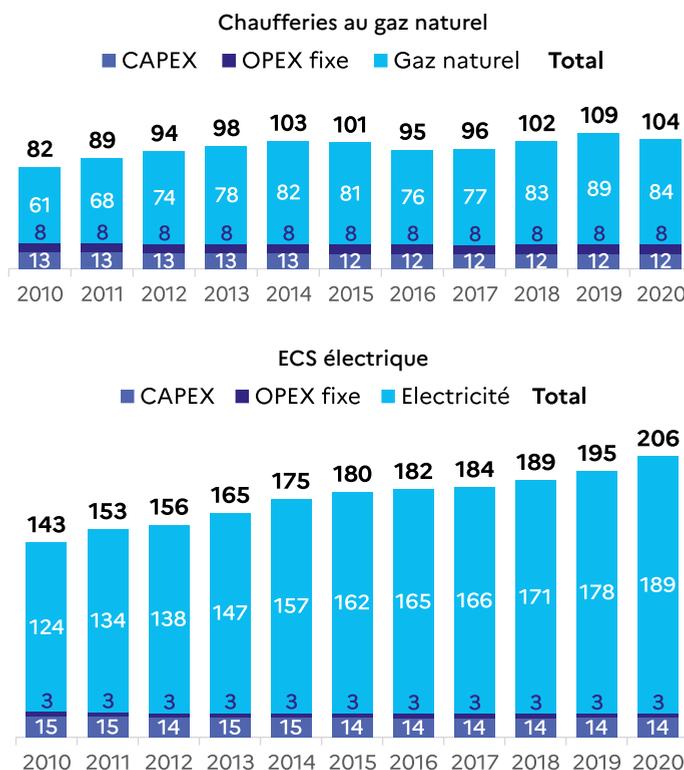
6.4.1. LCOE et son évolution

Le calcul du LCOE est effectué chaque année, en supposant les prix du gaz et de l'électricité constants pendant la durée de vie de l'installation, au prix de l'année de mise en service de l'installation. Cette hypothèse est utilisée par manque de prévision fiable des évolutions des prix du gaz et de l'électricité.

La principale composante du LCOE des chaufferies au gaz naturel et des systèmes

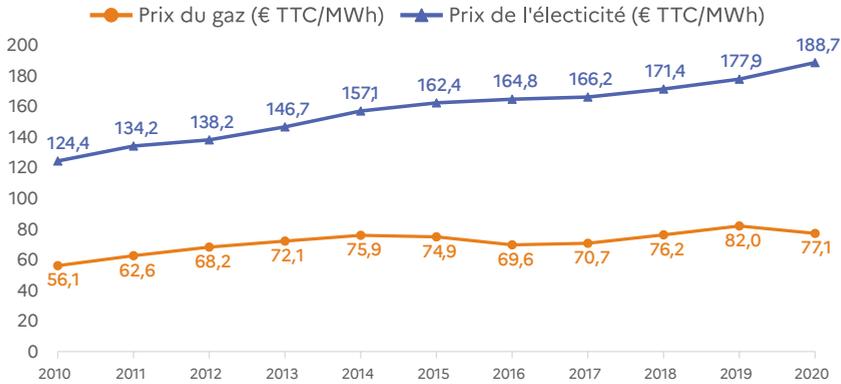
d'eau chaude sanitaire électriques est l'OPEX variable (le prix du combustible), qui représente environ 80 % du LCOE. Au cours de la décennie passée, l'évolution du LCOE est donc principalement liée aux fluctuations des prix du gaz et de l'électricité. Les autres composantes du coût varient peu.

GRAPHIQUE 72 :
LCOE des chaufferies au gaz et de système ECS électrique de 2010 à 2020



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

GRAPHIQUE 73 :
Evolution du prix du gaz et de l'électricité pour les ménages (en €TTC/MWh) de 2010 à 2020



6.4.2. Analyse de sensibilité

Les LCOE des chaufferies au gaz naturel et des systèmes d'ECS électrique sont très sensibles aux fluctuations des prix du gaz et de l'électricité. Si le prix du gaz est multiplié par deux, le LCOE des chaufferies au gaz naturel

augmente de 84 €TTC/MWh. Si le prix de l'électricité augmente (diminue) de 50 %, le coût des systèmes ECS électrique augmente (diminue) de 94 €TTC/MWh.

GRAPHIQUE 74 : Analyse de sensibilité du LCOE

Chaufferies au gaz naturel

104 €TTC/MWh

Prix du gaz en € TTC/MWh :
-50%/+100%

-42 +84

Systèmes d'ECS électrique

206 €TTC/MWh

Prix de l'élect. en €TTC/MWh :
-50%/+50%

-94 +94

6.4.3. Sources et hypothèses

Tableau 24 : Hypothèses pour le calcul du LCOE des chaufferies au gaz naturel

	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020
Production utile/ an (kWh)	20000	20000	20000	20000	20000	20000	20000	20000	20000	20000	20000
Rendement (%)	92	92	92	92	92	92	92	92	92	92	92
Durée de vie (années)	20	20	20	20	20	20	20	20	20	20	20
Investissement (€TTC/unité)	4 300	4 300	4 100	4 100	4 100	4 000	4 000	3 900	3 900	4 000	4 000
OPEX fixe (€TTC/an)	150	150	150	150	150	150	150	150	150	150	150
Prix du gaz (€TTC/MWh)	56,1	62,6	68,2	72,1	75,9	74,9	69,6	70,7	76,2	82,0	77,1
Taux d'actualisation (%)	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2



Tableau 25 :
Hypothèses pour le calcul du LCOE des systèmes ECS électriques

	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020
Production utile/ an (kWh)	3000	3000	3000	3000	3000	3000	3000	3000	3000	3000	3000
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)	750	750	710	720	720	710	690	690	690	700	700
OPEX fixe (€TTC/an)	10	10	10	10	10	10	10	10	10	10	10
Prix de l'électricité (€TTC/MWh)	124,4	134,2	138,2	146,7	157,1	162,4	164,8	166,2	171,4	177,9	188,7

SOURCES :

CAPEX : Les valeurs des CAPEX proviennent de l'étude ADEME (2020), « 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) (pas d'indice de prix spécifique pour les chauffe-eau).

OPEX fixe et variables : étude ADEME (2020), « Coûts des énergies renouvelables et de récupération en France »

Facteur de charge : étude ADEME (2020), « Coûts des énergies renouvelables et de récupération en France »

Prix du gaz €/MWh : SDES, enquête transparence des prix du gaz et de l'électricité.

Prix de l'électricité : SDES, enquête transparence des prix du gaz et de l'électricité.

Durée de vie : étude ADEME (2020), « Coûts des énergies renouvelables et de récupération en France »

Taux d'actualisation : Voir méthodologie





7. Le coût de production de la chaleur collective et industrielle

7.1. La biomasse dans le collectif tertiaire et l'industriel

7.1.1. Puissances installées

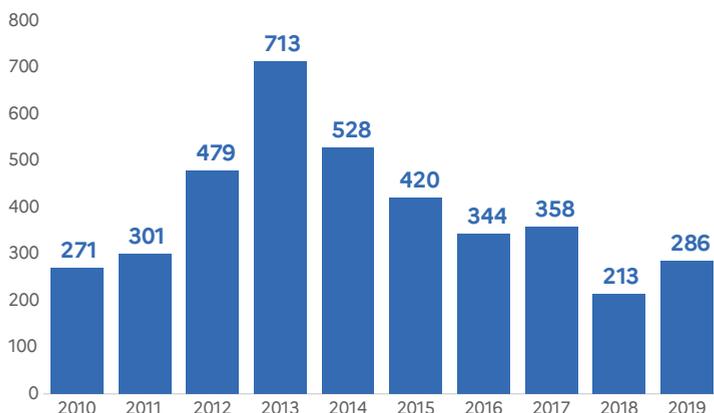
Fin 2019, plus de 7000 chaufferies biomasse de plus de 50 kW sont installées en France. Elles représentent une puissance installée de 8,1 GW et une production de 23,1 TWh⁷⁵.

Les installations de chaufferies ont connu un pic entre 2012 et 2014, avec le soutien apporté à la fois par le fonds chaleur à partir de 2010 et par les appels d'offres organisés par la Commission de Régulation de l'Énergie entre 2003 et 2010. Le recul de la biomasse en fin de période est à rapprocher de la baisse du prix du gaz de 2013 à 2017, qui rendait le bois moins compétitif.



© Adobe Stock

GRAPHIQUE 75 :
Evolution des nouvelles capacités installées chaque année (en MW)



Source : Etude ADEME (juillet 2021) « Marchés et emplois concourant à la transition énergétique dans le secteur des énergies renouvelables et de récupération »

⁷⁵ CIBE, FEDENE, Syndicat des Énergies Renouvelables et Uniclina (2020) « Panorama de la chaleur renouvelable et de récupération – édition 2020 ».

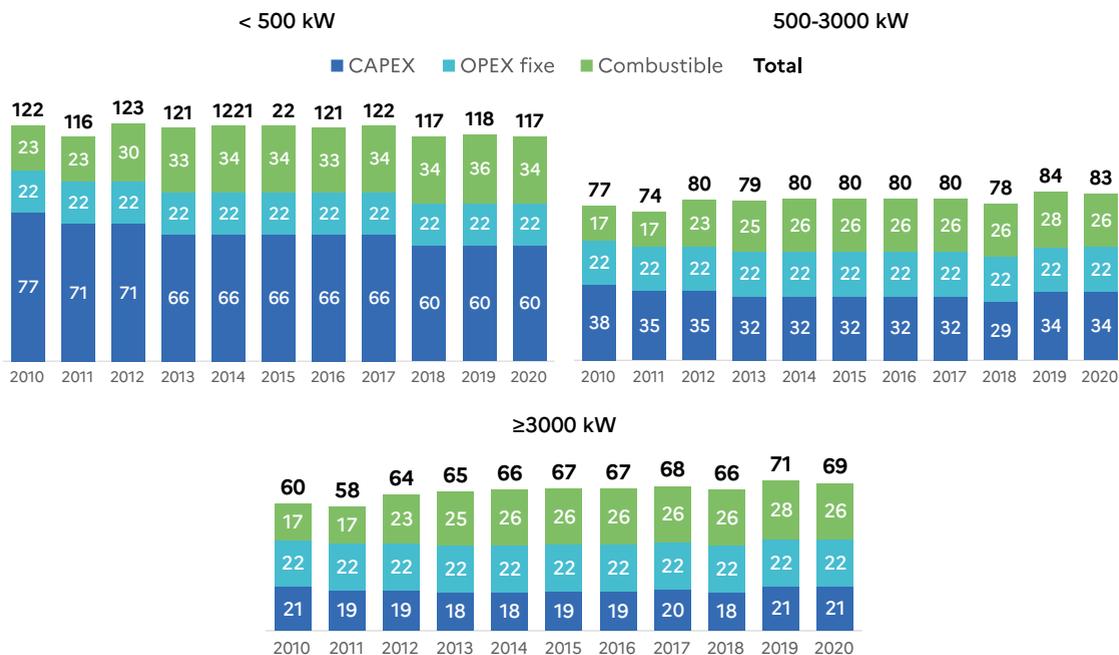


7.1.2. Biomasse dans le secteur collectif, tertiaire et sur réseau de chaleur

7.1.2.1. LCOE et son évolution

GRAPHIQUE 76 :

Evolution du LCOE des installations biomasse collectives ou tertiaires entre 2010 et 2020 (en €HT/MWh)

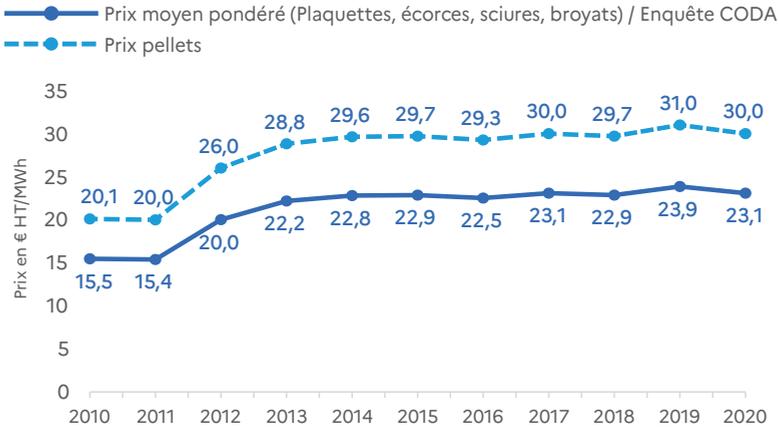


Les LCOE des installations biomasse dans les secteurs collectif et tertiaire sont très liés à la taille des installations, le LCOE des installations de petite puissance (< 500 kW) est presque deux fois plus élevé (+70 %) que celui des installations de puissance élevée (≥ 3 MW). Pour les premières, la valeur du LCOE dépend d'abord des investissements (51 % des coûts), alors que pour les secondes, les investissements ne représentent que 30 % du LCOE et les dépenses de combustibles 38 % en 2019. La prédominance des CAPEX dans le LCOE des petites installations s'explique par deux éléments : un coût au kW plus élevé (existence de rendements d'échelle) et deux fois moins d'heures de fonctionnement, selon les données du Fonds Chaleur. Par ailleurs, les installations de moins de 500 kW sont alimentées par des pellets, plus chers que la moyenne des autres combustibles utilisés.

Globalement, les LCOE des installations biomasse dans les secteurs collectif et tertiaire varient peu sur la période, mais avec des tendances divergentes selon la puissance des installations. Pour les petites installations, le LCOE est resté stable, voire a plutôt légèrement diminué au cours des dernières années, ce type d'installation bénéficiant du recul des taux d'intérêt et donc des taux d'actualisation, ce qui a permis de contrebalancer la hausse du prix des combustibles. Notons que dans le calcul des LCOE, le prix du combustible est considéré constant au prix à la date de mise en service.

A l'inverse, le LCOE des installations plus puissantes a augmenté, fortement impactées par l'augmentation du prix du bois (+43 % entre 2010 et 2013). Leur CAPEX a augmenté également, mais cette hausse a été partiellement compensée par la baisse des taux d'actualisation.

GRAPHIQUE 77 : Evolution du prix du combustible, bois A (en €/HT/MWh)



Source : Les prix des combustibles est issu de l'enquête ADEME/CODA (2020, P.31) sur le prix des combustibles bois pour le chauffage industriel et collectif en 2019 – 2020. Ces prix sont ensuite pondérés sur la base de la contribution des différents combustibles à la production thermique d'après les projets Fonds Chaleur (Plaquettes 71,5 %, Ecorces 5,8 %, Sciures 11,3 %, Broyats 11,4 %) Le prix en 2020 des pellets provient d'échanges avec les professionnels ; son évolution est basée sur celle de l'enquête ADEME/CODA (2020).

7.1.2.2. Evolution des CAPEX

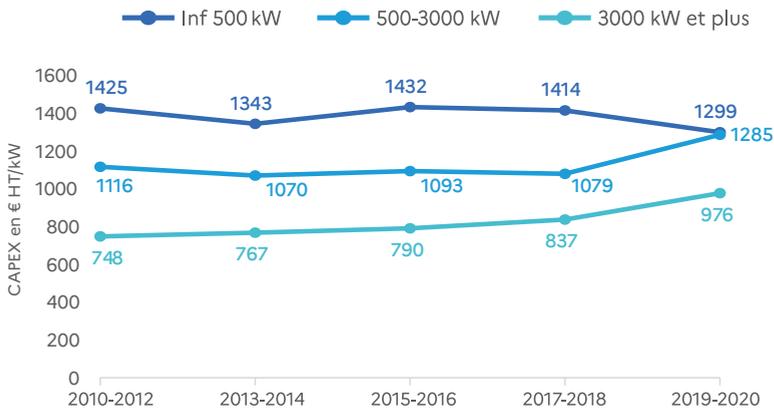
Les coûts au kW des chaudières biomasse sont liés à la puissance des chaudières, les économies d'échelle permettant des coûts réduits pour les grandes installations.

Le CAPEX des installations biomasse de plus de 500 kW a augmenté au cours de la période 2010-2020 d'environ 15 % pour la tranche 500-3000 kW et 30 % pour la tranche supérieure à 3000 kW.

Le CAPEX en €/HT/kW des installations biomasse de moins de 500 kW est resté approximativement

stable jusqu'en 2018, avant de reculer en 2019/2020. Ce recul pourrait refléter l'évolution de la nature des projets financés par le Fonds Chaleur, avec davantage d'installations de (très) faible puissance dans le cadre de contrats de développement territorial / patrimonial des EnR. Ces projets afficheraient de faibles coûts de génie civil, grâce à la réutilisation de bâtiment existant, ce qui expliquerait des CAPEX réduits.

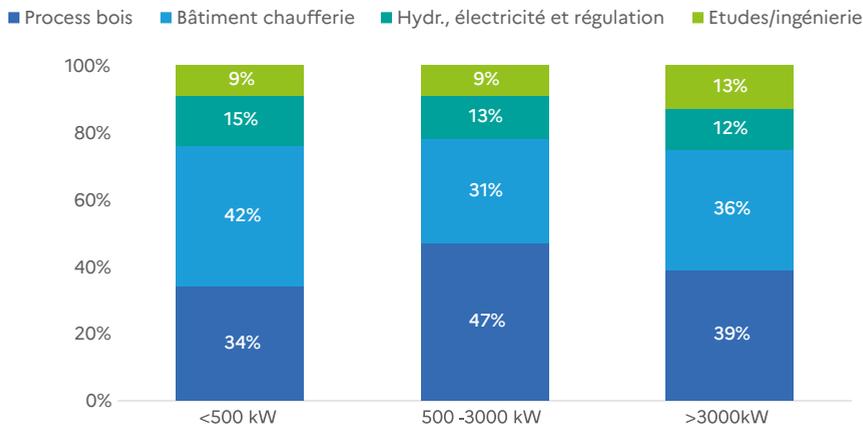
GRAPHIQUE 78 : Evolution des CAPEX des chaudières biomasse collective, tertiaire et RC en €/HT/kW



Source : Analyse de 638 projets aidés par le Fonds Chaleur de l'ADEME sur la période 2010 – 2020 (années de financement).



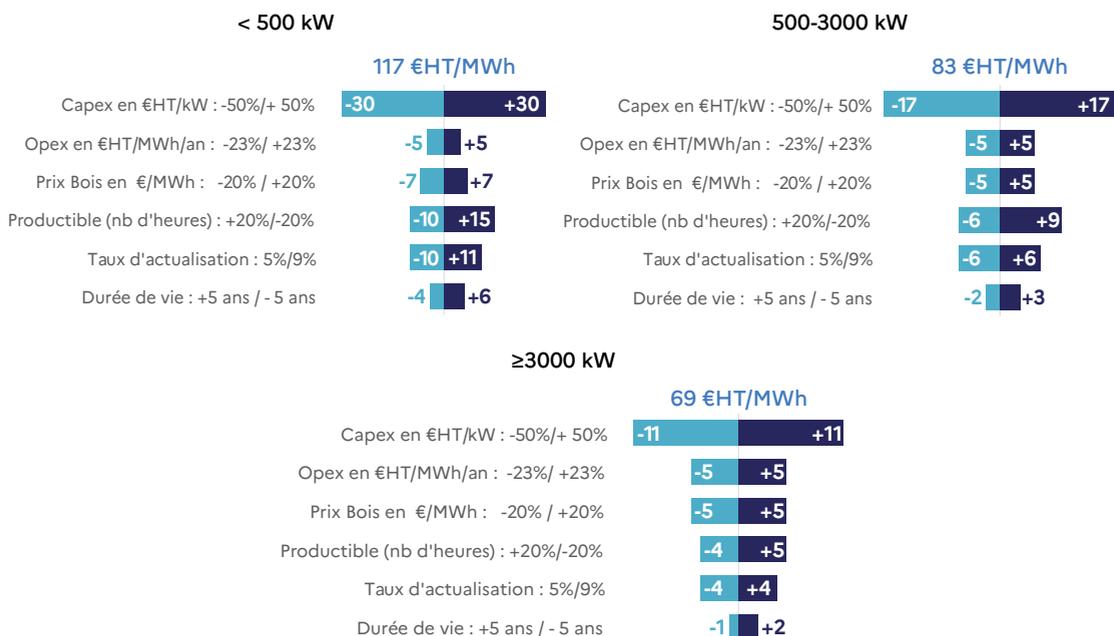
GRAPHIQUE 79 :
Répartition du CAPEX (en %) sur la période 2010-2020⁷⁶



Sources : Répartition à partir de l'analyse de 79 projets aidés par le Fonds Chaleur de l'ADEME sur la période 2010-2020. Il n'y a pas d'évolution évidente dans la répartition des CAPEX entre 2010 et 2020, dans les projets qui ont pu être analysés.

7.1.2.3. Analyse de sensibilité

GRAPHIQUE 80 :
Analyse de sensibilité du LCOE de la biomasse dans le collectif, tertiaire et sur RC pour l'année 2020



Grille de lecture : Une augmentation de la durée de vie de 5 ans des installations biomasse de moins de 500 kW engendre une baisse du LCOE de 4 €HT/MWh ; une réduction de 5 ans de la durée de vie génère une hausse du LCOE de 6 €HT/MWh.

⁷⁶ Aucune évolution de la répartition du CAPEX n'a été observée sur la période 2010-2020.

La borne supérieure du taux d'actualisation correspond à la valeur observée en début de période ; les bornes de variation des CAPEX correspondent aux variations observées dans l'analyse des projets Fonds chaleur (1,5 fois l'écart type du coût moyen) et les bornes de variation des OPEX correspondent à celles de l'étude ADEME coûts des EnR (2020).

L'analyse de sensibilité (*graphique 80*) prend

pour hypothèse l'utilisation de bois A comme combustible. En cas d'utilisation de bois B, le poids du combustible pourrait être fortement réduit, de 26 €/MWh dans l'hypothèse de 100 % de bois B gratuit. En revanche, des coûts supplémentaires pèseraient sur les CAPEX et les OPEX, avec un changement de réglementation et des investissements supplémentaires pour le traitement des fumées.

7.1.2.4. Sources et Hypothèses

Le calcul d'évolution du LCOE sur la période 2010-2020 repose sur les hypothèses suivantes :

Tableau 26 : Hypothèses pour le calcul du LCOE des chaufferies collectives et tertiaires

	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020
Heures de fonctionnement par an											
< 500 kW	2000	2000	2000	2000	2000	2000	2000	2000	2000	2000	2000
500-3000 kW	3200	3200	3200	3200	3200	3200	3200	3200	3200	3200	3200
> 3000 kW	4000	4000	4000	4000	4000	4000	4000	4000	4000	4000	4000
Durée de fonctionnement (années)	25	25	25	25	25	25	25	25	25	25	25
Rendement (%)	87	87	87	87	87	87	87	87	87	87	87
Investissement (€HT/kW)											
< 500 kW	1400	1400	1400	1400	1400	1400	1400	1400	1400	1400	1400
500-3000 kW	1090	1090	1090	1090	1090	1090	1090	1090	1090	1280	1280
> 3000 kW	750	750	750	770	770	790	790	840	840	980	980
Exploitation (€HT/MWh)	22	22	22	22	22	22	22	22	22	22	22
Prix des combustibles (€/ MWh)											
< 500 kW (pellets)	19	20	21	22	23	24	25	26	27	29	30
500-3000 kW et > 3000 kW	15	15	20	22	23	23	23	23	23	24	23
Taux d'actualisation (%)	10	9	9	8	8	8	8	8	7	7	7

SOURCES :

CAPEX : Données du Fonds Chaleur dont la répartition est donnée ci-après. Ces valeurs proviennent de données prévisionnelles et les années correspondent à la date de demande d'aide et non à celle de mise en service de l'installation.

Le prix du combustible : provient de l'enquête⁷⁷ ADEME/CODA (2020) sur le prix des combustibles bois pour le chauffage collectif en 2019-2020 pour les installations de plus de 500 kW et d'échanges avec les professionnels pour le prix du bois pour les unités de moins de 500 kW (intégration de l'utilisation de pellets).

OPEX : Les dépenses de fonctionnement proviennent de l'étude ADEME (2020) « coûts des EnR et de récupération en France »⁷⁸.

Nombre d'heures de fonctionnement (an) : Valeur moyenne provenant des données du Fonds Chaleur.

Rendement : La valeur des rendements provient de l'étude ADEME (2020) « coûts des EnR et de récupération en France » et discussion avec les professionnels.

Durée de vie : Etude ADEME (2020) « coûts des EnR et de récupération en France » et discussion avec les professionnels.

Taux d'actualisation : Voir section 3.2.

⁷⁷https://librairie.ademe.fr/energies-renouvelables-reseaux-et-stockage/4450-enquete-sur-les-prix-des-combustibles-bois-en-2019-2020.html?search_query=enquete+sur+le+prix+des+combustibles+bois+pour+chauffage+collectif&results=702

⁷⁸ <https://librairie.ademe.fr/energies-renouvelables-reseaux-et-stockage/765-couts-des-energies-renouvelables-et-de-recuperation-en-france-9791029713644.html>



Tableau 27 :
Répartition des projets Fonds Chaleur collectifs analysés de 2010 à 2020.

Année de financement	<500 kW	500-3000 kW	≥3000 kW	Total
2010-2012	21	48	40	109
2013-2014	63	48	35	146
2015-2016	36	30	15	81
2017-2018	85	28	16	129
2019-2020	124	38	11	173
TOTAL	329	192	117	638

7.1.3. Biomasse dans le secteur industriel

7.1.3.1. Evolution du LCOE des chaufferies industrielles de 2010 à 2020

Les chaufferies biomasses industrielles sont en moyenne plus puissantes que les chaufferies biomasses collectives. Les coûts des chaufferies biomasses industrielles sont analysés selon deux segments de puissance : moins de 3 MW et plus de 3 MW. Le LCOE des grandes installations (> 3MW) est en moyenne inférieur de 30 % au LCOE des petites installations (<3 MW). Cela s'explique à la fois par un CAPEX moins élevé par kW et par un plus grand nombre d'heures d'utilisation (5100 h contre 3900h pour les unités de moins de 3 MW).

Le combustible représente près de la moitié du coût actualisé de production des

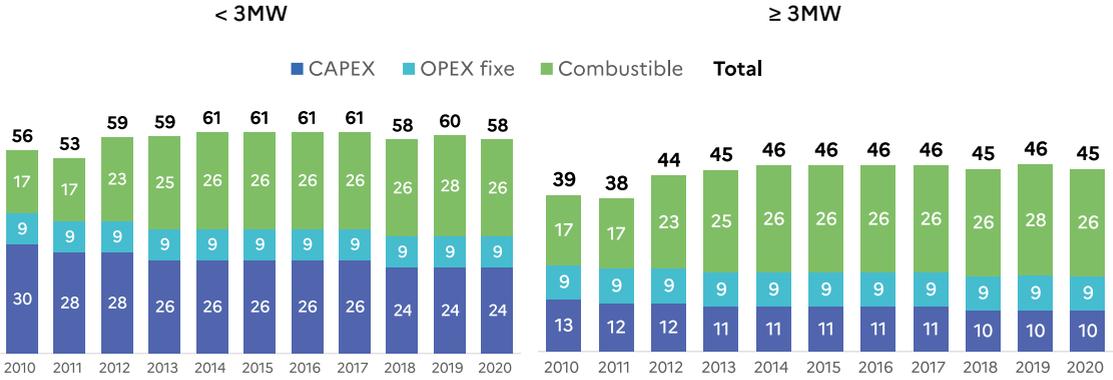
chaufferies industrielles, cette part étant plus conséquente pour les grandes unités (58 %) que pour les unités de moins de 3 MW (45 %).

Selon les hypothèses retenues, le LCOE des chaufferies industrielles est resté globalement stable sur la période 2012-2020, après une légère augmentation entre 2010 et 2012 liée à l'évolution du prix du combustible. Comme pour les chaufferies collectives, le LCOE est calculé chaque année en supposant que le prix du bois reste stable sur la durée de vie de l'installation (point de vue de l'acheteur, qui ne dispose pas de prévisions sur l'évolution des prix).



©Adobe Stock

GRAPHIQUE 81 :
Evolution du LCOE des chaufferies industrielles de 2010 à 2020 (en €HT/MWh)

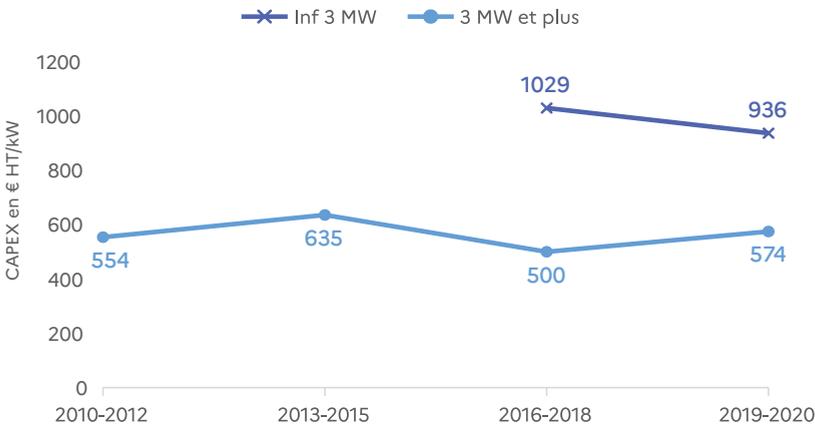


7.1.3.2. Evolution des CAPEX en €HT/kW entre 2010 et 2020

L’analyse des projets du Fonds Chaleur ne permet pas d’identifier d’évolutions significatives des CAPEX en €HT/kW des chaufferies biomasses industrielles. Il est impossible de conclure que les fluctuations observées soient liées à une hausse du coût

des équipements ou aux caractéristiques des projets aidés. Dans l’analyse, il a été considéré pour l’ensemble de la période (2010-2020) un CAPEX moyen de 980 €HT/kW pour les unités de moins de 3 MW et de 560 €HT /kW pour les unités de 3 MW et plus.

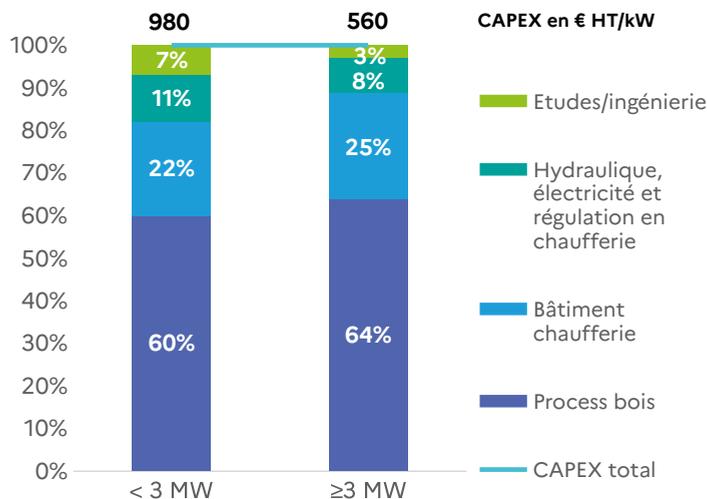
GRAPHIQUE 82 :
Evolution CAPEX (en €HT/kW)



Source : Fonds chaleur (121 projets), le faible nombre de données entre 2010 et 2015 pour les unités de moins de 3 MW ne permet pas d’obtenir une évolution sur cette période.



GRAPHIQUE 83 :
Répartition (en %) du CAPEX moyen (en €HT/kW) pour la période 2010-2020⁷⁹



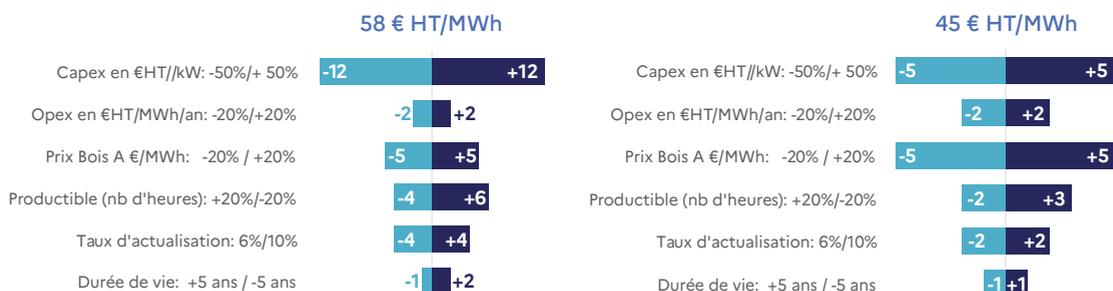
Source : Fonds chaleur de l'ADEME sur la période 2010 – 2020.

7.1.3.3. Analyse de sensibilité

GRAPHIQUE 84 :
Analyse de sensibilité du LCOE de la biomasse industrielle en 2020

< 3MW – Bois A

≥ 3MW – Bois A



Grille de lecture : Si le taux d'actualisation augmente de 2 points, soit 10 %, le LCOE de la biomasse industrielle de moins de 3 MW augmente de 4 €/HT/MWh ; en cas de recul du taux d'actualisation de 2 points, soit 6 %, le LCOE baisse de 4 €/HT/MWh.

Les plages de variation des CAPEX s'appuient sur les variations observées dans les projets Fonds Chaleur⁸⁰. La borne supérieure du taux d'actualisation correspond à sa valeur de début

de période. On constate que l'amélioration des conditions de financement a permis de réduire le LCOE d'environ 5 %.

⁷⁹ Il n'y a pas d'évolution évidente dans la répartition des CAPEX entre 2010 et 2020, dans les projets qui ont pu être analysés.

⁸⁰ 1,5 fois l'écart type du coût moyen en €/kW

Remarque : certaines unités biomasse industrielles de plus de 3 MW fonctionnent avec du bois B, déchets de bois non dangereux et faiblement traités, peints ou vernis, provenant de bois d'ameublement et de bois de démolition. Selon le contexte local, le prix du bois B peut être positif ou négatif, c'est-à-dire apporter une recette. De l'avis

des experts, les recettes peuvent représenter jusqu'à 15 €/t ; à l'inverse, le prix d'achat peut aller jusqu'à 15 €/t. Mais l'utilisation du bois B est soumise à la réglementation déchets et engendre un surcoût d'investissement et de dépenses d'exploitations pour le traitement des fumées.

7.1.3.4. Sources et Hypothèses

Tableau 28 :
Hypothèses pour le calcul du LCOE des chaufferies industrielles

	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020
Heures de fonctionnement par an											
< 3 MW	3900	3900	3900	3900	3900	3900	3900	3900	3900	3900	3900
≥ 3 MW	5100	5100	5100	5100	5100	5100	5100	5100	5100	5100	5100
Durée de fonctionnement (années)	25	25	25	25	25	25	25	25	25	25	25
Rendement (%)	87	87	87	87	87	87	87	87	87	87	87
Investissement (€HT/kW)											
< 3 MW	980	980	980	980	980	980	980	980	980	980	980
≥ 3 MW	560	560	560	560	560	560	560	560	560	560	560
Exploitation (€HT/MWh)	8,5	8,5	8,5	8,5	8,5	8,5	8,5	8,5	8,5	8,5	8,5
Prix du bois A (€/MWh)	15	15	20	22	23	23	23	23	23	24	23
Taux d'actualisation (%)	11	10	10	9	9	9	9	9	8	8	8

SOURCES :

CAPEX : Données du Fonds Chaleur dont la répartition est donnée ci-dessous. Ces valeurs proviennent de données prévisionnelles et les années correspondent à la date de demande d'aide et non à la mise en service de l'installation.

Le prix du combustible : provient de l'enquête⁸¹ ADEME/CODA (2020) sur le prix des combustibles bois pour le chauffage collectif en 2019-2020.

OPEX : Les dépenses de fonctionnement proviennent de l'étude ADEME (2020) « coûts des EnR et de récupération en France⁸² ».

Nombre d'heures de fonctionnement (an) : Valeur moyenne provenant des données du Fonds Chaleur.

Rendement : La valeur des rendements provient de de l'étude ADEME (2020) « coûts des EnR et de récupération en France » et discussion avec les professionnels.

Durée de vie : Etude ADEME (2020) « coûts des EnR et de récupération en France » et discussion avec les professionnels.

Taux d'actualisation : Voir section 3.2.

⁸¹ https://bibliographie.ademe.fr/energies-renouvelables-reseaux-et-stockage/4450-enquete-sur-les-prix-des-combustibles-bois-en-2019-2020.html?search_query=enquete+sur+le+prix+des+combustibles++bois+pour+chauffage+collectif&results=702

⁸² <https://bibliographie.ademe.fr/energies-renouvelables-reseaux-et-stockage/765-couts-des-energies-renouvelables-et-de-recuperation-en-france-9791029713644.html>



Tableau 29 :
Répartition des projets industriels analysés de 2010 à 2020

Année de financement	< 3 MW	≥ 3 MW	Total
2010-2012	2	30	109
32	1	15	16
2016-2018	8	20	28
2019-2020	19	26	45
TOTAL	30	91	121

Source : Fonds Chaleur

7.2. Le solaire thermique collectif sur grandes toitures et au sol

Après une période de fort développement entre 2011 et 2014 (plus de 70 000 m² installés en plus chaque année, avec un pic à près de 130 000 m² en 2012), la mise en service de

nouvelles installations de solaire thermique marque le pas depuis 2016 avec moins de 35 000 m² installés chaque année⁸³.

GRAPHIQUE 85 :
Evolution des nouvelles surfaces installées (en m²)



Source : SDES, Chiffres clefs des énergies renouvelables pour la période 2010 à 2012 ; Observ'er (2020 P16), « Étude 2020 du marché solaire thermique collectif et des très grandes installations solaires thermiques en France » pour la période 2013 à 2019.

⁸³ SDES : Chiffres clefs des énergies renouvelables ; Observ'ER : Études du marché solaire thermique collectif en France et Uniclimate : Bilan 2018 du génie climatique.

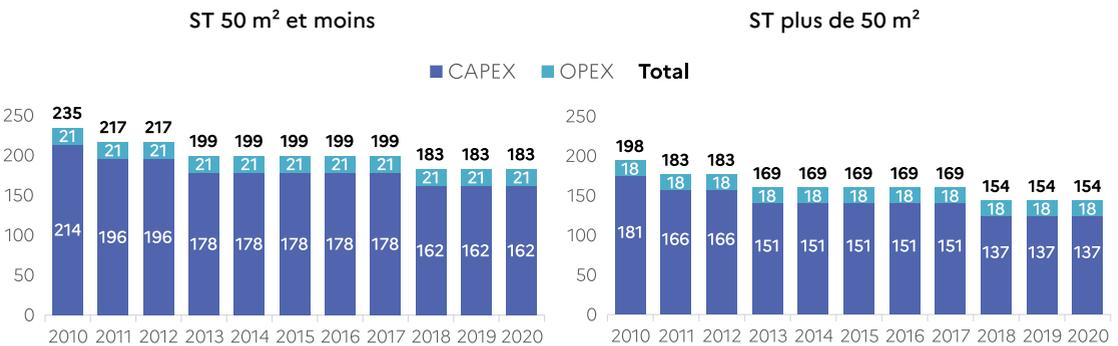
7.2.1. Le solaire thermique sur grandes toitures

7.2.1.1. Evolution du LCOE du solaire thermique sur toitures de 2010 à 2020

Selon les hypothèses retenues, le LCOE des installations de solaire thermique baisse d'environ 22 % entre 2010 et 2020. Cette diminution des LCOEs s'explique uniquement

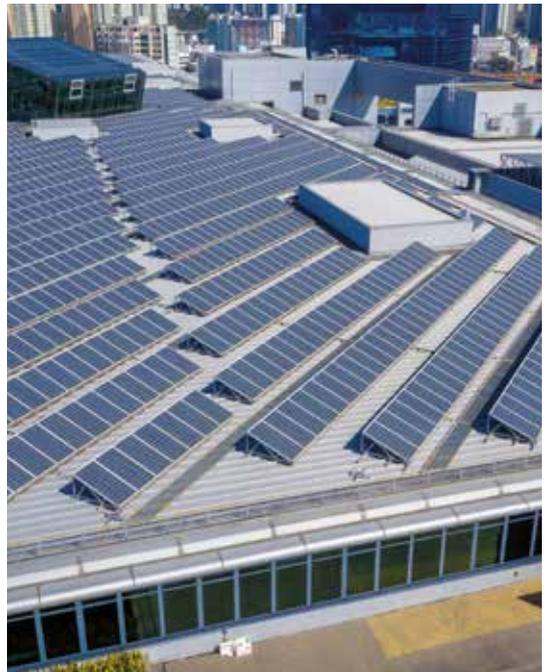
par la baisse du taux d'actualisation, qui traduit de meilleures conditions de financement des projets.

GRAPHIQUE 86 :
Evolution du LCOE du solaire thermique sur toitures entre 2010 et 2020 en €/HT/MWh (région Centre et Sud-Ouest)



7.2.1.2. Evolution du CAPEX 2010 - 2020

Pour les installations de solaire thermique sur toiture de moins de 50 m², l'évolution du CAPEX ne montre aucune tendance nette. En revanche, pour les installations de solaire thermique sur toiture de plus de 50 m², l'évolution du CAPEX montre une tendance à la hausse entre 2013 et 2020. Toutefois, il n'est pas possible de conclure si cela est lié à une hausse du coût des équipements, ou aux caractéristiques des projets aidés dans le cadre du Fonds Chaleur⁸⁴. Ainsi, pour l'ensemble de la période (2010-2020), il a été considéré pour le calcul du LCOE un CAPEX moyen de 1300 €/HT/ m² pour les installations sur toiture inférieure ou égale à 50 m² et de 1100 €/HT/m² pour celles de plus de 50 m².

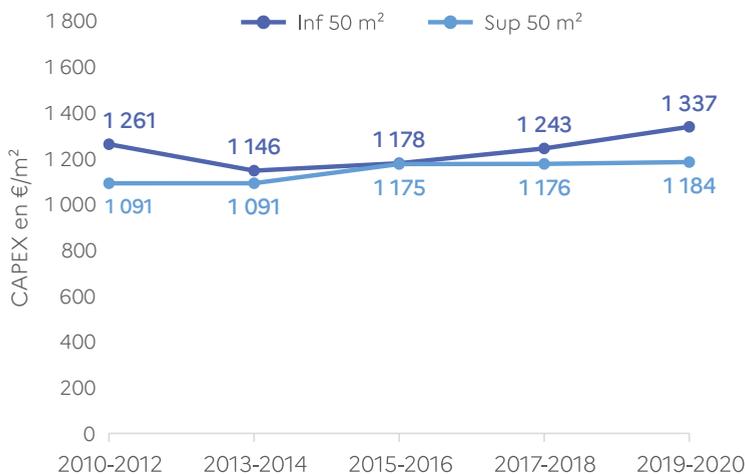


©Adobe Stock

⁸⁴ Une réduction de la taille moyenne des projets aidés dans le cadre du Fonds Chaleur pourrait expliquer la hausse du CAPEX en €/m².

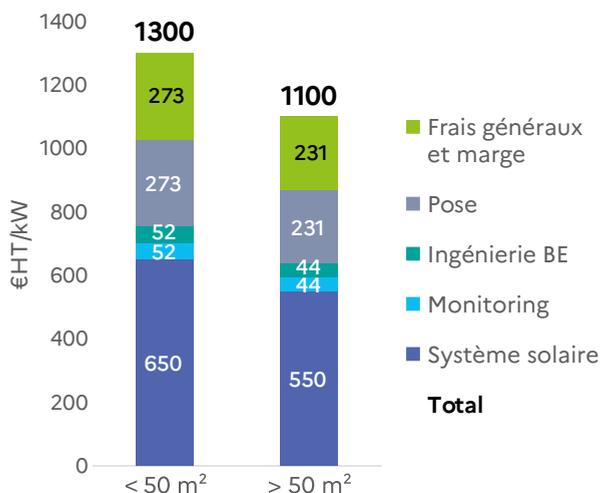


GRAPHIQUE 87 :
Evolution des CAPEX en €/m² par tranche de taille des installations



Source : Les valeurs de CAPEX proviennent de l'analyse de 451 projets aidés par le Fonds Chaleur de l'ADEME sur la période 2010 - 2020. Ces données sont prévisionnelles et les années correspondent aux années de dépôt de la demande de subvention et non l'année de mise en service de l'installation. Pour estimer le CAPEX, ont été exclues de l'analyse les installations de surface inférieure à 15 m², ainsi que les valeurs de coût extrêmes (inférieures au 5^{ème} percentile et supérieures au 95^{ème} percentile).

GRAPHIQUE 88 :
Répartition du CAPEX moyen sur la période 2010 et 2020 (en €HT /m²)



Sources :
La répartition du CAPEX est reprise de l'étude ENERPLAN (2017, P.55) « Etude de la compétitivité et des retombées socio-économiques de la filière solaire française ».

7.2.1.3. Analyse de sensibilité du LCOE du ST sur toitures

Le LCOE du solaire thermique est très sensible à la zone géographique. En considérant un facteur de charge correspondant au pourtour méditerranéen, le LCOE diminue de près de 23 €/MWh (19 €/MWh pour les installations de

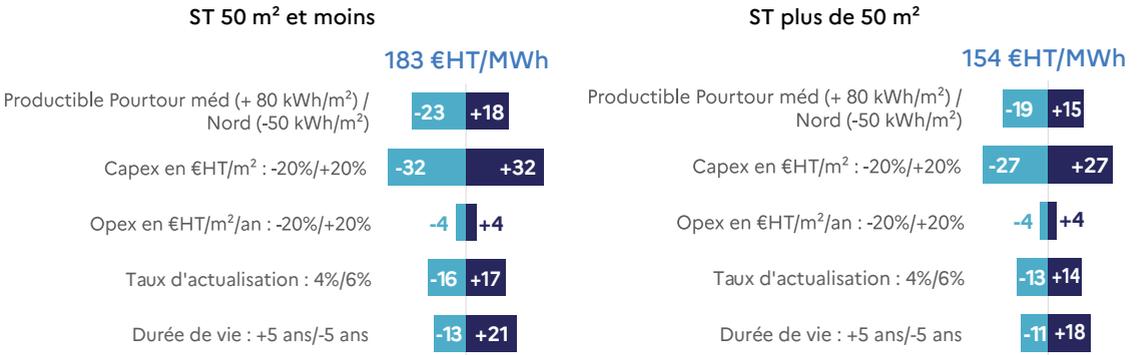
plus de 50 m²) et en considérant un facteur de charge correspondant à la région Nord, le LCOE augmente de 18 €/MWh (15 €/MWh pour les installations de plus de 50 m²) toutes choses égales par ailleurs. Une variation du

taux d'actualisation a également une incidence significative sur le LCOE, une variation d'un point de pourcentage entraîne une évolution du LCOE d'environ +/-16 €/MWh pour les

installations de 50 m² et moins et d'environ +/-14 €/MWh pour les installations de plus de 50 m².

GRAPHIQUE 89 :

Analyse de sensibilité du LCOE de la filière solaire thermique sur toitures pour l'année 2020



Grille de lecture : Une augmentation de la durée de vie de 5 ans des installations solaire thermique de plus de 50 m² engendre une baisse du LCOE de 11 €/MWh. Une diminution de la durée de vie de 5 ans des installations solaire thermique de plus de 50 m² engendre une augmentation du LCOE de 18 €/MWh.



©Adobe Stock



7.2.1.4. Sources et hypothèses

Le calcul d'évolution du LCOE sur la période 2010-2020 repose sur les hypothèses suivantes :

Tableau 30 :
Hypothèses pour le calcul du LCOE du solaire thermique sur grandes toitures

	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020
Productible kWh/m ²	570	570	570	570	570	570	570	570	570	570	570
Durée de fonctionnement (années)	25	25	25	25	25	25	25	25	25	25	25
Investissement (€HT/kW)											
≤ 50 m ²	1300	1300	1300	1300	1300	1300	1300	1300	1300	1300	1300
> 50 m ²	1100	1100	1100	1100	1100	1100	1100	1100	1100	1100	1100
Exploitation (€HT/m²/an)											
≤ 50 m ²	12	12	12	12	12	12	12	12	12	12	12
> 50 m ²	10	10	10	10	10	10	10	10	10	10	10
Taux d'actualisation (%)	8	7	7	6	6	6	6	6	5	5	5

SOURCES :

CAPEX : Données des projets du Fonds Chaleur dont la répartition est donnée ci-dessous. Ces valeurs proviennent de données prévisionnelles et les années correspondent à la date de demande d'aide et non à la mise en service de l'installation.

OPEX : Les dépenses de fonctionnement proviennent de l'étude Enerplan⁸⁵ (2017) « Etude de la compétitivité et des retombées socio-économiques de la filière solaire française ».

Productible : La valeur du productible prévisionnel provient de l'analyse des données du Fonds Chaleur.

Durée de vie : Etude ADEME⁸⁶ (2020) « coûts des EnR et de récupération en France. »

Taux d'actualisation : Voir section 3.2.

Tableau 31 :
Répartition des projets Fonds chaleur analysés de 2010 à 2020.

	2010-2012	2013-2014	2015-2016	2017-2018	2019-2020	Total
50 m ² et moins	64	47	48	31	15	205
Sup 50 m ²	128	51	26	20	21	246
TOTAL	192	98	74	51	36	451

7.2.2. Le solaire thermique au sol

7.2.2.1. Evolution des capacités installées

La mise en service d'installations de solaire thermique au sol est très récente. Fin 2019, 15 projets ont été recensés en métropole dont 11 ont été mis en service. La surface de capteurs de l'ensemble de ces projets s'élève à 51 220 m².

⁸⁵ https://www.enerplan.asso.fr/medias/publication/1705_etude_competitivite_et_retombees_filiere_solaire_francaise_version_finale_definitive.pdf

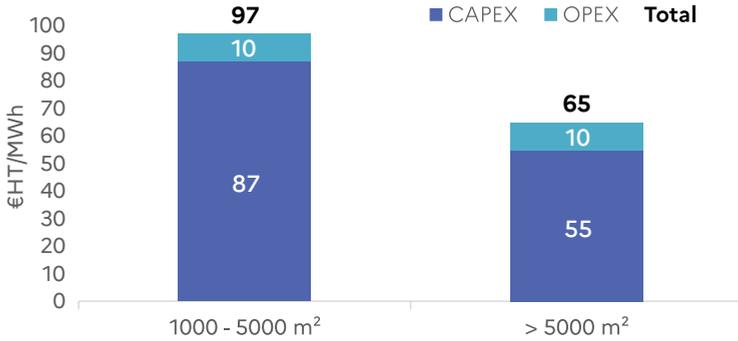
⁸⁶ <https://librairie.ademe.fr/energies-renouvelables-reseaux-et-stockage/765-couts-des-energies-renouvelables-et-de-recuperation-en-france-9791029713644.html>

Compte tenu du faible nombre de projets de centrales de solaire thermique au sol, 11 projets de centrales au sol de plus de 1000 m² aidés

par le Fonds Chaleur sur la période 2017-2020, il n'était pas possible de mettre en évidence d'évolution temporelle des CAPEX et des LCOE.

7.2.2.2. LCOE du solaire thermique au sol

GRAPHIQUE 90 :
LCOE du solaire thermique au sol en France (Centre et Sud-Ouest)

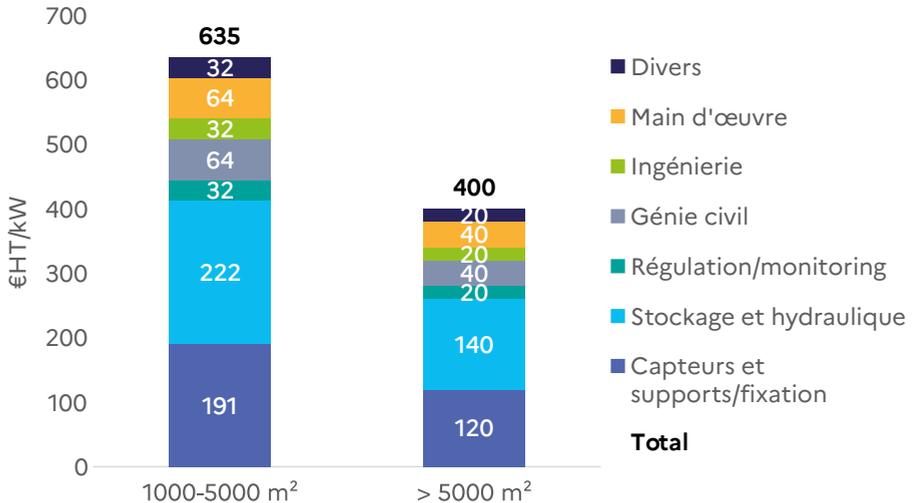


Le LCOE moyen de la filière solaire thermique au sol est de 97 €HT/MWh pour les installations de surface de capteurs comprise entre 1000 et

5000 m², et de 65 €HT/MWh pour les installations au sol de plus de 5000 m² de surface capteurs. Les CAPEX représentent 90 % de ces coûts.

7.2.2.3. Le CAPEX des installations solaires au sol

GRAPHIQUE 91 :
CAPEX du solaire thermique au sol sur la période 2017 et 2020 (en €HT / m²)



Sources : Analyse de 11 projets aidés par l'ADEME (Fonds Chaleur) entre 2017 et 2020 pour le CAPEX total. Ces données sont prévisionnelles et les années correspondent aux années de dépôt de la demande de subvention et non à l'année de mise en service. La répartition du CAPEX provient d'estimation communiquée par la profession, après examen de la répartition des projets « Fonds chaleur ». Le montant des CAPEX n'incorpore pas l'intégration au procédé industriel ou au réseau de chaleur.



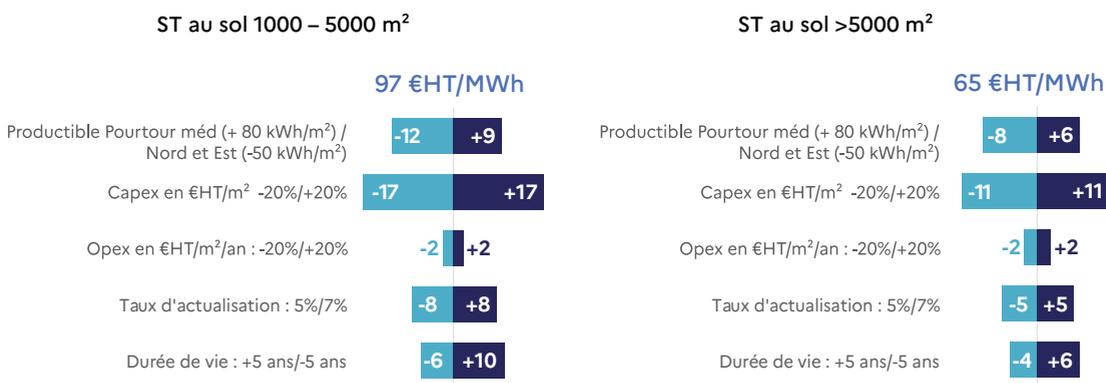
Les économies d'échelle sont sensibles sur le solaire thermique au sol : le coût moyen de construction⁸⁸ est d'environ 635 €/m² pour les centrales de surface comprise entre 1000 et 5000 m² et de 400 €/m² pour les centrales de plus de 5000 m².

La partie purement solaire, capteurs et supports, représente environ 30 % de l'investissement, moins que la distribution de chaleur, stockage et hydraulique, qui en représente 35 %. Ces installations demandent très peu de main d'œuvre : 5 % pour le génie civil et 10 % pour la pose.

7.2.2.4. Analyse de sensibilité

GRAPHIQUE 92 :

Analyse de sensibilité du LCOE de la filière solaire thermique au sol, zone Centre Sud-Ouest



Grille de lecture : Pour les installations de plus de 5000 m², une augmentation de la durée de vie de 5 ans engendre une baisse du LCOE de 4 €/MWh ; une baisse de la durée de vie de 5 ans entraîne un surcoût de 6 €/MWh, soit 10 % du LCOE.

Les principales variations observées sont liées au niveau du CAPEX. L'analyse de sensibilité s'appuie sur des niveaux de variation minimum (+/-20 %) observés dans les projets fonds chaleur. Certains projets peuvent inclure un chauffage d'appoint, mais ils ne sont pas clairement identifiables. Une variation de +/-20 % entraîne une variation du LCOE de +/- 17 €/MWh pour les installations de moins de 5 000 m² et de +/- 11 €/MWh pour les installations de plus de 5 000 m².

Le LCOE du solaire thermique au sol est également très dépendant du niveau d'ensoleillement : avec un ensoleillement correspondant à celui du pourtour méditerranéen, le LCOE diminue de 12 €/MWh pour les installations de moins de 5 000m², et de 8 €/MWh pour les installations de plus de 5 000 m². Dans le Nord de la métropole, le LCOE est 14 €/MWh plus élevé que dans la zone Centre et Sud-Ouest pour les installations de moins de 5000 m².

⁸⁸ La période retenue est 2017 -2020 et le nombre de projets est de 7 pour les installations de surface comprise entre 1000 et 5000 m² et de 4 pour les installations de surface supérieure à 5000 m².

7.2.2.5. Sources et hypothèses

Le calcul du LCOE du solaire thermique au sol repose sur les hypothèses suivantes :

Tableau 32 :
Hypothèses pour le calcul du LCOE du solaire thermique au sol

	2017-2020	
	1000 – 5000 m ²	> 5000 m ²
Productible kWh/m ²	570 kWh/m ²	
Durée de fonctionnement (années)	25	
Investissement (€/m ² HT)	635	400
Exploitation (€/m ² /an HT)	5,6	
Taux d'actualisation (%)	6	

SOURCES :

CAPEX : Données du Fonds Chaleur : 11 projets à partir de 2017. Ces valeurs proviennent de données prévisionnelles et les années correspondent à la date de demande d'aide et non à la mise en service de l'installation.

OPEX : La valeur des OPEX provient d'échanges avec les professionnels de la filière.

Productible : La valeur du productible prévisionnel est la valeur moyenne des projets du Fonds Chaleur pour le solaire thermique en toiture pour la zone Centre Sud-Ouest. Pour les projets récents au sol de la même zone, ce productible était un peu plus élevé, 596 €/MWh, mais le nombre de projets était faible.

Durée de vie : Etude ADEME⁸⁹ (2020) « Coûts des EnR et de récupération en France ».

Taux d'actualisation : Voir section 3.2.

7.3. La géothermie de surface

La géothermie de surface mobilise l'énergie des couches superficielles du sous-sol (champs de sondes) ou des aquifères superficiels, à une profondeur généralement inférieure à 200 m et sur des ressources de température inférieure à 30° C. Compte tenu de la température des milieux concernés (généralement autour de 12 à 15° C), ces applications doivent recourir à des pompes à chaleur. Cette fiche concerne principalement les

applications de la géothermie de surface dans les secteurs du commerce, des services et du collectif.

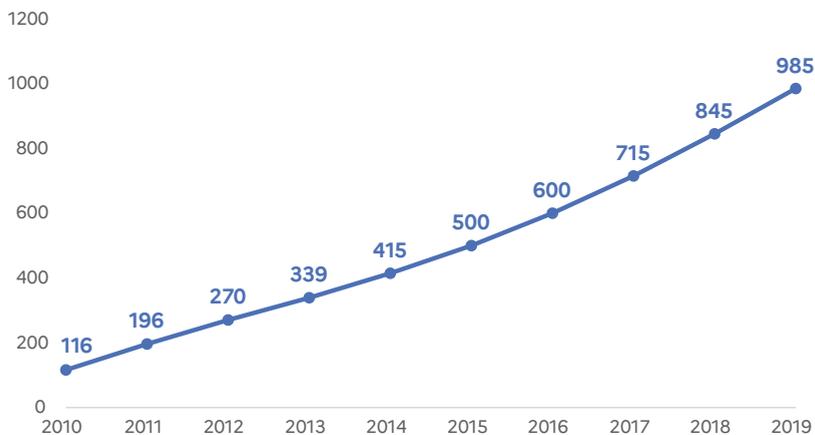
La filière de la géothermie de surface connaît une forte croissance depuis 2010, avec une multiplication des capacités installées par près de 10 pour atteindre 985 MW en 2019.



⁸⁹ <https://librairie.ademe.fr/energies-renouvelables-reseaux-et-stockage/765-couts-des-energies-renouvelables-et-de-recuperation-en-france-9791029713644.html>



GRAPHIQUE 93 :
Evolution du parc de la géothermie de surface⁹⁰ (en MW)



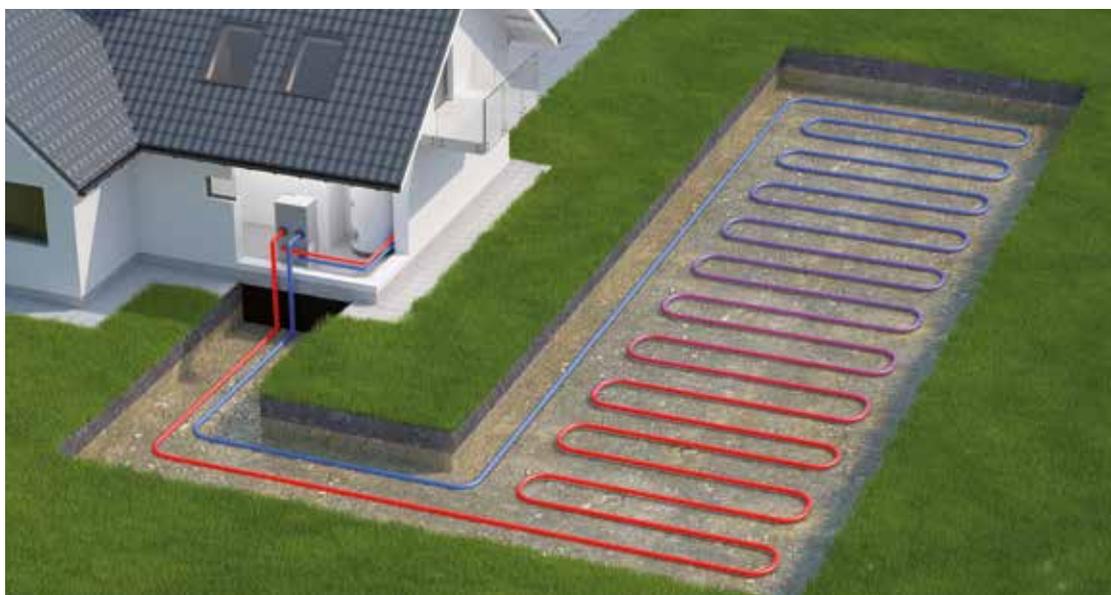
Source : ADEME - Marché et emploi (2020)

7.3.1. LCOE et son évolution

Au cours de la décennie passée, le LCOE de la géothermie de surface est resté globalement stable malgré la hausse des coûts de forage observée à partir de 2016. Cette relative stabilité des coûts est la conséquence de deux évolutions contraires : la hausse des investissements liée à l'augmentation des coûts

de forage et la baisse des taux d'actualisation, qui traduit de meilleures conditions de financement des projets.

Ces évaluations de LCOE ne tiennent pas compte de la production éventuelle de froid.



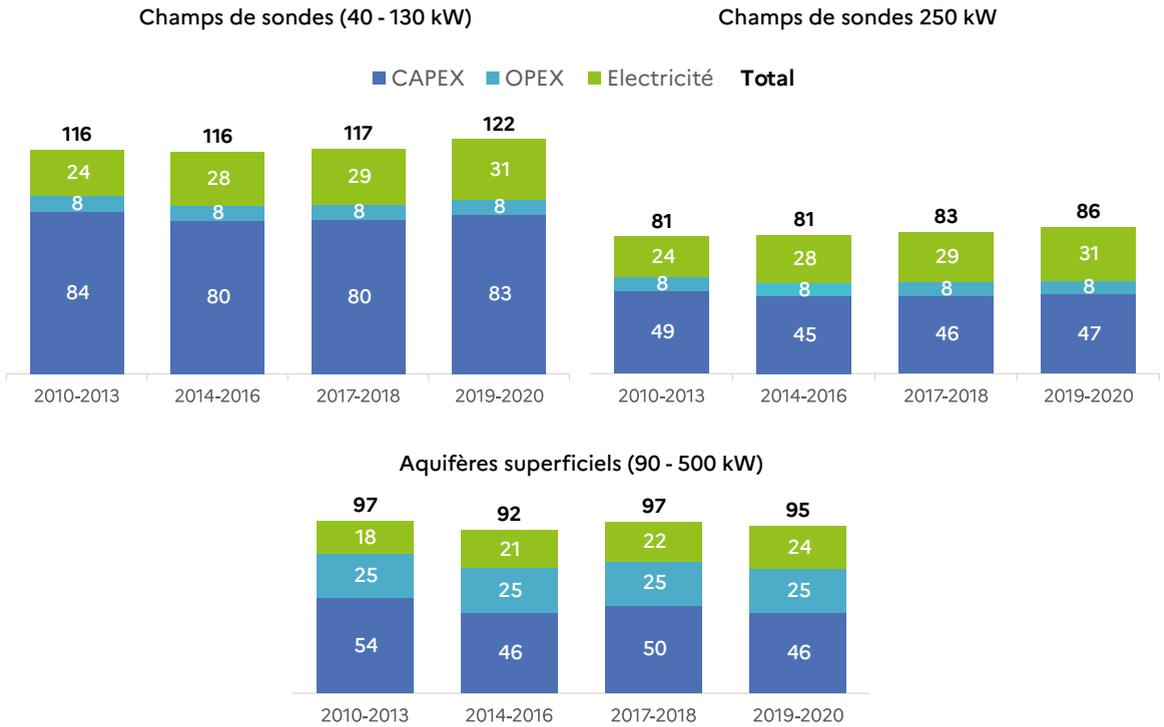
©Adobe Stock

⁹⁰ Il existe un écart notable et inexplicable avec l'étude CIBE, FEDENE, SER et UNICLIMA (2021) « Panorama de la chaleur renouvelable et de récupération » qui affiche un parc à 737 MW en 2020.

La géothermie de surface permet de produire du rafraîchissement en plus de la chaleur, à partir, soit du géocooling qui consiste à utiliser la fraîcheur naturelle du sous-sol (8° C et 16° C) avec un fonctionnement nécessitant une très faible consommation d'électricité, soit à partir

du froid actif, grâce au mode réversible de la PAC avec une consommation d'électricité non négligeable. Le rafraîchissement ne nécessite qu'un investissement marginal supplémentaire, mais les dépenses d'exploitation sont plus importantes dans le cas du froid actif.

GRAPHIQUE 94 :
Evolution du LCOE entre 2010 et 2020 (en €/HT/MWh)



*Le LCOE moyen en €/MWh des installations de géothermie sur champs de sondes inclut le renouvellement de la PAC au bout de 25 ans.

7.3.2. Le CAPEX et son évolution

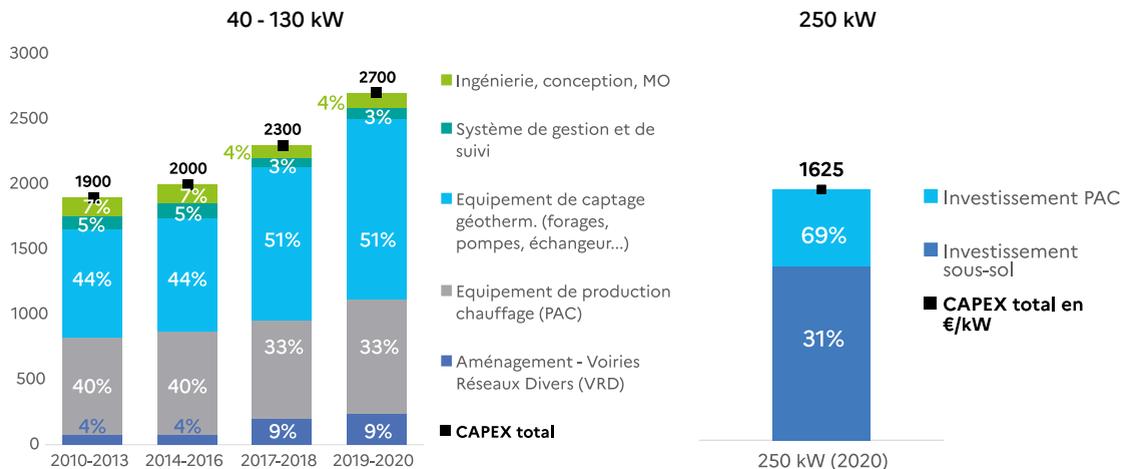
Selon les données prévisionnelles des projets du Fonds Chaleur, le CAPEX en €/kW des installations de géothermie sur champ de sondes a sensiblement augmenté au cours de la dernière décennie. Cette augmentation est liée au surcoût en assurances imposé aux

professionnels qui interviennent dans les travaux de sites géothermiques de minime importance⁹¹, à l'augmentation des prix des matières premières et à la pénurie de foreurs qualifiés.

⁹¹ Article L164-1-1 du Code Minier, instauré par la LOI n°2015-992 du 17 août 2015 - art. 120



GRAPHIQUE 95 :
Evolution de la répartition (%) du CAPEX de la géothermie sur champ de sondes (€HT/kW)



Source : Fonds Chaleur pour les unités de puissance comprise entre 40 et 130 kW et étude AFPG (2020) pour les unités de puissance égale à 250 kW. Les données du Fonds Chaleur sont prévisionnelles et les années correspondent aux années de dépôt de la demande de subvention et non à l'année de mise en service de l'installation.

GRAPHIQUE 96 :
Evolution de la répartition (%) du CAPEX de la géothermie sur aquifères superficiels (€HT/kW)



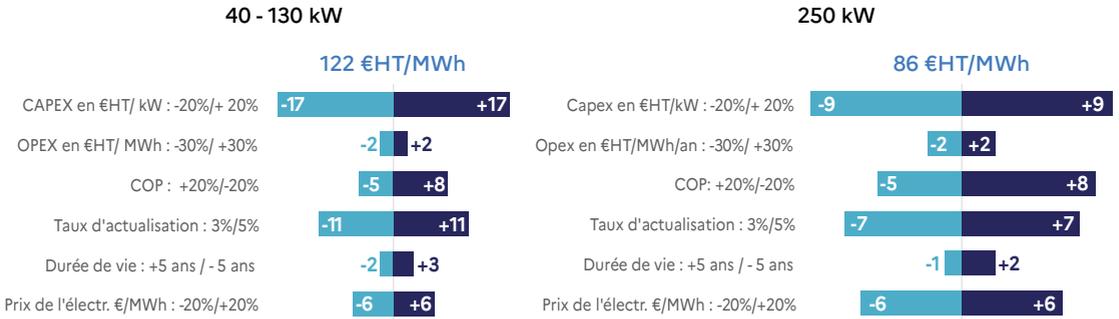
Source : Fonds Chaleur, voir tableaux des hypothèses et des sources. Ces données sont prévisionnelles et les années correspondent aux années de dépôt de la demande de subvention et non à l'année de mise en service de l'installation.

7.3.3. Analyse de sensibilité

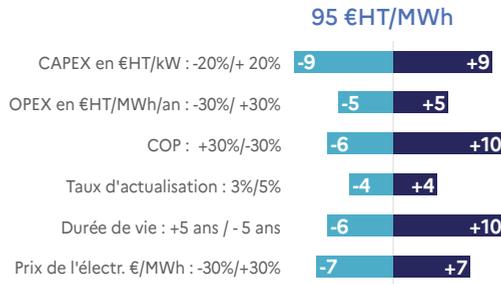
Le graphique 97 présente une analyse de sensibilité du LCOE à la variation d'un des paramètres suivants, toutes choses égales par

ailleurs : les CAPEX, les OPEX, le COP, la durée de fonctionnement et le prix de l'électricité.

GRAPHIQUE 97 :
Analyse de sensibilité du LCOE de la géothermie sur champ de sondes pour l'année 2020



GRAPHIQUE 98 :
Analyse de sensibilité du LCOE de la géothermie sur aquifères superficiels pour l'année 2020



Grille de lecture : Si le CAPEX en €/HT/kW des installations de géothermie sur aquifères augmente (diminue) de 20 %, le LCOE augmente (diminue) de 9 €/MWh, toute chose égale par ailleurs.

Les variations proposées ci-dessus correspondent aux variations couramment observées. Notons que le taux d'actualisation était de 7 % en début de période, soit plus élevé que le maximum proposé ci-dessus. Pour

un taux d'actualisation de 5 %, (contre 4 % en 2020), le surcoût serait de 11 € pour la géothermie sur champ de sondes 40 - 130kW ; pour un taux d'actualisation de 7 %, il serait de 36 €.

7.3.4. Hypothèses et sources

Tableau 33 : Hypothèses pour le calcul des LCOE de la géothermie sur champs de sondes

	2010-2013	2014-2016	2017-2018	2019-2020
Production utile (nb heures/an)	1800	1800	1800	1800
Coefficient de performance (COP)	4,2	4,2	4,2	4,2
Durée de fonctionnement (années)	50 (forage) et 25 (PAC)			
Investissement (€/HT/kW)				
40 -130 kW	1900	2000	2300	2700
250 kW	1144	1204	1384	1625
Exploitation (€/HT/MWh)	8	8	8	8
Prix de l'électricité (€/HT/MWh)	101	117	122	132
Taux d'actualisation (%)	7	6	5	4



Tableau 34 :
Hypothèses pour le calcul des LCOE de la géothermie sur aquifères superficiels

	2010-2013	2014-2016	2017-2018	2019-2020
Production utile (nb heures/an)	2100	2100	2100	2100
Coefficient de performance (COP)	5,5	5,5	5,5	5,5
Durée de fonctionnement (années)	20	20	20	20
Investissement (€HT/kW)	1200	1100	1300	1300
Exploitation (€HT/MWh)	25	25	25	25
Prix de l'électricité (€HT/MWh)	101	117	122	132
Taux d'actualisation (%)	7	6	5	4

SOURCES :

CAPEX : Pour les installations sur champ de sondes de puissance comprise entre 40 et 130 kW, ainsi que pour les installations sur aquifères superficiels, les CAPEX proviennent de l'analyse de projets du Fonds chaleur, 122 projets sur champs de sondes et 74 projets sur aquifères superficiels de puissance comprise entre 90 et 500 kW (voir répartition ci-dessous). Ces données sont prévisionnelles et les années correspondent aux années de dépôt de la demande de subvention et non à l'année de mise en service de l'installation. Les valeurs des CAPEX issues des données du Fonds chaleur pour les installations de géothermie sur champs de sondes et sur aquifères superficiels ont été diminuées respectivement de 8 % et 9 % afin de retirer le coût des solutions d'appoint. Le CAPEX des installations sur champs de sondes de 250 kW provient de l'étude technico-économique AFPG⁹² (2020) et son évolution a été calculée sur la base des évolutions observées des CAPEX des installations aidées par le Fonds Chaleur.

Répartition des CAPEX : Analyse d'une cinquantaine de projets financés par le Fonds Chaleur.

Production utile : Etude ADEME, 2020 « Coûts des énergies renouvelables et de récupération en France »

OPEX : AFPG. « Etude technico-économique de la géothermie de surface ». Septembre 2020. Le coût de la maintenance y est indiqué en euros/an (1800 € pour les champs de sonde de 250 kW, 7560 € pour les aquifères superficiels). La conversion en €/MWh a été faite en utilisant les besoins thermiques de l'étude AFPG. Notons que ces OPEX sont en net recul par rapport à ceux utilisés dans la précédente étude.

Prix de l'électricité : Les valeurs du prix de l'électricité⁹³ proviennent des données du service des données et études statistiques (SDES), enquête transparence des prix du gaz et de l'électricité : Tranche de consommation tranche 0,02 – 0,5 GWh. On suppose que le prix de l'électricité reste constant au prix de l'année de mise en service (ou de la demande d'aide).

COP : étude technico-économique AFPG (2020).

Durée de vie : étude ADEME, 2020 « Coûts des énergies renouvelables et de récupération en France »

Taux d'actualisation : Voir section 3.2

Tableau 35 :
Répartition des projets analysés par année

Année de financement	Champs de sondes 40-130 kW	Aquifères superficiels 90-500 kW
2010-2013	22	11
2014-2016	32	32
2017-2018	33	14
2019-2020	35	17
TOTAL	122	74

⁹² http://www.afpg.asso.fr/wp-content/uploads/2020/09/ETUDE_AFPG_2020_web.pdf

⁹³ <https://www.statistiques.developpement-durable.gouv.fr/prix-de-lelectricite-en-france-et-dans-lunion-europeenne-en-2020?rubrique=22&dossier=188>

7.4. Les combustibles solides de récupération (CSR)

Les CSR, Combustible solide de récupération, désignent des déchets non dangereux, non recyclables dans les conditions technico-économiques actuelles, qui ont été préparés en vue d'être utilisés à des fins de valorisation énergétique. La préparation des CSR est réalisée de façon à permettre une valorisation énergétique performante avec production de chaleur et/ou d'électricité.

La filière bénéficie du soutien du Fonds Economie Circulaire pour le développement

d'unités permettant une valorisation jusqu'à 1,5 million de tonnes de CSR d'ici 2025, qui viendraient se rajouter à l'objectif de consommation d'un million de tonnes de CSR annoncé par les cimentiers⁹⁴.

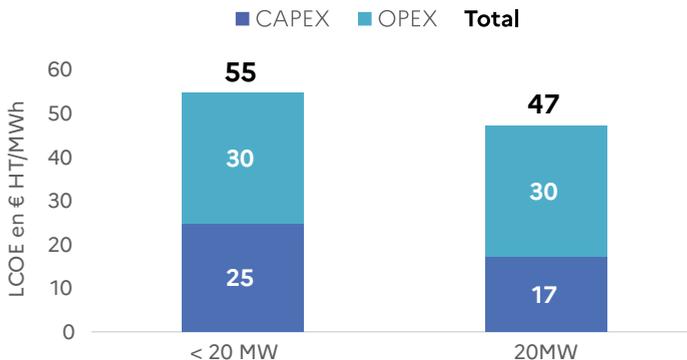
En 2020, SINOE dénombre une trentaine de sites de préparation des CSR. D'après le rapport⁹⁵ Federec et Compte-R, (2015), la valorisation des CSR est réalisée par une vingtaine d'acteurs en France et la consommation de CSR était estimée entre 250 000 et 500 000 t en 2014.

7.4.1. LCOE des unités CSR (en € HT/MWh)

Le LCOE de la filière CSR dépend de la puissance des unités. Il est en moyenne de 55 €HT/MWh pour les unités de moins de 20 MW et de 47 €HT/MWh pour les unités de plus de 20 MW. Il est important de noter que les installations peuvent bénéficier de recettes liées au traitement des CSR comprises entre 7 et 12 €HT/MWh⁹⁶ selon la capacité de l'installation et donc le rayon de chalandise des CSR. Le montant des recettes

est très variable et dépend du contexte local. Lorsque des recettes existent, les LCOE des unités CSR peuvent baisser d'environ 25 %. Les OPEX représentent une part plus importante du coût de production dans les unités de plus de 20 MW que dans les unités plus petites, en raison du surcoût lié aux coûts de quota de CO₂ et des économies d'échelles sur les CAPEX.

GRAPHIQUE 99 :
LCOE de la filière CSR en France métropolitaine en 2019-2020



Source : Fonds Economie circulaire

⁹⁴ https://atee.fr/system/files/2020-02/2018.06_Rapport_ANCRE_CSR.pdf

⁹⁵ https://bibliothèque.ademe.fr/dechets-economie-circulaire/2436-combustibles-solides-de-recuperation-csr-caracterisation-et-evaluation-de-leurs-performances-en-combustion.html#44-type_de_produit-format_electronique

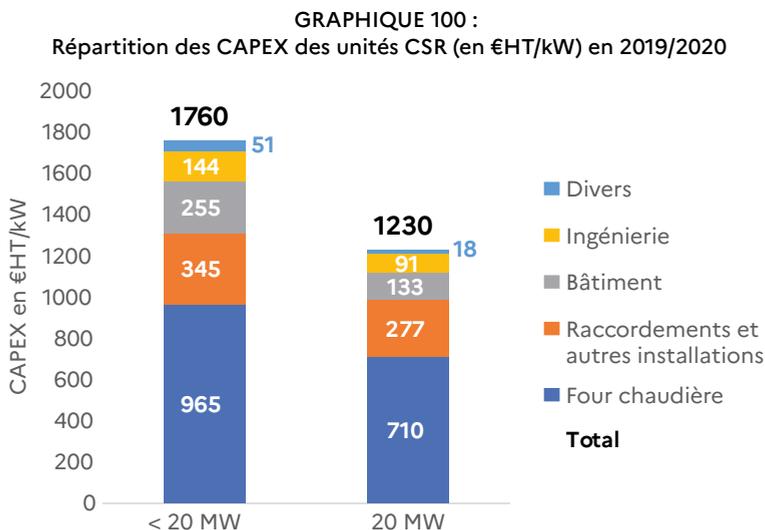
<https://lecho-circulaire.com/la-france-produira-25-mt-an-de-csr-dici-a-2025/>

⁹⁶ Sur la base de 30 à 50 €/tonne d'après <https://www.fnade.org/ressources/documents/1/812-FICHE-CSR-ETUDE-FNADE-SN2E-23112015.pdf>



7.4.2. Répartition des CAPEX des unités CSR (en €HT/kW)

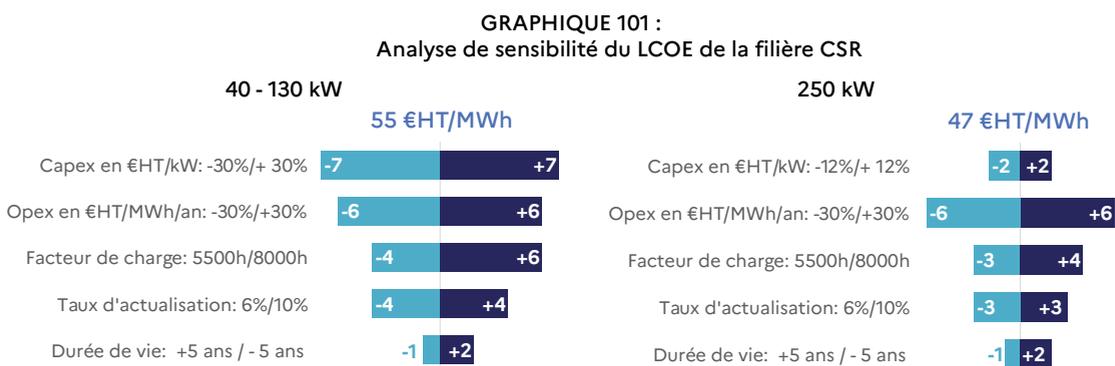
Les économies d'échelle sont marquées sur les CAPEX : en moyenne, le CAPEX des unités CSR est de 1760 €HT/kW pour les installations de moins de 20 MW et de 1230 €HT/kW pour celles de plus de 20 MW.



Sources : Analyse des CAPEX prévisionnels de 11 projets CSR (dont 6 de moins de 20 MW PCI) soutenus par l'ADEME sur la période 2019-2020. Les projets en cogénération, sur réseau de chaleur ainsi que ceux réalisés dans les DROM ont été retirés en raison de leurs structures de coûts différentes et du périmètre de l'étude.

7.4.3. Analyse de sensibilité du LCOE des CSR

Le graphique ci-après présente une analyse de sensibilité du LCOE à la suite d'une variation d'un des paramètres suivants, toutes choses égales par ailleurs : CAPEX, OPEX, productible, taux d'actualisation et durée de fonctionnement.



Grille de lecture : Si le CAPEX en € HT/kW augmente (baisse) de 30 %, le coût des unités CSR de moins de 20 MW augmente (baisse) de 7 €HT/MWh.

Les variations proposées sont les ordres de grandeur des variations observées dans les dossiers d'aide de l'ADEME. La borne supérieure de la variation des OPEX des grandes installations correspond à la valeur des OPEX proposée par des professionnels.

7.4.4. Sources et hypothèses

Tableau 36 : Hypothèses pour le calcul du LCOE des unités CSR

	2019-2020	
	<20MW	≥20MW
Facteur de charge (nb heures/an)	6700	6700
Durée de fonctionnement (années)	25	25
Rendement (%)	85	85
Investissement (€HT/kW)	1760	1230
Exploitation (€HT/MWh)	30	20
Quota de CO ₂ (€HT/MWh)		10
Taux d'actualisation (%)	8	8

SOURCES :

CAPEX : Moyennes des données de 11 projets soutenus par l'ADEME sur la période 2019-2020. Ces valeurs proviennent de données prévisionnelles et les années correspondent à la date de demande d'aide et non à celle de mise en service de l'installation. D'après les échanges avec les professionnels, il est probable que ces CAPEX soient sous-estimés, qu'ils aient augmenté entre les phases d'études et de préconsultation et les offres fermes constructeurs.

OPEX : Moyennes des données prévisionnelles de 11 projets soutenus par l'ADEME sur la période 2019-2020. La valeur des OPEX des unités de plus de 20 MW comprend le coût du quota de CO₂ estimé en moyenne à 10 €/MWh⁹⁷.

Recettes de CSR : provient de l'étude SN2E/FNADE⁹⁸ (2015) « Développement de la filière CSR en France » et discussion avec les professionnels.

Facteur de charge (nb heures/an) : Moyennes des données prévisionnelles de 11 projets soutenus par l'ADEME sur la période 2019-2020. Cela correspond à environ 8000 h de fonctionnement avec une puissance moyenne d'appel qui correspond à 84 % de la puissance nominale.

Rendement : Moyennes des données prévisionnelles de 11 projets soutenus par l'ADEME sur la période 2019-2020 et discussion avec les professionnels.

Taux d'actualisation : Voir section 3.2

Durée de vie : Le nombre d'année de fonctionnement provient d'échanges avec les professionnels.

7.5. Filière 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,

industrielle, ou sur réseau » est la filière chaufferies au gaz naturel.

7.5.1. LCOE des chaufferies au gaz naturel et leur évolution

Les LCOE sont calculés sur la base d'un prix hors TVA du gaz pour les utilisateurs non domestiques en fonction des tranches de consommation (source Eurostat). En raison des fluctuations importantes et souvent peu

prévisibles du prix du gaz, il a été retenu des prix du gaz constants pendant la durée de vie de l'installation, au prix de l'année de mise en service de l'installation. Le coût des chaufferies au gaz naturel dépend principalement de la

⁹⁷ Estimation faite sur la base d'une valeur moyenne à 835 kg CO₂/t CSR pour un PCI de 15 MJ/kg et d'un prix moyen de juin 2021 du quota d'émissions CO₂ de 53 €/t

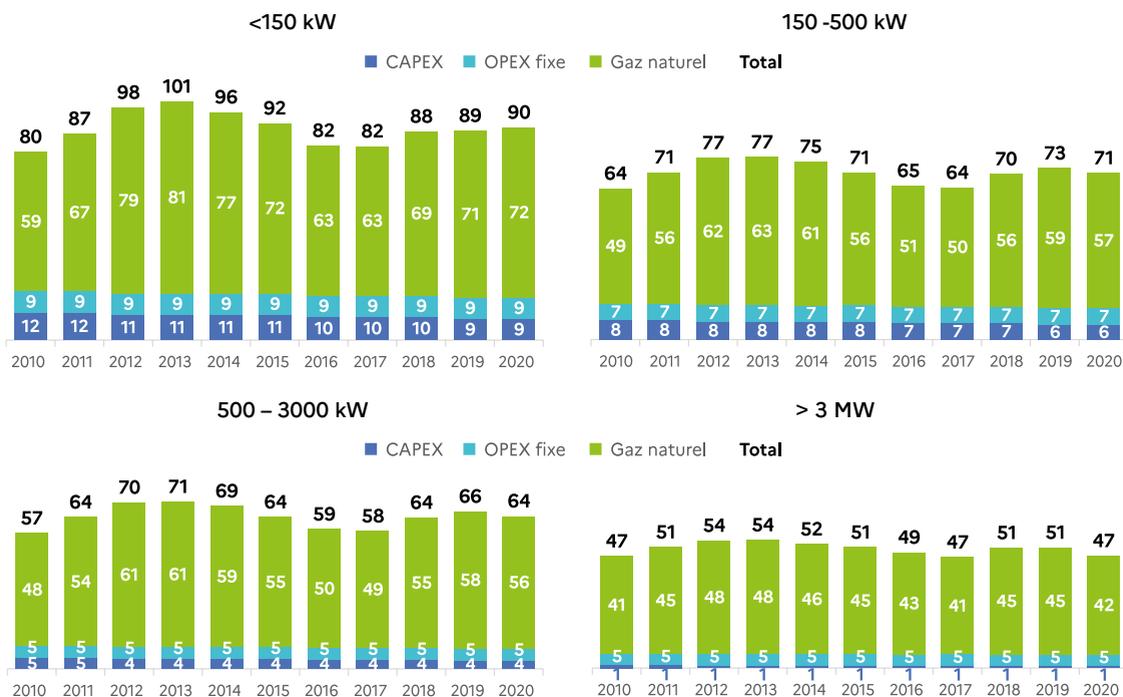
⁹⁸ <https://www.fnade.org/ressources/documents/1/812-FICHE-CSR-ETUDE-FNADE-SN2E-23112015.pdf>



puissance des chaufferies du fait de l'existence de rendements d'échelle croissants⁹⁹. La principale composante du LCOE des chaufferies est l'OPEX variable, i-e le coût

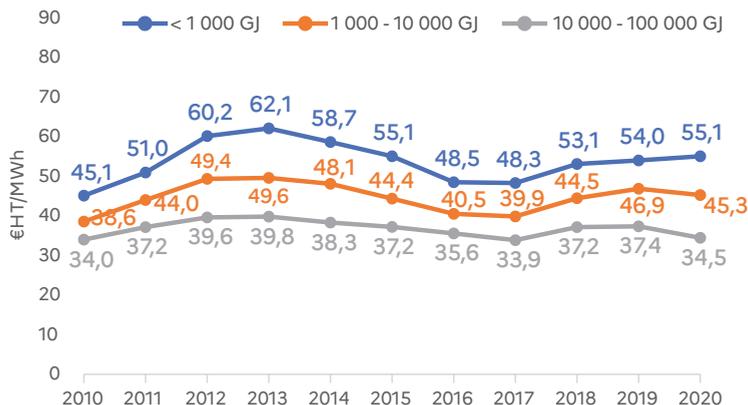
du combustible gaz. L'évolution du LCOE est principalement liée aux fluctuations du prix du gaz, les autres composantes du coût variant peu.

GRAPHIQUE 102 :
Evolution du LCOE des chaufferies au gaz naturel de 2010 à 2020 (€HT/MWh)



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

GRAPHIQUE 103 :
Evolution du prix du gaz par tranche de consommation



Source :
prix du gaz pour
les utilisateurs non
résidentiels, Eurostat

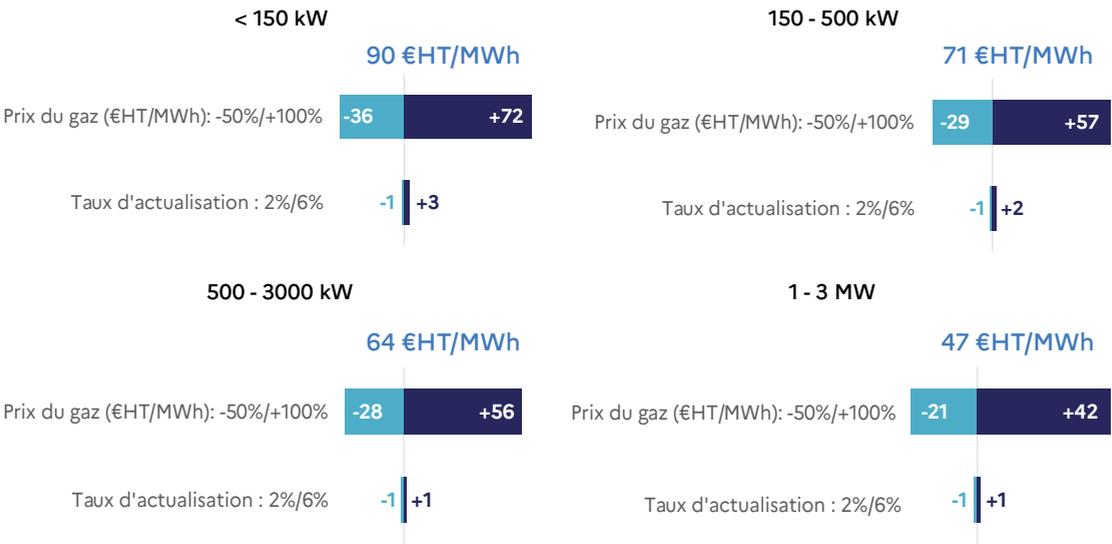
⁹⁹ Il n'y a pas de différence significative entre les LCOE des chaudières de puissance comprise entre 500 et 100 kW et celles de puissance comprise entre 1 et 3 MW. Il a donc été procédé au regroupement de ces deux catégories.

7.5.2. Analyse de sensibilité

Le graphique ci-dessous présente une analyse de sensibilité du LCOE à la variation du prix du gaz naturel, ainsi qu'au taux d'actualisation, toutes choses égales par ailleurs. Le LCOE est très sensible aux variations du prix du

combustible gaz et l'impact des variations du taux d'actualisation reste marginal. Lorsque le prix du gaz est multiplié par 2, le LCOE des chaufferies augmente entre 42 et 72 €/HT/MWh en fonction de la puissance des installations.

GRAPHIQUE 104 :
Analyse de sensibilité du LCOE des chaufferies au gaz naturel en 2020



7.5.3. Sources et hypothèses

Tableau 37 :
Hypothèses retenues pour le calcul des LCOE des Chaufferies au gaz naturel de puissance > 150 kW

	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020
Productible (nb heures/an)	2000	2000	2000	2000	2000	2000	2000	2000	2000	2000	2000
Rendement (sur PCI) (%)	85	85	85	85	85	85	85	85	85	85	85
Durée de fonctionnement (années)	20	20	20	20	20	20	20	20	20	20	20
Investissement (€/HT/kW)	270	270	270	270	270	270	270	270	270	270	270
Exploitation (€/HT/MWh)	9	9	9	9	9	9	9	9	9	9	9
Prix du gaz (€/HT/MWh)	45,1	50,95	60,15	62,10	58,65	55,05	48,50	48,30	53,10	54,00	55,05
Taux d'actualisation (%)	6	6	5	5	5	5	4	4	4	3	3



Tableau 38 :
Hypothèses retenues pour le calcul des LCOE des Chaufferies au gaz naturel de puissance comprise entre 150 et 500 kW

	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020
Productible (nb heures/an)	2000	2000	2000	2000	2000	2000	2000	2000	2000	2000	2000
Rendement (sur PCI) (%)	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
Investissement (€HT/kW)	190	190	190	190	190	190	190	190	190	190	190
Exploitation (€HT/MWh)	7	7	7	7	7	7	7	7	7	7	7
Prix du gaz (€HT/MWh)	38,50	44,00	49,35	49,60	48,10	44,35	40,50	39,85	44,45	46,85	45,25
Taux d'actualisation (%)	6	6	5	5	5	5	4	4	4	3	3

Tableau 39 :
Hypothèses retenues pour le calcul des LCOE des Chaufferies au gaz naturel de puissance comprise entre 500 et 3000 kW

	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020
Productible (nb heures/an)	3000	3000	3000	3000	3000	3000	3000	3000	3000	3000	3000
Rendement (sur PCI) (%)	90	90	90	90	90	90	90	90	90	90	90
Durée de fonctionnement (années)	25	25	25	25	25	25	25	25	25	25	25
Investissement (€HT/kW)	160	160	160	160	160	160	160	160	160	160	160
Exploitation (€HT/MWh)	5	5	5	5	5	5	5	5	5	5	5
Prix du gaz (€HT/MWh)	38,50	44,00	49,35	49,60	48,10	44,35	40,50	39,85	44,45	46,85	45,25
Taux d'actualisation (%)	6	6	5	5	5	5	4	4	4	3	3

Tableau 40 :
Hypothèses retenues pour le calcul des LCOE des Chaufferies au gaz naturel
de puissance supérieure à 3 MW

	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020
Productible (nb heures/an)	3000	3000	3000	3000	3000	3000	3000	3000	3000	3000	3000
Rendement (sur PCI) (%)	90	90	90	90	90	90	90	90	90	90	90
Durée de fonctionnement (années)	25	25	25	25	25	25	25	25	25	25	25
Investissement (€HT/kW)	160	160	160	160	160	160	160	160	160	160	160
Exploitation (€HT/MWh)	5	5	5	5	5	5	5	5	5	5	5
Prix du gaz (€HT/MWh)	38,50	44,00	49,35	49,60	48,10	44,35	40,50	39,85	44,45	46,85	45,25
Taux d'actualisation (%)	6	6	5	5	5	5	4	4	4	3	3

SOURCES :

CAPEX : Les valeurs des CAPEX proviennent de l'étude ADEME (2020) « Coûts des énergies renouvelables et de récupération en France » et d'échanges avec les professionnels.

OPEX fixe et variables : étude ADEME (2020) « Coûts des énergies renouvelables et de récupération en France » et d'échanges avec les professionnels.

Facteur de charge : Les valeurs des CAPEX 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 : Eurostat¹⁰⁰, prix du gaz pour les utilisateurs non résidentiels, pour les tranches de consommation < 1000 gigajoules, 1000 à 10000 gigajoules et > 10000 gigajoules.

Durée de fonctionnement : étude ADEME (2020) « Coûts des énergies renouvelables et de récupération en France » et d'échanges avec les professionnels.

Taux d'actualisation : Voir section 3.2

¹⁰⁰ https://appsso.eurostat.ec.europa.eu/nui/show.do?dataset=nrg_pc_203&lang=en



8. Les coûts de la consommation énergétique des bâtiments

Cette fiche présente les 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. Les consommations énergétiques retenues (Tableau 41) correspondent à un diagnostic de performance énergétique (DPE) de classe D, classe de performance qui regroupe le plus grand nombre de résidences principales¹⁰¹.

TABLEAU 41 :
Consommations en chauffage et en ECS des deux cas d'étude

Logement	Maison individuelle de 100 m ²	Appartement de 80 m ²
Consommation chauffage (kWh/an)	20 000	15 000
Consommation ECS (kWh/an)	1 500	1 500

Les coûts présentés dans cette fiche correspondent au coût actualisé d'une installation mise en service en 2020, et sont repris des fiches par technologie. Pour rappel, dans les fiches par technologie, les LCOE sont calculés avec des coûts de l'énergie (électricité, gaz ou bois) à leur valeur de 2020 et en les supposant stables 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. Etant donné la très forte augmentation des prix de l'électricité et du gaz entre 2020 et 2021, 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 2020, 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 50 % et de 100 % par rapport à leur valeur de 2020, avec un prix du bois inchangé, et les prix sont stables sur la durée de vie des installations.

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 », six solutions énergétiques, depuis une solution 100 % gaz ou électrique jusqu'à des solutions 100 % EnR, ont été testées :

- Solution PAC aérothermique et chauffe-eau électrique ;
- Solution PAC géothermique ;
- Solution Chaudière à granulés ;

¹⁰¹ <https://www.statistiques.developpement-durable.gouv.fr/le-parc-de-logements-par-classe-de-consommation-energetique>

- Solution Chaudière à Gaz ;
- Solution radiateur électrique et chauffe-eau électrique ;
- Solution EnR (solaire et bois) et Chaudière à Gaz.

Le tableau suivant présente pour chaque solution énergétique, la valeur du LCOE retenue et le coût total actualisé¹⁰².

TABLEAU 42 :
Coût annuel actualisé d'eau chaude sanitaire et de chauffage pour une maison individuelle

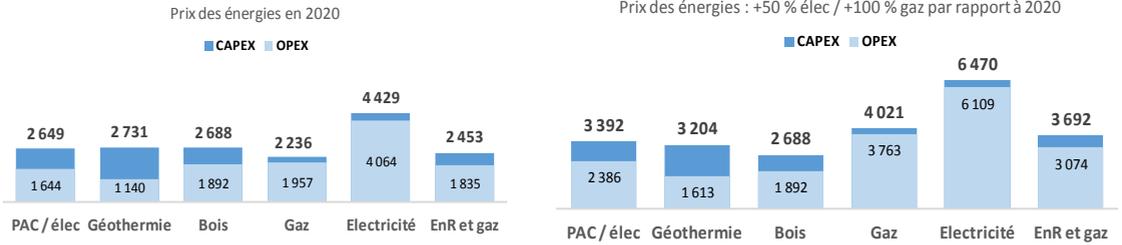
Équipement	Productible équipement	LCOE prix 2020 (€/MWh)	Coût total actualisé (€/an)
SOLUTION PAC/ELEC			2 649 € (3 381)
PAC Air/Air de 11 kW	20 000 kWh	117 €/MWh (voir Fiche 6.3 pour calcul)	2 340 € (2 930)
Chauffe-eau électrique	1 500 kWh	206 €/MWh (voir Fiche 6.4 pour calcul)	309 € (451)
SOLUTION GÉOTHERMIE			
PAC eau glycolée eau / champ de sonde 11 kW	21 500 kWh	127 €/MWh (voir Fiche 6.3 pour calcul)	2 731 € (3 204)
SOLUTION BOIS			
Chaudière à granulés	21 500 kWh	125 €/MWh (voir Fiche 6.1 pour calcul)	2 688 €
SOLUTION GAZ			
Chaudière gaz	21 500 kWh	104 €/MWh (voir Fiche 6.4 pour calcul)	2 236 € (4 028)
SOLUTION ELECTRICITÉ			4 429 € (6 692)
ECS électrique	1 500 kWh	206 €/MWh (voir Fiche 6.4 pour calcul)	309 € (451)
Radiateur électrique	20 000 kWh	206 €/MWh (voir Fiche 6.4 pour calcul)	4 129 € (6 018)
SOLUTION ENR&GAZ			2 453 € (3 692)
Chaudière à gaz	14 750 kWh	111€/MWh (voir Fiche 6.4 pour calcul mais avec un productible de 14 750 kWh)	1 637 € (2 876)
Solaire thermique (2m ²)	750 kWh	207 €/MWh (voir Fiche 6.2 pour calcul)	155 €
Poêle à buches	6 000 kWh	110 €/MWh (voir Fiche 6.1 pour calcul)	660 €

Les valeurs entre parenthèses correspondent au coût de la solution énergétique soit avec la hausse du prix de l'électricité, soit avec la hausse du prix du gaz.

¹⁰² Le coût total actualisé est égal à la valeur du LCOE multipliée par le productible de l'équipement.



GRAPHIQUE 105 :
Coût annuel actualisé pour une maison individuelle selon la solution énergétique et le prix du gaz et de l'électricité (€TTC/an)



Avec le prix des énergies de 2020, la solution la plus économique est la chaudière à gaz (2 236 €TTC/an). Toutefois, le coût des autres solutions énergétiques étudiées, à l'exception de la solution tout électrique, est proche du coût de la solution gaz. En tenant compte d'une hausse du prix des énergies (+ 50 % pour l'électricité, + 100 % pour le gaz par rapport à 2020, mais avec un prix du bois correspondant à sa valeur de 2020), la solution bois devient la solution la moins onéreuse (2 688 €TTC/an). Les solutions avec PAC aérothermique (3 392 €TTC/an), ou géothermique (3 204 €TTC/an) sont également moins onéreuses que la solution gaz (4 021 €TTC/an).

En se concentrant sur les dépenses hors amortissement de l'investissement (dépense d'entretien et de combustible), appelées OPEX dans le graphique ci-dessus, la solution géothermique présente les dépenses de fonctionnement les plus faibles dans les deux hypothèses de prix : 1 140 €TTC/an avec la valeur 2020 du prix de l'électricité et 1 613 €TTC/an avec la valeur 2020 du prix de l'électricité augmentée de 50 %.

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

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 :

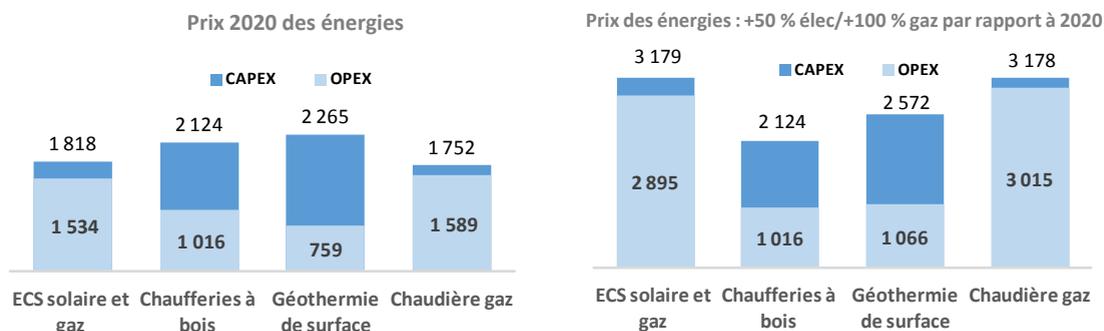
- Solution Géothermie de surface (champ de sondes géothermique),
- Solution Chaufferies à bois en pied d'immeuble,
- Solution Chaudière à gaz en pied d'immeuble,
- Solution Solaire thermique sur toiture (45 % des besoins ECS de l'immeuble) et chaudière à gaz en pied d'immeuble.

Le tableau suivant présente pour chaque solution énergétique, la valeur du LCOE¹⁰³ retenue et le coût total actualisé

TABLEAU 43 :
Coût annuel actualisé d'eau chaude sanitaire et de chauffage pour un appartement de 80 m²

Équipement	Productible équipement	LCOE prix 2020 (€TTC/MWh)	Coût total actualisé (€TTC/an)
SOLUTION GÉOTHERMIE			
Géothermie de surface sur champ de sonde 40 - 130kW	16 500 kWh	137 €/MWh (voir Fiche 7.3 pour calcul HT)	2 265 € (2 572)
SOLUTION BOIS			
Chaudière en pied d'immeuble < 500kW	16 500 kWh	129 €/MWh (voir Fiche 7.1 pour calcul HT)	2 124 €
SOLUTION GAZ			
Chaudière gaz en pied d'immeuble < 150 kW	16 500 kWh	106 €/MWh (voir Fiche 7.5 pour calcul HT)	1 752 € (3 178)
SOLUTION THERMIQUE ET GAZ			1 818 € (3 179)
Chaudière à gaz	15 750 kWh	106 €/MWh (voir Fiche 7.5 pour calcul HT)	1 672 € (2 878)
Solaire thermique sur toiture < 50 m ²	750 kWh	194 €/MWh (voir Fiche 7.2 pour calcul HT)	146 €

GRAPHIQUE 106 : Coût annuel des consommations énergétiques d'un logement collectif, par solution énergétique et niveau de prix (€TTC/an)



Avec le prix des énergies de 2020, la solution la plus économique est la chaudière à gaz (1 752 €TTC/an).

En tenant compte d'une hausse du prix des énergies (+ 50 % pour l'électricité et + 100 % pour le gaz par rapport à leur valeur de 2020, mais avec un prix du bois correspondant à

sa valeur de 2020), la chaufferie bois devient la solution la plus économique (2 124 €TTC/an) suivie par la géothermie (2 572 €TTC/an). Notons également que la solution couplant chaudière gaz et solaire thermique a un coût identique à une chaudière à gaz seule : environ 3 180 €TTC/an.

¹⁰³ Dans les fiches par technologies, 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.



En se concentrant sur les dépenses hors amortissement de l'investissement (dépense d'entretien et de combustible), appelées OPEX dans le graphique 106, 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 notamment), et que leur prise en compte contribuerait à réduire le coût d'investissement des solutions énergétiques utilisant des EnR.





9. Annexes

9.1. SIGLES ET ACRONYMES

- ADEME** : Agence de la transition écologique
- AFHYPC** : Association Française pour l'Hydrogène et les Piles à Combustible
- AFPAC** : Association française de la Pompe à Chaleur
- AFPG** : Association française des professionnels de la géothermie
- AIE / IEA** : Agence Internationale de l'Energie
- AMORCE** : Association nationale des collectivités, associations et entreprises pour la gestion des déchets, de l'énergie et des réseaux de chaleur
- ARENH** : Accès Régulé à l'Electricité Nucléaire Historique
- BNEF** : Bloomberg New Energy Finance
- CAPEX** : Capital Expenditure en anglais, i.e. dépenses d'investissement
- CESI** : Chauffe-eau Solaire Individuel
- CIBE** : Comité Interprofessionnel du Bois-énergie
- CMPC** : Coût moyen pondéré du capital
- CRE** : Commission de Régulation de l'Energie
- CSPE** : Contribution au service public de l'électricité
- Eco PTZ** : Eco Prêt à taux zéro
- EGS** : Enhanced Geothermal Stimulation en anglais, i.e. Système Géothermique Stimulé
- Enerplan** : Syndicat des professionnels de l'énergie solaire
- ESTIF** : European Solar Thermal Industry Federation
- Eurostat** : Service statistique de la Commission européenne
- FEDENE** : Fédération des services énergie environnement
- FEE** : France énergie éolienne
- FHE** : France hydro-électricité
- IAB** : Intégré au Bâtiment
- IPCC** : Intergovernmental Panel on Climate Change
- IRENA** : International Renewable Energy Agency
- Ktep** : Kilo-tonne d'équivalent pétrole
- LCOE** : Levelized Cost of Energy en anglais, i.e. coût moyen de production de l'énergie
- LTECV** : La loi relative à la transition énergétique pour la croissance verte
- Mtep** : Mégatonne d'équivalent pétrole
- MWh** : Mégawatt heure
- OPEX** : Operational Expenditure en anglais, i.e. dépenses d'exploitation
- PAC** : pompes à chaleur
- PPE** : Programmation Pluriannuelle de l'Energie



PV :	Photovoltaïque
RPD :	Réseau Public de Distribution
RPT :	Réseau Public de Transport
RTE :	Réseau de Transport de l'électricité
SDES :	Service de la donnée et des études statistiques (Commissariat général au développement durable)
SER :	syndicat des énergies renouvelables
SSC :	Système Solaire Combiné (chauffage solaire)
STC :	Solaire Thermique Collectif
STR :	Solaire Thermique sur Réseau de chaleur
UFE :	Union France de l'électricité
Uniclîma :	Syndicat national des industries thermiques, aéraluques et frigorifiques

9.2. SOURCES et BIBLIOGRAPHIE

GÉNÉRAL

ADEME (2020), Coûts des énergies renouvelables et de récupération en France
Eurostat. <https://ec.europa.eu/eurostat/fr/data/database>
IEA (2020), World Energy Outlook 2020
IEA (2021), World Energy Outlook 2021
IRENA (2020), Renewable Energy capacity statistics 2019
Ministère de la Transition Ecologique et Solidaire (2019), Stratégie française
pour l'énergie et le climat ; Programmation pluriannuelle de l'énergie
RTE (2020), Bilan électrique 2020
SDES (2021), Bilan énergétique de la France pour 2019
SDES (2017, 2018, 2019, 2020), Chiffres clés des énergies renouvelables
Photovoltaïque
ADEME (2015) : Bilan, perspectives et stratégie de la filière Photovoltaïque en France
CRE (2014) : Coûts et rentabilité des énergies renouvelables en France : Éolien terrestre,
biomasse, solaire photovoltaïque
CRE 2019 : coûts et rentabilités du grand photovoltaïque en France continentale
International Energy Agency, PVPS (2019), National Survey Report of PV Power
Applications in France
National Renewable Energy Laboratory – NREL (2018), Annual Technology Baseline (ATB)
Observ'ER (2020), Suivi du marché 2019 des installations solaires photovoltaïques individuelles

ÉOLIEN

ADEME (2020), Renouvellement de l'éolien : quelles stratégies possibles et envisageables en fin d'exploitation pour les parcs éoliens terrestres ?

IN NUMERI, I CARE, ADEME (2017), Etude sur la filière éolienne française : bilan, prospective et stratégie

CRE (2014), Rapport d'analyse sur les coûts et la rentabilité des énergies renouvelables en France métropolitaine

Poiry, FEE (2016), Observatoire des coûts de l'éolien terrestre

Registre national des installations de production d'électricité et de stockage (2020). Open data

SDES (2020), Tableau de bord éolien quatrième trimestre 2020

SDES (2021), Tableau de bord éolien deuxième trimestre 2021

PRIX DE L'ÉLECTRICITÉ

Banque Mondiale. Carbon Pricing Dashboard, https://carbonpricingdashboard.worldbank.org/map_data

CRE (2010-2020), Observatoire du prix de marché de l'électricité et du gaz de la Commission de Régulation de l'Énergie

Lazard (2011,2015,2020), Levelized cost of energy analyses version 14.0; version 9.0 et version 6.0

RTE. éco2mix - Les émissions de CO2 par kWh produit en France, <https://www.rte-france.com/eco2mix/les-emissions-de-co2-par-kwh-produit-en-france>

SDES, Enquête semestrielle sur la transparence des prix du gaz et de l'électricité

CHALEUR

ADEME, Données sur les projets aidés par le Fonds Chaleur 2010-2020 : biomasse, géothermie de surface, solaire thermique

BIOMASSE

ADEME (2021), Marchés et emplois liés aux énergies renouvelables fiche méthodologique bois énergie secteur collectif

ADEME, CODA Stratégies (2020), Enquête sur les prix des combustibles bois en 2019-2020, données 2020

ADEME, Kalice (2015), Etude des coûts d'investissement et d'exploitation associés aux installations biomasse énergie des secteurs collectifs et industriels

ADEME, SER (2017), Charte de qualité « Flamme Verte » appareils de chauffage indépendants au bois

ADEME, Solagro, Biomasse Normandie, BVA (2018). Etude sur le chauffage domestique au bois : marchés et approvisionnement

CEREN. Données sur l'énergie dans le résidentiel en France Métropolitaine, <https://www.ceren.fr/publications/les-publications-du-ceren/>



CIBE (2021), Valorisation et partage de la connaissance du parc des installations bois énergie, données 2020

CIBE, FEDENE, Syndicat des Energies Renouvelables et Uniclimate : (2020) Panorama de la chaleur renouvelable et de récupération

Institut Paul-Scherrer (2006), Le bois – un agent énergétique multiforme

Observ'ER (2017, 2018, 2020, 2021), Suivi du marché des appareils domestiques de chauffage au bois

CSR

ANCRE (2018), Les combustibles solides de récupération (CSR) : les verrous techniques, réglementaires, économiques et sociétaux de la filière en France

Federec et Compte-R, (2015), Combustibles solides de récupération (CSR) , Caractérisation et évaluation de leurs performances en combustion

FNADE (2015), Développement de la filière CSR en France position de la FNADE
Solaire thermique

ADEME (2019), Le journal des énergies renouvelables – édition spéciale grandes installations solaires thermiques

ADEME (2019), Le journal des énergies renouvelables : Embellie sur le solaire thermique collectif

CIBE, FEDENE, SER et UNICLIMA (2021) Panorama de la chaleur renouvelable et de récupération

ENERPLAN, Icare, IN NUMERI, (2017) Etude de la compétitivité et des retombées socio-économiques de la filière solaire française

IEA SHC (2018) Solar heat World wide

Observ'ER (2020) Étude 2020 du marché solaire thermique collectif et des très grandes installations solaires thermiques en France

Observ'ER (2021) Suivi du marché français 2020 des applications individuelles solaires thermiques

POMPES À CHALEUR

Observ'ER (2021) Suivi du marché et des prix 2020 des pompes à chaleur individuelles

Uniclimate (2019) bilan du génie climatique 2018

GÉOTHERMIE DE SURFACE

AFPG (2014, 2020). Etude technico-économique de la géothermie de surface

SDES. Prix de l'électricité en France et dans l'Union européenne en 2020,

<https://www.statistiques.developpement-durable.gouv.fr/prix-de-lelectricite-en-france-et-dans-lunion-europeenne-en-2020?rubrique=22&dossier=188>

BIOGAZ

- ADEME (2017). Suivi technique, économique et environnemental d'installations de production et d'injection de biométhane dans les réseaux de gaz naturel
- AILE (2019) : Bilan technico-économique de neuf sites de méthanisation en cogénération
- Bioénergie International (2019). Bilan technico-économique de neuf sites de méthanisation en cogénération – n° 63
- CRE (2016). Délibération de la CRE du 27 juillet 2016 portant avis sur le projet d'arrêté fixant les conditions d'achat pour l'électricité produite par les installations utilisant à titre principal le biogaz produit par méthanisation de déchets non dangereux et de matière végétale brute
- CRE (2019). Bilan technique et économique des installations de production de biométhane
- Observatoire du biométhane et SIAPARTNERS (2020). État des lieux de la filière biométhane en France
- Rapport Courtois (2016). Analyse économique et financière d'unités de méthanisation en France et perspectives de développement de la filière biogaz
- Réseau Action Climat, ADEME (2020) : Outil TETE <https://territoires-emplois.org/>
- SDES (2020). Tableau de bord du biogaz pour la production d'électricité, 4^{ème} trimestre 2020
- SDES (2020). Tableau de bord du biométhane injecté dans le réseau de gaz ; 4^{ème} trimestre 2020

9.3. LISTE DES TABLEAUX

Tableau 1 : Récapitulatif des hypothèses de calcul du taux d'actualisation à risque standard (CMPC)	29
Tableau 2 : Taux d'actualisation retenu par filière et par année (en %)	30
Tableau 3 : Hypothèses pour les installations PV résidentielles	39
Tableau 4 : Hypothèses pour le calcul du LCOE du PV sur moyennes toitures dans l'existant	43
Tableau 5 : Tableau des hypothèses de calcul du LCOE du PV sur grandes toitures	46
Tableau 6 : Hypothèses pour le calcul des LCOE sur les centrales au sol	51
Tableau 7 : Hypothèses de calcul du LOCE de la filière éolienne terrestre	55
Tableau 8 : Hypothèses pour le calcul des LCOE des CCGT	57
Tableau 9 : Hypothèses pour le calcul du LCOE de la méthanisation pour la production de l'électricité (< 200 kWe)	65
Tableau 10 : Hypothèses pour le calcul du LCOE de la méthanisation pour la production de l'électricité (> 200 kWe)	65
Tableau 11 : Répartition des projets Fonds Economie circulaire par puissance et par année	66
Tableau 12 : Hypothèses pour le calcul du LCOE de l'injection de biogaz	71



Tableau 13 : Répartition des projets Fonds Chaleur analysés par débit de biométhane et année	71
Tableau 14 : Hypothèses pour le calcul du LCOE des poêles à bûches	77
Tableau 15 : Hypothèses pour le calcul du LCOE des poêles à granulés	77
Tableau 16 : Hypothèses pour le calcul du LCOE des chaudières à bûches	77
Tableau 17 : Hypothèses pour le calcul du LCOE des chaudières à granulés	78
Tableau 18 : Hypothèses de calcul des LCOE des CESI	81
Tableau 19 : Hypothèses de calcul des LCOE SSC	81
Tableau 20 : Marché des ventes des PAC en 2020	83
Tableau 21 : Hypothèses pour les PAC géothermiques	88
Tableau 22 : Hypothèses pour les PAC aérothermiques	89
Tableau 23 : Hypothèses pour les CET	89
Tableau 24 : Hypothèses pour le calcul du LCOE des chaufferies au gaz naturel	91
Tableau 25 : Hypothèses pour le calcul du LCOE des systèmes ECS électriques	92
Tableau 26 : Hypothèses pour le calcul du LCOE des chaufferies collectives et tertiaires	97
Tableau 27 : Répartition des projets Fonds Chaleur collectifs analysés de 2010 à 2020.	98
Tableau 28 : Hypothèses pour le calcul du LCOE des chaufferies industrielles	101
Tableau 29 : Répartition des projets industriels analysés de 2010 à 2020	102
Tableau 30 : Hypothèses pour le calcul du LCOE du solaire thermique sur grandes toitures	106
Tableau 31 : Répartition des projets Fonds chaleur analysés de 2010 à 2020	106
Tableau 32 : Hypothèses pour le calcul du LCOE du solaire thermique au sol	109
Tableau 33 : Hypothèses pour le calcul des LCOE de la géothermie sur champs de sondes	113
Tableau 34 : Hypothèses pour le calcul des LCOE de la géothermie sur aquifères superficiels	114
Tableau 35 : Répartition des projets analysés par année	114
Tableau 36 : Hypothèses pour le calcul du LCOE des unités CSR	117
Tableau 37 : Hypothèses retenues pour le calcul des LCOE des Chaufferies au gaz naturel de puissance > 150 kW	119
Tableau 38 : Hypothèses retenues pour le calcul des LCOE des Chaufferies au gaz naturel de puissance comprise entre 150 et 500 kW	120
Tableau 39 : Hypothèses retenues pour le calcul des LCOE des Chaufferies au gaz naturel de puissance comprise entre 500 et 3000 kW	120
Tableau 40 : Hypothèses retenues pour le calcul des LCOE des Chaufferies au gaz naturel de puissance supérieure à 3 MW	121
Tableau 41 : Consommations en chauffage et en ECS des deux cas d'étude	122
Tableau 42 : Coût annuel actualisé d'eau chaude sanitaire et de chauffage pour une maison individuelle	123
Tableau 43 : Coût annuel actualisé d'eau chaude sanitaire et de chauffage pour un appartement de 80 m ²	125

9.4. LISTE DES GRAPHIQUES

Graphique 1 : Comparaison entre le LCOE de l'électricité renouvelable et celui des centrales au gaz en 2020 (€/MWh HT)	9
Graphique 2 : Evolution des LCOE de l'électricité renouvelable de 2010 à 2020 (€/MWh)	10
Graphique 3 : Comparaison du LCOE des EnR raccordées au réseau électrique en injection partielle avec le prix de l'électricité en 2020 (€/MWh)	11
Graphique 4 : Evolution du LCOE des EnR raccordées au réseau électrique en injection partielle en région Centre-Sud-Ouest de 2010 à 2020 (€/MWh)	12
Graphique 5 : Comparaison des LCOE des systèmes de chauffage domestique en 2020 (€/MWh)	13
Graphique 6 : LCOE des systèmes EnR de chauffage central de 2010 à 2020(€/MWh)	14
Graphique 7 : Comparaison des LCOE des systèmes EnR de chauffage non centralisé de 2010 à 2020(€/MWh)	14
Graphique 8 : Comparaison des LCOE pour l'eau chaude sanitaire en 2020 (€/MWh)	15
Graphique 9 : Comparaison des LCOE pour l'eau chaude sanitaire de 2010 à 2019 (€/MWh)	16
Graphique 10 : Coût annuel actualisé pour une maison individuelle selon la solution énergétique et le prix du gaz et de l'électricité (€/an)	17
Graphique 11 : Comparaison des LCOE des filières EnR et des chaufferies gaz dans le collectif et le tertiaire en 2020 (€/MWh)	17
Graphique 12 : LCOE des filières EnR et des chaufferies gaz dans le collectif et tertiaire 2010 à 2020 (€/MWh)	18
Graphique 13 : Coût annuel des consommations énergétiques d'un logement collectif, par solution énergétique et niveau de prix (€/an)	19
Graphique 14 : Comparaison des LCOE des filières EnR et des chaufferies gaz dans l'industrie en 2020, en €/MWh	20
Graphique 15 : Comparaison des LCOE des filières EnR en milieu industriel de 2010 à 2020, en €/MWh	21
Graphique 16 : Comparaison LCOE injection biométhane et prix de gros du gaz de 2015 à 2020 (€/MWh)	22
Graphique 17 : Evolution du prix de l'électricité et du gaz de 2008 à 2020 (prix TTC pour les ménages, HT pour les entreprises)	26
Graphique 18 : Evolution du taux d'intérêt moyen des crédits aux entreprises de 2010 à 2020	28
Graphique 19 : Evolution des implantations photovoltaïques en métropole, par tranche de puissance,	32
Graphique 20 : Evolution des coûts des modules PV depuis 2011	34
Graphique 21 : Evolution du LCOE du photovoltaïque résidentiel en région Centre et Sud-Ouest (en €/MWh)	35
Graphique 22 : Evolution du LCOE du PV résidentiel selon les régions d'ensoleillement (€/MWh)	36
Graphique 23 : Evolution des CAPEX (en €/kWc)	37
Graphique 24 : Analyse de sensibilité du LCOE du PV résidentiel pour l'année 2020 et pour une installation en région Centre et Sud-Ouest	38



Graphique 25 : Evolution du LCOE du photovoltaïque sur moyennes toitures en région Centre et Sud-Ouest (en €/HT/MWh)	40
Graphique 26 : Evolution LCOE du photovoltaïque sur moyenne toitures selon la zone d'ensoleillement (€/HT/MWh)	40
Graphique 27 : Evolution et répartition des CAPEX (en €/HT/kWc)	41
Graphique 28 : Analyse de sensibilité du LCOE pour l'année 2020 et pour le PV moyennes toitures installé en région Centre et Sud-Ouest	42
Graphique 29 : Evolution du LCOE du photovoltaïque sur grandes toitures (en €/HT/MWh)	44
Graphique 30 : Evolution du LCOE du photovoltaïque sur grandes toitures selon les zones d'ensoleillement	44
Graphique 31 : Evolution et répartition des CAPEX (en €/HT/kWc)	45
Graphique 32 : Analyse de sensibilité du LCOE du photovoltaïque sur grandes toitures (€/HT/MWh) pour l'année 2020 et pour installation en région Centre et Sud-Ouest	45
Graphique 33 : Evolution des LCOE des centrales photovoltaïques au sol dans la zone Centre et Sud-Ouest (€/HT/MWh)	47
Graphique 34 : Evolution du LCOE des centrales photovoltaïques au sol selon la zone d'ensoleillement (€/HT/MWh)	48
Graphique 35 : Evolution des CAPEX des installations PV au sol (€/HT/MWh)	49
Graphique 36 : Analyse de sensibilité du LCOE des centrales photovoltaïques au sol (€/HT/MWh) dans la zone Centre et Sud-Ouest pour l'année 2020	50
Graphique 37 : Evolution et répartition du parc éolien	52
Graphique 38 : Evolution du LCOE de l'éolien terrestre de 2010 à 2020 (€/HT/MWh)	53
Graphique 39 : Evolution du CAPEX (en €/HT/kW) et répartition (en %)	54
Graphique 40 : Analyse de sensibilité du LCOE de l'éolien terrestre en 2020	55
Graphique 41 : LCOE des centrales à cycle combiné au gaz (CCGT) (€/HT/MWh)	56
Graphique 42 : Evolution du prix de gros du gaz naturel (en €/HT/MWh) et du prix du carbone en €/t CO ₂	57
Graphique 43 : Analyse de sensibilité du LCOE des CCGT en 2020	57
Graphique 44 : Evolution des prix moyens en €/TTC/MWh de l'électricité pour le segment résidentiel	59
Graphique 45 : Evolution des prix moyens en €/HT/MWh de l'électricité pour le segment commercial et industriel	59
Graphique 46 : Evolution de la puissance des installations de biogaz pour la production d'électricité	60
Graphique 47 : Evolution de la puissance moyenne des méthaniseurs (hors y compris STEP) en cogénération	61
Graphique 48 : Evolution du LCOE de la méthanisation pour la production de l'électricité de 2010 à 2020 (en €/HT/MWh)	62
Graphique 49 : Evolution moyenne des CAPEX en €/HT/kWe par tranche de puissance	63
Graphique 50 : Répartition du CAPEX sur la période 2011-2020 (en €/HT/kWe)	63
Graphique 51 : Analyse de sensibilité du LCOE de la méthanisation pour la production d'électricité pour l'année 2020	64

Graphique 52 : Evolution de la production nationale (France continentale) de biométhane de 2015 à 2020.	67
Graphique 53 : Évolution du parc des unités de méthanisation en injection de 2015 à 2020	67
Graphique 54 : Evolution du LCOE du biométhane en injection de 2015 à 2020 (en €HT/MWh)	68
Graphique 55 : L'évolution moyenne du CAPEX de l'injection en €HT/MWh méthane	69
Graphique 56 : Répartition du CAPEX des installations de méthanisation en injection pour la période 2015-2020	69
Graphique 57 : Analyse de sensibilité du LCOE de la méthanisation en injection pour l'année 2020	70
Graphique 58 : Evolution du parc des résidences principales individuelles utilisant le bois comme mode de chauffage principal de 1990 à 2019 (milliers de logements)	72
Graphique 59 : Evolution des ventes des appareils domestiques de chauffage au bois	73
Graphique 60 : Evolution du LCOE entre 2011 et 2019 (en €TTC/MWh)	73
Graphique 61 : Evolution du prix du combustible livré (en €TTC/MWh)	74
Graphique 62 : Evolution des CAPEX entre 2011 et 2020 (en €HT / appareil)	75
Graphique 63 : Analyse de sensibilité du LCOE de la biomasse individuelle pour l'année 2020	76
Graphique 64 : Evolution du marché des CESI et des SSC en métropole depuis 2010 nouvelles surfaces installées en m ²)	79
Graphique 65 : Evolution du LCOE des CESI et SSC entre 2010 et 2020 en métropole pour la région Centre et Sud-Ouest	79
Graphique 66 : Evolution des CAPEX du solaire thermique individuel entre 2010 et 2020	80
Graphique 67 : Analyse de sensibilité du LCOE du solaire thermique individuel en 2020 pour la région Centre et Sud-Ouest	80
Graphique 68 : Evolution des ventes de pompes à chaleur, en nombre d'appareils installés	82
Graphique 69 : Evolution du LCOE entre 2010 et 2020 (en €TTC/MWh)	84
Graphique 70 : Evolution des CAPEX entre 2010 et 2020 (en €TTC/appareil)	85
Graphique 71 : Analyse de sensibilité du LCOE des PAC individuelles en 2020	86
Graphique 72 : LCOE des chaufferies au gaz et de système ECS électrique de 2010 à 2020	90
Graphique 73 : Evolution du prix du gaz et de l'électricité pour les ménages (en €TTC/MWh) de 2010 à 2020	91
Graphique 74 : Analyse de sensibilité du LCOE	91
Graphique 75 : Evolution des nouvelles capacités installées chaque année (en MW)	93
Graphique 76 : Evolution du LCOE des installations biomasse collectives ou tertiaires entre 2010 et 2020 (en €HT/MWh)	94
Graphique 77 : Evolution du prix du combustible, bois A (en €HT/MWh)	95
Graphique 78 : Evolution des CAPEX des chaudières biomasse collective, tertiaire et RC en €HT/kW	95
Graphique 79 : Répartition du CAPEX (en %) sur la période 2010-2020	96
Graphique 80 : Analyse de sensibilité du LCOE de la biomasse dans le collectif, tertiaire et sur RC pour l'année 2020	96
Graphique 81 : Evolution du LCOE des chaufferies industrielles de 2010 à 2020 (en €HT/MWh)	99



Graphique 82 : Evolution CAPEX (en €HT/kW)	99
Graphique 83 : Répartition (en %) du CAPEX moyen (en €HT/kW) pour la période 2010-2020	100
Graphique 84 : Analyse de sensibilité du LCOE de la biomasse industrielle en 2020	100
Graphique 85 : Evolution des nouvelles surfaces installées (en m ²)	102
Graphique 86 : Evolution du LCOE du solaire thermique sur toitures entre 2010 et 2020 en €HT/MWh (région Centre et Sud-Ouest)	103
Graphique 87 : Evolution des CAPEX en €/m ² par tranche de taille des installations.	104
Graphique 88 : Répartition du CAPEX moyen sur la période 2010 et 2020 (en €HT / m ²)	104
Graphique 89 : Analyse de sensibilité du LCOE de la filière solaire thermique sur toitures pour l'année 2020	105
Graphique 90 : LCOE du solaire thermique au sol en France (Centre et Sud-Ouest)	107
Graphique 91 : CAPEX du solaire thermique au sol sur la période 2017 et 2020 (en €HT / m ²)	107
Graphique 92 : Analyse de sensibilité du LCOE de la filière solaire thermique au sol, zone Centre Sud-Ouest	108
Graphique 93 : Evolution du parc de la géothermie de surface (en MW)	110
Graphique 94 : Evolution du LCOE entre 2010 et 2020 (en €HT/MWh)	111
Graphique 95 : Evolution de la répartition (%) du CAPEX de la géothermie sur champs de sonde (€HT/kW)	112
Graphique 96 : Evolution de la répartition (%) du CAPEX de la géothermie sur aquifères superficiels (€HT/kW)	112
Graphique 97 : Analyse de sensibilité du LCOE de la géothermie sur champs de sondes pour l'année 2020	113
Graphique 98 : Analyse de sensibilité du LCOE de la géothermie sur aquifères superficiels pour l'année 2020	113
Graphique 99 : LCOE de la filière CSR en France métropolitaine en 2019-2020	115
Graphique 100 : Répartition des CAPEX des unités CSR (en €HT/kW) en 2019/2020	116
Graphique 101 : Analyse de sensibilité du LCOE de la filière CSR	116
Graphique 102 : Evolution du LCOE des chaufferies au gaz naturel de 2010 à 2020 (€HT/MWh)	118
Graphique 103 : Evolution du prix du gaz par tranche de consommation	118
Graphique 104 : Analyse de sensibilité du LCOE des chaufferies au gaz naturel en 2020	119
Graphique 105 : Coût annuel actualisé pour une maison individuelle selon la solution énergétique et le prix du gaz et de l'électricité (€TTC/an)	124
Graphique 106 : Coût annuel des consommations énergétiques d'un logement collectif, par solution énergétique et niveau de prix (€TTC/an)	125

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... - 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 sous la tutelle du ministère de la Transition écologique et du ministère de l'Enseignement supérieur, de la Recherche et de l'Innovation.

www.ademe.fr ou suivez-nous sur [@ademe](https://twitter.com/ademe)

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.



RÉPUBLIQUE
FRANÇAISE

*Liberté
Égalité
Fraternité*



FAITS & CHIFFRES

Coûts des énergies renouvelables et de récupération en France

Edition 2022

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 2010 à 2020 en France.

<https://librairie.ademe.fr/>

011599



<https://agirpouurlatransition.ademe.fr/>



9 791029 718625