



COMPARAISON ÉCONOMIQUE DE
DIFFÉRENTS SCÉNARIOS
D'ÉLECTRIFICATION DU CHAUFFAGE DANS
LE BÂTIMENT À HORIZON 2050

AUTEURS

Les travaux présentés dans ce rapport ont été réalisés par Artelys, en collaboration avec GRDF. **Artelys** est une entreprise spécialisée en optimisation, prévision et aide à la décision. À travers la réalisation d'une centaine d'études et de projets logiciels dans le domaine de l'énergie, Artelys est devenu un acteur de référence en optimisation et analyse technico-économique de grands systèmes énergétiques. Artelys a notamment développé une suite logicielle, Artelys Crystal, dédiée à l'optimisation économique de la gestion et des investissements sur les systèmes énergétiques.

Les collaborateurs ayant œuvré sur ces travaux sont : Arnaud RENAUD (Directeur Général d'Artelys), Claire LUCAS (Cheffe de Projet prospective énergétique) et Olivier BEAUSSANT (Ingénieur Modélisation des systèmes énergétiques).

SYNTHÈSE

CONTEXTE ET OBJECTIFS

Dans un but de décarbonation, la Stratégie Nationale Bas Carbone en vigueur (SNBC n°2) planifie, dans son scénario de référence, une électrification significative du mix de chauffage du bâtiment en 2050. Dans son étude *Futurs Énergétiques 2050*¹, RTE se fonde sur ce scénario pour reconstituer un parc d'équipements de chauffage lui permettant ensuite d'établir son scénario central de demande d'électricité. Ce parc est caractérisé par une place importante accordée aux pompes à chaleur (PAC) électriques, l'introduction d'une part de PAC hybrides, et le maintien d'un certain nombre de chaudières au gaz. Cette étude vise à comparer les implications technico-économiques de quatre scénarios de développement du parc d'équipements de chauffage des secteurs résidentiel et tertiaire à l'échelle de la France et à horizon 2050 :

- | **S0** : Interprétation du scénario central de RTE, construit à partir de la SNBC (**S0_RTE**) ;
- | **S1** : Maintien de l'usage direct du gaz dans les bâtiments via le développement de biométhane (**S1_GazVert**) ;
- | **S2** : Électrification complète des usages du gaz par les pompes à chaleur (**S2_PAC**) ;
- | **S3** : Électrification complète des usages du gaz par du chauffage électrique mixte (**S3_PAC_Joule**).

Chacun des scénarios respecte l'objectif de neutralité carbone 2050.

¹ *Futurs Énergétiques 2050 : les scénarios de mix de production à l'étude permettant d'atteindre la neutralité carbone à l'horizon 2050*. 2022. RTE. <https://www.rte-france.com/analyses-tendances-et-prospectives/bilan-previsionnel-2050-futurs-energetiques#Lesdocuments>

MÉTHODOLOGIE

Des parcs d'équipements de chauffage et d'eau chaude sanitaire sont définis pour chacun des scénarios (Figure 1) puis les niveaux de consommation énergétique associés sont simulés. Les systèmes de production, stockage et transport d'énergie sont ensuite modélisés à l'aide du logiciel **Artelys Crystal Super Grid** en se référant aux capacités de production et au bouquet de flexibilités du scénario de mix de production N2 de l'étude *Futurs Énergétiques 2050* de RTE, considérés constants d'un scénario à l'autre à l'exception de la capacité de production thermique à flamme. L'opération du parc de production français est optimisée pour chacun des scénarios afin d'assurer un équilibre offre demande horaire à moindre coût en fonction de contraintes techniques propres à chaque filière de production.

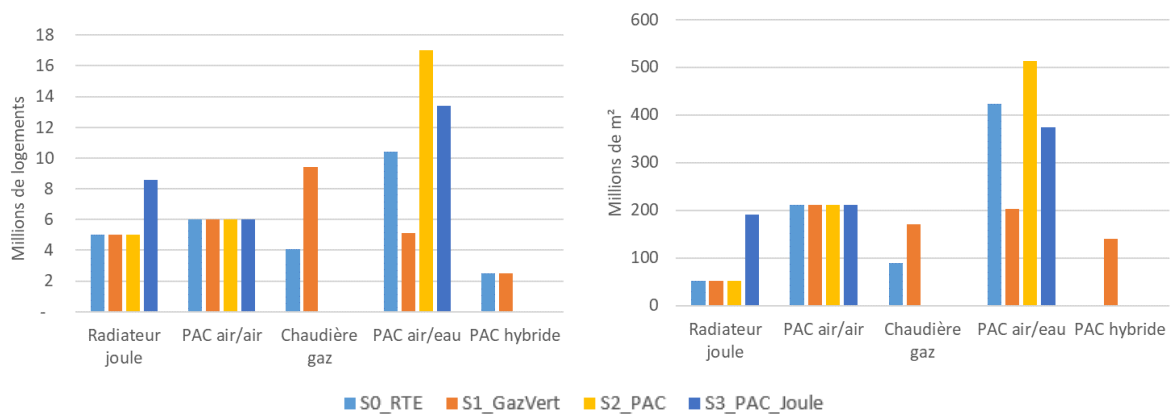


Figure 1 – Parcs d'équipements de chauffage par scénario - secteurs résidentiel (gauche) et tertiaire (droite)².

Source : Artelys, 2023.

Un bilan des implications techniques de chaque scénario est finalement produit, avec notamment une estimation des pointes nettes de consommation d'électricité. Ce bilan est utilisé pour estimer les postes de coûts du bilan économique.

² Les parcs d'équipements des logements chauffés au bois, au solaire thermique ou via des RCUs sont considérés identiques au scénario de référence de RTE. Dans cette étude, seuls les logements chauffés au gaz ou à l'électricité sont différenciés.

PRINCIPAUX RÉSULTATS

1. Le maintien partiel du chauffage au gaz conduit à des coûts globaux plus faibles que les scénarios de chauffage entièrement électrifiés

Le bilan économique présenté (Figure 3) montre que le coût global du scénario de référence S0 correspondant à la SNBC est moins élevé que ceux des scénarios entièrement électrifiés (S2 et S3).

Aide à la lecture

La figure suivante détaille les différences de coûts du scénario S1_GazVert par rapport au scénario de référence S0_RTE par composantes de coûts. On peut y lire que la production et l'acheminement de biométhane coûte 3 milliards d'euros par an de plus dans le scénario S1 que dans le scénario de référence. Les autres composantes apportent chacune des économies annuelles selon le scénario S1 par rapport à S0.

Au total, le scénario S1 permet des économies à hauteur de 1,6 milliard d'euros par an par rapport au scénario de référence.

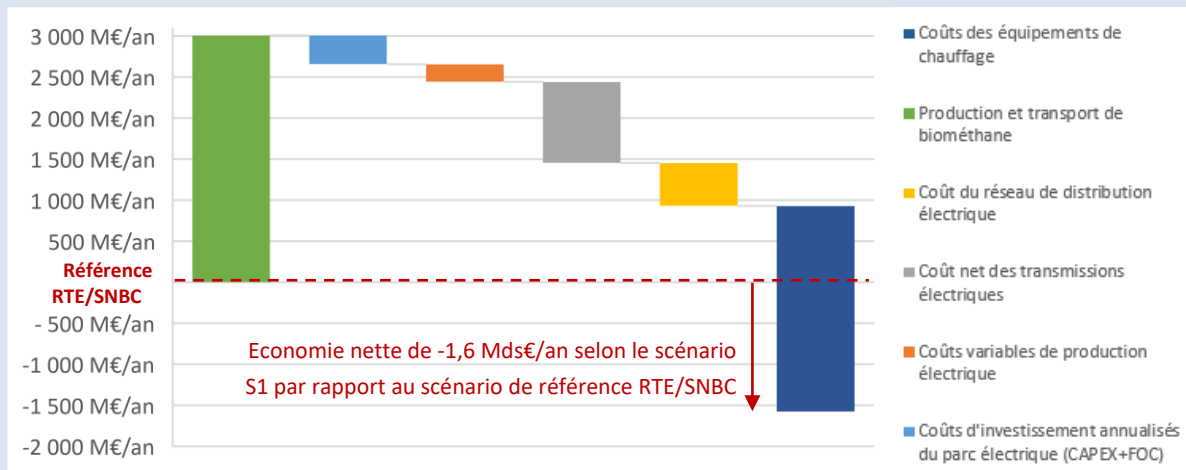


Figure 2 - Bilan économique du scénario S1_GazVert : aide à la lecture des graphiques.

Source : Artelys, 2023.

Le scénario S1 qui conserve le nombre actuel de points de livraison de gaz conduit à installer davantage de chaudières performantes peu onéreuses. Dans la mesure où les économies d'investissements et de maintenance dans les équipements de chauffage électriques sont supérieures aux surcoûts engendrés sur les systèmes d'approvisionnement énergétique, ce scénario coûte significativement moins cher que le scénario S0. De plus, ce scénario conduit à une pointe nette de consommation d'électricité inférieure de 6,9 GW par rapport au scénario de référence S0.

En se référant à la vision centrale de RTE sur les performances des PAC électriques à 2050, l'écart de coût en faveur du scénario S1 est de l'ordre 1,8 milliard d'euros par an entre S1 et S2, et d'environ 2,7 milliards d'euros par an entre S1 et S3.

L'ensemble des coûts des trois scénarios alternatifs à la SNBC sont détaillés dans la Figure 3 :

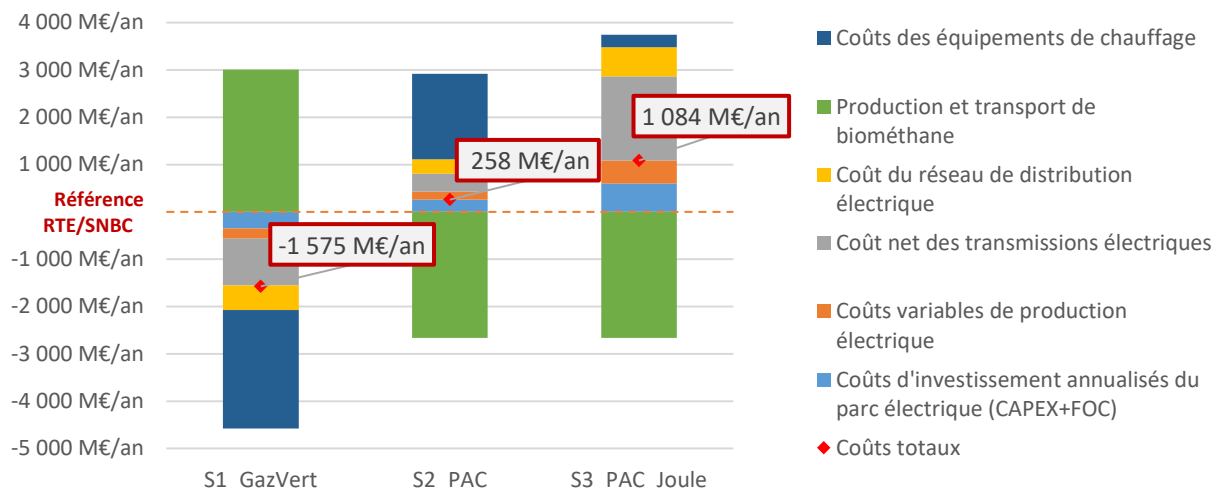


Figure 3 - Coûts complets annuels des scénarios alternatifs à l'échelle de la France par rapport au scénario de Référence S0 RTE.

Source : Artelys, 2023.

A l'échelle du ménage, les coûts d'investissement et de maintenance des équipements – annualisés sur une période de 17 à 20 ans – représentent en moyenne une différence de l'ordre de 500 euros par an et par ménage entre une chaudière à condensation et une PAC électrique dans le cas d'équipements individuels et 200 euros par an et par ménage dans le cas d'équipements collectifs.

En se référant à un scénario de moindre progression des performances des pompes à chaleur (Figure 4), qui implique une consommation plus élevée du chauffage électrique, l'écart de coût à 2050 augmente à environ 2,7 milliards d'euros par an entre S1 et S2 et 3,3 milliards d'euros par an entre S1 et S3.

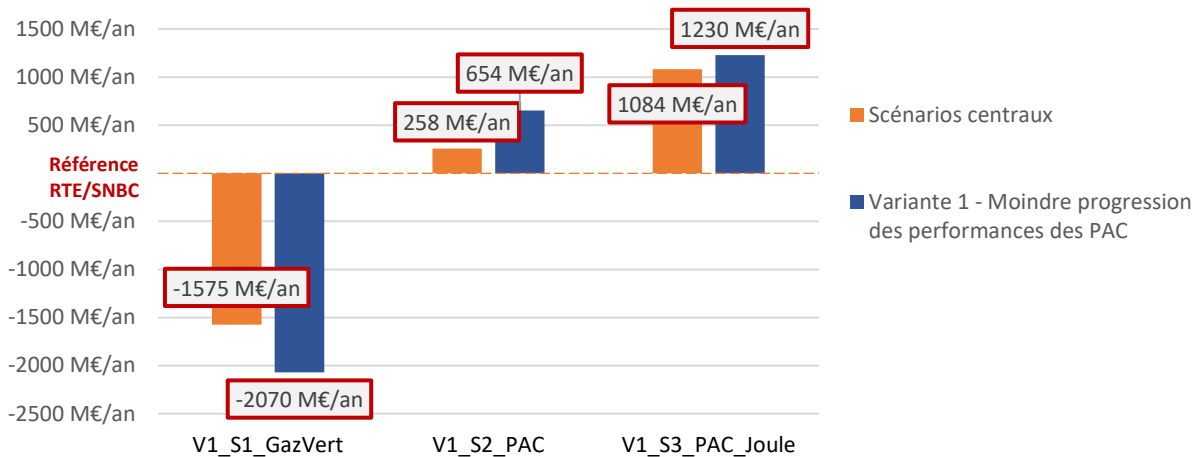


Figure 4 - Coûts complets annuels des scénarios à l'échelle de la France par rapport au scénario de référence S0 dans le cas de la variante V1 (moindre progression des performances des PAC).

Source : Artelys, 2023.

En outre, l'étude de variantes du prix du biogaz à la hausse (90 €/MWh) ou à la baisse (60 €/MWh) ne modifie pas la hiérarchie des scénarios en termes de coûts complets.

2. Dans le cas où les objectifs nationaux concernant le parc de production électrique ne seraient pas atteints, le maintien partiel du gaz limite les impacts économiques

Dans une variante de la présente étude, on considère que des retards de construction du parc de production électrique national, notamment éolien maritime et nucléaire, limitent les capacités de production d'électricité.

Dans ce cas un besoin accru d'importations électriques apparaît ; la France deviendrait un pays importateur net d'électricité. Dans l'exemple ci-dessous (Figure 5), le scénario de référence S0 importe de l'ordre de 50 TWh électriques de plus chaque année du fait du manque de 5 GW de production nucléaire et 6 GW de production éolienne maritime. Cette augmentation des imports d'électricité est particulièrement défavorable pour la balance commerciale française des scénarios les plus électrifiés.

En se référant à un tel scénario de retards dans la construction du parc de production, l'écart de coût à 2050 augmente à environ 2,0 milliards d'euros par an entre S1 et S2 et 3,6 milliards d'euros par an entre S1 et S3.

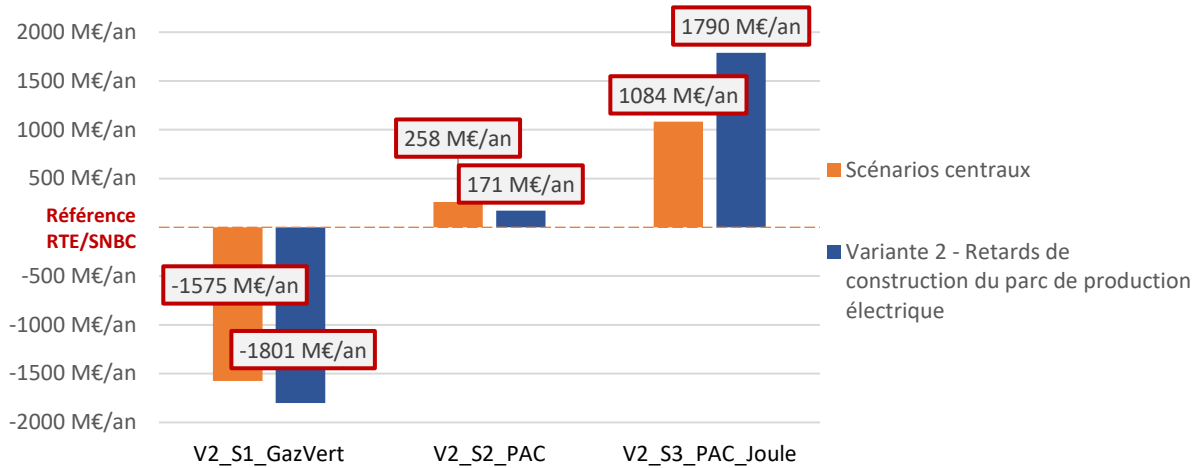


Figure 5 – Coûts complets annuels des scénarios à l'échelle de la France par rapport au scénario de référence S0 dans le cas de la variante V2 (considération de retards dans la construction du parc de production).

Source : Artelys, 2023.

L'électricité supplémentaire ainsi importée depuis les pays voisins est principalement issue des filières de production fonctionnant au gaz et à l'hydrogène.

Les scénarios les plus consommateurs importent une électricité plus chère depuis les pays voisins et voient les prix de marché de l'électricité augmenter en France. Ces scénarios sont également plus fréquemment sujets à des problèmes de saturation des lignes permettant de transporter l'électricité depuis les pays voisins.

Ainsi, des retards dans la construction des nouveaux moyens de production électrique entraîneraient des surcoûts globaux notablement plus élevés et une dépendance accrue aux importations dans le cas des scénarios les plus électrifiés.

TABLE DES MATIERES

AUTEURS.....	2
SYNTHÈSE.....	3
TABLE DES MATIÈRES.....	9
1 OBJECTIFS ET APPROCHE DE L'ÉTUDE.....	10
2 MÉTHODOLOGIE ET PRINCIPALES HYPOTHÈSES.....	13
3 RÉSULTATS D'ANALYSE DES SCÉNARIOS.....	31
4 ANALYSE DE L'IMPACT D'UNE MOINDRE PROGRESSION DES PERFORMANCES DES POMPES À CHALEUR.....	38
5 ANALYSE DE L'IMPACT DE RETARDS DE CONSTRUCTION DU PARC DE PRODUCTION ÉLECTRIQUE FRANÇAIS.....	43

1 Objectifs et approche de l'étude

1.1 Contexte et objectifs

Dans le contexte des accords de Paris et de la Stratégie Nationale Bas Carbone (SNBC), le chauffage des bâtiments est au cœur de nombreuses réflexions de décarbonation. En particulier, la généralisation de technologies aux performances énergétiques élevées constitue un levier important de décarbonation du chauffage. Les pompes à chaleur (PAC) profitent notamment de rendements moyens supérieurs aux technologies actuellement déployées à plus grande échelle, comme les radiateurs électriques à effet joule et les chaudières, même les plus performantes (chaudières à condensation, dites « à très haute performance énergétique » ou THPE). Aussi, les orientations de la SNBC favorisent le remplacement de ces équipements de chauffage par des PAC électriques.

Pourtant, l'électrification du chauffage soulève de nombreuses questions liées à la pointe de demande électrique nationale, à la résilience du système d'approvisionnement électrique et au prix des équipements de chauffage.

Dans ce contexte, la présente étude s'interroge sur la pertinence des différentes stratégies envisagées pour décarboner le chauffage du bâtiment. Cette étude vise à comparer les implications technico-économiques de quatre scénarios de développement à horizon 2050 du parc d'équipements de chauffage et production d'eau chaude sanitaire dans les secteurs résidentiel et tertiaire. Ces scénarios se distinguent notamment par le traitement des 11 millions de points de livraison de gaz actuels dans les bâtiments en France.

1.2 Approche

La présente étude vise à comparer les bilans énergétiques et économiques nationaux de quatre scénarios de parcs d'équipements de chauffage dans les secteurs résidentiel et tertiaire à horizon 2050. L'ensemble de ces scénarios se base sur une large électrification du chauffage et une conservation plus ou moins importante des points de livraison de gaz actuels. Les équipements de cuisson sont identiques dans chaque scénario, en correspondance avec le scénario central de RTE.

Les scénarios retenus sont les suivants :

- | **S0 : Interprétation du scénario central de RTE, construit à partir de la SNBC (S0_RTE)**
Ce scénario de référence correspond à l'interprétation effectuée par Artelys du scénario central de RTE dans *Futurs Énergétiques 2050*³. Il correspond à une reconstitution de la SNBC.

- | **S1 : Maintien de l'usage direct du gaz dans les bâtiments via le développement de biométhane (S1_GazVert)**
Ce scénario conserve le nombre actuel de logements chauffés – totalement ou partiellement – au gaz, soit 12 millions, en remplaçant les équipements de chauffage par des chaudières à condensation (80%) et des PAC hybrides (20%). En ce qui concerne le tertiaire, une baisse d'environ un tiers des surfaces chauffées par des systèmes au gaz est considérée, et les PAC hybrides sont supposées équiper environ 45% des surfaces résiduelles, le reste étant chauffé par des chaudières THPE.

- | **S2 : Électrification complète des usages du gaz par les pompes à chaleur (S2_PAC)**
Ce scénario électrifie 100% des points de livraison de gaz actuels pour le chauffage et la production d'ECS en remplaçant les équipements de chauffage par des PAC électriques air/eau⁴. Le gaz n'est plus utilisé pour la production de chaleur dans les bâtiments.

- | **S3 : Électrification complète des usages du gaz par du chauffage électrique mixte (S3_PAC_Joule)**
Ce scénario électrifie 100% des points de livraison de gaz actuels pour le chauffage et la production d'ECS en remplaçant les équipements de chauffage par des PAC électriques air/eau (70%) et des radiateurs électriques (30%). Le gaz n'est plus utilisé pour la production de chaleur dans les bâtiments.

³ *Futurs Énergétiques 2050 : les scénarios de mix de production à l'étude permettant d'atteindre la neutralité carbone à l'horizon 2050*. 2022. RTE. <https://www.rte-france.com/analyses-tendances-et-prospectives/bilan-previsionnel-2050-futurs-energetiques#Lesdocuments>

⁴ Cette étude ne présage pas de la faisabilité technique de tels remplacements d'équipements de chauffage dans le bâtiment.

L'étude est effectuée en cinq phases chronologiques selon la structure suivante :

Phase 1 - Construction de quatre scénarios de pénétration des équipements de chauffage dans le bâtiment en France : un scénario centré sur les hypothèses de la SNBC et trois scénarios alternatifs

- Définition du nombre d'équipements des parcs résidentiel et tertiaire en 2050, par type d'équipement et par scénario ;
- Définition de la performance des équipements et des bâtiments ;
- Calcul de la demande énergétique par scénario.

Phase 2 - Modélisation du système d'approvisionnement énergétique national pour chaque scénario

- Modélisation et optimisation de la demande énergétique nationale (électricité, gaz et hydrogène, pour tout secteur et tout usage) pour chaque scénario, via le logiciel *Artelys Crystal Super Grid (ACSG)*.

Phase 3 - Analyse comparée d'impacts techniques et économiques du point de vue du système complet

- Bilan énergétique : consommation, production et importation énergétique des scénarios ;
- Bilan économique : coûts complets du système d'approvisionnement énergétique et d'installation des équipements de chauffage.

Phase 4 – Analyse de cas : effets technico-économiques sur les scénarios d'une performance des pompes à chaleurs plus faible que prévu par RTE

- Prise en compte de COP plus faibles pour les PAC air/eau et hybrides ;
- Prise en compte d'un complément joule aux PAC air/air.

Phase 5 – Analyse de cas : effets technico-économiques sur les scénarios d'une installation trop lente du parc de production électrique français.

- Prise en compte d'une capacité de production de nouveau nucléaire réduite de 5 GW ;
- Prise en compte d'une capacité de production éolienne maritime réduite de 6 GW.

Figure 6 - Approche structurée de l'étude.

2 Méthodologie et principales hypothèses

2.1 Modélisation des scénarios de demande énergétique

2.1.1 Hypothèses relatives au bâtiment : un scénario central SNBC et trois scénarios alternatifs

2.1.1.1 Hypothèses pour le parc d'équipements de chauffage

Le parc de bâtiments du secteur résidentiel et tertiaire est construit sur la base du parc du scénario central de l'étude *Futurs Énergétiques 2050*. La répartition des équipements de chauffage varie ensuite pour les trois scénarios alternatifs.

Selon la reconstitution de la SNBC effectuée par RTE, la France comptera environ 34 millions de logements en 2050, contre 28 millions de logements aujourd'hui. L'ensemble de ces logements va voir ses équipements de chauffage renouvelés par des équipements plus modernes. En particulier, la SNBC prévoit une large électrification du chauffage résidentiel, via l'installation de PAC électriques et hybrides. Cette électrification est prévue au détriment des équipements de chauffage fonctionnant actuellement aux énergies fossiles, telles que les chaudières à combustion de gaz ou de fioul. Ainsi, plus aucun des 4 millions de logements actuellement chauffés au fioul ne le sera en 2050, et seulement 4 millions de logements seront chauffés principalement au gaz contre douze millions aujourd'hui. À l'inverse, les logements chauffés à l'électricité passeront de 10 millions actuellement à 19 millions en 2050 et en ajoutant plus de 2,5 millions de logements équipés de PAC hybrides.

La même logique d'électrification s'applique au milliard de m² de bâtiments du secteur tertiaire actuel (1,1 milliards de m² prévus en 2050). Ainsi, les équipements de chauffage au fioul de 150 millions de m² devraient disparaître et les équipements de chauffage au gaz de 450 millions de m² devraient être réduits pour une surface de moins de 100 millions de m² en 2050. À l'inverse, le chauffage électrique qui représente actuellement environ 300 millions de m² de surface tertiaire devrait porter de l'ordre de 7 millions de m² en 2050. Les réseaux de chaleur, encore peu développés en France, profiteront également d'un fort développement selon la SNBC afin de chauffer environ 200 millions de m² du secteur tertiaire en 2050.



Figure 7 - Évolution du parc de chauffage entre aujourd'hui et 2050 dans la trajectoire de référence de RTE dans les secteurs résidentiel (gauche) et tertiaire (droite).

Source : RTE, *Futurs Énergétiques 2050, 2022*.

Les volumes de consommation énergétique dus au chauffage et à l'eau chaude sanitaire des parcs résidentiel et tertiaire du scénario de la SNBC en 2050 sont reconstitués dans le tableau suivant :

Consommation énergétique en 2050 du résidentiel et du tertiaire hors pertes réseau – reconstitution de la SNBC	Électricité	Gaz
Chauffage	47,5 TWh/an	26,0 TWh _{PCS} /an
Eau Chaude Sanitaire (ECS)	23,1 TWh/an	9,0 TWh _{PCS} /an

Tableau 1 - Volumes de consommation énergétique annuelle du chauffage et de l'ECS selon une reconstitution de la SNBC.

L'ensemble des scénarios analysés dans cette étude ne différencient pas les bâtiments chauffés au bois, solaire thermique, fioul, réseaux de chaleur ou autres moyens de chauffage ni électriques ni gaziers. Le niveau de développement de ces filières est supposé égal au niveau estimé par RTE dans son étude. Aussi, **la suite de l'étude s'intéresse uniquement aux bâtiments chauffés à l'électricité et au gaz, et à la gestion des systèmes énergétiques associés.**

Les parcs d'équipements de chauffage dans le secteur résidentiel pour chaque scénario étudié sont définis comme suit, en millions de logements équipés :

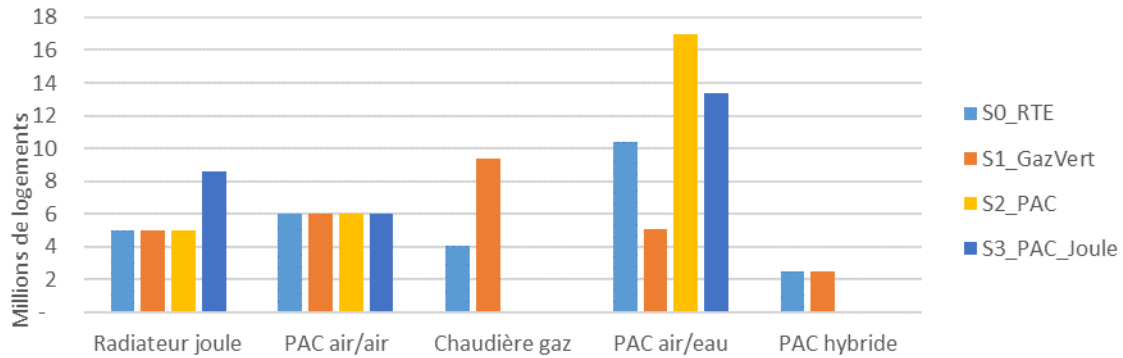


Figure 8 – Nombre d'équipements de chauffage par scénario - secteur résidentiel.

Source : Artelys, 2023

De même, les parcs d'équipements de chauffage dans le secteur tertiaire pour chaque scénario étudié sont définis comme suit, en millions de mètres carrés équipés :

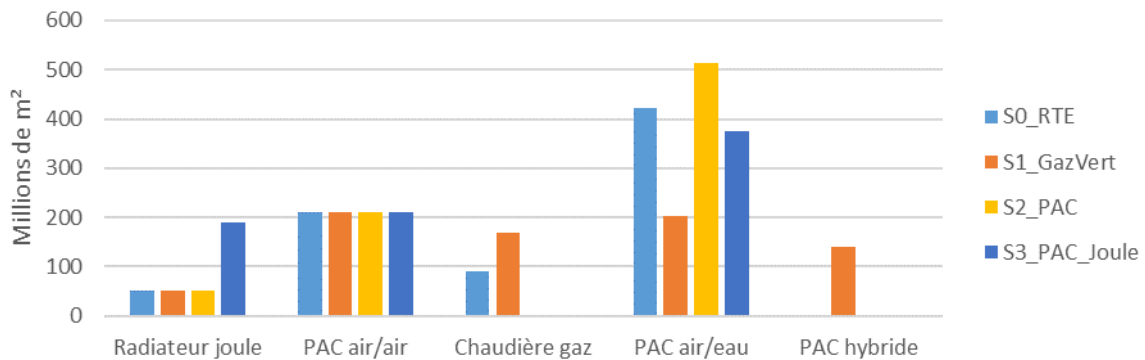


Figure 9 - Surface tertiaire par énergie de chauffage et par scénario - secteur tertiaire (en millions m²).

Source : Artelys, 2023

Aide à la lecture : Les pompes à chaleur (PAC)

Les PAC sont des équipements de chauffage qui captent les calories de l'air extérieur au logement afin d'en chauffer l'intérieur. Ces équipements modernes sont particulièrement efficaces, avec des rendements moyens en énergie finale pouvant aller de 200% à 500% dans les meilleurs cas, contre des rendements d'environ 100% pour les radiateurs électriques classiques. On distingue différents types de PAC, en particulier les suivantes :

- | **Les PAC électriques.** Celles-ci peuvent être principalement de deux types :
 - **Les PAC air/eau** captent les calories de l'air extérieur afin de chauffer un réseau hydraulique de chauffage. Cette technologie profite des meilleurs rendements mais nécessite la présence d'un réseau d'eau dans le logement, dont l'installation peut s'avérer coûteuse. Elle est donc particulièrement adaptée pour la rénovation des logements pré-équipés d'un réseau d'eau, comme la plupart des logements équipés de chaudières par exemple.
 - **Les PAC air/air** chauffent directement l'air intérieur du logement via des aérateurs. Ces technologies ont l'avantage de ne pas nécessiter d'installation d'un réseau de chauffage hydraulique. De plus, certains modèles réversibles permettent d'utiliser l'équipement en tant que climatiseur l'été. Cependant, les PAC air/air se caractérisent par des rendements énergétiques légèrement inférieurs à ceux des PAC air/eau. De plus, la distribution de chaleur est plus localisée que dans le cas d'une PAC air/eau (souvent dans les pièces principales du logement comme le salon) et les PAC air/air sont souvent jumelées avec des radiateurs électriques d'appoint, installés dans les pièces secondaires.

La plupart des PAC électriques air/eau sont actuellement équipées d'un appoint électrique à effet joule afin d'augmenter leur puissance en cas de forte demande de chauffage.

Dans le cadre initial de cette étude, il est considéré comme dans le scénario de référence de RTE que les PAC seront suffisamment puissantes et résilientes en 2050 pour ne pas nécessiter d'appoint joule. De plus, on prend l'hypothèse que les PAC air/air n'ont pas besoin d'être jumelées avec des radiateurs électriques dans les pièces secondaires. La variante d'analyse V2 détaillée en section 4 étudie les implications d'une moindre progression des performances des PAC et prend en compte un complément par effet joule.

- | **Les PAC hybrides.** Celles-ci sont composées d'une PAC électrique air/eau, généralement de puissance modérée, et d'une chaudière d'appoint au gaz, dont le rôle est de suppléer la PAC lorsque les températures extérieures sont basses. Certains modèles peuvent piloter leur consommation, afin de prioriser à chaque instant la consommation d'électricité ou de gaz.

Dans le cadre de cette étude, il est considéré que les PAC hybrides sont pilotables en fonction du prix de marché horaire des énergies (i.e. peuvent fonctionner en chaudière seule quand le coût de l'électricité dépasse un certain seuil). Il est également considéré que les PAC sont dimensionnées pour répondre à 85% du besoin de chaleur annuel en moyenne : la chaudière est ainsi sollicitée en parallèle de la PAC pendant de nombreuses heures de l'année.

2.1.1.2 Hypothèses de rénovation

En cohérence avec la SNBC, les performances du bâtiment effectuées pour l'ensemble des quatre scénarios considèrent une réduction moyenne de 40% du besoin de chaleur des bâtiments due à la politique de rénovation thermique.

Le besoin de chaleur du parc de bâtiment est ainsi considéré identique pour l'ensemble des scénarios. Les volumes et profils de consommation énergétique du chauffage varient donc uniquement au travers des caractéristiques et des performances des équipements de chauffage installés.

2.1.1.3 Hypothèses technico-économiques des équipements de chauffage et d'ECS

Cette section détaille les hypothèses de performance et de coût des équipements de chauffage fonctionnant au gaz et à l'électricité.

2.1.1.3.1 Performance des équipements

Les hypothèses de performance suivantes sont considérées pour les équipements électriques, au gaz et hybrides :

Équipement	Énergie consommée	Rendement moyen en énergie finale
Chaudière à condensation individuelle et collective	Gaz	92% sur PCS (102% sur PCI)
Radiateur électrique individuel	Electricité	100%
PAC air/air individuelle	Electricité	290%
PAC air/eau individuelle et collective	Electricité	360%
PAC hybride individuelle et collective	Electricité et gaz	360% pour la PAC ⁵ 92% pour la chaudière d'appoint
Chauffe-eau électrique individuel	Electricité	90%
Chauffe-eau thermodynamique individuel	Electricité	250%

Tableau 2 - Performances des équipements de chauffage.

⁵ Le rendement affiché est un rendement moyen théorique. Les COP par température ont été retenus identiques pour les PAC air/eau et les PAC hybrides. Les PAC hybrides, ne fonctionnant pas sur les heures les plus froides de l'année, bénéficient dans la pratique d'un rendement moyen plus élevé.

Le tableau ci-dessus présente des rendements moyens des équipements de chauffage au gaz et à l'électricité. En réalité, on considère dans cette étude que les chaudières et radiateurs comportent des rendements invariables, mais que les PAC présentent un coefficient de performance (COP) qui varie avec la température extérieure. Les COP considérés dans l'étude sont les COP prospectifs (courbes pointillées) proposés par l'étude *Réduction des émissions de CO₂, impact sur le système électrique : quelle contribution du chauffage dans les bâtiments à l'horizon 2035 ?*⁶ publiée par l'ADEME et RTE en Décembre 2020.

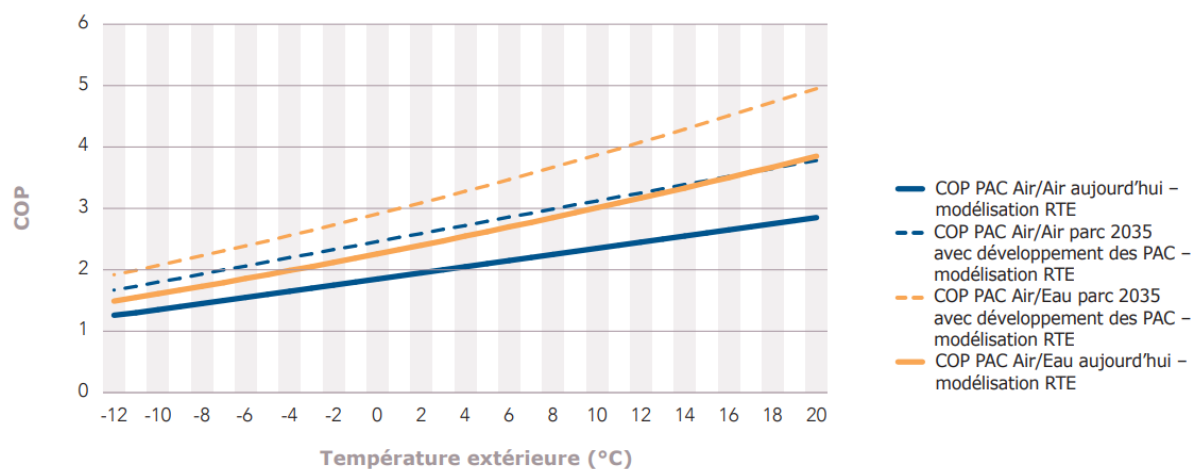


Figure 10 - Évolution du COP en fonction de la température, actuel et en 2035 dans le cas d'un fort développement des PAC.

Source : ADEME & RTE, *Réduction des émissions de CO₂, impact sur le système électrique : quelle contribution du chauffage dans les bâtiments à l'horizon 2035 ?* 2020.

On observe sur ces courbes que la performance des PAC électriques décroît avec les basses températures, mais reste toujours supérieure à 100%. Le rendement moyen indiqué dans le Tableau 2 correspond au rendement à une température extérieure de 6°C.

De plus, ces courbes correspondent à des performances prospectives à horizon 2035. Toutefois, elles ont été jugées suffisamment ambitieuses vis-à-vis des performances actuelles des équipements et des informations fournies par les constructeurs pour être considérées valides pour un horizon 2050.

⁶ *Réduction des émissions de CO₂, impact sur le système électrique : quelle contribution du chauffage dans les bâtiments à l'horizon 2035 ?* 2020. ADEME et RTE. https://assets.rte-france.com/prod/public/2021-02/Rapport%20chauffage_RTE_Ademe.pdf

2.1.1.3.2 Coûts des équipements

Les coûts des équipements sont détaillés par type d'équipement de chauffage et d'ECS, en différenciant les équipements résidentiels individuels, résidentiels collectifs (données pondérées par logement) et les équipements du secteur tertiaire. Les équipements de chauffage pouvant être fonctionnels pour le chauffage de l'ECS sont considérés systématiquement comme tels, sous la dénomination « double service ». Les autres équipements sont doublés d'un chauffe-eau électrique (CEE) ou d'un chauffe-eau thermodynamique (CET).

L'ensemble des coûts sont construits à partir des données de l'étude *Coûts des énergies renouvelables et de récupération en France*⁷ publiée par l'ADEME en janvier 2020 et de données fournies par divers équipementiers. Pour les PAC 100% électriques et hybrides, le coût d'investissement est établi pour un besoin de puissance plus faible que pour les logements actuels, compte tenu de la réduction des besoins thermiques permise par une meilleure isolation du bâti.

À chaque équipement est associé un coût d'investissement unitaire ainsi qu'un coût de maintenance annuel. La durée de vie des équipements est estimée entre 17 et 20 ans pour l'ensemble des équipements, et le taux d'actualisation appliqué est uniformément de 1%. L'ensemble de ces données permet de construire un coût d'investissement et de maintenance annualisé pour chaque équipement modélisé dans l'étude.

Conformément aux sources utilisées, les équipements collectifs permettent des économies d'échelle concernant les coûts unitaires d'investissement et les coûts unitaires de maintenance.

⁷ *Coûts des énergies renouvelables et de récupération en France*. 2020. ADEME.
<https://bibliothèque.ademe.fr/cadic/767/couts-energies-renouvelables-et-recuperation-donnees-2019-010895.pdf>

Ces coûts sont résumés dans le tableau suivant :

	Équipement de chauffage + ECS	CAPEX unitaire	Coûts unitaires de maintenance	Coûts annualisés unitaires totaux
Résidentiel individuel	Joule + CEE	3 600 €	20 €/an	218 €/an
	Joule + CET	5 750 €	103 €/an	418 €/an
	PAC air/air + CET	9 700 €	245 €/an	862 €/an
	PAC air/eau double service	9 700 €	245 €/an	862 €/an
	PAC hybride double service	9 700 €	295 €/an	912 €/an
	Chaudière gaz double service	3 800 €	150 €/an	358 €/an
Résidentiel collectif (données unitaires par logement)	PAC air/eau double service	3 100 €	82 €/an	279 €/an
	PAC hybride double service	2 600 €	98 €/an	264 €/an
	Chaudière gaz double service	900 €	50 €/an	99 €/an
Tertiaire	Joule + CEE	55,4 €/m ²	0,3 €/m ² /an	3,3 €/m ² /an
	Joule + CET	88,5 €/m ²	1,6 €/m ² /an	6,4 €/m ² /an
	PAC air/air + CET	149,2 €/m ²	3,8 €/m ² /an	13,3 €/m ² /an
	PAC air/eau double service	47,7 €/m ²	1,3 €/m ² /an	4,3 €/m ² /an
	PAC hybride double service	40,0 €/m ²	2,5 €/m ² /an	4,1 €/m ² /an
	Chaudière gaz double service	13,8 €/m ²	0,8 €/m ² /an	1,5 €/m ² /an

Tableau 3 - Coûts unitaires des équipements de chauffage et d'ECS.

2.1.2 Hypothèses relatives aux autres secteurs

Les consommations des autres secteurs sont égales dans tous les scénarios et conformes à la reconstitution de la consommation nationale selon la SNBC effectuée par RTE dans son étude *Futurs Énergétiques 2050*. La consommation d'électricité en 2050 y est estimée à environ 650 TWh/an, avec l'évolution et la répartition sectorielle suivante :

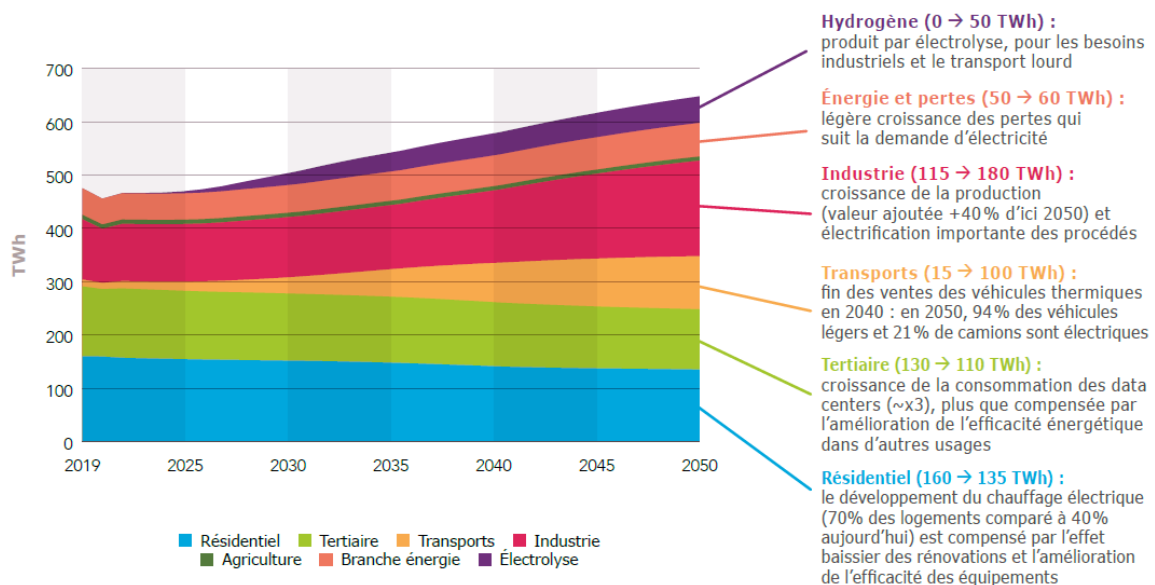


Figure 11 - Evolution de la consommation électrique en France jusqu'à 2050, SNBC selon RTE.

Source : RTE, *Futurs Énergétiques 2050*, 2021.

La consommation nationale de gaz (méthane, hors H₂) devrait quant à elle largement diminuer selon le scénario de référence de la SNBC, afin d'atteindre environ 170 TWh_{PCS}/an en 2050 contre 475 TWh_{PCS}/an actuellement (en 2021).

2.2 Modélisation du système d'approvisionnement énergétique national

Les simulations du système d'approvisionnement énergétique ont été réalisées à l'aide de l'outil **Artelys Crystal Super Grid**. Cette section vise à éclairer les principales hypothèses retenues pour la modélisation des systèmes électrique et gazier.

2.2.1 Périmètre général de modélisation

Les quatre scénarios de demande définis en section 1.2 ont été intégrés dans une modélisation détaillée du système énergétique français et européen. Le système d'approvisionnement national de référence considéré correspond au scénario N2 des *Futurs Énergétiques 2050* de RTE.

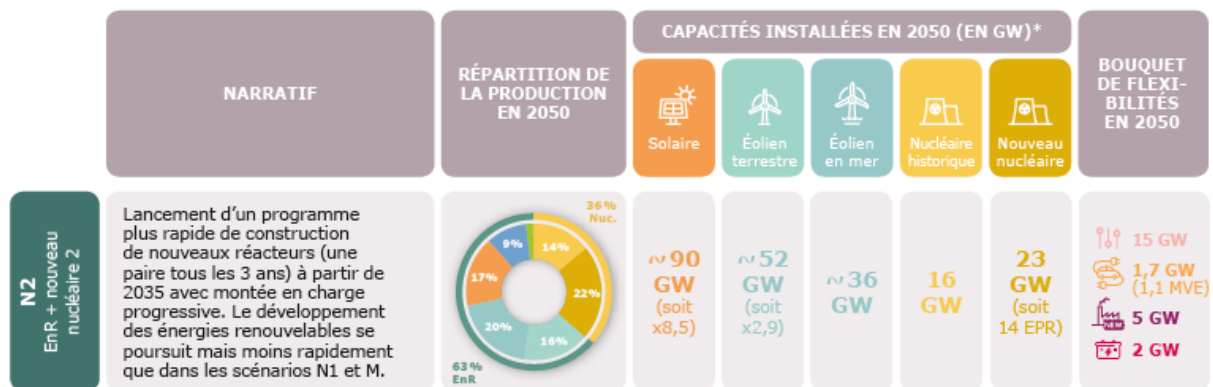


Figure 12 - Scénario N2 des Futurs Énergétiques 2050.

Source : RTE, 2021.

Pour chacun des quatre scénarios, l'opération horaire du parc est optimisée en fonction de nombreux paramètres technico-économiques afin d'en minimiser le coût total. La capacité installée de centrales de production de pointe (CH4 et H2) est également optimisée dans chaque scénario afin d'être adaptée à la variation de la consommation d'électricité par rapport au scénario de référence.

Le périmètre de cette modélisation est détaillé ci-dessous :

Périmètre	Modélisation effectuée
Périmètre temporel	<p>L'année 2050 est modélisée au pas de temps horaire sur l'année complète.</p> <p>De plus, trois jeux de données climatiques historiques complets sont considérés afin de s'assurer de la résilience du système face aux aléas climatiques. Ces trois jeux de données décrivent des années plus ou moins froides, ainsi qu'une disponibilité des énergies renouvelables intermittentes historique associée.</p> <p>L'ensemble des résultats présentés dans la suite ne distinguent pas les trois années climatiques considérées mais décrivent des moyennes sur ces trois années.</p>
Périmètre géographique	<p>L'ensemble de l'Europe est modélisé, afin de capter au maximum les bénéfices apportés par les échanges avec les pays voisins en fonction de leurs contraintes propres. La modélisation de la demande énergétique des pays voisins et leurs parcs de production ne varient pas selon les scénarios. En revanche, l'opération des parcs de production est amenée à varier, notamment en fonction des opportunités d'imports et exports avec la France.</p> <p>La modélisation des pays européens et des interconnexions internationales est dimensionnée et paramétrée selon les scénarios prospectifs de la Long Term Strategy de la Commission Européenne. La capacité d'interconnexion de la France avec ses voisins est ainsi de 39 GW, conformément aux hypothèses de RTE.</p>
Périmètre énergétique	<p>Le modèle décrit l'ensemble de l'offre et de la demande en électricité, en méthane et en hydrogène à l'échelle nationale, ainsi que les synergies entre ces trois énergies (Power-to-gas, Gas-to-Power).</p>

**Modélisation de la
demande énergétique**

La demande énergétique est modélisée de manière exhaustive à l'échelle nationale, en distinguant un certain nombre de secteurs et usages de consommation. Chaque actif de consommation est caractérisé par un volume de consommation annuelle cohérent avec la SNBC, ainsi qu'un profil de consommation horaire sur l'ensemble de l'année.

La consommation des PAC air/air, air/eau et hybrides ainsi que la consommation du chauffage par effet joule sont notamment distingués. Leur modélisation est détaillée en section 2.2.2.1.1

**Modélisation de la
production énergétique**

Un grand nombre de filières de production énergétique sont considérées dans le modèle, notamment :

- | **Les filières de production électrique.** Dans le cadre de cette étude, le scénario N2 des *Futurs Énergétiques 2050* de RTE a été retenu afin de définir un parc de production électrique de référence. Il caractérise notamment les capacités installées et les performances des technologies de production suivantes : éolien terrestre et maritime, solaire, centrale à biomasse, centrales hydrauliques, STEPs, centrales thermiques au méthane et à l'hydrogène (cycles ouverts et combinés), centrales nucléaires d'ancienne et nouvelle génération ;
- | **Un gisement fixe de biométhane ;**
- | **La production d'hydrogène** par électrolyse.

Chaque actif de production est caractérisé par des paramètres :

- | **Techniques :** capacité installée, rendement énergétique, gradient de montée et descente en puissance du nucléaire, disponibilité des énergies renouvelables, disponibilité hydraulique, etc ;
- | **Économiques :** coûts variables de production, coûts unitaires d'investissement, etc.

**Modélisation de la
flexibilité énergétique**

Différentes sources de flexibilité sont modélisées, notamment :

- | Les technologies de stockage, en particulier batteries et réservoirs hydro-électriques, dans des dimensions conformes aux *Futurs Énergétiques 2050* de RTE ;
- | Les interconnexions électriques avec les pays étrangers. Les échanges sont limités par les capacités d'interconnexion et sont effectués au prix marginal des zones de marché à chaque pas de temps ;
- | La demande flexible des véhicules électriques. Le modèle considère une part de la flotte de véhicules électriques non flexible, une deuxième part capable de se recharger de manière flexible en fonction des prix de l'électricité, et une troisième part flexible et capable de se décharger sur le réseau (solution dite de vehicle-to-grid). Les niveaux de développement de ces trois tranches sont dimensionnés en cohérence avec les hypothèses de RTE dans les *Futurs Énergétiques 2050* ;
- | La demande flexible de certains usages spécifiques, notamment l'ECS ;
- | Le pilotage optimisé des PAC hybrides en fonction des prix de marché de l'électricité et du gaz, décrit en section 2.2.2.1.1 ;
- | L'opération optimisée des électrolyseurs à chaque pas de temps en fonction des prix de marché de l'électricité ;
- | L'effacement industriel, dans une limite de 4,1 GW et à prix fixé.

Figure 13 - Périmètre général de modélisation.

2.2.2 Hypothèses spécifiques de modélisation

Cette section s'intéresse à détailler la modélisation de certains points particuliers de la modélisation des systèmes électrique et gazier.

2.2.2.1 Système électrique

2.2.2.1.1 Modélisation des pompes à chaleur

Les PAC air/air, air/eau et hybrides sont modélisées indépendamment.

Le modèle effectué permet de prendre en compte l'impact de la température sur la demande électrique de certains usages, sur la base des données historiques météorologiques. Notamment, l'impact de la température sur les performances des PAC est pris en compte. En effet, une PAC fonctionnant en mode monovalent (sans appoint) devra avoir une puissance importante pour répondre aux pointes de demande de chaleur, pour une pleine utilisation de sa capacité uniquement pendant les jours les plus froids.

La dégradation des rendements des PAC par les très basses températures est prise en compte dans cette étude (Figure 10). Dans un premier temps, on considère qu'aucun appoint joule n'est nécessaire pour apporter un supplément de puissance thermique aux PAC air/air et air/eau. Les capacités des PAC sont donc considérées suffisantes pour répondre seules aux pointes hivernales de demande.

Les PAC hybrides sont quant à elles pourvues d'une chaudière d'appoint THPE au gaz. Le graphique ci-dessous illustre la prise de relais de l'appoint en cas de faibles températures, lorsque la puissance de la PAC seule devient insuffisante vis-à-vis de la demande de chaleur. Les profils ont été produits en utilisant la littérature portant sur le dimensionnement des PAC^{8 9}.

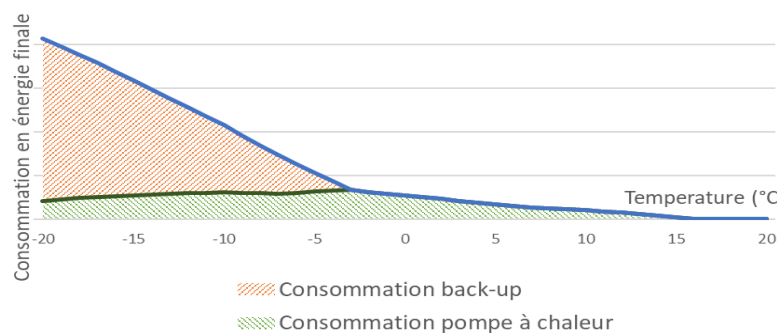


Figure 14 - Consommation en énergie finale d'une pompe à chaleur en fonction de la température.

Source : Artelys, 2023

⁸ Fischer, D. (2017). *Integrating heat pumps into smart grids (Doctoral dissertation, p120, KTH Royal Institute of Technology)*.

⁹ Liu, Z., Wu, Q., & Petersen, P. F. (2013). *Large Scale Deployment of Electric Vehicles (EVs) and Heat Pumps (HPs) in the Nordic Region, p35*.

La puissance de la pompe à chaleur dans le cas des PAC hybrides est dimensionnée afin que la PAC seule réponde à 85% du besoin de chaleur utile lors d'une année moyenne (température annuelle standard), le reste du besoin étant fourni par la chaudière d'appoint.

De plus, les PAC hybrides profitent d'un pilotage intelligent, optimisé à chaque instant en fonction des prix de marché de l'électricité et du gaz. Ainsi, lorsque le système d'approvisionnement électrique est le plus contraint et que le prix SPOT atteint un certain seuil, il est économiquement profitable à l'échelle du système national que les PAC hybrides fonctionnent en chaudière seule, c'est-à-dire que la PAC ne soit pas sollicitée et que la chaleur soit produite par la chaudière d'appoint uniquement.

2.2.2.1.2 Centrales de production de pointe électrique

Pour chacun des scénarios définis en section 1.2, le modèle réoptimise la capacité installée des filières de production de pointe en France (centrales de combustion au méthane ou à l'hydrogène), afin d'adapter le parc de production aux variations de la demande au sein de ces quatre scénarios. Cette optimisation est faite conjointement à l'optimisation de l'opération horaire du système complet, de sorte qu'il y ait pour chaque scénario un arbitrage entre les solutions capacitaires ou opérationnelles du parc pour répondre à l'évolution de la demande par rapport au scénario de référence S0.

Les coûts d'investissement annualisés considérés dans le cadre de cette optimisation ainsi que les performances énergétiques des filières associées sont donnés dans le tableau suivant :

Filière de production	Rendement énergétique	CAPEX annualisé
Centrale à Cycle Combiné	60%	101 k€/MW/an
Centrale à Cycle Ouvert	45%	74 k€/MW/an

Tableau 4 – Rendements et coûts d'investissement des centrales de pointe.

2.2.2.1.3 Réseau de transport et de distribution national et international

Les coûts de renforcement des réseaux de transport et de distribution de l'électricité en France sont pris en compte par l'ajout d'un coût proportionnel à la pointe de consommation nationale.

Les hypothèses de coûts sont détaillées dans le tableau suivant :

	Réseau de transport		Réseau de distribution	
	HTB 3	HTB 1	HTA	BT
Coûts proportionnels à l'énergie transitée	Ces coûts sont très faibles et ont été supposés comme nuls pour cette étude			
Coûts de renforcement proportionnels à la puissance de pointe	15 €/kW/an	33 €/kW/an	8 €/kW/an	20 €/kW/an

Tableau 5 : Coûts des réseaux de transports et de distribution d'après l'étude PEPS¹⁰.

Ainsi, il est considéré dans cette étude un coût de renforcement du réseau électrique national pour chaque scénario à hauteur de 76€/kW/an.

La capacité d'imports totale de la France depuis les pays voisins en 2050 est estimée à 39 GW.

¹⁰ PEPS : Étude sur le potentiel du stockage d'énergies. 2013. ADEME, ATEE et DGCIS. https://www.artelys.com/wp-content/uploads/2023/02/Artelys_etude_potentiel_stockage_energies.pdf

2.2.2.2 Système gazier

2.2.2.2.1 Coûts et gisement du biogaz

Le biométhane, qui n'est pas encore développé aujourd'hui à grande échelle, peut être produit selon différentes filières. Les solutions technologiques principalement identifiées comme gisements conséquents de production de biométhane à horizon 2050 en France sont la méthanisation, la gazéification hydrothermale et la pyrogazéification.

Pour chacune de ces filières, des coûts et gisements de production prospectifs à horizon 2050 ont été estimés par GRDF, selon le tableau suivant :

	Coût de production et stockage à horizon 2050	Production potentielle annuelle à horizon 2050
Méthanisation	70 €/MWh _{PCS}	130 TWh _{PCS}
Gazéification hydrothermale	70 €/MWh _{PCS}	50 TWh _{PCS}
Pyrogazéification	100 €/MWh _{PCS}	90 TWh _{PCS}

Tableau 6 - Coûts de production et gisements de biométhane par filière.

Dans le reste de l'étude, il a été considéré qu'un gisement de biométhane disponible à la consommation d'au moins 180 TWh_{PCS} est disponible en France pour l'ensemble des usages de consommation, à un coût de de 80 €/MWh_{PCS}. Ce coût correspond à l'hypothèse effectuée par RTE dans les *Futurs Énergétiques 2050*.

2.2.2.2.2 Réseau de transport et de distribution de gaz

La consommation nationale de gaz en 2050 des secteurs industriels et des transports est la même dans l'ensemble des scénarios : le niveau de consommation, bien inférieur au niveau actuel, est conforme à celui indiqué par RTE. Le maintien d'une grande part des infrastructures de transport et de distribution de gaz actuelles est supposée nécessaire en 2050, malgré un volume de consommation nationale annuel très inférieur au niveau actuel.

Les coûts de maintenance et d'opération des réseaux de transport et de distribution de gaz en France sont supposés identiques pour l'ensemble des scénarios.

2.2.2.2.3 Modélisation de l'hydrogène vert

L'étude considère une consommation industrielle nationale fixe d'hydrogène, pourvue par la production d'électrolyseurs. Le dimensionnement de ces électrolyseurs est effectué selon des hypothèses issues des *Futurs Énergétiques 2050*.

Dans cette étude, les électrolyseurs sont modélisés comme des actifs flexibles : à chaque instant, l'opération des électrolyseurs est conditionnée en fonction des prix de marché de l'électricité de sorte que ceux-ci puissent s'effacer lors des pics de consommation nationale.

3 Résultats d'analyse des scénarios

3.1 Bilan énergétique

3.1.1 Scénario de référence

En considérant les pertes sur les réseaux, le chauffage des bâtiments compte pour 52 TWh/an dans le scénario de référence, soit 8% des 648 TWh de consommation électrique nationale. Cela en fait l'un des usages principaux de consommation électrique en France. L'ECS compte pour 25 TWh/an.

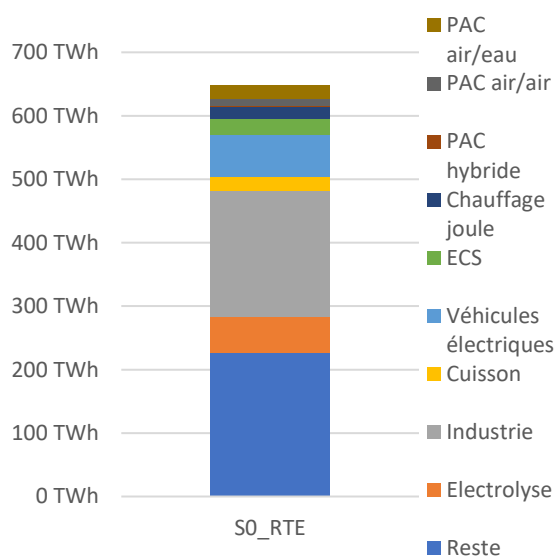


Figure 15 - Consommation électrique du scénario de référence

Source : Artelys : 2023.

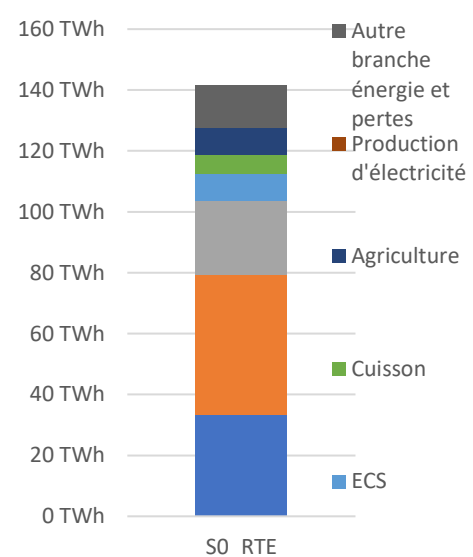


Figure 16 - Consommation de méthane du scénario de référence.

Source : Artelys, 2023.

La consommation de méthane du scénario de référence s'élève à 142 TWh_{PCS}/an, dont 24 TWh de consommation pour le chauffage et 9 TWh d'ECS. La consommation de méthane destinée à la production électrique est très faible dans le modèle. En effet, les centrales à combustion d'hydrogène apparaissent plus opportunes que les centrales à méthane : environ 3 TWh_{PCS}/an d'hydrogène sont consommés par ces centrales électriques.

3.1.2 Scénarios alternatifs

La déformation du parc d'équipements de chauffage des secteurs résidentiel et tertiaire induit naturellement une variation de la consommation énergétique annuelle en volume.

Ainsi, les scénarios les plus électrifiés (S2 et S3) consomment plus d'électricité que le scénario de référence S0 : jusqu'à +28 TWh/an selon le scénario S3_PAC_Joule. À l'inverse, le scénario qui conserve l'usage des points de livraison de gaz actuels consomme annuellement 17 TWh de moins d'électricité que le scénario de référence.

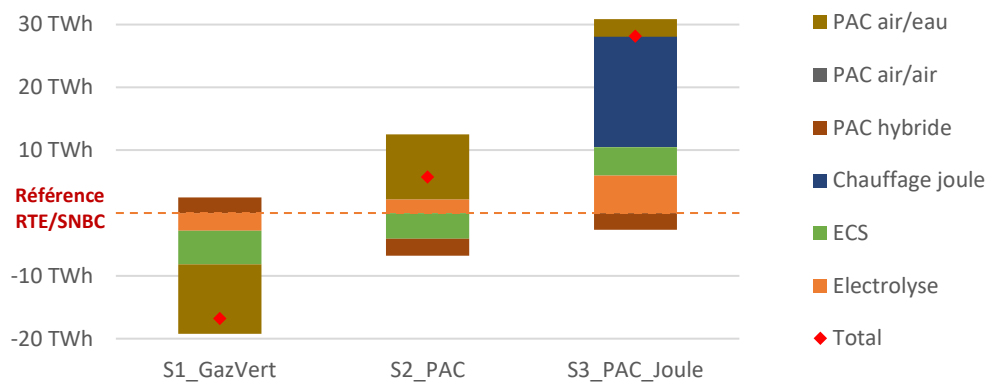


Figure 17 - Consommation électrique par rapport au scénario de référence.

Source : Artelys, 2023.

Enfin, les scénarios les plus électrifiés consomment 33 TWh de moins de gaz que le scénario de référence, le scénario S1 en consomme 38 TWh de plus.

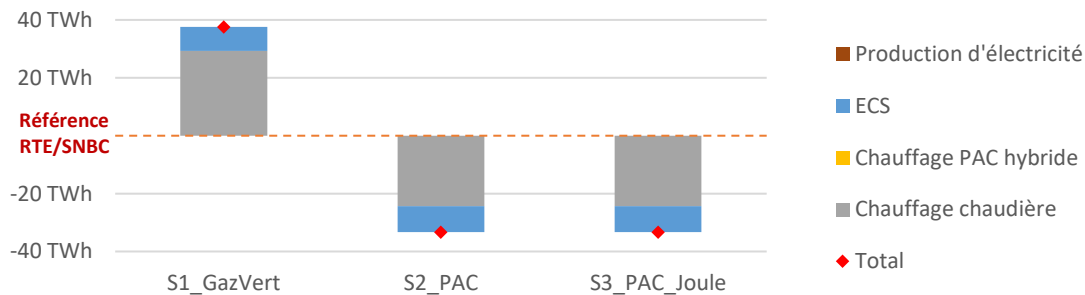


Figure 18 - Consommation de méthane par rapport au scénario de référence S0.

Source : Artelys, 2023.

Toutes énergies confondues, les scénarios les plus électrifiés – et notamment le scénario S2_PAC – permettent de réduire la consommation d'énergie finale du chauffage. Cela s'explique par la différence de rendement des équipements installés : les PAC profitent de rendements en énergie finale supérieurs aux radiateurs électriques classiques et aux chaudières à condensation.

3.2 Analyse du pic de demande

La déformation du parc d'équipements de chauffage des secteurs résidentiel et tertiaire induit également une variation du profil de consommation électrique annuelle. En particulier, le pic de consommation est affecté : le chauffage est un usage saisonnier qui dimensionne naturellement ce pic.

Le pic de consommation électrique est défini par l'heure de l'année à laquelle la demande électrique est la plus élevée. Celui-ci survient actuellement en hiver, alors que la consommation de chauffage est élevée.

Les scénarios les plus électrifiés subissent naturellement une hausse d'autant plus importante du pic de consommation électrique. Cela est d'autant plus vrai pour le scénario S3 pour lequel les points de livraison au gaz sont électrifiés à 30% par des radiateurs électriques aux rendements énergétiques bien moindres que les PAC : à besoin de chaleur égal, la consommation électrique des radiateurs est plus élevée que celle des PAC.

Ainsi, le scénario S3 atteint un pic de consommation de 127 GW, soit 8 GW de plus que le scénario de référence. Le scénario S1 atteint un pic de consommation de 112 GW.

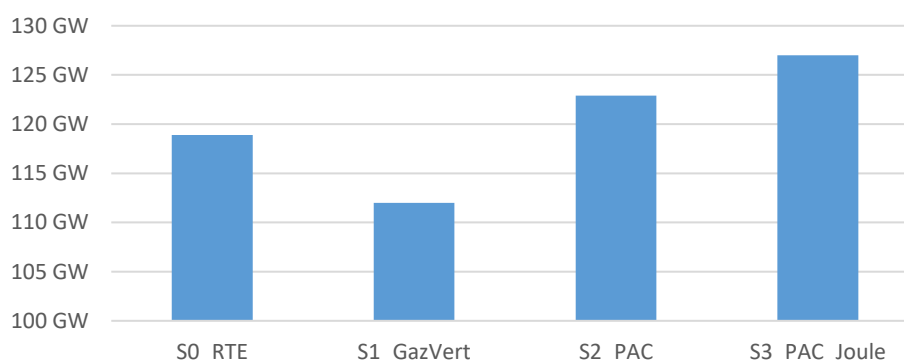


Figure 19 - Pic annuel de consommation électrique par scénario.

Source : Artelys, 2023.

3.3 Bilan économique

Dans cette section, les bilans économiques des trois scénarios alternatifs sont comparés au scénario de référence S0. Le bilan économique est effectué selon les composantes de coûts du système d'approvisionnement énergétique (coûts d'investissement dans le système de production électrique, coûts variables de production, coûts nets d'imports d'électricité, coûts de renforcement du réseau électrique et coûts d'approvisionnement en biogaz) ainsi que le coût d'investissement et de maintenance des équipements de chauffage. Les coûts de rénovation du bâtiment ne sont pas pris en compte car considérés comme égaux dans l'ensemble des scénarios.

Aide à la lecture

La figure suivante détaille les différences de coûts du scénario S1_GazVert par rapport au scénario de référence S0_RTE par composantes de coûts. On peut y lire que la production et l'acheminement de biométhane coûte 3 milliards d'euros par an de plus dans le scénario S1 que dans le scénario de référence. Les autres composantes apportent chacune des économies annuelles selon le scénario S1 par rapport à S0. Au total, le scénario S1 permet des économies à hauteur de 1,6 milliard d'euros par an par rapport au scénario de référence.

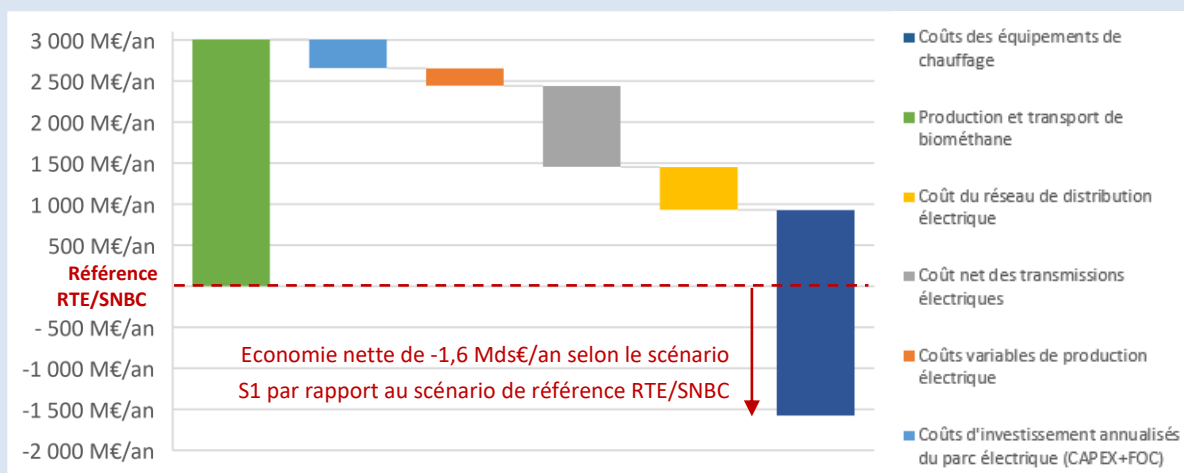


Figure 20 - Bilan économique : aide à la lecture des graphiques.

Source : Artelys, 2023.

La Figure 21 laisse apparaître que les coûts des systèmes d’approvisionnement en électricité des scénarios entièrement électrifiés (S2 et S3) sont compensés par les économies effectuées sur le système gazier, et inversement pour le scénario de maintien des usages au gaz (S1). Sans considérer le coût des équipements de chauffage, les composantes du système énergétique rendent le scénario S1 légèrement plus cher que le scénario de référence, notamment dû au coût de l’approvisionnement en biogaz. Le bilan économique du système énergétique du scénario S2 – hors coûts des équipements - apporte des économies en comparaison au scénario S0.

Cependant, les surcoûts d’investissements et de maintenance dans les équipements de chauffage électriques sont supérieurs aux économies réalisées sur les systèmes d’approvisionnement énergétique. Le bilan économique suivant qui comprend l’ensemble des composantes de coûts (systèmes énergétiques et équipements de chauffage) démontre que le scénario de référence correspondant à la SNBC revient moins cher que les scénarios entièrement électrifiés : le scénario S3 coûte au total près de 1,1 milliard d’euros par an de plus que le scénario de référence. À l’inverse, le scénario S1 qui conserve l’usage des points de livraison de gaz actuels nécessite l’installation de nombreuses chaudières peu onéreuses. Ce scénario coûte près de 1,6 milliard d’euros de moins par an que le scénario de référence et jusque 2,6 milliards de moins que le scénario le plus électrifié.

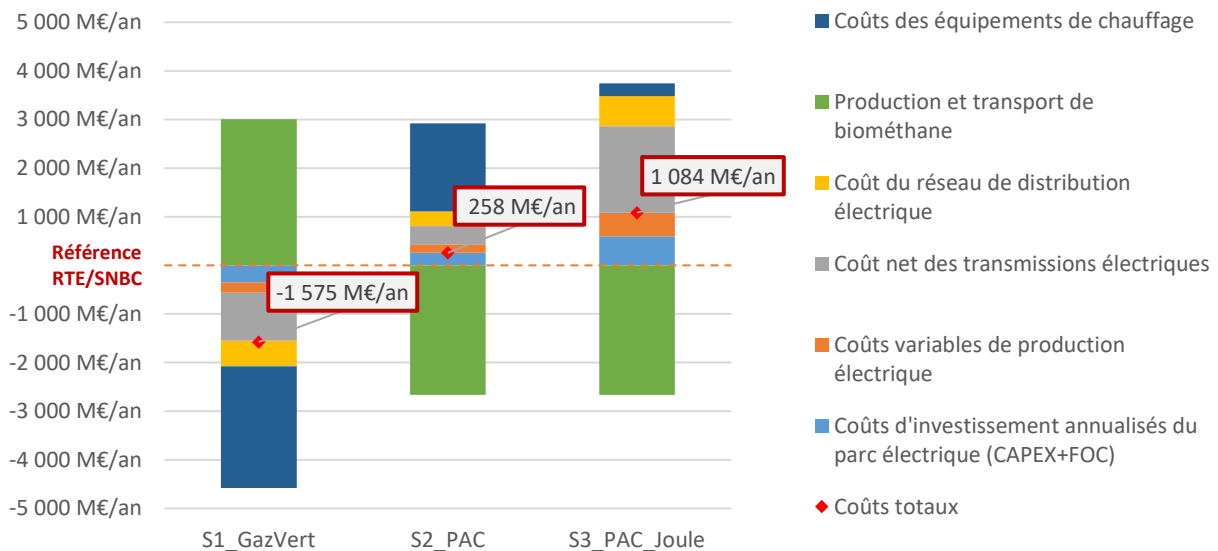


Figure 21 - Coûts complets annuels des scénarios à l'échelle de la France par rapport au scénario de référence S0.

Source : Artelys, 2023.

3.3.1 Sensibilité sur le prix du biogaz : un prix du biogaz à la hausse ou à la baisse ne modifie pas le constat observé

Les résultats précédents démontrent le poids du biogaz dans le bilan économique des différents scénarios et l'importance de son prix prospectif d'approvisionnement à horizon 2050. Cette section vise à analyser la sensibilité de ces résultats à une variation à la hausse ou à la baisse du prix moyen d'approvisionnement en biogaz. Les hypothèses du prix d'approvisionnement en biogaz en 2050 sont les suivantes :

- | **Hypothèse de référence** : 80€/MWh_{PCS}
- | **Hypothèse basse** : 60€/MWh_{PCS}
- | **Hypothèse haute** : 90€/MWh_{PCS}

La variation du coût du biogaz à la hausse ou à la baisse impacte chacun des scénarios étudiés proportionnellement à sa consommation de gaz. Relativement au scénario de référence S0, les scénarios moins consommateurs de gaz (S2 et S3) sont moins impactés par les variations de prix, tandis que S1 est plus impacté.

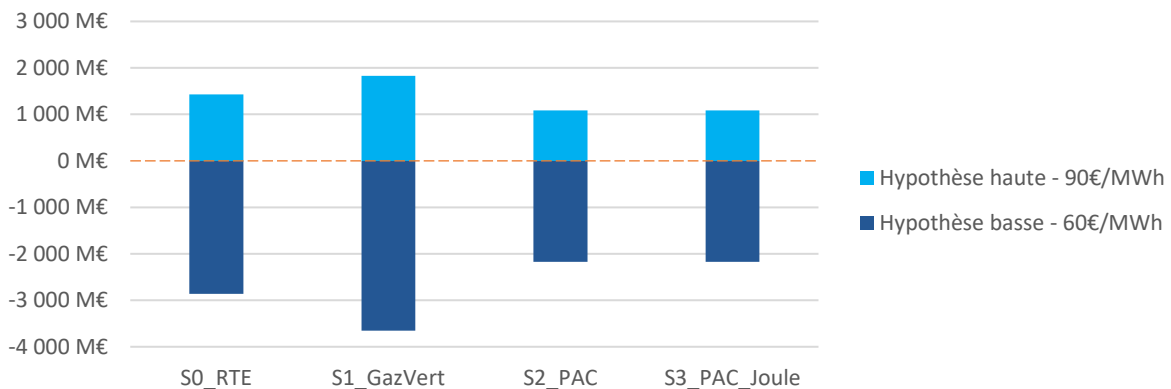


Figure 22 - Variation absolue de coûts totaux d'approvisionnement en biogaz par scénario, par rapport au prix de référence.

Source : Artelys, 2023.

L'intégration de ces variations de prix du biogaz ne modifie pas la hiérarchie des quatre scénarios en termes de coûts complets, que l'évolution du coût du biogaz soit à la hausse ou à la baisse :

- | Une estimation à la baisse du coût du biogaz accentue l'écart de coûts complets de chaque scénario au scénario de référence, comparativement au coût de référence du biogaz : les scénarios électrifiés deviennent d'autant plus chers par rapport au scénario de référence et le scénario de maintien des usages au gaz apparaît d'autant plus avantageux.
- | La revue à la hausse du coût du biogaz réduit l'écart des coûts complets des différents scénarios entre eux.

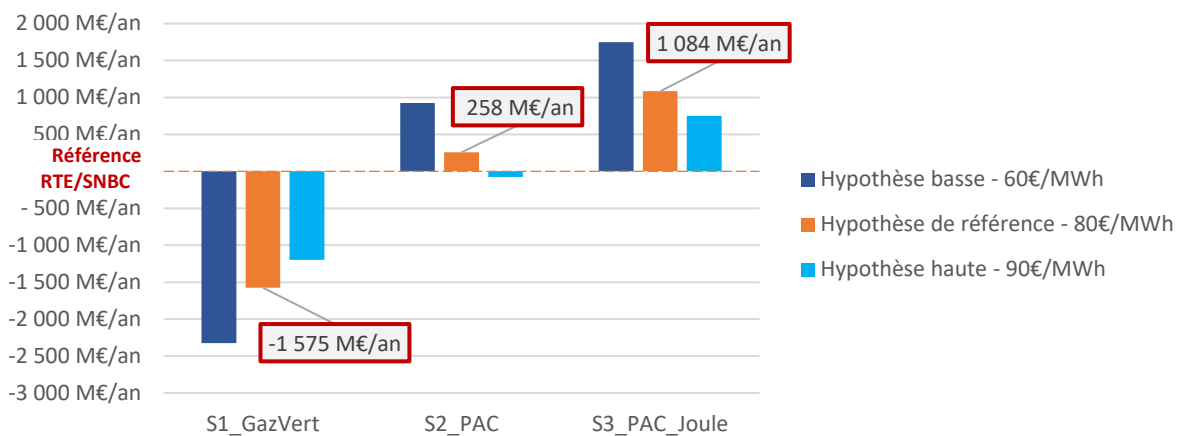


Figure 23 - Coûts complets des scénarios en comparaison au scénario de référence S0 pour les hypothèses basse, haute et de référence du coût du biogaz.

Source : Artelys, 2023.

4 Analyse de l'impact d'une moindre progression des performances des pompes à chaleur

4.1 Hypothèses de performances des pompes à chaleur

Les hypothèses de performances moyennes des PAC air/eau et hybrides considérées dans cette étude et explicitées en section 2.1.1.3.1 apparaissent ambitieuses vis-à-vis de l'évolution des performances réelles observées actuellement pour ces équipements. En premier lieu, les performances affichées correspondent à celles de PAC installées dans un cadre idéal, c'est-à-dire dans un logement bien isolé thermiquement et doté de grandes surfaces d'échange de chaleur comme le chauffage au sol. Celles-ci permettent à la PAC de fonctionner selon une température « basse » de chauffage de l'eau, de l'ordre de 45°C. En pratique, de nombreuses PAC air/eau et hybrides sont installées dans des logements dotés de réseaux d'eau aux surfaces d'échange avec l'air ambiant restreintes. Ces configurations de logements imposent une température de chauffe de l'eau par la PAC plus élevée (jusqu'à plus de 70°C) ce qui dégrade les performances énergétiques des PAC¹¹. En second lieu, l'hypothèse faite par RTE d'une croissance moyenne des performances intrinsèques des équipements de l'ordre de 30% d'ici à 2050 est considérée comme optimiste par certains experts.

Les hypothèses de performances des PAC air/air sont également ajustées en cohérence avec le marché actuel, où les PAC air/air sont souvent installées en association avec des radiateurs électriques. En effet, les PAC air/air sont majoritairement dotées d'une à deux unités intérieures de chauffage qui chauffent les pièces principales du logement. Les radiateurs de complément sont installés dans les pièces secondaires.

Dans cette section, les mêmes quatre scénarios sont étudiés en prenant en considération une moindre progression des performances moyennes des PAC :

- | Les COP moyens des PAC air/eau et hybrides de chaque scénario sont estimés comme correspondants aux performances actuelles présentées dans la Figure 10. Ces COP correspondent actuellement à l'installation d'une PAC performante dans sa configuration idéale. Le COP moyen des PAC air/eau et hybride est ainsi considéré à 280% environ¹².
- | Les PAC air/air de chaque scénario sont estimées comme répondant à 70% du besoin de chaleur des logements équipés. Des radiateurs de complément répondent au besoin de chaleur résiduel.

On note cette variante de modélisation V1.

¹¹ Ce phénomène est mécaniquement moins marqué avec des PAC hybrides qui s'effacent aux périodes les plus froides.

¹² Le rendement affiché est un rendement moyen théorique. Les COP par température ont été retenus identiques pour les PAC air/eau et les PAC hybrides. Les PAC hybrides, ne fonctionnant pas sur les heures les plus froides de l'année, bénéficient dans la pratique d'un rendement moyen plus élevé.

4.2 Impact de moindres performances des PAC sur le niveau de consommation d'électricité

La moindre progression des performances des PAC pour un besoin inchangé de chaleur dans les bâtiments entraîne naturellement une augmentation de la consommation électrique associée. Cette augmentation est d'autant plus marquée dans les scénarios les plus équipés de PAC. Ainsi, la consommation électrique des PAC augmente de 9 TWh/an dans le scénario de référence S0 et jusqu'à 12 TWh/an dans le scénario S2.

De plus, cette moindre progression de performance entraîne une augmentation de la consommation dite de pointe et une plus forte sollicitation de centrales de production électriques à combustion d'hydrogène lors de ces périodes. L'hydrogène nécessaire à ces centrales est pourvu grâce à une production accrue des électrolyseurs, ce qui augmente encore la consommation électrique annuelle.

Finalement, la consommation électrique annuelle à l'échelle nationale pourrait augmenter de 13,6 TWh pour le scénario S2 pour lequel l'ensemble des points de livraison au gaz actuels sont équipés de PAC électriques en 2050.

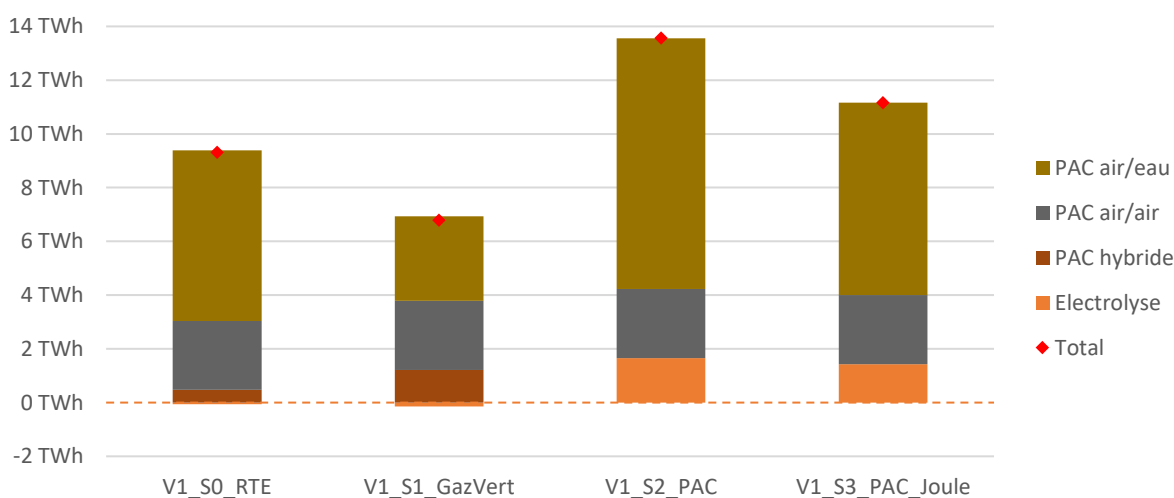


Figure 24 – Variations de la consommation électrique annuelle de chaque scénario à l'échelle de la France par rapport aux scénarios centraux dans le cas de la variante V1 (moindre progression des performances des PAC).

Source : Artelys, 2023.

4.3 Une hausse de l'approvisionnement par l'augmentation des imports d'électricité

L'augmentation de la consommation électrique en France est largement compensée par une augmentation de l'importation nette d'électricité depuis les pays voisins : les imports annuels d'électricité augmentent de 8,7 TWh/an selon le scénario de référence S0 et jusque 12,2 TWh/an selon le scénario S2.

La production électrique via des centrales à hydrogène augmente légèrement pour les scénarios les plus électrifiés, de l'ordre de 0,5 TWh/an. Cela s'explique notamment par la saturation des capacités d'imports lors des périodes de pointe de demande. On note également une augmentation de la production nucléaire : le facteur de charge des capacités installées est augmenté.

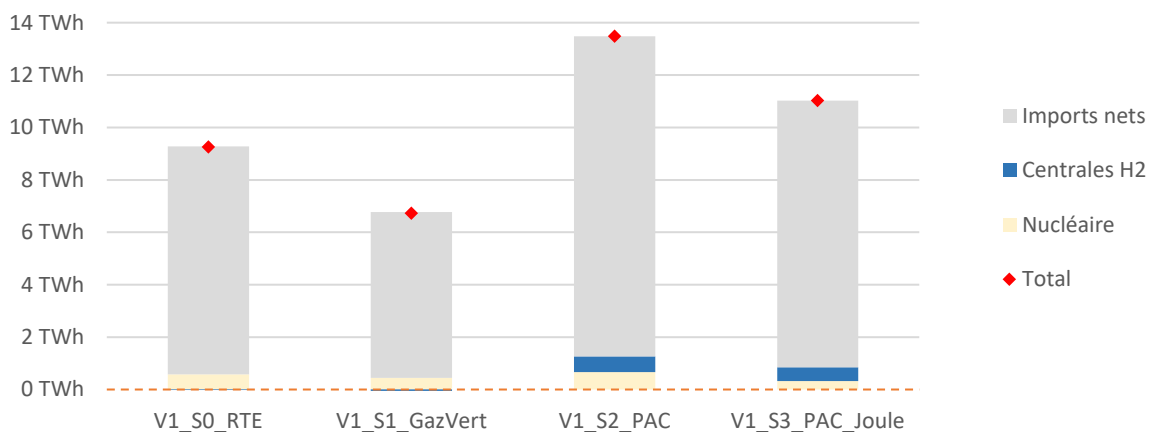


Figure 25 - Variations de l'approvisionnement électrique annuel de chaque scénario à l'échelle de la France par rapport aux scénarios centraux dans le cas de la variante V1 (moins progression des performances des PAC).

Source : Artelys, 2023.

L'électricité supplémentaire ainsi importée depuis les pays voisins est principalement issue des filières de production au gaz et à l'hydrogène. Dans une mesure marginale, le manque de capacités de production en France entraîne également une réduction de l'écêtement des énergies renouvelables intermittentes partout en Europe, ainsi qu'une augmentation du facteur de charge des capacités de production nucléaires.

4.4 Conséquences sur les coûts complets des scénarios

Tout compris, la moindre progression des performances des PAC entraîne un surcoût du système énergétique de +1,5 milliard d'euros par an pour le scénario de référence S0 conforme à la SNBC. Ce surcoût est moins élevé que pour les scénarios les plus électrifiés : jusque +1,9 milliard d'euros par an pour le scénario S2. A l'inverse, le scénario S1 est moins sensible aux performances des PAC installées : des performances moindres des équipements de chauffage entraineraient un surcoût total de 1,0 milliard d'euros par an.

Cette augmentation des coûts est portée à 80% par le coût des importations d'électricité. L'augmentation de la demande de pointe implique également un renforcement coûteux des réseaux de transport et de distribution en France. Finalement, les scénarios les plus électrifiés nécessitent l'installation de capacités de production de pointe supplémentaires.

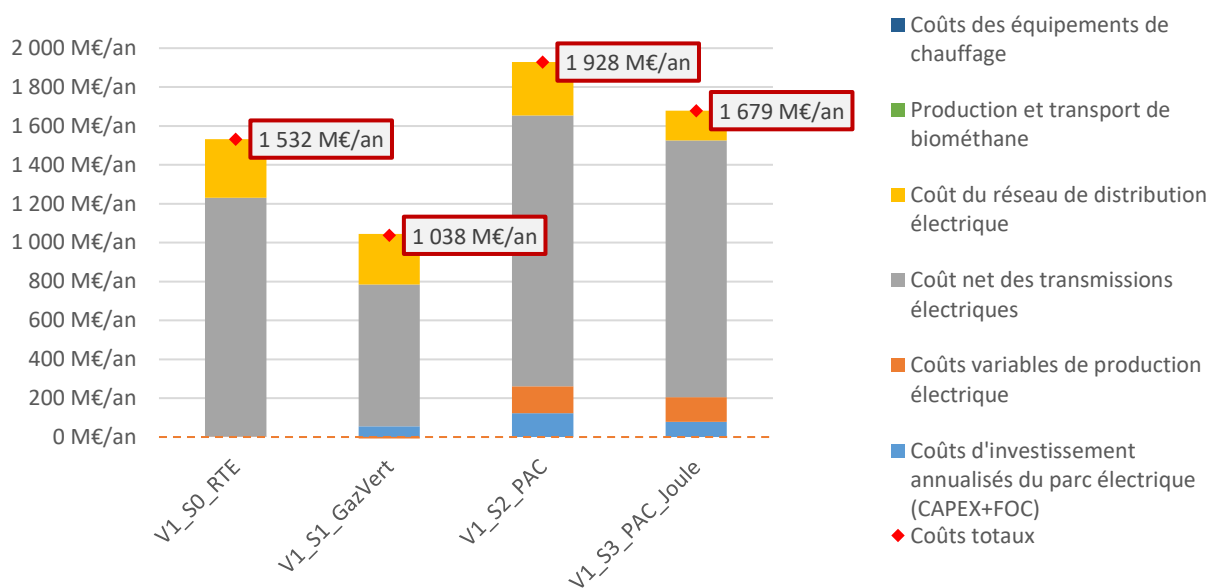


Figure 26 - Variations des coûts totaux annuels de chaque scénario à l'échelle de la France par rapport aux scénarios centraux dans le cas de la variante V1 (moindre progression des performances des PAC).

Source : Artelys, 2023.

La considération de moindre performance des PAC électriques et hybrides a pour conséquence d'accentuer l'écart de coûts complets entre les quatre scénarios : le scénario de référence est d'autant plus avantageux économiquement par rapport aux scénarios les plus équipés de PAC. À l'inverse, le scénario S1 de maintien des usages au gaz est d'autant plus avantageux par rapport à S0. L'écart de coût à 2050 augmente à environ 2,7 milliards d'euros par an entre S1 et S2 et 3,3 milliards d'euros par an entre S1 et S3.

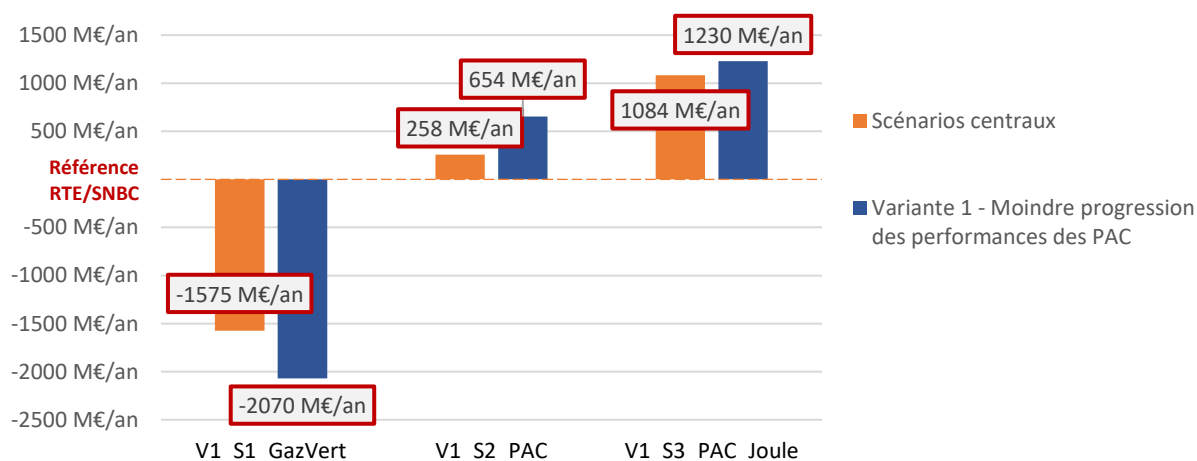


Figure 27 - Coûts complets annuels des scénarios à l'échelle de la France par rapport au scénario de référence S0 dans le cas de la variante V1 (moindre progression des performances des PAC).

Source : Artelys, 2023.

5 Analyse de l'impact de retards de construction du parc de production électrique français

5.1 Hypothèses de parc de production électrique en 2050

Le parc de production électrique national à horizon 2050 considéré dans cette étude correspond au scénario N2 des *Futurs Énergétiques 2050* (voir Figure 12). En particulier, ce parc comprend une capacité de production de centrales nucléaires de nouvelle génération de 23 GW et une capacité éolienne maritime de 36 GW.

De tels niveaux de capacités de production opérationnelles dès 2050 relèvent d'un défi technologique certain. Cette section cherche à étudier l'impact de retards de construction des filières nucléaire et éolienne maritime sur les coûts des scénarios.

Les mêmes quatre scénarios sont étudiés en prenant en considération une disponibilité des capacités de production électriques plus faible :

- | La capacité de nouveau nucléaire opérationnel en 2050 est estimée à 18 GW, soit 5 GW de retard par rapport aux ambitions du scénario N2 de RTE ;
- | La capacité d'éolien maritime en 2050 est estimée à 30 GW, soit 6 GW de retard par rapport aux ambitions du scénario N2 de RTE.

On note cette variante de modélisation V2.

5.2 Conséquences sur les imports électriques

Le déficit de capacité de production électrique en France entraîne une baisse de production d'environ 27 TWh/an de la filière nucléaire et 21 TWh/an de la filière éolienne maritime. Ce manque est principalement compensé par une augmentation de l'importation nette d'électricité depuis les pays voisins : les imports annuels d'électricité augmentent d'environ 50 TWh/an pour l'ensemble des scénarios.

De plus, les scénarios les plus électrifiés sont plus souvent sujets à la saturation des capacités d'imports lors des périodes de pointe de demande. L'installation de centrales de production de pointe supplémentaires y est nécessaire. Cela entraîne une plus grande sollicitation des électrolyseurs, afin de produire l'hydrogène consommé par ces centrales de pointe. Aussi, on observe une légère augmentation de la consommation électrique annuelle des scénarios les plus électrifiés : jusque +4,0 TWh/an pour le scénario S3.

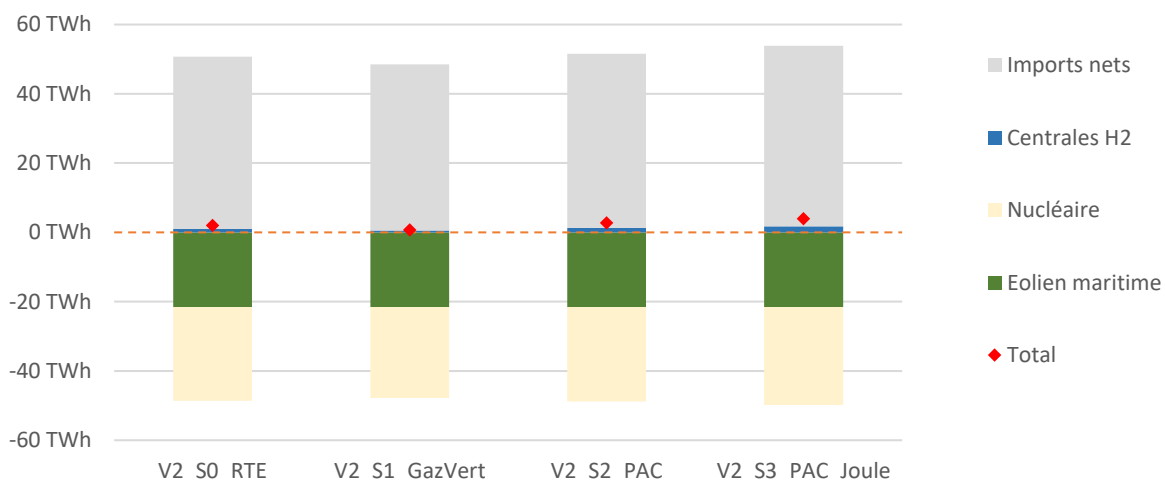


Figure 28 – Variations de l’approvisionnement électrique annuel de chaque scénario à l’échelle de la France, par rapport aux scénarios centraux dans le cas de la variante V2 (retards de construction du parc de production électrique).

Source : Artelys, 2023.

L'électricité supplémentaire ainsi importée depuis les pays voisins est principalement issue des filières de production au gaz et à l'hydrogène. Dans une moindre mesure, le déficit de capacités de production en France entraîne également une réduction de l'écrêtement des énergies renouvelables intermittentes partout en Europe, ainsi qu'une augmentation du facteur de charge des capacités de production nucléaires.

5.3 Conséquence sur les coûts de production de l'électricité

Le bilan économique des quatre scénarios est effectué selon la considération d'un retard d'installation de 5 GW de capacité de production nucléaire et 6 GW d'éolien maritime. Les coûts retenus pour ces technologies sont donnés par le Tableau 7. Ces coûts sont issus de l'étude de RTE. Ils représentent des coûts moyens pour une mise en opération de tranches nucléaires entre 2040 et 2050, et des coûts moyens pour une mise en opération de turbines éoliennes maritimes posées et flottantes, mises en opération entre 2030 et 2050.

	Coûts d'investissement (CAPEX)	Coûts fixes d'opération et de maintenance (FOC)	CAPEX + FOC annualisés
EPR	4 770 k€/MW	100 k€/MW/an	303 k€/MW/an
Eolien maritime	1 850 k€/MW	55 k€/MW/an	155 k€/MW/an

Tableau 7 – Coûts d'investissement, d'opération et de maintenance des centrales nucléaires et éoliennes maritimes¹³.

La modélisation des centrales comprend également des coûts variables de production et des coûts d'activation des tranches.

Tout compris, le manque de capacités de production coûte entre 1,5 (scénario S1) et 2,4 milliards d'euros par an (scénario S3).

Les économies réalisées sur l'investissement et la maintenance du parc nucléaire et éolien s'élèvent à environ 2,4 milliards d'euros par an pour chaque scénario. Cependant, celles-ci sont plus que compensées par l'augmentation drastique du coût des imports d'électricité depuis les pays voisins : +3,9 milliards d'euros par an pour le scénario de référence S0 et jusque +4,5 milliards d'euros par an pour le scénario S3. Ce dernier scénario est le plus consommateur d'électricité : la consommation annuelle y est de 681 TWh, soit 30 TWh de plus que le scénario de référence. Ce surplus de consommation contraint d'autant plus les importations d'électricité du scénario S3 : chacun des quatre scénarios importe la même quantité d'électricité supplémentaire pour compenser le manque de production nucléaire et éolienne, mais tous n'importent pas cette électricité au même prix.

¹³ Les coûts utilisés pour cette étude sont pour la plupart issus de l'étude *Futurs Énergétiques 2050* de RTE et datent d'avant 2021.

En effet, les scénarios les plus consommateurs sont plus dépendants des technologies de production les dernières appelées, qui sont aussi les plus chères sur les marchés. Ainsi, les surcoûts d'importations sont plus élevés pour ces scénarios.

De manière plus marginale, les coûts totaux évoluent également via l'installation de capacités de production de pointe supplémentaires, le renforcement des réseaux de transport et de distribution, et les coûts variables de production du parc électrique.

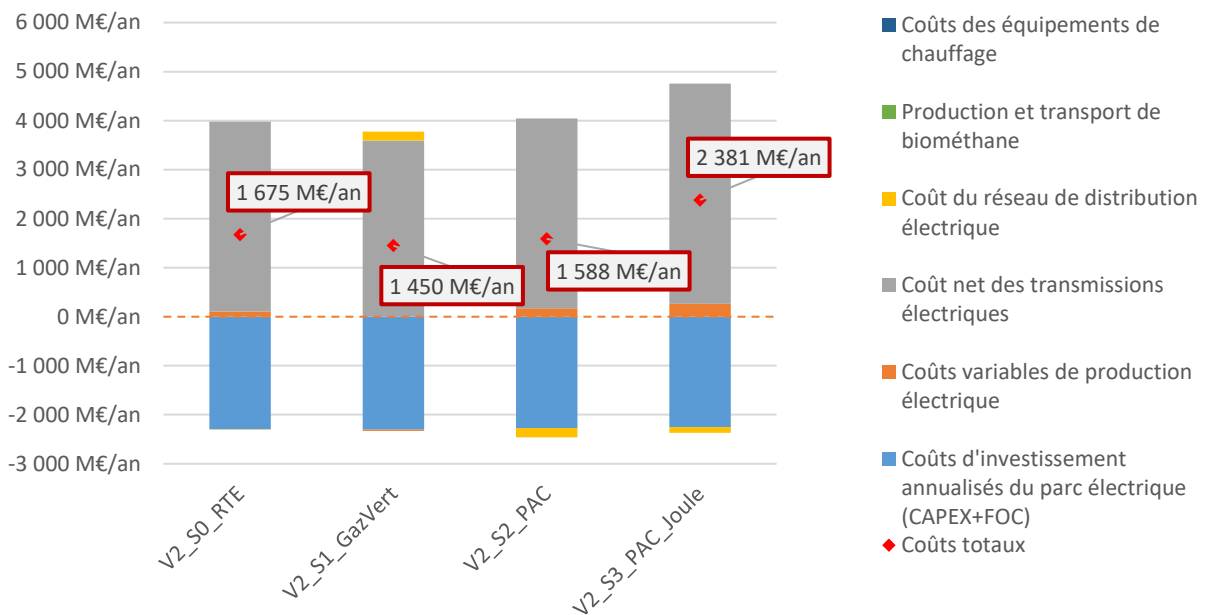


Figure 29 – Variations des coûts complets annuels de chaque scénario à l'échelle de la France, par rapport aux scénarios centraux dans le cas de la variante V2 (retards de construction du parc de production électrique).

Source : Artelys, 2023.

Le déficit de capacités de production nucléaire et éolienne a pour conséquence de pénaliser économiquement chacun des scénarios et en particulier les scénarios les plus consommateurs d'électricité (notamment S3). La Figure 30 montre que dans un tel contexte, le scénario de référence S0 permettrait d'économiser 1,8 milliards d'euros par an par rapport au scénario S3. À l'inverse, le scénario de conservation des usages au gaz S1 reviendrait à 1,8 milliards d'euros par an moins cher que le scénario de référence S0.

La hiérarchie des quatre scénarios en termes de coûts complets observés dans un contexte de référence est conservée selon cette variante.

En se référant à un tel scénario de retards dans la construction du parc de production, l'écart de coût à 2050 augmente à environ 2,0 milliards d'euros par an entre S1 et S2 et 3,6 milliards d'euros par an entre S1 et S3.

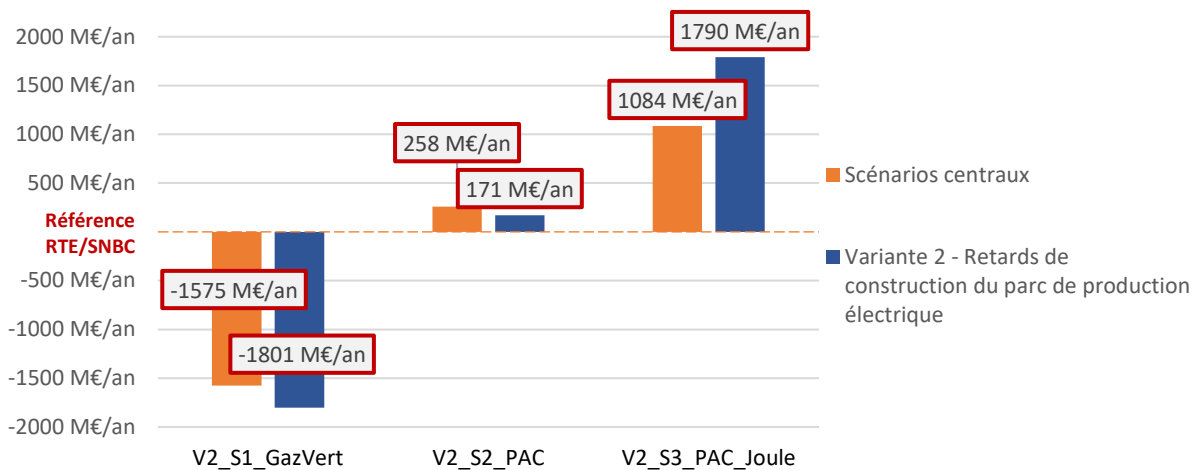


Figure 30 – Coûts complets annuels des scénarios à l'échelle de la France par rapport au scénario de référence S0 dans le cas de la variante V2 (retards de construction du parc de production électrique).

Source : Artelys, 2023.