



Concertation nationale sur l'énergie et le climat

CAHIER D'ACTEUR

N° 297

GazelEnergie

GazelEnergie est un producteur et un fournisseur d'énergies français en énergies conventionnelles (électricité, gaz) et en énergies renouvelables. Engagé dans la transition énergétique et les énergies nouvelles, il s'agit de la filiale du 7e énergéticien européen EPH.

Pour contribuer à une transition énergétique juste et durable, l'entreprise a mis en place un projet ambitieux de réindustrialisation décarbonée de ses sites de production historique de Saint Avold, de Provence, de Montceau-les-Mines et de Hornaing. Ces sites ont été labellisés sites clés en main par le Gouvernement en 2024. Ces sites sont réhabilités pour devenir des centres de production d'énergies vertes, telles que l'hydrogène par électrolyse, l'électricité décarbonée et pilotable, le stockage d'énergie et la chaleur issue de la biomasse. GazelEnergie compte également 6 parcs éoliens répartis sur l'ensemble du territoire et dispose de 2 centrales photovoltaïques.

Contact :

GazelEnergie
2 rue Berthelot
92400 Courbevoie

Le point de vue de GazelEnergie sur les documents de planification énergie climat soumis à la concertation

EN BREF

La transition énergétique et l'atteinte de la neutralité carbone à horizon 2050 repose sur l'électrification de nos usages. Les rapports du gestionnaire du réseau de transport d'électricité (RTE) établissent une croissance accrue de la consommation, nécessitant le maintien d'actifs thermique pour pallier les pics de consommation. Cet objectif implique un développement massif des énergies renouvelables, en particulier l'énergie solaire, l'éolien et la méthanisation. Cette transition ne doit pas compromettre la capacité à et assurer notre sécurité d'approvisionnement.

En parallèle de l'intégration des énergies renouvelables à notre réseau électrique, la France doit s'équiper d'outils de flexibilités. Ils représentent une opportunité d'optimisation de la production électrique renouvelable, constitue un moyen de gérer la production et la consommation d'électricité, tout en sécurisant le système électrique.

En effet, le développement des batteries comme solution de flexibilité, permettra de pallier l'intermittence des énergies renouvelables, d'équilibrer le réseau (compensation des pics de demande et absorption des excédents de production), et soutiendra le développement des énergies renouvelables grâce à l'optimisation de leur production.

Toutefois, les énergies renouvelables et les solutions de flexibilité ne sauraient répondre, à moyen terme, aux défis qui s'imposent à la décarbonation de notre système électrique.

A cet égard, GazelEnergie propose la conversion de sa centrale thermique de Saint-Avold (Grand-Est) du charbon vers le biogaz. Cette conversion apportera une solution décarbonée grâce à un fonctionnement en hyperpointe de la centrale, conjuguée à une production d'électricité à partir de biogaz.

Dans un tel contexte, il est essentiel que la prochaine Programmation Pluriannuelle de l'Energie permette de sécuriser les outils réglementaires et financiers favorable au développement de projets ambitieux et à la hauteur des objectifs fixés.

Développer les batteries :

Dans un contexte de transition énergétique et d'intégration accrue des énergies renouvelables par nature intermittentes, au système électrique, le besoin en flexibilité est un enjeu majeur.

Le rôle des batteries dans le mix énergétique reste pourtant insuffisamment pris en compte dans le projet de PPE et SNBC. GazelEnergie regrette qu'aucun objectif chiffré pour les batteries ne soit prévu. Le gestionnaire de réseau, RTE, estimait pourtant entre 0 et 20 GW le besoin en batteries en 2030 en fonction des scénarii de production.

En stockant l'excédent de production d'ENR, les batteries éliminent la nécessaire mise à l'arrêt des installations solaires en période de faible demande, à l'origine des prix négatifs récemment observés sur les marchés de l'énergie. L'absence de mécanisme de stockage efficace entraîne donc une baisse continue du prix de rachat et une réduction du revenu des producteurs tout en augmentant le coût du mécanisme de soutien pour l'État, qui compense la perte de rentabilité des installations solaires. Pour garantir le déploiement à grande échelle des batteries un mécanisme de soutien financier est nécessaire mais n'est pas prévu pour le moment. Pourtant, les batteries offrent une opportunité de réduction des coûts de réseaux dans la gestion des congestions locales. Le raccordement et l'intégration des batteries au réseau électrique est également une priorité. Pour cela, il est nécessaire développer des plages d'utilisation types, afin d'éviter au gestionnaire de réseau de se positionner par défaut dans le cas le plus défavorable lors d'une demande de raccordement. Cela permettrait d'optimiser l'utilisation des batteries tout en réduisant les coûts associés à leur gestion. De plus, il serait pertinent de développer une approche plus locale de l'équilibrage du réseau de transport, en prenant en compte les spécificités régionales et les besoins locaux.

Décarboner le parc thermique :

Dans le cadre de la concertation publique de la programmation pluriannuelle de l'énergie, Carbone 4 a publié une première analyse sur l'enjeu de conversion des centrales à charbon françaises et plus particulièrement de la tranche 6 de la centrale Émile Huchet située sur la commune de Saint-Avoid (CEH6).

Le maintien d'actifs pilotables est essentiel pour garantir l'équilibre du système électrique face à l'augmentation de la part des énergies renouvelables dans notre mix électrique. En France, la puissance moyenne demandée varie entre 45 GW en été et plus de 70 GW en hiver, atteignant parfois 80 à 100 GW lors des périodes de pointe, comme en février 2012. Avec l'augmentation des besoins liés aux pompes à chaleur, à la mobilité électrique et aux datacenters, des pics de consommation plus fréquents sont à prévoir. Dans la scénarisation proposée par RTE à 2030, le « bouquet de référence » comprend l'ajout de 9 GW de capacités flexibles supplémentaires, dont 3 GW de capacités thermiques, à l'horizon 2030 par rapport à un cas de base construit dans le prolongement des données du système en 2023. Convertie au biogaz, la tranche 6 de la centrale de Saint-Avoid, d'une capacité de 540 MW, pourrait participer à cet ajout de capacité décarbonée afin de respecter le critère réglementaire de sécurité.

Dans cette perspective, la conversion des centrales à charbon constitue une solution efficace, permettant de réduire les émissions de CO2 tout en préservant les infrastructures existantes, les emplois et en assurant une production d'électricité fiable et flexible. Convertir le site de Saint-Avoid, déjà équipé pour la production d'électricité, permet ainsi d'optimiser les investissements et d'accélérer le processus de transition. De plus, dans un souci de cohérence et pour garantir l'efficacité de la stratégie de sortie du charbon en France, GazelEnergie soutient l'impératif d'arrêter non seulement l'utilisation du charbon sur le territoire national, mais également les importations d'électricité produite à partir de charbon en provenance des pays voisins. Sans les centrales thermiques pilotable, la France importe de l'électricité depuis l'Allemagne produite à partir de lignite lors des journées de forte tension. Depuis 2017, entre 2 et 4GW d'électricité à base de lignite sont importés lors de ces journées de tension.

GazelEnergie propose de privilégier la conversion des centrales thermiques au charbon en centrales utilisant des combustibles moins émetteurs comme le biogaz qui se présente comme une solution fiable et réaliste. Ainsi, nous accueillons positivement la proposition faite par le PPE de lancer de nouvelles études sur la conversion et la création de sites pilotes 100% sortis de la production d'électricité à partir de

charbon et dédiés à la conversion des centrales thermiques de pointe émettant moins de 550 grammes de CO₂ par mégawattheure (MWh).

Dans une étude¹ réalisée en décembre 2024, Carbone 4 évalue qu'une conversion de la centrale Emile Huchet permettrait de réduire les émissions de l'électricité produite par cette centrale de plus de 70% par rapport à la situation actuelle de production au charbon. Du point de vue carbone, cette conversion permettrait également une réduction des émissions comparativement à d'autres moyens de pointe thermique fossile qui pourraient être sollicités les jours de pointe dans le cas de la fermeture de Saint-Avold, -65% par rapport à une turbine à combustion au fioul, -46% par rapport à une turbine à combustion au gaz et -24% par rapport à une turbine à cycle combiné au gaz.

Flexibilités du système électrique

Afin de mettre en place les flexibilités nécessaires à un mix de production, des investissements conséquents doivent être consentis par les acteurs industriels pour développer des moyens de production pilotables et de pointes. Le financement de ce type de centrales, qui tournent un nombre très réduit d'heures pour répondre à des pics de demande, ne peut être entièrement couvert par les gains réalisés grâce à la vente de l'électricité produite sur le marché de l'électricité. Elles doivent être financées par des mécanismes de capacité qui rémunèrent la centrale pour sa disponibilité proportionnellement à la capacité (en MW) qu'elle peut offrir. Ainsi, il apparaît non seulement nécessaire mais également stratégique de renouveler le mécanisme de capacité à horizon 2026.

Renforcer les infrastructures électriques :

Concernant les investissements dans les infrastructures électriques, il est prévu un montant de 100 milliards d'euros d'ici 2040, soit bien au-delà des 33 milliards d'euros initialement prévus pour 2035. Bien que la Programmation Pluriannuelle de l'Énergie (PPE) indique qu'il n'y aura pas d'impact direct sur le budget de l'État, ces investissements seront financés

intégralement par le TURPE (Tarif d'Utilisation des Réseaux Publics d'Électricité), notamment via le TURPE 7. Cependant, cette augmentation des coûts de réseau pourrait entraîner des répercussions significatives sur la compétitivité des secteurs électro-intensifs et des industries émergentes comme l'hydrogène (H₂), qui dépendent fortement de coûts énergétiques compétitifs. Il est essentiel de maintenir les exonérations actuelles, au risque de freiner les investissements et le développement d'une industrie française de l'hydrogène, domaine stratégique pour l'avenir énergétique et économique. De la même manière, afin de soutenir le développement de projet de batteries, un abattement du TURPE, accompagné de signaux tarifaires spécifiques est nécessaire.

Développer la production d'énergies renouvelables et renouveler les installations existantes

L'atteinte de la neutralité carbone passe par une électrification des usages et par conséquent une décarbonation de la production d'électricité en France. Le déploiement des énergies renouvelables joue un rôle clé. Cependant des contraintes importantes pèsent sur le secteur (acceptabilité, disponibilité foncière, cadre réglementaire, contraintes financières, etc.)

Le repowering des installations existantes, tant en éolien qu'en solaire pourrait constituer un levier au développement des énergies renouvelables. Le renouvellement des parcs existants permet de doubler ou tripler la puissance installée, rapidement et manière compétitive. Pourtant, la Programmation Pluriannuelle de l'Énergie omet de manière significative ce concept, sans véritable prise en compte des capacités à remplacer ou à moderniser les infrastructures existantes. Il est ainsi nécessaire de clarifier si l'objectif affiché de 40-45 GW d'éolien terrestre d'ici 2035, intègre les 5 à 10 GW (parcs construits avant 2010) qui devraient être démantelés dans les années à venir ou si cet objectif prend en compte leur renouvellement. Un soutien spécifique, incluant des procédures de permis simplifiées, devrait être mis en place pour encourager cette pratique, d'autant plus qu'elle présente des avantages économiques et environnementaux considérables. Ce

¹ Décider aujourd'hui le futur décarboné du système électrique français : Saint-Avold, une zone de pertinence pour la conversion au biogaz ? Carbone 4, 2024.

processus pourrait constituer une alternative intéressante aux projets d'installations neuves, souvent confrontés à des difficultés d'acceptation locale et à des délais de développement longs (jusqu'à 8 ans), via des appels d'offres spécifiques.

Le déploiement de la méthanisation joue également un rôle important pour la transition énergétique en tant que filière de valorisation de ressources locales. À l'heure actuelle, avec une croissance modeste du parc de méthaniseurs (+5,9 % sur le premier semestre 2024), l'objectif de 44 TWh de production de biogaz d'ici 2030 semble difficile à atteindre. Pour stimuler la mobilisation des gisements et l'émergence des projets, il devient nécessaire de déployer un mécanisme incitatif pour les capacités de plus de 25 GWh/an tout en renforçant le soutien accordé aux plus petites installations pour atteindre l'objectif de multiplication par 4 de la production en 6 ans. Il est essentiel que des mécanismes incitatifs clairs, tels que les appels d'offres (AO) ou des soutiens directs, soient mis en place pour financer ces projets de grande envergure. Le seul recours au mécanisme CPB ne semble pas suffisant, étant donné la maturité limitée de ce dispositif et la lenteur de son déploiement. Il est nécessaire de pérenniser des dispositifs adaptés à moyen terme pour accompagner le développement de la méthanisation à grande échelle. La complexité réglementaire et les délais d'instruction des projets restent un obstacle majeur au déploiement rapide de la méthanisation, notamment pour les gisements plus complexes. La création d'un guichet réglementaire unique pour les développeurs de projets (DREAL, DDT, DDPP, CA, Région, ADEME...) serait une avancée pour simplifier et accélérer les démarches administratives. Un soutien financier et réglementaire spécifique doit être mis en place dans les zones sous équipées qui disposent d'un potentiel important mais souffrent de contraintes opérationnelles spécifiques (saisonnalité des effluents d'élevage, absence de gisements complémentaires comme les cives ou les biodéchets, fragmentation de la ressource).

En ce qui concerne la biomasse, aucune action spécifique n'est envisagée pour stimuler la disponibilité de la ressource en bois, en particulier dans les forêts privées. Des mesures incitatives et des politiques de soutien pour encourager la gestion durable des forêts, notamment privées, afin de

garantir un approvisionnement stable et responsable en biomasse solide sont nécessaires. Sans ces actions, il sera difficile de maintenir une supply de biomasse fiable et de qualité pour les projets de production d'énergie.

Enfin, bien que le cadre législatif et réglementaire de l'AgriPV soit désormais clarifié, de fortes incertitudes persistent et que le projet de PPE ne résout pas. Afin d'encourager le développement de la filière, nous recommandons de prendre des mesures pour garantir la cohérence entre le cadre légal et les décisions des CDPNAF, tout en permettant aux projets les plus vertueux d'être soutenus localement via des règlements d'intervention régionaux, sur le modèle de la méthanisation. Les projets agriPV sont structurellement moins rentables que les projets PV sol classiques, à cause de l'éloignement des points de raccordement, des surcoûts de structures ou de la plus faible densité de modules par hectare. La mise en place rapide d'appels d'offres dédiés permettrait de soutenir l'émergence de la filière sans la mettre en compétition avec le PV sol classique. Dans les domaines de la production des panneaux solaires, la politique européenne de protection commerciale doit être renforcée afin de permettre aux filières européennes de se développer de manière compétitive face à la concurrence internationale.

Conclusion :

En conclusion, pour réussir la transition énergétique, il est impératif de développer et d'intégrer pleinement des solutions telles que les batteries, la décarbonation du parc thermique et le repowering des énergies renouvelables. Le rôle des batteries, notamment, doit être renforcé pour garantir une meilleure flexibilité du système électrique et pour soutenir l'intégration des énergies renouvelables intermittentes. De même, le renouvellement des installations existantes, la conversion des centrales thermiques de pointe et le soutien aux projets de méthanisation sont des leviers importants pour atteindre les objectifs climatiques tout en préservant la sécurité d'approvisionnement.

Cependant, l'absence de mécanismes financiers incitatifs adéquats et la complexité réglementaire restent des obstacles majeurs. Les industriels ont besoin de signaux clairs et dès à présent afin d'investir dans les technologies de demain.



Décider aujourd'hui le futur décarboné du système électrique français

Saint-Avold, une zone de pertinence pour la conversion au biogaz ?

[Lire l'étude Carbone 4](#)