Mars 2022

Potentiel d'électrification des procédés thermiques industriels

SYNTHÈSE PUBLIQUE



ALLICE

Avec le soutien de

RÉPUBLIQUE FRANÇAISE
Liberté
Égalité
Fraternité

ADEME
AGENCE DE LA TRANSITION ÉCOLOGIQUE

cetiat
ensemble, innover et valider

Étude réalisée par

blunomy®

ALLICE est l'alliance de référence pour la décarbonation de l'industrie. Créée en 2018 à l'initiative de centres techniques industriels (Cetiat, Cetim, CTCPA, CTMNC et CTP) et de Blunomy, avec le soutien de l'ADEME et de la DGE, elle rassemble aujourd'hui plus de 130 membres issus de tous secteurs industriels et positionnés tout au long de la chaine de valeur.

Son ambition : accélérer la transition bas-carbone en rassemblant, en informant et en soutenant la filière décarbonation en Europe, dans une approche multisectorielle. Grâce aux compétences en animation et à l'expertise scientifique de son équipe, ALLICE produit des études sur les différents leviers de décarbonation (efficacité des procédés, mix énergétique, récupération de chaleur, modèles économiques et circularité) et favorise dialogue et collaboration entre tous les acteurs concernés, en toute objectivité et indépendance.

ALLICE s'appuie sur un modèle fondé sur l'adhésion, une gouvernance alignée sur les besoins industriels et un fort esprit collectif. Avec plus de 50 études publiées pour un budget cumulé de 2,5M€, ALLICE agit pour accélérer les innovations et sécuriser les décisions en faveur d'une industrie décarbonée.

Créée en 2018

130 membres & partenaires

50+ études publiées

Budget cumulé des études : 2,5 m€

Contactez-nous pour plus d'informations :

www.alliance-allice.com ; **LinkedIn** ; **contact@alliance-allice.com**.

Membres fondateurs

Préambule

Cette synthèse a été publiée en mars 2022 sur la base d'une étude réalisée en 2021. Elle ne prend donc pas en compte les évolutions conjoncturelles des prix de l'énergie survenues depuis l'été 2021.

La réalisation de cette étude a été soutenue par l'ADEME (Agence de la transition écologique) et le CETIAT.

Étude réalisée pour le compte d'ALLICE par l'équipe de Blunomy : Jérémie Benhamou, Angélique Maillot, Jacques Arbeille.

Blunomy est un cabinet de conseil en stratégie indépendant spécialisé dans la transition énergétique et environnementale. Depuis 2007, nous conseillons et accompagnons plus de 200 entreprises privées et collectivités publiques à travers le monde, des plus grands énergéticiens et industriels aux start-up, en passant par les acteurs financiers et les investisseurs.

Ce document constitue la synthèse de l'étude « Potentiel d'électrification des procédés thermiques industriels – Phase 2 » réalisée par Blunomy pour le compte d'ALLICE. Le rapport détaillé de l'étude, qui décrit plus en profondeur les hypothèses, résultats et enjeux méthodologiques est disponible pour les adhérents d'ALLICE. Ce rapport utilise notamment les données et conclusions de l'étude « Potentiel d'électrification des procédés thermiques industriels – Phase 1 », réalisée pour ALLICE par le CETIAT et le Cetim.

Remerciements aux sociétés ou centres techniques CETIAT, CETIM, CTMNC, EDF, EFD Induction, GRDF, GRTgaz, SAIREM, TotalEnergies avec lesquels nous avons pu échanger pour alimenter les analyses technico-économiques et les retours d'expérience présentés dans cette étude.

Dans la logique de son activité d'accompagnement de l'innovation et de l'efficacité énergétique pour l'industrie, **ALLICE a souhaité informer ses adhérents sur le potentiel d'électrification de différents procédés thermiques industriels et la compétitivité des solutions électriques qui s'offrent dans les différents secteurs.**

Le Centre Technique des Industries Aérauliques et Thermiques (CETIAT) et le Centre Technique des Industries Mécaniques (Cetim) ont réalisé pour le compte d'ALLICE une première étude sur le Potentiel d'Electrification des Procédés thermiques (ci-après « étude PEP 1 ») [1], **portant sur une analyse du potentiel technique, économique et opérationnel de la substitution vers l'électrique à l'échelle d'un site industriel et sur les axes d'innovation pour l'électrification.**

En complément de l'étude PEP 1, ALLICE a missionné Blunomy pour la réalisation d'une seconde étude (ci-après « étude PEP 2 ») dont ce rapport constitue la synthèse. Un rapport plus complet sur les hypothèses, les résultats et les enjeux méthodologiques de l'étude est disponible pour les adhérents d'ALLICE. **L'objectif de l'étude PEP 2 est d'élargir le champ d'analyses de l'étude PEP 1 au niveau national pour fournir une vision du potentiel d'électrification dans les différents secteurs industriels à horizon 2035,** ainsi qu'une analyse critique des tendances de fond de l'électrification, en particulier en lien avec les dynamiques long terme des marchés de l'énergie.

L'étude est composée de trois parties :

1 Calcul d'un potentiel technico-économique maximal d'électrification des procédés industriels en France à horizon 2035 ;

2 Évaluation de l'impact de l'évolution long terme des prix de marché de l'énergie et du CO_2 sur le potentiel d'électrification selon 3 scénarios de prix ;

3 Analyse de la faisabilité de l'électrification industrielle pour le réseau électrique de la France continentale et des externalités positivités générées en France (création d'emplois et réduction des émissions de CO_2).

La présente étude analyse les tendances de fond de l'électrification, mais ne constitue pas une étude de faisabilité technico-économique applicable en l'état pour un site industriel. La faisabilité technique de l'électrification est spécifique à chaque procédé industriel, ainsi qu'aux contraintes opérationnelles existantes sur site. Les résultats de cette étude permettent d'identifier les tendances de fond de l'électrification industrielle, d'appréhender les possibilités offertes à l'industrie sur le long terme selon plusieurs scénarios de prix des énergies et d'offrir une voie de dialogue entre les pouvoirs publics et les acteurs industriels sur la décarbonation industrielle. Elle ne permet pas en revanche pas de conclure sur les possibilités concrètes d'électrification sur des sites industriels spécifiques. Les potentiels d'électrification estimés s'inscrivent dans un cadre méthodologique théorique et ne peuvent se substituer à des audits de sites industriels.

Par ailleurs, l'étude est une réflexion prospective autour de l'électrification des procédés thermiques industriels et non une tentative de prévision du mix énergétique des différents secteurs de l'industrie en 2035.

Point d'attention
L'objectif de cette étude est d'analyser la pertinence de l'électrification vis-à-vis des combustibles fossiles (gaz naturel, charbon). **Une étude ALLICE portant spécifiquement sur l'usage des gaz verts dans l'industrie a été réalisée et est publiée en même temps que cette synthèse.**

En particulier, il est important de garder à l'esprit les éléments suivants :

- L'analyse de compétitivité de cette étude évalue uniquement les solutions électriques et n'inclut pas les autres solutions bas carbone (gaz verts, CCUS, hydrogène, etc.).
- On suppose que le gaz de réseau ne contient pas de biométhane.
- Les externalités positives des autres voies de décarbonation n'ont pas été considérées dans le cadre de cette étude.

Résumé exécutif

LES PROCÉDÉS THERMIQUES INDUSTRIELS REPRÉSENTENT UNE PART SIGNIFICATIVE DE LA CONSOMMATION D'ÉNERGIE FINALE EN FRANCE, MAIS SONT TRÈS PEU ÉLECTRIFIÉS À CE JOUR

L'industrie française a représenté 23% des 1 621 TWh d'énergie finale consommée en France en 2019 [2]. En particulier, une part majeure de la consommation d'énergie de l'industrie est issue des procédés thermiques, qui reposent à 93% sur des combustibles fossiles [3]. Enconséquence, l'industrie est l'un des principaux secteurs émetteurs de gaz à effet de serre (GES), responsable en 2019 de **18% des 440 Mt CO_2,eq d'émissions du territoire français [4].**

Si de nombreux efforts de décarbonation ont déjà été entrepris par les acteurs industriels au cours des dernières décennies, **les pouvoirs publics français se sont engagés à poursuivre et accompagner la réduction des émissions de CO_2 du secteur industriel.** La Stratégie Nationale Bas Carbone (SNBC) vise ainsi une réduction de respectivement 35% et 81% des émissions industrielles en 2030 et en 2050 par rapport à 2015.

La transition vers une industrie proche du zéro carbone nécessite en premier lieu des efforts d'efficacité énergétique et d'optimisations opérationnelles - récupération de chaleur fatale notamment - complétés par **des changements de combustible et des procédés thermiques associés,** et par le développement de technologies de captation de CO_2. **Plusieurs sources d'énergie bas carbone peuvent contribuer à la réduction d'émissions des procédés thermiques** comme le biogaz, la biomasse, l'hydrogène (H_2), les combustibles solides de récupération (CSR) **ou l'électricité, qui fait l'objet de cette étude.**

Le mix électrique français étant parmi les plus décarbonés d'Europe [5], **l'électrification des procédés thermiques apparaît comme un levier de décarbonation pour les acteurs industriels.** La stratégie de la SNBC repose ainsi sur « une forte électrification du secteur industriel » fixant comme un objectif long terme un taux d'électrification industrielle - part d'électricité dans la consommation finale totale - de 70% en 2050, contre 39%[1] en 2019.

La consommation industrielle électrique actuelle est en majeure partie constituée des usages moteurs (71% de l'électricité consommée) qui sont aujourd'hui entièrement électrifiés.

En revanche, les usages thermiques reposent principalement sur la consommation de combustibles fossiles. **Les procédés thermiques constituent ainsi la part majeure des usages industriels à électrifier pour atteindre l'objectif national long terme de la SNBC.** À l'échelle européenne, il n'y a pas d'objectifs d'électrification explicites, bien que l'électrification soit **étudiée comme l'une des voies majeures de décarbonation dans les scénarios long terme de neutralité carbone,** de concert avec les autres combustibles bas carbone [6].

Cependant, l'électrification des usages thermiques fait face à de nombreuses contraintes. Certains enjeux opérationnels sont d'une part à prendre en compte, comme l'augmentation des puissances électriques requises sur sites pour l'électrification ou encore le rôle essentiel de la combustion du combustible (gaz, charbon) dans la qualité du produit fini de certains secteurs. **Le manque de visibilité long terme des prix de marché des énergies et leur volatilité peut également constituer un frein à l'électrification de l'industrie.**

1 - Donnée du Ministère de la Transition Ecologique. Le périmètre de la SNBC exclut les hauts fourneaux et le raffinage, et inclut le secteur de la construction, à l'inverse du périmètre étudié dans PEP 2. Le CEREN, dont le périmètre de l'étude est proche de celui de PEP 2, estime cette part à 33% pour l'année 2016.

LE POTENTIEL TECHNICO-ÉCONOMIQUE MAXIMAL D'ÉLECTRIFICATION À 2035 DES USAGES THERMIQUES FOSSILES S'ÉLÈVE À 29%

Les usages thermiques non électriques dans les secteurs industriels étudiés[2], ont représenté en 2014 240 TWh de consommation annuelle finale [3], soit 64% de la consommation énergétique industrielle.
Ces usages thermiques peuvent être catégorisés en quatre procédés majeurs : les fours, le chauffage des fluides, le séchage et la distillation.

Au sein des 240 TWh de consommation annuelle des procédés thermiques industriels non électriques, **il existe un gisement technico-économique maximal d'électrification de 69 TWh électrifiable d'ici 2035 (en consommation annuelle), soit un potentiel d'électrification de 29% des 240 TWh.**

Ce potentiel d'électrification tient compte de la faisabilité technique, de l'existence et de la maturité des technologies électriques, des contraintes opérationnelles et de la compétition avec les autres voies de décarbonation existantes. Il ne s'agit donc pas d'un gisement technique, mais d'un potentiel qui intègre des contraintes de diffusion des technologies électriques, actuellement matures ou en développement, attendues à 2035. **L'électrification de 69 TWh de combustibles induirait une consommation électrique industrielle supplémentaire annuelle de 46 TWh,** du fait d'une plus grande efficacité des technologies thermiques électriques en énergie finale. La part de l'électricité dans la consommation des procédés thermiques passerait donc de 18 TWh (7%) à 64 TWh (27%).

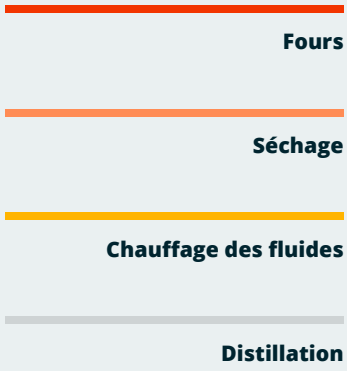
En appliquant ces chiffres au même périmètre sectoriel que la SNBC[3], la part d'électrification pourrait atteindre 51% de la consommation finale industrielle à horizon 2035 contre un objectif de 41% en 2030 dans la SNBC. Ce scénario est donc plus ambitieux que ceux des pouvoirs publics.

L'électrification est ainsi identifiée comme une voie significative pour la décarbonation industrielle, en particulier pour les usages thermiques à basse température ou pour certains procédés spécifiques pour lesquels des technologies à haute efficacité existent.

2 - Les secteurs étudiés ici sont les suivants : sidérurgie, chimie base, minéraux non métalliques, agroalimentaire, papier et impression, métallurgie, biens d'équipement, chimie fine, raffinage et textile

3 - Donc en excluant les hauts fourneaux et le raffinage, et en incluant le secteur de la construction.

RÉPARTITION DES 240 TWH DE CONSOMMATION ÉNERGÉTIQUE ANNUELLE DES USAGES THERMIQUES NON ÉLECTRIQUES, PAR PROCÉDÉS ET PAR SECTEUR (2014) [3]



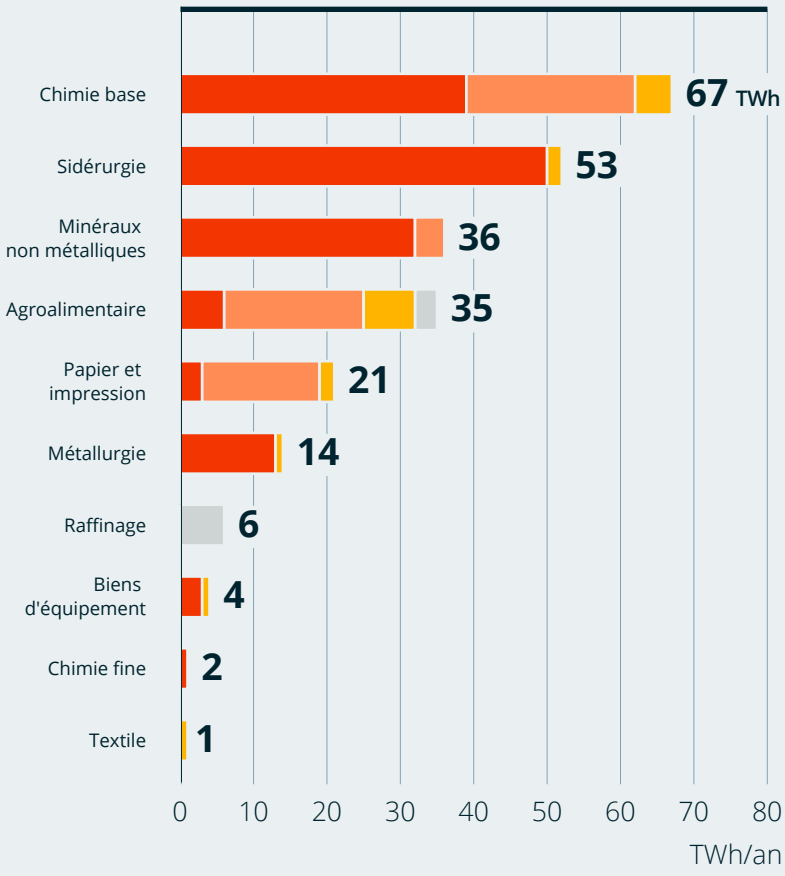


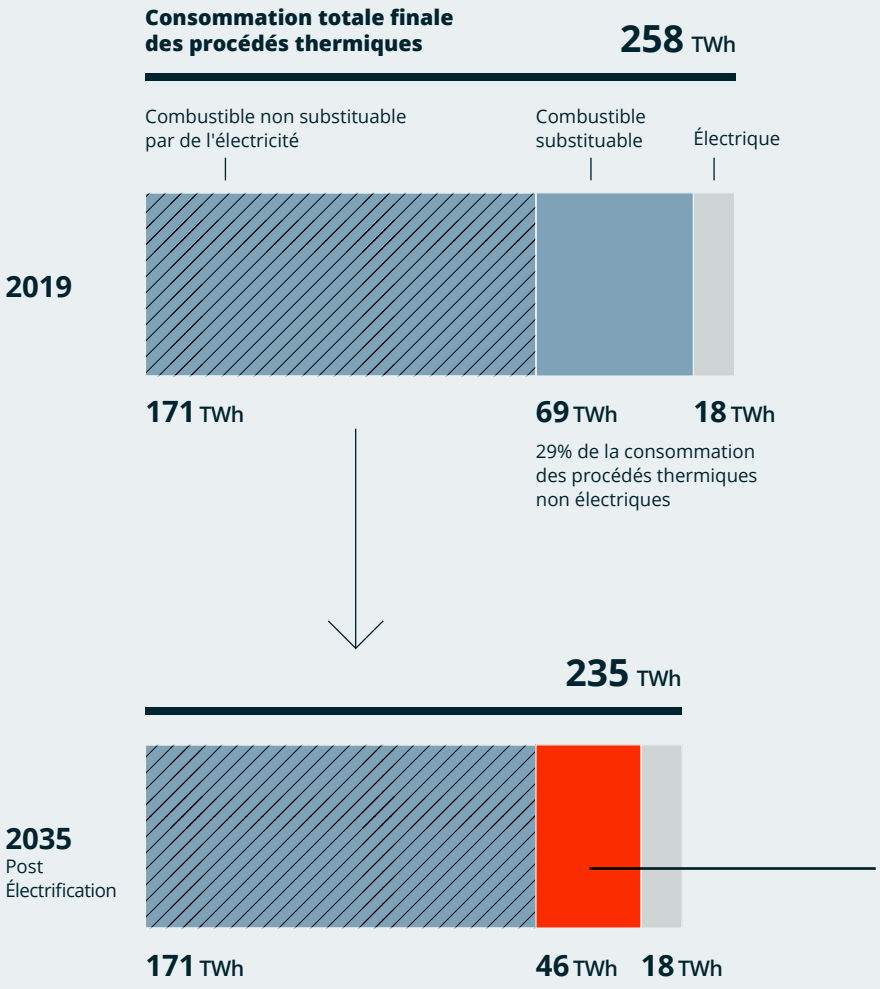
FIGURE 1

En effet, le potentiel d'électrification à horizon 2035 est particulièrement élevé dans des secteurs comme l'agroalimentaire, le papier et la chimie fine. La demande énergétique de ces secteurs est pour une large part issue des procédés de séchage ou de chauffage des fluides qui offrent de bonnes perspectives pour l'électrification. **Une part significative du potentiel provient par ailleurs de l'électrification du secteur sidérurgique.**

L'électrification massive de la sidérurgie constituerait cependant une transformation profonde du secteur, et non une simple substitution énergétique. En effet, la filière électrique repose sur une production d'acier à partir de ferraille de recyclage, ce qui entraîne d'une part, un changement de la logique d'approvisionnement d'un site et d'autre part, une modification de la composition des produits finis.

FIGURE 2

PART DE LA CONSOMMATION DE COMBUSTIBLES ACTUELLE POTENTIELLEMENT ÉLECTRIFIABLE À HORIZON 2035



À l'inverse, certains secteurs apparaissent aujourd'hui moins facilement électrifiables pour diverses raisons et devront être décarbonés par d'autres voies à moyen terme, comme la métallurgie et les minéraux non métalliques (notamment la fabrication de verre ou de ciment). Dans ces secteurs, l'électrification est limitée par les contraintes opérationnelles :

- les procédés thermiques sont généralement opérés à de très hautes températures et les technologies électriques qui pourraient répondre à ce besoin sont peu matures ou inexistantes
- la qualité de production peut être modifiée par la transformation du procédé
- l'électrification peut entrainer la perte d'une source de chaleur fatale facilement récupérable

Les mesures d'efficacité énergétique, la substitution en faveur d'autres combustibles bas carbone plus proches des fonctionnements des procédés industriels actuels (biogaz, biométhane, CSR ou H_2) ou la mise en place de solutions de CCUS semblent aujourd'hui plus adaptées aux spécificités de ces secteurs.

Mise en perspective

L'étude « Première analyse du potentiel technique d'électrification des procédés industriels thermiques par des technologies matures » réalisée par le CEREN et publiée en 2020 (ci-après « Étude CEREN ») a estimé un potentiel technique d'électrification de 42 TWh en consommation annuelle, contre 69 TWh dans l'étude PEP 2. [3]

Les différences entre les approches méthodologiques retenues expliquent la disparité dans les potentiels calculés :

L'étude CEREN identifie les potentiels technologiques d'implémentation de solutions existantes matures dans les procédés industriels, sur la base de réalisations existantes, en s'appuyant en particulier sur les données de consommation énergétique industrielle actuelle. **L'étude PEP 2 repose elle sur une analyse qualitative du potentiel d'électrification à moyen terme (2035) de plusieurs usages thermiques industriels** en s'appuyant en grande partie sur les résultats d'une étude technique menée au préalable (Etude PEP 1).

- Ainsi, l'hypothèse de calcul majeure choisie par l'étude CEREN est de considérer que la substitution par une technique électrique est possible dès lors qu'elle représente actuellement plus de 1 % de la consommation totale d'un usage thermique.

- La méthodologie de l'étude PEP 2 est de construire des hypothèses de potentiel d'électrification de manière qualitative en prenant en compte l'existence et la maturité des technologies électriques, leur faisabilité technique, les contraintes opérationnelles et la compétition avec les autres voies de décarbonation. La principale source de données pour construire les hypothèses de l'étude PEP 2 est l'étude PEP 1, réalisée par le CETIAT et le Cetim, complétée lorsque nécessaire par une revue de la littérature et des entretiens avec des experts.

En conséquence de son approche méthodologique, l'étude CEREN ne prend en considération dans son analyse que les solutions électriques matures. À l'inverse, l'étude PEP 2 considère aussi les solutions actuellement à l'état de R&D, les pompes à chaleur haute température notamment. En conséquence, les objectifs respectifs de chaque étude sont distincts :

- **L'étude CEREN estime un potentiel technique d'électrification des solutions électriques matures.**

- **L'étude PEP 2 estime un potentiel technico-économique d'électrification des solutions matures ou en développement, attendues à 2035.**

La catégorisation des usages industriels thermiques varie dans les deux études. L'étude CEREN a réparti les usages thermiques selon 10 opérations énergétiques. L'étude PEP 2 distingue 4 usages thermiques, subdivisés en différents niveaux de température.

L'étude PEP 2 inclut dans son analyse la consommation énergétique des procédés thermiques issus du raffinage (~6 TWh/an), contrairement à l'étude CEREN, introduisant par là un écart mineur dans la consommation d'énergie industrielle retenue comme donnée d'entrée.

L'INCLUSION DES CONSIDÉRATIONS ÉCONOMIQUES DANS L'ANALYSE PERMET DE CONCLURE QUE SANS SOUTIEN PUBLIC, LA TOTALITÉ DU POTENTIEL TECHNICO-ÉCONOMIQUE MAXIMAL NE POURRA ÊTRE ATTEINTE

Dans le scénario de référence d'évolution des prix de l'énergie (gaz, électricité, charbon) et du CO_2, la part de la consommation des procédés thermiques fossiles qui peut effectivement être électrifiée sans mécanisme de soutien spécifique s'établit à 15 %. Des mécanismes de soutien spécifiques devront donc être mis en place pour pouvoir atteindre une part plus importante du potentiel maximal, qui s'élève à 29 % de la consommation fossile.

Trois scénarios long terme de prix ont été utilisés pour comparer la compétitivité des technologies fossiles et électriques. Ces prix sont simulés selon trois scénarios prospectifs élaborés par Enerdata en juin 2021 :

Bleu
Scénario de référence.

Vert
Scénario le plus favorable à l'électrification. Il s'agit d'un scénario particulièrement optimiste dans lequel les prix du gaz augmentent très fortement par rapport aux prix de l'électricité.

Marron
Scénario le moins favorable à l'électrification. Dans ce scénario, le prix du gaz augmente moins vite par rapport aux prix de l'électricité que dans les autres scénarios.

La part accessible du potentiel technico-économique maximal sans support public a été estimée en comparant la compétitivité des technologies électriques et fossiles à partir d'un calcul du coût complet des technologies. Trois potentiels ont été calculés, correspondant aux trois scénarios de prix des énergies (**Figure 3**).

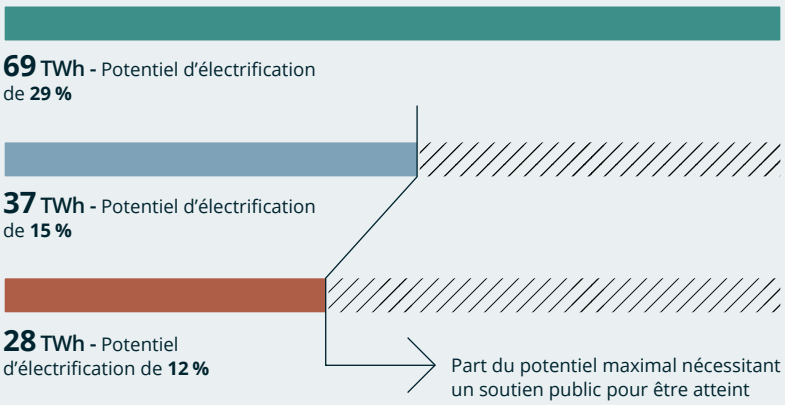
Pour identifier le rôle que peut jouer le prix du CO_2 dans l'électrification, une analyse de sensibilité des résultats à différents scénarios de prix de marché du système d'échange de quotas CO_2 de l'Union européenne (EU ETS) a été menée. L'EU ETS a pour objectif de limiter les émissions de CO_2 en imposant aux entreprises émettrices l'achat de quotas CO_2. L'application de l'EU ETS conduit ainsi à une augmentation des coûts des procédés fossiles intensifs en carbone, favorisant les alternatives technologiques à plus faibles émissions[4].

L'analyse de sensibilité pour les secteurs concernés a montré que même si des coûts du CO_2 élevés contribuent significativement à la compétitivité des technologies électriques, **l'ETS seul ne constitue pas une incitation suffisante pour générer une substitution technologique dans tous les secteurs à moyen terme.** En effet, les coûts supplémentaires liés à l'ETS pour l'opération des technologies gaz ne représentent dans le scénario de référence (~50 €/tCO_2 en 2035 et 200 €/tCO_2 en 2050) qu'au maximum 20-25% des coûts complets des procédés thermiques, calculés sur la durée de vie des technologies fossiles concernées. C'est un apport conséquent à la compétitivité des solutions électriques, mais non suffisant dans les secteurs où les coûts des technologies fossiles sont les plus bas.

Ainsi, l'atteinte du potentiel maximal technico-économique d'électrification ne pourra se faire que via un soutien de la puissance publique, notamment dans les scénarios Bleu et Marron.

4 - Cependant, certains secteurs sujets au risque de fuite de carbone (e.g. verre, sidérurgie) bénéficient de quotas gratuits sur le marché EU ETS et ne sont pas, aujourd'hui, pleinement impactés par le prix du CO_2, ce qui limite la portée du mécanisme. Le risque de « fuite de carbone » est le risque qu'une entreprise délocalise sa production pour échapper aux coûts liés aux politiques climatiques. Ce risque est plus élevé pour les secteurs industriels énergo-intensifs. La liste des secteurs soumis à ce risque est établie par la Commission Européenne.

Potentiels d'électrification en 2035 dans les trois scénarios



69 TWh
de potentiel d'électrification technico-économique maximal
Potentiel global de **29 %**

POTENTIEL D'ÉLECTRIFICATION NÉCESSITANT UN SOUTIEN PUBLIC SPÉCIFIQUE PAR RAPPORT AU POTENTIEL MAXIMAL (HACHURÉ) EN FONCTION DES SCÉNARIOS ÉCONOMIQUES VERT, BLEU ET MARRON

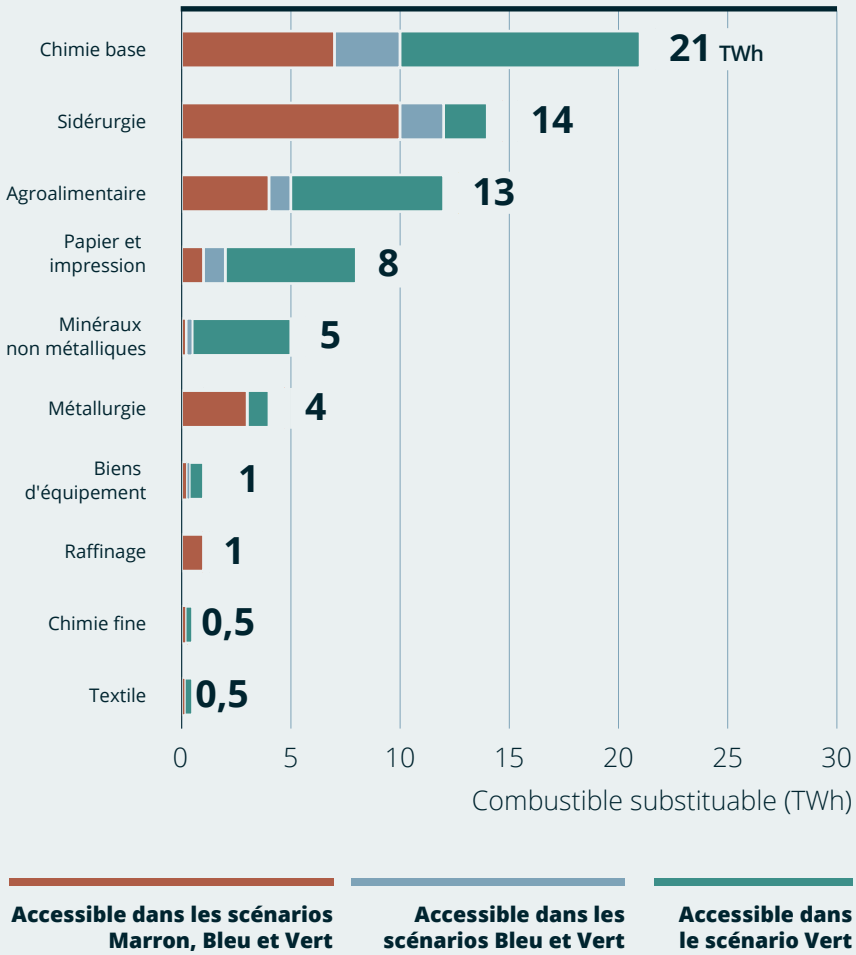
FIGURE 3

Ce soutien pourrait prendre plusieurs formes selon les secteurs et selon les types de technologies :

- Une aide à l'investissement pour compenser les coûts de CAPEX parfois plus importants pour les équipements électriques que pour les équipements fonctionnant au gaz
- Une aide sur le fonctionnement pour adresser les enjeux de fluctuations imprévisibles des prix de marché du gaz et de l'électricité (couverture des OPEX liés aux dépenses énergétiques de ces technologies)
- Ces aides pourraient se concentrer dans les secteurs pour lesquels le besoin en subventions pour atteindre une part élevée du potentiel maximal est plus important. Ainsi, la **Figure 4** montre que dans le scénario de référence (Bleu), plus de deux tiers du potentiel maximal nécessite un soutien public pour être électrifié pour les secteurs des minéraux non métalliques, de l'agroalimentaire et du papier. Dans le secteur de la chimie, la moitié du potentiel maximal ne peut pas être atteint sans subvention.

FIGURE 4

QUANTITÉ DE COMBUSTIBLE SUBSTITUABLE ACCESSIBLE PAR SECTEUR SELON LES SCÉNARIOS DE PRIX D'ÉNERGIE



L'ÉLECTRIFICATION INDUSTRIELLE PEUT ÊTRE ACCUEILLIE SANS DIFFICULTÉS OPÉRATIONNELLES SUR LE RÉSEAU ÉLECTRIQUE FRANÇAIS À HORIZON 2035, MOYENNANT DES INVESTISSEMENTS SUR LE RÉSEAU

Le réseau électrique français devrait être en mesure d'accueillir l'électrification industrielle grâce à la constitution d'excédents entre production et consommation (~150 TWh d'excédents dans les scénarios de référence) et à la préservation d'une part majoritaire de capacité pilotable en 2035. Une étude plus fine à la maille horaire doit encore être réalisée par RTE[5].

Cette conclusion est confirmée par la comparaison à deux nouveaux usages similaires en ordre de grandeur de consommation, dont l'intégration à horizon 2035 est étudiée en détail par RTE : les véhicules électriques et la production d'hydrogène. À partir de ces deux cas d'étude, **nous pouvons estimer qu'une électrification industrielle d'un ordre de grandeur de 25-50 TWh pourrait être accueillie *a priori* sans difficultés opérationnelles par le réseau électrique,**

5 - L'analyse sous-jacente à ce rapport a été réalisée avant la publication par RTE du rapport « Futurs énergétiques 2050 ».

tant du point de vue des appels de puissance que de la sécurité d'approvisionnement. La flexibilité de certains procédés industriels, ainsi que le caractère stable et prévisible de la consommation électrique industrielle, sont des facteurs favorables à l'intégration sur le réseau électrique.

Certains facteurs de risque peuvent cependant limiter la faisabilité de l'électrification du point de vue du réseau électrique : une très forte augmentation de la consommation d'électricité liée à de nouveaux usages, combinée à un développement de l'effacement plus limité que celui prévu dans les objectifs publics (4,5 GW en 2023 et 6,5 GW en 2028) et un niveau inadapté d'investissements dans le réseau pourraient limiter les possibilités d'électrification industrielle.

L'ÉLECTRIFICATION CONDUIT À DES EXTERNALITÉS POSITIVES SUR LES ÉMISSIONS DE CO_2 ET EN TERMES DE CRÉATION D'EMPLOIS DANS LA FILIÈRE ÉLECTRIQUE

En 2019, l'ensemble des secteurs industriels étudiés ici[6] ont émis 80 Mt CO_2 eq, soit 18% des 440 Mt CO_2 eq émis en France. Les émissions de GES industrielles sont sur une tendance baissière, avec une réduction de 46% en 2019 par rapport à leur niveau de 1990[7]. Cette baisse des émissions de GES est due entre autres à la baisse de la production industrielle, à des efforts d'efficacité énergétique et à la baisse du contenu carbone des combustibles énergétiques utilisés [4].

Dans le scénario de référence de l'étude (scénario Bleu), l'électrification de 15% des procédés thermiques en 2035 **génère une réduction des émissions annuelles de 10,5 Mt CO_2 par rapport aux 80 Mt CO_2 émises au total dans l'industrie en 2019, soit 13% de réduction** (en incluant les émissions liées à la production supplémentaire d'électricité). 70% des réductions d'émissions sont concentrées dans trois secteurs : la chimie, la sidérurgie et l'agroalimentaire. L'électrification pourrait ainsi contribuer aux objectifs de la SNBC de réduction de 35% des émissions industrielles d'ici à 2030. D'autres solutions de décarbonation devront cependant être activées pour atteindre les objectifs de la SNBC et couvrir les émissions restantes que l'électrification seule ne pourra pas éliminer.

Par ailleurs, l'électrification industrielle pourrait contribuer à la création d'emplois dans le secteur électrique français, notamment par le surplus de demande induit pour le système électrique et l'accroissement de la demande pour les fabricants d'équipements et les installateurs de solutions électriques. L'Union Française de l'Electricité (UFE) a ainsi estimé que les objectifs de la SNBC et de la Programmation Pluriannuelle de l'Energie (PPE) **pourraient créer 13 000 emplois dans l'industrie (fabrication, distribution, maintenance des équipements électriques) à horizon 2030.** Les scénarios d'électrification à horizon 2035 présentés dans la présente étude du potentiel d'électrification étant plus ambitieux que ceux des pouvoirs publics, la création d'emplois électriques dans l'industrie associée à l'électrification pourrait être supérieure à celle estimée par l'UFE.

Ces créations d'emplois sont cependant à mettre en perspective avec les destructions d'emplois dans d'autres filières, en particulier dans la filière gaz. Une partie des emplois liés à la consommation de gaz en France, notamment pour l'opération de l'infrastructure gazière, est menacée par la baisse de la demande due à l'électrification industrielle. Par ailleurs, les emplois des fabricants, installateurs et mainteneurs des équipements gaz pourraient également être mis en danger par un affaissement de la demande en services associés au gaz. Pour apporter des éléments chiffrés à cette analyse, une étude *ad hoc* pourra être menée pour estimer le bilan net en création d'emplois de l'électrification des industries.

6 - Les secteurs étudiés ici sont les suivants : sidérurgie, chimie base, minéraux non métalliques, agroalimentaire, papier et impression, métallurgie, biens d'équipement, chimie fine, raffinage et textile.

7 - Il s'agit d'une réduction en CO_2 eq et qui prend donc en compte l'ensemble des GES. La plus grande part de la baisse des émissions de GES depuis 1990 est imputable à la réglementation sur les émissions de N2O de la fin des années 90 à 2007, ainsi qu'à une baisse des volumes de production.

Perspectives pour l'électrification de l'industrie

1

L'électrification est une voie crédible de décarbonation, qui pourrait permettre de réduire de 14% les émissions directes de CO_2 industrielles françaises à horizon 2035 dans le scénario de référence (scénario Bleu) et jusqu'à 21% dans le potentiel maximal estimé. L'électrification est donc une solution essentielle pour la décarbonation industrielle, mais non suffisante, dans la mesure où elle ne permet pas d'atteindre à elle seule l'objectif de 35% de réduction d'émissions industrielles de CO_2 à horizon 2030 de la SNBC. Seul un diagnostic technico-économique à l'échelle du procédé peut permettre d'identifier la solution bas carbone la plus adaptée pour un site industriel spécifique. À un niveau global, la décarbonation de l'industrie ne pourra être achevée qu'à travers un mix varié de solutions énergétiques bas carbone.
En effet, les objectifs long terme de réduction des émissions industrielles ne pourront être atteints que si l'électrification est activée conjointement aux efforts d'efficacité énergétique et en complémentarité d'autres combustibles bas carbone.

2

Il existe des gisements d'électrification considérables dans plusieurs secteurs industriels. L'électrification est prometteuse en particulier dans les secteurs opérant à basse température, qui ont des besoins importants en chauffage des fluides (vapeur) ou en séchage, comme le papier, l'agroalimentaire ou la chimie. D'autre part, la sidérurgie représente également un potentiel très important, malgré le changement profond de modèle à mettre en œuvre pour électrifier. Ces quatre secteurs réunis représentent 80% du potentiel total maximal d'électrification.
La part de l'électricité dans la consommation énergétique des procédés thermiques industriels, qui est actuellement de 7%, pourrait être multipliée jusqu'à 4x à horizon 2035 pour atteindre 27% dans le potentiel maximum calculé. Cette électrification requiert des investissements pouvant aller jusqu'à 6 Mds€ dans les installations de résistances et de pompes à chaleur à horizon 2035.

3

La décarbonation par l'électrification est ici rendue possible par les conditions de prix long terme anticipées dans les scénarios de l'étude qui réduisent l'écart de compétitivité entre l'électricité et le gaz, en faveur de l'électricité. Ces conditions rendent économiquement faisables, à horizon 2035, entre 41% et 100% du potentiel technico-économique maximal de 69 TWh en consommation annuelle, selon le scénario étudié.

En effet, le manque de visibilité sur les prix long terme et sur la fluctuation des marchés ne permettent pas d'activer la totalité du potentiel d'électrification dans deux des trois scénarios[8]. Pour atteindre les objectifs long terme inscrits dans la SNBC (70% d'électrification en 2050), un **accompagnement des pouvoirs publics est aujourd'hui nécessaire pour amorcer la dynamique industrielle.** Si les conditions projetées dans l'étude se réalisent, en particulier dans un contexte de prix CO_2 élevé, l'électricité devrait gagner en compétitivité face aux énergies fossiles facilitant ainsi l'électrification et réduisant le besoin de soutien public ciblé. Plus largement, un prix CO_2 élevé permettrait de soutenir l'ensemble des solutions de décarbonation.

4

À la lumière des gisements d'électrification identifiés, l'objectif de la feuille de route des pouvoirs publics - qui envisage un taux d'électrification industrielle de 41% en 2030 - pourrait être révisé à la hausse, à 45% ou 50%.

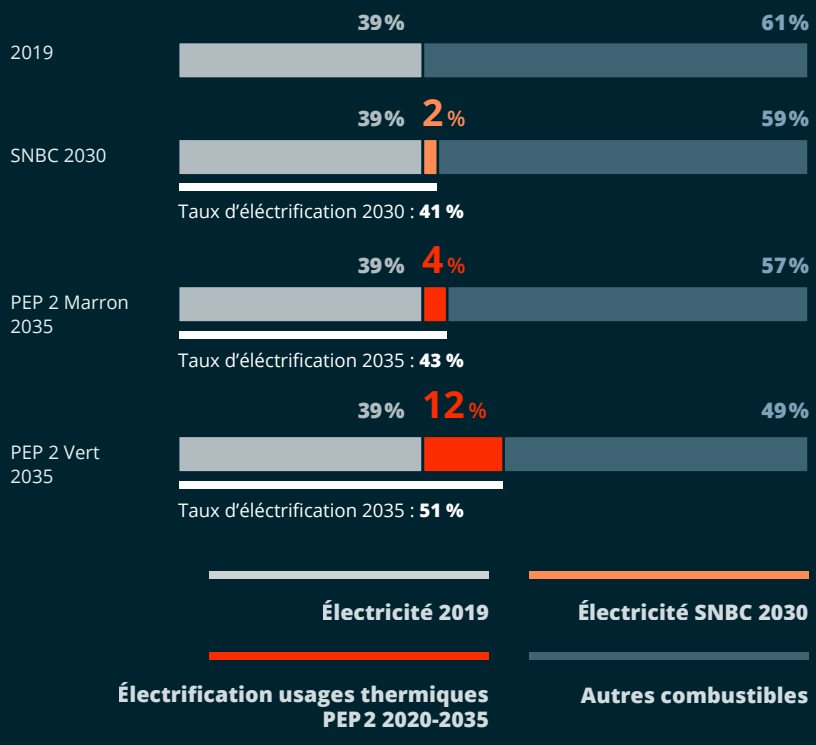
En effet, la SNBC envisage dans son scénario de référence un taux d'électrification industrielle en consommation énergétique finale de 41% en 2030 et 70% en 2050, contre 39% en 2019[9]. En appliquant les résultats de PEP 2 au même périmètre que la SNBC, la part d'électrification pourrait atteindre entre 43% (scénario Marron) et 51% (scénario Vert) de la consommation finale industrielle à horizon 2035 dans les scénarios présentés dans l'étude.
Ce résultat illustre la possibilité d'une électrification plus rapide que celle envisagée dans la feuille de route bas carbone des pouvoirs publics.

5

Plus de 50% du potentiel d'électrification des procédés thermiques industriels repose sur le déploiement à grande échelle de technologies basées sur des résistances électriques, pour les procédés haute température, par exemple dans la chimie et les minéraux non métalliques. Le coût d'investissement des technologies résistives est faible, mais leur coût d'exploitation élevé - du fait de l'efficacité énergétique moindre de ces technologies relativement aux autres solutions électriques.

FIGURE 5

COMPARAISON DU SCÉNARIO DE RÉFÉRENCE SNBC 2030 AVEC LES SCÉNARIOS PEP 2 2035 - % DE L'ÉNERGIE FINALE CONSOMMÉE PAR L'INDUSTRIE [7]



8 - Les récents mouvements sur les marchés de gros de l'énergie au second semestre 2021 montrent en effet que l'électricité et le gaz sont très volatiles et impactent fortement les industriels

9 - Le périmètre de la SNBC et de l'étude PEP 2 ne sont pas identiques : celui de la SNBC exclue les filières fonte et raffinage. Dans les statistiques nationales, ces deux filières sont rassemblées par convention dans le secteur de la transformation d'énergie et ne sont donc pas intégrées au scénario de référence de la SNBC pour l'industrie.

Malgré sa faible efficacité, le chauffage résistif est, et demeurera, la technologie de référence mature et déployable à grande échelle, indispensable pour électrifier à basse et haute température (<1 000°C) les usages thermiques industriels.

6

Les 50% restants du potentiel d'électrification devront être réalisés au travers de technologies plus spécifiques et donc moins facilement déployables à grande échelle, mais à haute efficacité. Ces technologies incluent les pompes à chaleur moyenne température et haute température (dans l'agroalimentaire et la chimie notamment) ainsi que les technologies micro-ondes et hautes fréquences (séchage dans la chimie et papier).
Le développement de ces technologies permet de générer d'importantes économies d'énergie finale : jusqu'à 75% pour les pompes à chaleur haute température telles qu'analysées dans l'étude PEP 1. **Lorsque mise en place avec ces technologies efficaces, l'électrification permet à la fois de décarboner les usages thermiques industriels et de réaliser d'importantes économies d'énergie.** De telles économies d'énergie sont moins facilement accessibles par la substitution vers d'autres combustibles bas carbone (hydrogène, biométhane, biomasse).

7

Les mécanismes de soutien à l'électrification doivent être élaborés en adéquation avec les spécificités des technologies électriques thermiques. Ces mécanismes devront prendre plusieurs formes selon les secteurs et technologies visés :

- Une aide au financement de l'installation ou d'études techniques amont de décarbonation (CAPEX). Ce type d'aides à l'installation pourrait s'appliquer aux technologies spécifiques ayant des coûts de CAPEX particulièrement élevés (par exemple, pour financer des PAC en remplacement de tubes immergés compacts).

- Une aide sur les OPEX à travers un soutien au fonctionnement ou des exemptions de taxes énergétiques visant à baisser les dépenses énergétiques. Ces aides pourraient s'orienter vers des technologies moins chères à l'installation mais dont les coûts de fonctionnement sont plus importants (par exemple, pour financer des résistances en remplacement de tubes immergés compacts).

Plus spécifiquement, ces mécanismes de soutien pourraient viser des secteurs qui auraient le plus besoin d'aides publiques pour atteindre leur potentiel maximal d'électrification, comme les secteurs de la sidérurgie, des minéraux non métalliques, de l'agroalimentaire et du papier.

8

L'électrification n'est pas adaptée aux contraintes de certains procédés à très haute température (>1 000°C). L'électrification ne sera pas la voie principale de décarbonation dans plusieurs secteurs thermo-intensifs (ciment, tuile) où les solutions électriques font face à de nombreuses contraintes opérationnelles : modification de la qualité de production, perte d'une source de chaleur fatale valorisable, etc. Les voies de décarbonation plus proches des modes opératoires actuels pourraient ainsi être plus adaptées pour leur décarbonation industrielle.

Méthodologie

1.

Calcul d'un potentiel technico-économique maximal à horizon 2035

L'objectif de la phase 1 est d'estimer un potentiel technico-économique maximal d'électrification des procédés thermiques industriels à horizon 2035. Le potentiel représente ici la part de la consommation de combustibles non électriques en 2019 (gaz et charbon) pouvant être électrifiée d'ici 2035. Le potentiel calculé tient compte de l'existence et du niveau de maturité des technologies électriques, de leur faisabilité technique, des contraintes opérationnelles et de la compétition avec les autres voies de décarbonation.

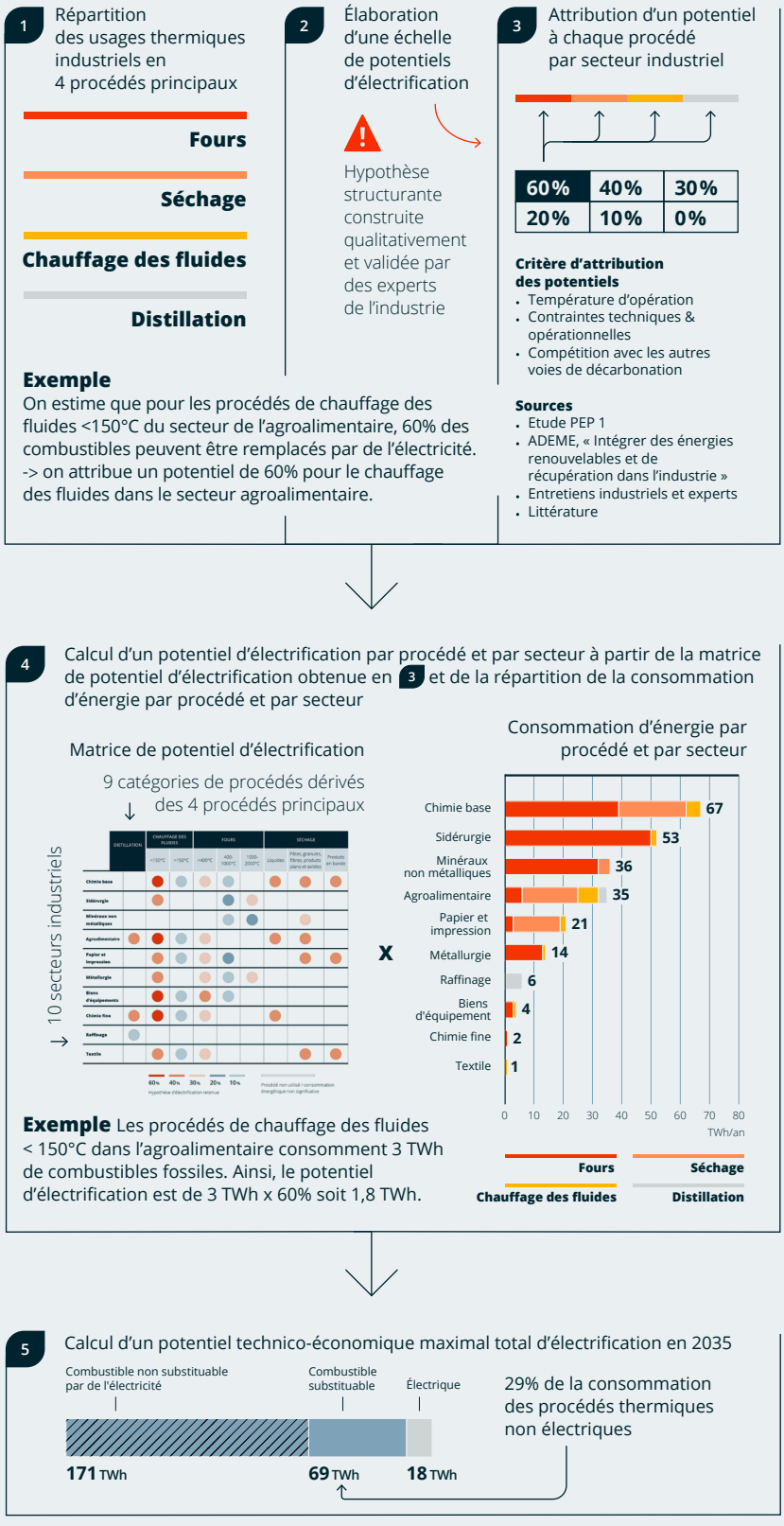


FIGURE 6

MÉTHODOLOGIE DE CALCUL DU POTENTIEL TECHNICO-ÉCONOMIQUE MAXIMUM DE LA PARTIE 1

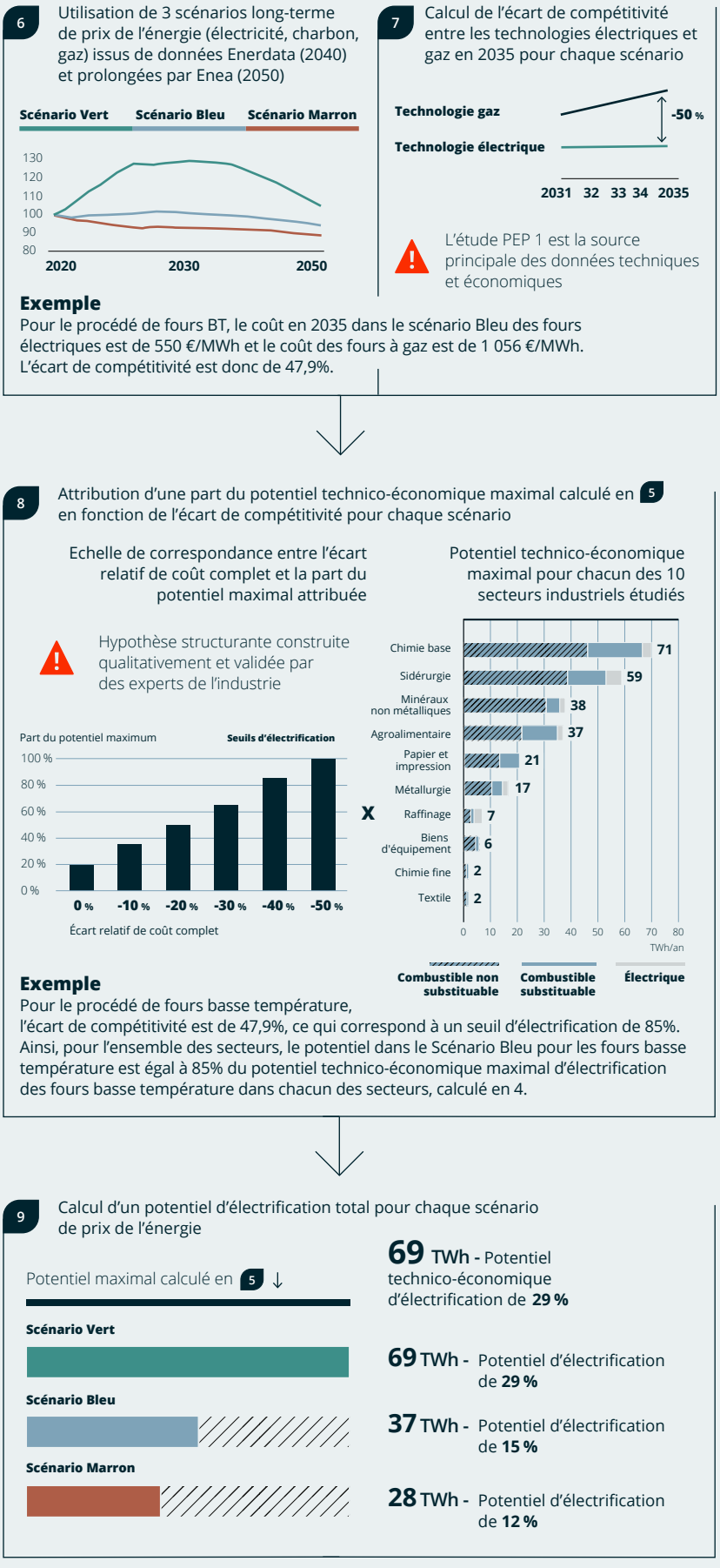
2.

Évaluation de l'impact des prix de marché sur le potentiel d'électrification selon 3 scénarios

La deuxième partie de l'étude explore les enjeux de compétitivité de l'électrification des usages industriels thermiques par rapport aux technologies fossiles majoritaires aujourd'hui, en particulier le gaz naturel. La part accessible sur le plan de la compétitivité du potentiel technico-économique a été estimée selon trois scénarios de prix de l'énergie long terme.

FIGURE 7

MÉTHODOLOGIE DE CALCUL DU POTENTIEL D'ÉLECTRIFICATION DE CHAQUE SCÉNARIO DE LA PARTIE 2



Limites de l'étude

Les conclusions de cette étude reposent sur des hypothèses fortes et des simplifications permettant d'effectuer une analyse au niveau national. Cependant, il convient d'identifier et de mettre en avant les limites de l'étude, et les recherches complémentaires à mener pour approfondir ces premiers résultats.

- Le potentiel technico-économique maximal d'électrification global a été obtenu à partir d'hypothèses d'électrification par secteur industriel. Or, de nombreuses disparités peuvent exister au sein d'un même secteur, entre les différentes filières et entre les sites industriels. **Ainsi, une analyse plus approfondie pourrait prendre une approche sectorielle et étudier le potentiel maximal d'électrification d'un secteur donné,** pour prendre en compte l'ensemble des spécificités du secteur et être plus précis dans les résultats.

- L'analyse de compétitivité des solutions thermiques – à combustible et électriques – repose sur des projections de coûts énergétiques issues des scénarios Enerdata, utilisés pour la modélisation. Ces scénarios vont d'une projection ambitieuse sur l'augmentation des prix du gaz pour le scénario Vert à une évolution faible des prix dans le scénario Marron. Aussi, une hypothèse du prix du quota carbone dans l'EU-ETS de 200 €/t en 2050 a été prise [15]. **Ces scénarios mènent à des résultats dans l'ensemble favorables à l'électrification. La prospective sur les évolutions des prix des énergies et du CO_2 pourrait faire l'objet d'une étude économique à part entière.**

- Les coûts complets de production de chaleur ont été déterminés à partir de données techniques de fonctionnement et de données économiques de coûts d'installation et de maintenance, issues de l'étude PEP 1. Pour chaque technologie, une valeur moyenne a été utilisée pour les coûts d'installation et de fonctionnement. Or, pour des technologies aujourd'hui moins répandues dans l'industrie (pompes à chaleur, micro-ondes), ces coûts peuvent varier grandement selon la capacité installée, la gamme de température atteinte, etc. **Ainsi, il pourrait être intéressant d'approfondir les calculs de coûts complets en prenant des fourchettes de prix pour l'ensemble de ces technologies et obtenir un encadrement pour le calcul du potentiel par scénario.**

- La partie 2.3 de l'étude détermine la part du potentiel maximal qui peut être atteint selon le scénario de coût des énergies. Cette part atteignable est estimée par procédé thermique et ensuite extrapolée à l'ensemble des secteurs industriels, pour ce même procédé thermique. Cela implique que les calculs de potentiels par scénario ont été réalisés sur la base d'un même coût des énergies par secteur industriel. Or, les coûts des énergies peuvent varier fortement d'un secteur à l'autre et d'un industriel à l'autre selon le profil de consommation d'énergie. **Une analyse plus poussée prendrait en compte cette subtilité de variation de prix des énergies selon les profils.**

- L'électrification pourrait avoir un impact sur le réseau électrique à l'échelle local, notamment dans certaines régions industrialisées qui présentent un réseau peu robuste. **Une analyse des concentrations géographiques des acteurs industriels doit être menée pour identifier les zones géographiques les plus exposées aux contraintes réseau, qui pourraient potentiellement limiter la capacité d'électrification de certains bassins industriels.**

- Cette étude analyse la compétitivité de l'électricité par rapport aux combustibles fossiles, mais n'inclut pas dans la comparaison les autres solutions de décarbonation (biomasse, biogaz, hydrogène, géothermie, etc.). **Un approfondissement possible serait d'inclure ces autres voies pour identifier plus précisément la part de l'électricité dans le mix énergétique des procédés thermiques industriels à horizon 2035.**

Sommaire

Préambule

P.1

Résumé exécutif

P.3

Perspectives pour l'électrification de l'industrie

P.10

Méthodologie

P.13

Introduction et Contexte

P.18

1

Calcul d'un potentiel technico-économique maximal d'électrification à horizon 2035

P.21

1.1

Les usages thermiques représentent un poste significatif de la consommation énergétique en France et se répartissent en quatre procédés principaux

P.23

1.2

Les hypothèses d'électrification reflètent les contraintes des procédés thermiques : les usages basse température sont plus faciles à électrifier

P.26

1.3

Conclusions sur l'analyse du potentiel technico-économique maximal d'électrification : 29% de la consommation des procédés thermiques fossiles de 2019 sont électrifiables

P.30

2

Évaluation de l'impact des prix de marché sur le potentiel d'électrification à horizon 2035

P.32

2.1

Les calculs de compétitivité reposent sur trois scénarios de prix des énergies et des quotas CO2 de l'EU-ETS, qui favorisent l'électricité sur le long terme

P.34

2.2

Calcul de compétitivité : les technologies gazières sont plus concurrentielles aujourd'hui que les technologies électriques, mais la tendance pourrait s'inverser sur le long terme avec l'évolution des prix de marchés

P.35

2.3

Calcul de compétitivité des technologies : entre 41% et 100% du potentiel technico-économique maximal d'électrification de 69 TWh de combustible substituable pourrait être atteint dans les scénarios utilisés

P.44

3

Faisabilité de l'électrification pour le réseau électrique et externalités positives en économies de CO2 et création d'emplois

P.48

3.1

En première analyse, le réseau électrique français est en mesure accueillir l'électrification industrielle

P.50

3.2

L'électrification génère une réduction des émissions de GES de 11 Mt CO2 eq par an dans le scénario de référence

P.54

3.3

L'électrification pourrait favoriser la création d'emplois dans le secteur électrique, mais entraîner des destructions d'emplois dans le secteur gazier

P.57

Annexe 1

Description des 7 technologies électriques étudiées

P.59

Annexe 2

Secteurs industriel inclus dans l'étude

P.60

Annexe 3

Tendance des courbes de prix des énergies

P.61

Table des acronymes

P.62

Table des figures

P.63

Bibliographie

P.64

Introduction et Contexte

Les usages thermiques, encore faiblement décarbonés, représentent une part majeure de la consommation d'énergie dans l'industrie

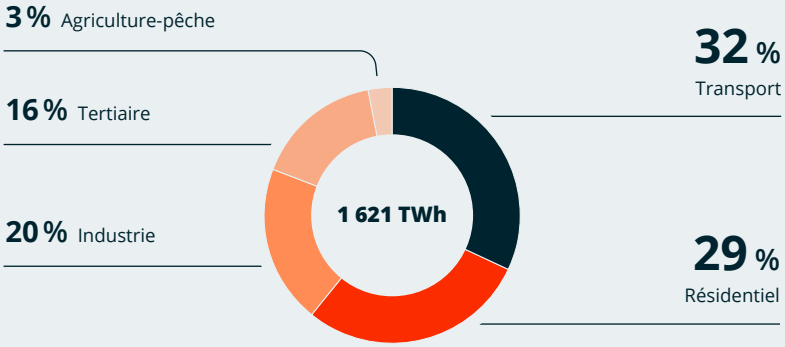
FIGURE 8

L'industrie française représente un poste important de la consommation d'énergie en France, avec une consommation finale en 2019 de 320 TWh **soit 20% de l'énergie finale consommée en France en 2019[10] - respectivement 373 TWh et 23%** en incluant la filière fonte[11] et le raffinage [2].

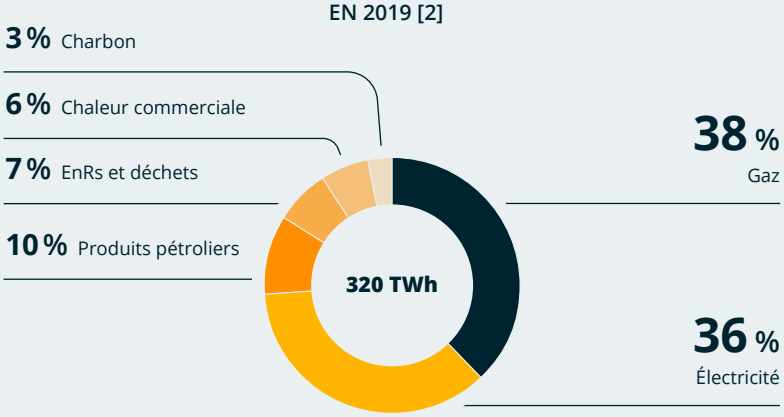
La consommation énergétique industrielle a subi des variations dans son histoire récente : elle a atteint son pic en 2001 à 391 TWh (511 TWh en incluant la filière fonte et le raffinage), avant une chute importante suivant la crise de 2008-2009, pour ensuite rentrer en légère érosion depuis 2011 jusqu'à aujourd'hui [2].

Le mix énergétique final industriel était dominé en 2019 par l'électricité (36%) et le gaz naturel (38%), complétés par les produits pétroliers (10%), les énergies renouvelables comme la biomasse et les déchets (7%), la chaleur commerciale (6%) et le charbon (3%)[12].

DISTRIBUTION DE LA CONSOMMATION FINALE D'ÉNERGIE PAR SECTEUR EN 2019



MIX ÉNERGÉTIQUE FINAL DE L'INDUSTRIE EN 2019 [2]



10 - Matières premières exclues – les chiffres de consommation énergétique industrielle peuvent varier selon les sources et certains peuvent inclure les matières premières (e.g. ADEME Climat air et énergie 2018, CEREN 2016).

11 - La consommation d'énergie de la fonte métallurgique en France est en majorité issue de la filière sidérurgique par hauts fourneaux. Ci-après, le terme « filière fonte » désigne l'ensemble des usages fonte des différents secteurs métalliques. Dans cette étude, la « sidérurgie » inclut le secteur sidérurgique de la filière fonte, et la « métallurgie » inclut les autres secteurs de la filière fonte.

12 - Sauf précision, les chiffres présentés dans cette introduction n'incluent pas la consommation de la filière fonte, composée essentiellement de charbon, et de la filière raffinage, rassemblées par convention dans le secteur de la transformation d'énergie dans les statistiques nationales. Cependant, dans le reste de l'étude, cette filière est bien prise en compte dans le calcul de potentiel d'électrification.

La part du charbon passe à 15% si on y inclut les filières fonte et raffinage. Les consommations de charbon et de produits pétroliers dans l'industrie ont enregistré de fortes baisses depuis 1990 (-68% et -63%), conduisant le gaz et l'électricité à prendre une part croissante dans le mix [2].

En conséquence des importants volumes d'énergie fossile consommée, **l'industrie est un des principaux secteurs émetteurs de GES,** responsable en 2019 de l'émission de 80 Mt CO_2 eq (en incluant la filière fonte) soit **18% des 440 Mt CO_2 eq** émises sur le territoire français [4].

Les pouvoirs publics français se sont engagés à réduire le niveau d'émissions industrielles au travers des objectifs européens et nationaux. En particulier, **la Stratégie Nationale Bas Carbone (SNBC) introduite en 2015 et révisée en 2020 vise une réduction de 35% des émissions du secteur en 2030 par rapport à 2015** et de 81% en 2050, définissant la trajectoire nécessaire pour atteindre l'objectif long terme de neutralité carbone de la France en 2050 [7].

Une part majeure de la consommation d'énergie de l'industrie (258 TWh soit 69% en 2014[13]) est issue des procédés thermiques, c'est-à-dire des procédés industriels qui requièrent une production de chaleur. Les procédés thermiques sont présents dans presque tous les secteurs industriels et sous de nombreuses formes : chimie (production de vapeur, distillation), agroalimentaire (pasteurisation, évapoconcentration), métallurgie (traitement thermique), verre (cuisson), tuiles (séchage), etc. Ils sont en grande majorité alimentés par des combustibles fossiles, en particulier par du gaz naturel et du charbon.

La transition vers une industrie proche du zéro carbone à horizon 2050 nécessite des efforts d'efficacité énergétique et le développement de technologies de captation de CO_2, **ainsi que des actions de décarbonation via des changements de sources d'énergie des procédés thermiques.**

L'électrification est l'une des voies pour la décarbonation des usages thermiques industriels en France

Plusieurs combustibles « bas carbone » peuvent jouer un rôle dans la réduction d'émissions des procédés thermiques comme le biogaz, la biomasse, l'hydrogène (H_2), les combustibles solides de récupération (CSR) **ou l'électricité, qui fait l'objet de cette étude.** Un combustible est ici qualifié de « bas carbone » lorsqu'il émet **significativement moins de CO_2 sur son cycle de vie complet relativement aux combustibles fossiles traditionnels comme le gaz et le charbon[14].**

Le mix électrique français étant parmi les plus décarbonés d'Europe, 52 gCO_2/kWh vs. 275 gCO_2/kWh en moyenne pour l'Union européenne (UE) en 2018[15] [5], **l'électrification des procédés thermiques apparaît comme une voie particulièrement pertinente pour la décarbonation des acteurs industriels.** La SNBC a identifié cette opportunité et sa stratégie de décarbonation repose sur « une forte électrification du secteur industriel » et présente un scénario de référence avec un taux d'électrification[16] industriel de 41% en 2030 et de 70% en 2050, contre 39% en 2019[17]. **Les procédés thermiques constituent la part majeure des procédés restants à électrifier pour atteindre cet objectif.**

Malgré les objectifs de la feuille de route des pouvoirs publics, **il n'existait jusqu'en 2020 pas de mécanisme de soutien spécifique à l'électrification des procédés industriels en France.** À l'automne 2020, dans le cadre du **Plan de relance**, l'ADEME a lancé entre autres un Appel à Manifestation d'Intérêt (AMI) pour identifier les projets matures

13 - Données CEREN. Pour les secteurs rassemblés dans l'étude, incluant les filières fonte et raffinage, excluant la Construction. Cf. Partie 1.1

14 - Ainsi, l'H_2 et l'électricité peuvent être qualifiés de « bas-carbone » si leur mode de production est faiblement émetteur (renouvelable ou nucléaire pour l'électricité ; électrolyse verte ou reformage avec captation du CO_2 pour l'H_2...). Par ailleurs, le biogaz, le biométhane et la biomasse sont considérés comme bas carbone du fait de leur faible bilan CO_2 en cycle de vie complet.

15 - Données issues de l'Agence Européenne pour l'Environnement. Selon les données de la base carbone ADEME pour l'année 2018 : 57 g CO_2 / kWh pour le mix moyen, 39 g CO_2 / kWh en moyenne pour les usages « industrie base »

16 - Le taux d'électrification est la part de la consommation d'énergie finale qui est électrique.

17 - Les objectifs chiffrés formulés dans la SNBC n'incluent pas la filière fonte de la sidérurgie et le raffinage mais incluent le secteur de la construction.

visant à la décarbonation de l'industrie (dont l'électrification), suivi en 2021-2022 par plusieurs Appels à Projets (AAP) dont un ouvert aux projets d'électrification des procédés et financés par la puissance publique à hauteur de 1,2 milliard d'euros.

Cette étude vise à estimer un potentiel d'électrification des procédés thermiques industriels en France, à identifier l'impact de l'évolution des prix de l'énergie et à évaluer la faisabilité et les externalités de l'électrification

Dans la logique de son activité d'accompagnement de l'innovation et de l'efficacité énergétique pour l'industrie, **ALLICE a souhaité informer ses adhérents sur le potentiel d'électrification de différents procédés thermiques industriels et la compétitivité des solutions électriques** qui s'offrent dans les différents secteurs.

Le Centre Technique des Industries Aérauliques et Thermiques (CETIAT) et le Centre Technique des Industries Mécaniques (Cetim) ont réalisé pour le compte d'ALLICE une première étude sur le Potentiel d'Electrification des Procédés thermiques (ci-après « étude PEP 1 ») [1], **portant sur une analyse du potentiel technique, économique et opérationnel de la substitution vers l'électrique à l'échelle d'un site industriel et sur les axes d'innovation pour l'électrification.**

En complément de l'étude PEP 1, ALLICE a missionné Blunomy pour la réalisation d'une seconde étude (ci-après « étude PEP 2 ») dont ce rapport constitue la synthèse. Un rapport plus complet sur les hypothèses, les résultats et les enjeux méthodologiques de l'étude est disponible pour les adhérents d'ALLICE. **L'objectif de l'étude PEP 2 est d'élargir le champ d'analyses de l'étude PEP 1 au niveau national pour fournir une vision du potentiel d'électrification dans les différents secteurs industriels à horizon 2035,** ainsi qu'une analyse critique des tendances de fond de l'électrification, en particulier en lien avec les dynamiques long terme des marchés de l'énergie.

L'étude est composée de trois parties :

1

Calcul d'un potentiel technico-économique maximal d'électrification des procédés industriels en France à horizon 2035

2

Évaluation de l'impact de l'évolution long terme des prix de marché de l'énergie et du CO_2 sur le potentiel d'électrification selon 3 scénarios de prix

3

Analyse de la faisabilité de l'électrification industrielle pour le réseau électrique de la France continentale et des externalités positivités générées en France (création d'emplois et réduction des émissions de CO_2)

La méthodologie repose notamment sur l'exploitation des résultats technico-économiques de l'étude PEP 1 pour l'estimation d'un potentiel national d'électrification ; ainsi que sur des analyses de compétitivité de plusieurs solutions thermiques électriques et fossiles alimentées par **les scénarios long terme de prix des énergies du bureau d'études économiques Enerdata.**

L'étude vise également à ouvrir une discussion sur les limites de l'électrification et sur les combustibles alternatifs bas-carbone qui joueront un rôle essentiel pour la décarbonation des procédés non électrifiables. Cependant, aucune analyse de compétitivité comparant des solutions électriques thermiques avec les alternatives bas carbone n'a été menée dans le cadre de cette étude. Pour compléter le travail présenté ici, **les possibilités offertes par l'usage des gaz verts dans l'industrie font l'objet d'une étude ALLICE publiée en 2022.**

Partie 01

Calcul d’un potentiel technico-économique maximal d’électrification à horizon 2035

1.1

P.23 Les usages thermiques représentent un poste significatif de la consommation énergétique en France et se répartissent en quatre procédés principaux

1.2

P.26 Les hypothèses d'électrification reflètent les contraintes des procédés thermiques : les usages basse température sont plus faciles à électrifier

1.3

P.30 Conclusions sur l'analyse du potentiel technico-économique maximal d'électrification : 29% de la consommation des procédés thermiques fossiles de 2019 sont électrifiables

1.1

Les usages thermiques représentent un poste significatif de la consommation énergétique en France et se répartissent en quatre procédés principaux

LA CONSOMMATION ÉNERGÉTIQUE DES USAGES THERMIQUES REPRÉSENTE UNE PART MAJEURE DES USAGES ÉNERGÉTIQUES DE L'INDUSTRIE

Dans l'industrie, **les usages thermiques représentent l'ensemble des transformations nécessitant un apport d'énergie sous forme de chaleur.** Il peut s'agir de cuisson, d'évaporation d'eau, de travail de métaux ou encore de traitements thermiques de matériaux.

Les principales sources d'énergie pour la production de chaleur industrielle sont le gaz naturel, le charbon, les produits pétroliers (fioul), la biomasse et l'électricité, objet d'intérêt de la présente étude. Les procédés thermiques non électrifiés constituent la part majoritaire de la consommation finale d'énergie thermique industrielle (93%). Plus largement, ils représentent une part significative des usages énergétiques totaux de la France : **15% de la consommation d'énergie finale en France [3].**

18 -Les données à l'échelle nationale et sectorielle (industrie) sont issues du Bilan Energétique de la France 2019 du Ministère de la Transition Ecologique. Les données sur les consommations thermiques sont issues des statistiques du CEREN (2020) pour l'année 2014. (18)

CONSOMMATION DES PROCÉDÉS THERMIQUES PAR SECTEUR INDUSTRIEL [3] [18]

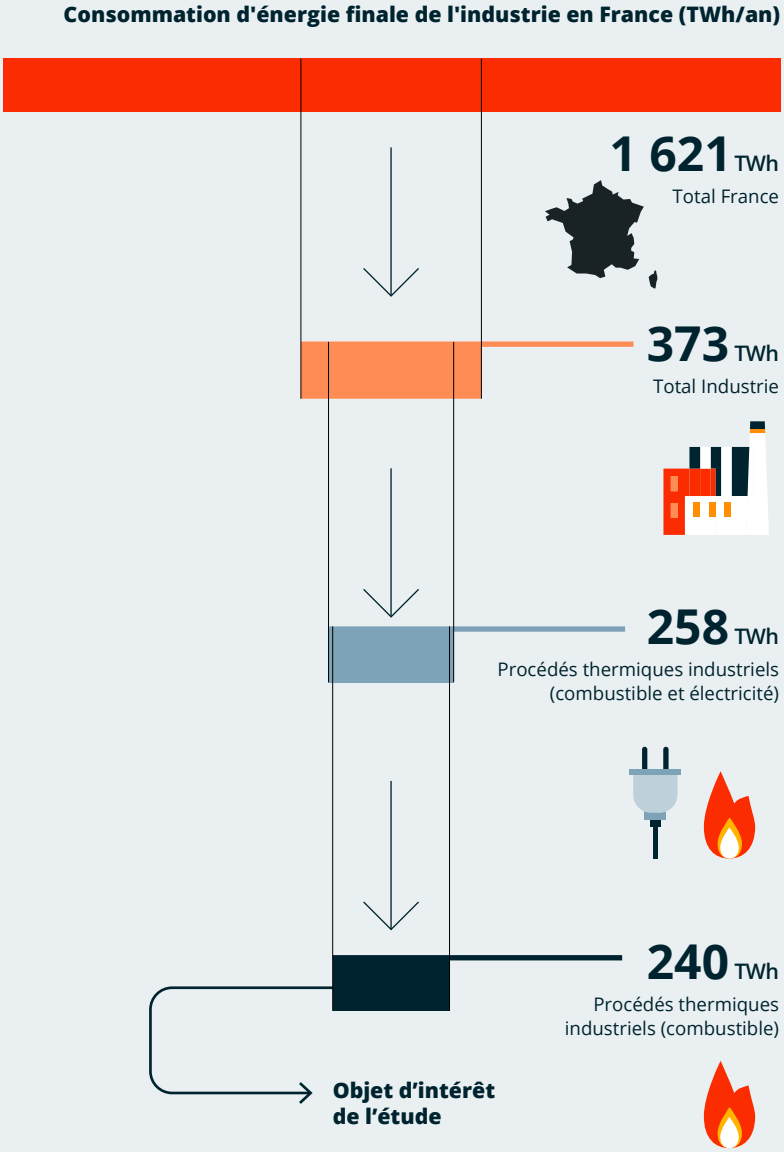


FIGURE 9

Quatre secteurs concentrent 80% de la consommation énergétique des procédés thermiques : chimie base, sidérurgie, minéraux non métalliques et agroalimentaires[19].

La part d'électricité dans la production de chaleur industrielle est faible, représentant moins de 10% de la consommation d'énergie finale des procédés thermiques. La majorité de la chaleur industrielle est produite à partir de gaz naturel, qui représente 67% des combustibles fossiles utilisés[20] [8].

LES USAGES THERMIQUES INDUSTRIELS SONT RÉALISÉS SELON QUATRE PROCÉDÉS PRINCIPAUX

Il existe une grande variété de procédés thermiques opérés dans les différents secteurs industriels. Dans son rapport annuel Climat, Air et Energie [9], **l'ADEME distingue quatre catégories de consommation de combustibles dans l'industrie pour la production de chaleur : fours, séchage, chauffage des liquides et des gaz et distillation.**

Fours

Cette catégorie regroupe l'ensemble des procédés permettant d'augmenter la température d'un produit dans une enceinte fermée. Il peut s'agir de la cuisson d'aliments dans l'agroalimentaire pour les plus faibles températures, ou encore de chauffage de pièces métalliques dans le secteur des biens d'équipement pour des températures plus élevées. Au-delà de 1 000°C, la catégorie des fours inclut les procédés de travail de métaux, la cuisson des briques et tuiles, ou la première transformation du verre.

CONSOMMATION DES PROCÉDÉS THERMIQUES PAR SECTEUR INDUSTRIEL [3]

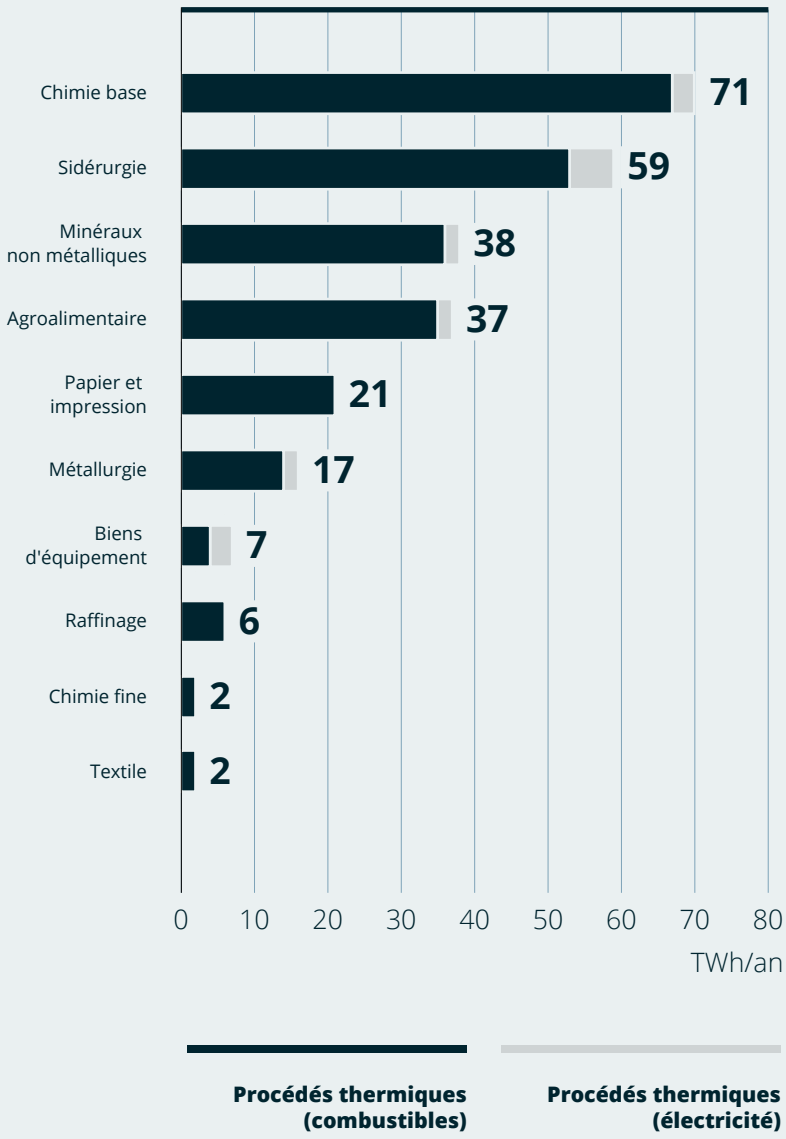


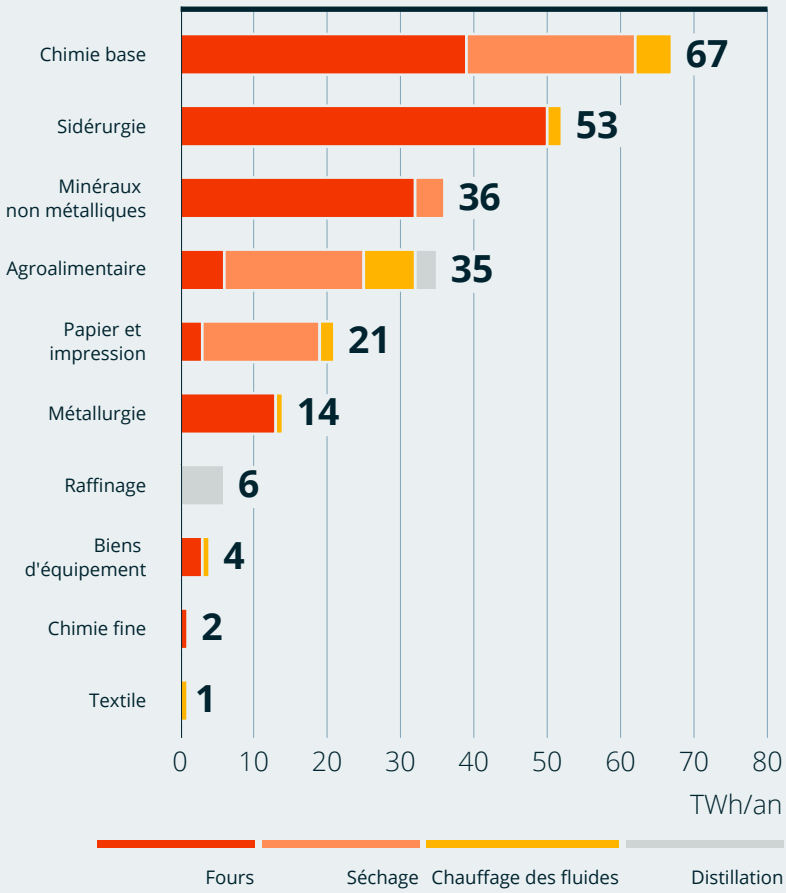
FIGURE 10

19 - Voir **Annexe 2** pour le détail des secteurs étudiés.

20 - Les technologies électriques de production de chaleur présentant en général des meilleurs facteurs de rendement énergétique que les technologies fossiles, la part d'électricité présentée dans la **figure 1** n'est pas nécessairement représentative de la répartition des modes de production. À titre de comparaison, dans le secteur résidentiel, 37% des foyers se chauffent en utilisant de l'énergie électrique en France en 2018 alors que la consommation d'énergie électrique ne représentait que 12% du chauffage résidentiel.

FIGURE 11

RÉPARTITION DES 240 TWH DE CONSOMMATION ÉNERGÉTIQUE ANNUELLE DES USAGES THERMIQUES NON ÉLECTRIQUES, PAR PROCÉDÉS ET PAR SECTEUR (2014) [3]



Chauffage des fluides

Cette catégorie rassemble les usages thermiques de chauffage d'un fluide (e.g. eau, huile) pour utilisation comme vecteur de chaleur. On peut distinguer les chauffes à des températures <150°C pour les usages d'eau chaude et de vapeur basse température et celles à des températures >150°C pour les usages de vapeur haute température[21]. Ils incluent par exemple les procédés de pasteurisation à eau chaude, présents dans l'industrie agroalimentaire.

Séchage

Ce sont les opérations d'évaporation d'eau visant à diminuer la masse d'eau d'un solide ou d'un liquide. Ces procédés opèrent généralement à des températures inférieures à 200°C. On peut distinguer les procédés de séchage par types de produits : liquides, pâtes, fibres, bandes, solides, produits granuleux et plans. Les principaux secteurs d'application des procédés de séchage sont dans les secteurs de l'agroalimentaire, de la chimie et du papier.

Distillation

Il s'agit des opérations de séparation des composants d'un mélange liquide par évaporation, ayant généralement lieu entre 100 et 500°C. On observe ce type de procédé principalement dans trois secteurs : l'agroalimentaire (e.g. production d'alcools), la chimie fine (e.g. huiles essentielles) et le raffinage de pétrole.

La distribution des consommations d'énergie finale par procédé pour chaque secteur est représentée sur la figure suivante. **Les fours représentent la plus grande part de la consommation d'énergie (61%),** concentrés dans la sidérurgie, les minéraux non métalliques et la chimie. **Ainsi, les potentiels d'électrification des fours influenceront grandement le potentiel d'électrification global des procédés thermiques.**

Les conditions opératoires et les températures varient significativement selon les procédés étudiés. Comme indiqué ci-dessus, le chauffage des fluides peut s'opérer en dessous de 100°C tandis que les températures des fours industriels dépassent parfois les 1 000°C. Pour le séchage, c'est le type de produit à sécher qui va déterminer les conditions opératoires, et donc, la technologie à utiliser.

21 -Le choix de ce découpage par température s'explique par des raisons technologiques décrites dans l'étude PEP 1.

22 -Ces données proviennent principalement du rapport CEREN « Première analyse du potentiel technique d'électrification des procédés industriels thermiques par des technologies matures » (2020), compilées avec plusieurs autres sources.

1.2 Les hypothèses d'électrification reflètent les contraintes des procédés thermiques : les usages basse température sont plus faciles à électrifier

OBJECTIF ET MÉTHODOLOGIE DU CALCUL : Estimation d'un potentiel technico-économique maximal à partir d'hypothèses de potentiel d'électrification des procédés thermiques

La présente étude propose une évaluation et une qualification du potentiel technico-économique d'électrification des usages thermiques de l'industrie française à horizon 2035. Cette évaluation se fonde sur des hypothèses qui tiennent compte de la faisabilité technique de l'électrification, de l'existence et de la maturité des technologies électriques, des contraintes opérationnelles et de la compétition avec les autres voies de décarbonation existantes[23]. Ainsi, la prise en compte de cette compétition fait intervenir indirectement des considérations économiques dans le calcul de ce potentiel.

23 - Plus de détails sur la méthodologie sont disponibles dans le rapport complet de l'étude.

24 - Au vu de la très grande diversité des procédés industriels, il subsiste cependant des différences majeures au sein des catégories mêmes. Par simplification pour les besoins de l'étude, chaque catégorie a été traitée de façon homogène pour les calculs de potentiel d'électrification.

CONSTRUCTION DES HYPOTHÈSES : Les hypothèses d'électrification tiennent compte des températures d'opération, des spécificités opérationnelles, et de l'existence d'autres voies de décarbonation

La possibilité ou non d'électrifier un usage thermique dépend de plusieurs paramètres techniques comme la température d'opération requise, la vitesse de montée en température nécessaire ou la quantité d'énergie consommée. Comme présenté plus tôt, l'ensemble des usages thermiques a ici été segmenté en quatre procédés principaux. Chacune des quatre catégories regroupe donc des usages ayant des caractéristiques d'opération et de température similaires[24]. Afin de tenir compte des spécificités de chaque mode opératoire, **il est ainsi pertinent d'estimer un potentiel d'électrification à l'échelle du procédé industriel par secteur industriel.** Le potentiel d'électrification sera estimé pour chaque secteur à l'échelle des sous-catégories de procédés comme décrit en **Figure 12**.

SOUS-CATÉGORIES DE PROCÉDÉS THERMIQUES CONSIDÉRÉS POUR L'ÉTUDE

Fours

<400°C - BT

400°C-1000°C - HT

>1000°C

Séchage

Liquides

Pâtes, granules, fibres, produits plans, solides

Produits en bande

Chauffage des fluides

<150°C

>150°C

Distillation

100-500°C

FIGURE 12

Le terme « potentiel d'électrification » désigne dans cette étude la part électrifiable dans la consommation des procédés thermiques industriels non électrifiés en 2020. L'objectif est d'évaluer ce potentiel d'électrification pour chaque procédé dans chaque secteur. Des hypothèses maximales (60 %) et minimales (0 %) ont été définies qualitativement et les paliers intermédiaires sont appliqués en comparant le potentiel d'électrification des procédés relativement entre eux.

Les procédés < 1 000°C

Une attention particulière est accordée à la température d'opération des procédés thermiques, avec le constat que les procédés à faibles températures sont généralement plus facilement électrifiables pour des raisons à la fois techniques et opérationnelles. En plus de la température, la concurrence des autres voies de décarbonation a été prise en compte, biomasse et biogaz en particulier, ainsi que les spécificités opérationnelles de certains procédés[25] [10] [11]. Les hypothèses structurantes suivantes ont été construites qualitativement à partir des résultats de l'étude PEP 1, de la littérature et d'entretiens.

Bien que validées par des experts de l'industrie, ces hypothèses de potentiel d'électrification n'ont pas l'ambition de refléter la très grande diversité des situations sur sites industriels et ne peuvent se substituer à des audits techniques de procédés industriels spécifiques.

Suite aux analyses technologiques menées au cours de l'étude PEP 1, le choix méthodologique de distinguer deux catégories d'opération de chauffage des fluides à basse température –

Point d'attention
Par simplification méthodologique, les potentiels d'électrification ont été établis sous l'hypothèse que **la consommation d'énergie de l'industrie reste constante d'ici 2035.**

REPRÉSENTATION SCHÉMATIQUE DU POTENTIEL D'ÉLECTRIFICATION CONSIDÉRÉ POUR CETTE ÉTUDE

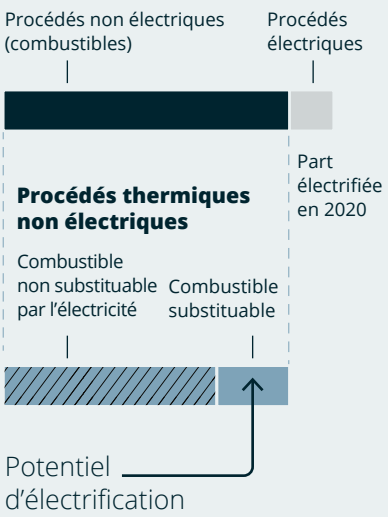


FIGURE 13

TABLEAU 1 HYPOTHÈSES DE POTENTIELS D'ÉLECTRIFICATION À HORIZON 2035 PAR PROCÉDÉS THERMIQUES[26]

CHAUFFAGE DES FLUIDES	<150°C	Facilement électrifiable avec des PAC ou des résistances. Dans de nombreux cas, pas de contraintes techniques ou opérationnelles particulières.	**40 %**
	>150°C	Le gaz ou la biomasse sont les plus utilisés. L'électrification pourrait se faire par le biais d'un appoint électrique.	**20 %**
FOURS	<400°C	Facilement électrifiable, mais moins que le chauffage des fluides, car il s'agit souvent de procédés très spécifiques qui génèrent plus contraintes techniques propres au changement.	**30 %**
	400°C-1 000°C	Peuvent être électrifiés dans certains, mais les industriels favorisent le gaz car celui-ci contribue parfois à la qualité du produit (convection) et permet une montée rapide en température.	**10 %**
	>1 000°C	Voir paragraphe suivant.	**NA**
SÉCHAGE	<200°C	Facilement électrifiable notamment avec des technologies CMV, infrarouges, micro-ondes, par air chaud ou des PAC pour du préséchage.	**40 %**
DISTILLATION	100°C - 500°C	Souvent électrifiable du fait des faibles températures et quantités d'énergie.	**40 %**

Hypothèse retenue

25 - Pour certains procédés étudiés dans PEP 1, les hypothèses d'électrification ont été élaborées selon les conclusions l'étude PEP 1. Pour les autres procédés, les hypothèses proviennent de la littérature et d'entretiens avec des experts.

TABLEAU 2

HYPOTHÈSES DE POTENTIELS D'ÉLECTRIFICATION POUR LES PROCÉDÉS À HAUTE TEMPÉRATURE ET LE SECTEUR DU RAFFINAGE

PROCÉDÉS À HAUTE TEMPÉRATURE		
MINÉRAUX NON MÉTALLIQUES FOURS >1000°C	**Fabrication du verre** Les fours électriques existent, mais à petite échelle uniquement (<300 tonnes par jour), les fours grande échelle étant en cours de développement [12]. Cependant, pour la production de verre plat, la qualité traditionnellement obtenue dans un four à gaz conventionnel est difficilement accessible avec un four électrique.	**10 %**
	Fabrication du ciment Aucune substitution électrique possible à ce jour, mais des études sont en cours (torche à plasma).	
	Fabrication des briques et tuiles Électrification peu envisagée à cause des contraintes opérationnelles, en particulier la réutilisation de la chaleur fatale des fours de cuisson pour alimenter les sécheurs.	
SIDÉRURGIE FOURS >1000°C	Deux filières pour la production d'acier [13]: **Filière fonte** Du minerai de fer est converti en acier par réduction des oxydes de fer dans un Haut Fourneau (HF) par action du charbon. ____ Stagnation de la filière d'ici 2050 (World Steel Association). **Filière électrique** Recyclage de ferrailles dans des fourneaux à arcs électriques ____ Croissance de la filière d'ici 2050 (World Steel Association). ____ La modification de la chaîne d'approvisionnement induit une transformation industrielle profonde. Par ailleurs, d'autres voies de décarbonation des HF sont à l'étude en France (biomasse, captage du CO_2, hydrogène).	**30 %**
MÉTALLURGIE FOURS >1000°C	**Les fours à induction électriques ou les fours à résistance** qui permettent d'atteindre températures de fusion des métaux (~700 -1500°C). **Contraintes opérationnelles fortes** sur les sites métallurgiques, par ailleurs souvent limités dans leurs investissements.	**30 %**
Hypothèse retenue		**20 %**

inférieur à 150 degrés et supérieur à 150 degrés – a été retenu. Les arguments technologiques menant à cette catégorisation sont détaillés dans l'étude PEP 1.

Les procédés > 1 000°C

Comme indiqué dans la Figure 11, la consommation des fours représente une part importante de la consommation d'énergie totale. Les fours >1 000°C sont particulièrement énergivores, bien qu'ils n'apparaissent que dans trois secteurs : sidérurgie, métallurgie et minéraux non métalliques. Les spécificités techniques de ces secteurs, ainsi que celles du raffinage, ont fait l'objet d'une analyse spécifique.

26 - Les éléments d'analyse sur chaque procédé thermique sont issus d'entretiens avec des experts de l'industrie.

SECTEUR DU RAFFINAGE	
RAFFINAGE DISTILLATION	Températures d'opération assez basses pour être électrifiées (400-500°C) [14]. Les procédés thermiques des raffineries sont peu électrifiés en France aujourd'hui. La principale source d'énergie d'une raffinerie est le gaz de combustion (dit « gaz de raffinerie ») issu des couches les plus légères du pétrole brut. ____ Les raffineries disposent ainsi d'une source d'énergie à très bas coût qui rend la substitution vers l'électrique difficilement compétitive.

POTENTIEL TECHNICO-ÉCONOMIQUE MAXIMAL D'ÉLECTRIFICATION À HORIZON 2035 DES USAGES THERMIQUES NON ÉLECTRIFIÉS AUJOURD'HUI, PAR PROCÉDÉ ET PAR SECTEUR INDUSTRIEL

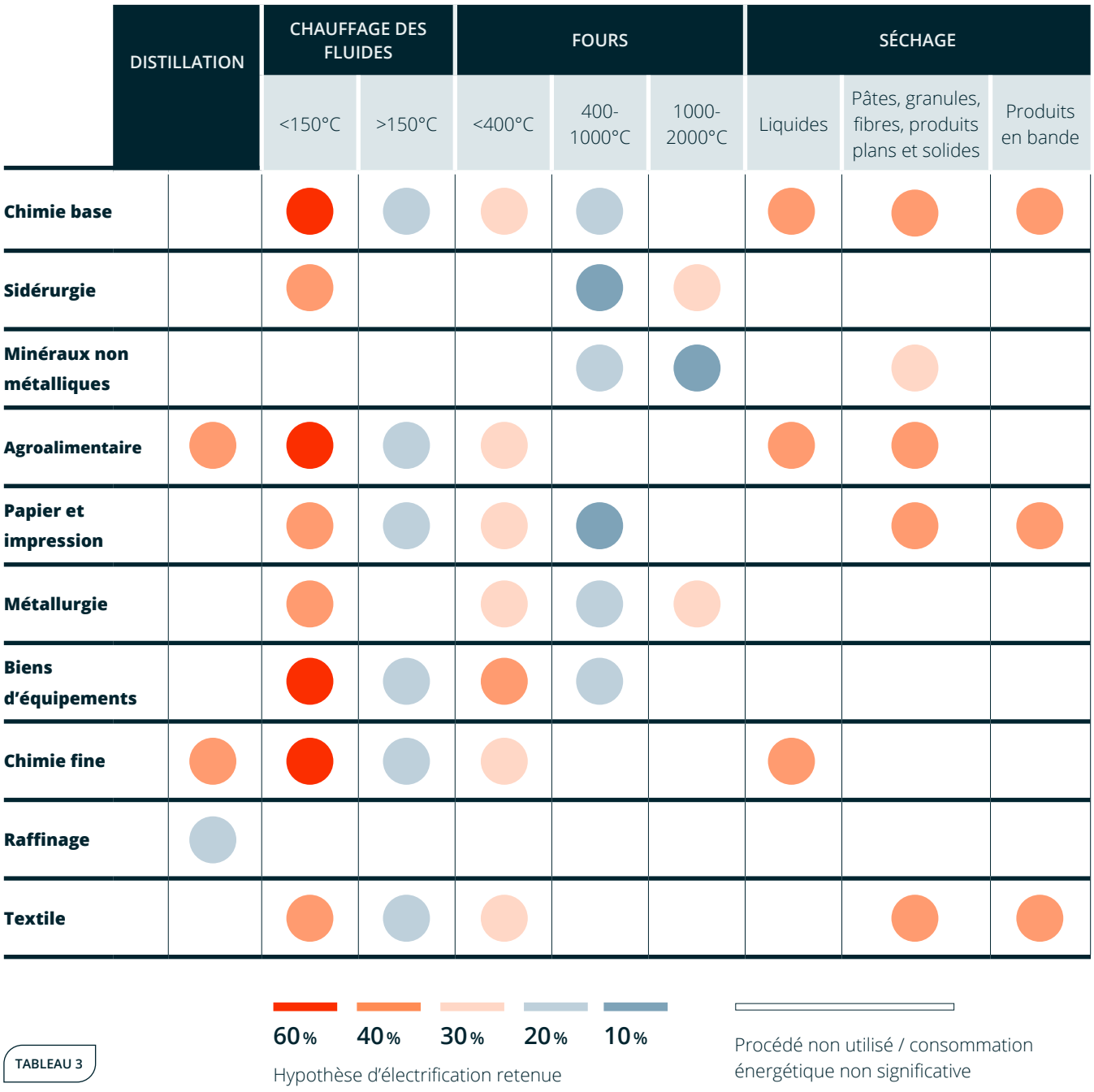


TABLEAU 3

À partir des raisonnements précédents, un potentiel technico-économique maximal d'électrification pour chaque procédé de chaque secteur est obtenu (Tableau 3). Le séchage, le chauffage de fluides et les fours basses températures sont les procédés les plus facilement électrifiables.

En application des critères d'évaluation retenus, les procédés à basse température ont des potentiels d'électrification globalement plus élevés : séchage, chauffage des fluides et fours basse température[27]. À partir de ces potentiels de substitution vers l'électrique, et des données de consommation d'énergie (**Figure 11**), le volume de combustibles pouvant être électrifié d'ici à 2035 est calculé.

27 - Les enjeux d'électrification liés à la distillation étant modérés en quantité d'énergie et en potentiel, aucune analyse technico-économique spécifique des procédés associés ne sera présentée dans la suite de la synthèse.

1.3

Conclusions sur l'analyse du potentiel technico-économique maximal d'électrification : 29% de la consommation des procédés thermiques fossiles de 2019 sont électrifiables

SUR LES 240 TWH DE CONSOMMATION THERMIQUE NON ÉLECTRIQUE, 69 TWH (29%) SONT ÉLECTRIFIABLES D'ICI 2035

L'électrification de 69 TWh de combustibles induit une consommation électrique supplémentaire de 46 TWh. La substitution de la consommation de combustible par de l'électricité permet de réduire la consommation finale totale des procédés thermiques de 9% en passant de 258 TWh à 235 TWh.

Les 69 TWh de combustibles substituables se répartissent entre les différents secteurs, avec des potentiels d'électrification variant de 15% à 38% par secteur. Les trois secteurs ayant les potentiels d'électrification les plus élevés sont l'agroalimentaire (38%), le papier et impression (37%), et la chimie fine (35%).

Plus de 75% du potentiel d'électrification est réparti dans seulement quatre secteurs : chimie base, sidérurgie, agroalimentaire et papier et impression. C'est la chimie base qui concentre le plus gros volume d'énergie électrifiable avec près d'un tiers du total (21 TWh).

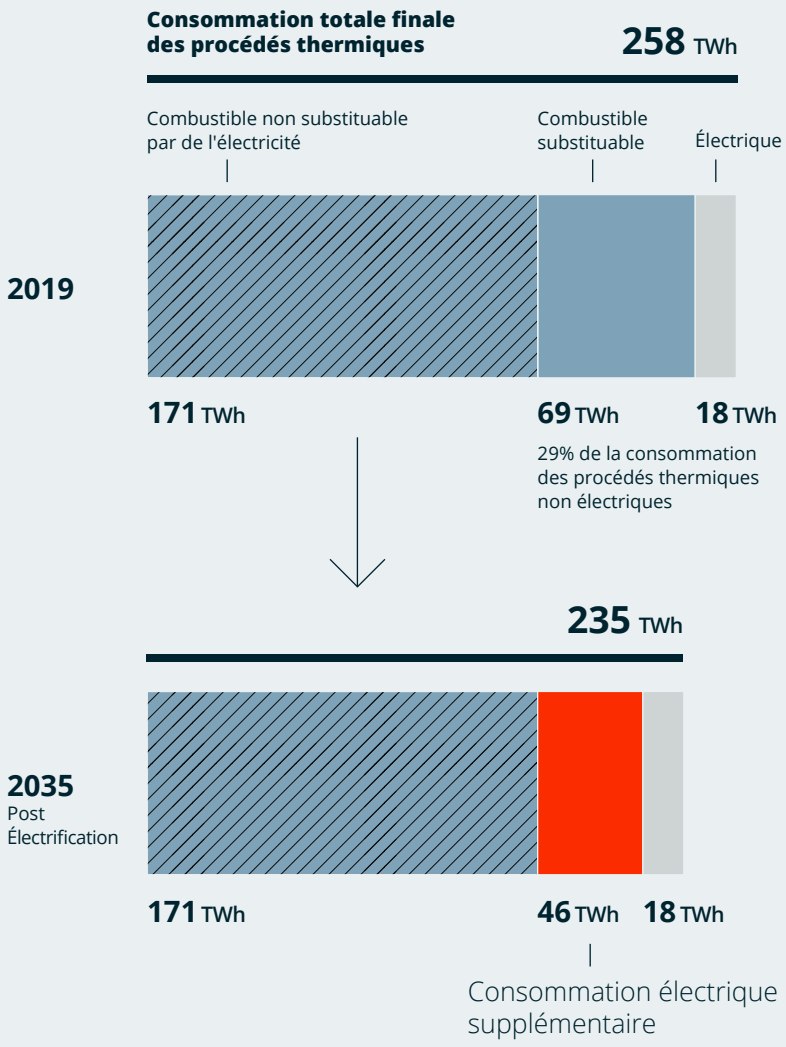


FIGURE 14

28 - Les données de consommation pour l'année 2019 sont issues des statistiques du CEREN (2020) pour l'année 2014. Par simplification, l'hypothèse a été faite d'une conservation du niveau de consommation d'énergie des procédés thermiques entre 2014 et 2019.

Rappel méthodologique
Le potentiel de 29% est estimé à partir des hypothèses de potentiel d'électrification de chaque procédé thermique, construites qualitativement. Bien que revues et validées par des experts de l'industrie au cours de l'étude, ces hypothèses ne constituent pas des prédictions sur le niveau d'électrification industrielle en 2035 et génèrent un niveau d'incertitude quant au résultat affiché de potentiel d'électrification.

Le potentiel d'électrification à horizon 2035 est particulièrement élevé dans des secteurs comme l'agroalimentaire, le papier et la chimie fine. La demande énergétique de ces secteurs est pour une large part issue des procédés de séchage ou de chauffage des fluides qui offrent de bonnes perspectives pour l'électrification. On peut noter que d'autres alternatives bas carbone existent pour la production de vapeur à destination de ces procédés, comme le biométhane, le biogaz ou la biomasse. **Le secteur de la sidérurgie a également un potentiel d'électrification important :** l'électrification massive de la sidérurgie constituerait cependant une transformation profonde du secteur, et non une simple substitution énergétique. En effet, la filière électrique repose sur une production d'acier à partir de ferraille de recyclage, ce qui entraîne d'une part, un changement de la logique d'approvisionnement d'un site et d'autre part, une modification de la composition des produits finis.

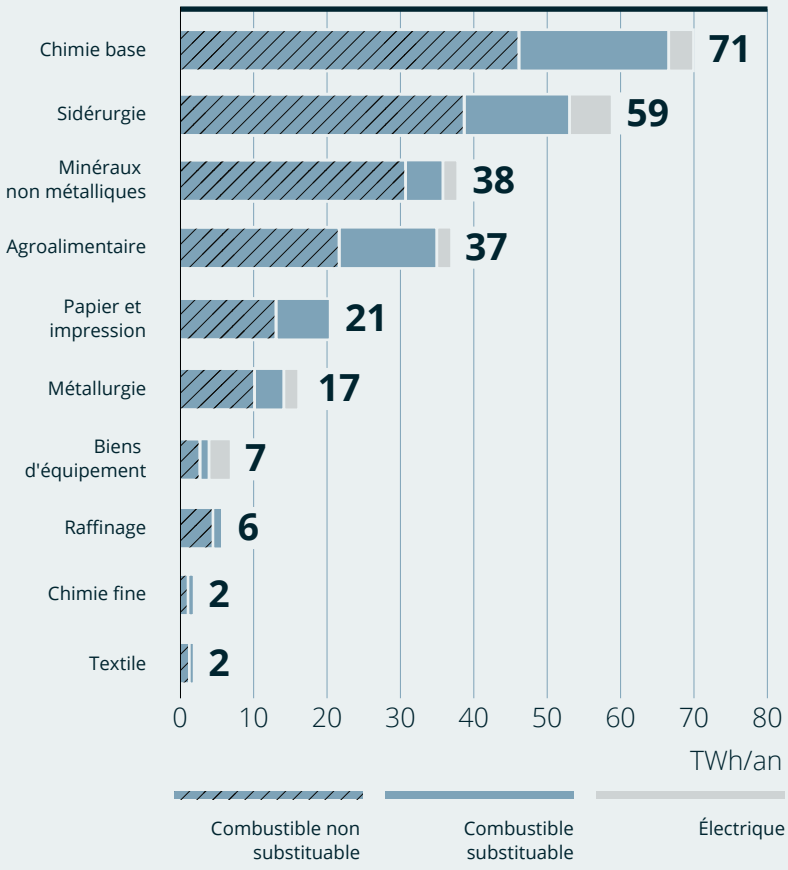
À l'inverse, certains secteurs apparaissent aujourd'hui moins facilement électrifiables pour diverses raisons et devront être décarbonés par d'autres voies à moyen terme, comme la métallurgie et les minéraux non métalliques (notamment la fabrication de verre ou de ciment). Dans ces secteurs, **l'électrification est limitée par les contraintes opérationnelles induites par une transformation du procédé vers une technologie électrique,** en particulier la modification de la qualité de production[29] ou la perte d'une source de chaleur fatale facilement récupérable.

Par ailleurs, les technologies électriques sont peu matures ou inexistantes, et les procédés thermiques sont généralement opérés à des hautes températures. **Les mesures d'efficacité énergétique, la substitution en faveur des d'autres combustibles bas carbone plus proches des fonctionnements des procédés industriels actuels ou la mise en place de solutions de CCUS semblent aujourd'hui plus adaptées aux spécificités de ces secteurs.**

29 - Par exemple, certains procédés nécessitent la présence d'une flamme nue qui ne peut pas être obtenue si la source d'énergie est de l'électricité (ex : la torréfaction de café).

FIGURE 15

RÉPARTITION DE LA CONSOMMATION ANNUELLE D'ÉNERGIE FINALE DES PROCÉDÉS THERMIQUES INDUSTRIELS PAR SECTEUR ENTRE COMBUSTIBLE SUBSTITUABLE ET NON-SUBSTITUABLE



Partie 02

Évaluation de l’impact des prix de marché sur le potentiel d’électrification à horizon 2035

L’objectif de cette deuxième partie est d’évaluer les coûts d’opération respectifs des technologies fossiles et électriques pour comparer leurs compétitivités sur plusieurs procédés et selon 3 scénarios principaux de prix de marché.

2.1

P.34

Les calculs de compétitivité reposent sur trois scénarios de prix des énergies et des quotas CO_2 de l'EU-ETS, qui favorisent l'électricité sur le long terme

2.2

P.35

Les technologies gazières sont plus concurrentielles aujourd'hui que les technologies électriques, mais la tendance pourrait s'inverser sur le long terme avec l'évolution des prix de marchés

2.3

P.44

Entre 41 % et 100 % du potentiel technico-économique maximal d'électrification de 69 TWh de combustible substituable pourrait être atteint dans les scénarios utilisés

2.1

Les calculs de compétitivité reposent sur trois scénarios de prix des énergies et des quotas CO_2 de l'EU-ETS, qui favorisent l'électricité sur le long terme

Afin de comparer l'évolution de la compétitivité des technologies fossiles et électriques, **l'impact de plusieurs scénarios long terme de prix d'énergies et des quotas CO_2 de l'EU ETS ont été analysés.** Les scénarios de prix vont jusqu'à 2050.

LES PRIX DE L'ÉNERGIE SONT SIMULÉS SELON TROIS SCÉNARIOS PROSPECTIFS élaborés par Enerdata à horizon 2050 et prolongés jusqu'en 2060 par Blunomy

Les trois scénarios utilisés reflètent un éventail des potentielles variations des marchés sur le long terme selon l'évolution de la réglementation, de la consommation d'énergie et de l'approvisionnement en énergie. Ils aboutissent à des niveaux de prix très différents. Les formes générales des courbes de prix sont disponibles en **Annexe 3**. Ces scénarios ont été publiés par Enerdata en juin 2021.

Le scénario Bleu

Le scénario Bleu est le scénario médian, constitué d'hypothèses moins favorables à l'électrification que celles du scénario Vert et plus favorables que celles du scénario Marron. Dans ce scénario, les prix de l'électricité diminuent tandis que les prix du gaz augmentent. Le scénario Bleu sera considéré dans la suite de l'étude comme **le scénario de référence.**

Le scénario Vert

Le scénario Vert est le scénario le plus favorable à l'électrification avec une forte augmentation des prix des énergies fossiles dues à des politiques énergétiques contraignantes combinée à une augmentation limitée des prix de l'électricité. Dans ce scénario, les prix de l'électricité stagnent alors que les prix du gaz augmentent très fortement. Il est important de garder à l'esprit que ce scénario présente une évolution des prix du gaz particulièrement ambitieuse.

Le scénario Marron

Le scénario Marron est le moins favorable à l'électrification. Dans ce scénario, les prix de l'électricité stagnent mais les prix du gaz augmentent.

Dans tous les scénarios, même dans le scénario Marron, **l'augmentation des prix des énergies fossiles est toujours plus importante que l'augmentation des prix de l'électricité.** En particulier, la caractérisation d'un scénario comme favorable ou non à l'électrification se fait en analysant l'évolution de l'écart de prix entre l'électricité et le gaz, et non pas la valeur brute du prix de ces énergies.

Ces prix uniques des énergies ont été appliqués pour l'ensemble des secteurs industriels, sans déclinaisons spécifiques.

LES ÉVOLUTIONS DES PRIX DES QUOTAS DE L'EU-ETS VARIENT SIGNIFICATIVEMENT SELON LES PROJECTIONS : dans le scénario principal retenu, l'augmentation des prix ne dépasse pas +20% sur la période 2020-2030

L'EU ETS est le système d'échanges de quotas d'émissions CO_2 en vigueur dans 31 pays européens (les 27 pays de l'UE, le Royaume-Uni, l'Islande, la Norvège, le Liechtenstein) qui s'applique à la majorité des installations industrielles énergivores des économies concernées.

Les projections de prix du CO_2 de l'EU-ETS, issues de trois instituts différents qui proposent des trajectoires de prix sur la période 2020-2030, ont été retenues pour l'étude : Energy Aspects, BNEF et ICIS [15]. Enea Consulting a extrapolé les évolutions des prix sur le long terme (2050) en prolongeant les tendances observées sur la période 2025-2030 vers des valeurs cibles de prix de CO_2 en 2050 créant ainsi trois scénarios distincts. **Le graphe suivant montre le scénario de référence utilisé dans les calculs de compétitivité.**

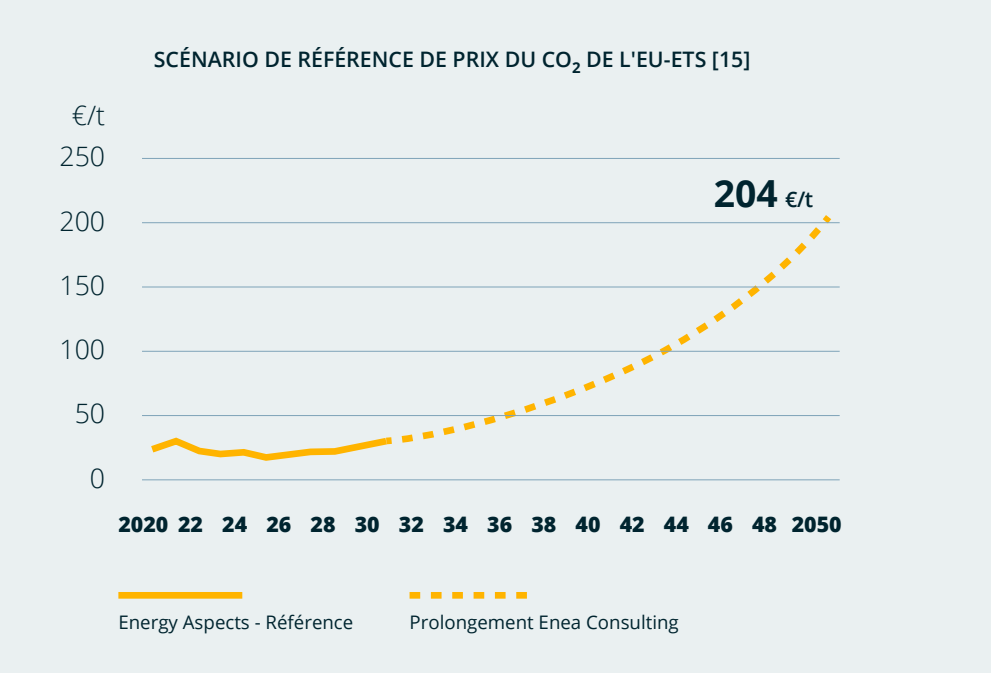


FIGURE 16

2.2

Les technologies gazières sont plus concurrentielles aujourd'hui que les technologies électriques, mais la tendance pourrait s'inverser sur le long terme avec l'évolution des prix de marchés

MÉTHODOLOGIE :
Une analyse de compétitivité a été menée pour 7 technologies électriques et 5 technologies fossiles applicables à différents procédés industriels

Les coûts complets des technologies thermiques électriques et fossiles les plus courantes pour chaque procédé ont été comparés.

Le tableau suivant présente les technologies électriques et fossiles qui ont été comparées pour chaque procédé thermique dans cette étude. Cette liste n'est pas exhaustive et d'autres technologies que celles mentionnées ci-dessous peuvent permettre d'électrifier ces procédés, telles que les résistances pour la première transformation du verre ou l'induction pour les fours Haute Température (HT) dans certains secteurs. Une description des différentes technologies électriques étudiées est proposée **Annexe 1**.

RÉCAPITULATIF DES TECHNOLOGIES ÉLECTRIQUES ET FOSSILES ÉTUDIÉES ICI POUR CHAQUE PROCÉDÉ THERMIQUE

PROCÉDÉ THERMIQUE	TEMPÉRATURE OU TYPE DE PRODUIT	SECTEUR INDUSTRIEL	TECHNOLOGIES ÉLECTRIQUE	TECHNOLOGIES FOSSILES
CHAUFFAGE DES FLUIDES	<150°C	Tous secteurs	PAC	TIC [3] (gaz)
			Résistances	Brûleurs (gaz)
	>150°C	Tous secteurs	Résistances	Chaudière vapeur (gaz)
FOURS	<400°C (BT)	Tous secteurs	Résistances	Brûleurs (gaz)
	400-1000°C (HT)	Tous secteurs		
	>1000°C	Sidérurgie	Arcs électriques	Hauts fourneaux (charbon)
	>1000°C	Verre	Conduction	Fours (gaz)
SÉCHEURS	Liquides	Tous secteurs	CMV [1]	TCV [2] (gaz & vapeur)
	Autres produits solides	Tous secteurs	Résistances	Brûleurs (gaz)
			Micro ondes	
			Hautes fréquences	

[1] Compression Mécanique de Vapeur [2] Thermocompression de vapeur [3] Tubes immergés compacts

TABLEAU 4

Point d'attention
Les données techniques et économiques utilisées pour les analyses de compétitivité sont issues de l'étude PEP 1. Elles ont été collectées à travers des cas d'applications réels et spécifiques, pour des secteurs donnés et sont donc corrélées aux spécificités des secteurs d'applications de l'étude PEP 1. L'étude PEP 1 analyse les potentiels d'électrifications de plusieurs usages thermiques précis à l'échelle de sites industriels et établit un « classement » des différentes solutions de décarbonation (optimisation énergétique, électrique, biomasse) selon des critères de coûts, de consommation d'énergie et d'émissions de CO_2. Une **synthèse publique** des conclusions de l'étude est disponible.

La méthodologie de l'étude PEP 2 consiste ainsi à généraliser ces cas d'applications spécifiques à l'échelle nationale. Les résultats présentés ici ne constituent donc pas une analyse fine des enjeux économiques des sites industriels, mais une extrapolation des analyses de l'étude PEP 1.

L'objectif du calcul de compétitivité est d'identifier la technologie la moins chère pour un procédé thermique, dans le cadre d'un remplacement technologique par exemple, en prenant en compte les projections de prix des énergies sur le long terme et du CO_2 sur le long terme (2060) et sans considérer les aides publiques.

Pour évaluer l'évolution de la compétitivité des technologies, le principal indicateur suivi est **l'écart relatif de coûts complets entre les technologies thermiques.** Il s'agit pour une *année n* de l'écart du coût complet de la technologie électrique, par rapport au coût complet de la technologie fossile, sur toute la durée de vie de l'installation si les technologies avaient été installées en *année n.*

Ce calcul de coûts complets a été effectué pour l'ensemble des procédés thermiques listés dans le Tableau 4. À titre d'exemple, la section ci-dessous présente uniquement le détail des calculs et résultats pour le procédé de chauffage des fluides. Ce calcul a été répliqué pour tous les autres procédés, dont les hypothèses et résultats détaillés peuvent être consultés dans le rapport complet de l'étude[30].

« GROS PLAN » SUR LE CHAUFFAGE DES FLUIDES : les TIC gaz demeurent la technologie la moins chère en 2035, sauf dans un scénario de prix du gaz particulièrement élevés anticipés qui rendent la PAC HT compétitive dès 2020

Les procédés de chauffage de fluides font l'objet d'une attention particulière en matière de potentiel d'électrification : en premier lieu parce que l'on retrouve de tels usages dans tous les secteurs industriels étudiés et également parce qu'étant généralement isolés du reste de la chaîne de production (contrairement aux fours), leur conversion vers des technologies électriques est souvent plus accessible techniquement. En conséquence, les procédés de chauffage de fluides affichent un fort potentiel d'électrification (voir **Tableau 3**).

Analyse pour les trois scénarios de prix de l'énergie

Pour les procédés de chauffage des fluides, deux technologies électriques – PAC HT[31] et résistances – et deux technologies fossiles – tubes immergés compacts (TIC) et chaudière vapeur – ont été comparées. Les PAC HT ne s'appliquent que pour des températures comprises entre 100 et 150°C.

Les technologies comparées ne sont pas toutes égales en termes de maturité commerciale : les résistances, les TIC et les chaudières vapeur sont largement déployées dans l'industrie. Quant aux PAC HT, il s'agit d'une technologie émergente, encore assez peu répandue dans l'industrie, et sur laquelle des réductions de coûts sont attendues.

30 - Le rapport complet de l'étude est disponible pour les adhérents d'ALLICE.

31 - L'essentiel de cette étude se concentre sur les PAC HT. Cependant, pour des usages thermiques inférieurs à 70°C, des PAC standards - utilisant notamment l'air comme source froide comme dans les PAC résidentiels- peuvent également être considérées.

DONNÉES ET HYPOTHÈSES POUR LES TECHNOLOGIES DE CHAUFFAGE DES FLUIDES [32] [33] [1]

ENERGIE		ÉLECTRIQUE		GAZ	
Technologie		Pompe à chaleur (PAC)	Résistances	Tubes immergés compacts (TIC)	Chaudière vapeur
Durée de fonctionnement		20 ans	25 ans	20 ans	25 ans
CAPEX (€/kW$_{th}$)	**Technologie**	430	80	90	250
	Autres équipements périphériques	270	200	4	50
Coûts de maintenance (€/kW$_{th}$/an)		2% du coût d'installation	2% du coût d'installation	2% du coût d'installation	2% du coût d'installation
Puissance installée (kW$_{th}$)		450	660	500	550
Energie utile à fournir au fluide (MWh/an) (1)		412	412	412	412
Quotas carbone alloués gratuitement		N/A (pas d'émissions de CO_2 sur site)	N/A (pas d'émissions de CO_2 sur site)	2020-2026: 30% 2026-2030: 30%→0% Après 2030: 0%	2020-2026: 30% 2026-2030: 30%→0% Après 2030: 0%

(1) Calculé à partir des données de l'étude PEP 1 en tenant compte de l'ensemble des pertes pour une installation type
Note: Les données utilisées ici ne tiennent pas compte d'éventuels effets d'échelle pour des capacités plus importantes.

TABLEAU 5

32 - Les données et hypothèses utilisées pour les autres procédés sont détaillés dans le rapport complet de l'étude, disponible pour les adhérents d'ALLICE.

33 - Les données techniques sont issues de l'étude PEP 1 et viennent donc de cas d'applications spécifiques (ces cas d'applications sont décrits dans le rapport PEP 1 à destination des adhérents d'ALLICE).

En particulier, les coûts des technologies et d'installation (ici en €/kW thermique) peuvent varier significativement selon les cas d'usage et le niveau de température requis. Ici par exemple, c'est la PAC HT qui est présentée et analysée, une PAC standard opérant à une température moins élevée (<70°C) est plus mature et moins coûteuse à installer et pourrait être utilisée pour des usages moyenne température.

FIGURE 17

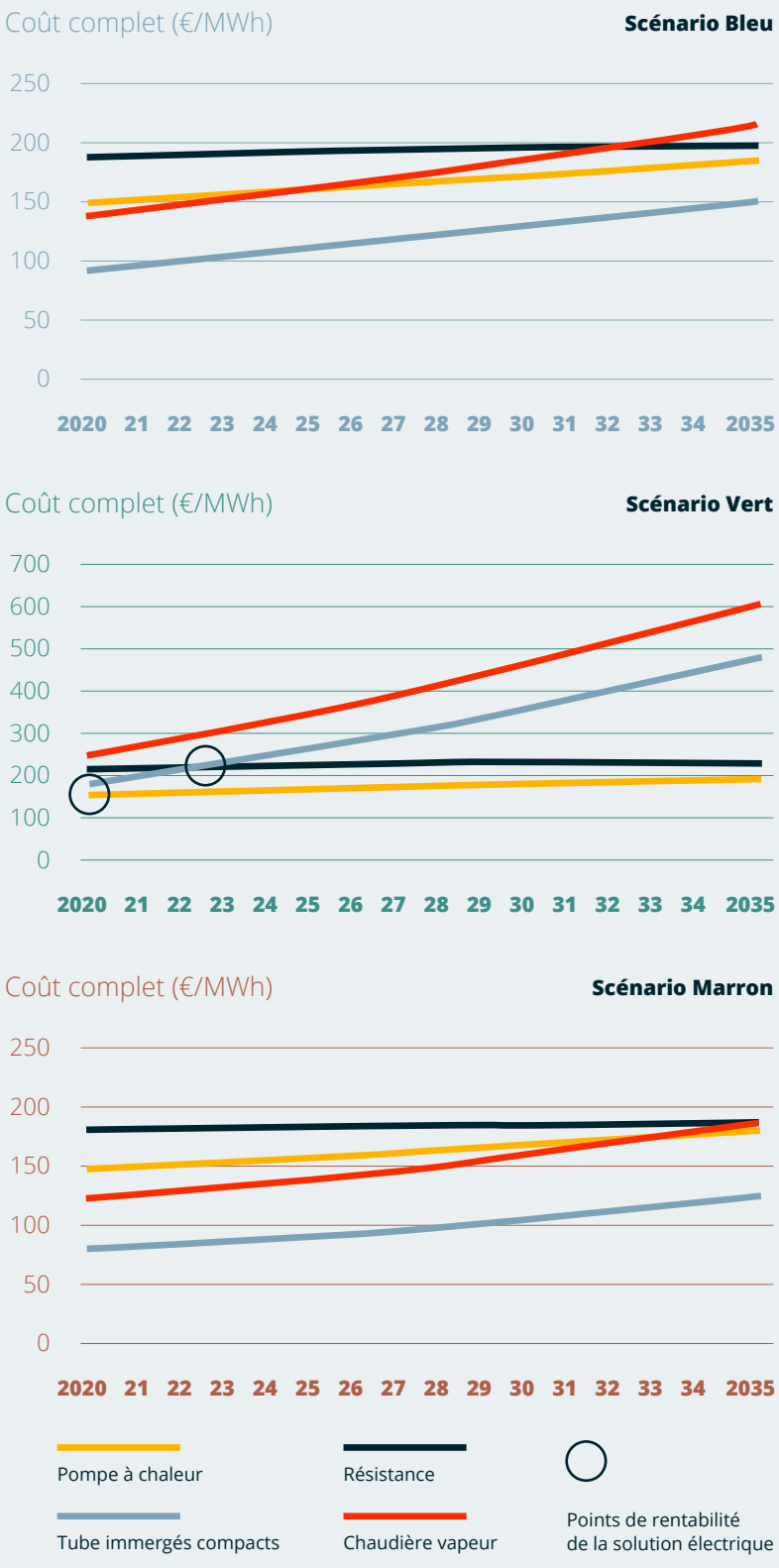
Les résultats pour chaque scénario de prix d'énergie sont présentés ci-contre.

Aide à la lecture des graphes
Dans ce calcul de coût complet, l'énergie utile à fournir est fixée pour toutes les technologies et l'objectif est de comparer les coûts de production de cette énergie utile pour chaque technologie avec des durées de fonctionnement proches. L'énergie utile indiquée ici ne comprend pas les pertes énergétiques liées aux rendements des technologies et aux pertes thermiques (parois, gaz brûlés…). **L'énergie utile est donc plus faible que l'énergie électrique ou gaz consommée.**

Chaque point de ces courbes représente le coût complet de la production d'1 MWh d'énergie utile thermique par une technologie sur sa durée de fonctionnement, pour un investissement ayant lieu l'année correspondant à son abscisse. Pour une année donnée, ce calcul prend en compte l'évolution des prix des énergies sur la durée de fonctionnement (20 à 25 ans). Pour rappel, les tendances générales des courbes de prix des énergies sont décrites en **Annexe 3** et sont détaillées plus en profondeur dans le rapport complet, disponible pour les adhérents d'ALLICE.

Exemple de lecture : dans le Scénario Bleu, le coût complet des TIC est de 123 €/ MWh pour une installation en 2028, avec une durée de vie de 20 ans, ce qui est alors la solution la plus compétitive qui s'offre à un site industriel.

COÛTS COMPLETS DES TECHNOLOGIES DE CHAUFFAGE DES FLUIDES DANS LES TROIS SCÉNARIOS DE PRIX D'ÉNERGIE



Ces graphes permettent de visualiser les années à partir desquelles l'installation d'une technologie électrique devient plus compétitive que l'installation de la technologie fossile la moins chère (ici les TIC), en ne tenant compte que des prix de marché sans aides publiques[34]. On observe ici plusieurs éléments :

- **La technologie TIC Gaz reste la technologie la plus compétitive dans le scénario Bleu (cas de référence) et le scénario Marron jusqu'en 2035.** On observe cependant que les écarts de compétitivité se réduisent entre les solutions électriques et les TIC Gaz.
- La PAC HT est la technologie électrique la plus compétitive dans tous les scénarios, et deviens moins chère que les TIC Gaz dans le scénario Vert.
- Dans tous les scénarios, la chaudière vapeur est la technologie la moins compétitive en 2035.

Les coûts complets de chaque technologie en 2020 (à gauche) et 2035 (à droite) dans le scénario Bleu sont décomposés dans la **Figure 18** ci-dessous, afin d'illustrer les facteurs conduisant la compétitivité, ou non, des technologies électriques.

Les coûts d'installation des PAC HT sont élevés et représentent une part importante des coûts complets, rendant difficile la compétitivité des PAC HT si on exclut des hypothèses de réductions significatives des coûts d'installation[35].

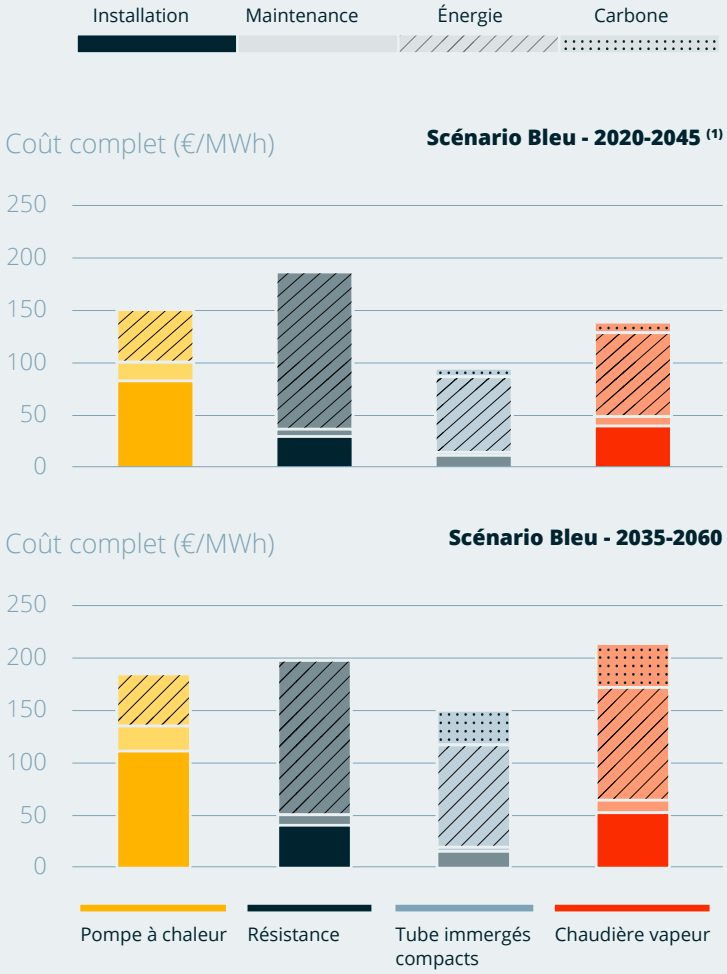
Pour les résistances, les TIC et les chaudières vapeur, c'est l'énergie qui représente le poste de dépense le plus important. Les résistances sont plus efficaces, et les coûts du gaz augmentent plus vite que ceux de l'électricité dans le scénario Bleu, cependant, cela ne suffit pas à rendre les résistances plus compétitives que les TIC. Enfin, les coûts du CO_2 s'appliquant aux technologies gazières contribuent également à construire la compétitivité des résistances sur le long terme.

34 - Des aides à l'électrification existent actuellement dans le cadre du Plan de Relance.

35 - L'augmentation notable des coûts d'installation de l'ensemble des technologies entre les deux périodes 2020-2045 et 2035-2060 est due à l'hypothèse d'inflation de 2% par an.

FIGURE 18

RÉPARTITION DES COÛTS COMPLETS PAR POSTE DE DÉPENSES EN 2020 ET EN 2035



(1) Pour un investissement en 2020 et une durée de fonctionnement sur la période 2020-2045 (2040 pour la PAC et les TIC)

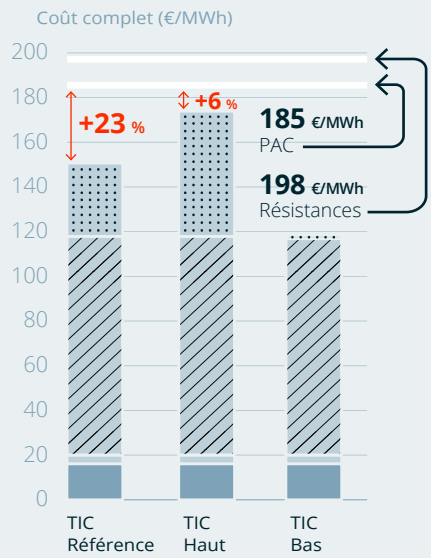
Sensibilité à la réduction des coûts d'installation : une réduction des coûts d'installation de 15% améliore nettement la compétitivité de la PAC HT

Un facteur de **réduction des coûts d'installation de 15% d'ici à 2035** pour les pompes à chaleur et les résistances [16] a été appliqué.

L'installation représentant une part importante (60%) des coûts de la PAC, l'hypothèse de réduction de 15% des coûts améliore significativement la compétitivité de la PAC HT. L'écart de coût complet avec les TIC gaz est réduit en passant de +23% à +12%. Pour la résistance, la compétitivité est aussi améliorée, mais de manière moindre, car l'installation représente un poste de dépense plus faible.

FIGURE 20

SENSIBILITÉ DES COÛTS COMPLETS AUX SCÉNARIOS DE PRIX DU CO_2



SENSIBILITÉ DES COÛTS COMPLETS À LA RÉDUCTION DES COÛTS D'INSTALLATION

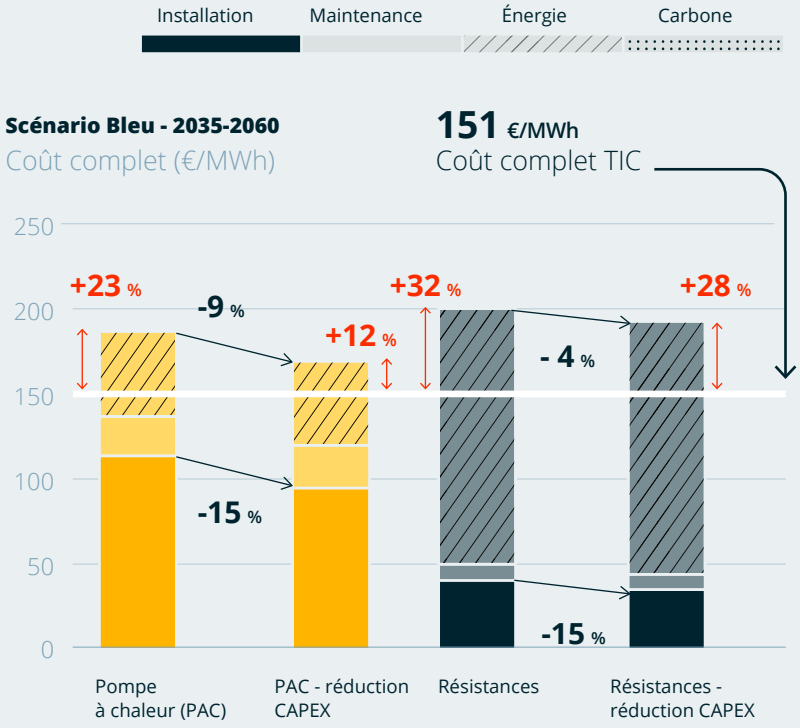


FIGURE 19

Sensibilité aux prix du CO_2 : représentant ~30% des coûts dans le scénario Haut, des prix CO_2 élevés peuvent améliorer la compétitivité de l'électrique

Pour les scénarios CO_2 Haut et Bas, une valeur cible de la tonne de CO_2 en 2050 a été fixée à 350 €/t et 10 €/t respectivement. Les deux sensibilités étudiées sont ainsi TIC Haut (prix du CO_2 élevé sur le long terme) et TIC Bas (prix du CO_2 faible sur le long terme). Les variations du prix du CO_2 impactent significativement la compétitivité de l'électrique par rapport aux TIC :

- Dans le scénario CO_2 Haut, les prix élevés du marché EU ETS favorisent la compétitivité des technologies électriques. En 2035, l'écart de coût complet entre PAC HT et TIC Gaz se réduit atteignant +6% (contre +23% dans le scénario de référence). Il évolue de +32% à +14% pour la résistance.

- Dans tous les scénarios CO_2 Haut, **les TIC restent plus compétitives que les résistances et les PAC HT sur toute la période.** Ainsi, même si l'EU ETS contribue fortement à réduire les écarts de coûts entre les solutions, ce mécanisme seul ne suffit pas à assurer la compétitivité des technologiques électriques sur le long terme.

Résultats clés

En 2020 et dans tous les scénarios, les TIC gaz sont la solution la plus compétitive à installer. En 2035, la PAC HT ne devient la technologie la plus compétitive à installer que dans le scénario Vert. Dans les scénarios Bleu et Marron, les TIC Gaz restent la solution la plus compétitive à installation jusqu'en 2035. Les hypothèses de forte augmentation des prix gaz et CO_2 réduisent cependant l'écart de compétitivité entre l'électrique et le gaz en 2035.

Du fait de son CAPEX élevé, la compétitivité de la PAC HT est nettement améliorée par des hypothèses de baisse des coûts de technologie et d'installation. L'analyse de sensibilité aux coûts du CO_2 a montré que même dans le scénario Haut avec des projections de prix très élevés (357 €/t en 2050), les dépenses liées au CO_2 ne représentent que 30% des coûts complets des TIC Gaz.

En pratique, la PAC HT fait face à des contraintes techniques :

- **Nécessité d'une adéquation entre le besoin énergétique du procédé et l'approvisionnement d'une source de chaleur fatale à valoriser.**
- **Les PAC HT opèrent aujourd'hui au maximum entre 120 et 140°C, mais ne sont pas adaptées pour le chauffage des fluides >150 °C.** Les recherches en cours sur les PAC étudient les applications à plus haute température.

Il est à noter que la conversion aux technologies électriques pour le chauffage des fluides est techniquement plus simple à réaliser qu'un changement de four, ces procédés étant généralement isolés du reste de la chaîne de production (contrairement aux fours).

SYNTHÈSES POUR L'ENSEMBLE DES PROCÉDÉS THERMIQUES : Les technologies électriques deviennent compétitives principalement grâce à l'augmentation des prix du gaz et à leur meilleure efficacité énergétique face aux technologies fossiles (en énergie finale)

Le rapport complet de l'étude contient une analyse détaillée de l'ensemble des procédés, dont un résumé est présenté ci-dessous[36]. **La meilleure efficacité énergétique des technologies électriques par rapport aux technologies fossiles (en énergie finale), et l'augmentation des prix du gaz dans les scénarios Enerdata utilisés dans la modélisation sont les deux facteurs principaux de compétitivité électrique,** malgré les coûts d'installation souvent plus importants. Cependant, dans de nombreux cas, les prix durablement haut de l'électricité ne parviennent pas à rendre les technologies électriques compétitives avant 2035 dans les scénarios les moins favorables à l'électrification (Bleu et Marron).

La sensibilité aux prix du CO_2 varie selon les procédés et les technologies. L'influence des prix du CO_2 sur la compétitivité peut être significative, pour les procédés de séchage et pour les fours en particulier.

Les micro-ondes, les hautes fréquences et les pompes à chaleur sont particulièrement sensibles à la réduction des coûts d'installation, car plus intensives en CAPEX que leurs alternatives. Leur compétitivité dépend fortement d'une future réduction des coûts.

Synthèse des analyses sur le chauffage des fluides

La pompe à chaleur est difficilement compétitive à cause de son **coût d'installation bien plus élevé** que les résistances et les tubes immergés compacts. **Les prix de l'électricité durablement élevés** ne parviennent pas à rendre les solutions électriques plus compétitives, même si **les écarts de coûts complets sont réduits d'ici 2035.**

36 - Le rapport complet est disponible pour les adhérents d'ALLICE.

Synthèse des analyses sur les fours basses et hautes températures

La résistance basse température est facilement compétitive, **car elle a une efficacité énergétique importante comparée aux brûleurs.** À l'inverse, la compétitivité de la résistance haute température est atteinte plus difficilement et seulement à plus long terme lorsque les prix de l'électricité sont significativement plus compétitifs face au gaz (scénario Vert notamment) ; du fait des coûts d'installation plus élevés.

Point d'attention
L'électrification de la sidérurgie va plus loin qu'un simple enjeu de « substitution technologique » puisqu'elle requiert un changement complet de modèle. L'acier n'est plus « primaire », fabriqué à partir de minerai de fer et charbon, mais recyclé, à partir de ferrailles de fer.
Il est à noter que la qualité de l'acier « électrique » est corrélée à la qualité des ferrailles fondues.
Un acier primaire de haute qualité étant indispensable pour certaines applications, il n'apparaît actuellement pas pertinent ou souhaitable d'électrifier entièrement la sidérurgie française.

Synthèse des analyses sur les fours >1 000°C (verre)

Malgré la durée de vie plus courte des fours à conduction par rapport aux fours à gaz, **les coûts d'installation sont moindres et ils sont bien plus efficaces. Ainsi, les dépenses énergétiques qui creusent l'écart de compétitivité et l'augmentation des prix du gaz** les rendent plus compétitifs dans le scénario Vert. Cependant, dans les scénarios Marron et Bleu, les fours à gaz restent plus compétitifs grâce aux dépenses énergétiques plus faibles. Par ailleurs, l'électrification fait face à des contraintes, en particulier lorsque la combustion du gaz joue un rôle direct dans la qualité du produit final comme ça peut être le cas pour certains processus de production de papier ou pour la production de verre plat. D'autre part, il existe peu de fours électriques de grande capacité (>300 t/jour) à ce jour.

Synthèse des analyses sur les fours >1 000°C (acier)

Les matières premières constituent des coûts plus importants pour les fours à arc que pour les hauts fourneaux. Les fours à arc sont cependant **très efficaces, tandis que les coûts du charbon (pour les hauts fourneaux) croissent significativement dans les scénarios de prix long terme utilisés.** Cette croissance rend les fours à arc plus compétitifs dès 2020, dans tous les scénarios.

Synthèse des analyses sur les procédés de séchage

Les micro-ondes et hautes fréquences ont des efficacités énergétiques élevées, qui s'accompagnent cependant de coûts d'installations importants relativement aux technologies alternatives. Ainsi, ces solutions à énergie radiante sont compétitives dans tous les scénarios alors que les résistances ont un coût complet plus élevé que les brûleurs gaz à cause de leur faible efficacité énergétique. **Certains acteurs industriels manifestent par ailleurs un fort intérêt pour les technologies micro-ondes et hautes fréquences qui permettent d'atteindre une grande cadence de production grâce à un chauffage rapide,** ce qui peut en faire des atouts opérationnels majeurs. Il est à noter que les technologies infrarouges matures et présentant des opportunités réelles d'électrification des procédés de séchage n'ont pas été étudiées ici.

Synthèse des analyses sur les procédés de concentration des liquides

La Compression Mécanique de Vapeur (CMV) est compétitive dès 2020 dans tous les scénarios, essentiellement grâce à une efficacité énergétique meilleure que celle de son alternative fossile de la Turbo-Compression Vapeur (TCV), ce qui diminue les dépenses énergétiques. Cependant en pratique, la TCV peut s'avérer pertinente par exemple lorsqu'un gisement de chaleur fatale permet de produire de la vapeur à bas coût, ce qui réduit le coût complet de la TCV.

2.3

Entre 41% et 100% du potentiel technico-économique maximal d'électrification de 69 TWh de combustible substituable pourrait être atteint dans les scénarios utilisés

DANS LES TROIS SCÉNARIOS DE PRIX D'ÉNERGIE, TOUTES LES TECHNOLOGIES ÉLECTRIQUES ÉTUDIÉES NE DEVIENNENT PAS TOUJOURS COMPÉTITIVES PAR RAPPORT AU GAZ AVANT 2035

L'évolution des prix des énergies dans les trois scénarios utilisés mènent à une meilleure compétitivité des technologies électriques, ce qui permettrait d'atteindre une part importante du potentiel technico-économique maximal d'électrification. La réduction des écarts de prix de l'électricité face au gaz sur le long terme, contribuent à ces résultats, mais ne permet pas toujours de rendre les solutions électriques moins chères que les solutions gaz. Ainsi, dans nos scénarios, une partie du potentiel maximal ne peut pas être électrifiée sans soutien public.

L'EU-ETS contribue à la compétitivité électrique, mais ne sera pas suffisant dans un scénario de prix bas. En effet, sous l'hypothèse de référence de prix du CO_2 (> 50 €/t en 2035 et 200 €/ tCO_2 en 2050), le marché EU-ETS représente entre 20 et 25% des coûts complets des technologies gaz installées en 2035 et favorise ainsi la compétitivité de l'électricité.

Cependant, même dans le scénario CO_2 Haut avec des prix long-terme très élevés (357 €/t en 2050), **les dépenses CO_2 ne représentent que 30 à 35% des coûts complets des technologies gaz.**

Au-delà des analyses financières, l'électrification d'un site industriel **peut s'accompagner de complexités techniques et opérationnelles ou de coûts supplémentaires** non considérés ici (e.g. besoin de ventilation pour préserver l'homogénéité de cuisson, perte de sources de chaleur fatale, modification significative de la chaîne de production, etc.).

L'évolution des technologies de captage de CO_2 ainsi que l'émergence d'autres solutions de chaleur bas-carbone offrent de nouvelles perspectives pour la décarbonation industrielle qui peuvent faire concurrence à l'électrification. Des prix très élevés sur l'EU-ETS combinés à des prix de gaz restant à des niveaux bas **pourraient par exemple inciter les industriels à investir massivement dans des technologies de captage** plutôt que dans la conversion vers l'électrique, notamment dans les secteurs pour qui émettent des fumées très concentrées en CO_2 (sidérurgie, cimenterie, certains secteurs de la chimie...).

MÉTHODOLOGIE : Les calculs de coûts complets permettent d'affiner les estimations de potentiel d'électrification d'ici à 2035

La première partie de cette étude a permis d'établir les potentiels technico-économiques maximaux d'électrification de chaque procédé dans chacun des secteurs. Les résultats de la deuxième partie permettent de préciser quelle part de ces potentiels maximaux peut effectivement être atteinte en incluant des considérations économiques.

L'écart relatif des coûts complets entre la technologie électrique et la technologie fossile en 2035 est utilisé pour préciser les potentiels d'électrification. À différents niveaux d'écarts sont associés des seuils d'électrification, correspondant à la part du potentiel technico-économique maximal qui est effectivement électrifiée. Dans les hypothèses retenues, plus l'écart de coût entre les technologies électriques et fossiles est important, plus une part importante du potentiel technico-économique maximal est électrifiée.

Le niveau d'électrification est ainsi corrélé aux scénarios de prix d'énergie. Cette échelle de seuils d'électrification a été construite à partir des écarts relatifs de coûts complets observés dans les résultats des analyses de compétitivité. Il s'agit d'une hypothèse construite qualitativement et validée par des experts de l'industrie, mais qui génère des incertitudes quant aux résultats de potentiel calculés.

À titre d'exemple, le paragraphe suivant détaille le calcul pour les fours Basse Température dans le scénario de prix Bleu. Ces calculs ont été répliqués pour l'ensemble des procédés et des scénarios de prix de l'énergie.

Illustration
Pour un procédé électrique thermique dont l'écart de coût avec le procédé thermique fossile concurrent est de 40 % à l'installation en 2035, **on considérera que 85 % de potentiel maximum est accessible.**

« Gros plan » sur les fours Basse Température

Les résultats obtenus suite aux calculs de coûts complets effectués dans la **Section 2.2** sont précisés ci-contre.

La **Figure 21** permet de conclure que comme l'écart de coûts complets entre les fours électriques et les fours à gaz est de -47,9 % en 2035, 85 % du potentiel maximum peut être électrifié. Ainsi, pour chaque secteur, le potentiel d'électrification du scénario Bleu est déterminé.

ÉCHELLE DE SEUILS D'ÉLECTRIFICATION RETENUE POUR L'ÉTUDE EN FONCTION DES ÉCARTS RELATIFS DE COÛTS COMPLETS ÉLECTRIQUE VS. FOSSILE

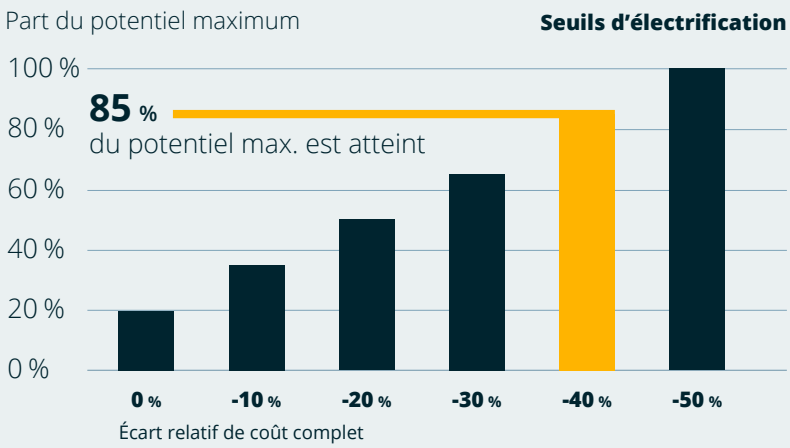


FIGURE 21

TABLEAU 6 RÉSULTATS POUR LES FOURS ÉLECTRIQUES ET FOURS À GAZ (FOURS BASSE TEMPÉRATURE – SCÉNARIO BLEU)

	2020	2025	2030	2035
Coûts complets des fours électriques (€/MWh)	516	529	542	550
Coûts complets des fours à gaz (€/MWh)	652	783	920	1056
Écart relatif entre les coûts complets des fours électriques et gaz	-20,9%	-32,4%	-41,1%	**- 47,9%**
Part du potentiel maximum qui est électrifiée	50%	65%	85%	**85 %**

La somme de l'ensemble des potentiels pour le scénario Bleu de chaque secteur permet d'obtenir le potentiel total d'électrification des procédés de chauffage des fluides dans le scénario Bleu. En poursuivant ce raisonnement pour les autres procédés thermiques, le potentiel total d'électrification en 2035 dans le scénario Bleu est obtenu.

SECTEUR	POTENTIEL MAXIMAL THÉORIQUE	POTENTIEL SCÉNARIO BLEU
Agroalimentaire	1,82 TWh	1,55 TWh
Chimie base	5,89 TWh	5,00 TWh
Biens d'équipement	0,67 TWh	0,57 TWh

x 85 %

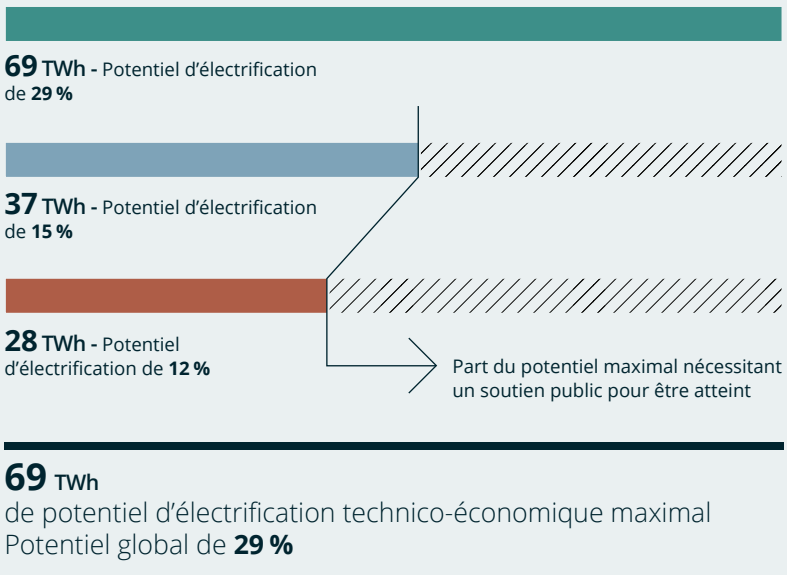
TABLEAU 7

POTENTIEL D'ÉLECTRIFICATION DANS LE SCÉNARIO BLEU POUR LES FOURS BASSE TEMPÉRATURE POUR TROIS SECTEURS

POTENTIEL D'ÉLECTRIFICATION PAR SCÉNARIO : Presque la moitié du potentiel technico-économique maximal est accessible au minimum dans tous les scénarios mais un soutien public reste indispensable pour atteindre le potentiel maximal

En appliquant l'échelle de seuils d'électrification, **entre 41 % et 100 % des 69 TWh du potentiel technico-économique maximal sont accessibles selon les scénarios.**

POTENTIEL D'ÉLECTRIFICATION DANS LES SCÉNARIOS VERT, BLEU ET MARRON (DE HAUT EN BAS) PAR RAPPORT AU POTENTIEL TECHNICO-ÉCONOMIQUE MAXIMAL (EN HACHURÉ)



69 TWh
de potentiel d'électrification technico-économique maximal
Potentiel global de **29 %**

FIGURE 22

QUANTITÉ DE COMBUSTIBLE SUBSTITUABLE ACCESSIBLE PAR SECTEUR SELON LES SCÉNARIOS DE PRIX D'ÉNERGIE

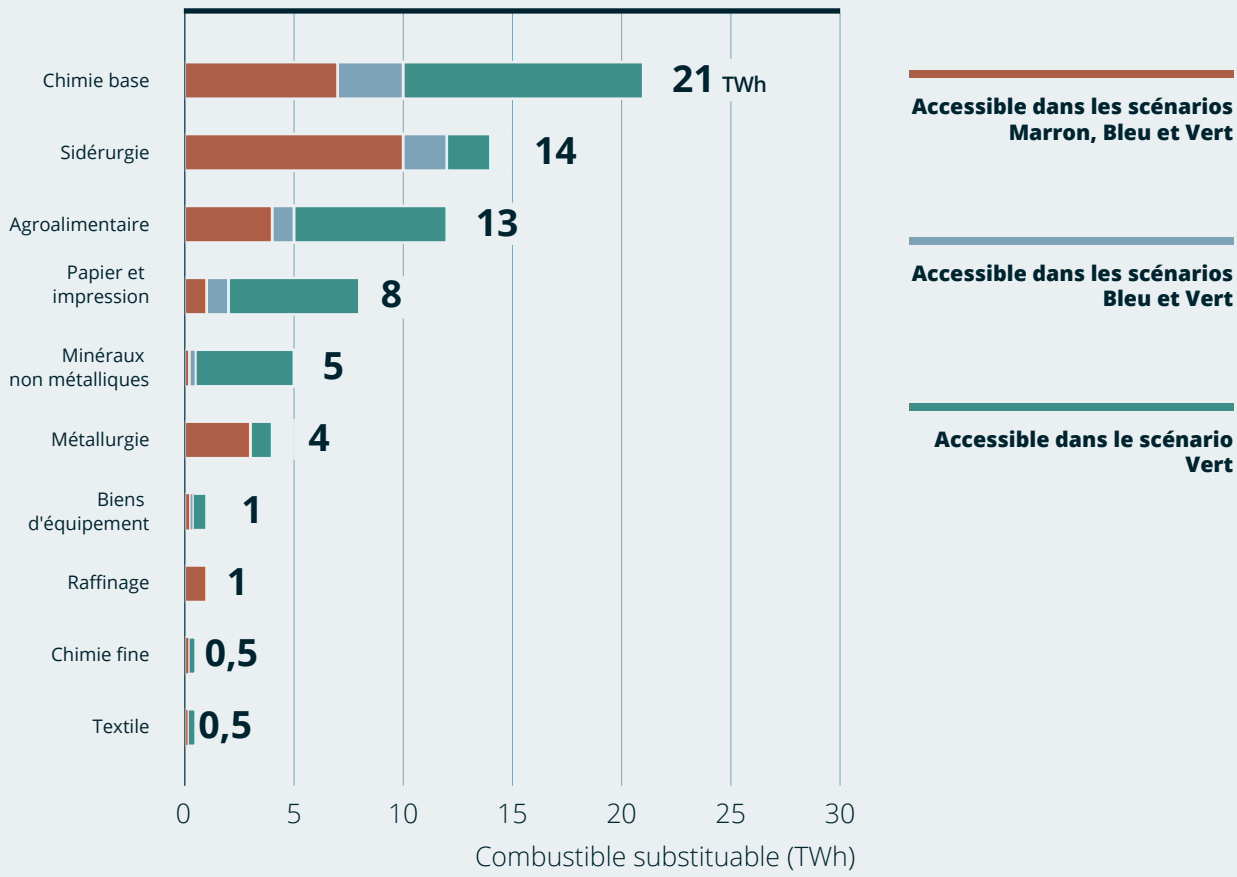


FIGURE 23

Seul le scénario Vert permet d'atteindre le potentiel technico-économique maximal d'électrification. Même dans le scénario Marron, le moins favorable économiquement à l'électrification, plus de 40% du potentiel technico-économique maximal peut être électrifié d'ici à 2035. Cela correspond à une électrification de 12% des procédés thermiques industriels non électriques.

La répartition du potentiel d'électrification et la contribution de chaque secteur varie peu selon le scénario. Ainsi, dans tous les scénarios, les secteurs contribuant le plus au potentiel d'électrification sont la chimie base, la sidérurgie et l'agroalimentaire. Cependant, pour la sidérurgie, la part accessible est plus élevée dans le scénario Marron que pour les autres secteurs : cela tient au fait que les prix du charbon sont particulièrement élevés dans ce scénario par rapport au prix du gaz.

Dans tous les secteurs, le potentiel maximal est atteint dans le scénario Vert. Dans le scénario de référence, les parts accessibles par secteur varient fortement, entre 12 et 87% du potentiel maximal calculé en partie 1 serait atteint en 2035.

Pour plusieurs secteurs comme les minéraux non métalliques, agroalimentaire, chimie et papier et impression, **une part non négligeable du potentiel d'électrification (entre 25% et 40%) n'est accessible que dans des conditions de marché très favorables à l'électrique et nécessiteraient donc un soutien publique plus important.** Pour ces secteurs, la moitié du potentiel technico-économique maximal n'est pas atteint dans le scénario de référence.

Partie 03

Faisabilité de l’électrification pour le réseau électrique et externalités positives en économies de CO_2 et création d’emplois

3.1

P.50 En première analyse, le réseau électrique français est en mesure accueillir l'électrification industrielle

3.2

P.54 L'électrification génère une réduction des émissions de GES de 11 Mt CO_2 eq par an dans le scénario de référence

3.3

P.57 L'électrification pourrait favoriser la création d'emplois dans le secteur électrique, mais entraîner des destructions d'emplois dans le secteur gazier

3.1

En première analyse, le réseau électrique français est en mesure accueillir l'électrification industrielle

BILAN ÉNERGÉTIQUE : Sur le plan de l'équilibre offre-demande, l'électrification industrielle sera rendue possible par la constitution de marges de production en 2035

Les objectifs PPE et SNBC mènent à des transformations dans la production et la demande électriques à horizon 2035, avec en particulier :

- **Croissance de la production intermittente et décentralisée** (EnR, autoconsommation, éoliens en mer, déclassement du nucléaire).
- **Apparition de nouveaux usages :** véhicules électriques (VE), hydrogène (H_2)

À travers ses différents Bilans Prévisionnels (BP) de l'équilibre offre demande (OD), **l'opérateur du réseau électrique français RTE (Réseau de Transport d'Electricité) décline en plusieurs scénarios les objectifs publics en matière de développement électrique.** 5 scénarios construits par RTE en 2017 à horizon 2035 ont été utilisés dans cette étude : PPE, Ampère, Volt, Watt, Hertz[37]. Les deux scénarios de référence les plus proches des objectifs publics étant le scénario PPE et le scénario Ampère.

Les hypothèses détaillées des scénarios sont présentées dans le BP 2017 de RTE [18]. Une brève synthèse des principales hypothèses des deux scénarios de référence est proposée ci-dessous :

Scénarios de référence pour l'étude

- **PPE :** réalisation des objectifs formulés dans la PPE.

Ampère : diversification du mix électrique avec une réduction de la production nucléaire au rythme du développement effectif des énergies renouvelables. La production nucléaire atteint 50 % et la production d'énergies renouvelables atteint 40 % en 2030.

37 - Aucun scénario n'inclut de demande liée au développement de la production de H_2 par électrolyse. Cet enjeu est détaillé dans des rapports RTE indépendants (cf. 3.1.3). du rapport « Futurs énergétiques 2050 »

La plupart des scénarios anticipent la constitution d'excédents de production - définie comme la différence entre la production nationale et la consommation nationale - significatifs à horizon 2035. En effet, le développement de la production (EnR en particulier) combinée à une stagnation ou une baisse de la consommation[38] permet la constitution de marges confortables pour l'équilibre OD : entre 155 et 172 TWh dans les scénarios de référence.

38 - Les hypothèses de stagnation ou de baisse de la demande électrique à horizon 2035 sont issues des scénarios développés dans le BP 2017 de RTE. Des travaux plus récents de RTE (dont le BP 2021, encore non publié lors du développement de l'étude PEP 2) tablent plutôt sur une croissance modérée sur la période 2020-2035, toujours accompagné cependant d'une croissance des excédents de production due au développement de la production renouvelable.

FIGURE 24

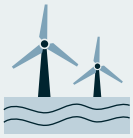
OBJECTIFS PUBLICS TRANSFORMATION DU MIX ÉLECTRIQUE, ISSUS DES PROJETS DE PPE ET SNBC [17] [7]



Capacités des éoliennes terrestres et PV **x3** en **10 ans** **X5** en **15 ans**



Capacité d'interconnexion **x2** en **15 ans**



10 GW d'éolien en mer mis en service d'ici **15 ans**



15 millions de VE d'ici **15 ans**



Déclassement de **14 réacteurs** nucléaires en **15 ans**



Raccordement d'électrolyseurs pour **20%** à **40%** d'H_2 décarboné d'ici **10 ans**

Au premier ordre et dans les scénarios de référence, ces marges permettent au système électrique d'accueillir le surplus de demande généré par l'électrification industrielle qui est de 25 TWh dans le scénario Bleu. L'équilibre OD est assuré pour le réseau électrique français en 2035. Une étude plus fine à la maille horaire doit encore être réalisée par RTE[39].

Par ailleurs, la consommation industrielle est dans l'ensemble prévisible, stable et présente peu de pics de charge saisonniers. Sur le long terme, dans un système électrique à forte pénétration d'énergie renouvelable, les possibles contraintes de consommation ne se situeront pas au niveau des pointes de consommation hivernale, mais plutôt aux périodes de faible disponibilité des actifs de production intermittents.

OPÉRATION DU SYSTÈME : le développement des EnR n'est pas un enjeu contraignant pour un accroissement de l'électrification à horizon 2035

Bien qu'alimenté par une part croissante d'EnR, **RTE n'identifie pas d'enjeux majeurs d'un point de vue de l'opération du système à horizon 2035.**

Selon les objectifs PPE / SNBC, les énergies intermittentes (solaire photovoltaïque (PV) et éolien) ne produiront pas plus de 40% de l'électricité du réseau en 2035 dans les scénarios de référence [18]. Il s'agit d'une forte augmentation par rapport à la part des énergies intermittentes en 2019 (8%), mais qui ne pose pas d'enjeux opérationnels pour RTE. En effet, le système devrait rester majoritairement pilotable en 2035 - via les actifs nucléaires et hydrauliques notamment

EXEMPLES DES VE ET DE LA PRODUCTION D'H_2 : RTE n'anticipe aucun enjeu majeur à l'addition de plusieurs dizaines de TWh à la demande électrique à horizon 2035

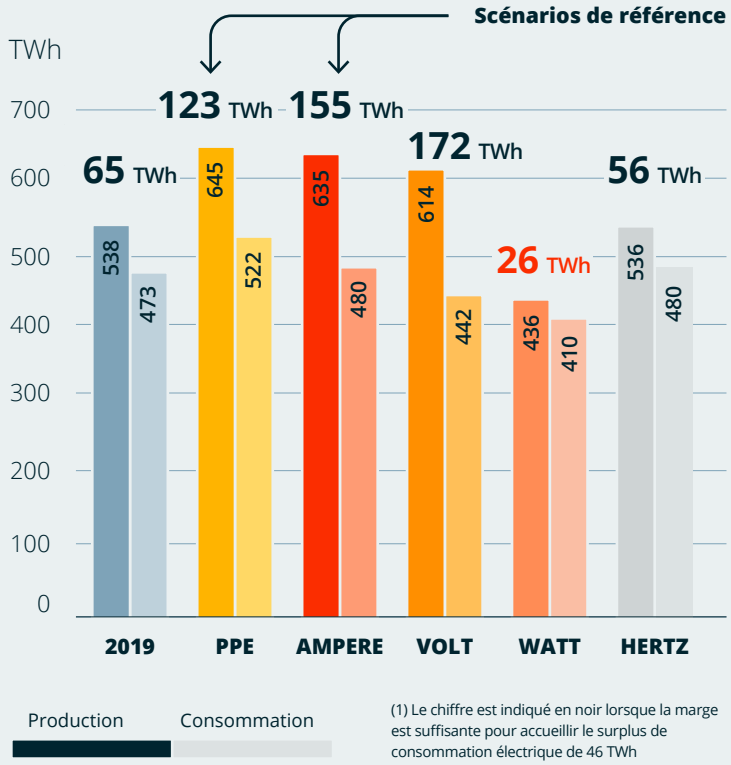
RTE a mené des analyses techniques spécifiques sur la capacité du système électrique à accueillir le développement de nouveaux usages : les VE et la production d'hydrogène (H_2) par électrolyse.

Développement de la mobilité électrique individuelle : RTE n'anticipe aucun enjeu majeur à l'intégration de 40 TWh de VE en 2035 [18]

Le scénario Ampère prévoit une consommation électrique supplémentaire de 12 TWh/an en 2028 et 35-40 TWh/an en 2035 liée au développement de la mobilité électrique.

FIGURE 25

CONSTITUTION DES EXCÉDENTS DE PRODUCTION EN 2035 DANS LES DIFFÉRENTS SCÉNARIOS DU BP 2017 [18]



(1) Le chiffre est indiqué en noir lorsque la marge est suffisante pour accueillir le surplus de consommation électrique de 46 TWh

39 - L'analyse sous-jacente à ce rapport a été réalisée avant la publication par RTE du rapport « Futurs énergétiques 2050 »

Selon RTE, cette sur-consommation n'entraîne pas de difficultés pour assurer l'équilibre OD. La réduction de consommation d'autres usages électriques et la constitution des marges de production significatives assureront l'approvisionnement du réseau électrique. Aussi, la mise en place d'outils de pilotage souple, en particulier le Vehicle-to-grid (V2G), permettra d'intégrer ces nouveaux appels de puissance.

Développement de la production de H2 par électrolyse - La feuille de route H_2 ne suscite pas d'inquiétude pour RTE, tant pour l'équilibre OD que pour la gestion des appels de puissance [19]

Les pouvoirs publics identifient l'hydrogène bas-carbone par électrolyse comme un élément essentiel de la décarbonation des usages gaz dans l'industrie et dans la mobilité. La production d'H_2 par électrolyse représenterait alors une consommation électrique supplémentaire de 30 TWh/an en 2035, d'après les objectifs de la SNBC d'atteindre 630kt/an d'H_2 décarboné. Selon RTE, le système électrique projeté par la PPE est en mesure d'accueillir cette consommation supplémentaire, tant du point de vue de la sécurité d'approvisionnement que desappels de puissance.

En extrapolant les raisonnements présentés dans ces deux exemples, nous pouvons estimer en première approche **qu'une électrification industrielle d'un ordre de grandeur de 25-50 TWh pourrait être accueillie a priori sans difficultés opérationnelles par le réseau électrique,** tant du point de vue des appels de puissance que de la sécurité d'approvisionnement[40].

LIMITES À L'ÉLECTRIFICATION : les contraintes locales du réseau peuvent constituer des limites à l'électrification, ainsi que la non-atteinte des objectifs PPE ou des sous-investissements dans le réseau

Les transformations majeures du système électrique doivent être accompagnées par une croissance des investissements dans le réseau et par le développement de l'effacement.

Le développement des EnR, et plus particulièrement de l'autoconsommation, engendre une décentralisation du réseau électrique. Cette décentralisation requiert de nouveaux investissements d'adaptations et la mise en place d'une ossature numérique robuste. Les investissements anticipés par l'opérateur ont été calibrés sans anticiper un haut niveau d'électrification industrielle [19]. Pour accueillir les nouveaux usages des sites industriels, l'opérateur du réseau et les pouvoirs publics devraient s'assurer de l'adéquation des investissements planifiés avec la croissance de consommation et les nouveaux appels de puissance générés par l'électrification.

Un autre facteur favorisant l'électrification est le développement de l'effacement industriel[41]. L'effacement offre des possibilités pour modérer les appels de puissance des nouveaux usages en période de tension tout en offrant des voies de rémunération aux industriels consommateurs.

40 - Il est cependant à noter qu'un « empilement » de tous les usages d'électrification étudiés (électrification de l'industrie, électrolyse, véhicules électriques) pourrait potentiellement mener à des niveaux de demande plus élevés qu'anticipés par les pouvoirs publics et entraîner des difficultés de gestion du réseau, non analysées ici.

41 - https://www.ademe.fr/effacement-consommation-electrique-france.

FIGURE 26

ÉVOLUTION DE LA CAPACITÉ D'EFFACEMENT FRANÇAISE AU REGARD DES OBJECTIFS PPE [20]

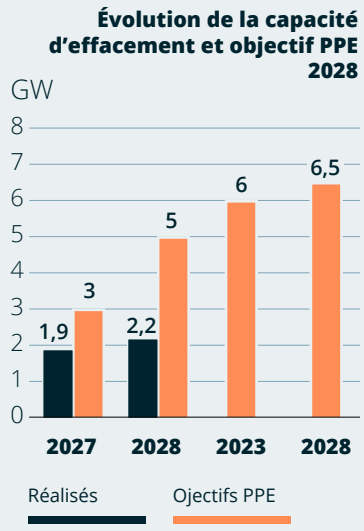
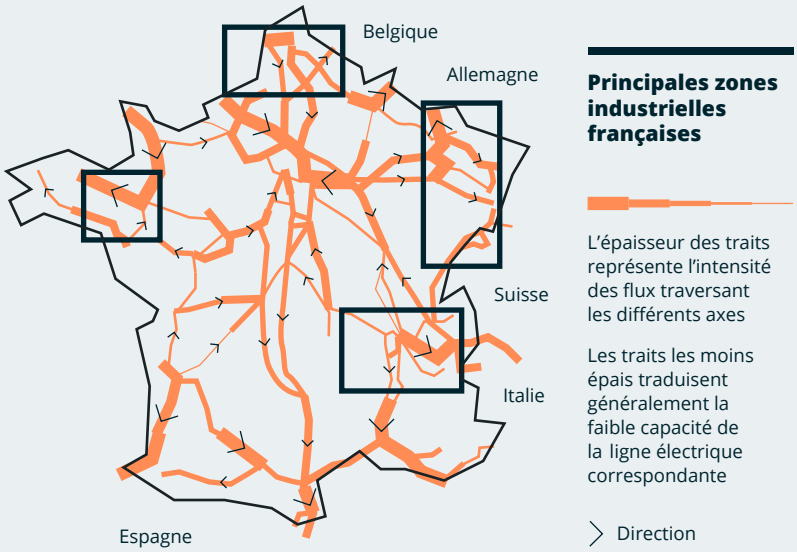


FIGURE 27

ILLUSTRATION DES FLUX SUR LE RÉSEAU DE GRAND TRANSPORT ET SUR LES RÉSEAUX RÉGIONAUX EN PERSPECTIVE DES ZONES INDUSTRIELLES MAJEURES EN FRANCE [19]



Un enjeu majeur pour l'électrification est la conception **d'un mécanisme d'effacement suffisamment rémunérateur pour attirer de nouveaux participants.** En effet, les objectifs de la PPE en matière d'effacement n'ont été que partiellement réalisés jusqu'ici. Une des difficultés majeures pour le développement futur de l'effacement est d'attirer des usages plus diffus, la majorité des « gros » consommateurs industriels étant déjà présents sur les mécanismes d'effacement.

Les enjeux locaux du réseau, ou la réalisation d'un scénario de forte demande électrique peuvent faire obstacle au développement de l'électrification industrielle

L'évolution de la répartition régionale de la production électrique, notamment vers plus de décentralisation, couplée avec l'intermittence des EnR peut engendrer des points de faiblesse dans le réseau électrique français.

Une analyse des concentrations géographiques des acteurs industriels doit être menée pour identifier les zones géographiques les plus exposées aux contraintes réseau, qui pourraient potentiellement limiter la capacité d'électrification de certains bassins industriels.

CONCLUSION : en première analyse, le réseau électrique français est en mesure accueillir l'électrification industrielle. Certaines limites doivent cependant être étudiées plus en détail

Bilan énergétique

Selon la vision long-terme de RTE, l'équilibre OD n'est pas une contrainte pour l'électri-fication qui sera facilitée par la constitution de marges de production du système électrique français.

Opération du système

La pénétration des EnR ne sera donc pas un enjeu contraignant pour un accroissement de l'électrification à moyen terme.

H_2 et VE

À partir de ces 2 cas d'études, nous pouvons estimer qu'une électrification industrielle de 25-50 TWh pourrait être accueillie a priori sans difficultés opérationnelles par le réseau électrique.

Limites à l'électrification

La non-adéquation des investissements dans le système électrique, un faible développement de l'effacement, les contraintes locales du réseau et la réalisation d'un scénario de forte demande sont les principaux obstacles à l'électrification industrielle du point de vue du réseau électrique.

3.2

L'électrification génère une réduction des émissions de GES de 11 Mt CO_2 eq par an dans le scénario de référence

L'ACTIVITÉ DES SECTEURS INDUSTRIELS ÉTUDIÉS REPRÉSENTE ENVIRON 18% DES ÉMISSIONS FRANÇAISES

En 2019, les secteurs étudiés dans l'étude PEP 2 ont émis 80 Mt CO_2 eq[42], soit 18% des 440 Mt CO_2 eq émis en France.

Les secteurs les plus émetteurs sont les secteurs dont la consommation d'énergie thermique est la plus élevée : chimie, sidérurgie, minéraux non métalliques et agroalimentaires. **Ces quatre secteurs réunis sont responsables de 80% des émissions de GES de l'industrie.** La réduction des émissions émises par les secteurs industriels est un levier majeur pour atteindre les objectifs climatiques français et européens.

Les émissions de CO_2 industrielles sont sur une tendance baissière, avec une réduction de 46% en 2019 par rapport à leur niveau de 1990[43]. Cette baisse s'explique entre autres par une amélioration de l'efficacité énergétique des procédés de fabrication et par la baisse du contenu carbone des énergies consommées (-22% sur la période 1990-2018) avec le remplacement du charbon par le gaz et l'électrification [21].

RÉPARTITION DES ÉMISSIONS DE GES EN 2019 PAR SECTEUR INDUSTRIEL (MT CO_2 EQ) [4] [2]

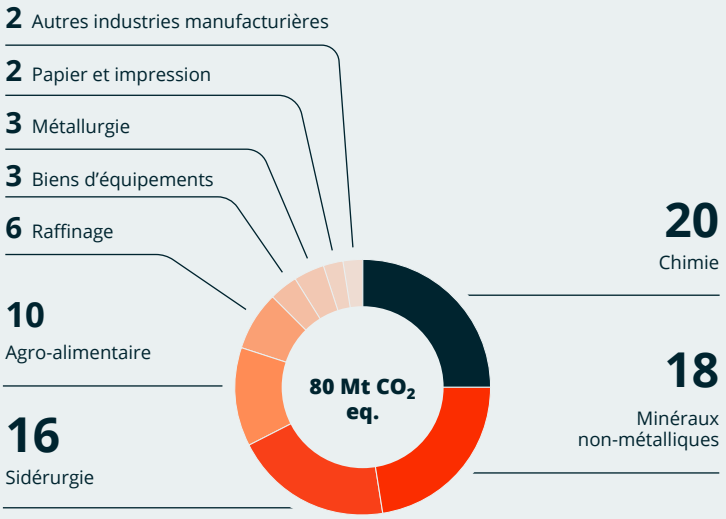


FIGURE 28

De grands efforts de décarbonation ont donc déjà été fournis par l'efficacité énergétique. **Une partie des émissions restantes issues des procédés thermiques pourra être décarbonée par des substitutions de combustibles, comme l'électrification ou la chaleur renouvelable.** Pour les émissions provenant directement des procédés industriels (~11 CO_2 eq par an) [4] des technologies de captage de CO_2 ou la conversion vers des procédés moins émissifs, notamment la substitution de matières, pourront permettre de réduire les émissions.

La production d'électricité en France étant faiblement carbonée[44], l'électrification est identifiée dans la feuille de route des pouvoirs publics comme voie de décarbonation de l'industrie.

42 - Données des secteurs « Industrie Manufacturière et Construction » des données du Ministère de la Transition Ecologique avec retrait du secteur « Construction » et ajout des émissions du secteur « Raffinage ».

43 - Il s'agit d'une réduction en CO_2 eq et qui prend donc en compte l'ensemble des GES. La plus grande part de la baisse des émissions de GES depuis 1990 est imputable à la réglementation sur les émissions N2O de la fin des années 90 à 2007, ainsi qu'à une baisse des volumes de production.

44 - 52 gCO_2/kWh en France vs. 275 gCO_2/kWh en moyenne pour l'UE en 2018 [5]

RÉDUCTION DES ÉMISSIONS DE CO_2 POST-ÉLECTRIFICATION

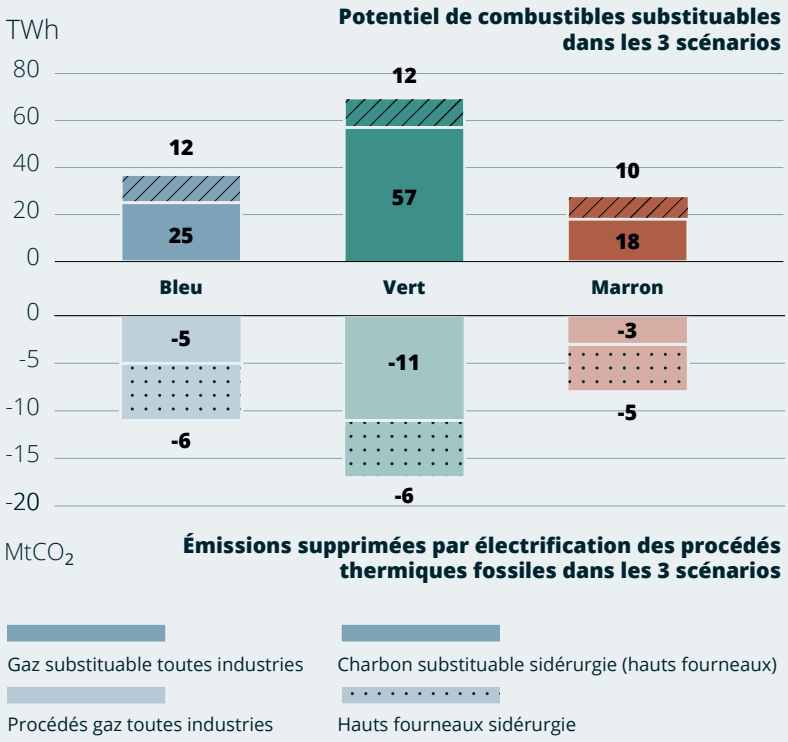


FIGURE 29

ÉMISSIONS DE CO_2 SUPPLÉMENTAIRES ASSOCIÉES À LA PRODUCTION D'ÉLECTRICITÉ ADDITIONNELLE DANS LES DIFFÉRENTS SCÉNARIOS

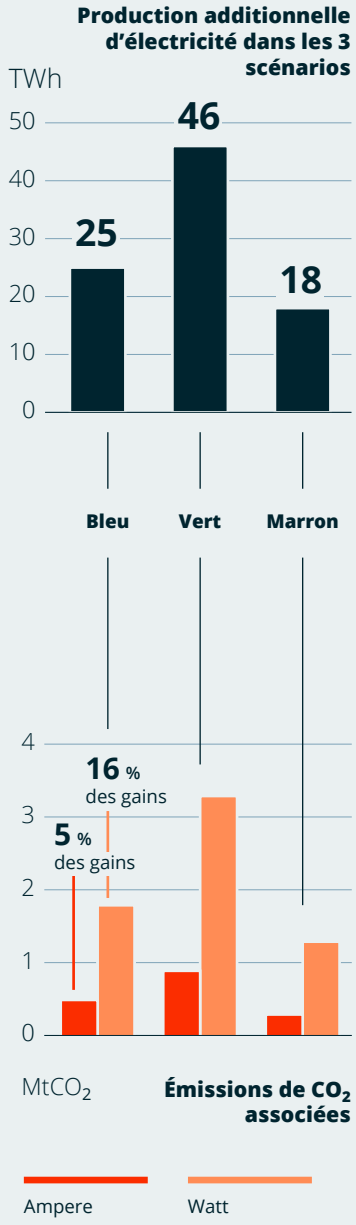


FIGURE 30

L'ÉLECTRIFICATION DES PROCÉDÉS THERMIQUES EST UN VECTEUR DE DÉCARBONATION IMPORTANT, permettant de réduire de 14% les émissions directes de l'ensemble de l'industrie dans le scénario de référence

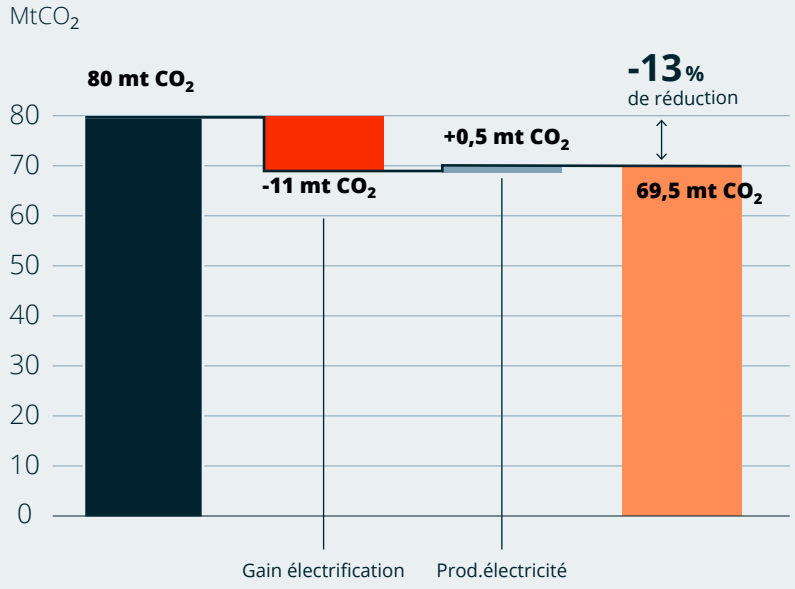
L'électrification à horizon 2035 permet de supprimer entre 8 et 17 Mt de CO_2 issues des procédés fossiles thermiques, représentant entre 10% et 21% des émissions directes du secteur industriel. Dans le scénario de référence, cette réduction correspond à 2,5% des émissions de CO_2 françaises en 2019.

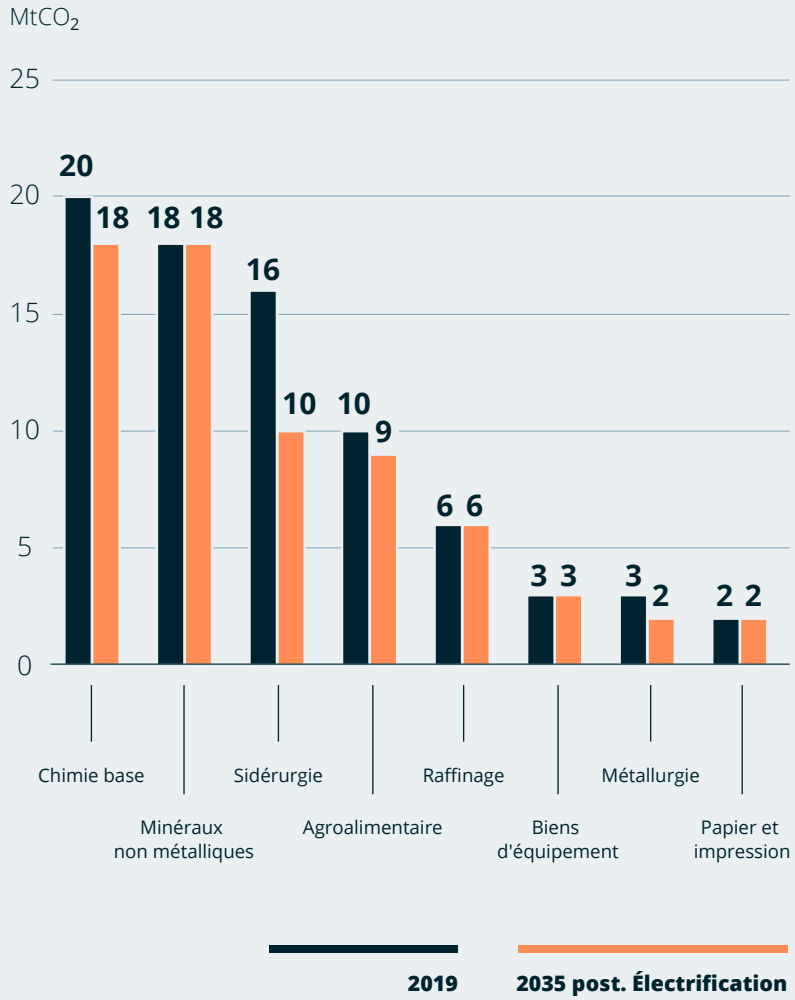
L'électrification induit des émissions supplémentaires associées à la production d'électricité. Dans le scénario de référence (19 $kgCO_2$/MWhe en 2035), **les émissions générées par la production d'électricité supplémentaire s'élèvent à 0,5 Mt de CO_2.** L'impact des émissions supplémentaires induites est donc marginal (5% des 10 Mt économisées sur site).

Dans le scénario Watt présenté ici à titre illustratif (72 $kgCO_2$/MWhe en 2035)[45], l'impact des émissions liées à la production électrique est plus significatif, avec 1,8 Mt de CO_2 supplémentaires générées par la production électrique supplémentaire, ce qui représente 16% des émissions économisées sur site par l'électrification.

45 - Le scénario Watt est présenté ici à titre illustratif comme un scénario extrême d'intensité carbone du mix électrique : il s'agit d'un scénario de fort déclassement des capacités nucléaire. Le scénario Watt n'a pas été retenu comme l'un des scénarios de référence par les pouvoirs publiques français.

SYNTHÈSE DES ÉCONOMIES D'ÉMISSIONS DIRECTES DE CO2 GÉNÉRÉES PAR L'ÉLECTRIFICATION DANS LE SCÉNARIO BLUE-AMPÈRE À HORIZON 2035 [46]





Les 11 Mt de CO_2 supprimés par l'électrification sont concentrées dans les secteurs de la sidérurgie (55% des réductions), de la chimie (20%) et de l'agroalimentaire (11%).

Enjeux CO_2 à l'échelle du système électrique européen

Une analyse plus large du bilan d'émissions de CO_2 pourrait également prendre en compte l'impact sur le marché européen d'une augmentation de la consommation d'électricité française. En effet, une augmentation de la demande française peut conduire indirectement au démarrage de groupes thermiques (charbon et gaz) dans d'autres pays européens qui auraient pu bénéficier des exports français d'électricité décarbonée.

46 - 0,1 Mt CO_2 est également économisée dans le secteur du textile, non représenté ici.

FIGURE 31

3.3

L'électrification pourrait favoriser la création d'emplois dans le secteur électrique, mais entraîner des destructions d'emplois dans le secteur gazier

Il est important de considérer les créations d'emplois directs et indirects générés par la consommation énergétique industrielle sur toute la chaine de valeur des systèmes énergétiques. Dans le cas de l'électrification, la substitution technologique vers l'électrique pourrait créer des emplois dans le secteur électrique et en détruire dans les secteurs des énergies fossiles, en particulier dans la filière gaz.

LES OBJECTIFS DE LA PPE POUR LE SECTEUR ÉLECTRIQUE POURRAIENT CRÉER ENVIRON 40 000 EMPLOIS NETS dans le système électrique et l'industrie des équipements électriques

L'Union Française de l'Electricité (UFE) a estimé que la filière électrique comptait en 2018 environ 600 000 emplois répartis sur l'ensemble du territoire national avec 50% dans le système électrique, 35% dans le secteur du bâtiment (installation d'équipements électriques dans le résidentiel notamment), 7% dans l'industrie et 7% dans les infrastructures villes et mobilité. [22]

L'étude UFE estime que l'atteinte des objectifs fixés par le volet emplois et compétences de la PPE pourrait créer environ 200 000 emplois nets à horizon 2030 dans la filière électrique. La majeure partie de ces emplois (~150 000 emplois) seront créés dans le secteur des bâtiments, au service de la rénovation énergétique, et dans les infrastructures de mobilité pour le développement des VE. **Une majeure partie des emplois seront donc créés indépendamment de l'électrification industrielle.** [22]

Cependant, l'UFE estime que 36 000 emplois pourraient être créés dans le système électrique (production, transport, distribution) **et 13 000 emplois dans le secteur industrie** (fabrication et installations d'équipements électriques) à horizon 2030 [22]. L'électrification industrielle, en accroissant la demande électrique française et en stimulant les besoins en équipements électriques, pourrait directement contribuer au développement de ces ~50 000 emplois.

En particulier, les 13 000 emplois créés dans l'industrie à horizon 2030 seront ceux au service des procédés industriels, des équipements et services d'efficacité énergétique et de sécurité électrique.

ÉVOLUTION DES EMPLOIS DE LA FILIÈRE ÉLECTRIQUE PAR SEGMENT DANS LE SCÉNARIO PPE À 2030 SELON L'ÉTUDE UFE 2020 [22]

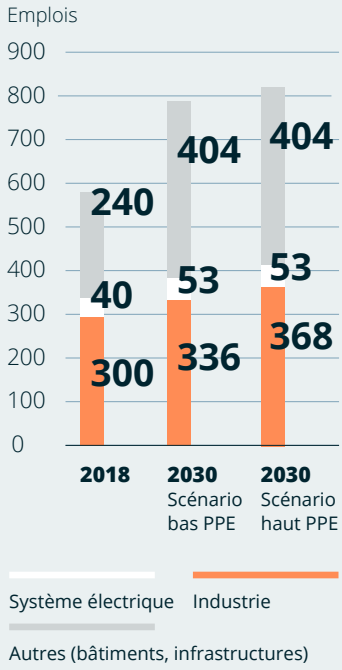


FIGURE 32

Ces 13 000 emplois seront directement générés par les efforts d'électrification industrielle.

Ces créations d'emplois profiteront aux filières industrielles qui ont développé un écosystème d'acteurs sur le territoire. Il existe de nombreuses entreprises françaises qui proposent des solutions électriques pour les procédés thermiques industriels.

ÉVOLUTION DES EMPLOIS DU SYSTÈME ÉLECTRIQUE ET DE LA FILIÈRE INDUSTRIE
À HORIZON 2030 EN APPLICATION DES OBJECTIFS SNBC / PPE, EN MILLIERS [22]

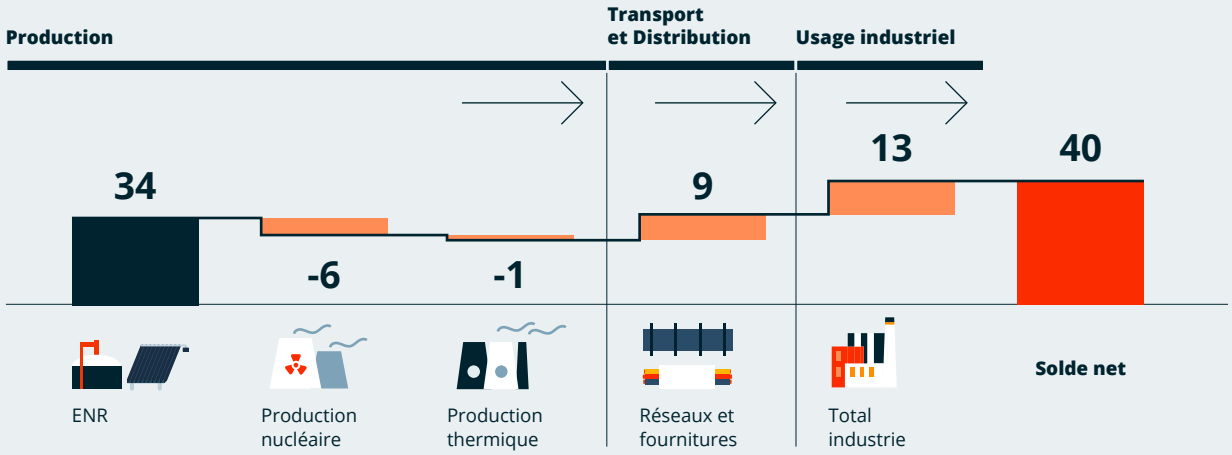


FIGURE 33

Un scénario PPE plus pessimiste pour l'électrification industrielle que ceux de l'étude PEP 2
Les estimations de l'étude UFE sont fondées notamment sur les objectifs de la SNBC et de la PPE, qui sont moins ambitieux en termes d'électrification de l'industrie que les scénarios d'électrification de la présente étude à horizon 2035.
Ainsi, la création d'emplois électriques dans l'industrie pourrait être supérieure à celle estimée par l'UFE.

L'ÉLECTRIFICATION DES PROCÉDÉS POURRAIT CEPENDANT MENER À DES DESTRUCTIONS D'EMPLOIS dans le secteur des technologies gazières et plus indirectement dans l'opération du système gazier.

À partir d'une étude de l'Association française du gaz (AFG), on peut évaluer entre 50 000 et 60 000 le nombre d'emplois dans la filière associés indirectement à la consommation de gaz (en excluant les emplois directs des filières gaz résidentiel) [23]. Le potentiel technico-économique maximal d'électrification estimé dans cette étude, qui correspond à une baisse en consommation annuelle de gaz de 56 TWh, représenterait en 2035 une baisse de 12% de la totalité du gaz consommé en France par rapport à 2019. Cette décroissance des usages gaz pourrait affecter les emplois du système gazier.

Par ailleurs, les emplois des fabricants, installateurs et mainteneurs des équipements gaz pourraient être menacés par l'électrification industrielle. En effet, bien que la majorité des technologies gaz présentes dans l'industrie française soient achetées à l'import (Allemagne, Italie en majorité), il demeure en France une filière d'équipementiers, fabricant des technologies thermiques gaz (TIC, brûleurs, chaudières…).

La majorité de ces entreprises sont des PME de 50-100 salariés, réparties sur tout le territoire français et qui représentent quelques milliers d'emplois[47]. Cependant, une part non négligeable du chiffre d'affaires des fabricants français est réalisée à l'export, ce qui permet de limiter la dépendance de ces acteurs aux évolutions du mix énergétique français.

Cette analyse rudimentaire de la dynamique de création et destruction d'emplois pourrait être complétée par une étude plus fine sur les enjeux macroéconomiques associés à l'électrification de la consommation énergétique, notamment en lien avec l'impact de l'électrification sur la balance commerciale française.

47 - Eléments issus d'un échange avec un membre de l'équipe « Industries » de GRDF, complétés par des données AFG.

Annexe 1

Description des 7 technologies électriques étudiées

TECHNOLOGIE	DESCRIPTION
Résistances	Les résistances sont des éléments conducteurs d'électricité. Elles sont traversées par un courant électrique et de la chaleur es générée par effet Joule.
Pompes à chaleur (PAC)	Les pompes à chaleur utilisent l'énergie électrique pour faire circuler un fluide caloporteur qui transfère de la chaleur d'un milieu à un autre à travers des cycles compression/détente. Les pompes à chaleur industriels dites « haute température » les plus avancées permettent de chauffer des fluides jusqu'à 120-150 °C.
Fours à conduction	Le principe du four à conduction est basé sur la propriété du matériau d'être conducteur d'électricité. Celui-ci est donc chauffé par effet Joule, la masse de matériau en fusion constituant la résistance. Le courant électrique est conduit par des électrodes noyées dans le matériau à l'état liquide.
Fours à induction	Un four à induction est un four électrique dans lequel la chaleur est appliquée au métal par le moyen d'un chauffage à induction. Ils sont utilisés pour faire fondre le fer, l'acier ainsi que les métaux non ferreux et les métaux précieux.
Compression Mécanique de Vapeur (CMV)	La CMV est une technologie de séchage des liquides par évapoconcentation qui utilise de l'électricité pour comprimer une vapeur d'eau utilisée pour chauffer le liquide.
Hautes fréquences (HF) et Micro ondes (MO)	Les rayonnements micro-ondes et hautes fréquences provoquent l'inversion rapide de la polarité du champ électromagnétique du matériau ce qui crée une vibration et une rotation des molécules polarisées. Ce phénomène produit de la chaleur.
Fours à arcs	Un four à arc électrique est utilisé dans la production d'acier pour fondre des ferrailles d'acier. Un arc électrique se forme entre la charge et les électrodes et la chaleur engendrée par l'arc fait fondre les ferrailles.

Annexe 2

Secteurs industriel inclus dans l'étude

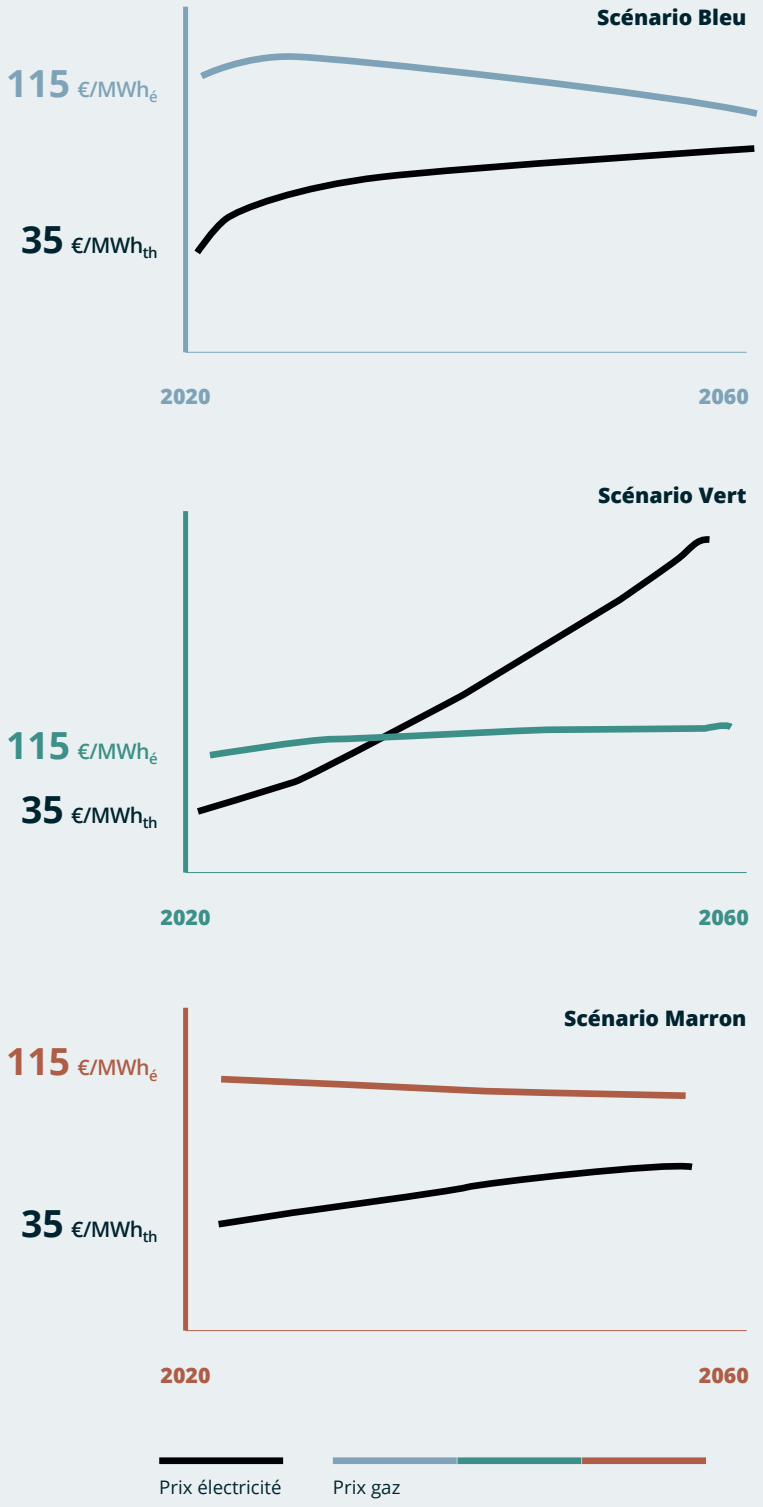
SECTEUR INDUSTRIEL CATÉGORISATION DÉRIVÉE DU RAPPORT PIPAME 2017	CORRESPONDANCE AVEC LA NOMENCLATURE DES ACTIVITÉS CONSOMMATRICES D'ÉNERGIE (NCE)
Sidérurgie	**E16** – Sidérurgie
	E29 – Fonderie, travail des métaux et premières transformation de l'acier (acier uniquement)
Chimie base	**E23** – Engrais
	E24 – Chimie minérale hors engrais
	E25 – Matières plastiques, caoutchouc de synthèse
	E26 – Chimie organique hors matières plastiques
	E36 – Industrie du caoutchouc
	E37 – Plasturgie
Minéraux non métalliques	**E19** – Minéraux divers
	E20 – Plâtre chaux ciment
	E21 – Matériaux de construction hors plâtre chaux ciment
	E22 – Industrie du verre
Agroalimentaire	**E12** – Industrie laitière
	E13 – Sucreries
	E14 – I.A.A. Hors lait et sucre
Papier et impression	**E35** – Papier carton
Métallurgie	**E18** – Métaux non ferreux
	E29 – Fonderie, travail des métaux (hors acier)
Biens d'équipement	**E31** – Construction Mécanique
	E32 – Construction électrique et électronique
	E33 – Construction navale et aéronautique, armement
Chimie fine	**E28** – Parachimie, pharmacie
Raffinage	**E04** – Raffinage de pétrole
Textile	**E34** – Industrie textile, du cuir et de l'habillement

Annexe 3

Tendance des courbes de prix des énergies

Les figures suivantes présentent les tendances des courbes d'évolution des prix des énergies d'ici à 2060 dans les trois scénarios de prix Bleu, Vert et Marron[48].
La comparaison de ces trois graphes permet d'illustrer les différents écarts entre les prix de l'électricité et du gaz dans les trois scénarios (variation du spread). On peut observer que le scénario vert est le scénario le plus favorable à l'électrification puisque l'écart de prix y est le plus important, tandis que le scénario marron est le moins favorable, l'écart de prix y étant le plus modéré.

Les graphes et les coûts détaillés sont présentés dans le rapport complet de l'étude.



48 - Sur la base des prévisions énergétiques d'Enerdata publiées en juin 2021.

Tables

Acronymes

AAP
Appel à Projets

AIE
Agence Internationale de l'Energie

AMI
Appel à Manifestation d'Intérêt

BP
Bilan Prévisionnel

BT
Basse Température

CAE
Coûts Actualisés de l'Energie

CAPEX
Capital Expenditures

CCUS
Carbon Capture and Storage

CMV
Compression Mécanique de Vapeur

EnR
Énergie Renouvelable

ETS
Emissions Trading Scheme

EU
European Union

GES
Gaz à Effet de Serre

HF
Hautes fréquences

HT
Haute température

INDC
Intended Nationally Determined Contributions

MO
Micro-ondes

OCDE
Organisation de coopération et de développement économiques

OD
Offre-demande

PAC
Pompe à chaleur

PEP
Potentiel d'Électrification des Procédés

PIPAME
Pôle Interministériel de prospective et d'anticipation des mutations économiques

PPE
Programmation Pluriannuelle de l'Énergie

RTE
Réseau de Transport d'Electricité

SNBC
Stratégie Nationale Bas Carbone

TCV
Turbocompression de Vapeur

TIC
Tubes immergés compacts

UE
Union Européenne

VE
Véhicules Électriques

Figures

Figure 1 - Répartition des 240 TWh de consommation énergétique annuelle des usages thermiques non électriques, par procédés et par secteur (2014) [3] 4

Figure 2 - Part de la consommation de combustibles actuelle potentiellement électrifiable à horizon 2035 5

Figure 3 - Potentiels d'électrification en 2035 dans les trois scénarios 7

Figure 4 - Quantité de combustible substituable accessible par secteur selon les scénarios de prix d'énergie 8

Figure 5 - Comparaison du scénario de référence SNBC 2030 avec les scénarios PEP 2 2035 [7] 11

Figure 6 - Méthodologie de calcul du potentiel technico-économique maximum de la Partie 1 13

Figure 7 - Méthodologie de calcul du potentiel d'électrification de chaque scénario de la Partie 2 14

Figure 8 - Distribution de la consommation finale d'énergie par secteur en 2019 (gauche) et mix énergétique final de l'industrie en 2019 (droite) [2] 18

Figure 9 - Consommation énergétique finale des procédés thermiques industriels en France au regard de la consommation nationale et industrielle (TWh / an) [3] 23

Figure 10 - Consommation des procédés thermiques par secteur industriel [3] 24

Figure 11 - Répartition de la consommation annuelle d'énergie des usages thermiques non électrifiés par type de procédé et par secteur industriel (données CEREN pour l'année 2014) [3] 25

Figure 12 - Sous-catégories de procédés thermiques considérés pour l'étude 26

Figure 13 - Représentation schématique du potentiel d'électrification considéré pour cette étude 27

Figure 14 - Part de la consommation de combustibles actuelle potentiellement électrifiable d'ici à 2035 30

Figure 15 - Répartition de la consommation annuelle d'énergie finale des procédés thermiques industriels par secteur entre combustible substituable et non-substituable 31

Figure 16 - Scénario de référence de prix du CO_2 de l'EU-ETS [15] 35

Figure 17 - Coûts complets des technologies de chauffage des fluides dans les trois scénarios de prix d'énergie 39

Figure 18 - Répartition des coûts complets par poste de dépenses en 2020 et en 2035 40

Figure 19 - Sensibilité des coûts complets à la réduction des coûts d'installation 41

Figure 20 - Sensibilité des coûts complets aux scénarios de prix du CO_2 41

Figure 21 - Échelle de seuils d'électrification retenue pour l'étude en fonction des écarts relatifs de coûts complets électrique vs. fossile 45

Figure 22 - Potentiel d'électrification dans les scénarios Vert, Bleu et Marron (de haut en bas) par rapport au potentiel technico-économique maximal (en hachuré) 46

Figure 23 - Quantité de combustible substituable accessible par secteur selon les scénarios de prix d'énergie 47

Figure 24 - Objectifs publics transformation du mix électrique, issus des projets de PPE et SNBC [17] [7] 50

Figure 25 - Constitution des excédents de production en 2035 dans les différents scénarios du BP 2017 [18] 51

Figure 26 - Evolution de la capacité d'effacement française au regard des objectifs PPE [20] 52

Figure 27 - Illustration des flux sur le réseau de grand transport et sur les réseaux régionaux en perspective des zones industrielles majeures en France [19] 53

Figure 28 - Répartition des émissions de GES en 2019 par secteur industriel (Mt CO_2 eq) [4] [2] 54

Figure 29 - Réduction des émissions de CO_2 post-électrification 55

Figure 30 - Emissions de CO_2 supplémentaires associées à la production d'électricité additionnelle dans les différents scénarios 55

Figure 31 - Synthèse des économies d'émissions directes de CO_2 générées par l'électrification dans le scénario Blue-Ampère à horizon 2035 56

Figure 32 - Évolution des emplois de la filière électrique par segment dans le scénario PPE à 2030 selon l'étude UFE 2020 [22] 57

Figure 33 - Évolution des emplois du système électrique et de la filière industrie à horizon 2030 en application des objectifs SNBC / PPE, en milliers [22] 58

Bibliographie

[1] CETIAT, « Potentiel d'électrification des procédés thermiques industriels - Vision technico-économique, » 2021.

[2] Ministère de la Transition Ecologique, « Bilan energétique de la France en 2019, » 2021.

[3] CEREN, ADEME, « Première analyse du potentiel technique d'électrification des procédés industriels thermiques par des technologies matures, » 2020.

[4] Ministère de la Transition Ecologique, « Les émissions de gaz à effet de serre du secteur de l'industrie manufacturière, » 2021. [En ligne]. Available: https://ree.developpement-durable.gouv.fr/themes/defis-environnementaux/changement-climatique/emissions-de-gaz-a-effet-de-serre/article/les-emissions-de-gaz-a-effet-de-serre-du-secteur-de-l-industrie-manufacturiere.

[5] European Environmental Agency, « Greenhouse gas emission intensity of electricity generation ».

[6] Commission Européenne, « A Clean Planet for all -A European long-term strategic vision for a prosperous, modern, competitive and climate neutral economy, » 2018.

[7] Ministère de la Transition Ecologique et Solidaire, « Stratégie Nationale Bas Carbone, » 2020.

[8] INSEE, « Les consommations d'énergie dans l'industrie en 2017, » Mars 2019. [En ligne]. Available: https://www.insee.fr/fr/statistiques/3702790?sommaire=3702794.

[9] ADEME, « Climat Air et Energie: Chiffres-Clés, » 2018.

[10] Enea Consulting, KERDOS Energy, « Intégration des énergies renouvelables et de récupération dans l'industrie, » 2018.

[11] Enea Consulting, « Identifier les opportunités de financement «transition énergie/climat» de sous-secteurs industriels, » 2020.

[12] FEVE, « « Furnace of the future »: Un projet européen pour reduire de 50 % les émissions de co2 liées a la production de verre d'emballage, » Mars 2020. [En ligne]. Available: https://feve.org/reduire-de-50-les-emissions-de-co2/.

[13] Sénat, « Sur les enjeux de la filière sidérurgique dans la France du XXIe siècle : opportunité de croissance et de développement - Rapport, » 2019.

[14] Connaissance des Energies, « Raffinage pétrolier, » Août 2018. [En ligne]. Available: https://www.connaissancedesenergies.org/fiche-pedagogique/raffinage-petrolier#:~:text=Les%20distillats%20sont%20transform%C3%A9s%20par,d'obtenir%20des%20fiouls%20lourds.

[15] I4CE, « 2019 State of the EU ETS Report, » 2019.

[16] UK Government: Department of Energy & Climate Change, « Potential Cost Reductions for Air Source Heat Pumps, » 2016.

[17] Ministère de la Transition Ecologique et Solidaire, « Programmation Pluriannuelle de l'Energie, » 2020.

[18] RTE, « Bilan Prévisionnel de l'équilibre offre-demande d'électricité en France - Edition 2017, » 2018.

[19] RTE, « Le schéma décennal de développement du réseau - Edition 2019, » 2020.

[20] ADEME, « L'effacement de la consommation électrique en France, » 2017.

[21] Commissariat général au développement durable, « Les facteurs d'évolution des émissions de CO2 liées à l'énergie de 1990 à 2018, » 2020.

[22] Union Française de l'Electricité, « Etude prospective emplois et compétences de la filière électrique, » 2020.

[23] Association française du gaz, « Les emplois dans la filière gaz en France : un atout pour l'économie française, » 2020. [En ligne]. Available: https://www.afgaz.fr/wp-content/uploads/afg_etude_detaillee_de_representativite_secteur_gaz.pdf.

[24] Commissariat général au développement durable, « Chiffres clés de l'énergie, » 2019.

[25] INSEE, « Prix social du carbone et engagement pour le climat : des pistes pour une comptabilité économique environnementale ?, » 2020.

[26] ADEME, « Base carbone, » 2014.

[27] European Commission, « Climate Action - Revision for phase 4 (2021-2030), » [En ligne]. Available: https://ec.europa.eu/clima/policies/ets/revision_en#tab-0-0.

[28] RTE, « La transition vers un hydrogène bas carbone, » 2020.

[29] RTE, « Enjeux du développement de l'électromobilité pour le système électrique, » 2019.

[30] Réseau de Transport d'Electricité (RTE) & Agence Internationale de l'Energie (AIE), « Conditions et prérequis en matière de faisabilité technique pour un système électrique avec une forte proportion d'énergies renouvelables à l'horizon 2050, » 2021.

[31] PIPAME, « Les acteurs, l'offre et le marché de l'efficacité énergétique à destination de l'industrie, » 2017.

ALLICE est l'alliance de référence pour la décarbonation de l'industrie. Réunissant plus de 130 membres issus de tous secteurs, ALLICE vise à accélérer la transition bas-carbone en rassemblant, en informant et en soutenant la filière décarbonation en Europe, dans une approche multisectorielle.

Alliance ALLICE
www.alliance-allice.com