

Cycle annuel 2024 - S3. Territorialiser la transition énergétique

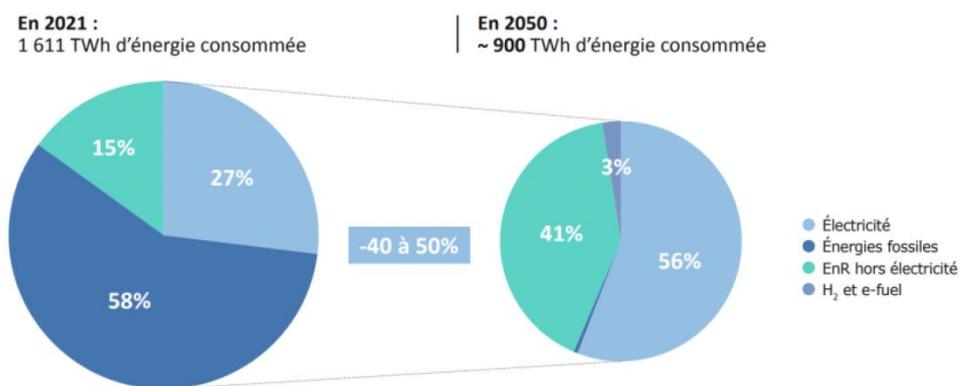
Coord. François Philizot et Nicolas Portier

1. La décarbonation de l'économie française suppose un changement radical de modèle énergétique

La France est encore très fossile : 58% de la consommation d'énergie finale est toujours issue d'énergies fossiles.

La trajectoire française s'inscrit dans l'objectif de la neutralité carbone en 2050 et de l'objectif européen du « Fit for 55 » à l'horizon 2030, soit une réduction de 55% des émissions de GES (par rapport à 1990) et 42,5% d'EnR dans le mix énergétique (contre actuellement 20,7% en France). Les travaux du SGPE préparent la future Stratégie Française Energie Climat (SFEC) et ses composantes (Programmation pluriannuelle de l'énergie - PPE, Stratégie nationale bas carbone – SNBC - et Plan national d'adaptation au changement climatique - PNACC. Ils prévoient :

Consommation finale d'énergie en 2021 et projections à 2050 – projet de SFEC



- **Une baisse inédite de consommation énergétique** : - 17% d'ici 2030 et entre - 40 et - 50% d'ici 2050.
- **Une augmentation importante de la part de l'électricité**, qui passerait de 27 % de la consommation finale d'énergie aujourd'hui à 56% en 2050, mais aussi de la quantité consommée (+ 22% d'ici 2035).
 - o Le parc nucléaire français garantit une électricité bas carbone mais ne saurait répondre à lui seul aux objectifs d'augmentation de la production électrique, d'autant que le vieillissement des centrales et les épisodes de sécheresse font peser un aléa sur la production. Le prix de revient futur de l'électricité nucléaire fait en outre l'objet de débats.
 - o Une accélération massive du déploiement des EnR, en particulier du photovoltaïque (PV), de l'éolien en mer et dans une moindre mesure de l'éolien terrestre (principalement via le *repowering* – le remplacement d'équipements par de nouvelles unités plus performantes) est attendue.
 - o **Les réseaux de transport et de distribution d'électricité** doivent s'adapter à cette évolution en raccordant des sources de production plus nombreuses et diversifiées (670 000 installations de production EnR raccordées au réseau fin 2023) et en adaptant en permanence une offre intermittente à la demande. Les Schémas régionaux de raccordement au réseau des EnR (S3REnR) sont essentiels pour éviter que les réseaux ne deviennent un goulet d'étranglement. Ils visent à anticiper les évolutions du réseau pour permettre

l'accueil des EnR, tout optimisant la création de nouveaux ouvrages et en partageant les coûts entre les producteurs.

Les investissements pour étendre le réseau de transport d'électricité, le moderniser et l'adapter au changement climatique est estimé par RTE à 100 milliards d'euros d'ici 2040. Le même ordre de grandeur est avancé par Enedis.

- **Une augmentation également importante de la chaleur renouvelable** (bioénergies, pompes à chaleur, solaire thermique, géothermie, déchets) qui devrait passer de 15% du mix aujourd'hui à 41% en 2050. Le développement des sources d'énergie issues de la biomasse soulève des arbitrages pour l'affectation des sols agricoles et forestiers.

Cette transformation est favorisée par l'évolution des prix : la crise énergétique de 2022 a montré le poids financier des importations de fossiles (la facture énergétique de la France a plus que doublé à 116 Mds d'euros). A contrario on observe une très forte baisse des coûts de production des EnR depuis 15 ans (division par 10 pour le PV)

2. Une mise en œuvre compliquée...

- **Le calendrier législatif prend du retard.** Tous les acteurs attendent la prochaine SFEC (Stratégie française énergie climat), en particulier son volet énergétique, la PPE, cadre nécessaire pour leur donner de la visibilité. En outre, seuls 30% des textes d'application de la loi d'accélération de la production des EnR ont été pris.

- En l'absence de PPE, **la territorialisation de la stratégie énergétique se complique**, d'autant que les oppositions politiques locales au déploiement des EnR s'affirment.

- Le législateur a pourtant tenté de favoriser l'inscription des ENR dans les projets de territoire, au niveau communal et au niveau régional.

- Des concertations ont été engagées fin 2023 et début 2024 dans toutes les communes françaises pour définir des « zones d'accélération des énergies renouvelables » (ZAEnR). Mais la concertation a été menée au pas de charge, avec peu d'ingénierie, et certaines communes n'ont pas joué le jeu. « Cela reste vécu comme un outil technocratique, le débat politique n'a pas pris » (Catherine O.D.) On recense par ailleurs très peu de ZAEnR pour l'éolien terrestre.
- Les ZAEnR doivent ensuite être validées par les comités régionaux de l'énergie¹ (CRE) qui déterminent si les zones sont suffisantes pour atteindre les objectifs régionaux. Mais ceux-ci ne pourront être validés qu'en regard de la PPE, qui n'a toujours pas été présentée...
- Au total, ce mélange de précipitation et d'incertitude (on demande donc aux élus de définir très vite des zones d'accélération sensées correspondre à des objectifs encore non définis) n'est pas propice à un travail serein. Le retard pris dans la planification de la production complique aussi celle des réseaux...

3. Comment favoriser l'appropriation des projets

- Il faut revoir **le partage de la valeur** entre les développeurs de projets et les territoires d'implantation et mettre des garde-fous à l'accaparement privé des bénéfices des

¹ Créés par la loi Climat et résilience, ces comités doivent organiser une concertation autour des objectifs régionaux de développement des énergies renouvelables et en suivre l'application. Ils sont créés et coprésidés par le préfet de région et le président de Région qui y intègrent des représentants de l'État, de la Région, des échelons territoriaux (départements, communes), des entreprises et de la société civile pour six ans.

projets (les petites communes/ les petits exploitants agricoles, « on les achète pour pas cher »). Différents modèles possibles : via la fiscalité locale, des SEM qui développent en direct les projets ou prennent des participations, des projets participatifs et citoyens qui affirment la dimension de « commun » de l'énergie... Si l'autoconsommation se développe, les communautés énergétiques locales restent marginales. La production est concentrée entre les mains des trois gros – Engie, EDF et Total – qui captent 91% du marché.

- Les études d'impact sont mal faites (pas de bilan des GES, d'analyse en coût complet, d'évaluation de la réalité des risques). **L'évaluation environnementale pourrait être mieux mise au service de l'acceptabilité des projets.** Au final, elles pourraient permettre d'aller plus vite (C. Gomel)

- Inscrire le déploiement des Enr dans des **projets de paysage** : dessiner pour donner à voir et à débattre.

- « **Réenchâter la transition énergétique** » (J. Nyssen), en prenant appui sur des récits et des imaginaires renouvelés² (*le pluriel s'impose car il n'y a pas de récit unique : souveraineté nationale, compétitivité économique, autonomie locale... véhiculent des imaginaires très différents et n'ont pas les mêmes implications*)

4. La transition énergétique soulève d'énormes enjeux industriels

- La décarbonation est une opportunité économique de réduire les déficits commerciaux liés aux importations fossiles, mais c'est aussi une menace de nouvelles dépendances à l'égard des équipements chinois (batteries, panneaux PV, pompes à chaleur) et matériaux raffinés.

- **Il ne faut pas opposer réindustrialisation et décarbonation.** La baisse des émissions de GES à effet de serre de la France est en partie liée à sa désindustrialisation mais une part importante des émissions territoriales « effacées » en France se retrouvent dans les importations nationales. Les industries européennes étant en moyenne nettement plus vertueuses sur les plans énergétique et environnemental que celles du reste du monde, une reconquête industrielle pourrait être bénéfique pour notre empreinte carbone (à condition bien sûr d'une substitution aux importations fortement carbonées...)

- Il y a un **réveil industriel français**, mais il manque le volume. Si les annonces d'implantation de « gigafactories » impressionnent, tant elles rompent avec deux décennies de disette de grands projets greenfield, ce flux de projets industriels doit être mesuré à ce qui se passe ailleurs en Europe et plus encore aux Etats-Unis, avec l'IRA, ou en Asie. Les entreprises françaises et européennes investissent prioritairement hors Europe qui ne représente plus que 12% des investissements mondiaux entre 2016 et 2023, contre 54% en Asie, 22% en Amérique, 8% en Afrique (D. Cousquer).

- Les projets de décarbonation des **50 sites industriels les plus émissifs** permettraient de réduire de près de moitié les émissions de l'industrie d'ici 2030. D'après les calculs de l'Etat, le montant total des investissements nécessaires pour la décarbonation de ces sites s'élèverait entre 50 et 70 milliards d'euros.

- Au-delà des très grands sites, fortement accompagnés par France 2030, les plus petites industries concentrent la part la plus importante de l'emploi industriel (les PME représentent par exemple 70% des 270 000 emplois industriels dans les Hauts de France). Il leur faut trouver à la fois le modèle économique de leur décarbonation, les financements pour les études puis les investissements nécessaires (l'apport d'argent public n'est plus tabou, des

² Sur la question du récit voir l'intervention de Jean-François Caron ici : <https://ihedate.org/session-7-quelle-education-territoriale-a-l-heure-de-l-anthropocene-226>

aides du fonds vert à la participation en capital des collectivités), et enfin les compétences (emplois industriels vacants).

5. Dunkerque, laboratoire de la transition énergétique

Ce territoire incarne à la fois :

- **les choix énergétiques français** dans la durée : d'abord le bassin houillier du Nord Pas de Calais, qui a donné naissance à la sidérurgie, puis les raffineries, remplacées par le terminal gazier... Aujourd'hui l'âge des renouvelables avec un grand projet d'éolien off shore. Et le nucléaire qui se poursuit - la centrale de Gravelines est la plus grosse centrale nucléaire d'Europe et devrait doubler de capacité par l'ajout de 2 EPR.

- Le territoire concentre plusieurs **grands sites industriels** sur lesquels le gouvernement cible un effort particulier de décarbonation. Le site d'ArcelorMittal Dunkerque représente à lui seul 15% des émissions industrielles nationales . La décarbonation de ce site repose sur trois piliers : le recyclage, la production basse émission (électricité + gaz puis hydrogène) et le captage du CO₂³. La décarbonation de l'industrie lourde va entraîner une augmentation massive de la consommation d'électricité décarbonée (pour l'électrification des procédés industriels et pour la production d'hydrogène). Ainsi RTE anticipe une multiplication par 4 ou 5 des besoins électriques de la ZIP de Dunkerque. Il s'agit d'être au rdv du raccordement et de fourniture électrique de ces sites.

- **La reconquête industrielle** liée à la transition énergétique, avec plusieurs projets centrés sur la production de batteries (Verkor, ProLogium...) et d'hydrogène (H2V). Pour cela, Dunkerque dispose de deux atouts majeurs : une tradition industrielle (23% des emplois dans l'industrie) et de grands fonciers encore mobilisables sur la zone industrialo-portuaire (malgré un coût de la compensation écologique qui augmente fortement).

- Des transformations très rapides qui exigent une **planification coordonnée entre industriels, énergéticiens et collectivités**. Celles-ci doivent répondre aux besoins de formation de la main d'œuvre, de logements et de mobilité (projet ambitieux d'usine sans parking)

- Une **dimension systémique**, mise en évidence par l'explicitation des inter-relations à travers la « toile industrielle ».

- Mais aussi une **vulnérabilité aux aléas climatiques** pour ce polder situé sous le niveau de la mer.

Voir également :

Compte rendu de la journée d'étude du 11 mai 2023 au CESE sur le déploiement des EnR électriques : https://ihedate.org/IMG/pdf/ihe_date_-_compte_rendu_de_la_journee_enr_du_11_mai_2023.pdf

³ La capture du CO₂ à des fins de stockage (en mer du Nord) ne serait rentable qu'à partir de 250 euros la tonne de Co₂.