

Contribution de France Industrie à la mission relative à l'optimisation des soutiens publics aux énergies renouvelables et au stockage conduite par MM. Lévy et Tuot à la demande du Premier ministre

17 mars 2026

Les propositions de la mission contribueront à l'atteinte des objectifs que la France a inscrits dans son plan national intégré énergie-climat (PNIEC) transmis à la Commission européenne en 2024. Comme l'a souligné le secrétariat général à la planification écologique (SGPE), les industries manufacturières et de l'énergie sont les deux secteurs où la décarbonation est la plus avancée en France. La poursuite d'une trajectoire française ambitieuse de décarbonation suppose que cette dynamique s'étende à tous les secteurs économiques et que l'atout de la production électrique décarbonée soit utilisé pour renforcer¹ la consommation d'électricité et la décarbonation par électrification. A cet égard, la publication au premier semestre 2026 d'un plan européen dédié à l'électrification et d'un plan national d'électrification doit être saluée. Il nous semble important que la mission puisse partager, en amont de ces publications, différentes idées inspirées des développements ci-après. L'optimisation des soutiens publics est l'occasion de rééquilibrer le financement en faveur de la demande, d'adapter le soutien à la production, d'alléger les contraintes administratives, et de renforcer les moyens dédiés à la flexibilité.

1. Rééquilibrer le soutien public en faveur de la demande d'électricité

France Industrie défend la nécessité d'adopter une vision réellement intégrée de l'équilibre offre-demande d'électricité. Depuis plus d'une décennie, l'action publique s'est principalement structurée autour d'instruments stabilisant l'investissement côté production, ce qui a contribué à la montée en puissance des capacités bas carbone. En 2025, la France a de nouveau enregistré un solde d'échanges d'électricité massivement exportateur, de l'ordre de 92 TWh, après un niveau déjà très élevé en 2024. Cette situation, si elle témoigne de la compétitivité de la production française, met également en évidence le fait que la demande progresse trop lentement au regard des trajectoires compatibles avec les objectifs publics de décarbonation. RTE documente ce diagnostic en insistant sur le caractère atypique d'une abondance d'électricité bas carbone alors que l'électrification des usages demeure insuffisamment rapide.

Dans ce contexte, engager² plusieurs dizaines de milliards d'euros d'argent public dans de nouveaux moyens de production sans être certain que la croissance des besoins énergétiques se fera au bon rythme n'est pas satisfaisant, d'autant que les contraintes de déficit public ont largement conduit cette année à l'abandon des principales mesures³ de soutien à la compétitivité des entreprises. Il est donc crucial d'optimiser la dépense publique pour corriger une asymétrie d'instruments, en soutenant davantage la dynamique de demande, dont l'électrification industrielle, qui reste actuellement plus exposée aux aléas de programmation et de bouclage budgétaire que la dynamique de production. Pour autant, le développement des nouveaux moyens de production peut contribuer à faire baisser les prix de l'électricité pour l'industrie soit directement en faisant les prix de marché de l'électricité soit par l'intermédiaire de contrats adossés. Pour accélérer⁴ l'électrification (cf. annexe 1), **France Industrie** considère nécessaire de développer concomitamment les nouveaux moyens de production et d'établir des contrats tripartites (cf. deuxième partie) associant les producteurs d'électricité décarbonée, l'Etat et les consommateurs industriels. Ce rééquilibrage entre soutien aux énergies renouvelables et électrification passe aussi par la mise en place d'une compensation élargie des coûts indirects, de certificats d'économie d'énergie renforcés et d'une révision efficace du système européen d'échange de quotas d'émissions de gaz à effet de serre (ETS).

¹ RTE a souligné le 9 décembre 2025 à l'occasion de la publication de son Bilan prévisionnel 2025 (BP 2025) le besoin de renforcer significativement la consommation d'électricité en France et de consolider le développement des capacités bas carbone.

² La dépense publique peut être étalée sur une période plus longue, mais les engagements de la PPE correspondent aux sommes que l'Etat s'est engagé au cours d'une période de 5 ans à compenser à l'avenir aux acteurs du marché. Les dépenses publiques d'une année donnée résultent de la superposition de 3 ou 4 PPE, selon que les contrats durent 15 ou 20 ans.

³ Le projet de loi de finances initial prévoyait la suppression de la cotisation sur la valeur ajoutée des entreprises et l'abandon de la surtaxe d'impôt sur les sociétés.

⁴ Dans son BP 2025, RTE met en évidence que le levier le plus efficace pour résorber une situation de surcapacité bas carbone consiste précisément à accélérer l'électrification (trajectoire dite de « décarbonation rapide »).

2. Adapter le soutien public à la production d'électricité

Concernant le soutien aux énergies renouvelables, une optimisation des dispositifs peut également passer par une meilleure prise en compte des effets d'échelle et des configurations de projets les plus efficaces dans les appels d'offres. Privilégier les investissements à grande échelle, par exemple choisir des éoliennes de 170 mètres plutôt que de 120 mètres de hauteur, permettrait de réduire le coût des énergies renouvelables.

La cogénération biomasse industrielle constitue un levier complémentaire de production d'électricité renouvelable pilotable, contribuant à la stabilité du système électrique tout en répondant à des besoins industriels structurels de chaleur décarbonée et à la résilience du système agricole. Plusieurs projets industriels ont été retenus dans le cadre des appels d'offres de la CRE et bénéficient de dispositifs de soutien conclus pour 20 ans afin d'amortir des investissements significatifs et de couvrir les charges d'exploitation. Intégrées à des sites industriels, ces installations fournissent une électricité pilotable utile au système tout en assurant une production de chaleur décarbonée indispensable aux procédés. Depuis 2022, leur équilibre économique a toutefois été affecté par des évolutions exogènes, notamment la hausse des coûts d'approvisionnement en biomasse et l'accroissement des charges réglementaires, et l'application de contraintes de flexibilité comparables à celles de projets purement électrogènes (cf. annexe 2). Dans ce contexte, il apparaît pertinent d'examiner une adaptation ciblée du cadre contractuel des appels d'offres organisés par la Commission de régulation de l'énergie (CRE) afin de mieux reconnaître la contribution spécifique de la cogénération biomasse au système électrique et d'en préserver la viabilité économique, sans remettre en cause les principes des dispositifs existants.

Ensuite, l'optimisation des soutiens publics doit se faire à coût complet. L'évaluation d'un mégawattheure renouvelable ne peut se limiter à son coût budgétaire strict, elle doit intégrer ses effets sur le système électrique, en particulier les besoins en raccordement, renforcement et adaptation des réseaux, dont les coûts se répercutent via le TURPE. La France dispose aujourd'hui d'un réseau robuste capable d'accueillir les énergies renouvelables (ENR) sans risque systémique : d'autres nations comme l'Australie et la Chine ont dû freiner leur dynamique ENR le temps d'adapter leurs réseaux.

En outre, l'optimisation doit intégrer l'impact économique domestique : les retombées industrielles du soutien public sont-elles localisées en Europe et en France ou participe-t-on à la prospérité d'autres zones mondiales ayant pris une avance technologique à l'instar de la Chine sur les panneaux solaires ou les batteries ? **France Industrie** défend la préférence européenne : il faut raisonner en termes de résilience des chaînes de valeur, d'effets d'entraînement industriels et de soutenabilité politique de la dépense. A coût complet comparable, un dispositif de soutien dont les retombées industrielles et l'ancrage productif sont plus élevés contribue davantage à la soutenabilité de long terme. Cette approche coïncide avec les orientations portées par RTE dans son projet de schéma décennal de développement du réseau (SDDR), qui intègre des objectifs de retombées économiques nationales significatives (50 % pour les raccordements maritimes), afin de concilier décarbonation, réindustrialisation et compétitivité des territoires.

3. Alléger les contraintes administratives

L'optimisation des soutiens publics suppose de prendre en compte l'impact croissant des contraintes administratives et réglementaires ainsi que l'allongement des délais de raccordement, qui contribuent à renchérir le coût global des projets et à en retarder la mise en service. Les exigences accrues en matière d'instruction et d'études, notamment pour satisfaire les autorités environnementales, peuvent conduire à des ajustements significatifs des projets, affectant leur efficacité économique. Par ailleurs, il conviendrait également d'éviter autant que possible les effets « *stop and go* » dans la planification et la mise en œuvre des dispositifs, car ils tendent à renchérir les coûts. Dans ce contexte, un travail visant à réduire et à mieux maîtriser ces délais permettrait d'améliorer l'efficacité globale des projets, de limiter leur impact sur les finances publiques et de renforcer la capacité d'ajustement des trajectoires de développement en cas d'électrification plus soutenue que prévu. Le non-respect par le Gouvernement des exigences de la publication de la troisième édition de la programmation

pluriannuelle de l'énergie (PPE) dans les cinq ans, soit avant⁵ le 21 avril 2025, a participé aux incertitudes dommageables à l'économie et aux atteintes de nos objectifs climatiques.

Enfin, une façon appropriée de répondre au besoin de développement des ENR et de décarboner l'industrie est de recourir à des mécanismes contractuels innovants :

- Plusieurs pays européens développent des contrats pour différence (CfD) bidirectionnels, permettant de concilier stabilité de prix et décarbonation. À titre d'illustration, l'Italie, avec son GSE Energy Release 2.0, permet aux entreprises à forte intensité énergétique de bénéficier pendant 36 mois d'une fourniture d'électricité à un prix contrôlé de 65 €/MWh, avec pour contrepartie l'obligation de construction de nouvelles centrales renouvelables destinées au contrat de restitution d'énergie sur 20 ans. Les Pays-Bas adopteront eux aussi, à partir de 2027, les CfD bidirectionnels. Cette solution permet de réduire l'exposition des entreprises à la volatilité des prix de court terme et de structurer le soutien public.
- **France Industrie**, avec ses fédérations membres concernées⁶, a conduit avec CompassLexecon des travaux portant sur des **schémas contractuels tripartites** innovants (cf. annexes 3 et 4) reposant sur des contrats de long terme entre producteurs et consommateurs industriels, impliquant une intermédiation de l'Etat. Ces schémas, qui nécessitent une instruction administrative et une approbation au titre des aides d'Etat, ont pour objectif de sécuriser les engagements contractuels de long terme tout en limitant l'exposition financière de la puissance publique, et de permettre aux industriels de réduire leur exposition à la volatilité des prix de marché, notamment dans le cadre d'investissements liés à l'électrification des procédés. Ils visent ainsi à concilier les intérêts des différentes parties, en assurant une meilleure visibilité sur les prix de l'électricité pour les industriels, en encadrant le soutien public, et en orientant les contreparties vers des investissements supportant la transition énergétique, contribuant à la décarbonation et à la réindustrialisation. Une mise en place à horizon 2028 permettrait de favoriser l'atteinte des objectifs que la France s'est fixés pour 2030.

4. Renforcer les moyens dédiés à la flexibilité

La mission s'intéresse également au stockage de l'électricité. Si les unités de stockage par batteries constituent un levier nécessaire pour accompagner la montée en puissance des énergies renouvelables intermittentes, ces solutions reposent sur des investissements capitalistiques significatifs et génèrent des coûts systémiques croissants à mesure que leur part augmente dans le mix électrique. A cet égard, le World Energy Markets Outlook 2025 de Capgemini indique que le coût⁷ actualisé du stockage stationnaire par batteries varie entre 200 et 350 \$/MWh en Europe, selon les technologies et les usages, ce qui pose la question de la compétitivité de ce type de solution. La question de l'optimisation de la **localisation des batteries** doit aussi être posée : doivent-elles être sur le réseau ou chez les clients qui ont une puissance disponible de soutirage ou d'injection ? Le positionnement chez le client permet de soutenir les industriels ayant une capacité d'optimisation de leurs consommations tout en rendant un service système. Certains acteurs⁸ ont commencé à proposer des offres en ce sens.

Dès lors, l'**effacement industriel** apparaît comme un complément pertinent lorsqu'il est mobilisé de manière ciblée. Reposant sur des actifs existants, il permet d'optimiser la dépense publique en fournissant une flexibilité à faible coût budgétaire, sans recours à des investissements capitalistiques lourds soutenus par la puissance publique, et en limitant la mobilisation du foncier.

Pour améliorer la gestion de la flexibilité énergétique et anticiper les besoins futurs de manière plus efficace, il est crucial d'étendre les mécanismes d'effacement au-delà de la gestion en temps réel et des ajustements la veille. L'introduction d'un mécanisme d'effacement couvrant des périodes plus longues (journalières, hebdomadaires, mensuelles ou saisonnières) permettrait aux industriels de

⁵ Il est toutefois clair que le contenu de cette PPE a beaucoup plus d'impact sur nos objectifs de réindustrialisation et de décarbonation que sa date de publication.

⁶ Etude réalisée avec l'Uniden, l'UIMM, Copacel, France Chimie, France Ciment ainsi que le CLEEE.

⁷ Citant une étude de Lazard <https://www.lazard.com/research-insights/levelized-cost-of-energy-plus-lcoe-plus/>

⁸ Exemple sur <https://www.youtube.com/live/JSaoI3AJWfY?si=tgQaXqEaoFViteUz&t=10263>

planifier et de mobiliser des volumes plus importants de flexibilité à l'avance, optimisant ainsi les coûts, augmentant la résilience du système énergétique et évitant une gestion réactive des crises.

Compte tenu de ses limites intrinsèques, l'effacement industriel ne se substitue pas au stockage par batteries, mais participe, à ses côtés, à une stratégie de flexibilité diversifiée visant à renforcer la résilience du système électrique tout en maîtrisant le coût complet pour la collectivité.

Par ailleurs, certains industriels utilisant dans leur procédé de la chaleur à basse température pourraient envisager de passer du gaz à l'électricité en stockant l'énergie pendant quelques heures sous forme de chaleur. Pour inciter à cette évolution, il serait utile d'encourager la mise sur le marché de contrats tirant parti des heures les moins chères de chaque journée, de réduire les obstacles (coût et délai de raccordement) qui s'opposent à une telle électrification, et d'adapter la structure du TURPE pour faciliter ces évolutions.

Enfin, les molécules énergétiques (gaz naturel, biogaz, hydrogène et e-méthane) jouent un rôle structurant pour le fonctionnement du système électrique, tant en matière de sécurité d'approvisionnement que d'optimisation des coûts. Les stockages souterrains et l'inertie des réseaux gaziers offrent des flexibilités de moyen et long terme difficiles à reproduire par des solutions purement électriques. La coordination entre réseaux électriques et gaziers (y compris hydrogène et CO₂) peut générer des gains systémiques significatifs. Elle offre aussi l'opportunité aux industriels d'avoir le choix entre différentes options de décarbonation, et s'adapte au rythme de déploiement des productions renouvelables et bas carbone.

*

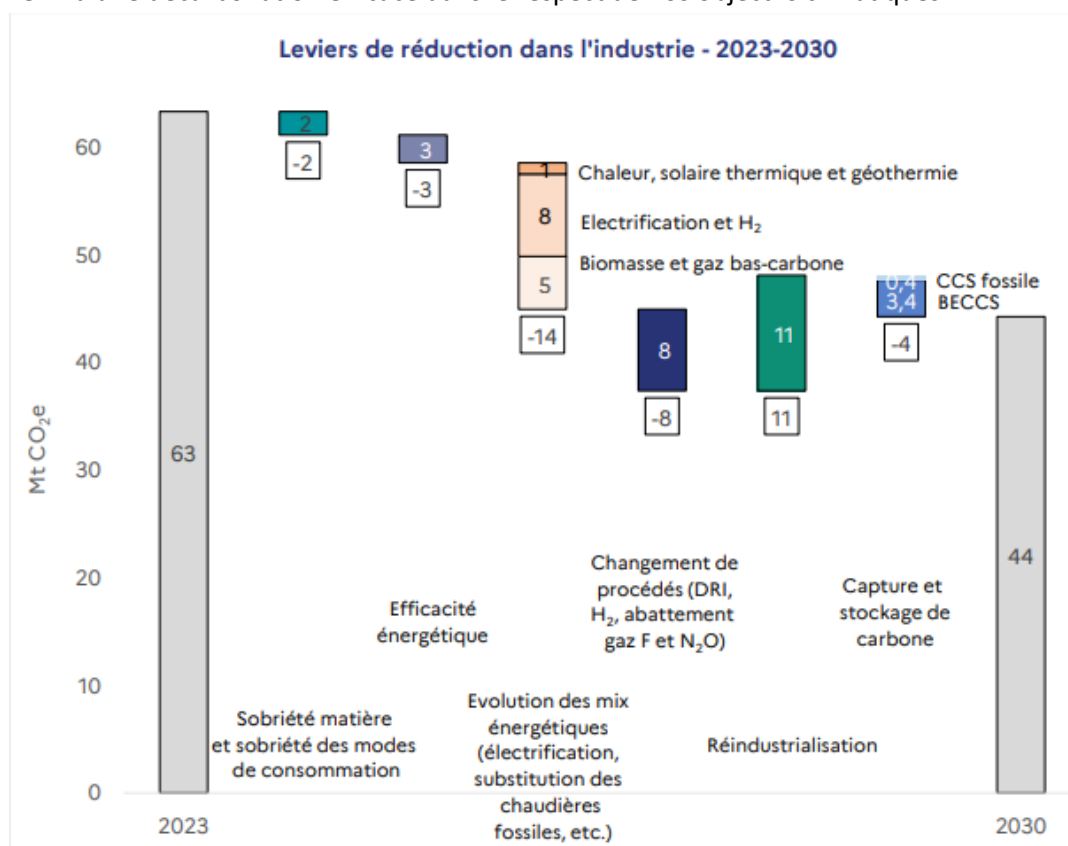
* *

Le rééquilibrage des moyens publics en faveur de la demande d'électricité, en partie orienté vers l'électrification, participera à l'optimisation des soutiens publics aux énergies renouvelables. Le développement de capacités bas carbone électriques et non électriques contribue à l'indépendance énergétique et à la compétitivité des prix de l'énergie : **France Industrie** y est favorable et rappelle également que sobriété et efficacité énergétique sont indispensables. Dans le contexte de forte tension budgétaire que connaît la France et d'un excès de production électrique, l'Etat se doit d'optimiser ses soutiens publics aux énergies renouvelables en questionnant leur efficacité dans une vision holistique de notre système électrique national.

Annexe 1 – Les vertus de l'électrification

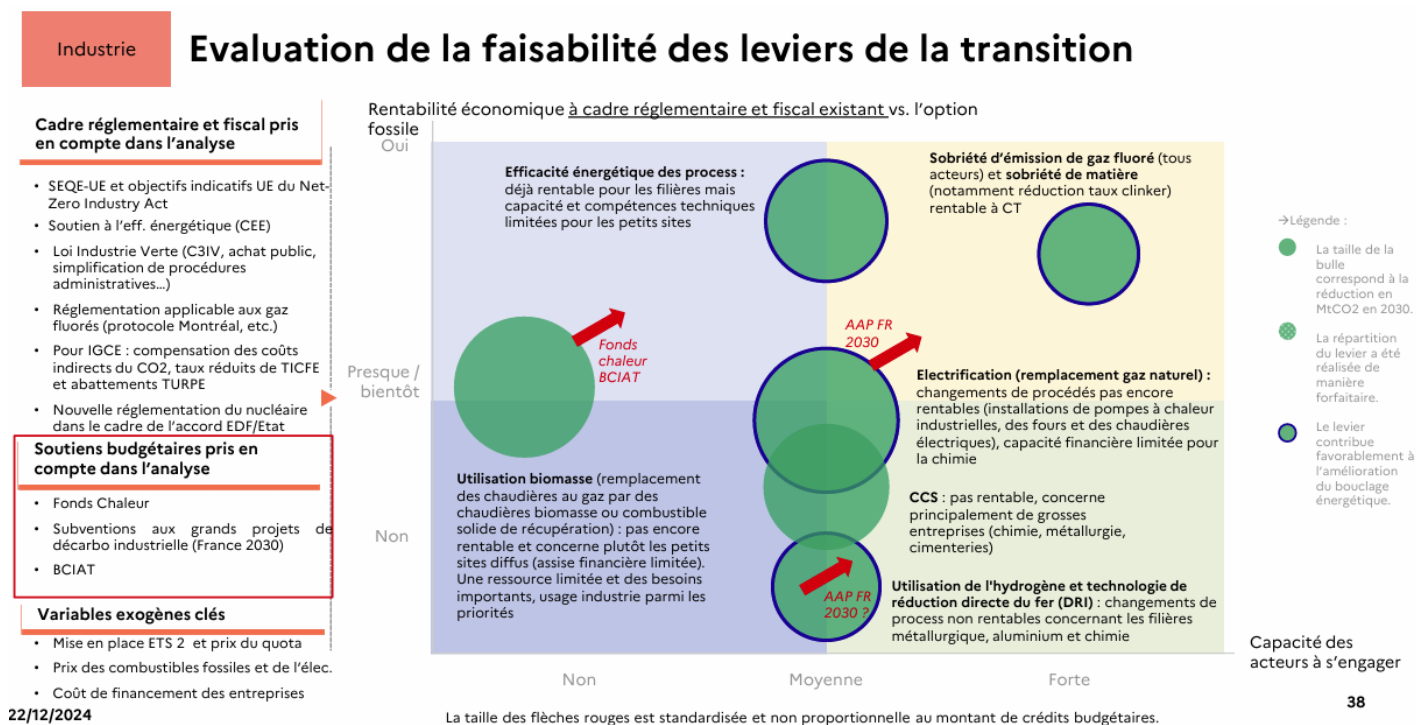
L'électrification permet de réduire l'usage d'énergies fossiles importées et de soutenir la décarbonation des procédés industriels, ce qui constitue une condition de soutenabilité économique et climatique et une réduction des vulnérabilités face aux aléas géopolitiques. L'absorption des surplus de production, notamment intermittente, par les consommateurs industriels suppose une capacité de leur part à moduler leur production ce qui n'est pas toujours compatible avec la rentabilisation d'un investissement lourd – qui pousse au contraire à chercher une électricité en bas – ou avec l'organisation du travail, pour produire plus au moment de la cloche solaire.

Toutefois, compter sur l'électrification pour engager la décarbonation n'est pas suffisant. Dans sa trajectoire annualisée du plan de décarbonation 2030, le SGPE souligne les six leviers de décarbonation de l'industrie à mobiliser : l'électrification, la biomasse, le captage et stockage du carbone (CCUS), l'efficacité énergétique, la sobriété, les changements de procédés. C'est donc en investissant sur l'ensemble de ces leviers que l'on parviendra à équilibrer l'offre et la demande d'électricité pour parvenir à une décarbonation efficace dans le respect de nos objectifs climatiques.



Source : projet de SNBC3, décembre 2025

Par ailleurs, le SGPE a évalué les leviers de transition selon leur rentabilité économique et la capacité des acteurs à s'engager à les réaliser.



Source : cadre financier de la transition écologique, SGPE, décembre 2024

Les projets de soutiens publics européens et nationaux à la décarbonation sont nécessaires pour atteindre les objectifs pour 2030. Des appels d'offres ont eu lieu jusqu'au 19 février 2026 pour la chaleur industrielle (enveloppe de 1 milliard d'euros) et pour l'hydrogène (enveloppe de 1,9 milliard d'euros) financés par le fonds européen pour l'innovation. Ces soutiens devraient ensuite passer par la future Banque européenne pour la décarbonation industrielle. En France, les résultats de la première édition de l'appel d'offres Grands projets industriels de décarbonation (GPID) ont été dévoilés en février 2026. Même si les industriels soumis à l'ETS reçoivent en moyenne un accompagnement à la décarbonation supérieur au coût d'acquisition des quotas, les moyens dévolus en loi de finances restent insuffisants pour la décarbonation de la demande industrielle au regard du chiffrage de la trajectoire de décarbonation. Au rythme actuel, les objectifs d'émission pour l'industrie en 2030 ne pourront être tenus sauf à fermer des capacités industrielles.

Enfin, face aux enjeux posés par l'électrification, l'optimisation simultanée des systèmes électrique et gazier constitue un levier important d'efficacité de l'action publique. L'existence d'infrastructures gazières, qu'il s'agisse du méthane aujourd'hui ou de l'hydrogène voire du CO₂ demain, permet d'apporter des flexibilités complémentaires au système électrique, en particulier à travers des capacités de stockage de grande ampleur et des moyens pilotables. Cette approche contribue à renforcer la stabilité d'un système énergétique intégrant une part croissante d'énergies renouvelables, tout en limitant le recours à des investissements lourds et en améliorant l'efficacité globale de la dépense publique.

Annexe 2 – Spécificités la production d'électricité ENR à partir d'installations dites de « cogénérations biomasse »

1. L'indexation du tarif d'électricité (proche de à celle des projets éolien, PV) et ne prend pas en compte l'évolution des coûts des intrants alors que le coût de la biomasse a augmenté de plus de 50% depuis 2020. Cette situation pèse sur la situation économique de certaines entreprises comme le cas de la société Fibre Excellence.

<https://france3-regions.franceinfo.fr/provence-alpes-cote-d-azur/bouches-du-rhone/les-salaries-de-l-usine-de-pate-a-papier-fibre-excellence-appellent-l-etat-a-racheter-plus-cher-l-electricite-produite-3297075.html>

2. Les installations de cogénération biomasse soumises aux exigences de durabilité prévues par la directive RED doivent faire certifier l'installation, ainsi que les acteurs de la chaîne de valeur intervenant en aval de la production de biomasse forestière. Les surcoûts induits se décomposent en : (i) des coûts de certification et des frais fixes de transaction appliqués aux volumes annuels de biomasse déclarés « durables » (de l'ordre de 15 à 30 k€ par installation et par an) ; et (ii) des coûts liés à une adaptation de l'approvisionnement afin de recourir à une biomasse répondant aux critères (coûts plus difficiles à chiffrer).
3. Les contraintes de flexibilité se traduisent par l'obligation d'interrompre la production pendant les heures où les prix sont négatifs, afin de rester éligible à la rémunération. Or le nombre d'heures de prix négatif a cru considérablement avec le développement du solaire.

L'arrêté du 8 septembre 2025, pris en application de l'article 175 de la loi de finances pour 2025, précise ces obligations et introduit une forme de tolérance, en autorisant un « talon » de production lors des heures à prix négatif pour les différentes filières. Les cogénérations biomasse bénéficient d'un talon de 10 %, au même titre que l'hydroélectricité (électrogène et plutôt flexible). Ce niveau demeure toutefois très contraignant, notamment du fait de la nécessité d'assurer la continuité de la fourniture de vapeur sur les sites industriels. En pratique, les installations se retrouvent aujourd'hui privées de rémunération pendant plus de 500 heures par an. Les industriels ont demandé aux pouvoirs publics que ce talon soit porté à 30 % mais sans obtenir gain de cause à ce stade.

Ainsi le développement du solaire avec des contraintes trop limitées en cas de prix négatif conduit à baisser la rémunération des contrats biomasse permettant aux industriels une alimentation d'électricité et de chaleur en base.

Annexe 3 – Schémas contractuels tripartites

France Industrie avec l'Uniden, le CLEEE, l'UIMM, France Chimie, France Ciment et la Copacel, ont conduit avec CompassLexecon des travaux portant sur des **schémas contractuels tripartites** innovants reposant sur des contrats de long terme entre producteurs et consommateurs industriels, impliquant une intermédiation de l'Etat.

Une mise en place à horizon 2028 permettrait de favoriser l'atteinte des objectifs que la France s'est fixés pour 2030. Ces schémas nécessitent une instruction administrative et une approbation au titre des aides d'Etat.

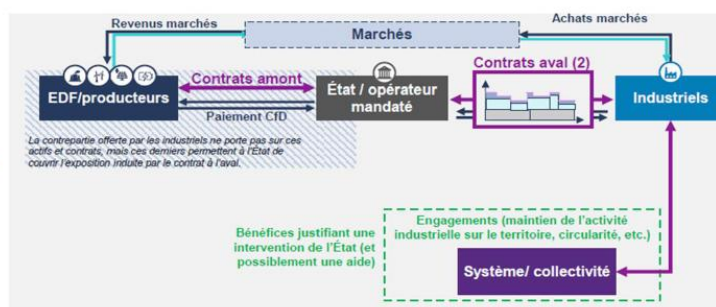
L'étude a étudié trois cas de figure où une intervention publique paraît justifiée : décarbonation, flexibilité et électro-sensibilité. Elle s'appuie sur l'analyse comparative de précédents européens de solutions contractuelles tripartites, du contexte de marché français, des risques et enjeux sous-jacents et s'inscrit de façon complémentaire aux dispositifs issus de l'accord Etat-EDF du 14 novembre 2023.

L'étude analyse 3 types de contrats long terme pour lesquels une intermédiation est possible :

Archétype industriel #1	Archétype industriel #2	Archétype industriel #3
Acteurs investissant dans la décarbonation ou l'électrification des procédés, et/ou dans de la production électrique décarbonée	Acteurs électrosensibles s'engageant sur des services présentant une valeur significative pour le système (flexibilité, inertie et/ou profil de consommation)	Acteurs présentant une électrosensibilité élevée et/ou une forte exposition à la concurrence, dont le maintien est d'intérêt public

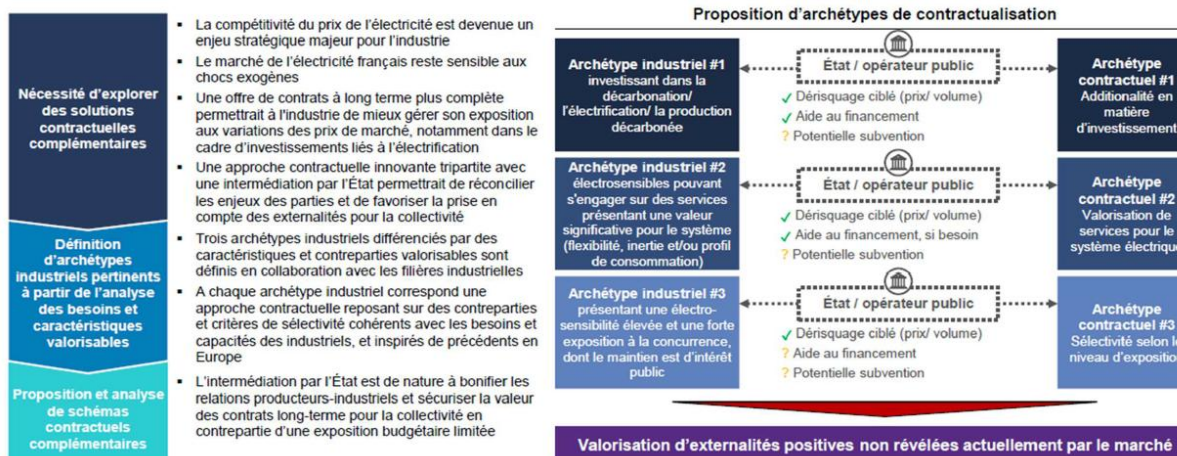
L'étude montre qu'un schéma contractuel intermédié par l'Etat est possible pour chacun des cas :

l'Etat, contrepartie des producteurs, pouvant couvrir ses risques au travers de contrats à l'aval.



Exemple de schéma contractuel

Conclusion : Les approches contractuelles tripartites identifiées facilitent les engagements producteurs-industriels et complètent les dispositifs existants



Pour le **cas de la décarbonation**, les industriels ont proposé aux pouvoirs publics d'instruire un contrat tripartite qui garantirait la **livraison à prix fixe d'un produit annuel 24h/24 en base**, avec en contrepartie un engagement de l'industriel sur un investissement de décarbonation :

- sur une durée plus longue que l'horizon de marché (par exemple, 8 à 10 ans) ;
- à un prix cible légèrement supérieur au prix moyen prévisionnel du spot.

Annexe 4 – Nouveaux produits contractuels issus des obligations d’achat

Une idée – qui diffère des contrats tripartites présentés en annexe 3 – serait l’utilisation des volumes par l’Etat issus des obligations d’achat pour les énergies renouvelables électriques.

Il s’agirait pour l’Etat de fournir un ou plusieurs produits permettant d’inciter à la consommation en période de surplus de production d’électricité et/ou à l’électrification utile sur des sites industriels par exemple en installant une chaudière électrique en complément d’une chaudière gaz approvisionnée en gaz naturel ou en mettant en œuvre un procédé électrifié en complément d’un procédé sur base fossile.

Chaque produit assurerait la livraison d’électricité à un site situé en France pendant une **durée allant jusqu’à 10 ans**.

Chaque produit assurerait la livraison **pendant au moins 3.000 heures par an** sur la base donc de 8 h en moyenne par jour (des durées plus courtes ou plus longues pourraient être envisagées à l’issue de travaux complémentaires). La durée et la répartition journalière pourrait éventuellement différer selon les jours et les saisons et seraient communiquées à l’avance ou la veille pour le lendemain, mais incluant les périodes de pointe solaire.

Les produits pourraient être réservés à des industriels investissant dans la décarbonation (par exemple dans une chaudière électrique) ou capables d’augmenter leur consommation sur ces périodes. Pour que les industriels souscrivent, **le prix fixé devra permettre de « battre » l’énergie fossile** à laquelle l’électricité se substitue.

Les modalités précises des produits devront faire l’objet d’une instruction de la direction générale de l’énergie et du climat (DGEC) et d’un avis de la CRE.