

JUIN 2026

# **Produire en France avec l'énergie de France De l'avantage électrique à l'avantage industriel**

**Rapport à**

Monsieur le Premier Ministre

établi par

**Raphaël SCHELLENBERGER**

Député du Haut-Rhin

avec le support de

**Sandrine ROBERT**

Ingénieure générale des mines  
Conseil général de l'économie

## RESUME EXECUTIF

Lorsque le Premier ministre confie à la mission le soin d'identifier et de lever les freins à l'électrification de l'industrie existante, le diagnostic est déjà posé : la France a retrouvé une capacité de production électrique abondante, largement décarbonée et compétitive, mais la demande industrielle ne suit pas encore. La France dispose donc d'un avantage électrique qu'elle ne transforme pas encore suffisamment en avantage industriel.

Dans le contexte géopolitique de 2026, l'électrification devient un enjeu de souveraineté, de compétitivité et de réindustrialisation. Produire davantage avec une électricité produite en France, largement décarbonée et moins exposée aux flux internationaux de combustibles, constitue désormais une condition matérielle de notre liberté politique et de notre puissance industrielle.

Pendant six mois, la mission a conduit ses travaux au plus près du terrain. Ces visites ont été déterminantes. Elles ont montré à la fois la réalité des freins, la diversité des situations industrielles, mais aussi la volonté de nombreux industriels de participer à l'effort de réindustrialisation et de décarbonation du pays. Le plan du rapport répond à quatre questions simples.

D'abord, **pourquoi l'électrification ne va-t-elle pas plus vite ?** Nous avons fait le choix de déconstruire cinq idées reçues que nous avons souvent rencontrées sur le terrain.

Ensuite, **pourquoi faut-il accélérer ?** La mission rappelle que l'électrification n'est pas un simple choix technique. Elle relève de l'ambition de renouer avec la production.

Puis, **comment accélérer ?** Nous défendons un parti pris clair. Il faut d'une part s'intéresser aux industries diffuses en leur proposant des outils simples, standards et répliquables et d'autre part poursuivre une stratégie cousue main pour les sites les plus gros émetteurs de CO<sub>2</sub> qui correspondent aussi aux procédés les plus complexes.

Enfin, **comment rendre cette accélération crédible et durable ?** La mission est profondément convaincue de la robustesse du système électrique français. Mais électrifier c'est élargir son usage et nécessite donc d'accroître encore le niveau de compréhension et de confiance.

La conviction centrale de la mission est la suivante : **la France doit désormais transformer son avantage électrique en avantage industriel.** Pour cela, l'électrification doit être assumée comme une politique industrielle d'État.

### **1. L'électrification n'est plus seulement une politique climatique : c'est une politique de souveraineté productive**

L'électrification a longtemps été abordée principalement sous l'angle de la décarbonation. Cette approche reste juste, mais elle est insuffisante. Dans le contexte actuel, électrifier l'industrie signifie remplacer des énergies fossiles importées par une électricité produite sur le territoire national. C'est donc réduire une dépendance géopolitique, améliorer notre balance énergétique, exposer moins l'économie française aux chocs internationaux sur les combustibles fossiles.

La France dispose d'un mix électrique bas-carbone qui constitue un avantage rare en Europe. La souveraineté énergétique ne consiste donc pas seulement à produire une électricité décarbonée ; elle suppose d'en accroître les usages là où elle peut remplacer du gaz, du fioul ou du charbon importés.

L'électrification permet aussi de réconcilier décarbonation et réindustrialisation. Si la France ne parvient pas à offrir aux industriels une électricité compétitive, prévisible et accessible, elle prendra le risque d'importer sa décarbonation : les émissions baisseront sur le territoire national, mais au prix d'un affaiblissement de l'appareil productif et d'un transfert de valeur vers des pays tiers.

La mission souligne à cet égard que toutes les électrifications ne se valent pas du point de vue de l'intérêt général. L'électrification d'un site industriel existant, productif, inséré dans son territoire, créateur d'emplois et souvent exposé à la concurrence internationale ne relève pas de la même priorité que certains usages nouveaux fortement consommateurs d'électricité dont la contribution à la souveraineté productive peut être plus indirecte.

Cette conviction implique de stabiliser les dispositifs permettant de rendre l'électricité compétitive pour l'industrie existante. Les taux réduits d'accise, les abattements de TURPE, la compensation des coûts indirects du carbone et les dispositifs contractuels de long terme ne doivent pas être traités comme de simples niches budgétaires remises en cause à chaque débat financier. Ils constituent des instruments de souveraineté industrielle.

Elle implique également de clarifier le discours public. L'électricité décarbonée est devenue une ressource abondante alors que la biomasse disponible est une ressource limitée. Dans un système bas-carbone, la bonne hiérarchie des usages doit tenir compte de la rareté réelle des ressources : la biomasse doit être réservée prioritairement aux usages difficilement électrifiables ; l'électricité doit devenir le vecteur naturel de substitution dès lors que les technologies sont disponibles et compétitives.

#### **Recommandations associées - Faire de l'électricité un avantage de souveraineté productive**

- **Recommandation n° 2** : en plus de la publication du décret permettant d'interdire la publicité des énergies fossiles, clarifier dans le contrat de service public de GRDF l'interdiction de promouvoir le gaz.
- **Recommandation n° 7** : ne plus utiliser la notion d'énergie primaire pour la mesure de la performance énergétique et prendre en compte, dans la priorisation des énergies décarbonées et la communication associée, le consensus sur la réalité de la ressource de biomasse disponible.
- **Recommandation n° 9** : dans les communications gouvernementales sur l'électrification des usages, déconstruire les idées reçues.
- **Recommandation n° 10** : garantir le maintien des dispositifs permettant un prix compétitif de l'électricité, priorisés sur l'industrie existante et élargir l'ICC aux nouveaux secteurs éligibles afin d'éviter d'importer notre décarbonation.
- **Recommandation n° 11** : assumer un tarif de l'électricité plus compétitif pour l'industrie extractive, de transformation ou manufacturière, que pour les services numériques, notamment s'ils ne concourent pas pleinement à la souveraineté du calcul et de la donnée.

## **2. Le premier gisement d'accélération est l'industrie diffuse : il faut massifier les solutions simples, matures et finançables**

La décarbonation industrielle est souvent abordée à partir des plus grands sites émetteurs. Cette approche historique ne doit pas masquer un autre gisement, plus immédiatement mobilisable : celui de l'industrie diffuse. De nombreux sites industriels, en particulier dans l'agroalimentaire, le papier, le textile, la chimie fine, les matériaux ou les activités de séchage, utilisent des procédés thermiques basse et moyenne température pour lesquels des technologies électriques matures existent déjà.

La consommation d'énergie finale des procédés thermiques industriels atteignait 209,7 TWh en 2021, dont seulement 15,3 TWh d'électricité. L'écart est considérable. La mission met en évidence les technologies disponibles pour électrifier rapidement une part importante de ces procédés.

La mission ne plaide pas pour une électrification théorique, totale et immédiate de tous les sites. Elle plaide pour des premiers pas massifs, reproductibles et rapides. L'alternation entre une chaudière électrique et une chaudière gaz, le stockage chimique ou thermique, l'adaptation des procédés aux heures de bas prix de l'électricité, ou la délégation de production d'utilités à des acteurs spécialisés peuvent constituer des étapes décisives. Ces solutions installent une nouvelle culture industrielle : compréhension du marché électrique, apprentissage de la flexibilité, transformation des habitudes de maintenance, maîtrise progressive des technologies électriques. La stratégie doit être simple : ne pas attendre le projet parfait pour engager des projets utiles.

Le principal obstacle n'est donc pas seulement technologique. Il est aussi organisationnel, financier et culturel. Beaucoup de PME et d'ETI ont besoin d'un accompagnement simple, stable et lisible. La mission a observé que les dispositifs régionaux les plus efficaces sont ceux qui identifient les entreprises diffuses, et coordonnent les différents acteurs publics à l'échelle d'un territoire.

L'électrification de l'industrie diffuse doit être pensée comme une politique de massification. L'enjeu est de déployer largement des solutions éprouvées. La mission porte également la conviction que la massification viendra de la montée en puissance de l'activité de tiers-opérateurs ou de tiers-investisseurs dont le métier se construit à l'intersection de la compréhension du process industriel, la maîtrise de solutions d'électrifications, la capacité à capter des financements et la possibilité d'agréger les consommations à l'échelle de plusieurs sites.

#### **Recommandations associées - Massifier l'électrification de l'industrie diffuse**

- **Recommandation n° 1** : accompagner les ETI et PME dans leur montée en compétence sur la connaissance du marché de l'électricité.
- **Recommandation n° 5** : mettre en avant les technologies d'électrification matures, partager les retours d'expérience, y compris sur des projets simples et faciles d'accès.
- **Recommandation n° 8** : promouvoir l'électrification comme une activité économique à part entière et soutenir les innovations d'usage industriel.
- **Recommandation n° 19** : intégrer dans le programme annuel du réseau des CCI un accompagnement à l'électrification des PME et ETI, dans une logique pluriannuelle de sensibilisation puis d'accompagnement croissant.
- **Recommandation n° 20** : réinterroger les dispositifs d'aide aux PME / ETI de manière à prioriser l'électrification et à encourager le recours au tiers-financement ou tiers-investissement et à l'électrification partielle.
- **Recommandation n° 21** : définir les modalités de mise en œuvre d'un fonds de garantie de soutien à la massification de l'électrification industrielle, pour défaut de paiement dans un dispositif de tiers-financement ou tiers-investissement.
- **Recommandation n° 22** : adapter l'article L. 312-45-1 du code de l'énergie afin de mieux prendre en compte les situations d'électrification partielle dans l'éligibilité aux taux réduits d'accise de l'électricité.

### **3. Le réseau doit devenir un instrument de stratégie industrielle : raccorder plus vite, mieux prioriser et mieux planifier**

L'accès au réseau électrique est devenu l'un des sujets les plus sensibles de l'électrification. Il ne doit pas être abordé comme une simple procédure administrative. Il s'agit désormais d'un instrument de politique industrielle et d'aménagement du territoire. Pour électrifier, il faut savoir où renforcer les réseaux, où raccorder les usages, où orienter les nouveaux projets.

La mission a constaté un décalage important entre la réalité physique du réseau et la perception qu'en ont les acteurs. Dans plusieurs territoires, des industriels renoncent ou retardent leur réflexion en raison d'une impression de saturation générale. Or cette saturation est souvent contractuelle, administrative

ou liée à des demandes immatures, et non une impossibilité physique de raccorder de nouveaux usages. Les demandes de raccordement auprès de RTE ont explosé, notamment du fait de projets de production d'hydrogène ou de calcul numérique dont la maturité, la temporalité et le modèle économique ne sont pas toujours établis.

Cette situation peut conduire à une mauvaise allocation d'une ressource stratégique. La règle du "premier arrivé, premier servi" n'est plus adaptée lorsque certains projets réservent de la capacité sans certitude de réalisation, tandis que des sites industriels existants, non délocalisables, engagés dans une électrification concrète, se trouvent bloqués. La transformation engagée vers une logique de "premier prêt, premier servi" va dans le bon sens, à condition qu'elle ne se limite pas à une comparaison administrative du degré d'avancement des projets. Elle doit intégrer des critères d'intérêt général, de maturité, de localisation, d'usage productif et d'impact sur le système électrique.

La mission insiste également sur la nécessité de distinguer clairement les saturations en injection et en soutirage. Un territoire saturé pour l'injection d'énergies renouvelables peut parfaitement rester capable d'accueillir un projet de consommation industrielle. Cette distinction est encore trop mal comprise.

La planification doit également changer d'échelle. Le schéma de raccordement des énergies renouvelables ne suffit plus dans un système où l'enjeu devient aussi le raccordement des usages. Il faut construire une vision territoriale partagée des productions, des consommations et des réseaux.

Enfin, le coût du raccordement ne doit pas devenir un frein bloquant pour les sites existants. Un site industriel déjà présent dans un territoire ne peut pas se déplacer pour optimiser ses coûts de raccordement. Il y a lieu de prendre cet état de fait en compte.

#### **Recommandations associées - Faire du réseau un outil d'électrification industrielle**

- **Recommandation n° 3** : assurer lors de la mise en œuvre de la règle du « Premier prêt, premier servi » la prise en compte des critères d'intérêt général, des priorisations d'usages ou des contraintes de localisation.
- **Recommandation n° 4** : communiquer de façon compréhensible dans les territoires saturés en injection, sur la disponibilité de la ressource en soutirage et créer, au niveau national, une priorité de réalisation des raccordements pour les projets de soutirage.
- **Recommandation n° 12** : faire publier par les gestionnaires de réseau une cartographie des zones où les conditions de raccordement sont aisées, moins favorables ou dissuasives (reprise de la recommandation n°37 du rapport de messieurs Levy et Tuot) et en distinguant les zones saturées en injection ou en soutirage.
- **Recommandation n° 14** : Instituer, pour les sites existants dans les zones de saturation des réseaux et à la demande de l'industriel, un échange technique avec le gestionnaire de réseau sur la proposition de raccordement formulée.
- **Recommandation n° 15** : compléter les S3REnR d'un chapitre relatif aux raccordements des usages pour en faire des Schémas Régionaux de Raccordement aux Réseaux (S3R).
- **Recommandation n° 16** : étudier la possibilité d'intégrer dans le PLF, l'article 2 du projet de loi cadre relatif au développement des transports modifiant l'article L. 341-2 et créant l'article L. 342-21-1 du code de l'énergie pour rendre possible la mutualisation des coûts du renforcement de l'infrastructure du réseau de distribution.
- **Recommandation n° 17** : Modifier l'article L. 341-4-2 du code de l'énergie pour permettre l'élargissement de l'abattement de TURPE au réseau de distribution pour les sites fortement consommateurs d'électricité et présentant des profils de consommation spécifiques.
- **Recommandation n° 18** : Modifier l'article L. 342-11 du code de l'énergie, afin que le taux de réfaction du raccordement soit plafonné à 80% en cas de renforcement de réseau rendu nécessaire par l'électrification d'un procédé industriel existant.

**4. Les filières lourdes doivent faire l'objet de stratégies dédiées : l'électrification n'y est pas un simple changement d'énergie**

L'industrie diffuse appelle une logique de massification. Les filières lourdes appellent une autre méthode. Dans l'acier, l'ammoniac, les engrais, la chaux et le ciment ou le verre, l'électrification peut conduire à changer en profondeur l'outil de production. Elle peut modifier la matière première, le procédé, le besoin en infrastructures, le modèle économique et la chaîne de valeur.

Ces filières partagent plusieurs caractéristiques : peu d'acteurs, investissements massifs, forte exposition à la concurrence mondiale, procédés complexes, coût de décarbonation difficile à répercuter dans la chaîne de valeur. Elles nécessitent donc des stratégies publiques explicites, construites avec les industriels, les filières aval, les territoires, les énergéticiens et les acteurs européens. L'objectif n'est pas seulement de financer des projets isolés, mais de dire clairement ce que la France et l'Europe veulent conserver comme capacités productives, à quel horizon, avec quels leviers technologiques et avec quels mécanismes de protection ou de répercussion des coûts.

La question de la concurrence internationale est centrale. La stratégie européenne repose largement sur l'idée que nos industries décarbonées pourront conserver un avantage si la décarbonation européenne est plus rapide et mieux protégée. Mais cet avantage n'est pas garanti. La Chine accélère fortement le développement de ses capacités bas-carbone, renouvelables comme nucléaires, tout en structurant ses chaînes industrielles. Il serait imprudent de supposer que l'Europe conservera durablement un avantage de décarbonation sans politique industrielle, commerciale et énergétique cohérente.

#### **Recommandations associées - Construire des stratégies dédiées pour les filières lourdes**

- **Recommandation n° 6** : poursuivre le soutien à l'innovation.
- **Recommandation n° 13** : Proportionner les contreparties attendues dans les Plans de Performance Énergétique conclus avec les entreprises électro-intensives pour bénéficier des abattements de TURPE et faciliter leur révision en cas d'électrification des procédés.
- **Recommandation n° 23** : Permettre l'usage du CO<sub>2</sub>, non biogénique, issu d'un procédé de production de chaux ou de ciment dans la production de e-carburants au-delà de 2040 pour les installations de capture de carbone construites avant 2032.
- **Recommandation n° 24** : définir des objectifs d'électrification par filière.

### **5. Accroître la confiance dans le système électrique**

L'électrification ne peut pas être réduite à une addition de projets de sites. Elle suppose un écosystème complet : compétences, bureaux d'études, fournisseurs, apporteurs de solutions, fabricants d'équipements, filières électriques, gestionnaires de réseaux, financeurs, opérateurs de flexibilité, collectivités et services de l'État. La mission a constaté que l'un des freins majeurs à l'électrification tient à la capacité du système à rassurer les industriels : sur les prix, sur la disponibilité électrique, sur la robustesse du réseau, sur la maintenance, sur la qualité de production, sur les fournisseurs et sur les délais.

Ce besoin de confiance vaut aussi pour les équipements. Si cette demande est satisfaite massivement par des équipements importés, la France prendra le risque de déplacer sa dépendance : moins de gaz importé, mais davantage de dépendance aux chaînes de valeur électriques et électroniques étrangères. L'électrification doit donc être aussi une politique industrielle de l'équipement électrique.

L'Europe ne part pas de rien. Elle dispose d'industriels, d'ingénieries, de fabricants et d'un savoir-faire historique. Mais la concurrence internationale est vive. La Chine structure rapidement ses chaînes de valeur. La France et l'Europe doivent donc protéger et développer leurs filières.

Enfin, l'électrification accroît la dépendance de l'économie au bon fonctionnement du système électrique. Cette dépendance nouvelle est la contrepartie de la sortie progressive des énergies fossiles. Elle impose une doctrine plus compréhensible de sécurité d'approvisionnement et une pleine confiance dans les moyens de lutte contre les attaques hybrides mis en place pour protéger le réseau. La transformation des infrastructures stratégiques en cibles des nouvelles tensions mondiales est pleinement intégrée par tous les acteurs industriels à qui il ne suffit plus d'affirmer sans prouver.

La réduction de la place du gaz doit également être organisée. L'objectif d'électrification ne signifie pas disparition immédiate de toutes les fonctions gazières. Certains usages industriels, certaines flexibilités, certains besoins de sécurité et certains gaz renouvelables continueront à jouer un rôle. Mais ce rôle doit être clarifié pour accompagner socialement, économiquement et industriellement la mutation des réseaux et des acteurs concernés, sans entretenir artificiellement des usages fossiles électrifiables.

#### **Recommandations associées — Construire l'écosystème et sécuriser le système**

- **Recommandation n° 25** : poursuivre les discussions avec la Commission Européenne pour imposer le « Made in Europe » proposé dans l'Industrial Accelerator Act dans les marchés publics dans le secteur de la production, transport, distribution et consommation d'électricité.
- **Recommandation n° 26** : élargir le crédit d'impôt pour l'industrie verte (C3IV) à la production des CMV, chaudières électriques et fours électriques ainsi qu'à celle des équipements du réseau de transport et de distribution.
- **Recommandation n° 27** : conditionner, comme pour les pompes à chaleur, les bonifications de certificats d'économies d'énergie offertes à un critère de préférence européenne pour les chaudières électriques, les CMV ainsi que les fours électriques.
- **Recommandation n° 28** : orienter une partie des aides aux entreprises sur ces filières stratégiques.
- **Recommandation n° 29** : Engager, avant la prochaine période pluriannuelle du mécanisme de capacité, une révision doctrinale de la sécurité d'approvisionnement électrique afin de rendre plus compréhensible, plus stable et plus souveraine la couverture de la pointe de consommation. Cette révision devra notamment préciser la contribution raisonnable des interconnexions en situation de tension européenne simultanée, définir le besoin minimal de capacités domestiques pilotables et ouvrir la perspective d'une sortie de certains actifs stratégique de la logique de marché.

La mission aboutit à une conclusion simple : **l'électrification de l'industrie existante est l'un des leviers les plus puissants pour produire en France avec l'énergie de France**. Elle permet de réduire notre dépendance aux énergies fossiles importées, de moderniser l'outil productif, de renforcer la compétitivité des sites existants, de soutenir la réindustrialisation des territoires et de donner un contenu concret à la souveraineté énergétique.

Mais cette stratégie ne réussira pas par simple addition de projets. Elle suppose une doctrine d'État. Cette doctrine doit assumer cinq priorités : rendre l'électricité compétitive pour l'industrie productive ; raccorder les sites existants selon des critères de maturité et d'intérêt général ; massifier les solutions matures dans l'industrie diffuse ; construire des stratégies dédiées pour les filières lourdes ; renforcer l'écosystème industriel et la sécurité d'approvisionnement du système électrique.

La dynamique est engagée. Les visites de terrain l'ont confirmé : les industriels reconsidèrent leurs projets, les apporteurs de solutions se structurent, les territoires se mobilisent, les gestionnaires de réseaux adaptent leurs méthodes, et la parole politique a déjà modifié les anticipations. Il faut désormais accélérer, clarifier et stabiliser.

L'électrification n'est pas seulement un moyen de consommer autrement. C'est une manière de produire à nouveau, durablement, en France.

## SOMMAIRE

|                                                                                                                                           |           |
|-------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------|-----------|
| <b>RESUME EXECUTIF .....</b>                                                                                                              | <b>2</b>  |
| <b>INTRODUCTION.....</b>                                                                                                                  | <b>10</b> |
| <b>TABLE DES RECOMMANDATIONS .....</b>                                                                                                    | <b>12</b> |
| <b>1 Malgré la mobilisation collective, certaines idées reçues restent à battre en brèche.....</b>                                        | <b>16</b> |
| 1.1 Le prix de l'électricité serait plus volatil que celui du gaz.....                                                                    | 16        |
| 1.2 Les réseaux de transport et de distribution seraient saturés, un hôpital n'aurait pas pu se raccorder !.....                          | 19        |
| 1.3 Les technologies d'électrification ne seraient pas disponibles.....                                                                   | 23        |
| 1.4 C'est dommage d'utiliser une énergie si intelligente pour quelque chose de si simple.....                                             | 27        |
| 1.5 Électrifier c'est juste remplacer un équipement utilisant du gaz.....                                                                 | 27        |
| <b>2 Électrification des industries existantes : une réponse aux principaux enjeux de la politique industrielle.....</b>                  | <b>29</b> |
| 2.1 Modernisation industrielle.....                                                                                                       | 29        |
| 2.2 Décarbonation et souveraineté.....                                                                                                    | 30        |
| 2.3 Réindustrialisation.....                                                                                                              | 31        |
| 2.4 Compétitivité ¶.....                                                                                                                  | 32        |
| 2.5 Aménagement du territoire.....                                                                                                        | 34        |
| <b>3 Quelle stratégie pour accélérer l'électrification de l'industrie existante ?</b>                                                     | <b>36</b> |
| <b>3.1 Quatre principes directeurs :.....</b>                                                                                             | <b>36</b> |
| 3.1.1 Prioriser l'électrification en tant que telle, ne plus seulement la voir comme un levier de décarbonation.....                      | 36        |
| 3.1.2 Déployer le système, ne plus seulement l'administrer.....                                                                           | 37        |
| 3.1.3 Des choses simples, rapides et standardisées pour aller vite mais par étapes.                                                       | 37        |
| 3.1.4 Chercher à maintenir un cadre stable et prévisible.....                                                                             | 37        |
| <b>3.2 Trois priorités d'action .....</b>                                                                                                 | <b>38</b> |
| 3.2.1 Planifier le déploiement des réseaux.....                                                                                           | 38        |
| 3.2.2 Offrir aux industries raccordées au réseau de distribution les mêmes opportunités que celles raccordées au réseau de transport..... | 39        |
| 3.2.3 Rééquilibrer les réfections des coûts de raccordement entre les installations de production et de consommation.....                 | 41        |

|                                                                                                                                                         |           |
|---------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------|-----------|
| 3.2.4 Accélérer l'électrification des petites entreprises .....                                                                                         | 42        |
| 3.2.5 A l'inverse d'une électrification massifiée pour l'industrie diffuse, accompagner de manière spécifique les sites les plus énérgo-intensifs. .... | 50        |
| <b>4 Des mesures de consolidation, de renforcement et d'accompagnement nécessaires au succès d'une stratégie d'électrification .....</b>                | <b>56</b> |
| <b>4.1 Pour déployer cette stratégie, il faut raisonner « système » .....</b>                                                                           | <b>57</b> |
| <b>4.2 Renforcer l'écosystème nécessaire à l'électrification.....</b>                                                                                   | <b>58</b> |
| 4.2.1 Disposer des compétences et de l'expertise.....                                                                                                   | 58        |
| 4.2.2 Renforcer nos filières industrielles électriques et électroniques .....                                                                           | 58        |
| <b>4.3 Mettre en place une doctrine plus compréhensible de sécurité d'approvisionnement,.....</b>                                                       | <b>62</b> |
| <b>4.4 Garantir la résilience du système face aux risques d'attaques hybrides.....</b>                                                                  | <b>65</b> |
| <b>4.5 La réduction de nos besoins en gaz, contrepartie de l'électrification.....</b>                                                                   | <b>66</b> |
| <b>Conclusion.....</b>                                                                                                                                  | <b>67</b> |
| <b>ANNEXES .....</b>                                                                                                                                    | <b>68</b> |
| <b>Annexe 1 : Lettre de mission .....</b>                                                                                                               | <b>69</b> |
| <b>Annexe 2 : Liste des acronymes utilisés .....</b>                                                                                                    | <b>72</b> |
| <b>Annexe 3 : Liste des entités rencontrées ou interrogées (hors déplacements) ..</b>                                                                   | <b>74</b> |
| <b>Annexe 4 : Carte des déplacements et entités rencontrées .....</b>                                                                                   | <b>76</b> |
| <b>Annexe 5 : Mesures à introduire prioritairement dans le projet de loi de finances pour 2027 .....</b>                                                | <b>79</b> |

## INTRODUCTION

Lorsque le Premier Ministre me confie la mission d'identifier et de lever les freins à l'électrification de l'industrie existante, le diagnostic vient d'être posé par RTE dans son bilan prévisionnel de décembre 2025. La France a retrouvé une capacité de production d'électricité mais la demande ne suit pas, induisant une exportation record (90 TWh en 2025 pour plus de 5 Md€) et un coût pour le système électrique<sup>1</sup> et les finances publiques<sup>2</sup>. Sur cette même période, EDF estime avoir fait moduler son parc nucléaire à la baisse pour près de 30 TWh de production.

Dans les deux premiers mois de la mission, pour nombre d'acteurs, l'électrification des usages est avant tout un levier de décarbonation parmi d'autres. Et le prix du gaz, de la tonne de carbone, les incertitudes autour de la mise en œuvre de l'ETS ou les contraintes de raccordement au réseau ne les incitent pas à franchir le cap. 2026 est également la première année où le marché de l'électricité français doit se passer de l'ARENH<sup>3</sup>. Ce changement majeur dans la structure des échanges d'électricité dans le pays a créé une incertitude sur le fonctionnement du marché complexifiant sa compréhension pour les nouveaux acteurs.

Le 28 février 2026, nouvelle crise énergétique. Le conflit au Moyen-Orient et le blocage du détroit d'Ormuz viennent encore une fois nous rappeler nos dépendances aux énergies fossiles. Or l'état de nos finances publiques ne permet plus d'absorber l'impact sur notre économie. Quand bien même, toute forme d'aide ne constitue qu'une réponse court-termiste et non pérenne, ne pouvant être reconduite indéfiniment dans un contexte géopolitique malheureusement propice à de nouvelles crises. La perception d'une accélération de la fréquence des crises énergétiques s'installe chez tous les acteurs : pouvoirs publics, acteurs de l'énergie, consommateurs.

L'électrification est donc désormais comprise comme un gage de souveraineté. Pour autant, dans le secteur industriel, le taux d'électrification n'augmente pas et s'est stabilisé autour de 37 % ces dernières années, soit une consommation de 97 TWh/an.

La mobilisation politique avec le lancement en avril, par le Premier ministre, du plan d'électrification « Pour une énergie moins chère, plus souveraine et plus durable », puis la réunion par le Président de la République de l'équipe de France de l'électrification, relancent la dynamique de l'électrification des usages.

Ce nouvel élan se fait sentir dans les territoires lors de mes déplacements. Les projets d'électrification sont reconsidérés : les chaudières biomasse sont abandonnées au profit de chaudières électriques. La chaudière électrique, mise en alternation avec la chaudière gaz, fonctionne finalement 60% du temps, au lieu des 40% prévus.

Bien évidemment, des freins à l'électrification de l'industrie existante demeurent et les propositions de ce rapport tentent d'en lever certains. Mais la dynamique est en route, faisons en sorte de l'accélérer.

\*

\* \*

---

<sup>1</sup> Le passage de la trajectoire de décarbonation lente à celle de décarbonation rapide permettrait, selon RTE, de réduire les coûts complets du système de l'ordre de 6 à 7 €/MWh à l'horizon 2030

<sup>2</sup> La part de la Charge de Service Public de l'Énergie (CSPE) relative à la compensation, qui est due par l'État aux producteurs ENR, est estimée à 6,8 Mds€ en 2026

<sup>3</sup> La loi du 7 décembre 2010 portant nouvelle organisation du marché de l'électricité (NOME) prévoit, dès le départ, la fin du dispositif transitoire de l'ARENH (Accès régulé à l'électricité nucléaire historique) au 31 décembre 2025. La loi de finances pour 2025 crée à compter du 1er janvier 2026 un nouveau dispositif, le Versement nucléaire universel.

## **Précisions et remerciements**

Le périmètre de la mission se concentre sur l'électrification des industries existantes. Ne sont donc pas directement traités les secteurs en développement et fortement consommateurs d'électricité que sont les centres de données et de calcul numérique, les installations de production d'hydrogène (sauf les cas d'électrolyseurs pour la décarbonation d'une installation existante) et la production de carburants de synthèse. Des propositions pourront cependant être formulées lorsque ces projets entrent en concurrence avec l'électrification de l'existant.

La mission n'a pas traité la question des territoires ultra-marins qui relèvent du régime des zones non interconnectées (ZNI), c'est-à-dire des territoires non reliés au réseau électrique continental.

Les différentes recommandations formulées n'ont pas pu faire l'objet d'une évaluation précise. Certaines d'entre elles, déjà exprimées dans le rapport intermédiaire ainsi que dans les groupes de travail préparatoire au plan d'électrification, sont cependant à l'étude au sein des services de l'État.

Je remercie toutes les personnes et structures auditionnées pour leurs apports et la qualité de nos échanges, qui ont nourri mes réflexions.

Je remercie tout spécifiquement Mesdames et Messieurs les Préfets qui m'ont accueilli lors de mes déplacements, ainsi que les services de l'État mobilisés qui sont engagés pour l'électrification et la décarbonation de l'industrie, ainsi que toutes les personnes rencontrées. J'ai une pensée particulière pour tous les industriels m'ont ouvert les portes de leurs usines pour m'aider certes, à identifier les freins à l'électrification, mais surtout pour partager leur volonté de participer à l'effort de réindustrialisation et de décarbonation de notre pays. J'ai rencontré, sur tout le territoire national, une fierté légitime à produire et à contribuer à un destin commun !

## TABLE DES RECOMMANDATIONS

**Avertissement** : l'ordre dans lequel sont récapitulées ci-dessous les recommandations du rapport ne correspond pas à une hiérarchisation de leur importance mais simplement à leur ordre d'apparition au fil des constats et analyses du rapport.

- Recommandation n° 1.** (Fédérations professionnelles, fournisseurs d'électricité) Accompagner les ETI / PME dans leur montée en compétence sur la connaissance du marché de l'électricité. 18
- Recommandation n° 2.** (État) En plus de la publication du décret permettant d'interdire la publicité des énergies fossiles, clarifier dans le contrat de service public de GRDF l'interdiction de promouvoir le gaz.....18
- Recommandation n° 3.** (RTE, ENEDIS, CRE) Assurer lors de la mise en œuvre de la règle du « Premier prêt, premier servi » la prise en compte des critères d'intérêt général, des priorisations d'usages ou des contraintes de localisation.....22
- Recommandation n° 4.** (RTE, ENEDIS, CRE) Communiquer de façon compréhensible dans les territoires saturés en injection, sur la disponibilité de la ressource en soutirage et créer, au niveau national, une priorité de réalisation des raccordements pour les projets de soutirage.....22
- Recommandation n° 5.** (État, filières, chambres consulaires) Mettre en avant les technologies d'électrification matures, partager les retours d'expérience, y compris sur des projets simples et très faciles d'accès.....27
- Recommandation n° 6.** (État) Poursuivre le soutien à l'innovation. ....27
- Recommandation n° 7.** (État) Ne plus utiliser la notion d'énergie primaire pour la mesure de la performance énergétique et prendre en compte, dans la priorisation des énergies décarbonées et la communication associée, le consensus sur la réalité de la ressource de biomasse disponible.....27
- Recommandation n° 8.** (État) Promouvoir l'électrification comme une activité économique à part entière et soutenir les innovations d'usage industriel. 28
- Recommandation n° 9.** (État) Déconstruire les idées reçues, dans les communications gouvernementales sur l'électrification des usages.....28
- Recommandation n° 10.** (État) Garantir le maintien des dispositifs permettant un prix compétitif de l'électricité, priorisés sur l'industrie existante et élargir

l'ICC aux nouveaux secteurs éligibles afin d'éviter d'importer notre décarbonation.....31

**Recommandation n° 11.** (État) Assumer un tarif de l'électricité plus compétitif pour l'industrie extractive, de transformation ou manufacturière, que pour les services numériques, notamment s'ils ne concourent pas pleinement à la souveraineté du calcul et de la donnée..32

**Recommandation n° 12.** (RTE et gestionnaires de réseaux de distribution) Faire publier par les gestionnaires de réseau une cartographie des zones où les conditions de raccordement sont aisées, moins favorables ou dissuasives (reprise de la recommandation n°37 du rapport de messieurs Levy et Tuot) et en distinguant les zones saturées en injection ou en soutirage.....35

**Recommandation n° 13.** (État) Proportionner les contreparties attendues dans les Plans de Performance Énergétique conclus avec les entreprises électro-intensives pour bénéficier des abattements de TURPE et faciliter leur révision en cas d'électrification des procédés. .... 37

**Recommandation n° 14.** (RTE, gestionnaires des réseaux de distribution) Instituer, pour les sites existants dans les zones de saturation des réseaux et à la demande de l'industriel, un échange technique avec le gestionnaire de réseau sur la proposition de raccordement formulée. 38

**Recommandation n° 15.** (État, RTE, gestionnaires de réseaux de distribution, collectivités, représentants industriels) Compléter les S3REnR d'un chapitre relatif aux raccordements des usages pour en faire des Schémas Régionaux de Raccordement aux Réseaux (S3R).....39

**Recommandation n° 16.** (État - PLF2027) Étudier la possibilité d'intégrer dans le PLF, l'article 2 du projet de loi cadre relatif au développement des transports modifiant l'article L. 341-2 et créant l'article L. 342-21-1 du code de l'énergie pour rendre possible la mutualisation des coûts du renforcement de l'infrastructure du réseau de distribution.40

**Recommandation n° 17.** (État - PLF2027) Modifier l'article L. 341-4-2 du code de l'énergie pour permettre l'élargissement de l'abattement de TURPE au réseau de distribution pour les sites fortement consommateurs d'électricité et présentant des profils de consommation spécifiques. ....41

**Recommandation n° 18.** (État - PLF2027) Modifier l'article L. 342-11 du code de l'énergie, afin que le taux de réfaction du raccordement soit plafonné à 80%

en cas de renforcement de réseau rendu nécessaire par l'électrification d'un procédé industriel existant.....42

**Recommandation n° 19.** (État) Intégrer dans le programme annuel du réseau des CCI, un accompagnement à l'électrification des PME / ETI, avec une programmation pluriannuelle permettant dès la première année la sensibilisation d'au moins 10 000 entreprises et un nombre croissant d'entreprises accompagnées les années suivantes. ....44

**Recommandation n° 20.** (État, ADEME) Réinterroger les différents dispositifs d'aide aux PME / ETI de manière à prioriser l'électrification et à encourager le recours au tiers-financement ou tiers-investissement et à l'électrification partielle.....46

**Recommandation n° 21.** (État, BPI, PLF2027) Définir les modalités de mise en œuvre d'un fonds de garantie de soutien à la massification de l'électrification industrielle, pour défaut de paiement dans un dispositif de tiers-financement ou tiers-investissement. ....47

**Recommandation n° 22.** (État, PLF2027) Adapter l'article L. 312-45-1 du code de l'énergie afin de mieux prendre en compte les situations d'électrification partielle dans l'éligibilité aux taux réduits d'accise de l'électricité. ....50

**Recommandation n° 23.** (Commission européenne, État) Permettre l'usage du CO<sub>2</sub>, non biogénique, issu d'un procédé de production de chaux ou de ciment dans la production de e-carburants au-delà de 2040 pour les installations de capture de carbone construites avant 2032. 55

**Recommandation n° 24.** (État, filières) Définir des objectifs d'électrification par filières .....58

**Recommandation n° 25.** (État) : Poursuivre les discussions avec la Commission Européenne pour imposer le « Made in Europe » proposé dans l'Industrial Accelerator Act dans les marchés publics dans le secteur de la production, transport, distribution et consommation d'électricité. ....62

**Recommandation n° 26.** (État, PLF 2027) Élargir le crédit d'impôt pour l'industrie verte (C3IV) à la production des CMV, chaudières électriques et fours électriques ainsi qu'à celle des équipements du réseau de transport et de distribution. ....62

**Recommandation n° 27.** (État) Conditionner, comme pour les pompes à chaleur, les bonifications de certificats d'économies d'énergie offertes à un

critère de préférence européenne pour les chaudières électriques, les CMV ainsi que les fours électriques.....62

**Recommandation n° 28.** (Collectivités) Orienter une partie des aides aux entreprises sur ces filières stratégiques.....62

**Recommandation n° 29.** (État, RTE, CRE) Engager, avant la prochaine période pluriannuelle du mécanisme de capacité, une révision doctrinale de la sécurité d'approvisionnement électrique afin de rendre plus compréhensible, plus stable et plus souveraine la couverture de la pointe de consommation. Cette révision devra notamment préciser la contribution raisonnable des interconnexions en situation de tension européenne simultanée, définir le besoin minimal de capacités domestiques pilotables et ouvrir la perspective d'une sortie de certains actifs stratégiques de la logique de marché.....64

## 1 MALGRÉ LA MOBILISATION COLLECTIVE, CERTAINES IDÉES REÇUES RESTENT À BATTRE EN BRÈCHE

La mission a pu observer, au cours de son déroulement, que l'électrification de notre système électrique est devenue une ambition partagée par une très large majorité des acteurs. Les acteurs de l'État, dont l'impulsion venue du Premier ministre et du Président de la République, ont immédiatement engagé l'accélération des mesures - tout comme des acteurs de l'économie rencontrés lors des déplacements. Cette mobilisation s'est même observée dans le comportement des consommateurs.

Pour autant, certaines idées reçues continuent à se diffuser dans l'opinion, y compris d'acteurs informés. Elles peuvent être anciennes, construites dans des époques où les priorités n'étaient pas les mêmes qu'aujourd'hui, où les ressources étaient différentes et les moyens techniques moins performants. Elles peuvent également être entretenues par certains acteurs, qui n'ont pas intérêt à l'électrification, notamment ceux du gaz.

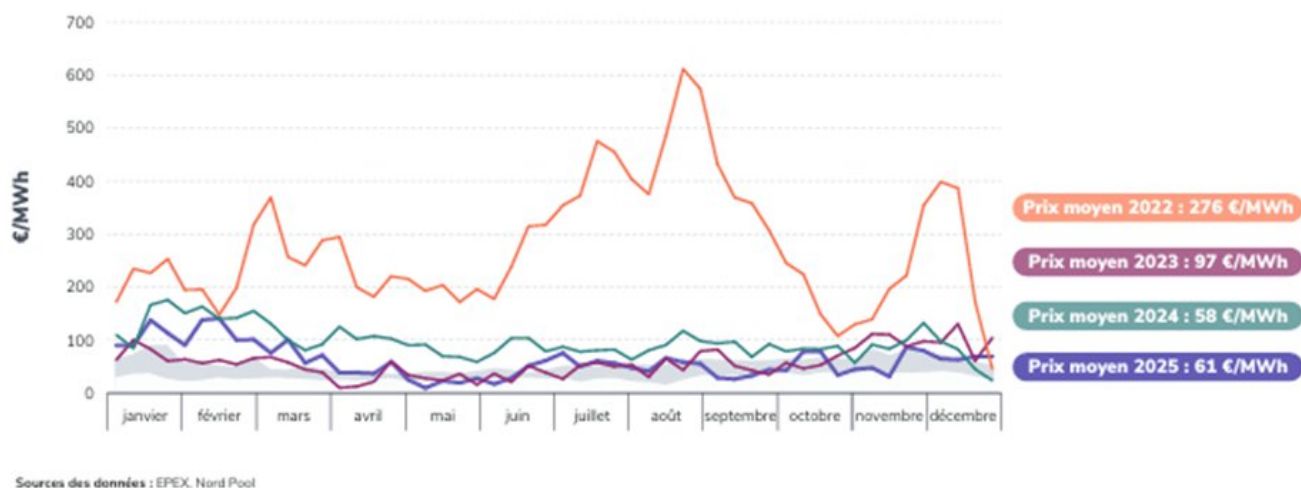
Nous tenons à préciser ici que les inquiétudes liées à la transition pour les acteurs dont l'activité a vocation à décroître ou disparaître sont légitimes. Une transition ne peut fonctionner qu'en accompagnant les changements. Si une perspective - notamment économique et sociale - est offerte aux acteurs sortants, alors il y a lieu d'être ferme face aux résistances aux changements et notamment sur les contre-vérités ou approximations utiles que certains continuent à faire circuler. Nous en avons identifié cinq.

### 1.1 Le prix de l'électricité serait plus volatil que celui du gaz

Le marché de l'électricité est conçu pour assurer l'équilibrage physique entre l'offre et la demande à chaque instant et garantir la sécurité d'approvisionnement. Le prix de l'électricité est fixé sur des marchés de gros, constitué :

- des produits spot pour l'échéance journalière, ou infra-journalière qui permettent d'équilibrer finement le réseau et dont les prix sont en conséquence, volatils. L'électricité ne peut être stockée à grande échelle et l'équilibre offre-demande est impacté par des facteurs comme les conditions climatiques (froid faisant augmenter la consommation, ensoleillement faisant augmenter la production) ou des événements prévus ou non sur le parc électrique (centrale en panne, opération de maintenance, etc.). Ainsi, actuellement, une production importante des énergies renouvelables intermittentes (solaire et éolien) notamment sur la période dite de la « cloche solaire » (pouvant aller de 10h à 18h), associée à une faible consommation, induit une augmentation des prix spot négatifs (près de 500h en 2025 contre 150 en 2023) quand le prix spot moyen en 2025 était de 61 €/ MWh.
- des produits à terme via des contrats de vente/d'achat d'électricité pour une fourniture dans les jours, les semaines, les mois, les trimestres ou les années à venir, à un prix négocié à la date de conclusion du contrat. Les prix des produits à terme sont moins volatils que les prix spot.

Dans son bilan électrique 2025, RTE indique que « l'année 2025 a été marquée par des variations importantes des prix spot selon les mois, avec des prix bien plus élevés en début d'année. Les prix spot mensuels les plus élevés ont été observés en janvier et février [...] du fait des températures basses pour la saison qui ont entraîné une forte consommation électrique, des prix du gaz élevés en réaction à l'arrêt des flux de gaz russe qui transitaient par l'Ukraine et d'une production éolienne limitée pour un mois de février. Le prix spot mensuel est passé sous le seuil de 20 €/MWh au cours du mois de mai 2025, porté par une forte production solaire et éolienne. »

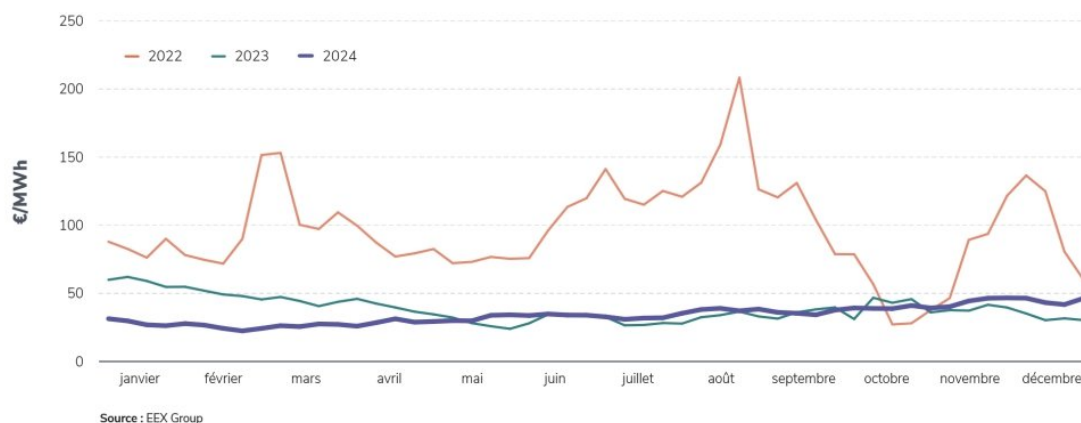


*Figure 1 : évolution des prix spot hebdomadaires moyens de l'électricité en France en 2025 et comparaison avec les années précédentes*  
 Source : RTE, Bilan électrique 2025

Pour permettre l'adéquation entre demande et production, RTE gère l'appel des moyens de production la veille pour le lendemain, dans l'ordre croissant de leur coût marginal (coûts opérationnels, coûts de combustible et prix carbone de l'ETS mais ne prend pas en compte les coûts fixes) et ce jusqu'à ce que la prévision de la demande pour le lendemain soit satisfaite. C'est ce qu'on appelle le « *merit order* ». Ce coût marginal du dernier moyen de production appelé détermine le prix sur le marché spot. Les énergies renouvelables (qui bénéficient d'une priorité d'injection) puis nucléaire sont les premières appelées. Ainsi, plus nos modes de production d'électricité décarbonée peuvent couvrir notre consommation, moins ceux basés sur l'énergie fossile sont appelés, limitant l'effet de contagion de la hausse des prix du gaz sur les marchés de l'électricité.

Le prix du gaz est également fixé sur un marché spot aussi volatil et un marché à terme, soumis à la situation géopolitique, aux conditions météo, au coût du CO<sub>2</sub> sur le marché de l'ETS, au niveau des stocks, à la demande des entreprises, etc ...

Évolution des prix spot hebdomadaires moyens du gaz en France en 2024 et comparaison avec les années précédentes



*Figure 2 : évolution des prix spot hebdomadaires moyens du gaz en France en 2024 et comparaison avec les années précédentes*  
 Source : RTE, Bilan électrique 2024

Le fonctionnement des marchés de l'électricité et du gaz est complexe. De fait, l'achat d'électricité pour un site industriel est une optimisation permanente entre les périodes de faibles prix spot, les contrats à terme, la possible modulation de son mix énergétique et sa capacité de flexibilité.

Cette situation nécessite de disposer, au sein des industries, d'une connaissance fine du marché de l'électricité et d'anticiper les conséquences de son fonctionnement sur celui des installations industrielles. Nécessité accrue par la fin de l'ARENH (Accès Régulé à l'Électricité Nucléaire Historique) qui garantissait une partie de l'approvisionnement des sites à un prix stable et faible, mais participait ainsi à la faible appréhension du marché de l'électricité.

Les différents marchés de l'énergie suivent des cycles saisonniers. L'année 2026 est la première année sans ARENH. La compréhension du nouveau fonctionnement du marché de l'électricité français ne sera complète pour de nombreux acteurs qu'après l'observation concrète du comportement du marché durant toute une année.

Bien que beaucoup d'entreprises disposent désormais de ces compétences, il semble indispensable que cette montée en compétence puisse être accompagnée au sein des ETI / PME, notamment par les fédérations professionnelles, les fournisseurs d'électricité ou les apporteurs de solutions.

**Recommandation n° 1.** (Fédérations professionnelles, fournisseurs d'électricité) Accompagner les ETI / PME dans leur montée en compétence sur la connaissance du marché de l'électricité.

Ce biais de perception entre le gaz et l'électricité est aussi entretenu par la promotion qui est faite du gaz. La mesure 3 du plan d'électrification prévoit la publication, avant la fin 2026, du décret permettant la mise en œuvre de l'interdiction de la publicité relative à la commercialisation ou faisant la promotion des énergies fossiles votée depuis 2021, dans la loi Climat et Résilience. Dans son rapport de mai 2026<sup>4</sup>, la CRE invite par ailleurs « le gouvernement à clarifier le contrat de service public de GRDF afin de préciser les activités relevant de ses missions de service public, en application des dispositions du code de l'énergie et au regard des orientations de politique énergétique. » GRDF présente son action comme résultant de l'application de son contrat de service public qui stipule qu'il doit notamment « apporter de l'information auprès de la filière gaz, des maîtres d'ouvrage et des clients finaux concernant les réglementations et les solutions gaz au profit de la transition énergétique ».

**Recommandation n° 2.** (État) En plus de la publication du décret permettant d'interdire la publicité des énergies fossiles, clarifier dans le contrat de service public de GRDF l'interdiction de promouvoir le gaz.

Une des manières de se prémunir de la volatilité est bien évidemment de souscrire des contrats de fourniture d'électricité à moyen / long terme. Différentes offres existent et évoluent pour répondre à la demande. Ainsi, EDF a étendu les « contrats d'allocation de production nucléaire » (CAPN), initialement proposés aux entreprises électro-intensives aux :

---

<sup>4</sup> CRE, Rapport 2023 – 2025 sur le respect des codes de bonne conduite et l'indépendance des gestionnaires de réseaux d'électricité et de gaz naturel, mai 2026

- consommateurs finaux ayant des besoins supérieurs à 7 GWh/an ;
- opérateurs disposant d'une autorisation d'achat d'électricité pour revente aux consommateurs finaux, délivrée par l'administration française (et/ou toute autre autorisation équivalente) permettant de se rattacher à la notion de fournisseur physique ;
- producteurs d'électricité.

Cette évolution apparaît à la mission comme une bonne nouvelle. En effet, les CAPN sont des contrats qui reproduisent la production réelle du parc nucléaire français. Cela signifie qu'ils comportent, pour le bénéficiaire, un risque d'exploitation industrielle du moyen de production. C'est un risque plus facile d'appréhension pour un producteur ou un fournisseur d'électricité que pour un client final.

Cet élargissement permettra de toucher plus de sites industriels, notamment les plus diffus par l'intermédiaire des fournisseurs.

La mission note également la consultation publique<sup>5</sup> en cours - conduite par le Gouvernement - de développer de nouveaux produits d'approvisionnement en électricité de long-terme (8 à 10 ans) pour accompagner l'électrification de l'industrie. Des échanges conduits durant la mission, il ressort qu'un certain nombre d'entreprises, du fait de la conjoncture économique actuelle, ne souhaite pas tant pouvoir s'engager sur 8 à 10 ans qu'avoir une visibilité sur les prix. Cette attente de visibilité sur les prix se traduit par l'espoir d'un contrat à moyen terme et au prix spot des heures les plus favorables. Un contrat sur le temps long au meilleur prix du moment.

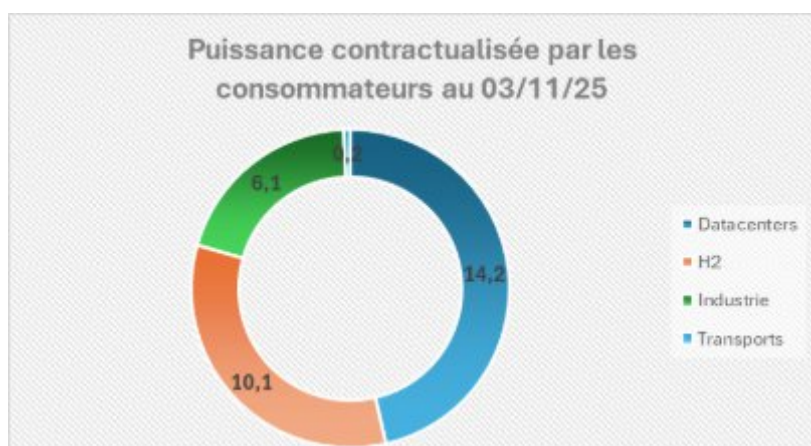
Il semble donc que le contrat miracle n'existe pas. Mais les offres développées, ainsi que celles en cours de développement, démontrent la volonté des acteurs d'accompagner au mieux l'électrification des usages.

## **1.2 Les réseaux de transport et de distribution seraient saturés, un hôpital n'aurait pas pu se raccorder !**

La robustesse des moyens de production, de transport et de distribution d'une électricité décarbonée à 95%, associée à la politique de réindustrialisation menée par le Gouvernement, attirent de nouveaux projets. Ainsi RTE indique « *qu'en novembre 2025, plus de 170 projets industriels ont contractualisé une demande de raccordement auprès de RTE, représentant plus de 30 GW, auxquels s'ajoutent les demandes faites aux distributeurs qui, agrégées, représentent un volume important. La capacité de raccordement au réseau, contractuellement réservée pour ces projets, représente trois fois la consommation actuelle de l'industrie française.* »

---

<sup>5</sup> [https://www.economie.gouv.fr/files/files/2026/20260618\\_Consultation\\_Mesure22\\_%C3%A9lectrification.pdf](https://www.economie.gouv.fr/files/files/2026/20260618_Consultation_Mesure22_%C3%A9lectrification.pdf)



*Figure 3 : Puissance contractualisée par les consommateurs au 3 novembre 2025*  
*Source : RTE, Consultation publique sur la Refonte du Raccordement des Clients, 2026*

Ces demandes de raccordement sont positives dans la dynamique qu'elles installent, mais ne constituent que des projets hypothétiques qui doivent se concrétiser. Or, la maturité technique, financière, ou économique de marchés adressés, peut interroger sur leur réalisation ou du moins sur leur temporalité. En conséquence, la règle actuelle de raccordement du « Premier arrivé, premier servi », unanimement remise en question par les industriels rencontrés, conduit à une saturation « contractuelle » des capacités d'accueil du réseau en retenant dans la liste d'attente des projets qui ne se réalisent pas (ou pas au rythme annoncé), au détriment d'autres plus matures. Cette saturation n'est donc pas physique mais de papier, spéculative voire factice. Elle produit néanmoins des effets réels puisqu'elle peut, par endroits, dissuader des industriels d'entrer dans la réflexion de l'électrification des procédés.

La mission considère que le potentiel d'accès au réseau de transport d'électricité est suffisant. De nombreux projets de renforcement de cette infrastructure ont été lancés. Ils permettront de satisfaire, à temps, la quasi-totalité des projets étudiés. Cette ressource n'en est pas moins limitée. La capacité d'accès au réseau électrique à un instant précis est, par la nature physique de l'infrastructure, une ressource finie.

Cette caractéristique a conduit à créer des mécanismes de spéculation. Des acteurs du « développement » dont l'activité économique est de dé-risquer l'accès aux ressources (foncier libéré des contraintes environnementales, permis de construire purgé de recours, droit d'accès aux réseaux) ont multiplié les demandes de raccordement au réseau de transport et de distribution dans des secteurs économiques en développement.

Les demandes d'études exploratoires adressées à RTE sont passées de 260 en 2019 à 5 340 en 2025. Sur la même période, les demandes de propositions techniques et financières (PTF) sont passées de 149 à 1015, dont près des  $\frac{3}{4}$  par des producteurs / stockeurs.

Ces demandes concernent pour nombre d'entre elles des domaines d'activité économique dont la temporalité et le potentiel de croissance réels ne sont pas encore définis (hydrogène ou calcul numérique).

En complément des démarches engagées dès fin 2022 par RTE et la CRE pour modifier les règles de raccordement au réseau afin de privilégier les projets qui avancent, RTE a engagé une consultation publique pour transformer la règle « Premier arrivé, premier servi » en « Premier prêt, premier servi »<sup>6</sup>.

Cette bascule ne saurait se limiter à une comparaison du degré d'avancement administratif entre projets sans définir une priorisation reflétant un certain nombre de politiques publiques. Ainsi pourraient être pris en compte :

- l'intérêt général,
- les demandes n'induisant pas de travaux significatifs en tenant compte de la puissance disponible<sup>7</sup>,
- les demandes de soutirage, afin de répondre au besoin d'équilibre du système électrique,
- la capacité du projet à modifier son implantation. Ainsi un site industriel existant n'a pas le choix de son raccordement pour son électrification, alors qu'un nouveau projet dispose de plus de latitude et pourrait ainsi être incité à s'établir dans des zones où les réseaux sont moins contraints ou présentant également un intérêt au titre d'autres politiques publiques, comme les friches industrielles (reconversion des sites, ZAN...) ou les sites clefs en main.
- les industriels ayant fait l'objet d'une modification de leur puissance de raccordement fin 2025 pourraient être prioritaires. Cette reprise a été vécue par beaucoup d'industriels comme un frein à leurs projets d'électrification.

Dans leur rapport d'avril 2026, messieurs Levy et Tuot formulent une recommandation similaire et précisent « *L'optimisation des raccordements ne peut pas être discrétionnaire – c'est le sens de la loi européenne qui prescrit pour le réseau des règles d'accès transparentes, objectives et non discriminatoires – mais on peut dégager des critères d'intérêt général priorisant les raccordements.* »

Par ailleurs, l'un des principaux freins à l'industrie existante étant, comme exposé dans la suite du rapport, financier ; tout engagement financier précoce qui serait nécessaire pour gager l'inscription du projet dans la liste d'attente est de nature à fragiliser le projet et, en parallèle, à favoriser les projets avec une forte capacité d'investissement.

Un site a besoin de doubler sa consommation pour électrifier son process, ce qui nécessite de passer d'un poste électrique de 20 KV à un poste de 63KV et d'un transformateur.

Le délai pour les travaux de raccordement (études comprises) au poste le plus proche est annoncé à 3 ans à 8M€.

Or, une ligne HTB passe à proximité du site pour desservir un site voisin dont la consommation va potentiellement fortement diminuer. Le raccordement direct du site à cette ligne est estimé à 500 millions dans un délai plus court.

Cependant, si le site engage les études pour le raccordement au poste le plus proche et que, dans la période, le site voisin libère la puissance nécessaire sur la ligne HTB, le site ne pourra plus faire marche arrière.

<sup>6</sup> Le changement est en cours et son appellation est susceptible de modification dans les prochaines semaines. Pour simplifier les discussions autour de ces changements, la mission retient l'appellation « premier prêt, premier servi » comme la description des règles futures.

<sup>7</sup> Ainsi si 4 projets ont formulé des demandes de raccordement pour une puissance de raccordement supérieure à celle disponible, mais que le besoin du dernier déposé équivalait à cette disponibilité, il pourrait être prioritaire.

**Recommandation n° 3.** (RTE, ENEDIS, CRE) Assurer lors de la mise en œuvre de la règle du « Premier prêt, premier servi » la prise en compte des critères d'intérêt général, des priorisations d'usages ou des contraintes de localisation.

Cette recommandation s'inscrit néanmoins dans un cadre dans lequel le gestionnaire de réseau continue de traiter toutes les demandes de la même façon, avec une neutralité stratégique, dans l'application stricte d'une procédure. Compte tenu de la quantité significative de projets de production d'hydrogène dont la maturité industrielle et économique n'est pas encore démontrée, ou de la quantité démesurée du nombre de centres de calcul numérique dont la temporalité n'est pas immédiate, il semblerait également opportun de disposer d'outils permettant de préserver l'outil productif.

S'agissant de l'accès à une infrastructure publique stratégique, nous devons nous prémunir des logiques spéculatives construites sur la rareté pour soutenir nos intérêts stratégiques : celui du soutien à la production industrielle nous semble prioritaire.

La mission a également pu observer à de nombreuses reprises, y compris dans des cercles décisionnels nationaux, une confusion latente sur la nature de la saturation du réseau. En effet, si la saturation en soutirage est très largement administrative - nous venons de le voir - celle en injection depuis des projets d'énergie renouvelable est par endroit, réelle.

Pour autant ces « saturations » ne sont pas en compétition. Ainsi, un territoire saturé en injection peut parfaitement soutenir un projet de raccordement pour l'électrification d'un usage. Cela peut même se révéler utile pour la performance locale du réseau. Cette confusion est susceptible de créer du renoncement ab initio, notamment pour l'industrie diffuse, contre laquelle il faut se mobiliser. Ce point doit être largement rappelé sur les territoires, de manière à ce qu'un industriel souhaitant s'électrifier ne soit pas freiné dans ses réflexions par ses échanges avec un producteur d'électricité qui mettrait en avant son impossibilité à se raccorder.

La saturation est liée au dimensionnement de l'infrastructure. Pas à la disponibilité des équipements nécessaires ni aux moyens de mise en œuvre des travaux.

Néanmoins, dans une perspective d'électrification, des tensions sur les ressources pour raccorder pourraient apparaître. Dans ce cas, il semble nécessaire de permettre aux gestionnaires de réseaux d'arbitrer prioritairement les projets de soutirage compte tenu du déséquilibre actuel de notre système de production d'électricité.

**Recommandation n° 4.** (RTE, ENEDIS, CRE) Communiquer de façon compréhensible dans les territoires saturés en injection, sur la disponibilité de la ressource en soutirage et créer, au niveau national, une priorité de réalisation des raccordements pour les projets de soutirage.

### 1.3 Les technologies d'électrification ne seraient pas disponibles

Différentes études menées notamment par l'ADEME<sup>8</sup>, le CEREN<sup>9</sup> ou ALLICE<sup>10</sup> montrent que les technologies d'électrification matures des procédés thermiques existent, en particulier pour la production de vapeur et le séchage jusqu'à plus de 1 000°C. Or, si le taux d'électrification de l'industrie est aujourd'hui de 37%, il s'agit pour 56%<sup>11</sup> de machines motrices et à 20% des utilités (production d'air comprimé, de froid, de vapeur, éclairage...). Il ne s'agit par contre que de 14% des usages thermiques. En 2021<sup>8</sup>, la consommation d'énergie finale des procédés thermiques était de 209,7 TWh dont 15,3 TWh d'électricité.

Dans l'agroalimentaire, le textile, la chimie ou toute industrie ayant des procédés de séchages (hygiène, peinture etc...) à faible ou moyenne température, ces solutions permettraient déjà l'électrification d'une grande partie des procédés, source importante de consommation énergétique (cf. figure suivante) et donc présentant un fort potentiel d'électrification.

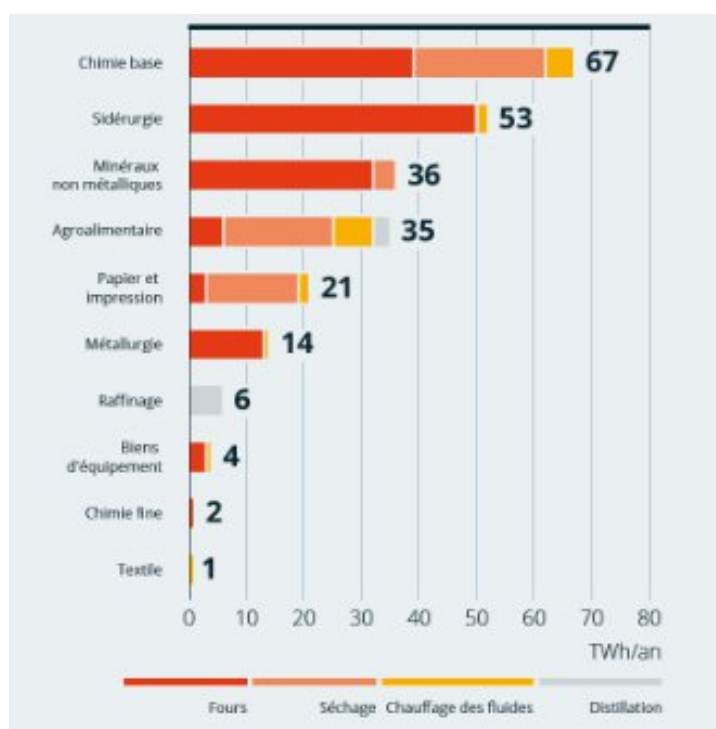


Figure 4 : consommation des procédés thermiques par secteur industriel

Source : Potentiel d'électrification des procédés thermiques industriels – synthèse publique, ALLICE, mars 2022

Au regard de ce potentiel, différentes technologies existent pour les différents types de procédés thermiques. Le graphique ci-dessous reprend le potentiel technico-économique maximal d'électrification par procédé à horizon 2035.

<sup>8</sup> Plans de transition sectoriel de l'industrie française et avis d'experts « L'électrification des procédés industriels » - mars 2025

<sup>9</sup> Analyse du potentiel d'électrification des procédés thermiques industriels – juin 2026

<sup>10</sup> Potentiel d'électrification des procédés thermiques industriels – mars 2022

<sup>11</sup> CEREN – données 2021

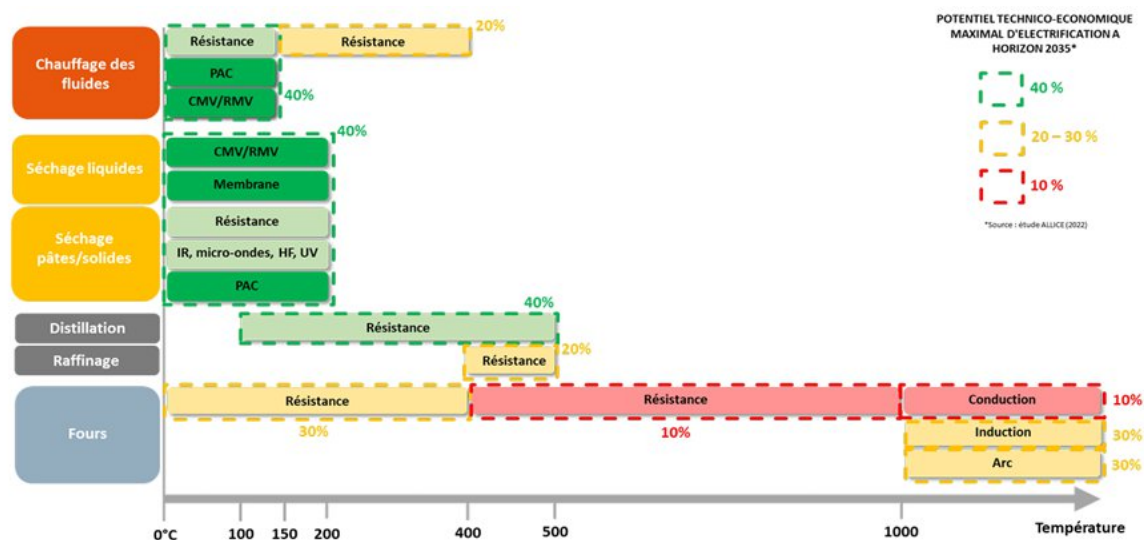


Schéma : ADEME, source d'informations : étude ALLICE (2022).

Figure 5 : Techniques électriques disponibles et potentiel technico-économique maximal d'électrification par procédé à horizon 2035.

Source : ADEME, L'électrification des procédés industriels – Avis d'experts, Mars 2025

En croisant ces technologies selon différents secteurs industriels, le tableau ci-dessous permet d'illustrer que l'électrification, même partielle, est déployable dans la grande majorité des secteurs. Les gisements les plus importants se trouvent dans ceux opérant majoritairement à moins de 200°C (agroalimentaire, papier et chimie fine).

Ces technologies d'électrification des besoins thermiques sont des technologies simples, pour la plupart éprouvées depuis longtemps. De nombreux témoignages ont éclairé la mission d'un précédent changement de vecteur énergétique : des chaudières électriques avaient été installées - soutenue par EDF - dans les années 80 avant d'être remplacées par des chaudières à gaz la décennie suivante.

|                                      | Technologies d'électrification                                                                                   | Technologie supplémentaire nécessaire à l'électrification |
|--------------------------------------|------------------------------------------------------------------------------------------------------------------|-----------------------------------------------------------|
| <b>Agroalimentaire</b>               | Résistance<br>CMV/RMV<br>PAC<br><br>Membranes<br>Infra-rouge<br>Micro-ondes<br>Hautes fréquences<br>Ultra-violet |                                                           |
| <b>Papier et de la Pâte à papier</b> | Résistance<br>CMV/RMV<br>PAC<br><br>Infra-rouge<br>Micro-ondes<br>Hautes fréquences                              |                                                           |
| <b>Chimie</b>                        | Résistance<br>Induction                                                                                          | Électrolyse pour la production d'hydrogène bas carbone :  |

|                                  |                                                                                                                                                                                                                                         |                                                                                                                                                                                                                                                                                                           |
|----------------------------------|-----------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------|-----------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------|
|                                  | CMV/RMV<br>PAC<br><br>Infra-rouge<br>Micro-ondes<br>Hautes fréquences                                                                                                                                                                   | <ul style="list-style-type: none"> <li>en substitution des combustibles fossiles dans le four de vapocraquage</li> </ul> ou <ul style="list-style-type: none"> <li>au plus long terme, procédés d'électro catalyse comme le procédé méthanol-to-olefins</li> </ul> Capture et stockage de CO <sub>2</sub> |
| <b>Textile</b>                   | Résistance<br>PAC<br><br>Micro-ondes<br>Hautes fréquences                                                                                                                                                                               |                                                                                                                                                                                                                                                                                                           |
| <b>Verre</b>                     | Résistance<br>Infra-rouge<br><br>Conduction Mature pour les fours de petites tailles<br>Hybridation des fours de moyenne taille - technologie récemment mature<br><br>Faible maturité de la technologie pour des fours de grande taille |                                                                                                                                                                                                                                                                                                           |
| <b>Matériaux de construction</b> | Résistance<br><br>Contrainte opérationnelle de la chaleur fatale des fours utilisées pour les sécheurs                                                                                                                                  |                                                                                                                                                                                                                                                                                                           |
| <b>Production d'acier</b>        | Arc électrique<br>Résistance<br>Induction                                                                                                                                                                                               | Électrolyse pour la production d'hydrogène bas carbone pour réduction directe (H <sub>2</sub> -DRI) couplée à l'électrification<br><br>Capture et stockage de CO <sub>2</sub>                                                                                                                             |
| <b>Production d'aluminium</b>    | Résistance<br>CMV / RMV<br>Induction                                                                                                                                                                                                    | Anode interne en remplacement de l'anode en carbone<br><br>Électrolyse pour la production d'hydrogène bas carbone en substitution des combustibles fossiles<br><br>Capture et stockage de CO <sub>2</sub>                                                                                                 |
| <b>Ciment Chaux</b>              | Résistance<br>Arc électrique                                                                                                                                                                                                            | Captage et stockage du CO <sub>2</sub> couplé à l'électrification                                                                                                                                                                                                                                         |
| <b>Ammoniac</b>                  |                                                                                                                                                                                                                                         | Électrolyse pour la production d'hydrogène bas carbone :                                                                                                                                                                                                                                                  |

|  |  |                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                           |
|--|--|---------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------|
|  |  | <ul style="list-style-type: none"> <li>utilisation dans 100% de la production d'ammoniac. Conversion conséquente d'une grande partie du site de production d'ammoniac.</li> </ul> ou <ul style="list-style-type: none"> <li>fonctionnement hybride de transition du vaporeformeur avec l'intégration jusqu'à 15 % d'H2 électrolytique externe sans changement drastique du procédé.</li> </ul> Capture et stockage de CO2 |
|--|--|---------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------|

Les très hautes températures avec une répartition homogène au sein des fours pour la sidérurgie, la cimenterie et la verrerie ne permettent pas de disposer de technologies matures pour leur électrification directe et complète. La recherche et l'innovation restent nécessaires sur ces technologies tout comme celles fonctionnant à fortes pressions ou très haute température (PAC très très haute température au-dessus de 120 °C, par exemple), ainsi que pour l'électrification des vapocraqueurs ou le développement de l'anode inerte.

Dans certains secteurs, l'électrification se fera de manière indirecte via l'utilisation de l'hydrogène produit par électrolyse par exemple. Il ne s'agit plus du « simple » remplacement d'équipement mais d'une modification profonde du process pour permettre l'utilisation d'un substitut énergétique décarboné ou la transformation des modes de production (ammoniac par exemple). Certains procédés nécessitent encore de la recherche et du développement (électrolyse de grande capacité, production de méthanol à partir de CO2).

Enfin, la disponibilité de ces technologies électriques ne préjuge bien évidemment pas de leur compétitivité face à d'autres sources d'énergie. Dans son analyse de juin 2026, le CEREN actualise sur la base des technologies électriques connues, les potentiels théoriquement accessibles d'électrification selon 3 scénarii. Les 1 et 2 pouvant refléter une ambition différente des politiques d'électrification. Le 3 est un plafond technique d'électrification (sur la base des techniques actuelles). L'étude souligne un potentiel de substitution de 12,2 % (scénario 1) à 51,4% (scénario 3) du combustible fossile par de l'électricité.

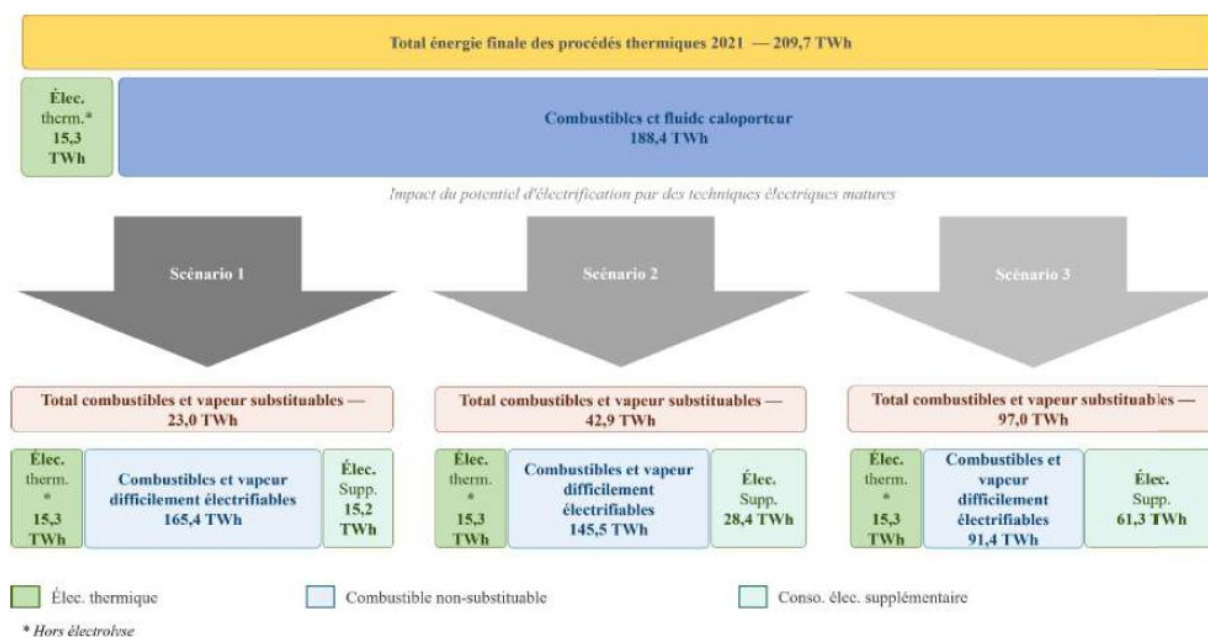


Figure 6 : Résultats des potentiels d'électrification des procédés thermiques selon les différents scénarii de l'étude  
Source : CEREN, Analyse du potentiel d'électrification des procédés thermiques industriels, juin 2026

**Recommandation n° 5.** (État, filières, chambres consulaires) Mettre en avant les technologies d'électrification matures, partager les retours d'expérience, y compris sur des projets simples et très faciles d'accès.

**Recommandation n° 6.** (État) Poursuivre le soutien à l'innovation.

### 1.4 C'est dommage d'utiliser une énergie si intelligente pour quelque chose de si simple

L'électricité est vue comme une énergie intelligente du fait de l'existence de dispositifs permettant d'optimiser les différentes étapes de sa production à sa consommation. Ainsi les réseaux électriques intelligents (smart grids), permettent de gérer automatiquement et plus finement l'équilibre entre la production et la consommation. Des appareils type chauffage ou éclairage peuvent être gérés via une application sur le téléphone de même que le stockage d'électricité et sa restitution au réseau durant la période la plus pertinente.

Ces modes de gestion utilisant des technologies avancées peuvent apparaître en décalage avec la simplicité de certains équipements tels qu'un four ou un séchoir. Cette impression est accentuée par la crise énergétique de 2022 qui a ancré l'idée erronée que la France a manqué d'électricité et pourrait de nouveau être amenée à en manquer.

Or, ces technologies participent à rendre l'électricité compétitive et vectrice de modernisation des procédés. Elles minimisent les pertes d'énergie, optimisent la consommation en fonction du marché de l'électricité.

A une époque, le débat énergétique français s'est construit autour de la distinction entre « énergie primaire » et « énergie finale ». Cette distinction conduit à disqualifier l'usage de l'électricité produite à partir d'un parc de production thermique à des fins d'usage thermique. Elle se comprend quand il s'agit d'arbitrer entre usages d'énergies fossiles. Ainsi, si l'électricité est produite à partir de gaz, pour chauffer de l'eau, il est sûrement plus performant de chauffer de l'eau directement avec du gaz.

L'enjeu de la décarbonation devrait pourtant nous conduire à abandonner cette distinction dans la plupart des cas. En effet, d'une part, le système de production d'électricité français est décarboné à plus de 95% et d'autre part, la ressource en biomasse, bien que source d'énergie primaire renouvelable, apparaît de plus en plus limitée alors que notre production d'électricité est en surcapacité.

Ainsi, dans le paradigme d'un système de production décarboné, le premier facteur limitant organisant l'ordre de mérite entre les énergies, doit être le caractère fini de l'accès à la biomasse. Réserver cette ressource finie de biomasse aux seuls usages non électrifiables semble une règle simple, compréhensible et efficiente de mise en place de ce nouvel ordre de mérite.

**Recommandation n° 7.** (État) Ne plus utiliser la notion d'énergie primaire pour la mesure de la performance énergétique et prendre en compte, dans la priorisation des énergies décarbonées et la communication associée, le consensus sur la réalité de la ressource de biomasse disponible.

### 1.5 Électrifier c'est juste remplacer un équipement utilisant du gaz

Électrifier un procédé sur un site industriel s'avère généralement bien plus complexe qu'un simple changement d'équipement. En dehors des questions de raccordement, électrifier amène à devoir se poser de multiples questions techniques :

- Quelle est la technologie la plus pertinente pour répondre à mes besoins de production ? de qualité de produits ?
- Quel gain énergétique peut être attendu de cette solution ? selon quels modes de fonctionnement ?

- Cette solution va-t-elle remettre en cause l'optimisation énergétique en place sur mon site ?
- L'électrification pouvant amener à une diminution de la quantité de chaleur fatale, la quantité restante sera-t-elle suffisante pour la source froide d'une éventuelle PAC ?
- L'électrification réduisant les besoins en vapeur pour les procédés thermiques, quels sont les nouveaux besoins en production de vapeur ? en dimensionnement de chaudière ?
- Est-il possible d'optimiser le fonctionnement de mon process afin de le faire fonctionner aux heures où le coût de l'électricité est le plus favorable ?
- Puis-je installer un mode de stockage pour restituer l'électricité ou la chaleur au moment le plus pertinent au vu du marché de l'électricité ?
- Cette technologie va-t-elle modifier mon mode de production ? Quelle maintenance est nécessaire ?

Dans ce cas, « le meilleur choix pour un non-expert est de faire confiance à un expert ».

Par ailleurs, lorsqu'il s'agit d'électrifier, non pas le procédé, mais la chaudière assurant le chauffage des utilités, procédé reproductible d'un site à l'autre sans adaptation majeure, la question de l'externalisation doit être posée. La construction et la maintenance sont alors confiées à un apporteur de solutions, disposant des compétences et du retour d'expérience nécessaires. Le site n'achète plus une chaudière mais une quantité de vapeur ou d'eau chaude. Présentant de nombreux avantages, cette « délégation » de production des utilités fait l'objet de réticence de la part de certains industriels. Un travail est donc à mener avec les apporteurs de solutions pour accroître la confiance.

Au cours de la mission nous avons rencontré de nombreux acteurs de l'électrification. Qu'il s'agisse d'acteurs historiques de fourniture d'utilités ou de nouveaux acteurs dont l'activité se construit sur les nouvelles caractéristiques de notre système électrique. Ceux-ci proposent par exemple d'accompagner les industriels dans la mise en place de solution d'optimisation par le stockage de l'électricité ou de la chaleur, construisant leur modèle économique sur l'optimisation du système électrique global et sur l'agrégation des consommations.

Opérées par des acteurs spécialisés, ces innovations ne reposent que rarement sur des technologies nouvelles mais bien sur un nouvel usage d'outils éprouvés permis grâce à la conjugaison d'une bonne connaissance du procédé industriel servi et du marché de l'électricité.

**Recommandation n° 8.** (État) Promouvoir l'électrification comme une activité économique à part entière et soutenir les innovations d'usage industriel.

Les 5 idées reçues qui viennent d'être exprimées constituent des freins réels à l'électrification.

**Recommandation n° 9.** (État) Déconstruire les idées reçues, dans les communications gouvernementales sur l'électrification des usages.

## 2 ÉLECTRIFICATION DES INDUSTRIES EXISTANTES : UNE RÉPONSE AUX PRINCIPAUX ENJEUX DE LA POLITIQUE INDUSTRIELLE

### 2.1 Modernisation industrielle

L'âge moyen de l'outil de production français se situe entre 15 et 20 ans. C'est un réel avertissement. La réindustrialisation de la France doit pouvoir s'appuyer sur une chaîne de valeur cohérente dans ses performances. L'affichage d'un investissement exogène ne donne aucune garantie s'il s'appuie sur un réseau de sous-traitants industriels qui ne sont pas dans la capacité de moderniser leur outil. Les années à venir présentent donc un fort enjeu de modernisation.

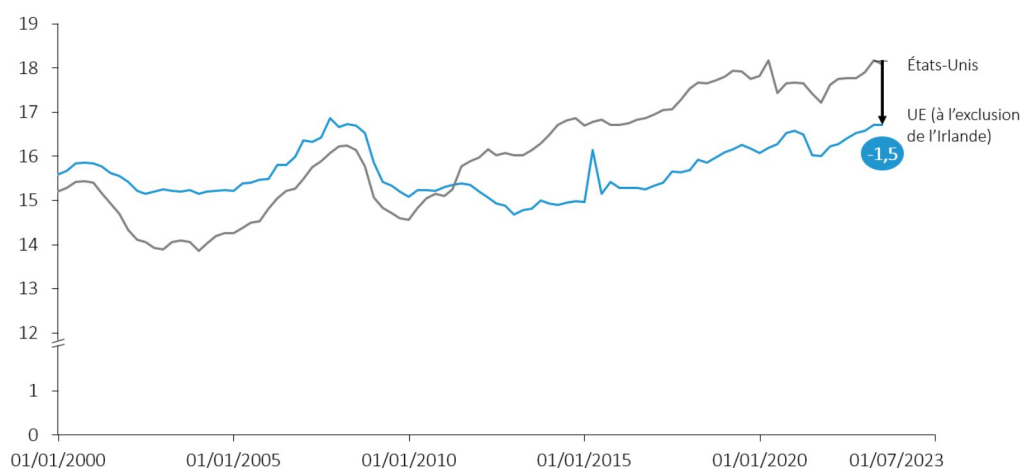
Les grands donneurs d'ordre industriels engagés dans la décarbonation de leurs procédés sont de plus en plus exigeants dans la réduction des émissions de leur scope 2 et 3 et sa justification. Leurs fournisseurs doivent être en capacité de démontrer l'optimisation de leurs modes de production et de fournir des données fiables sur les émissions associées. Ceci nécessite d'associer à l'électrification des procédés industriels, la mise en place d'une instrumentation performante.

Le renouvellement des outils de production relevant d'un cycle lent, il ne faut donc pas le rater. Il convient de s'assurer de la parfaite synchronie entre remplacement d'un équipement et électrification au risque d'une occasion manquée. Attendre alors 15 ans pour se passer du gaz présente le risque pour les industriels au-delà de 2034, après la suppression des quotas gratuits d'émission, de subir fortement la hausse du prix du CO<sub>2</sub>.

D'où l'intérêt d'agir vigoureusement sur certains secteurs industriels où l'équipement industriel doit être modernisé, tel que l'agro-alimentaire, au risque de manquer une fenêtre d'opportunité. Associer électrification et modernisation de l'outil de production est aussi le gage d'obtenir des gains de productivité. Gains d'autant plus importants si l'électrification amorce le virage de l'automatisation ou de la robotisation. Selon la Fédération internationale de robotique, on compte, en France, environ 180 robots pour 10 000 salariés de l'industrie manufacturière en 2025, chiffre certes en progression de 35 % depuis 2019, mais encore loin de l'Allemagne (415) ou du Japon (399). Et parmi les secteurs automatisés, après l'automobile viennent l'agroalimentaire (18 % du parc) et la métallurgie et la plasturgie (respectivement 12 % et 9 % du parc).

Ces secteurs, notamment l'agroalimentaire disposent, comme vu précédemment, de technologies matures pour des process simples (fours, sécheurs), qui pourraient leur permettre d'associer électrification et début de robotisation.

Enfin, dans son rapport sur l'avenir de la compétitivité européenne, Mario Draghi pointe l'écart d'investissements productifs globaux entre l'économie européenne et américaine comme une des sources des problèmes de compétitivité de l'économie européenne.



*Figure 7 : Investissement productif*

*Formation brute réelle de capital fixe, à l'exclusion des investissements dans la construction résidentielle, en % du PIB.*

*Source : BEI, 2024 et M. Draghi, rapport sur L'avenir de la compétitivité européenne, sept. 2024*

L'électrification de l'industrie existante peut participer à cet élan de réinvestissement productif urgent. Elle constitue sans aucun doute, un moyen de réenclencher la dynamique de transformation des sites industriels de manière à accroître leur productivité et de pérenniser leur activité.

## 2.2 Décarbonation et souveraineté

L'électrification est évidemment un levier essentiel de décarbonation avec une production d'énergies renouvelables en forte croissance et une électricité nucléaire décarbonée. Le volume de production d'électricité bas-carbone a atteint en 2025 un maximum historique, soit 521,1 TWh. Cela représente 95,2 % de l'électricité produite sur le territoire métropolitain<sup>12</sup>.

Malgré cela, en 2024, 57% de l'énergie consommée est d'origine fossile avec une facture énergétique s'élevant à près de 58 Md€.

Outre le coût, cette dépendance aux énergies fossiles nous expose au risque géopolitique, alors que notre production électrique peut nous permettre de gagner en souveraineté. Les moyens de production décarbonés de l'électricité sont en France et ne dépendent pas de flux de combustibles venant de l'étranger dont l'arrêt a des impacts immédiats sur notre économie. En nous libérant de ces flux internationaux pour notre approvisionnement énergétique, l'électricité devient un moyen matériel de notre liberté politique.

Mais cette capacité d'autonomie décarbonée a un prix. Il convient d'accompagner les entreprises au risque d'importer notre décarbonation et de perdre à nouveau en souveraineté. Ainsi, au sein du marché carbone européen, dit marché « ETS » (Emissions Trading System) ou « SEQUE » (Système d'Echange de Quotas d'Emissions), il sera mis fin d'ici 2034 aux quotas gratuits de l'ETS entraînant une augmentation du coût du carbone.

En parallèle, la mise en place du MACF (mécanisme d'ajustement aux frontières) à partir de 2026 doit protéger l'industrie européenne des fuites de carbone. Cependant, les limites du dispositif d'ores et déjà pointées (application uniquement à des produits de l'aval « proches », coût du carbone sur les produits à l'export...) n'offrent qu'une protection limitée. Certains pays tiers risquent d'orienter vers l'Union Européenne leur production bas carbone (parfois largement subventionnée et plus facilement absorbable financièrement si le reste de la production reste carboné).

De façon plus large, la stratégie de réindustrialisation française et européenne basée sur la décarbonation des secteurs stratégiques et la fabrication de technologies net-zéro repose très

<sup>12</sup> RTE, Bilan électrique 2025, Mars 2026

largement sur l'hypothèse que nous serons plus rapides que nos concurrents, notamment la Chine, dans la décarbonation de notre système énergétique. Or la lenteur de l'électrification de l'industrie en France et en Europe, comme la rapidité du développement des énergies bas-carbone en Chine (renouvelables comme nucléaire) doivent nous conduire à maintenir notre vigilance et à accélérer. Le 15<sup>ème</sup> plan quinquennal chinois, qui couvre la période 2026-2030<sup>13</sup>, s'inscrit dans l'objectif national d'atteinte du pic des émissions de CO<sub>2</sub> avant 2030 et de neutralité carbone avant 2060, tout en poursuivant une logique de souveraineté énergétique et industrielle. Rien, dans l'histoire récente de la planification chinoise, ne permet de tenir ces objectifs pour purement déclaratoires. Il serait au contraire imprudent de sous-estimer la détermination et la capacité d'exécution de la Chine dans cette trajectoire.

En complément des négociations en cours pour tenter d'améliorer le MACF, les secteurs électro-intensifs, soumis à la concurrence internationale doivent donc continuer à être accompagnés dans leurs investissements d'électrification (aides de l'État, CEE, prêts et garanties BPI...) ainsi que dans leurs dépenses d'exploitation. L'État a mis en place un ensemble de dispositifs permettant de réduire le prix de l'électricité (taux d'accises réduits, abattements sur le tarif de réseau de transport (TURPE) selon le profil de consommation) et en compensant le prix du carbone pour ces industries. Les industries qui en bénéficient, saluent ces mesures mais souhaitent une visibilité de long terme, notamment sur le cadre européen post-2030 de la compensation des coûts indirects du carbone. Son extension annoncée au secteur de la chimie doit également avoir lieu pour les autres secteurs éligibles depuis décembre 2025 (notamment pour les matières plastiques ou verre), au risque d'une concurrence européenne.

La garantie de non-remise en cause de ces dispositifs à chaque débat budgétaire est indispensable pour encourager les investissements dans l'électrification. Dans un contexte de ressources limitées et dans un objectif de maintien voire de modernisation de notre appareil productif, il est indispensable que ces mesures soient prioritairement orientées vers les industries existantes.

**Recommandation n° 10.** (État) Garantir le maintien des dispositifs permettant un prix compétitif de l'électricité, priorisés sur l'industrie existante et élargir l'ICC aux nouveaux secteurs éligibles afin d'éviter d'importer notre décarbonation.

Enfin, il convient de s'interroger sur certains secteurs pour lesquels l'électrification nécessite une telle transformation de leurs procédés que l'objectif de souveraineté française voire européenne ne peut être atteint qu'avec une forte politique publique d'accompagnement. Nous y reviendrons dans la suite du rapport.

### 2.3 Réindustrialisation

Réindustrialiser, priorité politique de premier ordre, est le seul gage pour assurer la prospérité économique ainsi que la cohésion sociale et territoriale du pays.

L'accompagnement à l'électrification des sites industriels existants, constitutifs de l'outil productif sur les territoires, participe de cet objectif. Par leurs productions alimentaires, pharmaceutiques, et de matériaux de construction, ces sites nous permettent de conserver voire d'accroître notre indépendance stratégique. Ils sont par ailleurs sources d'emplois et participent à la dynamique des territoires.

Les déplacements de la mission montrent que cet outil productif, de par son histoire et son rôle dans la vie locale, est généralement bien intégré. La marche de l'électrification, gage de transition et de modernité, peut par ailleurs aider à renforcer cette intégration.

Leur organisation induit également qu'une fois le projet annoncé, sa réalisation est moins soumise à incertitudes que certaines industries nouvelles, majoritairement dépendantes de fonds d'investissements ou d'un marché pas encore structuré.

<sup>13</sup> [https://english.www.gov.cn/news/202606/25/content\\_WS6a3d2904c6d00ca5f9a0bcde.html](https://english.www.gov.cn/news/202606/25/content_WS6a3d2904c6d00ca5f9a0bcde.html)

Il ne faut pas non plus négliger la question de la transmission dans nombre d'entreprises familiales qui voient dans l'électrification un des moyens de pérennisation de leur entreprise, voire de facteur d'attractivité pour les générations futures.

Il est donc essentiel que notre industrie manufacturière existante soit prioritaire dans l'électrification des usages, toutes les électrifications ne se valant pas en matière de réindustrialisation. Dans l'industrie existante, l'électricité est en concurrence avec d'autres vecteurs énergétiques, souvent encore malheureusement moins coûteux, dont nous souhaitons sortir. Accompagner cette transition énergétique est indispensable.

Pour d'autres secteurs vecteurs de consommation énergétique, comme les centres de données ou de calcul numérique, l'électricité française, de son mode de production décarbonée à sa distribution fiable, constitue un attrait économique tel que ces sites s'implanteront sur notre territoire, sans incitation supplémentaire. Le nombre de PTF déposées auprès de RTE en témoigne. Et le succès du dispositif « fast tack » démontre que le niveau de service offert justifie une contribution financière.

Il convient ici de souligner que la France n'est en concurrence qu'avec peu d'autres territoires pour l'accès à l'électricité pour des centres de données et de calcul numérique. Si l'Irlande est attractive, le numérique y représente déjà près d'un quart de la consommation d'électricité, faisant courir un risque au système dans son ensemble si le volume de consommation venait à s'accroître. Il en est de même pour les pays du Nord de l'Europe. Ainsi, en 2024 les productions d'électricité de Norvège (160 TWh), Suède (170 TWh) ou Finlande (80 TWh)<sup>14</sup> ne sont pas du même ordre de grandeur que la France (540 TWh). L'électricité décarbonée française et son réseau fiable représentent donc pour l'industrie numérique une très haute valeur ajoutée, qui devra être payée pour ce qu'elle est.

**Recommandation n° 11.** (État) Assumer un tarif de l'électricité plus compétitif pour l'industrie extractive, de transformation ou manufacturière, que pour les services numériques, notamment s'ils ne concourent pas pleinement à la souveraineté du calcul et de la donnée.

## 2.4 Compétitivité ¶

*« En 2025, le prix spot français a atteint des niveaux parmi les plus compétitifs d'Europe, derrière les pays nordiques. Les prix en France se sont largement découplés par rapport à ceux des pays voisins. Notamment, les écarts de prix atteignent désormais entre 20 et 50 €/MWh pour l'Allemagne, la Belgique, la Grande-Bretagne, la Suisse et l'Italie du Nord<sup>15</sup>. » « Les prix spots de l'électricité sont restés relativement stables en 2025, tandis que les prix à terme ont diminué et s'établissent désormais à des niveaux beaucoup plus faibles en France que dans la plupart des pays voisins. »*

Le mix électrique français est donc compétitif au regard des prix de nos voisins européens.

Sur le territoire, les industries mettent en concurrence l'électricité avec différentes énergies, au premier rang desquelles le gaz. Au 14 juin 2026, sur le marché de gros du gaz, le contrat Juillet 2026 (celui dont la livraison est la plus rapprochée) se négocie autour de 46,05 €/MWh, avec une anticipation du marché à la baisse sur les années à venir : 27,15 €/MWh en 2028 et 21,8 €/MWh en 2030. Ce prix est cependant fonction des conditions météo, des niveaux de stockage et du contexte international. En comparaison, au 12 juin, le prix spot de l'électricité a été, pendant près de 14h, inférieur à 20 € / MWh.

Pour les sites industriels soumis au marché de l'ETS, la compétitivité du prix de l'électricité se regarde en ajoutant au prix du gaz, le prix de la tonne de CO<sub>2</sub>. Il est donc indispensable de ne pas revenir sur la trajectoire de l'ETS de manière à permettre une augmentation progressive du prix du carbone, et

<sup>14</sup> Différentes statistiques nationales de production pour l'année 2024

<sup>15</sup> RTE, Bilan électrique 2025, principaux résultats, Mars 2026

d'assurer une tarification du carbone équitable entre les producteurs européens et non européens à travers un MACF robuste.

L'électricité est également, par exemple pour les chaudières, en concurrence avec les combustibles solides de récupération (CSR) ou la biomasse. Si cette dernière est un sous-produit du procédé industriel, l'optimisation énergétique du site induit généralement son emploi en tant que combustible. Sa vente peut parfois présenter un avantage économique, encourageant alors l'électrification du procédé. Dans les autres cas, le choix de la biomasse pose la question de sa disponibilité à moyen terme au regard des nombreux usages actuels ou envisagés pour la décarbonation. Ceci plaide en faveur de la définition d'un ordre de mérite, définissant les usages prioritaires alimentaires puis pour lesquels les autres solutions de décarbonation sont inexistantes ou limitées. Priorisation d'autant plus nécessaire qu'au cours de la mission, l'abandon de projets de chaudières biomasse a été exposé du fait notamment d'un problème de bouclage matière.

Les CSR, produits à partir de déchets non dangereux ne pouvant pas être recyclés de manière pertinente d'un point de vue technico-économique, présentent l'avantage, en plus d'être une ressource locale, d'être une alternative à l'enfouissement de ces déchets ultimes. Leur combustion émet cependant du CO<sub>2</sub> dont le bilan carbone dépend notamment du taux de déchets biogéniques (bois, papier, carton...).

Par ailleurs, biomasse et CSR nécessitant de la combustion, elles sont soumises à la réglementation des installations classées contrairement aux chaudières électriques.

La compétitivité de l'électricité peut être accrue en profitant des prix sur le marché spot à certains moments de la journée, notamment la cloche solaire de milieu de journée. Elle constitue pour les industriels une opportunité économique à exploiter selon différents procédés :

- L'adaptation des process pour les installations ne fonctionnant pas en continu. La mission a ainsi observé sur un site, une programmation journalière d'une partie de la production en fonction des prix sur le marché spot ;
- L'alternation. A distinguer de l'hybridation où les sources d'énergie (électricité et fossile) sont au sein du même équipement générant une dépendance durable aux énergies fossiles sur la durée de vie de l'équipement, l'alternation consiste à la mise en place par les industriels de chaudières électriques en redondance de chaudières gaz dans un mode de fonctionnement flexible permettant de profiter des périodes de faible coût de l'électricité. Les échanges réalisés dans le cadre de la mission avec des industriels ayant mis en place cette alternance est une utilisation plus fréquente que prévue de la chaudière électrique ;
- Le stockage chimique avec les batteries ;
- Le stockage thermique : l'électricité est stockée sous forme de chaleur pour ensuite être restitué au site sous forme de vapeur.

Ces deux dernières solutions viennent rendre encore plus compétitives celles d'alternation, réduisant encore l'utilisation du gaz.

Ces technologies ne permettent pas à elles seules d'électrifier à 100% les sites concernés. Petits pas dans l'électrification, elles constituent cependant un grand pas pour les sites qui s'engagent dans cette transition : acculturation au fonctionnement du marché de l'électricité, participation à la conduite du changement au sein des équipes process et maintenance, démonstration de la fiabilité de la technologie. Elles offrent aussi une flexibilité de fonctionnement, qui peut aussi permettre au site de « s'effacer » à la demande de RTE contre compensation financière. Dans le rapport de la Prospective de la CRE « Comment gérer les nouveaux équilibres dynamiques entre l'offre et la demande d'énergie ? » de février 2026 sont ainsi listés les différents outils pouvant contribuer à la flexibilité de la production de chaleur.

| Technologie                              | Description                                                                                                                                                                                   | Température cible                               | Mécanisme de flexibilité possible                                                                                                                  | Potentiel                                                                            |
|------------------------------------------|-----------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------|-------------------------------------------------|----------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------|--------------------------------------------------------------------------------------|
| Chaudière électrique                     | Conversion directe de l'électricité en chaleur<br>Production de vapeur ou d'eau chaude                                                                                                        | Jusqu'à 300 °C                                  | FCR, aFRR, RR<br>Mécanisme de capacité et d'ajustement (si complément de la production de base)<br>NEBEF/NEBCO (contrats de fourniture dynamiques) | Potentiel élevé, plusieurs centaines de MX, en fonction des secteurs industriels     |
| Résistance + Stockage thermique sensible | Conversion de l'électricité en chaleur stockée dans un matériau par élévation de température (eau, béton, briques, sels fondus, etc.)                                                         | Jusqu'à 600 °C                                  | FCR, aFRR, RR<br>Mécanisme de capacité et d'ajustement<br>NEBEF/NEBCO                                                                              | Élevé – Potentiel jusqu'à plusieurs centaines de MW selon applications               |
| Pompe à chaleur à haute température      | Transfert de chaleur depuis une source froide (air, eau, fluide industriel) vers un usage chaud<br>Efficace pour fluides, séchages, procédés                                                  | Jusqu'à 180 °C                                  | aFRR (si pilotable), RR<br>Mécanisme de capacité et d'ajustement<br>NEBEF/NEBCO                                                                    | Potentiel moyen à fort, dépend de la source froide disponible                        |
| Résistance + Stockage thermique latent   | L'électricité est convertie en chaleur et stockée via un changement de phase (fusion) d'un matériau (PCM), permettant stockage à température constante                                        | Généralement jusqu'à 200-300 °C (dépend du PCM) | FCR (sous conditions), aFRR, RR<br>Mécanisme de capacité et d'ajustement<br>NEBEF/NEBCO                                                            | Potentiel moyen – Technologie en développement pour certaines plages de température  |
| Électrolyseurs                           | Activation électrique permettant le déclenchement de réactions chimiques en tout genre (utilisé notamment pour la production d'H <sub>2</sub> , d'aluminium, de zinc, de sodium et de chlore) | N/A                                             | FCR, aFRR, RR<br>Mécanisme de capacité et d'ajustement<br>NEBEF/NEBCO                                                                              | Entre 100 et 300 MW sur FCR et aFRR<br>De l'ordre de 2 GW sur les autres dispositifs |

Source : Energy Pool, Luciole, EPYR

Figure 8 : Récapitulatif de différents outils pouvant contribuer à la flexibilité de la production de chaleur

Source : CRE, Comment gérer les nouveaux équilibres dynamiques entre l'offre et la demande d'énergie ?, Février 2026

## 2.5 Aménagement du territoire

Pour électrifier, il faut choisir où construire et renforcer les réseaux électriques, optimiser les implantations de nouveaux sites, réfléchir en conséquence les réseaux de transport des autres sources d'énergie nécessaires à l'électrification (H<sub>2</sub>) et toutes les autres aménités nécessaires au développement industriel... Bref, il faut aménager le territoire.

Dans ce but, il convient au niveau des territoires, de partager une vision commune sur le développement des modes de production, des réseaux et des consommations entre ces différents acteurs, l'État et les collectivités, pour anticiper au mieux.

De même, les démarches en cours par les gestionnaires pour une mise à disposition de ces informations doivent être accélérées. Elles permettront, en outre, que la question du raccordement électrique soit prise en compte le plus en amont possible lors de tout nouveau projet industriel. Sur ce point, la recommandation n° 37 du rapport de messieurs Levy et Tuot « Faire publier par les gestionnaires de réseau une cartographie des zones où les conditions de raccordement sont aisées, moins favorables ou dissuasives. » est aussi indispensable pour l'électrification des usages.

Il est nécessaire que cette cartographie distingue les conditions pour le soutirage et pour l'injection.

**Recommandation n° 12.** (RTE et gestionnaires de réseaux de distribution) Faire publier par les gestionnaires de réseau une cartographie des zones où les conditions de raccordement sont aisées, moins favorables ou dissuasives (reprise de la recommandation n°37 du rapport de messieurs Levy et Tuot) et en distinguant les zones saturées en injection ou en soutirage.

Parmi les freins opérationnels à l'électrification, la mission n'a pas observé de freins liés à la réglementation en matière d'urbanisme ou d'environnement qui soient spécifiques. Ils recoupent ce qui est déjà identifié pour l'accélération des projets industriels. Notamment en termes d'aménagement du territoire, il apparaît que, sur les terrains ayant une vocation industrielle (zone portuaire, friche industrielle...), permettre la conduite de l'ensemble des études environnementales (définition et dimensionnement des mesures de compensation notamment) à l'échelle de la zone avec une identification préalable de la typologie de projets susceptibles de s'y implanter serait facilitant.

Pour l'industrie, l'électrification est assez naturellement associée à la décarbonation et à la reconquête de la souveraineté. En relançant la dynamique de l'investissement, électrifier peut aussi résonner avec compétitivité et réindustrialiser. Massifier l'électrification est donc une priorité.

### 3 QUELLE STRATÉGIE POUR ACCÉLÉRER L'ÉLECTRIFICATION DE L'INDUSTRIE EXISTANTE ?

Au vu des multiples enjeux qu'elle recouvre, l'électrification de l'industrie existante et plus largement celle des usages doit être une priorité politique et le rester, même en dehors des crises énergétiques. La dynamique insufflée ces derniers mois par le plan national d'électrification et la réunion de l'équipe de France de l'électrification est à maintenir, en rappelant inlassablement que nous pouvons avoir confiance dans la disponibilité de l'électricité pour tous, dans les prix de l'électricité, dans les technologies disponibles.

L'évolution sur la façon dont les différents interlocuteurs de la mission aborde la question de l'électrification au cours de ces 6 mois, démontre s'il en est encore nécessaire que la parole politique influe sur les choix des entreprises.

La mission, dont l'objectif était d'identifier et de lever des freins à l'électrification des industries existantes, a participé à amplifier le message. Elle nous conduit à définir une stratégie d'électrification des sites existants, dépassant le prisme de la décarbonation par lequel l'électrification de l'industrie existante a majoritairement été abordée ces dernières années. Ceci a induit le biais de concentrer notre action publique sur les sites les plus émetteurs. Leur décarbonation va certes fortement augmenter la consommation d'électricité mais elle n'interviendra pas à court terme du fait, en autres, de la maturité des technologies et de l'importance des CAPEX nécessaires.

A l'autre bout du spectre, l'industrie diffuse utilisant des procédés thermiques à faible ou moyenne température et pour le moment moins monitorée par les politiques publiques de décarbonation, offre un potentiel d'électrification plus rapide.

La stratégie d'électrification définit ci-après vise à réunir les conditions nécessaires pour pousser ce mouvement. Elle est guidée par les principes directeurs suivants qui doivent infuser dans tous les leviers d'actions.

#### 3.1 Quatre principes directeurs :

##### 3.1.1 Prioriser l'électrification en tant que telle, ne plus seulement la voir comme un levier de décarbonation.

Électrifier, c'est augmenter notre consommation d'énergie bas carbone de manière à équilibrer le système électrique. Le premier levier est la substitution de la technologie en place par une électrique, sans contrainte préalable sur la consommation du site industriel. Mais de fait, le coût de l'électricité participant au dimensionnement du temps de retour sur investissement, une optimisation énergétique à minima à l'échelle de l'installation électrifiée voire plus large sera forcément recherchée par l'industriel. Les technologies d'électrification présentent généralement un gain énergétique intrinsèque.

| TECHNIQUES ELECTRIQUES   | GAIN ENERGETIQUE MOYEN EN ENERGIE FINALE* | GAIN (PERTE) ENERGETIQUE MOYEN EN ENERGIE PRIMAIRE* |
|--------------------------|-------------------------------------------|-----------------------------------------------------|
| Membranes                | 88%                                       | 71%                                                 |
| CMV                      | 78%                                       | 49%                                                 |
| PAC (sur chaleur fatale) | 72%                                       | 35%                                                 |
| UV, laser                | 50%                                       | -15%                                                |
| Arc électrique           | 43%                                       | -31%                                                |
| Conduction               | 39%                                       | -39%                                                |
| Induction                | 23%                                       | -76%                                                |
| IR                       | 20%                                       | -84%                                                |
| Résistance               | 11%                                       | -104%                                               |

\*comparé aux techniques à combustibles fossiles

Figure 9 : Gain énergétique moyen des différentes techniques électriques (estimation à partir de données CEREN, 2020)

Source : ADEME, L'électrification des procédés industriels – Avis d'experts, Mars 2025

La mission a par ailleurs rencontré différentes start-ups qui travaillent à l'assemblage de différentes briques technologiques existantes pour améliorer le rendement énergétique des technologies.

Il s'agit donc d'inverser les priorités et pas de faire l'un sans l'autre : électrifier avant de réduire et pas électrifier sans réduire. L'énergie la meilleure est celle que l'on n'importe pas.

A titre d'exemple, pour bénéficier de l'abattement TURPE, les entreprises doivent notamment élaborer un plan de performance énergétique (PPE) sur une durée de 5 ans. Dans certains cas, aligner performance énergétique avec électrification nécessite une certaine souplesse dans l'instruction du PPE ou de sa révision, sachant que pour les sites, le maintien de l'abattement TURPE constitue un des leviers pour rendre compétitif le prix de l'électricité et donc déclencher les investissements. Cette période quinquennale associée aux incertitudes sur les projets d'électrification (maturité des technologies, disponibilité du matériel, décision finale d'investissement ...) peuvent nécessiter une révision du PPE du fait par exemple d'une modification du calendrier de réalisation, d'une re-priorisation d'actions ou d'une augmentation de la consommation d'électricité. A partir du moment où ces modifications sont justifiées, le niveau d'ambition de performances énergétiques imposé lors de la révision du PPE doit rester proportionné pour encourager l'électrification des procédés. De même, cette proportionnalité, notamment au regard des capacités financières de l'entreprise, doit être de mise dans l'évaluation du pourcentage d'investissements annoncés par le site par rapport aux montants d'abattement du TURPE perçu.

**Recommandation n° 13.** (État) Proportionner les contreparties attendues dans les Plans de Performance Énergétique conclus avec les entreprises électro-intensives pour bénéficier des abattements de TURPE et faciliter leur révision en cas d'électrification des procédés.

### 3.1.2 Déployer le système, ne plus seulement l'administrer.

L'électrification oblige à redimensionner notre réseau électrique, à prioriser sur certains usages. Cela induit d'avoir transitoirement, une gestion du système électrique qui n'est pas à l'optimum au risque de rater le virage de l'électrification par l'accumulation de barrières et de non-sens qui détourneront les industriels.

Il faut prendre des risques : accepter la surréservation et un potentiel plus important de coûts échoués ; envoyer un signal de priorisation du soutirage sur l'injection ou de l'industrie existante sur d'autres usages, en dimensionnant en conséquence les coûts de raccordement ou d'utilisation du réseau.

### 3.1.3 Des choses simples, rapides et standardisées pour aller vite mais par étapes.

Selon le CEREN, l'industrie diffuse représente les deux tiers du potentiel d'électrification par des technologies matures et de la consommation d'électricité induite. Les chaudières électriques représentent aujourd'hui à peine 12% des appareils installés - soient moins de 3 000 chaudières - et seulement 0,5% des consommations énergétiques liées aux chaudières.

Le déploiement des PAC, des CMV, fours à résistance électrique ou chaudières, doit être la priorité, tout en acceptant le fait qu'il s'agit là d'une première étape. L'électrification ne sera pas immédiatement totale mais le changement est amorcé.

### 3.1.4 Chercher à maintenir un cadre stable et prévisible

Sur le prix de l'électricité, les décisions d'investissement nécessitent d'avoir une prévisibilité des prix de l'électricité (à 5, 10 ou 15 ans, en fonction de la taille de l'entreprise et du projet d'électrification).

Pour les industries électro-intensives, il s'agit de ne pas remettre en cause à chaque débat budgétaire, l'ensemble des dispositifs permettant de réduire le prix de l'électricité (taux d'accises réduits,

abattements sur le tarif de réseau de transport (TURPE) selon le profil de consommation) et en compensant le prix du carbone pour celles soumises à la concurrence internationale. Au niveau européen, il s'agit ne pas revenir sur la trajectoire de l'ETS de manière à permettre une augmentation progressive du prix du carbone, et d'assurer une tarification du carbone équitable entre les producteurs européens et non européens à travers un MACF robuste.

Cette stabilité et prévisibilité doivent également s'appliquer aux différents dispositifs d'aides.

En partant de ces principes, les principaux axes de la stratégie d'électrification sont de planifier le déploiement des réseaux, d'accompagner la massification de l'électrification de l'industrie diffuse tout en maintenant un suivi adapté des secteurs énérgo-intensifs.

## 3.2 Trois priorités d'action

### 3.2.1 Planifier le déploiement des réseaux

Pour planifier, il faut d'abord savoir. Or, comme déjà exposé, la mission a constaté que le partage d'informations doit être amélioré sur :

- les capacités de raccordement actuelles et prévisionnelles et les conditions associées permettant une anticipation du sujet par l'industriel (cf. recommandation 12).
- la réalité des projets d'électrification (calendrier, capacité réellement nécessaire avec une éventuelle montée en puissance...) entre les industriels, les gestionnaires de réseau, l'État et les collectivités, permettant d'avoir une vision dynamique de l'avancement de l'électrification et de planifier au mieux.

Par ailleurs, de nombreux industriels se plaignent de l'impossibilité d'échanges techniques avec les gestionnaires de réseaux (RTE ou ENEDIS) conduisant à des propositions commerciales de raccordement décevantes et mal comprises. Les contraintes du réseau sont généralement reportées dans la proposition du gestionnaire sans explication sur la réalité, les facteurs de risque ou la probabilité du risque (baisse de puissance, demande d'effacement...) conduisant l'industriel à refuser de s'engager. Des échanges techniques entre l'industriel et le gestionnaire de réseau sont donc à organiser. En premier lieu, pour des raisons de moyens humains, ces échanges techniques sont à limiter à des sites existants engagés dans une démarche d'électrification de leurs procédés, car en incapacité de choisir leur localisation.

Un industriel a exprimé via une PTF une demande d'augmentation de capacité de 210 MW lui permettant la mise en œuvre de 4 projets d'électrification sur le site, sur une dizaine d'années, mais avec un projet dès 2025. En réponse, RTE ne propose qu'1/4 de la capacité à horizon 2030, le reste à partir de 2034 et avec de la flexibilité imposée. Sans même considérer le coût du raccordement, la proposition de RTE ne répond pas à la demande du site et ne lui permet même pas d'engager le projet le plus rapide avant 2030, qui nécessitait moins de 1/4 de la capacité.

Ce retour a eu lieu sans communication préalable de RTE envers le site qui lui aurait peut-être permis d'établir une PTF plus adaptée. Outre le ralentissement voire l'arrêt des projets, ce retour installe chez les industriels l'idée de l'impossibilité des raccordements électriques.

**Recommandation n° 14.** (RTE, gestionnaires des réseaux de distribution) Instituer, pour les sites existants dans les zones de saturation des réseaux et à la demande de l'industriel, un échange technique avec le gestionnaire de réseau sur la proposition de raccordement formulée.

Ce partage d'information va permettre aux gestionnaires des réseaux de transport, à l'instar de l'exercice mené par RTE dans son schéma décennal de développement du réseau (SDDR), d'anticiper les besoins des territoires et les investissements. La mission salue à ce titre la mise en consultation du décret d'application de l'article L.322-11 au Code de l'énergie imposant la réalisation d'un plan de

développement de réseau, permettant à l'ensemble des utilisateurs du réseau de distribution d'avoir une visibilité sur les besoins de services de flexibilités et les investissements programmés par les gestionnaires de réseau de distribution à horizon 5 et 10 ans.

En complément de cette planification de niveau national, un exercice doit également être réalisé à une maille territoriale plus fine. Il permettrait de caractériser les perspectives d'électrification des différents usages, les besoins précis de raccordement et de faire des propositions de priorisation si nécessaire dans les 5 à 10 ans à venir par territoire. Cette réflexion viendrait alimenter ce que RTE recherche comme « planification ascendante » permettant l'identification de zones « prêtes à connecter » pour compléter la priorisation du SDDR.

L'établissement de ce document pourrait être confié à RTE ou aux préfets de département, en associant services de l'Etat, collectivités territoriales, gestionnaires de réseau de distribution, chambres consulaires et organisations professionnelles représentant les usages à électrifier. Avant même la planification des raccordements, la priorité est d'identifier les industries diffuses du territoire et leur potentiel d'électrification. Un travail de croisement de données est à réaliser. La mission cite, pour exemple, le recensement des 9000 entreprises diffuses, réalisé sous le pilotage du préfet en Bourgogne-France-Comté et détaillé ci-après dans le rapport.

Cette caractérisation du potentiel local d'électrification est également utile pour identifier les secteurs propices à la sortie du gaz.

Dans une logique de réduction du nombre de documents normatifs, il devra se confondre avec le Schéma Régional de Raccordement au Réseau des Énergies Renouvelables (S3REnR) pour devenir le Schéma Régional de Raccordement aux Réseaux (S3R).

**Recommandation n° 15.** (État, RTE, gestionnaires de réseaux de distribution, collectivités, représentants industriels) Compléter les S3REnR d'un chapitre relatif aux raccordements des usages pour en faire des Schémas Régionaux de Raccordement aux Réseaux (S3R).

### **3.2.2 Offrir aux industries raccordées au réseau de distribution les mêmes opportunités que celles raccordées au réseau de transport**

Les articles L. 342 -2 et L. 342-18 du code de l'énergie offrent la possibilité à RTE, après avis de la CRE :

- de « surdimensionner » des ouvrages non constitutifs d'un renforcement, nécessaires au raccordement d'une installation, afin de permettre le raccordement, concomitant ou ultérieur, d'autres installations de consommation ou d'ouvrages de réseaux publics de distribution situés à proximité ;
- de mutualiser le coût d'une nouvelle infrastructure du réseau de transport entre tous les futurs bénéficiaires à proportion de la puissance de raccordement de l'installation du demandeur par rapport à la capacité totale offerte par l'ensemble d'ouvrages, et donc de ne pas faire porter la charge financière totale de l'infrastructure au premier arrivé.

Pour soutenir l'électrification de la petite industrie et des industries diffuses, il est nécessaire que les gestionnaires de réseau de transport puissent disposer des mêmes capacités, afin de définir des zones de mutualisation. La mission note que l'article 2 du projet de loi cadre relatif au développement des transports modifie le code de l'énergie pour rendre possible cette mutualisation.

Un industriel a formulé une demande de raccordement auprès du gestionnaire de réseau de distribution afin d'électrifier l'essentiel de son activité (plusieurs dizaines de MW). Sa demande déclenchant la création d'un poste source sur le réseau de transport, la proposition inclut le financement de la totalité de ce poste (moins la réfaction prévue), bien que ce dernier ne soit pas dimensionné uniquement pour son besoin. S'il avait été raccordé au réseau de transport, l'industriel aurait pu ne payer qu'une quote-part du poste source, fonction de sa demande de capacité (vraisemblable division par 3 du coût). Outre ce surcoût qu'il ne comprend pas, l'industriel est encore moins enclin à payer car il sait qu'un de ses concurrents directs, une fois le poste source édifié, en bénéficiera pour électrifier ses activités.

**Recommandation n° 16.** (État - PLF2027) Étudier la possibilité d'intégrer dans le PLF, l'article 2 du projet de loi cadre relatif au développement des transports modifiant l'article L. 341-2 et créant l'article L. 342-21-1 du code de l'énergie pour rendre possible la mutualisation des coûts du renforcement de l'infrastructure du réseau de distribution.

L'article L.341-4-2 du code de l'énergie prévoit que les sites fortement consommateurs d'électricité, raccordés directement au réseau de transport, qui présentent un profil de consommation prévisible et stable ou anticyclique, ainsi que les sites de stockage d'énergie en vue de sa restitution ultérieure au réseau, peuvent bénéficier d'une réduction sur le tarif d'utilisation du réseau public de transport, également dénommée abattement TURPE. Or, les sites existants, bien que présentant des profils de consommation similaire mais raccordés au réseau de distribution pour des raisons historiques, ne peuvent bénéficier de cet abattement TURPE.

| Catégories de sites éligibles                                                                                                                                                                                                                                                                                                         | Taux de réduction accordé |
|---------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------|---------------------------|
| <b>Profil stable</b><br>[électricité annuelle soutirée sur le réseau de transport d'électricité supérieure à 10 GWh ; durée d'utilisation du réseau supérieure ou égale à 7 000 heures ; hors sites permettant le stockage de l'énergie en vue de sa restitution ultérieure au réseau]                                                | 81%                       |
| <b>Profil anti-cyclique</b><br>[électricité annuelle soutirée sur le réseau de transport d'électricité supérieure à 10 GWh ; taux d'utilisation du réseau en heures creuses supérieur ou égal à 0,44 ; hors sites permettant le stockage de l'énergie en vue de sa restitution ultérieure au réseau]                                  | 74%                       |
| <b>Grand consommateur d'électricité</b><br>[électricité annuelle soutirée sur le réseau de transport d'électricité supérieure à 500 GWh ; taux d'utilisation du réseau en heures creuses supérieur ou égal à 0,40 et inférieur à 0,44 ; hors sites permettant le stockage de l'énergie en vue de sa restitution ultérieure au réseau] | 76 %                      |
| <b>Sites permettant le stockage de l'énergie en vue de sa restitution ultérieure au réseau</b><br>[électricité annuelle soutirée sur le réseau de transport d'électricité supérieure à 10 GWh ; taux d'utilisation du réseau en heures creuses supérieur ou égal à 0,44]                                                              | 50 %                      |

*Figure 10 : Catégories des sites éligibles à l'abattement de TURPE*

**Recommandation n° 17.** (État - PLF2027) Modifier l'article L. 341-4-2 du code de l'énergie pour permettre l'élargissement de l'abattement de TURPE au réseau de distribution pour les sites fortement consommateurs d'électricité et présentant des profils de consommation spécifiques.

Le coût de cette recommandation est estimé en première approche entre 250 à 300 M€ par an.

### 3.2.3 Rééquilibrer les réfections des coûts de raccordement entre les installations de production et de consommation.

Dans un contexte actuel de surcapacité et de besoin d'augmentation de la consommation, il convient de réinterroger les réfections accordées lors du raccordement aux réseaux de transport ou de distribution, réfaction prise en charge par le TURPE.

Pour faciliter le développement des énergies renouvelables, une réfaction (pourcentage non payé) leur a été accordé pour les coûts de branchement (ouvrage propre) ou d'extension du réseau (quote-part)

Pour les consommateurs, la réfaction pour les coûts de branchement et d'extension sont, dans le cas général, de 40% pour le raccordement au RPD et de 30% pour le RPT. Des taux de réfaction bonifiés, jusqu'à des niveaux de 75% à 80% des coûts de raccordement, sont octroyés au raccordement au RPD des bornes de recharge pour véhicules électriques ou de pompes à chaleur dans le secteur résidentiel.

| Type d'installation concernée   |                                     | Raccordement aux réseaux publics de distribution (RPD) |                              |                   |                      | Raccordement au réseau public de transport (RPT) |
|---------------------------------|-------------------------------------|--------------------------------------------------------|------------------------------|-------------------|----------------------|--------------------------------------------------|
|                                 |                                     | Branchement                                            | Extension                    | Ouvrage propre    | Quote-part           |                                                  |
| Installations de consommation   |                                     | 40 % (voire 75 %* ou 80 %**)                           | 40 % (voire 75 %* ou 80 %**) | NA                | NA                   | 30 %                                             |
| Installations de production EnR | P ≤ 250 kVA                         | NA                                                     | NA                           | 60 %              | Exonération          | Pas de réfaction ***                             |
|                                 | 250 kVA < P ≤ 500 kW                | NA                                                     | NA                           | 60 %              | 60 %-(P-0,25) x 80 % |                                                  |
|                                 | 500 kW < P < 1 MW                   |                                                        |                              | 40 %              | 40 %-(P-0,5) x 40 %  |                                                  |
|                                 | P = 1 MW                            |                                                        |                              | 20 %              |                      |                                                  |
|                                 | 1 MW < P ≤ 3 MW                     |                                                        |                              | 40 %-(P-1) x 10 % |                      |                                                  |
|                                 | 3 MW < P < 5 MW                     |                                                        |                              | Pas de réfaction  |                      |                                                  |
|                                 | P ≥ 5 MW                            |                                                        |                              | Pas de réfaction  |                      |                                                  |
|                                 | Installations de production non EnR | Pas de réfaction                                       |                              |                   |                      |                                                  |

\* Installations de recharge de véhicules électriques sur autoroute ou inscrites dans un schéma directeur de développement des infrastructures de recharge (en application de l'arrêté ministériel du 27 avril 2021 et de l'arrêté du 6 février 2023)

\*\* Installations de recharge de véhicules électriques < 10 kW (hors IRVE publiques ou en habitat collectif) sur une installation BT ≤ 36 kVA existante, et pompes à chaleur sur une installation BT ≤ 36 kVA existante, dont PAC hybrides (en application de l'article D341-3-2 du code de l'énergie)

\*\*\* Les producteurs raccordés au RPT dont la P<sub>ac</sub> est < 250 kVA bénéficient toutefois d'une exonération de quote-part (cf article D. 342-22)

Figure 11 : Taux de réfections appliqués aux coûts de raccordement  
Source : CRE

Dans leur rapport<sup>16</sup>, messieurs Levy et Tuot recommandent, pour le raccordement des installations photovoltaïques et éoliennes terrestres, de réduire et harmoniser les taux de réfaction, en abaissant les taux pour les plus petites installations et en lissant les évolutions des taux en fonction des puissances, afin d'éviter les effets de seuil actuels.

Les gains issus de cette modification pourraient alors être alloués aux industries existantes qui réalisent des investissements dans l'électrification de leurs procédés (pompes à chaleur à haute température, compresseurs mécaniques de vapeur, chaudières électriques, fours électriques) et nécessitant un raccordement ou une extension des lignes pour l'accès au RPD ou RPT. Le taux de réfaction pourrait ainsi être plafonné à 80% au lieu de 40.

L'article L. 342-11 du code de l'énergie est ainsi à modifier, afin que le 2° du II : « 2° 80 % lorsque les travaux consistant à remplacer ou à adapter les ouvrages existants, ou à créer des canalisations en parallèle de canalisations existantes pour en éviter le remplacement, sont rendus nécessaires par les évolutions des besoins de consommateurs raccordés en basse tension pour des puissances inférieures ou égales à 36 kilovoltampères liées à des opérations concourant à l'atteinte des objectifs fixés à l'article L. 100-4. » soit ainsi complété « Cet alinéa est applicable pour les besoins de l'industrie dans le cadre de l'électrification de leurs procédés. »

**Recommandation n° 18.** (État - PLF2027) Modifier l'article L. 342-11 du code de l'énergie, afin que le taux de réfaction du raccordement soit plafonné à 80% en cas de renforcement de réseau rendu nécessaire par l'électrification d'un procédé industriel existant.

### 3.2.4 Accélérer l'électrification des petites entreprises

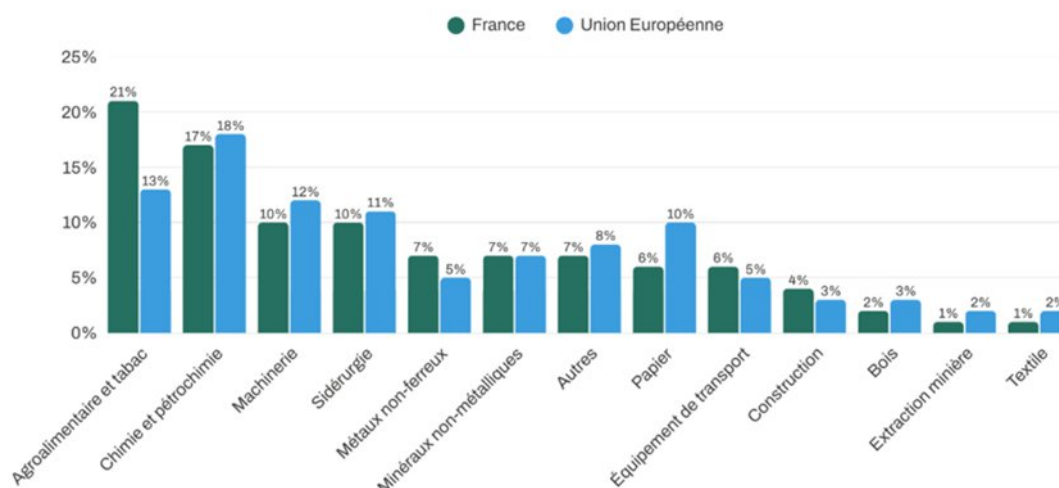
En France continentale, près de la moitié de la consommation de l'industrie manufacturière s'effectue au périmètre géré par Enedis. Il s'agit principalement de l'industrie agro-alimentaire, mais aussi d'une partie de la chimie, du papier carton, des produits caoutchouc et plastique ou encore de l'industrie textile. Le reste de la consommation de l'industrie manufacturière s'effectue sur le réseau de transport, ou bien au périmètre des entreprises locales de distribution (ELD).

Selon le Schéma Décennal de Développement du Réseau (SDDR) de RTE, l'autre moitié de la consommation industrielle, raccordée au RPT, est répartie sur 450 sites industriels qui consomment une puissance effective de l'ordre de 10 GW (aluminium, chimie, gaz industriels, métallurgie, papier-carton, raffinage, sidérurgie, verrerie...). En moyenne, ces sites ont une puissance de 20 MW.

La figure suivante issue de l'observatoire de l'électrification mis en place par l'UFE, reprend pour l'année 2024, la consommation finale d'électricité par sous-secteur industriel. Si le secteur de l'agroalimentaire et tabac est le plus consommateur d'électricité avec 21%, cela illustre la marge d'évolution possible, ainsi que dans les secteurs tels que le papier, la chimie ou le textile pour lesquels comme vu précédemment, du fait des températures employées (moins de 200°C), des technologies matures existent : chaudières électriques, PAC et CMV.

---

<sup>16</sup> J.B. Levy et T. Tuot, Optimisation du soutien public aux énergies renouvelables électriques et au stockage, Avril 2026



Source : Enerdata à partir d'Eurostat

Figure 12 : Répartition de la consommation finale d'électricité par sous-secteur industriel  
Source : UFE, Observatoire de l'électrification

L'optimisation énergétique et l'imbrication des différents procédés sont par ailleurs moins importantes dans ces secteurs, facilitant des intégrations ponctuelles de nouvelles technologies électriques. Enfin, une standardisation des équipements déployés est possible entraînant à terme une diminution de leurs coûts du fait du facteur d'échelle.

### 3.2.4.1 Connaître pour mieux accompagner

Pour agir efficacement, il faut améliorer le monitoring et l'appui à ce tissu industriel diffus, moins suivi que les secteurs énérgo-intensifs, avec :

- L'acquisition d'une connaissance plus fine de la consommation énergétique pour ne pas se limiter à une simple approche sectorielle et partager cette information pour développer le marché de l'électrification. Cette démarche pourrait être engagée par les différentes filières professionnelles ;
- L'identification au niveau des territoires, des sites présentant un potentiel d'électrification, leur sensibilisation et un accompagnement dans leur démarche. En complémentarité avec les actions conduites par les services de l'État et les opérateurs et portées prioritairement sur les sites les plus émetteurs ou avec la focale « décarbonation »<sup>17</sup>, cette démarche est à piloter par la Région, les agences de développement des collectivités territoriales ou les réseaux consulaires ;
- Le développement d'une offre de structures (bureaux d'études, apporteurs de solutions, fournisseurs d'électricité) capables de proposer des solutions adaptées.

Il est indispensable que les bureaux d'études montent en compétence sur le sujet des technologies d'électrification et plus généralement sur celui de l'électricité. En effet, le changement induit au sein des sites nécessite d'être capable de rassurer et donc de répondre à des questions telles que : le risque de black-out ou d'un manque de production électrique en France, la stabilité des prix, les avantages de maintenance des équipements électriques... Et, lorsque des solutions standards et pertinentes existent, les bureaux d'étude doivent pouvoir les proposer et déployer rapidement sans attendre l'étude de l'optimisation énergétique de

<sup>17</sup> Le programme PACTE Industrie <https://pacte-industrie.ademe.fr/> accompagne les industriels via entre autres des formations au niveau des responsables énergie, des directeurs financiers ou des dirigeants

l'ensemble du site. La mission salue dans ce cadre la création de l'Electrifab, centre d'expertise pour l'électrification de l'industrie, porté par l'ATEE avec le soutien de partenaires industriels, énergéticiens, institutionnels et financiers. Cette structure partenariale vise à capitaliser et diffuser les retours d'expérience, apporter une assistance de premier niveau aux entreprises au plan technico-économique sans pour autant se substituer aux bureaux d'études ou ingénieries.

En complément, les fournisseurs d'électricité devraient également être incités à fournir à leurs clients de l'information sur les solutions d'électrification.

- Le partage des expériences réussies des précurseurs pour créer un effet d'entraînement.

Une fois l'opportunité d'un projet identifiée et l'intérêt suscité, les différents dispositifs d'accompagnement de l'État doivent être conçus le plus simplement possible. L'électrification de l'industrie diffuse se construit sur une approche de massification et d'abattement des coûts de déploiement.

En Bourgogne-Franche-Comté, le Réseau régional de la transition écologique et économique (RT2E), animé par l'ADEME et la Région, est composé de l'ensemble des conseillers en Transition énergétique et écologique des Chambres de commerce et de l'industrie, Chambres des métiers et de l'artisanat et de l'agence économique régionale ainsi que de la BPI et le Générateur BFC. Il a permis de construire une offre de services unifiée pour un accompagnement technique et financier de toutes les entreprises de la région, quelles que soient leur taille et leur activité, autour des thématiques de la "Transition énergétique", "Économie Circulaire" et "Transition Énergétique et Écologique". Ce dispositif remarquable, que la mission n'a pas observé ailleurs lors de ses déplacements, constitue un outil puissant pour atteindre les PME / ETI. Les acteurs régionaux ont notamment procédé à l'identification des 9000 entreprises diffuses, hors du champ des sites gros émetteurs mais qui constituent au global la moitié des émissions de la région. Elles constituent un vivier important pour l'électrification.

**Recommandation n° 19.** (État) Intégrer dans le programme annuel du réseau des CCI, un accompagnement à l'électrification des PME / ETI, avec une programmation pluriannuelle permettant dès la première année la sensibilisation d'au moins 10 000 entreprises et un nombre croissant d'entreprises accompagnées les années suivantes.

### 3.2.4.2 Aider au financement

#### 3.2.4.2.1 Adapter les aides de l'État

Disposer des technologies et d'une offre d'accompagnement n'est bien évidemment pas suffisant pour réaliser un investissement. L'industriel va considérer le retour sur investissement de son projet au regard du montant de l'investissement et de ses dépenses d'exploitation.

Les dépenses d'exploitation sont essentiellement liées au prix de l'électricité. Comme vu précédemment, certaines technologies permettent de profiter des périodes où le prix spot est moins élevé que celui du gaz. Sur le marché à terme, les contrats d'électricité sont la garantie d'un prix stable, et les plans d'investissement nécessitent souvent d'avoir une visibilité du prix de l'électricité sur 8 à 10 ans. Cependant, s'engager sur une telle durée constitue une difficulté pour des ETI / PME qui ne disposent pas toujours de cette visibilité sur leur équilibre économique. Il semble donc y avoir un hiatus

entre visibilité et engagement, que la consultation publique en cours de la CRE<sup>18</sup> pour l'intérêt de contrats ENR à 8/10 ans permettra peut-être de lever.

L'année 2026 est de ce point de vue singulière. En effet, il s'agit de la première année où les fournisseurs d'électricité et les industriels ne bénéficient plus du dispositif ARENH. Sa suppression a donc introduit, de facto, une incertitude sur le marché, alors qu'il représentait près de 20% de l'énergie électrique française. Cet élément est amplifié par le changement de plus en plus visible du système de production électrique dans lequel les énergies renouvelables intermittentes sont de plus en plus importantes et introduisent une nouvelle sensibilité saisonnière et météorologique au marché de l'électricité. Le cycle des prix de marché étant saisonnier, on peut penser qu'après une première année complète de fonctionnement du marché sans ARENH, celui-ci deviendra à nouveau moins incertain pour ses acteurs.

Par ailleurs, du fait de leur consommation d'électricité moins importante, les ETI / PME n'ont pas accès aux contrats de type CAPN permettant visibilité et prix attractif. Une solution est de mutualiser la demande de différents sites pour atteindre un seuil de puissance représentatif. Elle pourrait intervenir via les fournisseurs d'électricité qui peuvent désormais accéder aux CAPN, voire à l'échelle d'une filière industrielle.

Les aides au CAPEX sont essentiellement basées sur des dispositifs dont la priorité est l'économie d'énergie et la décarbonation. Or, comme exposé précédemment, accélérer l'électrification de l'industrie existante nécessite de revoir certaines priorités :

- Les certificats d'économie d'énergie (CEE) : une des mesures du plan national d'électrification prévoit de renforcer l'aide aux pompes à chaleur, aux chaudières électriques et aux compresseurs mécaniques de vapeur. Les fours électriques devront y être ajoutés. Par ailleurs, afin que les CEE constituent un outil de massification des technologies d'électrification, il convient que les niveaux de performance énergétiques demandés reflètent ceux des équipements disponibles sur le marché, et pas seulement les plus performants.
- Les critères des dispositifs de soutien publics : il convient de rappeler que l'électrification fait souvent appel à des technologies robustes et éprouvées. Les éventuels critères d'innovation dans les dispositifs de soutien publics sont ainsi un frein à l'accès au financement pour des projets d'électrification.
- Les appels à projet : parmi les aides de l'État permettant l'électrification, outre l'Appel d'offre « Grands projets industriels de décarbonation » qui concerne généralement les sites les plus émetteurs, peuvent être cités les appels à projet :
  - o DECARB-IND soutenant les procédés de décarbonation dans des projets d'ampleur (montant d'aides comprises entre 3 M€ à 30 M€ et réduction des émissions visée d'au moins 1 000 tCO<sub>2</sub>e/an.)
  - o DECARB-FLASH accompagnant les petits projets de décarbonation (subventions allant de 100k€ à 3M€ pour l'achat d'équipements permettant de diminuer la consommation d'énergie fossile des sites industriels de moins de 500 salariés).

Pour permettre le déploiement du tiers financement ou du tiers investissement, potentiel vecteur de massification de l'électrification comme exposé ci-après, ces deux dispositifs d'aide doivent le permettre. Or, si le tiers-financement ou tiers-investissement est désormais éligible à DECARB IND 25. L'industriel, reste bénéficiaire de l'aide et devra être propriétaire de l'ensemble des actifs aidés selon le délai fixé dans le contrat de financement (environ 10 ans après la date d'octroi de l'aide). Pour DECARB-FLASH, dans le cas spécifique d'une action de récupération de chaleur fatale, l'aide peut être déposée par un tiers-financeur/tiers-investisseur ou son client industriel. Pour toutes les autres actions, la demande d'aide doit être déposée par l'industriel qui est le bénéficiaire de l'aide, même en cas de montage en tiers financement ou tiers investissement. Dans ces deux cas, l'industriel devra être propriétaire de

---

<sup>18</sup> [https://www.economie.gouv.fr/files/files/2026/20260618\\_Consultation\\_Mesure22\\_%C3%A9lectrification.pdf](https://www.economie.gouv.fr/files/files/2026/20260618_Consultation_Mesure22_%C3%A9lectrification.pdf)

l'ensemble des actifs aidés au plus tard dans un délai de 36 mois suivant la date de mise en service de l'installation, objet de l'opération.

Pour les actions de modification du mix énergétique par électrification via notamment les chaudières électriques ou les systèmes de séchage électrique de pâtes ou de solides, le porteur devra démontrer qu'une solution basée sur une solution ENR&R (chaleur fatale avec ou sans PAC en réhausse de température / solaire / géothermie) est inapplicable ou moins pertinente techniquement pour la décarbonation que la solution d'électrification retenue. Les énergies renouvelables et de récupération restent donc prioritaires sur l'électrification.

Concernant l'électrification partielle, le cahier des charges de DECARB-IND indique que :

- *« L'électrification partielle d'un équipement à gaz pourra également être éligible, sous réserve qu'une telle opération soit compatible avec les exigences d'une éventuelle future base juridique notifiée sur le fondement de l'Encadrement des aides d'État visant à soutenir le pacte pour une industrie propre (plus connu sous son sigle anglais CISAF). »*
- *« Dans le cas de projets d'installation d'équipement électrique en parallèle d'un équipement fossile déjà existant, le taux de fonctionnement de l'équipement électrique devra couvrir à minima 50% du besoin énergétique à l'échelle du projet sur une pleine année de fonctionnement. »*

Cette dernière possibilité n'est pas offerte dans DECARB-FLASH. Elle doit cependant, comme précisé, être limitée aux solutions d'alternation c'est-à-dire avec un équipement distinct de celui au gaz.

Pour encourager l'électrification, il est pertinent que les différents dispositifs d'aide soient revus de manière à :

- être « neutre » technologiquement dans les solutions de décarbonation. Ainsi le Fonds Chaleur finance le remplacement des installations utilisant des énergies fossiles par des équipements de production de chaleur et de froid renouvelables, à partir de sources d'énergie renouvelable (biomasse, géothermie, solaire thermique, biogaz et énergies de récupération). Et plus particulièrement, le dispositif BCIAT finance les projets de production de chaleur supérieurs à 12 GWh/an via une chaudière ou un générateur à air chaud uniquement à partir de biomasse. Dans ce dernier cas, au vu de la limitation de la quantité de biomasse disponible, comme déjà exposé, il serait même pertinent qu'il soit démontré que l'électrification est inapplicable ou moins pertinente techniquement.
- Uniformiser les différents dispositifs : pas de liste fermée d'actions éligibles, condition d'accès au tiers-financement, financement de l'électrification partielle.

**Recommandation n° 20.** (État, ADEME) Réinterroger les différents dispositifs d'aide aux PME / ETI de manière à prioriser l'électrification et à encourager le recours au tiers-financement ou tiers-investissement et à l'électrification partielle.

Enfin la communication sur ces différents dispositifs est à encourager. La mission note avec intérêt la plateforme Agir (<https://agirpoulatransition.ademe.fr/entreprises>) développée par l'ADEME pour faciliter l'accès aux aides et son renforcement via la mobilisation de relais dans les chambres consulaires et les fédérations professionnelles.

#### 3.2.4.2.2 Encourager le tiers-financement ou le tiers-investissement et mettre en place un fonds de garantie

Le tiers-financement est la mise à disposition, par un acteur financier, de capitaux pour l'électrification, sans intervenir dans la conception. L'industriel reste en charge du projet. Il est remboursé par l'industriel via notamment les économies d'énergie réalisées sur le site ou sous forme d'un loyer.

Dans le tiers-investissement, l'acteur externe au site industriel est à la fois financeur et opérateur de la solution d'électrification. Il prend en charge le financement, la conception, la réalisation et la maintenance. L'industriel achète alors une quantité de vapeur, d'eau chaude ou plus généralement d'utilité.

Ces solutions permettent donc à l'industriel de ne pas avoir à financer l'investissement, de limiter son risque vis-à-vis des banques et d'éventuellement conserver la possibilité d'investir sur un autre projet. Elles concourent donc à la massification de l'électrification en levant le frein financier.

Elles sont particulièrement propices à l'électrification de la production de vapeur ou d'eau chaude dont le potentiel est estimé à environ 90 TWh. L'ADEME indique qu'en 2020 :

- les chaudières ont consommé 68,7 TWh auxquels il convient d'ajouter les 20 TWh de combustible consommés dans des chaufferies externalisées.
- Si les chaudières de plus de 10 MW constituent une infime minorité des installations (moins de 2% des 25 000 appareils), elles consomment en revanche 63% des combustibles utilisés dans les chaudières.

Les technologies employées présentent l'avantage d'une conception relativement simple et donc simple à appréhender par les PME / ETI. Elles ne nécessitent pas de bouleversement dans la conception des sites industriels, pouvant généralement venir s'implanter « en bordure » de process. Les apporteurs de solutions doivent pourtant rassurer les industriels face à ce dispositif, que certains peuvent percevoir comme un dessaisissement de leur outil de production.

Le tiers-investissement pour ces équipements ne peut être mis en place que pour des PME / ETI jugées à moindre risque. Pour les autres, l'électrification passera par la mise en place d'un fonds de garantie pour couvrir le risque de défaut de paiement d'un industriel dans un dispositif de tiers financement, sur le modèle de la garantie électricité renouvelable (GER) ou de celle des projets stratégiques, opérées par BPI France.

Le dispositif visera à soutenir les équipements permettant la production de chaleur à partir d'électricité avec potentiellement un équipement de stockage. La durée moyenne des contrats est estimée à 10 /15 ans avec un montant de l'investissement par projet entre 100 K€ et 5 millions.

La mission plaide pour la mise en place d'un dispositif le plus simple possible. L'enjeu est bel et bien de massifier pour accélérer. Il faut au maximum éviter la multiplication des pièces administratives exigées, des conditions d'éligibilité ou des modalités d'instruction. Si celles-ci existent, il conviendra de s'assurer qu'elles reposent essentiellement sur le tiers (financeur ou investisseur) dont la compétence professionnelle est justement le montage administratif et financier.

Comme explicité au début du rapport, l'électrification étant source de modernisation et d'amélioration de la compétitivité des entreprises, ces dernières réduiront de fait le risque de défaut de paiement.

**Recommandation n° 21.** (État, BPI, PLF2027) Définir les modalités de mise en œuvre d'un fonds de garantie de soutien à la massification de l'électrification industrielle, pour défaut de paiement dans un dispositif de tiers-financement ou tiers-investissement.

#### 3.2.4.2.3 Permettre à l'électrification partielle de bénéficier d'une accise réduite

Les accises sont des taxes sur les énergies encadrées par les dispositions relatives au régime général d'accise du code des impositions sur les biens et les services (articles L. 311-1 à L. 312-107).

L'accise sur l'électricité auparavant appelée taxe intérieure sur la consommation finale d'électricité (TICFE), est une taxe payée par tous les consommateurs finaux d'électricité. Elle est collectée par les fournisseurs d'énergie sur la base des quantités d'électricité livrées aux consommateurs finaux et reversée au budget général de l'État. Ce dernier assure les versements de compensation aux opérateurs supportant des charges liées aux obligations de service public qui leurs sont assignées par le code de l'énergie. En électricité, ces charges comprennent les surcoûts résultant des mécanismes de soutien aux énergies renouvelables et à la cogénération, de la péréquation tarifaire dans les zones non interconnectées (ZNI), de certains dispositifs sociaux bénéficiant aux ménages en situation de précarité et du soutien à l'effacement.

Les tarifs normaux sont les suivants :

| Tarif applicable sur l'électricité en €/MWh (Catégories fiscales prévues à l'article L. 312-24 du CIBS) | 01/02/2025<br>-<br>31/07/2025 | 01/08/2025<br>-<br>31/01/2026 | 01/02/2026<br>-<br>31/07/2026 | A compter du<br>01/08/2026 |
|---------------------------------------------------------------------------------------------------------|-------------------------------|-------------------------------|-------------------------------|----------------------------|
| Activités économiques avec puissance <= 36 kVA                                                          | 33,70                         | 29,98                         | 30,85                         | 30,62                      |
| Petites et moyennes entreprises (36 kVA < puissance <= 250 kVA)                                         | 26,23                         | 25,79                         | 26,58                         | 26,35                      |
| Haute puissance (puissance >= 250 kVA)                                                                  | 22,50                         |                               |                               |                            |

Des tarifs réduits, autorisés par la directive sur la taxation de l'énergie<sup>19</sup> ont été mis en place pour protéger la compétitivité des entreprises grandes consommatrices d'électricité, ou électro-intensives<sup>20</sup>. La grille ci-dessous définit les accises réduites, en application de l'article 71 de la loi de finances pour 2026.

| Niveau d'intensité énergétique appréciée sur l'électricité                                                                       | Exposition au prix de l'électricité | En application de la LFI 2026 |
|----------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------|-------------------------------------|-------------------------------|
| Electro-intensité comprise entre 0,5 % et 2,25 % i.e. électro-intensivité comprise entre 0,222 et 1 kWh/€ de valeur ajoutée (VA) | Grand consommateur d'électricité    | 5,5                           |
| Electro-intensité comprise entre 2,25% et 6,75 % i.e. électro-intensivité comprise entre 1 et 3 kWh/€ de VA                      | Electro-sensible                    | 3                             |
| Electro-intensité comprise entre 6,75 % et 13,5 % i.e. électro-intensivité comprise entre 3 et 6 kWh/€ de VA                     | Electro-intensif                    | 0,5                           |
| Electro-intensité supérieure à 13,5 % i.e. électro-intensivité supérieure à 6 kWh/€ de VA                                        | Hyper électro-intensif              | 0,5                           |
| Activités exposées à la concurrence internationale <sup>21</sup>                                                                 |                                     | 0,5                           |

Par ailleurs, certains procédés et activités industriels bénéficient d'une exonération et donc d'un tarif nul de l'accise sur l'électricité consommée :

<sup>19</sup> Directive 2003/96/CE du 27 octobre 2003 sur la taxation de l'énergie.

<sup>20</sup> Entreprises dont les achats d'énergie atteignent au moins 3 % de la valeur de la production ou dont les taxes énergétiques annuelles représentent plus de 0,5 % de la valeur ajoutée.

<sup>21</sup> Arrêté du 18 décembre 2025 fixant la liste des activités relevant des secteurs exposés à la concurrence internationale en application du a du 2° de l'article L. 312-72 du code des impositions sur les biens et services.

- Les doubles usages définis par le droit européen, à savoir la réduction chimique ; l'électrolyse ; les procédés métallurgiques ; les produits taxables en tant que combustible et consommés pour les besoins d'un processus déterminé ; la génération d'une substance indispensable à la réalisation de ce processus et ne pouvant être générée qu'à partir de ces produits (article L. 312 – 66 du code des impositions des biens et des services (CIBS)) ;
- La fabrication de produits minéraux non métalliques également dénommée procédés minéralogiques (article L. 312 – 67 du CIBS) ainsi que la production de biens très intensive en électricité, c'est-à-dire lorsque le rapport entre le coût de l'électricité utilisée pour produire le bien et le coût du bien excède 50 % (article L. 312 – 68 du CIBS).

L'accise sur les gaz naturels auparavant appelée taxe intérieure de consommation sur le gaz naturel (TICGN), est une taxe payée par tous les consommateurs finaux de gaz naturel. Elle est collectée par les fournisseurs sur la base des quantités de gaz naturels livrées aux consommateurs finaux et reversée au budget général de l'État.

| Tarif normal de l'accise sur le gaz naturel combustible, tenant compte de l'injection de biogaz dans le réseau (en €/MWh) | Jusqu'au 31/07/2025 | 01/08/2025 - 31/01/2026 | 01/02/2026 - 31/07/2026 | 01/08/2026 - 31/01/2027 |
|---------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------|---------------------|-------------------------|-------------------------|-------------------------|
|                                                                                                                           | 16,37               | 15,43                   | 16,39                   | 16,66                   |

Deux tarifs réduits d'accise existent pour le gaz naturel utilisé comme combustible pour les activités relevant du système d'échange de quotas de gaz à effet de serre des entreprises grandes consommatrices d'énergie, également appelées énérgo-intensives.

|                                                                                                                  | Tarif réduit d'accise (€/MWh) |
|------------------------------------------------------------------------------------------------------------------|-------------------------------|
| <b>Entreprises grandes consommatrices d'énergie soumises au système européen d'échange de quotas d'émissions</b> | 1,52                          |
| <b>Entreprises grandes consommatrices d'énergie soumises à un risque de fuite de carbone</b>                     | 1,60                          |

A l'exception des sites électro-intensifs ou hyper-électro-intensifs, l'accise pour les entreprises utilisant du gaz est donc largement plus favorable que pour celles fonctionnant à l'électricité. De nombreux acteurs ont souligné cette différence comme raison importante du maintien de l'usage du gaz.

**La mesure la plus pertinente pour encourager l'électrification de l'industrie existante est donc de rééquilibrer les accises du gaz et de l'électricité.**

Dans l'attente, la mission tient cependant à mettre en avant un point qui vise à faciliter la transition vers l'électrification dans les cas où le site ne s'électrifie pas à 100% de suite.

Le bénéfice du taux réduit d'accise pour le gaz naturel se calcule en fonction du niveau d'intensité énergétique du site en prenant en compte notamment les produits taxables utilisés comme combustible et l'électricité.

Le bénéfice du taux réduit d'accise pour l'électricité se calcule en fonction du niveau d'intensité énergétique appréciée uniquement sur l'électricité.

Ainsi, un site bénéficie d'un taux réduit d'accise en répondant au niveau d'intensité énergétique attendu en ne consommant que du gaz. En s'électrifiant partiellement, il peut perdre son tarif réduit d'accise sur le gaz (1,52) sans pour autant consommer suffisamment d'électricité pour satisfaire les critères d'intensité énergétique nécessaires à un taux réduit d'accise sur l'électricité, tels que définis à l'article L. 312-45-1 du code de l'énergie :

« Les entreprises ou les périmètres d'activités les plus exposés aux prix de l'électricité sont classés dans les catégories suivantes, déterminées en fonction du niveau d'intensité énergétique mentionné au 2° de l'article L. 312-44 apprécié uniquement sur l'électricité :

| Niveau d'intensité énergétique apprécié sur l'électricité | Exposition au prix de l'électricité |
|-----------------------------------------------------------|-------------------------------------|
| Supérieur ou égal à 0,5 %                                 | Grand consommateur d'électricité    |
| Supérieur ou égal à 2,25 %                                | Electro-sensible                    |
| Supérieur ou égal à 6,75 %                                | Electro-intensif                    |

Pour prendre en compte l'électrification partielle, l'article L. 312-45-1 du code de l'énergie pourrait être rédigé de la manière suivante :

« Les entreprises ou les périmètres d'activités les plus exposés aux prix de l'électricité sont classés dans les catégories suivantes, déterminées en fonction du niveau d'intensité énergétique mentionné au 2° de l'article L. 312-44 apprécié uniquement sur l'électricité sauf dans le cas de l'électrification d'un procédé existant, utilisant préalablement un combustible fossile. Dans ce cas, si cela conduit à appliquer un tarif normal d'accise sur le combustible fossile, le niveau d'intensité énergétique est apprécié en prenant en compte les produits taxables utilisés comme combustible et l'électricité. »

**Recommandation n° 22.** (État, PLF2027) Adapter l'article L. 312-45-1 du code de l'énergie afin de mieux prendre en compte les situations d'électrification partielle dans l'éligibilité aux taux réduits d'accise de l'électricité.

#### 3.2.4.2.4 Orienter les aides des collectivités aux entreprises vers l'électrification

Au vu des bénéfices de l'électrification des sites existants pour les territoires, les collectivités locales pourraient accompagner ce mouvement.

La mission a, de façon générale, constaté la difficulté partagée par les acteurs publics pour l'identification et la bonne connaissance du tissu industriel diffus. La connaissance statistique est précise. L'électrification est néanmoins un processus de changement souvent sensible pour un industriel attaché à son outil de production. Les connaissances statistique et macro-économique ne sont pas suffisantes pour bien accompagner le changement.

Pour autant, la mission ne plaide pas pour une multiplication des moyens publics de suivi des entreprises. Au contraire, elle considère justement que cette électrification sera plus rapide et efficace si les dispositifs sont calibrés de façon à faire de l'électrification un champ de l'activité économique.

A moyens publics constants, il y a donc lieu de coordonner correctement l'ensemble des acteurs publics qui accompagnent, d'une façon ou d'une autre, le développement de l'activité industrielle. Les régions et les intercommunalités ont, en la matière, une responsabilité formalisée par la loi. Une action proportionnée de coordination des moyens publics d'accompagnement de l'industrie nous semble donc utile en matière d'électrification. L'exemple du réseau RT2E mis en place en région Bourgogne-Franche-Comté, et déjà évoqué plus haut dans ce rapport, pourrait inspirer d'autres territoires.

#### 3.2.5 A l'inverse d'une électrification massifiée pour l'industrie diffuse, accompagner de manière spécifique les sites les plus énérgo-intensifs.

La liste des 50 sites les plus émetteurs se concentre sur un nombre limité de filières : métallurgie, chimie (notamment vapocraqueurs ou production d'ammoniac), cimenterie, agro-alimentaire (notamment sucre). Auxquelles peut être ajouté le secteur du verre, également énérgo-intensif.

L'électrification entraîne généralement une refonte du process industriel pour permettre l'utilisation d'un substitut énergétique décarboné (hydrogène produit par électrolyse par ex.) ou une transformation profonde des procédés, comme dans la sidérurgie avec le procédé de réduction directe et le four à arc électrique.

Cette mutation nécessite :

- un financement en recherche et développement, toutes les technologies n'étant pas matures voire certaines relevant de technologies de rupture ;
- des CAPEX et des OPEX importants ;
- une importante prise de risque industrielle.

De par leurs émissions de CO<sub>2</sub>, ces sites et leurs filières sont très suivis par l'État : contrats de transition écologique signés par le Ministre Roland Lescure avec les 50 sites les plus émetteurs de CO<sub>2</sub> en novembre 2023, Plans de Transition Sectoriels<sup>22</sup> (PTS) de l'ADEME, accompagnement par les services en Région et en Département.

Des mesures de soutien reposent sur des aides à l'investissement ou au fonctionnement (appel d'offres Grands Projets Industriels de Décarbonation (AO GPID))<sup>23</sup>, fonds européen pour l'innovation, CEE ainsi que le système européen de quotas d'émissions – SEQUE – et Mécanisme d'ajustement carbone aux frontières – MACF pour les sites qui y sont soumis.

Par ailleurs, les sites électro-intensifs bénéficient de dispositifs permettant de réduire le prix de l'électricité (taux d'accises réduits, abattements sur le tarif de réseau de transport (TURPE), compensation du coût des émissions indirectes (ICC) pour certains secteurs) et de contrats d'électricité, comme les CAPN, leur permettant d'avoir une visibilité du prix de l'électricité sur plusieurs années.

Assurer la pérennité de ces mesures d'accompagnement, donner de la visibilité pour assurer en partie la prise de risque de l'industriel sont indispensables.

Malgré les soutiens financiers apportés à ces filières, du fait, entre autres, de l'impact du prix de l'électricité, les produits restent largement plus coûteux que ceux produits à partir des énergies fossiles. Ceci justifie, pour absorber le surcoût, que la stratégie d'électrification soit définie à l'échelle de la filière, en mobilisant l'aval. Dans certains cas, les entreprises aval souhaitent réduire les émissions de leur scope 3, ou ont une volonté de pouvoir présenter des produits décarbonés premium pour lesquels ils acceptent de payer ou d'en faire supporter le surcoût au client (ex. : chips fabriquées à partir de pommes de terre cultivées avec des fertilisants bas carbone). En effet, le coût de l'électrification est plus acceptable à la fin de la chaîne de valeur que pour les intermédiaires. Selon Transport & Environnement, incorporer 40% d'acier « vert » en 2030 ne coûterait que 57 euros de plus par voiture, par rapport à l'acier conventionnel. En maximisant ce surcoût à 100 euros, l'impact semble absorbable.

Cependant, dans la majorité des cas, ces entreprises ont besoin de sécuriser leurs débouchés, voire de protéger leur marché : ciment bas carbone dans les constructions, acier vert dans les appareils électroménagers, engrais vert pour la farine des gâteaux... Il s'agit alors d'adapter la commande publique en fixant des quotas tout en s'assurant, via une obligation de « Made in Europe », que cette décarbonation n'est pas importée. Des référentiels bas-carbone obligatoires peuvent aussi être définis dans les secteurs de la construction par exemple.

Présenté comme levier majeur pour atteindre l'objectif de décarbonation de l'industrie, l'hydrogène occupe une place déterminante dans l'électrification des secteurs comme l'acier ou l'ammoniac. Il est également vu par la filière gazière comme une piste de reconversion des infrastructures de transport, sous réserve que les particularités physico-chimiques de l'hydrogène (inflammabilité et propriété fragilisant certains métaux dont l'acier) soient compatibles avec les équipements existants. Ce levier de l'électrification indirecte comporte cependant de nombreuses incertitudes dans le calendrier de

---

<sup>22</sup> Ils apportent une vision détaillée des technologies de décarbonation, de leur coût, de leur impact sur la compétitivité et des évolutions de marché à horizon 2050 pour les neuf principaux secteurs industriels en France (acier, ciment, aluminium, verre, sucre, papier-carton, ammoniac, éthylène et chlore).

<sup>23</sup> Le dispositif s'adresse aux activités industrielles existantes (hors raffineries), soumises à l'ETS, et s'appuyant sur des solutions mobilisant des technologies de décarbonation présentant une maturité suffisante, parmi lesquelles l'électrification. Il porte l'objectif de soutenir sur 15 ans des projets majeurs de décarbonation représentant un montant d'aide supérieur ou égal à 20 millions d'euros.

réalisation de ces projets, du fait des investissements nécessaires. Pour autant, fin novembre 2025, sur 30 GW de droits d'accès au réseau de transport attribués, 9,5 GW concernent des unités de production d'hydrogène alors que RTE estime dans son scénario de décarbonation lente, une consommation électrique supplémentaire de 5TWh d'ici 2030 du fait de la concrétisation de 1 GW de projets et dans son scénario de décarbonation rapide de plus 15TWh pour une concrétisation de 2,9 GW de projets. Les sur-capacités sont donc actuellement réservées sur le réseau pour des projets spéculatifs ou qui n'aboutiront pas, bloquants de fait, les projets d'électrification de l'industrie existante en renchérissant leur coût d'accès au réseau.

Suite à la délibération de la CRE du 23 juillet 2025, RTE peut, depuis juin 2026, demander aux porteurs des projets des preuves de leur avancement et repousser au sein des files d'attente ceux ne les fournissant pas, au bénéfice de ceux qui avancent effectivement. Cette disposition permettra notamment de faire le tri dans l'ensemble de ces projets de production d'hydrogène et participer à la remise d'un peu de rationalité dans la structuration de cette filière.

Les nombreux déplacements ont permis d'identifier quelques éléments spécifiques à ces filières, en complément des mesures d'accompagnement annoncés ci-dessus, qui, sans constituer des stratégies abouties, peuvent en alimenter la réflexion :

### 3.2.5.1 Acier

Au cours de la mission, un investissement important de 1,3 milliards d'euros pour le remplacement d'un haut-fourneau d'Arcelor Mittal à Dunkerque par un four à arc électrique a été annoncé. Cet exemple est une bonne illustration. En effet, ce projet ne constitue pas une simple électrification. Il accompagne un changement de la nature de la production. L'activité de transformation du minerai de fer par du charbon en acier du haut-fourneau va être remplacée par une activité de recyclage de la ferraille dans le four à arc électrique, voire, à terme, par la mise en place d'un procédé de réduction directe du minerai de fer. C'est une bonne nouvelle pour la décarbonation de l'acier. Cela mérite néanmoins d'être dit clairement afin de rendre possible l'émergence d'une filière qui pourrait s'appuyer sur les idées suivantes :

- Établir un inventaire national ou européen clair de la ressource en ferrailles disponibles, en en limitant l'export, et, en parallèle, en renforçant la collecte, le tri et le recyclage, voire en développant de nouvelles technologies de tri pour améliorer la qualité des matériaux réutilisés ;
- Définir un besoin minimum de production d'acier primaire ;
- Soutenir la construction d'une première usine de réduction directe du minerai de fer par l'Hydrogène afin d'acquérir rapidement la compétence industrielle.

### 3.2.5.2 Ammoniac - Engrais

La mission s'est tenue alors qu'un débat européen vigoureux sur le maintien du MACF pour les engrais se tenait. Nous avons visité plusieurs sites, nombreux en France, qui opèrent un moyen de vaporéformage (Steam Methane Reformer - SMR<sup>24</sup>) du méthane afin d'en faire de l'hydrogène. Celui-ci sert ensuite dans un procédé pétro-chimique ou pour la production d'ammoniac utile à la fabrication d'engrais. Ce procédé utilise à la fois le méthane comme matière première et comme combustible. Utilisé comme matière première, le méthane permet de produire de l'hydrogène qui servira à la constitution de l'ammoniac en combinaison avec l'azote de l'air. Cette réaction émet une quantité importante de CO<sub>2</sub> dans l'atmosphère<sup>25</sup>. Pour faire simple : méthane (CH<sub>4</sub>) + eau (H<sub>2</sub>O) + oxygène (O<sub>2</sub>) + azote (N<sub>2</sub>) donne Ammoniac (NH<sub>3</sub>) + CO<sub>2</sub>

Plusieurs solutions de décarbonation ont été évoquées avec les différents industriels rencontrés. Toutes sont extrêmement intensives en capital et certaines ne permettront pas de parvenir à la décarbonation complète du procédé. La mission soutient largement les dispositifs d'accompagnement à l'électrification même lorsqu'ils ne conduisent pas à une décarbonation totale. Il y a néanmoins lieu d'être attentif à ne

<sup>24</sup> A l'issue de 6 mois de travaux la mission est en mesure de faire la distinction entre un Steam Methane Reformer (SMR) et un Small Modular Reactor (SMR) qui n'ont évidemment rien à voir !

<sup>25</sup> Les vaporeformeurs en France émettent également du N<sub>2</sub>O représentant environ 9 % de leurs émissions de GES.

pas mettre en œuvre des investissements préservant durablement des émissions de gaz à effet de serre, que d'autres choix industriels pourraient effacer, vu les quantités de CO<sub>2</sub> émises. Ces solutions partielles, qui ne nécessitent pas une reconfiguration importante des installations, peuvent néanmoins être utiles en phase de transition :

- La substitution du gaz combustible par un procédé électrique est possible, mais très coûteuse. Les Vapo-réformeur électriques (e-SMR) sont au stade de la démonstration ;
- La production partielle d'hydrogène par l'électrolyse. Le projet soutenu par la France de LAT-Nitrogène à Ottmarsheim appartient à cette catégorie. La quantité d'hydrogène vert injectable est néanmoins limitée. Comme indiqué dans le plan de transformation sectoriel<sup>26</sup>, « *un fonctionnement hybride du vapo-réformeur est envisageable jusqu'à 15 % d'intégration de H<sub>2</sub> externe, le vapo-réformeur pouvant fonctionner en sous-alimentation et ne fournir que 85 % nécessaire à la production d'ammoniac et des produits de première transformation, le reste étant assuré par les électrolyseurs. Au-dessus de ce taux, les équilibres chimiques et thermiques ne sont plus assurés et un retrofit total (100 % de H<sub>2</sub> électrolytique) doit être réalisé.* »
- Pour une décarbonation plus massive, la première solution est le recours au captage et au stockage du carbone (CSC), sachant qu'une partie des émissions du vapo-réformage, est déjà captée et purifiée<sup>25</sup> : 20 % des émissions sont utilisées pour la production d'urée, 15 % sont vendues (majoritairement pour l'industrie agroalimentaire)<sup>27</sup> et le reste est rejeté dans l'atmosphère. Bien que ne nécessitant pas une transformation majeure des installations, cette solution maintient la dépendance au gaz et nécessite des investissements importants pour la construction des infrastructures nécessaires au CSC. Elle doit donc être privilégiée lorsque ces dernières peuvent être mutualisées, ce qui nécessite donc une planification.

Une solution de rupture consisterait à produire l'hydrogène par l'électrolyse de l'eau plutôt que par le vapo-réformage du méthane. Cette solution constitue néanmoins un changement complet de l'outil de production. Un tel projet existe en France. Il n'est absolument pas compétitif, car il s'inscrit dans un marché concurrentiel dans lequel la France ne parvient à résister que grâce à l'utilisation de moyens industriels largement amortis, bien qu'ils fassent l'objet d'investissements réguliers.

Pourtant, ramené « au prix de la baguette », le coût de l'outil industriel et de son fonctionnement reste en théorie accessible. Il y a donc lieu :

- de s'engager pour maintenir le MACF pour préserver la production d'engrais en France, particulièrement essentielle pour la souveraineté alimentaire,
- d'accompagner la production d'ammoniac à partir de l'électrolyse pour la production d'ammoniac bas-carbone dans une vraie stratégie nationale avec le financement d'un démonstrateur,
- de pousser, voir d'organiser, la répercussion des coûts sur l'aval de la filière.

Cette production peut alors être également utile à celle des carburants de synthèse, par exemple pour le transport maritime.

L'importance des investissements permet, en outre de relativiser la promesse de l'utilisation de l'ammoniac pour le transport de l'hydrogène bas-carbone. Fabriquer de l'ammoniac bas-carbone pour un produit à haute valeur ajoutée tel que l'engrais se révèle déjà onéreux. Alors imaginer aujourd'hui l'utiliser comme vecteur pour transporter de l'hydrogène bas-carbone, alors que le prix de ce dernier en sortie directe de l'électrolyseur est encore trop important...

### 3.2.5.3 Chaux - Ciment

De la même façon que l'utilisation du méthane comme matière première dans la production d'ammoniac émet du CO<sub>2</sub>, le procédé de transformation du calcaire en chaux vive, ou en clinker pour le ciment, émet

<sup>26</sup> ADEME, Plan de transition sectoriel de l'industrie de l'ammoniac en France, rapport de synthèse, septembre 2023

<sup>27</sup> Il est néanmoins illusoire de penser que les français consommeront assez de boissons gazeuses pour trouver un exutoire à tout ce CO<sub>2</sub> !

une importante quantité de CO<sub>2</sub>. Ce CO<sub>2</sub> est libéré par la roche que l'on transforme. Il peut être qualifié de « fatal » dans le sens où il ne peut être évité et non issu de combustible fossile. Deux solutions principales de décarbonation partielle ont été présentées à la mission, pouvant être complétées par une électrification des fours :

- La production de nouveaux matériaux, à partir d'argile par exemple, réduisant la quantité de clinker nécessaire sans totalement le substituer. Néanmoins le composant de substitution est disponible en des quantités moindres que le calcaire.
- La capture et le stockage du CO<sub>2</sub>. Les émissions de CO<sub>2</sub> étant particulièrement denses, sa capture est accessible. Cette solution est la plus complexe à mettre en œuvre. Aucun des projets de captage, liquéfaction, transport dans un terminal puis vers des stockages en couche géologique profonde à l'étranger, n'apparaît viable dans un délai court.

La mission a rencontré, dans les différents territoires, une filière très mobilisée pour trouver des solutions. Nous tenons à souligner la qualité de l'engagement des différents acteurs pour permettre le développement du CSC. A Saint-Omer, la sous-préfecture a accompagné le *permitting* d'un projet qui a nécessité de satisfaire aux conditions de pas moins de 13 procédures différentes !

Mais le succès de ce *permitting* et le volontarisme des industriels n'ont pour autant validé aucune viabilité économique du projet, dépendant largement de conditions tarifaires pour le stockage déterminé à l'étranger et du prix de la tonne de carbone dans l'ETS. Or, les acteurs n'ont aucune capacité d'action sur ces facteurs économiques.

Il pourrait, en ce sens, être intéressant de favoriser la construction d'une stratégie par étape. La première étape est celle de la capture. Elle pourrait être facilitée et largement accélérée si l'utilisation de ce CO<sub>2</sub> « fatal » était facilitée.

En effet, la Directive européenne sur les Énergies Renouvelables (RED) ne permet aujourd'hui d'utiliser ce CO<sub>2</sub> non-biogénique pour la fabrication de e-carburants que jusqu'en 2040. Ce délai, trop court vu les investissements industriels qu'il est nécessaire de consentir, ne permet pas leur concrétisation. Selon I4CE, « *une installation de e-SAF à grande échelle requiert environ 1 à 2 milliards d'euros d'investissement en capital initial et a besoin d'environ 4 ans, à compter de la décision finale d'investissement, pour assurer ses premières livraisons commerciales.*<sup>28</sup> »

Le CO<sub>2</sub> issu de la production de chaux et de ciment est considéré comme étant d'origine fossile donc non-biogénique. Il ne provient cependant pas de combustibles fossiles importés mais de calcaire extrait souvent à proximité des lieux de production. Il est donc gage de souveraineté et d'industrialisation. Comme indiqué précédemment, nous pouvons donc qualifier ce CO<sub>2</sub> de fatal, le calcaire ne pouvant être totalement substitué.

Ainsi, pour ce CO<sub>2</sub> fatal, il pourrait être intéressant de modifier le cadre européen afin d'en permettre l'usage au-delà de 2040 s'il est issu d'une installation industrielle de captage construite avant 2032 et sous réserve d'une réelle stratégie de planification des besoins, et donc du nombre d'usines de e-carburants associé qui pourront accéder aux aides publiques<sup>29</sup>.

<sup>28</sup> I4CE, Réindustrialisation verte en France : réalité, projection raisonnable ou mirage ? Étude des chaînes de valeur du véhicule électrique, de l'acier vert et des carburants de synthèse pour l'aviation (eSAF), Avril 2026

<sup>29</sup> Extrait rapport I4C « *La France seule représente environ 30 % des projets européens en volume et en nombre, loin devant tout autre pays et à égalité avec la Chine. Si tous les projets français venaient à se concrétiser, la France pourrait en théorie disposer d'une capacité suffisante pour satisfaire à elle seule l'intégralité du mandat eSAF de l'UE pour 2030* ».

**Recommandation n° 23.** (Commission européenne, État) Permettre l'usage du CO<sub>2</sub>, non biogénique, issu d'un procédé de production de chaux ou de ciment dans la production de e-carburants au-delà de 2040 pour les installations de capture de carbone construites avant 2032.

En complément, il convient d'accompagner la maturité technologique des fours électriques.

Ces leviers sont indispensables pour ne pas importer notre décarbonation. En effet, la production de ciment sert majoritairement à couvrir la demande locale. *« Environ 95 % du ciment produit est consommé dans le pays de production et en moyenne dans un rayon de 200 à 300 km autour du lieu de production. Cependant, la France assiste depuis quelques années à l'émergence d'un nouveau modèle économique qui consiste à importer du clinker provenant de l'étranger malgré le coût lié au transport, à le broyer et le mélanger à d'autres constituants pour produire du ciment.<sup>30</sup> »* Permettant ainsi que les émissions de CO<sub>2</sub> liées à la production de clinker ne soient plus comptabilisées en France.

#### 3.2.5.4 Agroalimentaire : sucrerie - amidonnerie

Une importante partie de l'électrification concerne la production de vapeur via une chaudière électrique ou le procédé d'évaporation- concentration pour lequel la CMV est particulièrement pertinente.

Au regard des technologies déployées, un grand nombre des outils proposés pour l'électrification de l'industrie diffuse est déployable dans ce secteur.

Mais, du fait des intrants utilisés dans ce secteur, le recours à la biomasse, co-produit, est souvent préféré à l'électrification. Or, comme déjà exposé, la quantité finie de la biomasse mise en face des usages qui n'ont pas d'autres choix de décarbonation que le recours au biogaz, impose de préférer l'électrification.

La décarbonation est une transition. Elle conduit l'évolution d'un procédé industriel à passer par des phases successives. La maturité de la compréhension des différents enjeux n'est pas la même pour les premières solutions mises en œuvre que pour les plus récentes. Aussi, préférer l'électrification pour la décarbonation des projets futurs pose la question des choix antérieurs. Qu'en est-il des procédés qui se sont décarbonés plus rapidement en utilisant la ressource interne de biomasse ? Les différents dispositifs publics devront permettre de revenir sur ce choix et donc permettre d'accompagner l'électrification des procédés industriels préalablement décarbonés par le recours à la biomasse.

#### 3.2.5.5 Verre

Bien que l'électrification constitue un levier primordial pour la décarbonation de la production de verre, aucune solution ne permet une électrification à 100% du secteur, notamment du verre plat ou du verre coloré.

De ce fait, et malgré l'efficacité énergétique importante des fours à conduction, les industriels, en complément des fours électriques (notamment pour le verre creux et blanc), mettent en place des solutions hybrides. Elles tendent à l'utilisation de 80 % d'électricité et de 20% de gaz.

Il est donc nécessaire que ces solutions puissent être aidées.

Par ailleurs, comme pour l'acier, l'électrification de la production va nécessiter l'emploi accru de calcin (verre recyclé) dont la collecte et le tri doivent être renforcés.

<sup>30</sup> ADEME, Plan de transition sectoriel de l'industrie cimentière en France, Décembre 2021

## **4 DES MESURES DE CONSOLIDATION, DE RENFORCEMENT ET D'ACCOMPAGNEMENT NÉCESSAIRES AU SUCCÈS D'UNE STRATÉGIE D'ÉLECTRIFICATION**

L'électrification de l'industrie, et plus largement du pays, n'est pas un choix stratégique anodin. Elle engage en profondeur notre système productif, notre organisation énergétique et notre positionnement géopolitique. Elle doit donc être pilotée avec une conscience claire des nouveaux équilibres économiques, industriels et stratégiques qu'elle crée.

Pour réussir, cette stratégie doit regarder lucidement les risques qu'elle fait naître autant que les fragilités qu'elle permet de réduire. Renouer avec la souveraineté énergétique par l'électrification et par la diminution massive de nos importations d'énergies fossiles comporte en effet un risque intrinsèque : celui de réduire la diversification de notre approvisionnement énergétique et de concentrer davantage nos dépendances sur le système électrique.

Dans la tradition française, la souveraineté renvoie d'abord à la liberté politique : la capacité de décider par nous-mêmes, sans dépendre de la volonté de puissances étrangères, et de donner au peuple, par l'intermédiaire de ses représentants, les moyens effectifs de ses choix. L'électrification répond à cet objectif dès lors qu'elle s'appuie sur une production électrique nationale, bas-carbone, pilotable et compétitive.

Nos voisins européens n'abordent pas toujours la sécurité énergétique avec les mêmes priorités. Là où la France insiste sur la souveraineté comme condition de la liberté politique, d'autres pays privilégient davantage la diversification des sources, des infrastructures et des interdépendances comme moyen de réduction des risques. Si notre souveraineté dépend désormais aussi de notre capacité à mieux faire comprendre notre approche à l'échelle européenne, il est tout aussi nécessaire de nous inspirer de cette culture de la diversification afin de limiter les vulnérabilités associées à notre propre choix stratégique.

Le mix électrique constitue un premier outil de diversification du risque. Mais, dans un contexte d'accélération de l'électrification, il ne suffit pas à lui seul : il accroît mécaniquement la dépendance de l'économie au bon fonctionnement du système électrique. La mission identifie à cet égard quatre points devant être traités avec la plus grande attention :

- la construction d'une vision systémique plutôt qu'une approche au coup par coup ;
- le renforcement de l'écosystème industriel et technique nécessaire à l'électrification ;
- la mise en place d'une doctrine compréhensible de sécurité d'approvisionnement ;
- la résilience du système face aux risques d'attaques hybrides, notamment numériques.

Cette stratégie d'électrification doit également accompagner les mutations sociales, économiques et industrielles du secteur gazier, en particulier de ses réseaux. Si leur place relative a vocation à diminuer dans le système énergétique français, ils resteront durablement nécessaires, à la fois pour certains usages industriels, pour la sécurité d'approvisionnement, pour les gaz renouvelables et pour la gestion de certaines flexibilités du système énergétique.

## 4.1 Pour déployer cette stratégie, il faut raisonner « système »

Équilibrer notre système électrique demande d'assurer en permanence l'adéquation entre l'offre et la demande. Les données d'entrée pour conduire l'exercice ont changé ces dernières années sous le coup du développement massif des énergies renouvelables, associé à une électrification des usages plus lente que prévue et des offres de flexibilité à renforcer. Elles conduisent à une profonde transformation de notre réseau électrique, qui doit gérer des flux de plus en plus décentralisés et intermittents. La réflexion de l'optimisation doit plus que jamais être conduite en se positionnant dans une logique de système et non à l'échelle de chaque pièce du puzzle : moyens de production, réseau de transport, réseau de distribution, électrification des usages... Et il faut garder en tête que l'équilibre d'aujourd'hui avec une surproduction et des périodes de prix négatifs ne sera sûrement pas celui de demain, notamment si nous réussissons le pari de l'électrification. L'agilité et l'adaptabilité doivent rester de mise pour la gestion du système.

Cette recherche d'optimisation du système doit être prise en compte dans la priorisation des raccordements : le soutirage avant l'injection, le réseau de distribution avant certains projets sur le réseau de transport... Elle doit également être retenue pour le calcul des coûts. Les propositions faites précédemment sur le TURPE ou l'augmentation du risque de coût échoués, coûtent à l'échelle du réseau. Mais en conduisant à une augmentation de la consommation électrique industrielle associée à des capacités de stockage, elles entraîneront une réduction de la Charge de Service Public de l'Énergie (CSPE), compensation due par l'État aux producteurs d'ENR, estimée à 6,8 Mds€ au moins en 2026, dans le rapport de messieurs Jean-Bernard Levy et Thierry Tuot<sup>31</sup>[1]. Rapport dans lequel ils précisent que la CSPE est financée par le budget de l'État et donc que « *Cette forme de taxation – user d'un tarif non pas pour un service rendu mais pour financer le soutien économique à certains acteurs – est socialement injuste et économiquement discutable [...].* »

Plus globalement, la question reste de savoir quelle politique industrielle et énergétique nous souhaitons conduire. Si la réindustrialisation et la souveraineté dans un avenir bas carbone constituent bien une priorité, l'électrification de l'industrie en est un puissant vecteur. Le Gouvernement doit l'affirmer, notamment comme le prévoit l'article L. 341-3 du code de l'énergie dans les orientations de politique énergétique qu'il fixe à la CRE pour l'élaboration du TURPE, en priorisant les industriels sur les consommateurs. Ce choix, l'Allemagne l'a déjà fait. Le TURPE est fixé par la CRE de manière à garantir une bonne couverture des coûts supportés par les gestionnaires de réseau. Ceci induit une péréquation entre les différents contributeurs au TURPE. Abaisser les coûts de certains consommateurs induira une augmentation pour d'autres. Car cet élargissement du nombre d'industriels à l'abattement du TURPE ne doit pas conduire à une réduction des capacités d'investissement dans les réseaux, à l'heure de leur nécessaire renforcement.

Et encore une fois, si nous raisonnons plus largement, rendre l'électricité plus accessible aux industriels, c'est accélérer leur électrification, vecteur de modernisation, de création de valeur avec les bénéfices socio-économiques associés.

Dans l'attente de cette optimisation, il reste plus intéressant, malgré les surcoûts induits, de disposer d'un système électrique en sur-production. La baisse, à partir de 2015 de la production nucléaire du fait du programme de modernisation retardé par la crise sanitaire de 2019, puis en 2021 du phénomène de corrosion sous contrainte, simultanément à la guerre en Ukraine, nous l'a durement rappelé. Tout comme le faible impact sur le prix de l'électricité de l'augmentation de celui du gaz, conséquence de la guerre au Moyen-Orient.

Manquer d'électricité au moment où l'on pousse à l'électrification constituerait en outre le facteur d'échec le plus impactant, de nature à freiner durablement la transition engagée par les industriels.

Cette période de déséquilibre entre la production et la consommation induit enfin, comme déjà abordé, une opportunité économique. La mission a observé une accélération des projets de captation de cette

---

<sup>31</sup> J.B. Levy, T. Tuot, Optimisation du soutien public aux énergies renouvelables électriques et au stockage, Février 2026

rente, tels que la chaudière électrique ou le stockage. Il est néanmoins difficile d'évaluer à terme les effets cumulés de l'ensemble de ces projets sur l'évolution des prix et notamment les prix les plus bas.

## 4.2 Renforcer l'écosystème nécessaire à l'électrification

### 4.2.1 Disposer des compétences et de l'expertise

Comme déjà exposé, électrifier nécessite des compétences pour construire et mettre en œuvre une stratégie d'électrification au sein des sites : bureaux d'études, apporteurs de solutions, notamment pour les PME / ETI qui ne disposent pas des moyens internes et dont la priorité du chef d'entreprise est plutôt de remplir le carnet de commande.

Les moyens mis en place par la puissance publique doivent garantir un cadre suffisamment stable et prévisible pour le développement d'un marché de l'électrification des procédés industriels. L'ensemble des mesures listées précédemment, associé à une priorité politique régulièrement réaffirmée avec la définition d'objectifs d'électrification par secteurs d'activités, définis en lien avec les filières, doivent permettre la construction de ce marché. Marché qui ne pourra se développer que si nous disposons des compétences nécessaires en ingénierie et conception, installation et mise en service, maintenance et exploitation.

RTE<sup>32</sup> estime qu'en matière d'emplois, la croissance des investissements sur le réseau de transport et sur les réseaux de distribution doit se traduire par de nouveaux débouchés d'emploi significatifs en France : 58 000 recrutements d'ici 2030 à l'échelle de la filière (gestionnaires de réseaux, fournisseurs, prestataires). Pour répondre à la demande, en 2023, les acteurs de la filière des réseaux électriques Enedis, RTE, FNTF, SERCE, SNER, GIMELEC, SYCABEL ont lancé en lien avec l'Education nationale, le programme de formation « Les Écoles des réseaux pour la transition énergétique » afin d'anticiper et d'accompagner les besoins massifs de recrutement de la filière. Fabrication d'équipements, de câbles, de matériels de raccordement, installation, exploitation, maintenance, transport et distribution : la filière, qui représente aujourd'hui près de 1600 entreprises et près de 100 000 salariés en France, estime qu'environ 8 300 emplois sont à pourvoir en son sein chaque année, dont 3300 en alternance.

**Recommandation n° 24.** (État, filières) Définir des objectifs d'électrification par filières

### 4.2.2 Renforcer nos filières industrielles électriques et électroniques

L'électrification des usages va permettre le développement ou le renforcement de filières industrielles. Elle conduit d'ores et déjà à une augmentation de la demande des équipements nécessaires au développement des réseaux (transformateurs, disjoncteurs, sous-stations électriques, câbles souterrains et sous-marins) ou des solutions d'électrification industrielle. Il convient donc de structurer ou de renforcer les filières françaises et européennes concernées. La direction générale des entreprises indique que la filière européenne des équipements nécessaires au développement des réseaux ne couvre actuellement, qu'environ 40 % des besoins.

Selon l'étude de The Institute by Eurogroupe Company<sup>33</sup>, l'industrie électrique et électronique a représenté en 2023 pour la France, 28.1 Mds€ de valeur ajoutée, soit 1% de la valeur ajoutée nationale. En comparaison, elle a représenté 239.1 Mds€ au niveau de l'Union Européenne, dont 108 Md€ pour l'Allemagne, 22.2 Mds€ pour l'Italie et 8 Mds€ pour l'Espagne.

Et la construction des EPR2, le développement des ENR, l'électrification des usages ainsi que la modernisation ou l'adaptation des infrastructures au changement climatique, vont accroître fortement

<sup>32</sup> RTE, Schéma décennal de développement du réseau, Edition 2025

<sup>33</sup> The Institute by Eurogroup Company, FR-EU-INDUSTRIE 2040 - une vision pour l'industrie française et européenne à l'ère des nouvelles volatilités mondiales, Avril 2026

et rapidement nos besoins en équipements : câbles, postes sources, transformateurs, onduleurs... RTE et Enedis chiffrent à près de 200 Md€ de dépenses d'ici 2040 pour renforcer la résilience du système électrique et accompagner la décarbonation de l'économie.

*Selon RTE, « la trajectoire industrielle du SDDR correspond à un besoin de l'ordre de 40 000 km de lignes électriques d'ici à 2040 (à renouveler, déconstruire, renforcer ou créer), soit un besoin comparable à celui des liaisons installées entre 1975 et 1990 pour électrifier le pays et développer le parc électronucléaire de seconde génération (les besoins de développement de réseau étaient alors plus élevés mais les besoins de renouvellement étaient quasi inexistantes). De l'ordre de 400 nouveaux postes électriques sont également envisagés dans la trajectoire de référence du SDDR. »*

ENEDIS<sup>34</sup> prévoit que ses investissements totaux vont passer d'un peu plus de 4 milliards d'euros par an actuellement à durablement plus de 5 milliards d'euros par an en 2027 et en 2032. Cela représente une hausse de l'ordre de 20 %.

Si nous voulons assurer notre souveraineté énergétique, nous devons donc être en mesure de renforcer nos filières industrielles pour nous prémunir de l'allongement des délais de livraison ou du défaut de matériel venant ralentir le rythme d'électrification des usages ou la décarbonation de notre mix de production électrique. En matière d'équipements nécessaires à l'électrification, il faut de surcroît prendre en compte que le mouvement est mondial. Pour certains équipements critiques, la compétition pour y accéder risque d'accélérer massivement dans les toutes prochaines années.

Le défi est de taille pour l'industrie française et européenne. RTE et ENEDIS ont déjà engagé des actions de refonte des approvisionnements pour appuyer les entreprises dans le besoin de réinvestissement dans l'appareil productif : planification et standardisation des besoins, engagements plus importants et sur des durées plus longues pour offrir de la visibilité aux fournisseurs. ENEDIS a ainsi annoncé le 17 mars dernier, près de 2,7 milliards d'euros d'investissements dans 4 marchés publics et stratégiques sur les cinq prochaines années : câbles moyenne tension (HTA), transformateurs de puissance HTB/HTA, systèmes de protections et contrôle-commande numériques (PCCN) et tableaux moyenne tension (HTA).

Il convient également d'assurer la maîtrise de composants essentiels de la chaîne de valeur en France et en Europe et de contenir les coûts notamment d'approvisionnement en matières premières stratégiques (cuivre, aluminium, acier, etc.). A ce titre, RTE et Nexans ont lancé en 2024 une filière industrielle inédite pour le recyclage d'aluminium des câbles à haute et très haute tension en France.

Le tableau ci-dessous réalisé par The Institute by Eurogroupe Company<sup>35</sup>, montre que la France et l'Europe disposent d'acteurs industriels de premier rang, notamment dans les équipements industriels de l'électrification et les infrastructures de réseau.

---

<sup>34</sup> ENEDIS, Plan de développement de réseau / document préliminaire 2023

<sup>35</sup> The Institute by Eurogroup Company, FR-EU-INDUSTRIE 2040 - une vision pour l'industrie française et européenne à l'ère des nouvelles volatilités mondiales, Avril 2026

Légende des acteurs : Chine | Europe | Japon/Corée | USA

| Composant                                            | Acteurs dominants                                                | Opportunités France / Europe                                                                                            | CA Mondial 2024 (Md\$)                     | CA Europe 2024 |
|------------------------------------------------------|------------------------------------------------------------------|-------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------|--------------------------------------------|----------------|
| <b>ÉQUIPEMENTS INDUSTRIELS &amp; ÉLECTRIFICATION</b> |                                                                  |                                                                                                                         |                                            |                |
| Machines & outils électrification industrie          | Siemens ABB Schneider Electric CATL Equipment                    | <ul style="list-style-type: none"> <li>Automatisation de process industriels</li> <li>Retrofit électrique</li> </ul>    | ~200-250<br>~25-30% du marché mondial      | ~55-70         |
| Fours électriques industriels                        | Tenova (IT) SMS Group (DE) Danieli (IT) Nippon Steel Eng.        | <ul style="list-style-type: none"> <li>Fours à arc électrique</li> <li>Chauffage par induction</li> </ul>               | ~15-20<br>Leaders EU: Tenova, SMS          | ~5-7           |
| Pompes à chaleur industrielles                       | Daikin Viessmann Danfoss MAN Energy                              | <ul style="list-style-type: none"> <li>HPH haute température &gt;150°C</li> <li>Chaleur fatale industrielle</li> </ul>  | ~1,3<br>Fort CAGR EU ~10%/an               | ~0,4-0,5       |
| Électrolyse haute température (SOE)                  | Sunfire (DE) Elogen (FR) Genvia (FR) Bloom Energy                | <ul style="list-style-type: none"> <li>Oxyde solide (SOE)</li> <li>H<sub>2</sub> bas carbone industriel</li> </ul>      | ~0,9<br>Europe >37% du marché              | ~0,3           |
| <b>CHAÎNE DE VALEUR BATTERIES</b>                    |                                                                  |                                                                                                                         |                                            |                |
| Raffinage matériaux batteries                        | CATL / Ganfeng Tianqi Lithium Umicore (BE) Sumitomo Metal        | <ul style="list-style-type: none"> <li>Raffinage Li/Co/Ni en Europe</li> <li>Critical Raw Materials Act</li> </ul>      | ~30-40<br>Forte dépendance CN (>60%)       | ~3-5           |
| Cathodes / anodes                                    | CNGR / BTR Sumitomo/Nichia Umicore (BE) BASF (DE)                | <ul style="list-style-type: none"> <li>Matériaux NMC/LFP made in EU</li> <li>Gigafactories ACC, Verkor</li> </ul>       | ~25-35<br>Montée en charge en cours        | ~2-4           |
| Recyclage batteries & métaux                         | Umicore (BE) Redwood Materials Veolia (FR) Eramet (FR)           | <ul style="list-style-type: none"> <li>Hydromet de précision Li/Co/Ni</li> <li>Battery Regulation EU 2023</li> </ul>    | ~10-35<br>Forte croissance 2026-2030       | ~2-5           |
| <b>ÉNERGIE SOLAIRE</b>                               |                                                                  |                                                                                                                         |                                            |                |
| Wafers photovoltaïques                               | LONGi JA Solar Tongwei Jinko Solar                               | <ul style="list-style-type: none"> <li>Équipements de production wafers</li> <li>Pérovskite (CEA, EPFL)</li> </ul>      | ~16,6<br>CN >90% de la production mondiale | <1             |
| <b>SEMI-CONDUCTEURS DE PUISSANCE</b>                 |                                                                  |                                                                                                                         |                                            |                |
| Electronique de puissance (SiC/GaN)                  | Infineon (DE) STMicro (FR/IT) Wolfspeed Rohm/Mitsubishi          | <ul style="list-style-type: none"> <li>SiC pour VE &amp; renouvelables</li> <li>GaN pour data centers</li> </ul>        | ~2,8<br>EU ~33% du marché mondial          | ~0,9           |
| <b>INFRASTRUCTURE RÉSEAU</b>                         |                                                                  |                                                                                                                         |                                            |                |
| Transformateurs électriques                          | Hitachi Energy Siemens Energy ABB (CH) GE Vernova TBEA           | <ul style="list-style-type: none"> <li>Capacité EU à renforcer</li> <li>Transformateurs HVDC</li> </ul>                 | ~63,8<br>CAGR EU ~8,1%                     | ~11,5          |
| Câbles HVDC                                          | Prysmian (IT) Nexans (FR) NKT (DK) Sumitomo LS Cable             | <ul style="list-style-type: none"> <li>Câbles sous-marins offshore</li> <li>Interconnexions EU</li> </ul>               | ~13,6<br>EU ~36% du marché mondial         | ~5             |
| Composants réseaux (switchgear, sous-stations)       | ABB (CH) Siemens (DE) Schneider (FR) Eaton (IE) CHINT            | <ul style="list-style-type: none"> <li>Sous-stations numériques</li> <li>Smart grid &amp; réseau intelligent</li> </ul> | ~16,7<br>CAGR EU ~8,5%                     | ~6             |
| <b>INDUSTRIES LOURDES &amp; MATÉRIAUX CRITIQUES</b>  |                                                                  |                                                                                                                         |                                            |                |
| Forging nucléaire / heavy industry                   | Framatome (FR) SFR/Le Creusot (FR) Doosan (KR) Japan Steel Works | <ul style="list-style-type: none"> <li>Composants EPR2</li> <li>Small Modular Reactors (SMR)</li> </ul>                 | ~8-12<br>France leader mondial unique      | ~3-4           |
| Aimants permanents / terres rares                    | Zhong Ke San Huan TDK/Hitachi Metals MP Materials                | <ul style="list-style-type: none"> <li>Recyclage aimants NdFeB</li> <li>Chaîne EU terres rares (RESourceEU)</li> </ul>  | ~46<br>Chine >94% de la production         | ~3,3           |

26

© 2026 – Eurogroup Consulting. All right reserved.

Dans leur étude conjointe<sup>36</sup>, EY Parthenon et EDF indiquent que « *le marché européen des 4 solutions d'électrification industrielle privilégiées - PAC, CMV, chaudières et fours électriques – est évalué à c.3Mds€ en 2024 et représente une opportunité stratégique d'ici 2035, avec des croissances annuelles tendancielle estimées entre 2 et 5% selon les technologies.* » Ils précisent que pour ces 4 solutions, les principaux sites européens de production sont majoritairement implantés en Allemagne (25 sites) et en France (22 sites), avec un marché projeté à c. [6-6,5] Mds€ dans un scénario tendanciel d'ici 2035.

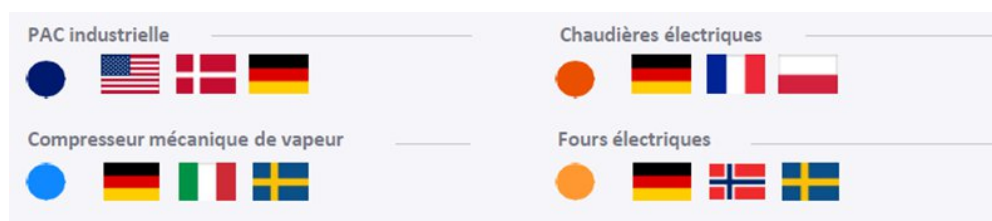


Figure 14 : Acteurs clés des 4 solutions d'électrification industrielle  
Source : EY Parthenon, EDF

<sup>36</sup> EY Parthenon, EDF, Décarbonation de l'industrie, Etude sur la chaîne de valeur des fabricants européens de solutions d'électrification industrielle, Décembre 2025

Ils indiquent par ailleurs :

- *Avec une balance commerciale neutre ou excédentaire sur les étapes de fabrication des composants-clés (i.e. compresseurs, résistances électriques, cuves et bobines d'induction), de l'assemblage et de l'installation des unités, les fabricants européens bénéficient actuellement d'un positionnement stratégique solide pour répondre à une demande industrielle EU évaluée à c.[1,7-2] GW en 2024, tout secteur confondu, dont c.[60-90]% est alimentée par des capacités de production EU selon les technologies.*
- *Dans un scénario tendanciel, les fabricants européens pourraient contribuer à l'électrification des procédés industriels européens à hauteur de c.22,4GW de capacités cumulées entre 2024 et 2035, répartis comme suit :*
  - o *c.85% de la demande attendue en 2035 sur le marché européen sera portée par les besoins en basse et moyenne température dans les secteurs de la chimie de base, de l'agroalimentaire, de la pharmaceutique ou encore du verre ; où les solutions de PAC & CMV (<200°C) et de chaudières électriques (<500°C) seront privilégiées.*
  - o *c.15% de la demande restante proviendra des projets industriels dans la métallurgie, la céramique, la forge ou la fonderie avec des besoins haute température (>500 °C) adressés par le marché des fours électriques – hors four à arc électrique, exclus de l'étude–, où c.3,7GW sont attendus dans l'UE d'ici 2035, la majorité de la production EU sera orientée vers l'export international.*
- *Les marchés de l'électrification industrielle pourraient favoriser la création d'emplois européens, à hauteur de c.33 000 emplois dans un scénario tendanciel d'ici 2035, et tripler jusqu'à c.99 000 emplois dans un scénario Net Zéro.*

Nous disposons donc sur le territoire français et européen des filières nécessaires à l'électrification et vectrices d'emplois. L'enjeu est donc d'accompagner leur développement et de soutenir les investissements industriels, afin qu'elles puissent répondre aux demandes du marché tout en restant compétitives et en les protégeant de la concurrence étrangère.

Pour les réseaux notamment, produire en France est également gage de :

- réactivité dans les délais d'approvisionnement en cas de crise telle qu'un événement climatique nécessitant le remplacement rapide de certains équipements ;
- protection face à des risques de cyberattaques.

Ceci est d'autant plus indispensable que le 15<sup>ème</sup> plan quinquennal chinois prévoit<sup>37</sup> *la construction de corridors de transport d'électricité capables de transporter 420 GW supplémentaires d'électricité depuis les régions de l'Ouest de la Chine, qui disposent d'une forte production renouvelable, vers les centres de demande côtiers d'ici 2030, grâce à l'expansion des infrastructures de réseau à très haute tension. [...] Des "parcs industriels zéro carbone" et des corridors de transport électrifiés à grande échelle sont en cours de développement afin d'intégrer la fabrication, la production d'énergie propre et les infrastructures dans des écosystèmes industriels coordonnés. »*

La Chine entend donc fortement développer ces capacités de production liées à l'électrification de son territoire et structure une filière qu'elle pourra exporter.

Il est donc vital de protéger nos acteurs français et européens, de construire une filière d'expertise de l'électrification et de soutenir le développement des filières de production pour faire émerger une expertise française d'excellence capable d'exporter son savoir-faire.

<sup>37</sup> J. Dellatte Plan quinquennal chinois : un argument pour l'Accélérateur industriel européen, Expressions par Montaigne, 16 mars 2026

- Recommandation n° 25.** (État) : Poursuivre les discussions avec la Commission Européenne pour imposer le « Made in Europe » proposé dans l'Industrial Accelerator Act dans les marchés publics dans le secteur de la production, transport, distribution et consommation d'électricité.
- Recommandation n° 26.** (État, PLF 2027) Élargir le crédit d'impôt pour l'industrie verte (C3IV) à la production des CMV, chaudières électriques et fours électriques ainsi qu'à celle des équipements du réseau de transport et de distribution.
- Recommandation n° 27.** (État) Conditionner, comme pour les pompes à chaleur, les bonifications de certificats d'économies d'énergie offertes à un critère de préférence européenne pour les chaudières électriques, les CMV ainsi que les fours électriques.
- Recommandation n° 28.** (Collectivités) Orienter une partie des aides aux entreprises sur ces filières stratégiques.

### 4.3 Mettre en place une doctrine plus compréhensible de sécurité d'approvisionnement,

L'électrification de l'industrie, et plus largement des usages, amplifie les attentes sur les garanties de sécurité d'approvisionnement électrique. Si elle permet de réduire notre dépendance aux importations d'énergies fossiles et de renforcer notre souveraineté, elle accroît en contrepartie la dépendance de l'économie nationale au bon fonctionnement du système électrique. Plus l'industrie, la mobilité, la chaleur et certains usages numériques dépendront de l'électricité, plus la continuité d'alimentation électrique deviendra une condition directe de la souveraineté économique et industrielle du pays.

Le débat public de la dernière décennie a progressivement fait émerger de nombreux termes en ce sens : souveraineté, résilience et sécurité énergétique<sup>38</sup>. La souveraineté ne se réduit pas à la production nationale d'énergie ; elle suppose aussi la capacité à résister aux chocs, à préserver les infrastructures critiques et à disposer de marges d'action dans un environnement géopolitique instable. Dans le cas français, l'électrification renforce cette exigence : le réseau électrique devient l'infrastructure commune de la décarbonation, de la réindustrialisation et de la sécurité économique.

Cette évolution impose un changement de doctrine. La sécurité d'approvisionnement ne peut plus être seulement appréciée comme un indicateur technique, mesuré par des probabilités de défaillance ou par des marges calculées dans les études d'adéquation. Elle devient un élément de confiance collective dans la stratégie d'électrification. Pour convaincre les industriels de remplacer des équipements fossiles par des équipements électriques, il ne suffit pas de leur garantir un prix compétitif ou un raccordement possible. Il faut aussi qu'ils puissent avoir une confiance durable dans la robustesse du système électrique, dans sa capacité à couvrir les pointes de consommation, et dans la stabilité des règles permettant de préserver les moyens nécessaires à cette sécurité.

<sup>38</sup> Note de la Fondation pour la recherche stratégique de juin 2026 intitulée « Souveraineté, résilience, sécurité énergétique : les concepts au cœur des enjeux européens »

Cette confiance passe d'abord par la simplicité et la compréhensibilité de l'organisation de la sécurité d'approvisionnement. Le système électrique français est techniquement robuste, mais son architecture devient difficilement lisible pour les acteurs économiques. Dans un système de production de plus en plus complexe, les mécanismes de sécurité doivent être en mesure de convaincre les moins spécialistes des agents économiques qui s'électrifient. Lorsqu'un industriel s'engage dans un investissement d'électrification pour quinze ou vingt ans, il doit pouvoir comprendre comment la pointe de consommation sera couverte, par quels moyens, avec quelles règles, et selon quelle doctrine publique. Cette exigence est d'autant plus forte que la pointe va changer de nature. Historiquement, la pointe électrique française était largement tirée par les usages résidentiels, en particulier le chauffage électrique lors des vagues de froid. Demain, l'électrification industrielle, le développement des usages numériques, la mobilité électrique, les électrolyseurs, les pompes à chaleur et les nouveaux procédés thermiques modifieront la forme de la consommation. Les flexibilités se développeront, mais elles ne supprimeront pas le besoin d'actifs capables d'assurer l'équilibre dans les situations extrêmes. Les travaux prospectifs de RTE, notamment *Futurs énergétiques 2050*, soulignent que tous les scénarios compatibles avec la neutralité carbone doivent garantir la sécurité d'approvisionnement tout en intégrant davantage de production bas-carbone, de flexibilités, d'interconnexions et d'évolution de la demande. Dans ce contexte, le mécanisme de capacité doit être regardé non comme un simple outil de marché, mais comme un instrument de sécurité d'approvisionnement. Sa vocation est assurantielle : rémunérer la disponibilité des capacités nécessaires lors des périodes de tension, y compris lorsque ces actifs sont de moins en moins appelés sur le marché de l'énergie. Cette fonction est appelée à devenir de plus en plus importante.

La mission observe cependant que le mécanisme de capacité demeure difficile à comprendre pour beaucoup d'acteurs. Il est conçu comme un dispositif de marché, mais il doit répondre à un besoin de souveraineté : préserver des capacités qui ne trouvent pas nécessairement leur équilibre économique dans les seuls revenus de l'énergie, mais dont la disponibilité reste indispensable lors des épisodes de pointe. Les enchères prévues pour 2026-2027 et pour la période pluriannuelle à partir de 2030 posent à cet égard une question de fond : le mécanisme permet-il réellement de préserver les actifs de pointe ultime nécessaires au système dont l'évolution future n'est pas encore parfaitement connue ou conduit-il, par son paramétrage, à les fragiliser avant même que leur utilité systémique ne soit pleinement reconnue ?

La prudence est d'autant plus nécessaire que les interconnexions, bien qu'essentielles au fonctionnement du marché européen de l'électricité, sont largement mobilisées comme des actifs de sécurité d'approvisionnement bien qu'elles ne puissent être considérées comme une garantie équivalente à des capacités domestiques disponibles lors des épisodes de tension généralisée. La France est fortement intégrée au système électrique européen et doit le rester. Mais le poids du système électrique français, la taille de sa consommation et son rôle dans l'équilibre continental imposent de ne pas faire reposer de manière excessive la sécurité d'approvisionnement nationale sur des imports supposés disponibles au moment même où les pays voisins pourraient connaître des tensions similaires. Les capacités d'interconnexion ne sont pas des engagements fermes de production étrangère et leur disponibilité en période de pointe dépend de l'état réel des systèmes voisins.

Cette question renvoie à une différence de culture entre États européens. La France a largement fait le choix d'un mécanisme de capacité organisé par le marché. D'autres pays ont conservé, sous différentes formes, des capacités de réserve ou des dispositifs de maintien hors marché pour préserver des moyens ultimes de sécurité. Il ne s'agit pas nécessairement d'abandonner l'approche de marché, mais de reconnaître qu'un actif de pointe utilisé très rarement ne peut être apprécié avec les mêmes critères qu'un actif de production classique. Moins il sera appelé, plus son modèle économique dépendra d'un cadre de rémunération stable, lisible et explicitement adossé à sa fonction assurantielle.

Le changement du système électrique rend cette réflexion urgente. La progression des renouvelables intermittentes modifie l'ordre d'appel des moyens de production. Les batteries deviennent compétitives pour certains services de flexibilité de courte durée, mais ne répondent pas à tous les besoins de sécurité d'approvisionnement en période de tension prolongée. Les effacements industriels et tertiaires peuvent jouer un rôle croissant, mais leur disponibilité doit être contractualisée, vérifiée et comprise. De ses différentes rencontres, la mission a également conclu que plus les industriels voyaient la condition de flexibilité de leur contrat mobilisé, moins ils devenaient prompts à la reconduire. La modification du système de production électrique et l'électrification des usages tendent à augmenter le recours effectif à la flexibilité industrielle et donc à en réduire l'acceptabilité. Dans le même temps, la mission a observé sur le terrain la disparition progressive de certaines cogénérations industrielles, qui constituaient jusqu'ici des capacités pilotables utiles au système. Ces transformations ne sont pas marginales : elles modifient la composition réelle du parc disponible à la pointe.

Le schéma décennal de développement du réseau publié par RTE en 2025 montre que le réseau doit évoluer pour permettre l'électrification de l'économie, la construction de nouvelles industries, le développement des renouvelables et la relance du nucléaire. Mais la sécurité d'approvisionnement ne peut pas être pensée uniquement par les infrastructures de réseau. Elle suppose une doctrine complète associant production pilotable, flexibilités, stockages, effacements, interconnexions et capacité à gérer des situations extrêmes. Cette doctrine doit être compréhensible par les industriels, les collectivités, les opérateurs de réseau et les décideurs publics.

La mission considère donc qu'il est nécessaire d'engager une révision doctrinale du mécanisme de capacité. Cette révision ne devrait pas seulement porter sur ses paramètres techniques, mais sur sa fonction stratégique : assurer, dans un système en électrification rapide, le maintien des actifs qui garantissent la couverture de la pointe ultime, même lorsqu'ils sont peu utilisés. Cela implique de s'interroger sur la part de la demande devant être couverte par des capacités domestiques, sur la contribution raisonnable des interconnexions en situation de tension européenne simultanée, sur la place respective des batteries, des effacements et des moyens thermiques, ainsi que sur les conditions de rémunération pluriannuelle des actifs nécessaires à la sécurité d'approvisionnement.

La doctrine à construire doit répondre à une exigence simple : un industriel qui électrifie son procédé doit pouvoir croire dans la capacité du système électrique français à l'alimenter, y compris lors des moments difficiles. Cette confiance ne naîtra pas seulement de la robustesse technique du réseau ; elle naîtra aussi de la clarté des règles, de la stabilité des signaux d'investissement et de l'existence assumée d'un socle de capacités ultimes garantissant la sécurité d'approvisionnement.

**Recommandation n° 29.** (État, RTE, CRE) Engager, avant la prochaine période pluriannuelle du mécanisme de capacité, une révision doctrinale de la sécurité d'approvisionnement électrique afin de rendre plus compréhensible, plus stable et plus souveraine la couverture de la pointe de consommation. Cette révision devra notamment préciser la contribution raisonnable des interconnexions en situation de tension européenne simultanée, définir le besoin minimal de capacités domestiques pilotables et ouvrir la perspective d'une sortie de certains actifs stratégiques de la logique de marché.

#### 4.4 Garantir la résilience du système face aux risques d'attaques hybrides

L'évolution de notre système électrique avec le développement des ENR et des nouveaux usages associés à la digitalisation et la maintenance à distance, multiplie le nombre d'acteurs y accédant, augmentant de fait sa fragilité face aux risques d'attaques hybrides.

Dans une société électrifiée, chaque élément du système constitue une vulnérabilité (poste électrique, producteur d'électricité, logiciel de gestion). Les conséquences peuvent aller de la coupure locale d'électricité à la déstabilisation du réseau avec un impact sur l'ensemble des activités de notre société, voire constituer une menace pour la sécurité nationale.

Si la législation française et européenne impose aux opérateurs d'importance vitale (OIV) et aux opérateurs de services essentiels (OSE) que sont les gestionnaires de réseau, des obligations strictes en matière de cybersécurité, l'ensemble des opérateurs qui viennent se connecter aux réseaux n'ont pas le même niveau d'exigence. La fin de l'isolement des réseaux électriques crée de nouvelles vulnérabilités.

Ainsi, les onduleurs constituent le point d'entrée des plus critiques (vulnérables aux attaques hybrides, mais également potentiellement porteurs de dispositifs cachés et malveillants de communication). Ils relient les panneaux solaires (mais on les retrouve aussi dans les batteries, les PAC, les chargeurs de véhicules électriques ou les éoliennes) aux réseaux électriques et convertissent le courant continu en courant alternatif.

Or selon une étude<sup>39</sup> menée par DNV pour SolarPower Europe :

- En 2023, ≈70 % des onduleurs installés en Europe proviennent de fournisseurs chinois principalement Huawei et Sungrow) ;
- Ces deux fournisseurs contrôlent déjà 168 GW de capacité PV en Europe ;
- Une compromission de 3 GW de capacité pourrait déclencher des déséquilibres majeurs du réseau ;
- Un contrôle coordonné pourrait provoquer des coupures massives, des surtensions ou des baisses de production, affectant les services essentiels (hôpitaux, transports, télécommunications).

En mai dernier, l'Union Européenne a indiqué qu'elle ne subventionnerait plus des projets énergétiques recourant à des technologies chinoises et d'autres pays à risques, susceptibles de présenter des risques pour le fonctionnement de son réseau électrique.

La question de la résilience du système face aux attaques hybrides doit donc être traitée sur l'ensemble des maillons de la chaîne avec une attention particulière au facteur humain.

Dans ce cadre, la mission préconise, en raisonnant « système » :

- en complément de l'action sur les onduleurs, d'établir une liste d'équipements critiques et d'imposer le « Made in Eu » ;
- de définir un niveau de sécurité à imposer à l'ensemble des acteurs connectés au réseau tant pour la conception que dans la maintenance des équipements ;
- de s'assurer que l'ensemble des opérateurs sur le réseau ont un niveau de formation sur le risque d'attaque hybride leur permettant de limiter le facteur humain et d'intégrer le risque dans leurs installations.

---

<sup>39</sup> SolarPower Europe, DNV, Solutions fr PV cyber risks to grid stability, Avril 2025

## 4.5 La réduction de nos besoins en gaz, contrepartie de l'électrification

Une baisse de la consommation de gaz accompagnera l'électrification des usages, même si pour l'industrie, certains process continueront, au moins dans l'attente de technologies d'électrification matures, d'en utiliser ou de le substituer par du biogaz. La 3<sup>ème</sup> programmation pluriannuelle de l'énergie (PPE3) fixe un objectif de 44 TWh de biométhane injecté en 2030 et une fourchette de 47 à 82 TWh en 2035. L'atteinte de ces objectifs repose sur plusieurs dispositifs de soutien dont les certificats de production de biogaz. La consultation publique sur la trajectoire post-2028 d'incorporation de biométhane via le dispositif de certificats de production de biogaz (CPB) estime un surcoût de 8,5 €/MWh en 2030 et entre 15,3 et 19,6 €/MWh en 2035. Cela représenterait jusqu'à 13,6 % d'une facture moyenne, selon les hypothèses retenues. Ce coût dépendra du prix du gaz fossile, qui reste un facteur déterminant.

En parallèle, le rapport de la CRE sur l'avenir des infrastructures gazières à horizon 2050<sup>40</sup>[2] a estimé que « dans les scénarii de décroissance modérée (Scénario GR et Scénario S3 ADEME), le tarif de réseau moyen pour les clients en distribution évoluerait de manière faible à modérée d'ici à 2050 :

- Scénario GR : + 0,2 % par an hors inflation jusqu'en 2050
- Scénario S3 : + 1,4 % par an hors inflation jusqu'en 2050
- Scénario de décroissance rapide S1 : + 3,5 % par an hors inflation jusqu'en 2050. »

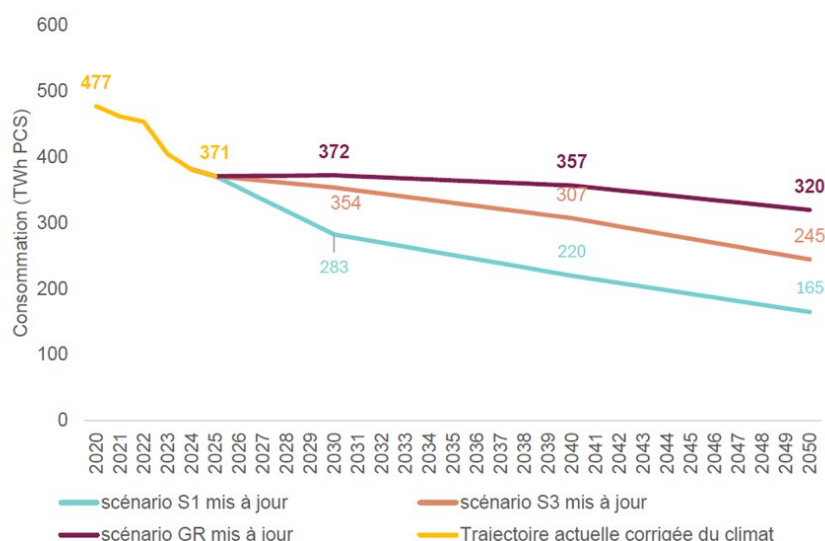


Figure 15 : Evolution de la consommation de gaz en France par scénario, en TWh PCS  
Source : CRE

Ce renchérissement du prix du gaz associé au besoin croissant de biogaz pose une nouvelle fois la question de l'ordre de mérite dans l'utilisation de la biomasse dont le potentiel est limité. Dès qu'un usage industriel est électrifiable, cette solution doit s'imposer, notamment dans les secteurs tels que l'agro-alimentaire ou le papier. Dans une vision moyen – long terme, l'électrification associée à des moyens de flexibilité permet une rentabilité présentant l'intérêt de réorienter l'utilisation de la biomasse vers la fabrication de biogaz, économiquement attractif. Ceci permettra également de limiter les importations de biomasse pour assurer le bouclage de la matière.

Le rapport de la CRE formule par ailleurs différentes pistes pour « organiser et accompagner le repli du gaz au niveau local, dans une approche multi-énergies ». Outre, notamment l'orientation de proscrire la création de nouvelles zones de desserte, ou le cas échéant de l'encadrer plus strictement, à laquelle la mission souscrit, elle met en avant la nécessaire planification à l'échelle locale de cette sortie.

<sup>40</sup> CRE, Avenir des infrastructures gazières à horizon 2050, rapport 2026, Juillet 2026

## CONCLUSION

Pour électrifier nos industries et plus largement nos usages, nous sommes une nouvelle fois face à un défi de taille que nous nous devons de relever au risque de perdre notre indépendance.

Cette transition, il faut savoir l'accompagner. Avant tout, politiquement, pour donner confiance dans le chemin sur lequel nous nous engageons. Convaincre et partager avec nos concitoyens la conviction qu'électrifier c'est participer à la construction d'une société où chacun peut se retrouver : souveraine, décarbonée, réindustrialisée, territorialisée.

Nous partons avec de sérieux avantages ; une production mixte et décarbonée, un système électrique robuste et fiable, des actifs stratégiques majeurs ainsi que des filières industrielles productives qu'il faut protéger, notamment en faisant du prix de l'électricité un avantage compétitif.

Comme toute transition, il faut l'accompagner : accompagner les entreprises à faire le bon choix technologique et si nécessaire les aider à le financer, renforcer les filières nécessaires à l'électrification, donner une visibilité aux acteurs dont électrification questionne l'avenir.

Il faut aussi prévoir l'évolution de notre système électrique. L'électrification des usages - et plus particulièrement de l'industrie - est devenue indispensable pour assurer la stabilité de notre système électrique dont le mode de production a profondément changé. Il nécessite plus que jamais que les différents facteurs d'optimisation soient abordés de façon systémique, prenant en compte l'ensemble des maillons de la chaîne. Cet équilibre reste mouvant du fait des évolutions en cours tant sur la production que sur la consommation. Chaque action sur le système crée un déséquilibre, qui ouvre une opportunité. C'est le propre d'un système en mouvement. Agilité et réactivité doivent donc rester les maîtres mots pour la conduite du changement.

Le chemin, on le sait, est semé d'embûches.

Tout d'abord celle de la concurrence internationale. La Chine s'est fortement engagée dans la production d'énergie décarbonée et l'électrification de son économie. Elle risque d'être capable de nous exporter sa décarbonation avant que nous ayons nous même abouti.

Ensuite, les nouvelles vulnérabilités du réseau électrique : en devenant une des pièces centrales de notre transition, il doit renforcer sa résilience face aux attaques hybrides, au changement climatique, aux changements d'usages eux-mêmes...

Enfin, avoir les moyens de nos ambitions dans le contexte budgétaire actuel. L'État ne peut pas faire seul. Le plan d'électrification annoncé par la Commission européenne est une bonne nouvelle. Il faut en parallèle mobiliser les financements privés. Des fonds d'investissement prêts à miser sur l'électrification de notre industrie existent. Le fonds de garantie proposé par la mission permettra d'augmenter leur mobilisation. Les fournisseurs d'électricité travaillent à rendre le prix de l'électricité plus attractif. Les apporteurs de solutions développent des solutions économiquement rentables tout en optimisant le système.

A l'heure de présenter les conclusions de six mois d'auditions, de rencontres, de déplacements, d'échanges de notes et de discussions informelles, la mission veut conclure ses travaux sur une note résolument optimiste. Tout un écosystème est en marche pour réussir le pari de l'électrification.

## **ANNEXES**

**Annexe 1 : Lettre de mission***Le Premier Ministre*

-- 4 / 2 6 SG

Paris, le – 5 JAN. 2026

Monsieur le Député,

Après un recul marqué au début des années 2020, lié à la pandémie de Covid-19 et à la crise énergétique, la consommation d'électricité de l'industrie devrait à nouveau augmenter dans les prochaines années, selon le scénario central du projet de Stratégie nationale bas-carbone 3. Cette tendance s'explique par trois facteurs : la poursuite de la décarbonation (électrification des usages, développement d'hydrogène vert et des carburants de synthèse), la transition numérique ainsi que la dynamique de réindustrialisation.

L'électrification de l'industrie constitue pour la France un élément clé de souveraineté, de décarbonation et de compétitivité. Elle permet simultanément de réduire la dépendance aux énergies fossiles, de diminuer les émissions de gaz à effet de serre – l'électrification sera un des principaux leviers de la baisse de 69% des émissions industrielles en 2030 par rapport à 1990 – et de renforcer la compétitivité. Quels que soient les choix technologiques retenus par les industriels dans leur décarbonation (électrification directe, utilisation d'hydrogène bas-carbone, mise en place de dispositifs de capture et stockage de carbone, etc.), leur demande d'électricité va considérablement augmenter : elle passerait de 100 TWh en 2023 à 170 TWh en 2050 pour une consommation d'énergie finale totale de 280 à 305 TWh.

Plusieurs freins ralentissent toutefois l'électrification des sites industriels. Le rythme d'électrification de l'industrie ne croît pas ces dernières années : la consommation dans l'industrie s'élève à 104 TWh en 2024 contre 116 TWh en 2019 et 112 TWh en 2021. La diminution de l'activité des secteurs électro-intensifs et l'amélioration globale de l'efficacité énergétique expliquent en partie cette baisse. La part de l'électricité dans le mix énergétique de l'industrie a malgré tout augmenté, passant de 32 % en 1990 à 36 % en 2024, la part des énergies fossiles ayant quant à elle décliné de 63 à 48 % sur cette période.

Les entreprises industrielles fortement consommatrices d'électricité font face à des enjeux de compétitivité liés aux coûts. Si la France dispose encore d'un avantage relatif en matière de prix de l'électricité – avec un prix moyen inférieur à 80 €/MWh en 2024 pour les grands consommateurs industriels, contre un peu plus de 120 €/MWh en moyenne dans l'Union européenne – cet avantage s'est réduit face à des concurrents internationaux comme les États-Unis et l'Inde, depuis la crise énergétique de 2022-2023. En outre, une part significative des entreprises industrielles demeure exposée à la volatilité des prix de marché, que ce soit à court terme (40 % d'entre elles) ou lors du renouvellement de leurs contrats (60 %). L'État a mis en place un ensemble de dispositifs visant à atténuer ces coûts (accises réduites, TURPE, mécanismes de compensation des coûts indirects du carbone), mais le faible prix actuel du gaz naturel et le niveau d'investissement requis pour les équipements électriques ou hybrides – par exemple dans les fours industriels – ne sont pas incitatifs.

.../...

Monsieur Raphaël SCHELLENBERGER  
Député  
Assemblée nationale  
126 rue de l'Université  
75007 PARIS

2.

Des contraintes technologiques subsistent pour permettre l'électrification de l'ensemble des filières industrielles. Le déploiement à grande échelle de technologies électriques adaptées aux procédés à très haute température ou à fortes pressions nécessite encore des avancées en recherche et développement, notamment pour l'électrification des vapocraqueurs, les procédés d'électrolyse de grande capacité et la production de méthanol à partir de CO<sub>2</sub>.

L'accès au réseau électrique constitue enfin une préoccupation majeure pour les acteurs industriels. Les délais de raccordement, en particulier au réseau de transport, peuvent atteindre aujourd'hui plusieurs années, alors même que de nombreux projets de décarbonation sont prêts à être lancés à court terme. Les coûts de raccordement peuvent aussi freiner l'électrification, en étant parfois d'ordre équivalents aux coûts de la technologie de décarbonation. Ces contraintes varient fortement selon les territoires, la localisation des sites et la densité des infrastructures existantes. L'augmentation globale des besoins en électricité, la concentration géographique de certains projets à forte puissance (électrolyseurs, centres de données, nouveaux sites industriels) et les enjeux d'acceptabilité sociale des nouvelles infrastructures renforcent ces tensions.

Compte tenu de ces éléments, je souhaite vous confier une mission sur l'identification et la levée des freins à l'électrification des industries.

En vous appuyant sur les constats et prévisions issus des derniers travaux de planification écologique (notamment le projet de Stratégie nationale bas-carbone 3 et ses annexes mis en consultation, ainsi que les rapports du Réseau de Transport d'Electricité notamment son bilan prévisionnel 2025-2035), votre mission aura vocation, de manière opérationnelle, à :

- Identifier et qualifier les freins opérationnels à l'électrification de l'industrie, qu'ils soient réglementaires (urbanisme, environnement, ZAN), administratifs (délais et procédures de raccordement), économiques (coûts, accès au financement, perspectives de marché) ou techniques (disponibilité et maturité des technologies) ;
- Mener des entretiens avec des porteurs de projets industriels identifiés, en lien notamment avec RTE et Enedis, afin d'apprécier les difficultés rencontrées et les attentes à court et moyen terme ;
- Analyser les enjeux de compétitivité des projets d'électrification, dans le cadre d'une concurrence internationale, notamment au regard des niveaux de prix comparatif des énergies et des coûts d'investissement dans l'électrification ;
- Évaluer les contraintes d'accès au réseau électrique, en matière de raccordement, de transport et de planification des capacités ;
- Formuler des propositions opérationnelles permettant d'accélérer l'électrification de l'industrie, en particulier sur les leviers mobilisables à court terme pour faciliter et sécuriser le raccordement électrique des grands projets industriels, dans un contexte de forte augmentation des besoins en électricité.

Votre analyse s'attachera à distinguer, pour chacun des axes de travail, les spécificités des trois catégories de sites industriels suivantes, afin d'adapter les propositions aux réalités territoriales et techniques de chacune :

1. Les sites situés dans des bassins industriels denses (zones portuaires ou clusters),
2. Les sites consommateurs d'électricité parmi les 50 plus émetteurs et situés dans des zones plus excentrées,
3. Les autres sites industriels géographiquement diffus.

Pour mener à bien cette mission, vous pourrez mobiliser les expertises des administrations compétentes (Direction générale des Entreprises (DGE), Direction générale de l'énergie et du climat (DGECL), Inspection générale des finances, Conseil général de l'Economie) ainsi que les services déconcentrés de l'Etat en région.

.../...

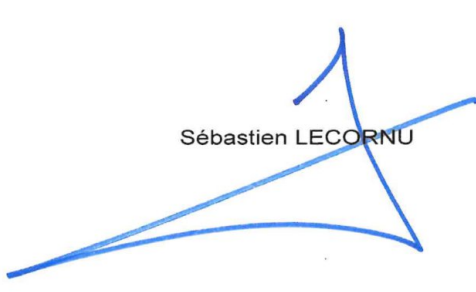
3.

Vous veillerez à élaborer vos propositions dans le respect des règles d'indépendance, d'impartialité et d'objectivité qui s'imposent au titre de la loi n°2013-907 du 11 octobre 2013 relative à la transparence de la vie publique, et à m'informer des éventuelles mesures prises à cet effet.

En application de l'article L.O. 144 du code électoral, un décret vous nommera parlementaire en mission auprès de M. Roland LESCURE, ministre de l'économie, des finances et de la souveraineté industrielle, énergétique et numérique.

Je souhaite pouvoir disposer de votre rapport au plus tard six mois après le début de cette mission, qui commencera le 1<sup>er</sup> janvier 2026, en prévoyant une restitution intermédiaire au 1<sup>er</sup> avril 2026.

Je vous prie de croire, Monsieur le Député, à l'assurance de mes salutations les meilleures.



Sébastien LECORNU

## Annexe 2 : Liste des acronymes utilisés

|               |                                                                                                                              |
|---------------|------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------|
| <b>ADEME</b>  | Agence de l'environnement et de la maîtrise de l'énergie                                                                     |
| <b>ALLICE</b> | Alliance Industrielle pour la Compétitivité et l'Efficacité Énergétique                                                      |
| <b>ARENH</b>  | Accès Régulé à l'Électricité Nucléaire Historique                                                                            |
| <b>CAPEX</b>  | Dépenses d'investissement (« capital expenditure »)                                                                          |
| <b>CAPN</b>   | Contrat d'Allocation de Production Nucléaire                                                                                 |
| <b>CCI</b>    | Chambres de commerce et de l'industrie                                                                                       |
| <b>CEE</b>    | Certificat d'économie d'énergie                                                                                              |
| <b>CEREN</b>  | Centre d'études et de recherches économiques sur l'énergie                                                                   |
| <b>CIBS</b>   | Code des impositions sur les biens et services                                                                               |
| <b>CMV</b>    | Compression mécanique de vapeur                                                                                              |
| <b>CPB</b>    | Certificats de production de biogaz                                                                                          |
| <b>CRE</b>    | Commission de la régulation de l'énergie                                                                                     |
| <b>CSC</b>    | Captage et Stockage du Carbone                                                                                               |
| <b>CSPE</b>   | Charge de Service Public de l'Énergie                                                                                        |
| <b>CSR</b>    | Combustible solide de récupération                                                                                           |
| <b>ELD</b>    | Entreprises locales de distribution                                                                                          |
| <b>ENR</b>    | Énergies renouvelables                                                                                                       |
| <b>EPR2</b>   | Evolutionary Power Reactor 2 (réacteur nucléaire de troisième génération optimisée)                                          |
| <b>ETI</b>    | Entreprises de taille intermédiaire                                                                                          |
| <b>ETS</b>    | Système de permis d'émissions négociables (« Emissions Trading Schemes ») ou systèmes d'échange de quotas d'émissions (SEQE) |
| <b>GW</b>     | Gigawatt (un milliard de watts)                                                                                              |
| <b>GWh</b>    | Gigawattheure                                                                                                                |
| <b>H2</b>     | Hydrogène                                                                                                                    |
| <b>HTA</b>    | Haute Tension A, aussi appelée « moyenne tension » (le plus souvent 20 000 volts, en France)                                 |
| <b>HTB</b>    | Haute tension B, réservée au réseau de transport (entre 50 000 et 400 000 volts)                                             |
| <b>MACF</b>   | Mécanisme d'ajustement du carbone aux frontières                                                                             |
| <b>MW</b>     | Mégawatt (un million de watts)                                                                                               |
| <b>MWh</b>    | Mégawattheure                                                                                                                |
| <b>OPEX</b>   | Dépenses d'exploitation (« operational expenditure »)                                                                        |
| <b>PAC</b>    | Pompe à chaleur                                                                                                              |
| <b>PME</b>    | Petites et moyennes entreprises                                                                                              |
| <b>PPE</b>    | Plan de performance énergétique                                                                                              |
| <b>PTF</b>    | Proposition technique et financière                                                                                          |

|              |                                                                        |
|--------------|------------------------------------------------------------------------|
| <b>PPA</b>   | Contrat d'achat d'électricité (« Power Purchase Agreement »)           |
| <b>RMV</b>   | Recompression mécanique de vapeur                                      |
| <b>RPD</b>   | Réseau public de distribution                                          |
| <b>RPT</b>   | Réseau public de transport                                             |
| <b>SDDR</b>  | Schéma Décennal de Développement du Réseau                             |
| <b>SNBC</b>  | Stratégie nationale bas carbone                                        |
| <b>S3REN</b> | Schémas Régionaux de Raccordement au Réseau des Énergies Renouvelables |
| <b>TURPE</b> | Tarif d'Utilisation des Réseaux Publics d'Électricité                  |
| <b>TW</b>    | Térawatt (un millier de milliards de watts)                            |
| <b>TWh</b>   | Térawattheure                                                          |
| <b>ZAN</b>   | Zéro artificialisation nette                                           |

### **Annexe 3 : Liste des entités rencontrées ou interrogées (hors déplacements)**

#### **Cabinets ministériels**

- Cabinet du ministre de l'Économie, des Finances et de la Souveraineté industrielle, énergétique et numérique
- Cabinet de la ministre déléguée, chargée de l'énergie
- Cabinet du ministre délégué, chargé de l'industrie

#### **Ambassade du Danemark**

#### **Directions d'administration centrale**

- Direction de l'eau et de la biodiversité (DEB)
- Direction générale des entreprises (DGE)
- Direction générale de l'énergie et du climat (DGEC)
- Secrétariat général à la planification écologique (SGPE)

#### **Autres organismes publics et parapublics**

- ADEME
- ADEME Investissement
- BPI France
- CCI France
- Commission de Régulation de l'Énergie

#### **Organisations professionnelles et associations**

- Alliance industrielle pour ma compétitivité et l'efficacité énergétique (ALLICE)
- Alliance des minerais, minéraux et métaux (A3M)
- Association française indépendante de l'électricité et du GAZ (AFIEG)
- Association nationale des industries alimentaires (ANIA)
- Association Technique Énergie Environnement (ATEE)
- Centre d'études et de recherches économiques sur l'énergie (Ceren)
- Cleantech for France
- COPACEL
- Fédération des industries du verre
- Fédération des industries électriques et numériques (FIECC)
- France Chimie
- France Ciment
- France Hydrogène
- France Industrie
- GIMELEC, groupement des entreprises de la filière électronumérique française
- Groupement des Professionnels des Certificats d'Économies d'Énergie (GPCEE)
- La Plateforme Verte
- SERCE
- Union Française de l'Électricité (UFE)
- Union des industries et métiers de la métallurgie (UIMM)
- Union des Industries Utilisatrices d'énergie (UNIDEN)

**Gestionnaires de réseaux d'électricité**

- Enedis
- RTE

**Gestionnaire de réseaux de gaz**

- NATRAN

**Autres entreprises**

- ABB France
- Air liquide
- Cascadya
- E4C Solutions
- EDF
- Elvea Energy
- Engie
- Enerdigit
- E'nergys
- Epyr
- Gazel Energie
- IDEX
- Kyotherm
- Newheat
- Pigeon Chaux
- Rexel France
- RGC Industreal
- Rockwool
- Saverglass
- Savoie Process
- Sinergie France
- Sofiac
- Stein Energy
- Storio
- TotalEnergies

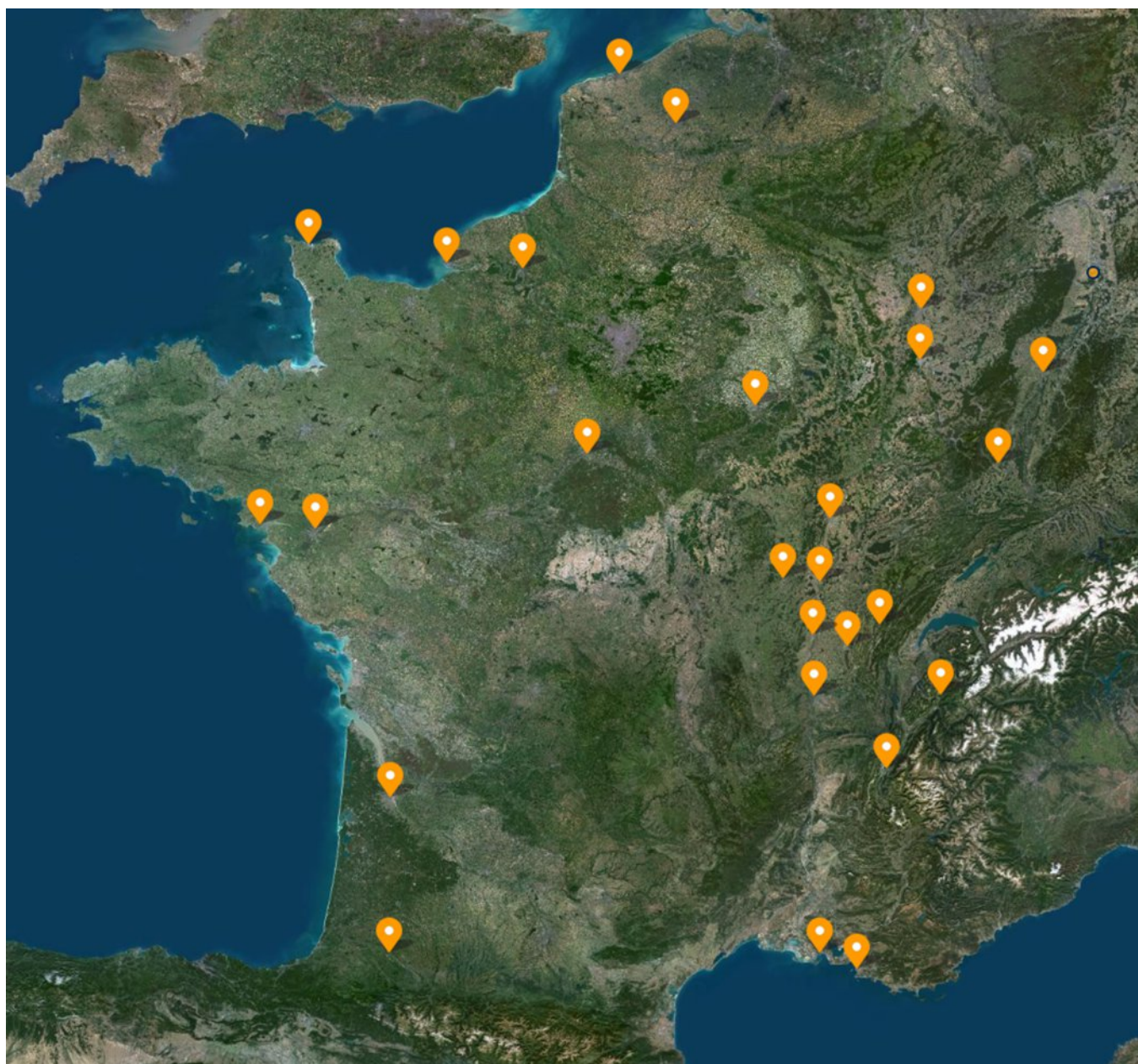
**Experts :**

- F. Cassin,
- N. Goldberg,
- C. Le Bihan-Graf,
- C. Philibert
- A. Rüdinger,

**Groupes de réflexion**

- Agridées

## Annexe 4 : Carte des déplacements et entités rencontrées



Source : IGN – cartes.gouv.fr

### Auvergne - Rhône -Alpes (Bourg en Bresse, Lyon)

- Préfet de l'Ain, SGAR et services de l'Etat
- A. Nanchi, maire de Lagnieu et représentant du conseil régional
- Mission Lyon Vallée de la chimie, pilotant le projet « DECarboner LYon vallée de la Chimie » (DECLYC) soutenu via l'appel à projets Zone Industrielle Bas Carbone (ZIBaC) (France 2030)
- Entreprise Edilians
- Visites des sites : Verallia, Solvay, SYensqo

### Bourgogne-Franche-Comté (Dijon, Mâcon)

- SGAR, SGAR adjointe et services de l'Etat
- Monsieur le préfet Saône-et-Loire, SGA de la préfecture et services de la préfecture

- RTE / ENEDIS
- EDF
- Visite des sites : Schneider Electric Energy

### **Grand Est (Nancy, Metz, Strasbourg, Cernay)**

- Préfet de région, SGAR, Sous-préfet de Nancy et services de l'Etat
- RTE / ENEDIS
- Représentants industriels lors d'une table ronde organisée par le MEDEF
- Visites de site : Vicat, Novacarb Humens, Knauf Insulation, Lesaffre, Potasse et Produits Chimiques SAS, Velcorex, Danone - Alpro

### **Nord-Pas-de-Calais (Lille – Dunkerque)**

- Préfet de région, sous-préfets de St Omer et Dunkerque et services de l'Etat
- P. Vergriete, président de la Communauté urbaine de Dunkerque
- RTE / ENEDIS
- Grand port maritime de Dunkerque
- Ecosystème D, GIP accompagnant la mise en œuvre de la feuille de route de transition énergétique et de décarbonation soutenu via l'appel à projets Zone Industrielle Bas Carbone (ZIBaC) (France 2030)
- Echanges avec Roquette, Kuhlmann, Tereos, Egiom, Lhoist et Saverglass
- Visites des sites : Aluminium Dunkerque, Versalis

### **Normandie (Le Havre – Rouen)**

- Préfet de région, sous-préfète du Havre et services de l'Etat
- RTE / ENEDIS
- HAROPA Port
- SOCRATE, accompagnant la mise en œuvre de la feuille de route de transition énergétique et de décarbonation (Zone Industrielle Bas Carbone (ZIBAC) soutenue par France 2030)
- Échanges avec les associations de filières : AREA, UIMM, France Chimie, Normandie Énergie, LSN
- Visites des sites : Terminaux de Normandie, YARA, Lat Nitrogen
- Cherbourg : TN Eagle Factory (Orano NPS), terminal ferroviaire de Valognes (Orano NPS), Orano Temis

### **Nouvelle Aquitaine (Bordeaux, Lacq)**

- Secrétaire générale adjointe de la préfecture des Pyrénées-Atlantiques et services de l'État
- D. Habib, député
- Grand port maritime de Bordeaux
- Programme d'actions Bees-ZIP (Bordeaux Énergies Eau Environnement et Synergies en Zones Industrielles et Portuaires), (Zone Industrielle Bas Carbone (ZIBAC) soutenue par France 2030)
- GIP Chemparc, RTE, ENEDIS, TotalEnergies, SOBEGI, NACRE
- Visite des sites : Michelin

**Pays de la Loire (Nantes – saint Nazaire)**

- Préfet de région, sous-préfet de Saint Nazaire, et services de l'Etat
- Élus de St Nazaire Agglomération : M. Coënt (maire de Saint-André-des-Eaux), O. Lefeuvre (maire de Donges), J.-C. Pelleteur (maire de Pornichet), E. Provost (conseiller municipal de St Nazaire)
- L. Bertrand, Directrice Transitions Emploi et Développement Économique, St Nazaire Agglomération
- ADELE (Association DEcarbonation Loire Estuaire), pilotant le programme Loire Estuaire Décarbonation, soutenu via l'appel à projets Zone Industrielle Bas Carbone (ZIBaC) (France 2030)
- RTE / ENEDIS
- EDF
- Campus des métiers et des qualifications d'excellence « énergies durables Pays de la Loire »
- Visite des sites : Cargill

**Provence – Alpes – Côte d'Azur (Marseille – Fos sur Mer)**

- Préfet de région, sous-préfet d'Istres et services de l'Etat
- R. Raimondi, maire de Fos sur Mer
- RTE / ENEDIS
- Grand port maritime de Marseille
- PIICTO, accompagnant la mise en œuvre de la feuille de route de transition énergétique et de décarbonation (Zone Industrielle Bas Carbone (ZIBAC) soutenue par France 2030)
- Echanges avec France Chimie, Kem One, INEOS Lavera Chemicals, Elyse Energy, Provence fabrique des possibles
- Visites des sites : ArcelorMittal, Pétroineos Manufacturing France SAS, TotalEnergies La Mède

**Barrage hydroélectrique EDF de Vouglans :**

- Publication de la 3e Programmation Pluriannuelle de l'Énergie (PPE3)

**Entreprise WEPA et société EPYR (Troyes)****Entreprise Baudin Châteauneuf et société Storio (Châteauneuf-sur-Loire)****Sites Framatome (Le Creusot, Ugine, Saint Marcel, Jarrie)**

## **Annexe 5 : Mesures à introduire prioritairement dans le projet de loi de finances pour 2027**

L'électrification de l'industrie existante touche à la fois au prix de l'électricité, aux règles de raccordement, à la fiscalité énergétique, aux aides à l'investissement, aux mécanismes de tiers-financement et aux conditions de compétitivité des sites industriels. Par son ampleur et par la diversité des leviers qu'elle mobilise, elle justifierait un vecteur législatif dédié, permettant de traiter de manière cohérente l'ensemble des adaptations nécessaires.

À défaut d'un tel véhicule législatif identifié dans le calendrier parlementaire, la mission considère que le projet de loi de finances pour 2027 doit être mobilisé comme le principal vecteur disponible pour engager sans attendre les mesures les plus structurantes.

La présente annexe recense donc les mesures du rapport qui pourraient être introduites prioritairement dans le PLF 2027. La mission a retenu une approche volontairement réaliste : privilégier les mesures les moins coûteuses possibles pour les finances publiques. L'objectif n'est pas d'ouvrir une nouvelle dépense massive, mais de lever des blocages concrets, d'améliorer l'efficacité des dispositifs déjà existants et de concentrer l'effort public sur les sites industriels existants engagés dans une trajectoire d'électrification.

Ces propositions ne se substituent pas à l'ensemble des recommandations du rapport. Elles identifient, parmi celles-ci, les mesures qui nécessitent un support législatif ou financier et qui peuvent être portées rapidement afin de donner à l'électrification industrielle un premier cadre d'exécution budgétaire, lisible et opérationnel.

### Mesures budgétaires

---

#### **Mise en place d'un fonds de garantie**

Définir les modalités de mise en œuvre d'un fonds de garantie de soutien à la massification de l'électrification industrielle, pour défaut de paiement dans un dispositif de tiers-financement ou tiers-investissement

(Recommandation n°21)

### Mesures fiscales

---

#### **Prise en compte de l'électrification partielle dans l'accès au taux réduit d'accise de l'électricité**

Adapter l'article L. 312-45-1 du code de l'énergie afin de mieux prendre en compte les situations d'électrification partielle dans l'éligibilité aux taux réduits d'accise de l'électricité.

(Recommandation n° 22)

#### **Élargissement du crédit d'impôt pour l'industrie verte à la production d'équipements nécessaires à l'électrification**

Élargir le crédit d'impôt pour l'industrie verte (C3IV) à la production des CMV, chaudières électriques et fours électriques ainsi qu'à celle des équipements du réseau de transport et de distribution.

(Recommandation n° 26)

---

## Mesures sur les tarifs du TURPE

---

### **Permettre la mutualisation des coûts de renforcement de l'infrastructure sur le réseau de distribution**

Étudier la possibilité d'intégrer dans le PLF, l'article 2 du projet de loi cadre relatif au développement des transports modifiant l'article L. 341-2 et créant l'article L. 342-21-1 du code de l'énergie pour rendre possible la mutualisation des coûts du renforcement de l'infrastructure du réseau de distribution. (Recommandation n° 16)

### **Élargir au réseau de distribution l'abattement de TURPE**

Modifier l'article L. 341-4-2 du code de l'énergie pour permettre l'élargissement de l'abattement de TURPE au réseau de distribution pour les sites fortement consommateurs d'électricité et présentant des profils de consommation spécifiques. (Recommandation n° 17)

### **Augmenter le taux de réfaction pour les renforcements de réseau nécessaires à l'électrification de l'industrie existante**

Modifier l'article L. 342-11 du code de l'énergie, afin que le taux de réfaction du raccordement soit plafonné à 80% en cas de renforcement de réseau rendu nécessaire par l'électrification d'un procédé industriel existant. (Recommandation n° 18)