

# Perspectives 2030 :

## Étude sur la pertinence d'un mix équilibré de production de chaleur résidentielle intégrant plus de gaz vert et de solutions hybrides

---

### Synthèse de l'étude

Ce document est strictement confidentiel ; aucun élément ne doit être diffusé hors d'Artelys et de Coénove.

## Table des figures

Figure 1 : Répartition des équipements de chauffage dans le secteur résidentiel modélisés dans chaque scénario en 2030. Source : Artelys, 2025 .....	6
Figure 2 : Représentation graphique du déplacement de charge caractéristique de l'ECS .....	9
Figure 3 : Comparaison des coûts complets annuels entre le scénario S1 et ses variantes .....	10
Figure 4 : Graphiques illustratifs des différents modes de fonctionnement de la pompe à chaleur hybride. En haut, le mode retenu dans cette étude, en bas le mode retenu par RTE dans le bilan prévisionnel.....	11
Figure 5: Impact de l'effacement des pompes à chaleur hybrides en remplacement des pompes à chaleur air/eau sur l'évolution de la pointe de consommation résiduelle pour le scénario de référence. .....	12
Figure 6 : Capacité de pointe installée en fonction des mix d'équipements de chauffage dans le résidentiel.....	13
Figure 7: Contributions des PACs air/eau et hybrides à l'évolution de la pointe de consommation résiduelle entre S2 et S3.....	14
Figure 8 : Capacité de pointe installée en fonction des mix d'équipements de chauffage dans le résidentiel.....	14
Figure 9 : Emissions de CO2 annuelles du scénario « S4 – Coénove référence » par rapport aux scénarios « S2 – RTE Réf Révisé » et « S3 – Réduction gaz – hybridé », à l'échelle de la France .....	16
Figure 10 : Emissions de CO2 annuelles du scénario « S4 – Coénove référence » par rapport aux scénarios « S2 – RTE Réf Révisé » à l'échelle de l'Europe .....	16
Figure 11 : Comparaison des coûts annualisés au périmètre France du scénario « S4 – Coénove référence » par rapport aux scénarios « S2 – RTE Réf Révisé » et « S3 – Réduction gaz – hybridé » ..	17
Figure 12 : Capacité OCGT installée en France dans une situation de référence (S2 et S3) et dans une situation dégradée avec une indisponibilité nucléaire (S2.2 et S3.2) .....	18
Figure 13 : Evolution de la différence d'émissions entre le scénario « S2 – RTE Réf révisé » et le scénario « S3 – Réduction gaz – hybridé » entre la situation de référence et dans une situation dégradée avec une indisponibilité nucléaire .....	18
Figure 14 : Evolution de la différence d'émissions entre le scénario « S2 – RTE Réf révisé » et le scénario « S3 – Réduction gaz – hybridé » entre la situation de référence et dans une situation dégradée avec une indisponibilité nucléaire .....	19

## Contexte et objectifs

Dans l'attente de la publication de la Programmation pluriannuelle de l'énergie (PPE 3), qui fixera les orientations stratégiques de la France en matière de politique énergétique pour la prochaine décennie, la sortie progressive des énergies fossiles s'impose plus que jamais comme une nécessité. Dans un contexte géopolitique et économique mondial tendu, marqué par la guerre en Ukraine et la crise énergétique qui en découle, la France affiche sa volonté de renforcer sa souveraineté industrielle et énergétique tout en affirmant vouloir respecter la trajectoire donnée par la science : sortir du charbon en 2030, sortir du pétrole en 2045 et sortir du gaz en 2050<sup>1</sup>.

C'est dans ce contexte que RTE a publié, en janvier 2025, dans le cadre de ses exercices prospectifs réglementaires, le volet Bâtiment de son Bilan Prévisionnel 2023 (BP 2023), où est étudiée une sortie accélérée des combustibles fossiles pour le chauffage des bâtiments.

La présente étude détaille les hypothèses retenues par RTE et analyse les choix méthodologiques du BP 2023, afin d'interroger certaines des orientations choisies. En particulier, elle réévalue l'intérêt des pompes à chaleur (PAC) hybrides par rapport aux PAC entièrement électriques, et elle analyse un scénario 2030 alternatif intégrant un mix énergétique dans le secteur du bâtiment plus équilibré que celui du scénario de référence de RTE.

Cette étude a été commandée par Coénove, association d'acteurs majeurs de l'efficacité énergétique dans le bâtiment – industriels, énergéticiens et professionnels du génie climatique. Elle a été réalisée de mars à septembre 2025 par Artelys, société indépendante spécialisée en modélisation de systèmes énergétiques, optimisation et aide à la décision.

---

<sup>1</sup> Emmanuel Macron, Tribune du 29/12/2023 publiée dans le Monde

## Cadrage

L'étude se structure en deux parties distinctes, présentées ci-dessous.

**Une première partie se concentre sur les hypothèses et les choix de modélisation retenus par RTE concernant deux sujets spécifiques : le fonctionnement des pompes à chaleur hybrides et la prise en compte des changements d'équipements d'ECS (Eau Chaude Sanitaire).** Ces deux points clés sont sujets à discussion et une approche différente de celle de RTE peut légitimement être adoptée.

Concernant le mode de fonctionnement des pompes à chaleur hybrides, RTE considère dans le scénario de référence qu'un seul moyen de chauffage est activable à la fois, c'est-à-dire que l'appoint et le module PAC ne fonctionnent jamais simultanément. Néanmoins, s'il est pertinent de considérer que l'appoint fonctionne seul pendant les périodes de tension du système électrique<sup>2</sup>, le mode de fonctionnement constaté aujourd'hui pour les PAC hybrides relève plutôt d'un mode de fonctionnement dit « parallèle » où les deux équipements peuvent fonctionner simultanément. Ce mode conduit entre autres à une couverture des besoins de chauffage plus importante par le module PAC (dans cette étude). D'autre part, le changement d'un équipement d'ECS se réalise dans la majorité des cas concomitamment à un changement d'équipement de chauffage. Il est donc crucial de prendre en compte cet aspect dans la modélisation des besoins de chaleur dans le résidentiel.

En isolant chacun de ces effets de manière incrémentale, l'étude apporte des précisions sur les impacts générés par la différence d'approche et d'hypothèses.

**Dans la première partie d'analyses, des scénarios de mix électrique et de production de chaleur résidentielle à l'horizon 2030 sont construits incrémentalement à partir d'un scénario « S1 – RTE A-référence », qui reprend les hypothèses principales du scénario de référence du BP 2023 :**

- | « S1.1 – PAC hybride + » : à partir de S1, reprend la variante du BP 2023 en remplaçant 700 000 pompes à chaleur air/eau (PAC A/E) par des pompes à chaleur hybrides.
  - Ce scénario permet donc de comparer, dans une logique marginale, l'intérêt d'une pompe à chaleur hybride par rapport à une pompe à chaleur électrique.
- | « S1.2 – ECS » : à partir de S1.1, prend en compte le changement d'équipements d'eau chaude sanitaire (ECS) liés aux équipements de chauffage.
  - Ce scénario permet d'intégrer le lien entre équipements ECS et chauffage dans cette analyse comparée entre PAC et PAC hybride, qui ne semble pas avoir été pris en compte par RTE dans son analyse.

**La deuxième partie d'analyses compare, à l'horizon 2030 également, différents mix d'équipements de chauffage présentant des niveaux d'électrification plus ou moins élevés.** Elle s'appuie en particulier sur des hypothèses plus en phase avec les pratiques actuelles quant à la faisabilité d'un

<sup>2</sup> A partir du 1<sup>er</sup> juillet 2026, une nouvelle obligation de proposer une tarification dynamique sera mise en place.

déploiement massif de pompes à chaleur dans différentes catégories de logements. Cette approche conduit notamment à un scénario électrifié révisé, qui maintient la logique d'électrification massive définie par RTE, mais qui intègre une part plus importante de radiateurs à effet Joule que dans le BP 2023 (S1 – RTE A-référence).

Plus précisément, les trois scénarios étudiés dans cette seconde partie sont définis par déformation du scénario de référence retenu par RTE dans ses travaux menés sur l'élaboration du Bilan Prévisionnel 2023. Les hypothèses sur les pompes à chaleurs sont révisées à partir de données externes les plus récentes (COP, couverture des besoins de chauffage, possibilités techniques d'installation).

- | « S2 – RTE Réf Révisé » : le nombre de logements électrifiés est identique à celui donné par RTE mais la répartition entre équipements électriques dans ce scénario prend en compte des fréquences de renouvellement constatées de chaudières et des possibilités mises à jour d'installation de PAC A/E au sein du parc de logements. Il en résulte un nombre plus élevé de logements chauffés à l'effet Joule.
  - Ce scénario permet de comprendre les conséquences réelles d'une stratégie d'électrification massive qui n'intègre pas les contraintes techniques et organisationnelles du parc de logement dans sa construction.
- | « S3 – Moindre réduction gaz et hybridation » : une moindre conversion des chaudières gaz est considérée dans ce scénario, en miroir de la variante « gaz - » du BP 2023, ainsi qu'une plus grande installation de PAC hybrides.
  - Ce scénario permet de mesurer l'intérêt d'un mix d'équipements énergétiques plus équilibré dans le parc de bâtiments, toutes choses égales par ailleurs.
- | « S4 – Coénove référence » : dans ce scénario, l'atteinte des objectifs de la filière biométhane, c'est-à-dire un taux de biométhane de 20% dans les réseaux est considérée, à partir de la configuration d'équipements de chauffage et ECS de S3.
  - Ce scénario permet de mesurer l'intérêt d'accroître le verdissement de l'énergie gaz en parallèle d'un mix d'équipements énergétiques plus équilibré dans le parc de bâtiments.

Les scénarios S2 et S3 sont également simulés pour plusieurs variantes correspondant à différents stress tests :

- | V1 : « moindre isolation ». Cette variante reprend les hypothèses de la variante « Isolation - » de RTE, qui évalue l'impact d'une moindre efficacité des rénovations réalisées dans le résidentiel. Cette variante n'intègre pas d'éléments d'incertitude supplémentaires aux hypothèses de RTE, comme l'instabilité récente sur les dispositifs d'aide et qui pourraient conduire à une « moindre rénovation ».
- | V2 : « Indisponibilité nucléaire ». Cette variante se fonde sur une chronique de disponibilité horaire semblable à celle de 2022, année lors de laquelle une vingtaine de réacteurs nucléaires ont été mis à l'arrêt, en raison de la problématique de sécurité que pouvait générer le phénomène de corrosion sous contrainte.
- | V3 : « retard du développement du parc ENR ». Cette variante reprend la trajectoire basse détaillée dans le BP de RTE. Comme pour la première variante, elle ne diffère pas des

hypothèses de RTE et n'intègre donc pas d'éléments d'incertitudes liés aux débats récents tels que le moratoire sur le développement des énergies renouvelables.

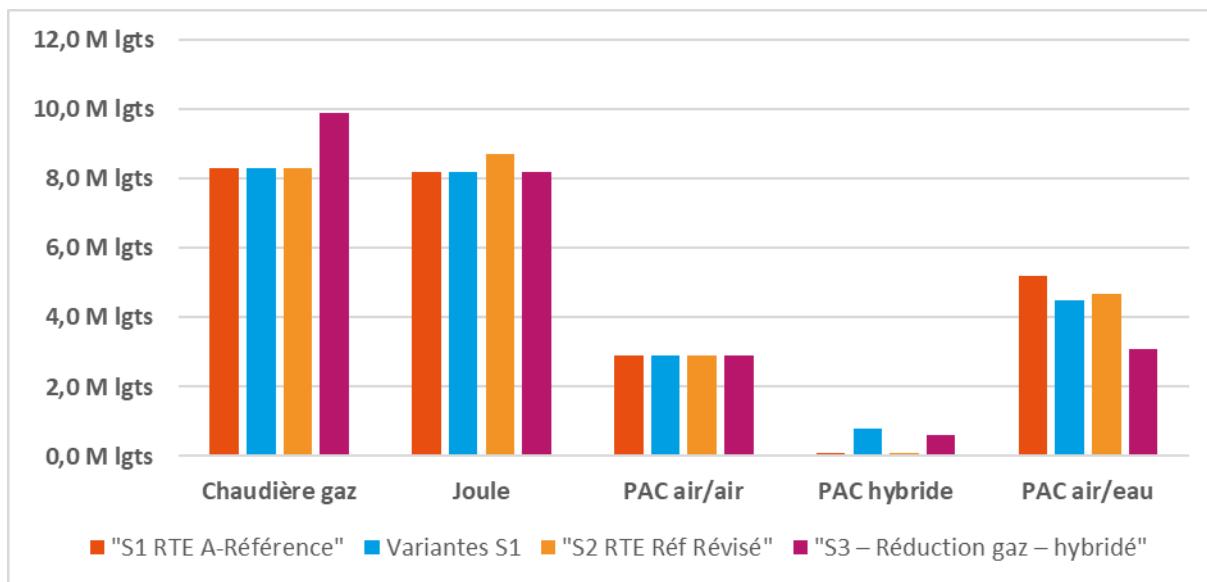


Figure 1 : Répartition des équipements de chauffage dans le secteur résidentiel modélisés dans chaque scénario en 2030.

Source : Artelys, 2025

Dans l'ensemble de l'étude, les parcs d'équipements des logements chauffés au fioul, au GPL (Gaz de Pétrole Liquéfié), au bois, au solaire thermique ou via des réseaux de chaleur urbains (RCU) sont considérés identiques dans tous les scénarios, de même que les parcs d'équipements de chauffage du secteur tertiaire.

## Méthodologie

Dans le cadre de cette étude, le parc d'équipements et les consommations associées pour le scénario S1 sont alignés sur les hypothèses du Bilan Prévisionnel (BP 2023) de RTE. Les variantes examinées dans le premier bloc de comparaison s'appuient sur la variante « pompes à chaleur hybride+ » issue du BP 2023. Pour le scénario S2, le parc d'équipements est déterminé en réévaluant la faisabilité technique et organisationnelle d'installation des pompes à chaleur à partir d'études externes<sup>3</sup> et en considérant que les renouvellements ont lieu en fin de vie des équipements, comme cela est constaté.

Concernant les équipements de chauffage, les courbes de COP proposées par RTE ont été très légèrement ajustées pour les scénarios S2 et S3, à partir de données externes<sup>4</sup>. La couverture des besoins de chauffage a également été ajustée dans ces scénarios, tout comme le mode de fonctionnement des pompes à chaleur<sup>5</sup>. Enfin, les rendements des équipements de chauffage ont été recalculés pour les scénarios S2 et S3 afin de prendre en compte les rendements hors génération<sup>6</sup>. Ce dernier aspect permet tenir compte des différences de rendements d'émission, de distribution et de régulation, qui dépend fortement de la technologie de chauffage et du type d'émetteur associé.

Les systèmes de production, stockage et transport d'énergie sont modélisés à l'aide du logiciel [Artelys Crystal Super Grid](#) en se référant aux capacités de production et au bouquet de flexibilités du point de passage 2030 du scénario RTE-A-Référence du Bilan Prévisionnel. Pour les pays autres que la France, les hypothèses concernant le parc de production électrique sont issues du scénario National Trends+ (NT+) du TYNDP 2024. Il convient de souligner que les hypothèses retenues dans ce dernier sont optimistes quant à la décarbonation des moyens de production. En conséquence, le mix réel de production à l'horizon 2030 pourrait générer de plus fortes émissions de gaz à effet de serre au niveau européen, notamment lors des périodes de tension électrique. Une telle situation pourrait conduire à une augmentation du contenu carbone de l'électricité importée, de laquelle un mix fortement électrifié est plus dépendant.

La capacité de production thermique à flamme à cycle ouvert (OCGT) est optimisée en France pour chaque scénario afin d'assurer un équilibre offre-demande à tout instant, c'est-à-dire de manière à respecter le critère de défaillance en moyenne sur trois années climatiques représentatives.

Les analyses ont reposé sur l'utilisation des années climatiques 2002 (plutôt chaude et faiblement contrainte au niveau européen), 2006 (plutôt moyenne) et 2010 (très froide et peu venteuse au niveau

<sup>3</sup> Etude sur les leviers et freins à la diffusion des pompes à chaleur, Pouget Consultant pour la DHUP, 2023

<sup>4</sup> Méthode 3CL et résultats intermédiaires de l'étude 100 PAC, pilotée par l'ADEME

<sup>5</sup> Le mode de fonctionnement bivalent parallèle est retenu dans ces scénarios par rapport au mode bivalent alternatif choisi par RTE, définis figure 10.59, Chapitre 10 (BP RTE 2023). Le taux de couverture de la PAC s'obtient par calcul, en fonction de la courbe de puissance de la PAC, de son dimensionnement et des caractéristiques du logement moyen.

<sup>6</sup> La méthode 3CL définit les rendements de distribution et d'émission des différents types de générateurs individuels et collectifs.

européen, donc contraignante pour le système) affectant la consommation thermosensible et les productions EnR au niveau européen. L'optimisation des investissements de pointe est quant à elle réalisée avec une valeur de la défaillance de 15000€/MWh. Le respect des critères de 3h et 10GWh de défaillance maximum en espérance est vérifié a posteriori.

Le fonctionnement du parc de production électrique français et européen est ainsi optimisé pour chacun des scénarios afin d'assurer un équilibre offre demande horaire à moindre coût en fonction de contraintes technico-économiques propres à chaque filière de production.

Concernant les variantes étudiées, le scénario de résilience « moindre isolation » s'appuie sur la variante « Isolation - » de RTE, qui ne considère qu'une réduction de l'efficacité des rénovations énergétiques. Des scénarios plus pessimistes pourraient toutefois être envisagés, qui en tenant compte de l'instabilité actuelle du système d'aides publiques, associeraient la dimension « moindre performance des rénovations » à une dimension supplémentaire « moindre gestes de rénovation ». Le scénario de résilience « moindre disponibilité du nucléaire » utilise une chronique horaire de disponibilité similaire à celle observée en 2022, année pendant laquelle le parc de production a souffert du phénomène de corrosion sous contrainte. Enfin, le scénario de résilience « retard du développement des ENR » repose sur la trajectoire basse définie dans le Bilan Prévisionnel de RTE.

Dans l'ensemble des analyses de sensibilité, seuls les éléments décrits ci-dessus varient entre le scénario de référence et la variante, afin de pouvoir en étudier l'effet isolé.

Dans cette étude, le volume de biométhane est maintenu constant à 10 % des volumes injectés dans le réseau pour l'ensemble des scénarios (hypothèse retenue par RTE dans son BP), à l'exception du scénario d'atteinte des objectifs de la filière biométhane (S4 – Coénove référence), où ce taux est porté à 20 %, ce qui correspond à la trajectoire portée par la filière gazière (cf. Perspectives Gaz 2024)<sup>7</sup>.

Pour cette analyse, les hypothèses de coûts et de performances des équipements de chauffage en 2030 reposent sur une consultation des principaux fabricants et installateurs de pompes à chaleur et de chaudières, réunis au sein de l'association Coénove. Le bâtiment collectif moyen utilisé dans l'étude est constitué de 30 logements, ce qui est représentatif du parc de logements collectif gaz, mais en écart avec la vision de RTE s'appuyant sur un bâtiment de 12 logements.

Enfin, les coûts complets pour le système tiennent compte des coûts d'investissement annualisés du parc électrique, des coûts variables de production électrique, le coût net des transmissions électriques, une estimation des coûts du réseau de transport et de distribution d'électricité (défini comme étant proportionnel à la pointe de demande absolue d'électricité) et du coût de raccordement des ENR. Ils incluent aussi les coûts du gaz naturel et des émissions de CO<sub>2</sub><sup>8</sup> et des équipements de chauffage.

<sup>7</sup> <https://www.natrangroupe.com/sites/default/files/pe/perspectives-gaz-2024.pdf>

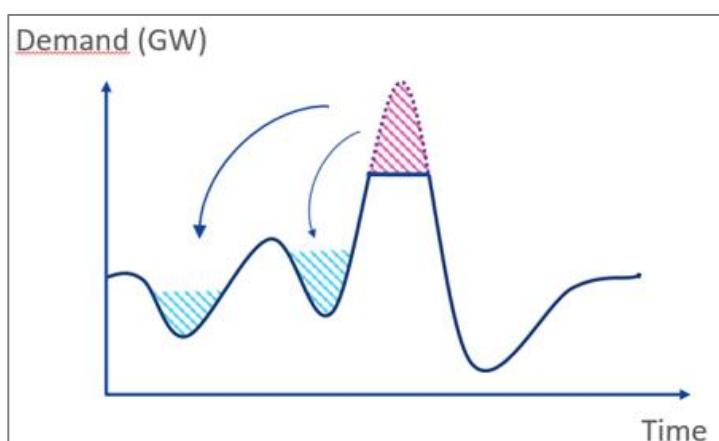
<sup>8</sup> Issus du TYNDP 2024

## Principaux résultats

- Dans un scénario fortement électrifié, le remplacement d'une pompe à chaleur air/eau par une pompe à chaleur hybride conduit en moyenne à des économies sur les coûts complets du système**

Le bilan économique sur les coûts complets présenté Figure 3 montre que le remplacement de 700 000 pompes à chaleur air/eau (S1) par 700 000 pompes à chaleur hybrides (S1.1) conduit à des économies annuelles de **94 M€/an**. Cela s'explique principalement par la réduction des coûts d'investissement dans des nouvelles capacités de pointe (approximativement -0,7 GW de capacité OCGT) et l'installation d'équipements hybrides moins onéreux. Ces gains pour le système sont significativement supérieurs aux surcoûts engendrés par la consommation de gaz et par ses émissions de CO<sub>2</sub>.<sup>9</sup>

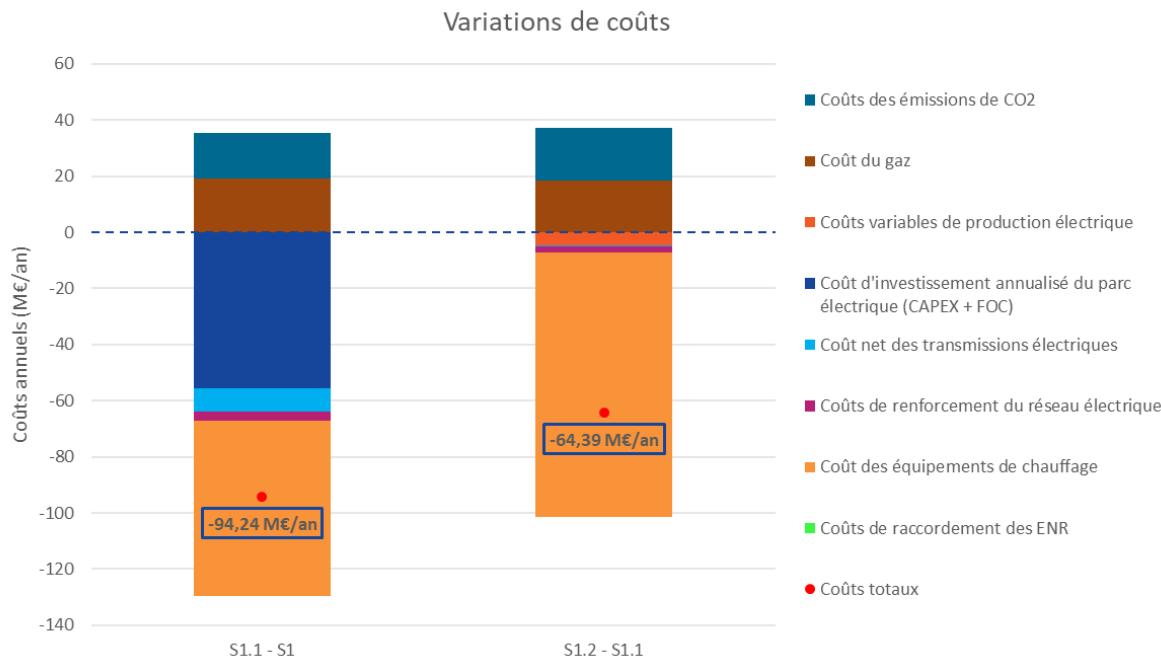
La prise en compte du changement des équipements d'ECS simultanément aux changements d'équipements de chauffage renforce ces conclusions et conduit à des économies additionnelles de **64 M€/an**. Cette réduction des coûts est presque exclusivement portée par des économies sur les coûts d'équipements, avec une proportion plus faible de pompes à chaleur réalisant le préchauffage (20% pour les pompes à chaleur hybrides vs 60% pour les pompes à chaleur double service) et des équipements gaz d'ECS qui remplacent des cumulus électriques ou des chauffe-eau



thermodynamiques. Ici, un mix d'équipement moins électrifié ne conduit qu'à des gains marginaux sur la consommation de pointe du fait d'une part de la faible thermosensibilité de la consommation ECS, qui est donc alimenté en moyenne par une électricité significativement plus décarbonée et d'autre part du fait de la flexibilité des équipements d'ECS.

Figure 2 : Représentation graphique du déplacement de charge caractéristique de l'ECS

<sup>9</sup> Cet écart pourrait s'accentuer en prenant en compte une durée de vie supérieure de la PAC hybride par rapport à la PAC A/E électrique. Ce point se justifie par le moindre cyclage de la pompe à chaleur dans une PAC hybride, compte tenu de son dimensionnement plus faible. Dans cette étude, les durées de vie retenues sont les mêmes.



**Figure 3 : Comparaison des coûts complets annuels entre le scénario S1 et ses variantes**

## 2. Dans un scénario fortement électrifié, le remplacement d'une pompe à chaleur air/eau par une pompe à chaleur hybride conduit en moyenne à des émissions de GES équivalentes

Dans les modes de fonctionnement possibles de la pompe à chaleur hybrides, la différence principale réside dans la possibilité d'opérer simultanément les deux composants de la pompe à chaleur hybride (mode bivalent parallèle) ou non (mode bivalent alternatif).

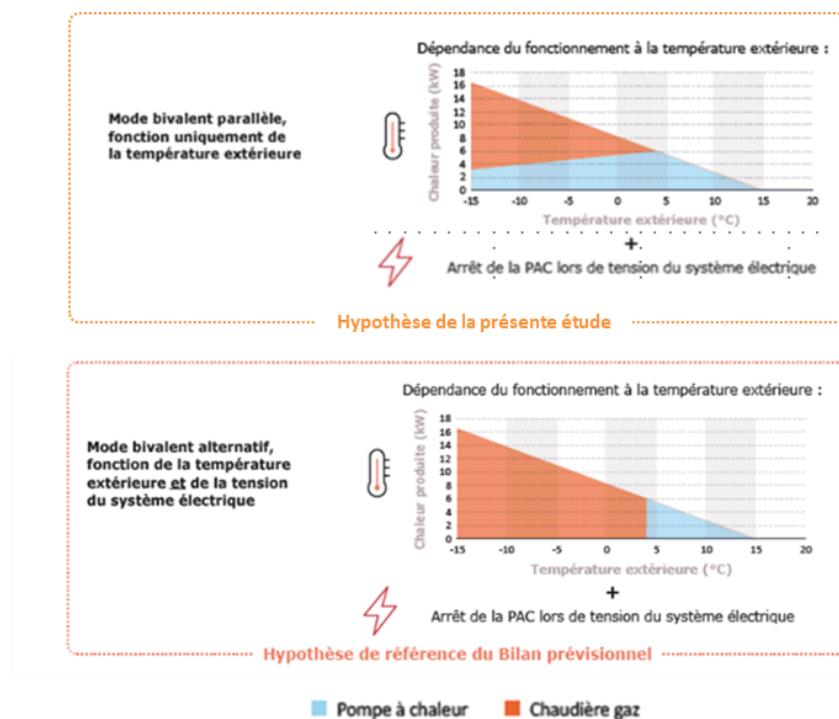


Figure 4 : Graphiques illustratifs des différents modes de fonctionnement de la pompe à chaleur hybride. En haut, le mode retenu dans cette étude, en bas le mode retenu par RTE dans le bilan prévisionnel.

Dans cette étude, le mode de fonctionnement bivalent parallèle a été retenu car il se rapproche plus de la réalité et a pour conséquence de conduire à une utilisation plus importante de la partie PAC de la pompe à chaleur hybride. Les paramètres de fonctionnement retenus, qui s'appuient principalement sur des données fabricants, conduisent à un taux de couverture de chauffage par le module PAC de l'ordre de 90%, contre 70% dans le BP 2023. L'arrêt de la PAC lors de périodes de tension du système électrique, qui est ici pris en compte via un signal prix, est une hypothèse considérée comme valable dans la mesure où une obligation de proposer une offre de fourniture dynamique sera mise en place au 1<sup>er</sup> juillet 2026.

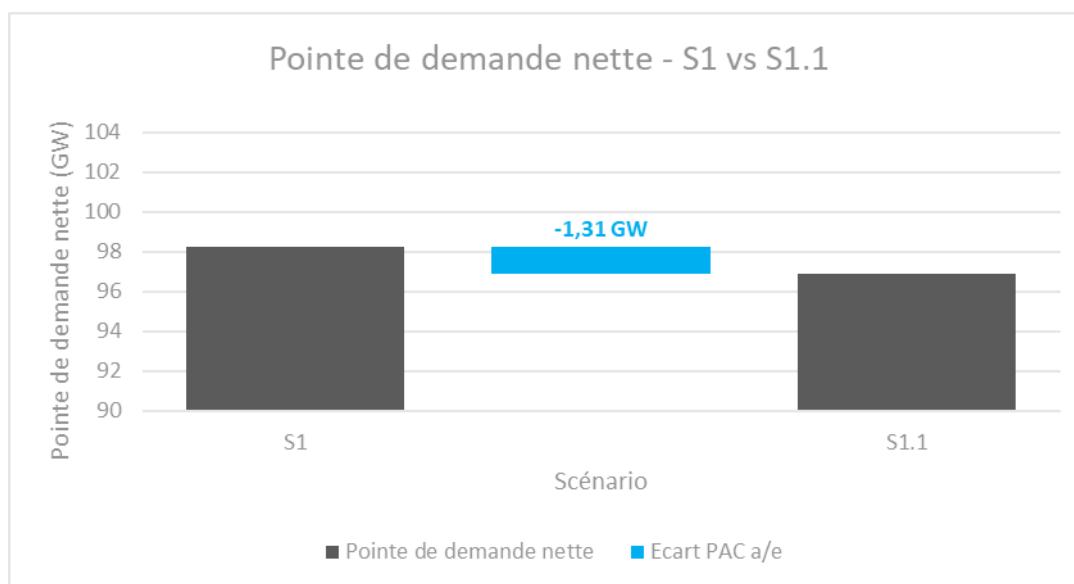
La modification du mode de pilotage des pompes à chaleur hybrides et en particulier du taux de couverture des besoins de chauffage conduit à une augmentation des émissions dans S1.1 par rapport à S1 significativement plus faible que celle présentée avec la méthode incrémentale à parc inchangé dans la variante « PAC hybride + » de RTE par rapport au scénario de référence. Dans les scénarios de cette étude, l'installation de 700 000 PAC hybrides supplémentaires augmente les émissions de CO<sub>2</sub> en Europe (France incluse) de 0,02 MtCO<sub>2</sub>eq. Cela revient à une augmentation des émissions de **30kgCO<sub>2</sub>,eq** par logement tandis que dans l'analyse de RTE, la variante « PAC hybride + » implique une augmentation des émissions d'environ **160kgCO<sub>2</sub>,eq** par logement par rapport au scénario de référence<sup>10</sup>.

<sup>10</sup> Lecture graphique de la figure 10.63 – Volet Bâtiment du Bilan Prévisionnel 2023

### 3. Dans un scénario fortement électrifié, le remplacement d'une pompe à chaleur air/eau par une pompe à chaleur hybride réduit le besoin de flexibilité

Dans le scénario fortement électrifié de référence, l'accélération de l'installation des équipements de chauffage électrique conduit à une augmentation importante de la pointe de demande d'électricité. Cette demande additionnelle crée une tension supplémentaire sur le système, de l'ordre de +6 GW par rapport à 2019 selon RTE<sup>11</sup>.

L'installation de 700 000 pompes à chaleur hybrides en remplacement de pompes à chaleur air/eau est une option possible pour permettre de réduire cet impact, étudié dans la variante S1.1 qui isole cet effet. Dans un système avec une pénétration de plus en plus importante des énergies renouvelables, les périodes de tension du système électrique sont caractérisées par une forte demande résiduelle. Les résultats présentés dans la Figure 5 montrent que dans ces conditions, les pompes à chaleur hybrides apportent une flexibilité additionnelle au système, en permettant l'effacement de 1,31 GW de demande électrique, en répondant à l'entièreté de la demande chaleur par l'appoint gaz. Cela correspond à des gains importants sur la pointe, de **1,87 kW par équipement**.



**Figure 5: Impact de l'effacement des pompes à chaleur hybrides en remplacement des pompes à chaleur air/eau sur l'évolution de la pointe de consommation résiduelle pour le scénario de référence.**

En conséquence, le besoin capacitaire diminue fortement en présence de pompes à chaleur hybrides, avec des capacités OCGT supplémentaires significativement plus importantes en l'absence de mode

<sup>11</sup> Figure 10.39 – Volet Bâtiment du Bilan Prévisionnel 2023

de chauffage hybride. Pour un dimensionnement d'une centrale OCGT de l'ordre de 180 MW, l'installation des pompes à chaleur hybrides permet d'éviter l'installation de 4 centrales.<sup>12</sup>

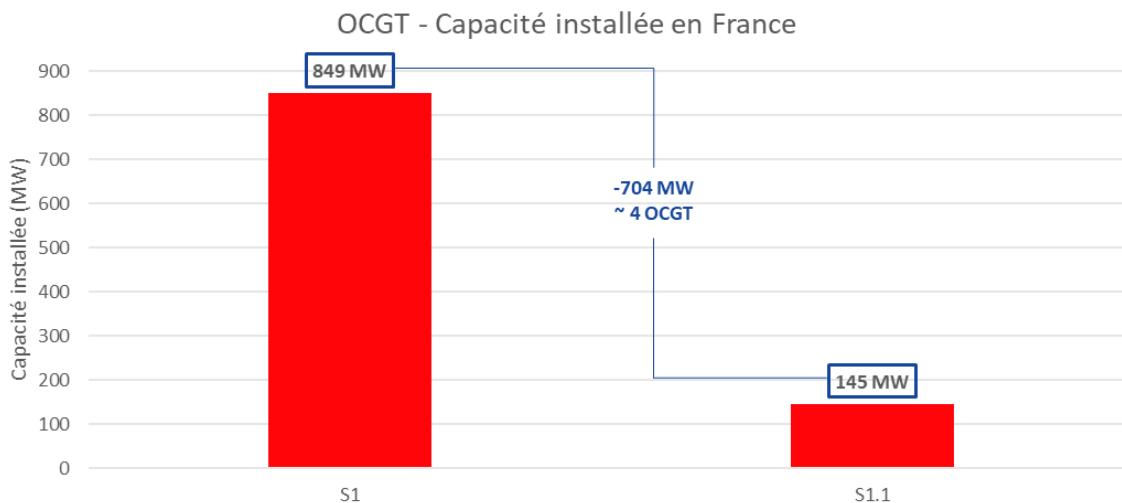


Figure 6 : Capacité de pointe installée en fonction des mix d'équipements de chauffage dans le résidentiel

**4. Un mix d'équipement de chauffage plus équilibré permet de contrebalancer l'augmentation additionnelle de ~4 GW de la pointe liée aux limitations techniques d'installation des pompes à chaleur électrique à l'horizon 2030.**

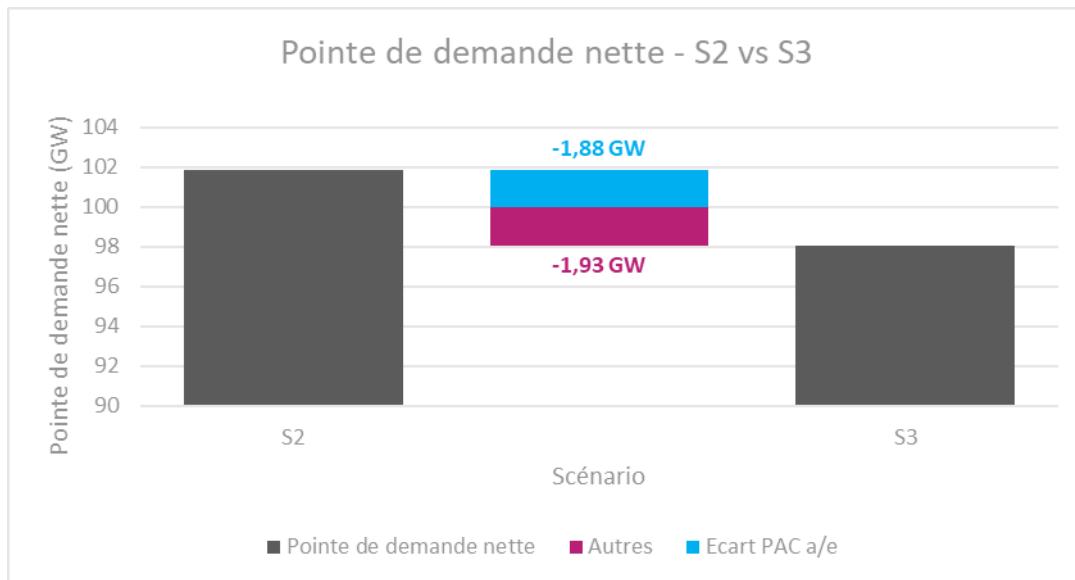
La révision des hypothèses dans le scénario « S2 – RTE Révisé » par rapport au scénario « S1 – RTE A-référence » quant au rythme d'installation des pompes à chaleur conduit à une augmentation importante du nombre de radiateurs à effet joule (+516 000). L'installation de ces équipements moins efficaces que les pompes à chaleur conduit à une augmentation de la pointe de demande résiduelle<sup>13</sup> entre le scénario S1 et S2 de l'ordre 3,6 GW, qui s'ajoute à l'augmentation de la pointe de demande attendue par RTE entre 2019 et 2030, pour une augmentation totale d'environ +10 GW par rapport à 2019.

Dans S3, la présence additionnelle d'équipements 100% gaz conduit au total à une réduction de la pointe de demande résiduelle marquée (-3,81 GW), à un niveau similaire à celui observé dans S1.1. Un

<sup>12</sup> L'estimation du dimensionnement a été réalisé sur la base des données fournies par EDF pour la France (<https://www.edf.fr/groupe-edf/edf-pres-de-chez-moi>)

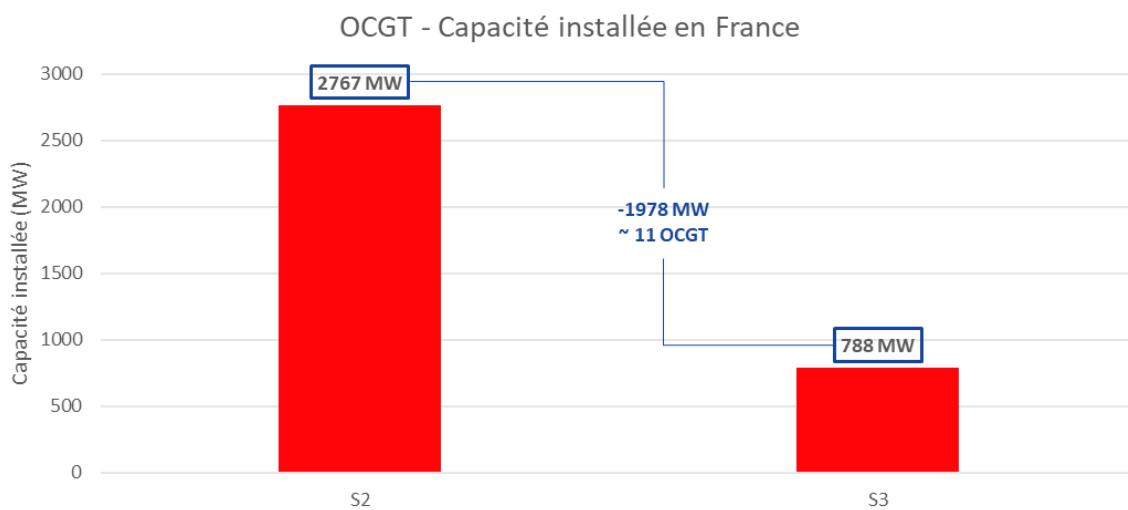
<sup>13</sup> La demande résiduelle est calculée en retranchant la production d'énergie renouvelable non pilotable (éolien sur terre et en mer, solaire photovoltaïque) à la demande électrique absolue.

mix équilibré permet donc de ramener l'augmentation de la pointe totale au niveau prévu par RTE dans son scénario de référence.



**Figure 7: Contributions des PACs air/eau et hybrides à l'évolution de la pointe de consommation résiduelle entre S2 et S3**

Par conséquent, le besoin capacitaire évolue fortement entre les différents scénarios, avec des capacités OCGT supplémentaires nettement plus importantes dans le scénario S2 (+1,98 GW), comme présenté Figure 8. Dans ces conditions, cela équivaut à installer 11 OCGT de 180MW supplémentaires dans S2 par rapport à S3.



**Figure 8 : Capacité de pointe installée en fonction des mix d'équipements de chauffage dans le résidentiel**

## 5. L'impact sur les émissions de CO<sub>2</sub> est légèrement à la hausse, notamment dû à la structure du mix anticipé en Europe

Pour le scénario présentant un mix d'équipements équilibré et pour un pourcentage de biométhane dans le réseau de 10% (S3), les émissions de CO<sub>2</sub> sont légèrement supérieures à celles du scénario fortement électrifié (S2) auquel il est comparé. Les gains liés à une plus faible activation des moyens de production thermique de pointe ne suffisent pas à compenser entièrement les émissions additionnelles issues de la consommation directe de gaz dans les chaudières, les pompes à chaleur hybrides ou les équipements d'ECS. Cela s'explique principalement par l'ambition d'un mix européen fortement décarboné en 2030, compatible avec les hypothèses Fit for 55.

En particulier, des hypothèses ambitieuses sont retenues sur le rythme de déclassement des centrales charbon et lignite en Europe, qui ne s'activent que sur un nombre restreint d'heures dans l'année. Ainsi, l'activation à la pointe des pompes à chaleur hybride remplace principalement de la production OCGT ou CCGT, et ne conduit à des réductions d'émissions que dans des situations spécifiques et relativement peu fréquentes.

La non-atteinte des objectifs de décarbonation du mix de production électrique européen pour 2030 est un aléa non modélisé, dont la réalisation pourrait réduire l'écart d'émissions de GES entre S2 et S3.

## 6. L'atteinte des objectifs de la filière biométhane en 2030 permet de réduire les émissions de 0,29 Mt de CO<sub>2</sub> en France et 2,28 Mt de CO<sub>2</sub> au niveau européen tout en restant favorable économiquement.

La cible de production de gaz renouvelable fixée par la filière gazière en France à horizon 2030 représente 20% du gaz injecté dans le réseau, en comparaison des 10% retenus par RTE dans le BP 2023. Le scénario S4 étudie l'impact de l'atteinte des objectifs de la filière, ce qui correspond à 27 TWh sur le périmètre modélisé<sup>14</sup>.

L'augmentation du taux de biométhane dans le scénario équilibré S3 conduit à une réduction des émissions en France de **3,11 Mt de CO<sub>2</sub>** sur la consommation de gaz pour le chauffage et l'ECS résidentiel. En comparaison avec le scénario fortement électrifié dans le cas d'un taux de biométhane

<sup>14</sup> Valeur calculée comme 20% de la consommation de gaz des équipements de chauffage et d'ECS ainsi que des centrales thermiques au gaz.

différencié (10% dans S2 vs 20% dans S4), le scénario équilibré conduit à des émissions inférieures de **0,29 Mt de CO<sub>2</sub>** en France et **2,28 Mt de CO<sub>2</sub>** au niveau européen (Figure 9 et Figure 10).

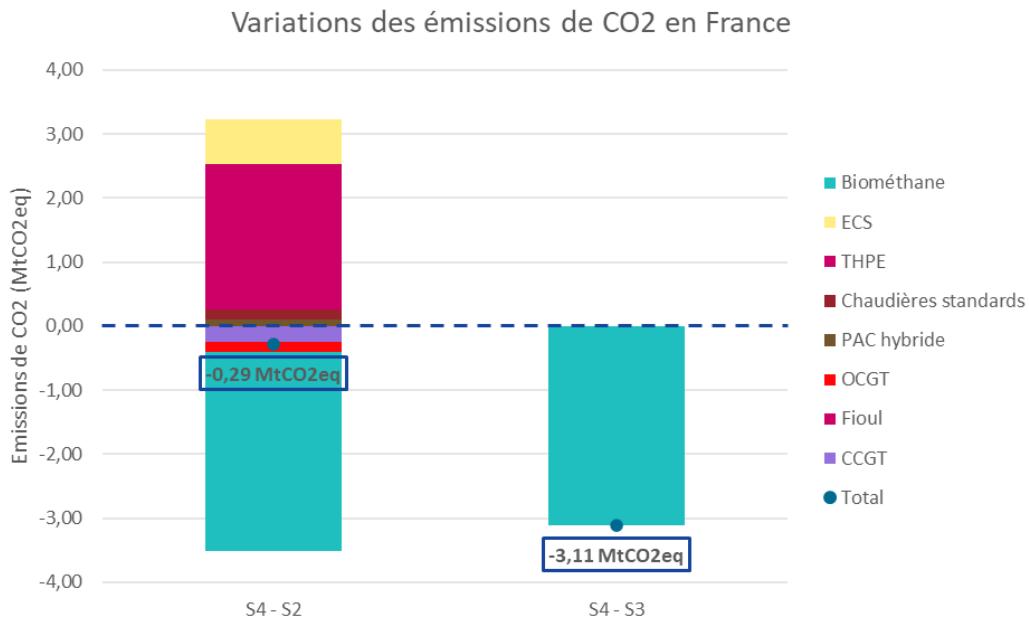


Figure 9 : Emissions de CO<sub>2</sub> annuelles du scénario « S4 – Coénove référence » par rapport aux scénarios « S2 – RTE Réf Révisé » et « S3 – Réduction gaz – hybridé », à l'échelle de la France

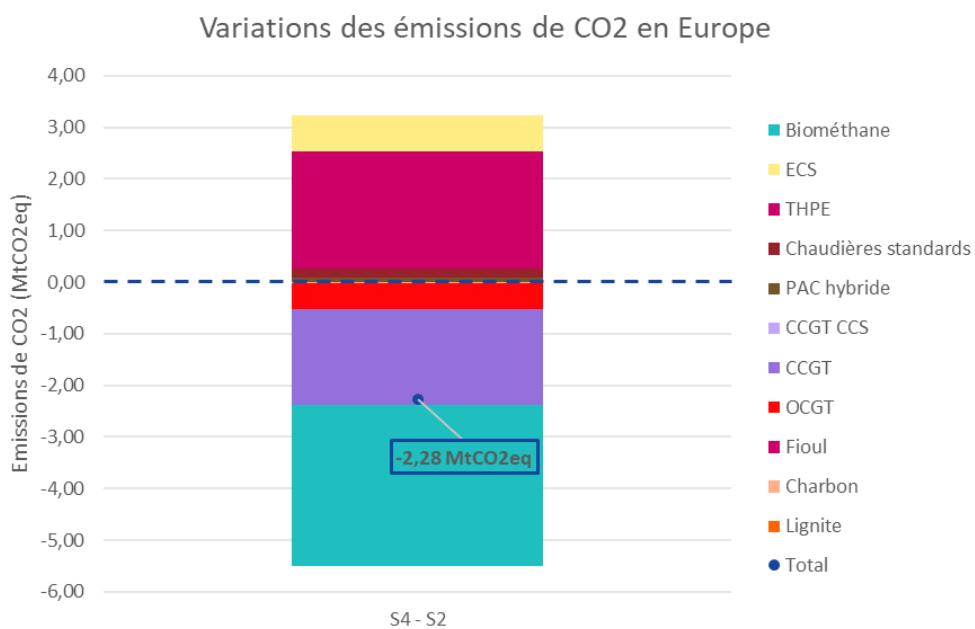
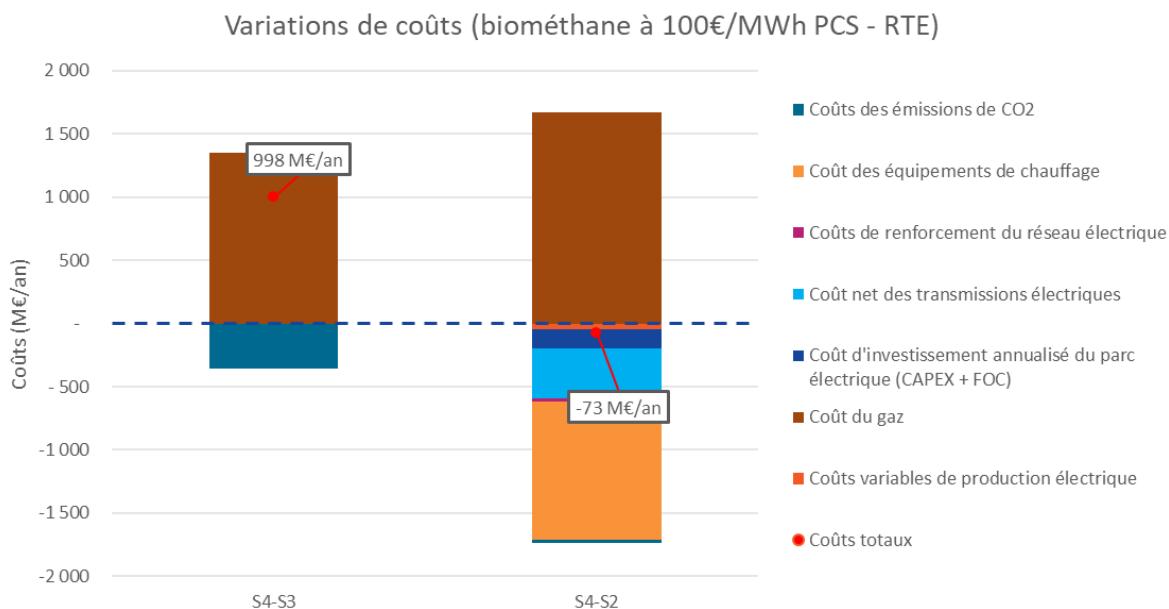


Figure 10 : Emissions de CO<sub>2</sub> annuelles du scénario « S4 – Coénove référence » par rapport aux scénarios « S2 – RTE Réf Révisé » à l'échelle de l'Europe

Le développement du biométhane permet de substituer une part de la consommation de gaz fossile par un gaz décarboné mais induit des coûts supplémentaires par rapport au gaz naturel (+62,38 €/MWh PCI selon l'hypothèse retenue par RTE). Néanmoins, ces surcoûts ne surpassent pas les gains

réalisés sur l'opération du système et sur les équipements, conduisant à un scénario « S4 – Coénove référence » favorable en émissions et en coûts pour le système.



**Figure 11 : Comparaison des coûts annualisés au périmètre France du scénario « S4 – Coénove référence » par rapport aux scénarios « S2 – RTE Réf Révisé » et « S3 – Réduction gaz – hybride »**

## 7. Un scénario équilibré est plus résilient face aux aléas qu'un scénario fortement électrifié, en particulier dans une situation de faible disponibilité nucléaire

Afin de qualifier comment le niveau d'électrification du chauffage dans le résidentiel influence la résilience du système énergétique français, trois analyses de sensibilité ont été réalisées, en s'appuyant sur les sources d'incertitudes liées au contexte énergétique français actuel et historique, et en ligne avec les analyses conduites par RTE dans son Bilan Prévisionnel : performances réduites des ouvrages de rénovation, indisponibilité importante du parc nucléaire français et retard dans l'atteinte des objectifs EnR.

Dans l'ensemble des variantes, les évolutions constatées sont plus défavorables au scénario S2 fortement électrifié, soulignant une résilience plus importante d'un mix d'équipements équilibré dans une situation de demande accrue (« variante V1 - Moindre Isolation ») ou d'approvisionnement contraint (« variante V2 – Indisponibilité nucléaire » et « variante V3 – Retard EnR »). L'installation et l'activation des moyens de pointe sont légèrement plus importantes dans le scénario 2, principalement en raison de l'absence de la flexibilité apportée par les pompes à chaleur hybrides. De plus, les émissions de CO<sub>2</sub> augmentent moins dans le mix équilibré et les surcoûts sont moindres. Ces

conclusions sont valables pour l'ensemble des sensibilités mais sont particulièrement marquées dans le cas de l'indisponibilité nucléaire.

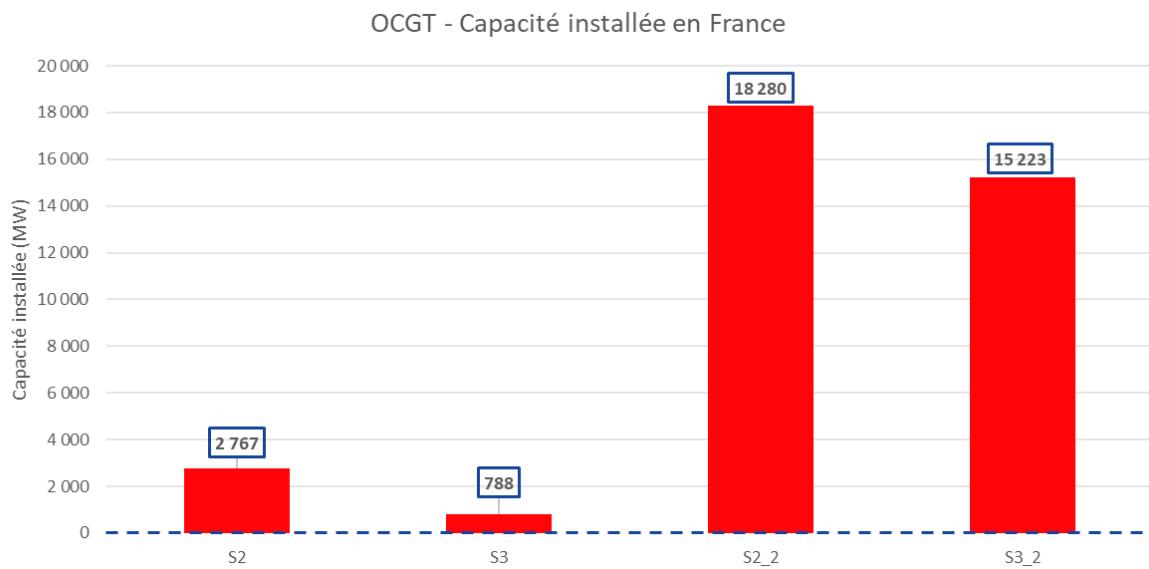


Figure 12 : Capacité OCGT installée en France dans une situation de référence (S2 et S3) et dans une situation dégradée avec une indisponibilité nucléaire (S2\_2 et S3\_2)

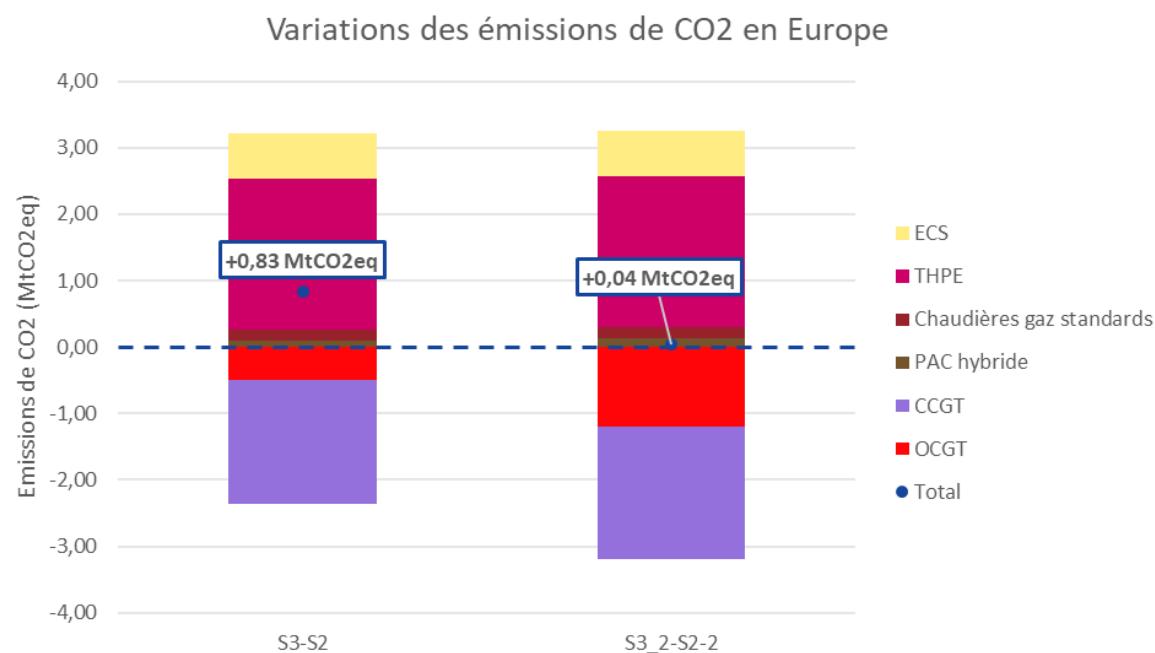
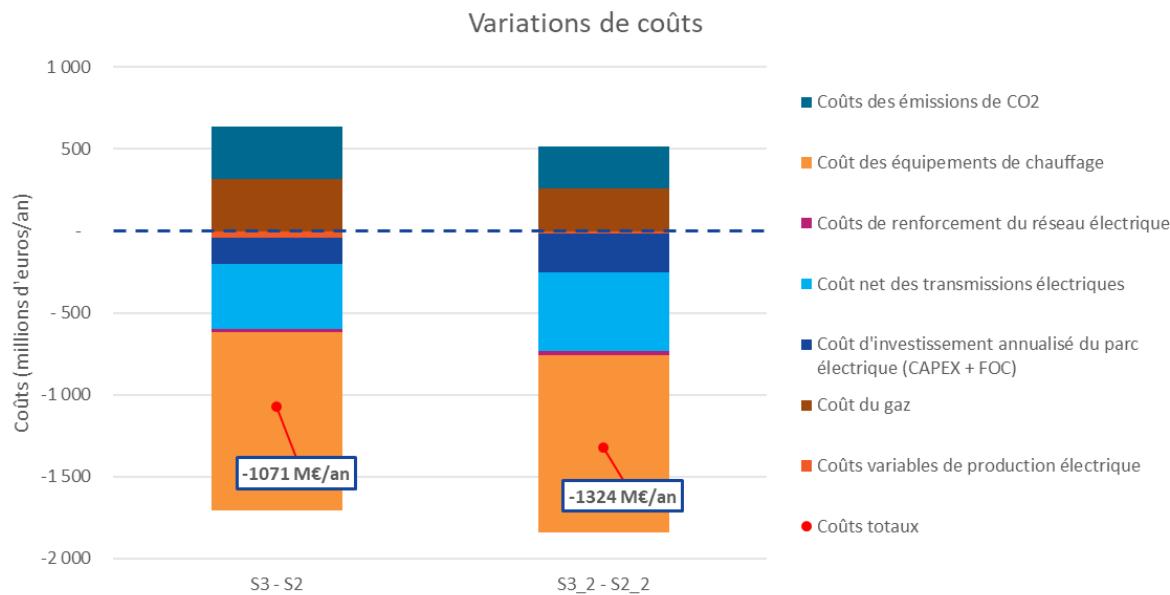


Figure 13 : Evolution de la différence d'émissions entre le scénario « S2 – RTE Réf révisé » et le scénario « S3 – Réduction gaz – hybride » entre la situation de référence et dans une situation dégradée avec une indisponibilité nucléaire

L'indisponibilité nucléaire aux niveaux constatés en 2022 conduit à une installation additionnelle de **15,5 GW** de capacité OCGT dans S2 et **14,4 GW** dans S3 afin de respecter le critère de sécurité d'approvisionnement. L'écart d'émissions de CO<sub>2</sub> entre le scénario équilibré et le scénario électrifié se

réduit très fortement pour atteindre un niveau quasi-équivalent entre les deux situations. Au global, l'écart de coûts complets s'accroît de près de **253 M€/an** en faveur du scénario équilibré.



**Figure 14 : Evolution de la différence d'émissions entre le scénario « S2 – RTE Réf révisé » et le scénario « S3 – Réduction gaz – hybride » entre la situation de référence et dans une situation dégradée avec une indisponibilité nucléaire**

Par ailleurs, il est intéressant de noter que les analyses de sensibilité dans cette étude ont été réalisées de manière distincte et donc que les résultats de ces analyses ne considèrent qu'un seul aléa à la fois. **Les conséquences pour le système de multiples aléas se produisant simultanément ne sont pas évaluées quantitativement mais renforcerait en toute vraisemblance les messages énoncés dans cette partie.**

## Conclusion

La présente étude se structure en deux volets principaux, le premier se concentrant sur l'étude de certains choix de modélisation retenus par RTE et le second sur la comparaison de mix d'équipements de chauffage plus ou moins électrifiés. Ces analyses sont conduites selon différents prismes, et en particulier vis-à-vis des coûts complets pour le système, les émissions de CO<sub>2</sub> et les besoins en flexibilités.

Le premier volet reproduit en grande partie les analyses conduites dans le Bilan Prévisionnel 2023, notamment en tenant compte des mêmes dynamiques d'installation de pompes à chaleur hybride. En revanche, le paramétrage de ces équipements est révisé, avec un mode d'opération permettant l'utilisation simultanée de l'appoint et du module PAC et une couverture supérieure des besoins de chauffage par la partie électrique. Par ailleurs, le rendement de l'appoint est revalorisé sur la base des informations fournies par les fabricants et les COP de l'ensemble des pompes à chaleur est actualisé très légèrement à la baisse pour tenir compte des derniers résultats de l'étude 100 PAC et selon la méthodologie 3CL. Enfin, le coût des différentes solutions de chauffage est issu des fabricants de matériel, membres de Coénove.

Dans un scénario fortement électrifié, **l'installation de pompes à chaleur hybride permet de réduire la contrainte sur les besoins de flexibilité, tout en étant moins couteuse à l'échelle de la collectivité, et en conduisant à des émissions de GES très proches de celles induite par la mise en place d'une pompe à chaleur air/eau**. Par ailleurs, ce constat est obtenu dans un contexte de décarbonation ambitieuse des mix européens tel qu'établi dans le scénario NT+ 2030 du TYNDP 2024.

Le second volet de cette étude compare trois scénarios qui se différencient par le niveau d'électrification des équipements de chauffage considéré et par le niveau de développement de la filière biométhane injecté dans les réseaux en France. Parmi ces scénarios, le plus électrifié se distingue du premier volet principalement par la révision à la baisse de la faisabilité de l'installation des pompes à chaleur électriques sur la base de deux études externes. Cela conduit à une part plus importante de radiateurs à effet Joule et donc à une efficacité moyenne de la production de chaleur par des équipements électriques plus faible. Parmi les deux scénarios présentant une moindre réduction du gaz dans le mix de chauffage résidentiel, le scénario « S4 – Coénove référence » combine un mix équilibré avec l'atteinte des objectifs de la filière biométhane. Ces trois scénarios ont tous pour vocation de représenter des mix plus en phase avec les tendances constatées et permettre des comparaisons sur cette base.

Les résultats de cette étude montrent que, parmi les configurations considérées, le mix le plus favorable pour la collectivité est le scénario le plus équilibré, qui présente un rythme d'électrification

plus modéré que le scénario de référence et maintient une part plus large d'équipements gaz associé à un développement plus important du biométhane et des solutions hybrides.

**Le scénario « S4 – Coénove référence » permet de réduire davantage les émissions de gaz à effet de serre, à un coût plus faible pour la collectivité et en limitant les besoins de flexibilité.**

Par ailleurs, les analyses de sensibilités conduites sur ces scénarios montrent qu'**un mix équilibré est plus résilient** face aux différents aléas considérés, qu'ils soient liés à une plus faible disponibilité des moyens de production d'électricité bas carbone ou à des trajectoires de réduction de la demande non atteintes.