

ENVIRONNEMENT | OUEST BRETON

L'OUEST BRETON FACE À LA TRANSITION ÉNERGÉTIQUE

INTRODUCTION



#4 | Juillet 2025

OBSERVATOIRE | Note d'analyse



Crédit : Adobe Stock

Panorama de l'énergie en France et en Bretagne

Notre modèle de société est un système linéaire: des ressources sont extraites, transformées pour produire de la valeur, puis consommées avant de devenir des déchets. Ce système a connu une croissance exponentielle à partir de la révolution industrielle quand les nouvelles sources d'énergie (d'abord le charbon, puis le pétrole et le gaz) ont permis d'extraire et transformer de plus en vite les ressources, accélérant d'autant l'accumulation des sous-produits (déchets solides, liquides, gazeux). L'émergence, puis le développement des nouvelles formes d'énergie, décarbonées, renouvelables et/ou produites localement n'ont pas (encore) induit un remplacement des sources d'énergie conventionnelles, et leurs consommations viennent s'y superposer (Figure 1). Cette trajectoire n'est pas durable et les alertes se multiplient. Le modèle actuel de consommation d'énergie n'est pas soutenable pour trois raisons :

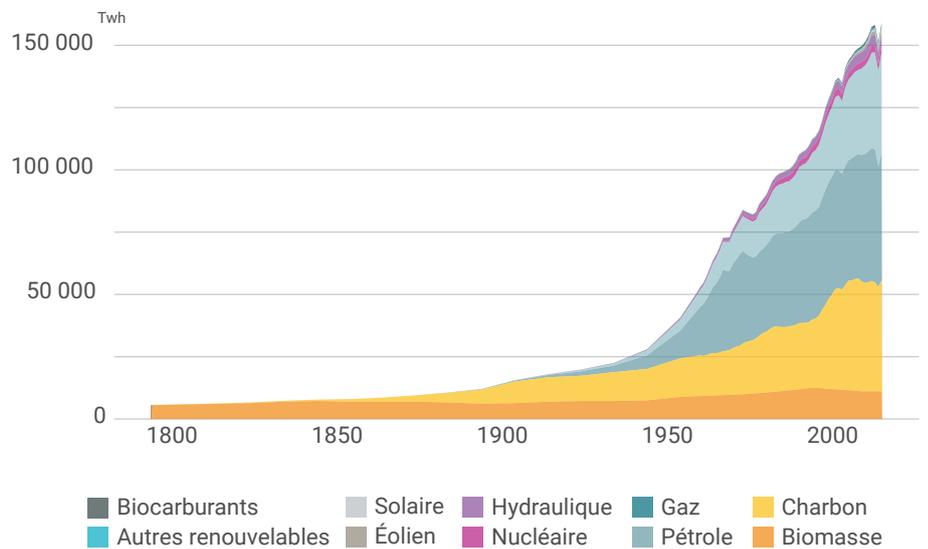
- **Les déchets qui résultent du modèle d'exploitation actuel des ressources énergétiques sont des gaz à effets de serre (GES) responsables du changement climatique.** Si le lien de cause à effet est connu depuis plusieurs décennies, les effets de plus en plus tangibles ne laissent d'autre choix politique que d'imposer un changement de trajectoire. Pour atteindre l'objectif de neutralité carbone en 2050, les émissions de CO₂ doivent être divisées par six par rapport à 1990. Or, le secteur de l'énergie est le premier émetteur de GES en France, via les transports (34 %) ou l'industrie de production d'énergie (9 %). L'atteinte des objectifs, et la contribution réelle à l'atténuation du changement climatique, passe par une transformation drastique de nos modes de consommation énergétique, tant en nature qu'en intensité.
- **La disponibilité des énergies fossiles décroît.** Le gaz et le pétrole aujourd'hui exploités résultent de la transformation extrêmement lente de matière organique. Si l'évolution des technologies d'investigation et d'extraction permet de repousser petit à petit la date du « pic pétrolier¹ », celui-ci reste inéluctable.

1. Le moment où l'extraction atteint son niveau maximal avant de connaître par la suite un déclin dû à l'épuisement progressif des réserves de pétrole contenues dans le sous-sol terrestre

Dans son rapport annuel 2021, l'Agence internationale de l'énergie (AIE) envisage ce pic entre 2025 et 2030. Par ailleurs, le taux de retour énergétique (TRE), qui rapporte la quantité d'énergie obtenue par une source à celle mise en œuvre

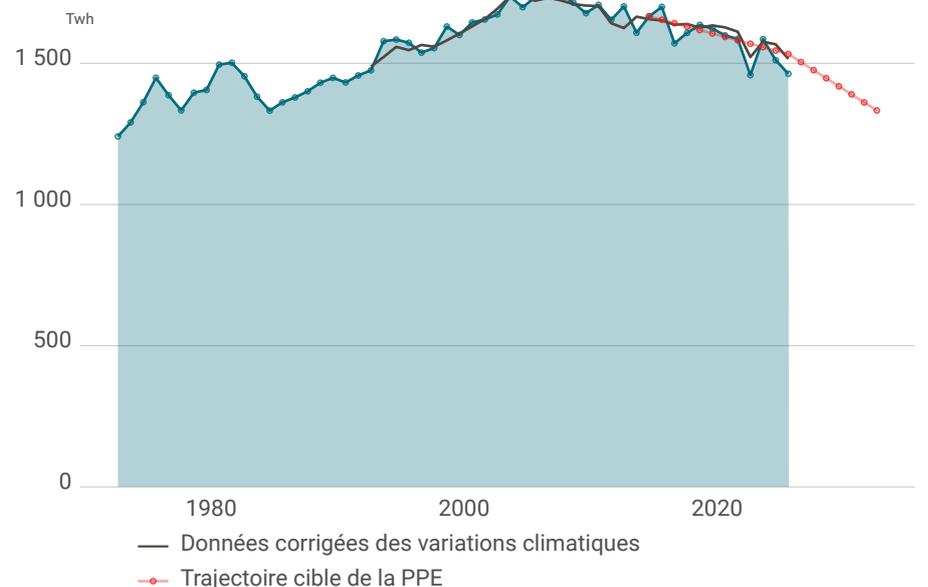
pour l'exploiter, ne cesse de baisser. Aujourd'hui, l'utilisation d'un baril de pétrole permet d'en extraire entre 5 et 8, quand cette même quantité d'énergie permettait d'en extraire 23 jusqu'aux années 1970 (et plus de 100 dans la

Figure 1 - Consommation mondiale d'énergie primaire par source



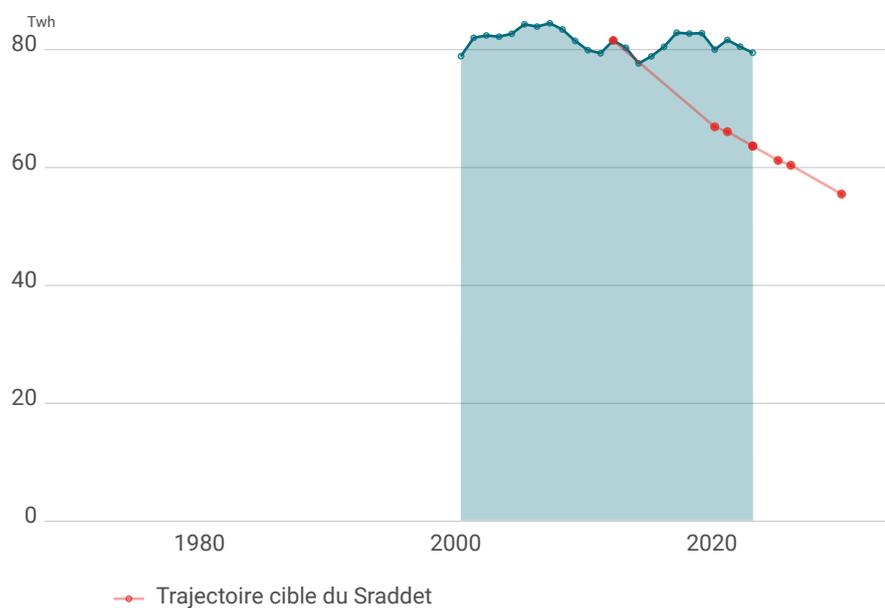
Source: Energy Institute - Statistical Review of World Energy (2023); Smil (2017)

Figure 2 - Consommation nationale d'énergie finale



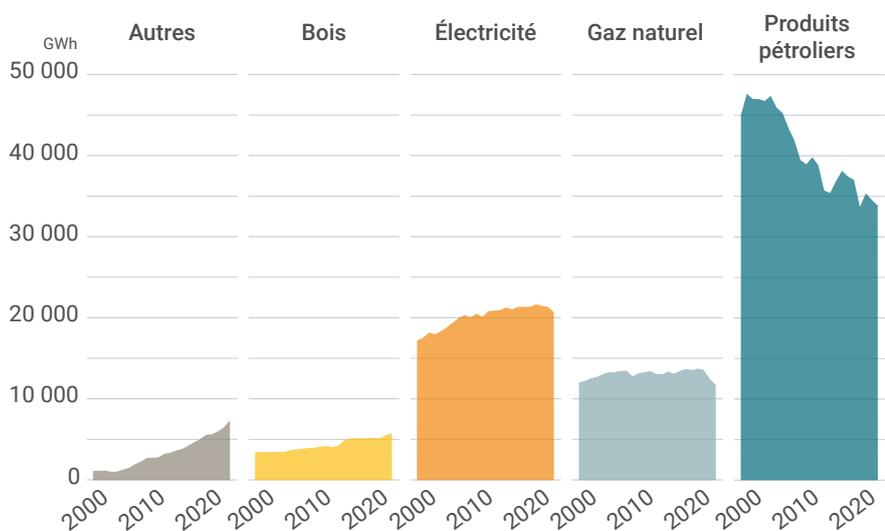
Source: Service des données et études statistiques (SDES)

Figure 3 - Consommation régionale d'énergie finale



Source : Observatoire de l'environnement en Bretagne

Figure 4 - Consommation régionale d'énergie primaire par type



Source : Observatoire de l'environnement en Bretagne

première moitié du XX^e siècle). En ce qui concerne le gaz fossile, la date du pic ne fait pas l'objet d'un tel consensus. Quoi qu'il en soit, le caractère fini des sources énergétiques les plus sollicitées contraint également la trajectoire vers une baisse des consommations et une redirection massive vers des sources renouvelables.

- **Les stocks de ressources ne sont pas également répartis sur la surface du globe.** Si les énergies renouvelables sont produites localement, 87 % de l'énergie consommée en France est importée – si l'on considère l'énergie

nucléaire (37 %) comme importée en raison de la dépendance extérieure aux combustibles. Malgré des efforts de diversification des fournisseurs, la localisation des ressources en dehors du territoire et leur concentration chez un nombre relativement réduit d'acteurs induit des dépendances, des déséquilibres et donc des tensions et des leviers de pressions géopolitiques qu'il convient de réduire autant que possible – a fortiori dans un contexte de conflits inégaux depuis la Seconde Guerre mondiale. Dans un contexte où les crises (sanitaires, géopolitiques,

économiques, écologiques...) qui se succèdent mettent l'accent sur certaines fragilités, l'enjeu de la sécurisation de l'approvisionnement énergétique revient au-devant de la scène.

Face à cette situation, où la consommation énergétique impacte le climat mondial et expose le pays et ses citoyens aux fluctuations géopolitiques et à celles des marchés, **la transition énergétique apparaît comme une nécessité.** Elle est définie comme un changement en termes de consommation et de production d'énergie :

- Il s'agit d'une part de **ralentir la trajectoire en réduisant les consommations énergétiques.** Cela peut reposer conjointement sur des mesures d'efficacité et de sobriété, appliquées à tous les secteurs et aux vecteurs fossiles carbonés.
- Il s'agit d'autre part de **basculer d'un modèle largement linéaire vers un modèle circulaire,** dans lequel l'énergie ne serait plus (serait moins) extraite d'un stock fini et convertie en GES, mais produite localement à partir de sources renouvelables décarbonées.

Quelle que soit l'échelle, l'enjeu est triple. Il s'agit de contribuer aux efforts collectifs d'atténuation du changement climatique, tout en progressant vers la résilience en s'affranchissant des aléas de disponibilité, qu'ils soient physiques (baisse des ressources), politiques et/ou économiques. Si elle apparaît indispensable, cette transition est-elle pour autant engagée ?

En France, après avoir toujours augmenté, **la consommation totale d'énergie nationale baisse depuis le début des années 2000.** La consommation primaire en 2021 (2 478 TWh²) est presque 20 % inférieure au niveau maximum atteint en 2005 (3171 TWh). Pour autant, les valeurs actuelles de consommation restent supérieures à celles connues avant les années 1990. La consommation d'énergie finale baisse également : celle-ci est passée de 1733 TWh en 2004³ à 1462 TWh en 2023. Cette trajectoire doit être confrontée aux objectifs de la Programmation pluriannuelle de l'énergie (PPE). Dans le cadre de la PPE 2015-2023, l'objectif était une baisse de 20 % de la consommation énergétique finale en 2030 par rapport à 2012. Pour atteindre

2. Consommation primaire d'énergie, toutes énergies confondues, non corrigées des variations climatiques, à l'échelle de la France métropolitaine
3. Consommation finale à usage énergétique, toutes énergies confondues, à l'échelle de la France métropolitaine non corrigée des variations climatiques

cet objectif, la consommation en 2019 aurait dû baisser de 8 % par rapport à 2012 pour atteindre 1 517 TWh. À cette date, la consommation était évaluée à 1 611 TWh, soit une baisse de seulement 3 %. Bien que réelle, la dynamique de réduction des consommations entre 2015 et 2019 n'était donc pas en phase avec les objectifs de la PPE. Ceux-ci ont été redéfinis lors de la PPE 2019-2023. Si les objectifs de -20 % en 2030 ont été maintenus, des objectifs intermédiaires sont affichés (-7,5 % en 2023 et -16,5 % en 2028⁴). Sur cette nouvelle base, les objectifs de réduction de la consommation sont atteints en 2023. La nouvelle trajectoire implique toutefois une accélération de la baisse entre 2023 et 2028, le taux annuel de réduction passant de 0,71 à 1,12 %/an. **La dynamique de baisse devra donc être significativement accélérée pour atteindre les nouveaux objectifs.** Cette consommation énergétique qui peine à freiner reste par ailleurs alimentée par des ressources fossiles.

Les sources d'énergie mobilisées à l'échelle nationale restent d'autre part **majoritairement carbonées**. En 2022, les produits pétroliers raffinés représentent 711 TWh sur les 1 657 TWh consommés en France, soit 43 % de la consommation

finale. Il convient d'y ajouter les 288 TWh de gaz naturel fossile et 14 TWh de charbon, qui portent à 61 % la part des vecteurs carbonés dans la consommation finale. Elles sont encore plus **largement fossiles** : en 2023, les énergies renouvelables représentent à peine plus de 15 % de la consommation d'énergie primaire en France.

À l'échelle régionale, la consommation par habitant est plus faible qu'en France (22,5 MWh⁵ par habitant contre 37 MWh⁶). En revanche, à l'inverse de la tendance nationale qui est à la baisse, **la consommation énergétique bretonne stagne, oscillant autour de 80 TWh depuis les années 2000**. Cette dynamique n'est pas compatible avec l'objectif établi dans le cadre des travaux prospectifs de la Conférence bretonne de la transition énergétique (CBTE) et retenue dans le Sraddet. Celui-ci implique un effort de réduction des consommations d'énergie de 39 % à effectuer à l'horizon 2040 par

rapport à 2012. Concrètement, la Bretagne a consommé 79 TWh en 2021 alors que le Sraddet fixe un objectif de 66,1 TWh en 2020. **L'effort à consentir pour se conformer aux objectifs bretons sera donc plus important qu'à l'échelle de la France.**

Le recours aux vecteurs carbonés est comparable à celui observé en France. Les produits pétroliers représentent le vecteur le plus utilisé (45 %), et la part plus importante de gaz naturel fossile (19 %) porte à 64 % la part des énergies carbonées dans le mix énergétique régional. En l'absence de ressource fossile et de centrale nucléaire, l'énergie produite sur le territoire régional est principalement renouvelable (80 %), le reste étant issu des cogénérations gaz et centrale thermique.

À l'inverse de la tendance nationale qui est à la baisse, la consommation énergétique bretonne stagne, oscillant autour de 80 TWh depuis les années 2000.

4. Objectifs nationaux de baisse de consommation, Chiffres clés de l'énergie, Édition 2023 (developpement-durable.gouv.fr)

5. Conférence bretonne de la transition énergétique - ambition-climat-energie.bzh

6. Chiffres clés de l'énergie, édition 2023 - statistiques.developpement-durable.gouv.fr



Photo : Adobe stock

La France produit chaque année environ 1 500 TWh d'énergie primaire. Le maximum a été atteint en 2015 et la tendance est globalement à la baisse depuis cette date, même en considérant l'année 2021 comme une anomalie. L'examen de cette production par énergie fait apparaître plusieurs dynamiques successives.

La première séquence voit la fin de l'exploitation nationale du gaz, du pétrole et du charbon. La production nationale de **gaz naturel fossile** est aujourd'hui très faible. Depuis l'arrêt de l'exploitation du gisement de Lacq (64) en 2013, la seule injection de gaz fossile sur le territoire national est localisée dans le Nord-Pas-de-Calais, où du gaz de mine est injecté – en quantité marginale par rapport aux importations (0,2 TWh PCS – pouvoir calorifique supérieur – en 2020). La Norvège est le premier pays fournisseur de gaz en France (36 % des importations), alors que la Russie était jusqu'à récemment le deuxième (17 % des entrées en 2020). Les autres pays fournisseurs sont l'Algérie, les Pays-Bas, le Nigéria et le Qatar. Le **pétrole** n'est plus significativement exploité en France. Son approvisionnement repose aujourd'hui sur les importations. Les fournisseurs sont plus diversifiés que pour le gaz, dans la mesure où cinq pays contribuent à environ 60 % des importations françaises de pétrole brut (le Kazakhstan, les États-Unis, l'Arabie Saoudite, la Norvège et l'Algérie). Le **charbon** est un terme générique qui recouvre trois produits, le lignite, la houille et la tourbe, non exploités en France. Les importations sont relativement faibles par rapport aux autres sources d'énergie fossiles. Elles proviennent principalement d'Australie, des États-Unis ou de Colombie – et de Russie jusqu'en 2022.

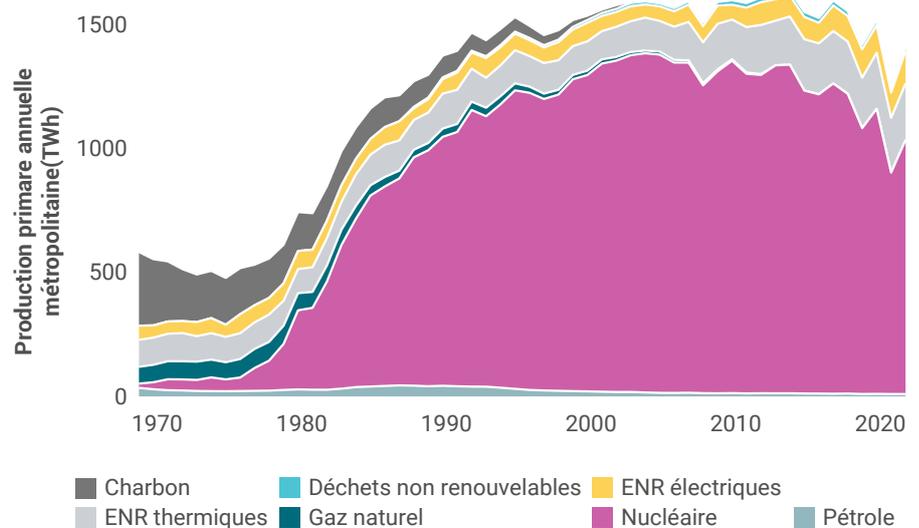
Cette baisse de production est initialement plus que compensée par une montée en puissance de la production nucléaire. Après une phase de croissance importante entre la fin des années 1970 et le milieu des années 1995, la production nucléaire s'est stabilisée pour représenter le socle très majoritaire de la production nationale. Si cette évolution est vertueuse pour le climat en raison de la nature décarbonée de cette source d'énergie, elle ne répond que partiellement aux autres enjeux. En effet, le combustible nécessaire pour alimenter les centrales nucléaires, l'uranium est intégralement importé, essentiellement depuis le Niger, le Canada, le Kazakhstan et l'Ouzbékistan. **Depuis 2015, la production nucléaire tend à baisser à son tour.** Les réacteurs, construits pour la plupart dans les années 1980, arrivent ainsi aujourd'hui

au terme de leur durée d'exploitation maximale établie initialement à 40 ans, et leur disponibilité baisse dans un contexte de « grand carénage » permettant d'en allonger la durée d'exploitation de 10 années supplémentaires. Cette baisse de production n'est pas encore compensée par la montée en puissance des énergies renouvelables. C'est l'objectif affiché d'une nouvelle phase, avec l'objectif de 30 % d'énergie renouvelable dans la consommation finale brute d'énergie en 2030 (contre 20,7 % en 2022). La différence entre les ressources primaires produites sur le territoire et les besoins pour satisfaire la consommation finale (en tenant compte des pertes et usages internes du système énergétique) doit être importée. **Cette importation couvre quasi exactement les besoins en ressources primaires**

carbonées et fossiles. Dans ce contexte, un des enjeux de la transition porte sur l'augmentation de la couverture des besoins par une production renouvelable.

En 2022, les énergies renouvelables représentent 14 % de la consommation d'énergie primaire française (20,7 % de la part des énergies renouvelables dans la consommation finale brute d'énergie selon les règles de la directive européenne [UE] 2018/2001, dite RED II). **Cette production est en forte croissance depuis 2005 (+75 %), mais reste inférieure aux objectifs (33 % en 2030 de la consommation finale brute).** Le niveau de couverture est différent selon les vecteurs et usages (il atteint 28 % pour l'électricité, contre moins de 9 % pour les transports).

Figure 5 - Production annuelle métropolitaine par filière

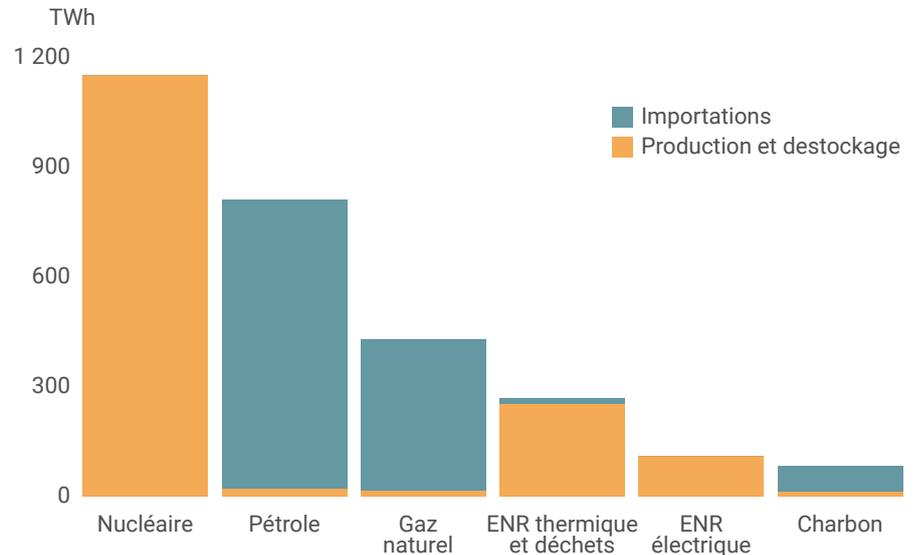


Source : Ministères Territoires Ecologie Logement, Statistique du Développement Durable

La France produit chaque année environ 1 500 TWh d'énergie primaire. Le maximum a été atteint en 2015 et la tendance est globalement à la baisse depuis cette date, même en considérant l'année 2021 comme une anomalie.

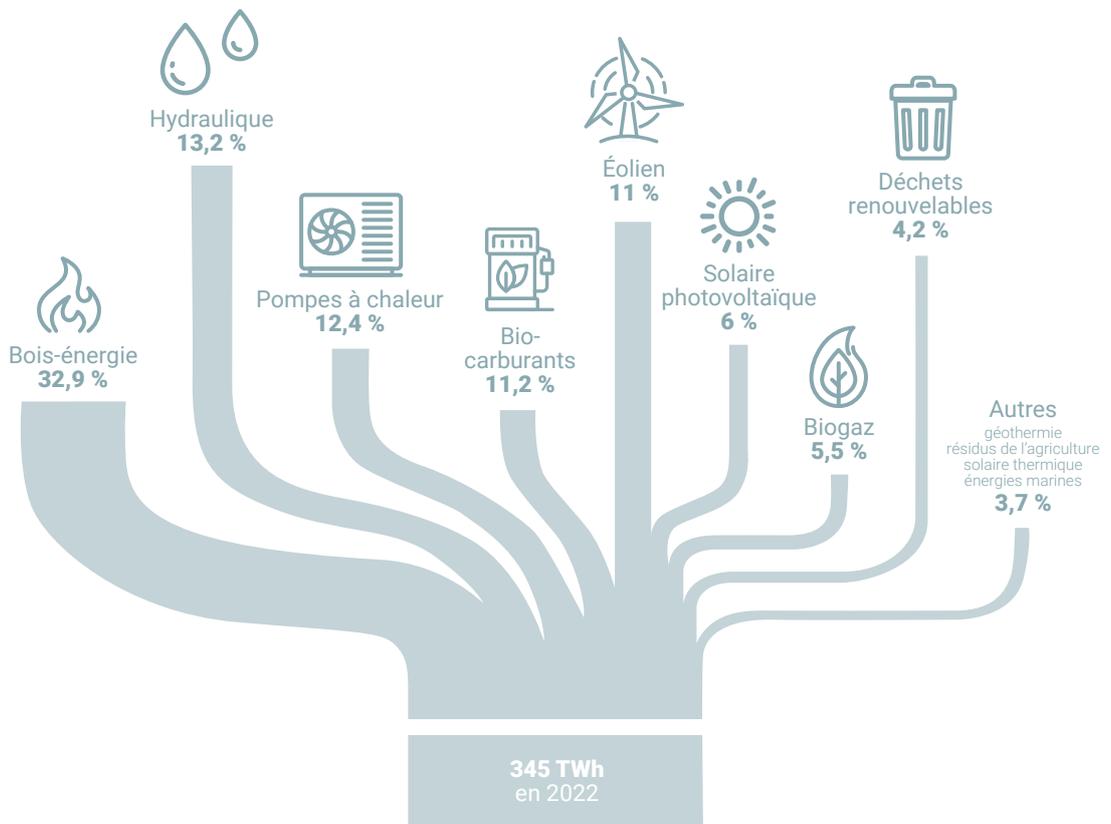
La structure de la production nationale d'énergie renouvelable connaît une évolution relativement récente. Jusqu'au début des années 2000, la quasi-totalité de la production reposait sur les filières hydraulique (1/3) et bois-énergie (2/3). Depuis 2005, les filières de production se diversifient : l'éolien, les biocarburants, les pompes à chaleur et le solaire photovoltaïque complètent le mix énergétique. Toutefois, **aucune de ces filières n'atteint à ce jour des niveaux de production à l'échelle de l'enjeu**. Sur les 345 TWh de renouvelables produits en 2022 (à comparer au 1 500 TWh produits en tout), les pompes à chaleur en représentent 12,4 %, l'éolien 11 %, les biocarburants 11 %, le solaire photovoltaïque 6 %.

Figure 6 - Provenance de la production par filière – import ou production locale – (données 2021)



Source : Ministères Territoires Ecologie Logement, Statistique du Développement Durable

Figure 7 - Répartition de la production renouvelable par filière en France (données 2022)



Source : Ministères Territoires Ecologie Logement, Statistique du Développement Durable

Panorama énergétique dans l'Ouest breton

La dynamique de la consommation énergétique dans l'Ouest breton, tous vecteurs confondus, est comparable à celle observée à l'échelle de la région: la consommation a été relativement stable entre 2010 et 2018, passant de 26,1 à 25,6 TWh, avant de légèrement baisser en 2020, au cours de la crise sanitaire pour atteindre 24,4 TWh. Il n'existe pas d'objectif de réduction de la consommation à l'échelle de l'Ouest breton. Si l'on rapporte l'évolution de la consommation énergétique du territoire aux objectifs de trajectoires aux échelles nationale (PPE) et régionale (Sraddet - Figure 5), il apparaît que :

- la trajectoire observée entre 2010 et 2018 n'est pas compatible avec les objectifs nationaux et régionaux ;
- la baisse survenue en 2020 replace la consommation dans l'objectif de trajectoire nationale. Ce constat doit être relativisé dans la mesure où la dynamique est imputable au ralentissement des usages provoqué par la crise sanitaire.

Figure 8 - Consommation énergétique de l'Ouest breton comparée aux trajectoires cibles

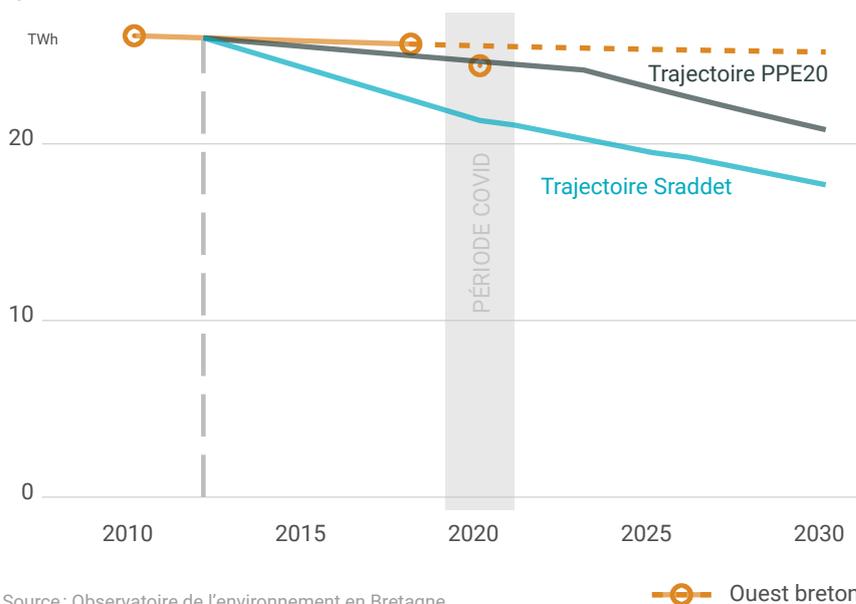
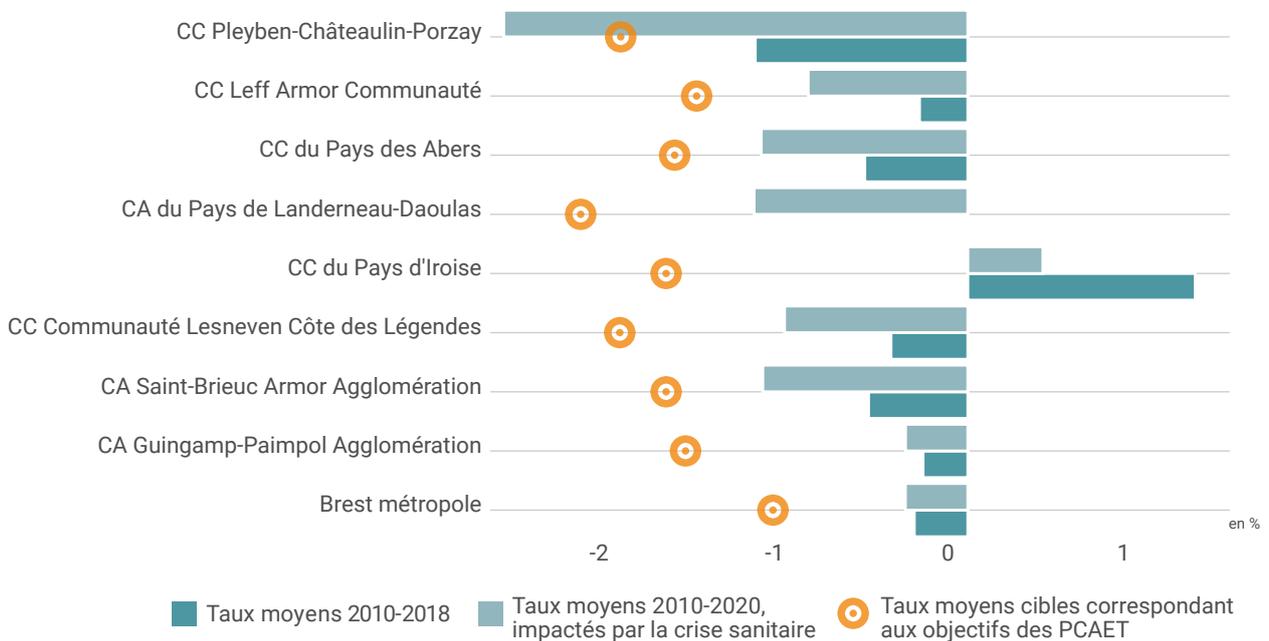


Figure 9 - Comparaison des taux de variations annuelles de la consommation énergétique avec les taux cibles des PCAET



Source : Observatoire de l'environnement en Bretagne

La déclinaison locale du Sradet est réalisée à l'échelle des EPCI au sein des PCAET. Ceux de l'Ouest breton affichent des objectifs ambitieux de réduction de la consommation énergétiques. Ils sont compris entre 20 et 30 % en 2030 et convergent vers une réduction de 50 % à l'horizon 2050 par rapport à une consommation de référence (le plus souvent 2010). La comparaison des taux de variations moyens annuels, observés entre 2010 et 2018 avec ceux requis pour atteindre les objectifs des PCAET adoptés, montre un décalage entre la trajectoire observée et celle qui est requise. **Même en considérant la période 2010-2020, intégrant donc la réduction conjoncturelle causée par la crise sanitaire, la variation annuelle moyenne ne permet pas d'atteindre les trajectoires inscrites dans les PCAET.** Des efforts considérables doivent donc être fournis pour que les EPCI de l'Ouest breton contribuent efficacement à la transition énergétique de la Bretagne et de la France.

La dynamique n'est pas homogène dans tous les EPCI de l'Ouest breton: la consommation énergétique moyenne par habitant a baissé dans la majorité des EPCI, mais elle a augmenté dans 5 EPCI, de manière marginale ou significative selon les territoires.

Des objectifs territoriaux, disponibles pour neuf EPCI dont le PCAET, sont arrêtés. Si l'on compare le taux de variation annuel requis pour atteindre les objectifs avec ceux observés entre 2010 et 2018 (tendance structurelle) ou 2020, intégrant le ralentissement conjoncturel lié à la crise sanitaire (Figure 6), il apparaît que les scénarios tendanciels ne sont absolument pas compatibles avec l'atteinte des objectifs.

La consommation d'énergie finale est un indicateur très intégrateur et une hausse ou une baisse de celle-ci peut recouvrir une multitude de réalités différentes: sous le seul angle de la consommation énergétique d'un territoire, le déclin de l'activité économique peut induire le même signal que les résultats de réelles mesures de sobriété. Pour être en mesure de décrypter les tendances et d'identifier les leviers de progrès, il convient de mettre en lumière plus en détail les ressorts sous-jacents à cette consommation. Cet exercice est indispensable à l'échelle de l'Ouest breton où l'évolution de la consommation énergétique est hétérogène selon les vecteurs mobilisés, les secteurs consommateurs et la géographie.

Même en considérant la période 2010-2020, intégrant donc la réduction conjoncturelle causée par la crise sanitaire, la variation annuelle moyenne ne permet pas d'atteindre les trajectoires inscrites dans les PCAET

La production régionale d'énergie est structurée tout à fait différemment de la production nationale. La production nucléaire y est absente, et les sites de production à partir d'énergie fossile sont relativement rares, ainsi **la production énergétique régionale repose à 84 % sur des ressources renouvelables**. Cette production est en forte hausse, elle a été multipliée par 2,6 entre 2002 et 2021. En 2021, la production d'énergie brute atteint 15 TWh de production et couvre 19 % de la consommation finale régionale. Bien que la dynamique soit forte, elle reste inférieure à celle inscrite dans le Sraddet qui prévoit une multiplication de la production d'ENR par 3 entre 2012 et 2023, par 7,4 d'ici 2040 et par 9,4 d'ici à 2050.

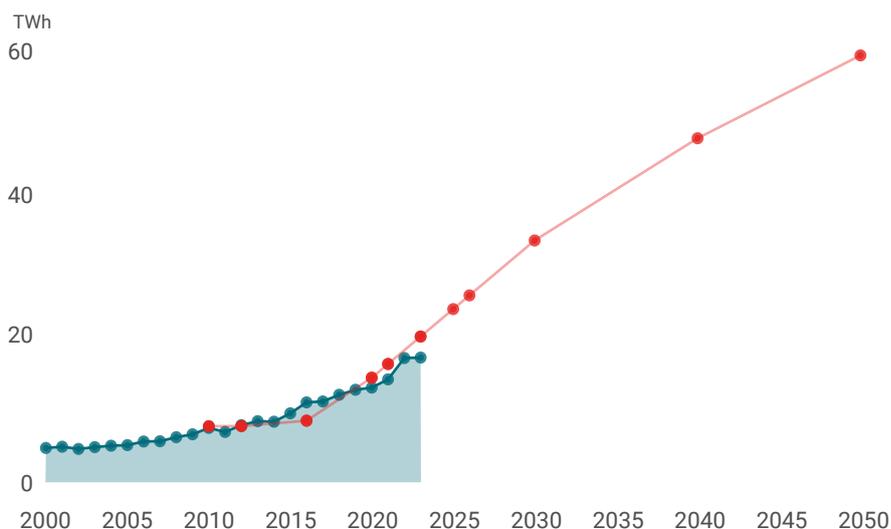
En l'absence de centrale nucléaire, l'état des lieux dans l'Ouest breton est relativement comparable à celui de la Bretagne. Toutefois, le développement de la production à partir de ressource fossile est une tendance notable depuis une décennie, renforcée depuis la mise en service de l'usine à gaz de Landivisiau. Alors qu'en 2015 la part de la production fossile ne comptait que pour 17 % de la production locale, elle est estimée à 43 % en 2023 (après être passée par un maximum de 54 % en 2022, avant la hausse des prix du gaz). Selon la classification de l'OEB, elle s'articule autour de :

- La cogénération gaz,
- Les cycles combinés gaz (en particulier la centrale de Landivisiau qui a commencé à injecter sur le réseau électrique en 2021),
- Et la production électrique issue du fioul/diesel (turbines à combustion telles que celles équipant les usines de Dirinon et de Brenilis, et groupes électrogènes).

La production renouvelable repose en premier lieu sur la filière bois-énergie, comptant pour 27 % de la production, dont 20 % pour la part du bois domestique, complétée par la part de bois énergie mobilisée dans les chaufferies. Le mix énergétique est complété par les filières d'électricité renouvelable, éolienne, pompes à chaleur et solaire photovoltaïque (qui comptent respectivement pour 11, 10 et 1 % de la production du territoire), et la méthanisation (4 %). Les productions hydrauliques et hydroliennes restent marginales (moins de 0,5 % cumulées). Alors que la production d'ENR est un sujet d'actualité majeur, les filières qui occupent une grande partie de l'espace médiatique (éolien, méthanisation et solaire photovoltaïque) ne comptent que pour moins de 4 % de la production nationale et 16 % de la production locale.

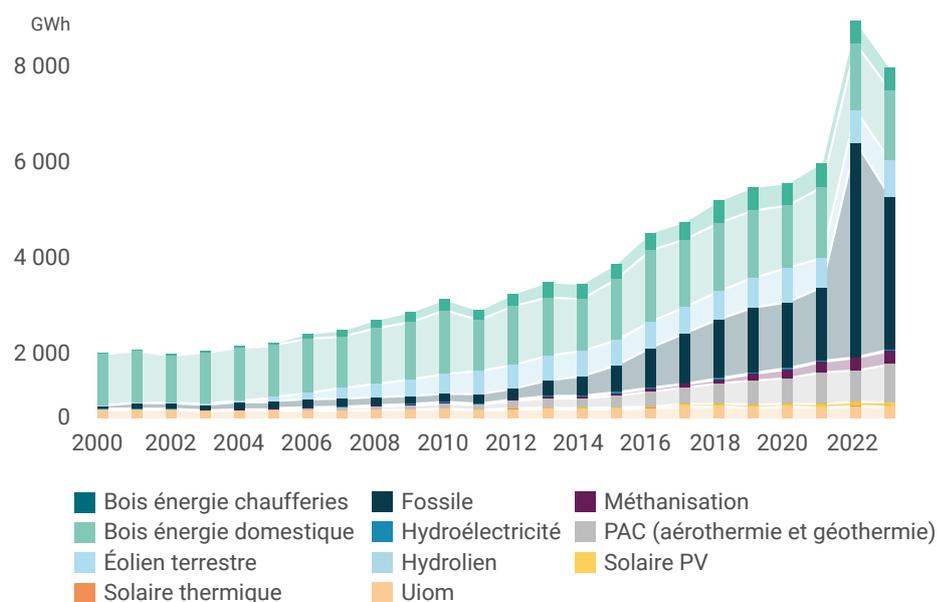
La production d'ENR est par ailleurs très hétérogène sur le territoire, tant en termes de mix que de niveau de production et de tendances. Dans ce contexte, **un enjeu commun émerge toutefois : développer les différentes filières de production ENR**.

Figure 10 - Production énergétique régionale, comparée aux objectifs du Sraddet (en rouge)



Source : Observatoire de l'Environnement en Bretagne et Sraddet

Figure 11 - Production de l'Ouest breton par filière



Source : Observatoire de l'Environnement en Bretagne

Des filières complémentaires sur lesquelles s'appuyer

Le rythme de production actuel d'énergies renouvelables ne permet pas de respecter la trajectoire du SRADDET. Pour y parvenir, toutes les filières doivent être mobilisées. Chacune présente des caractéristiques distinctes qui les rendent complémentaires, ce qui constitue un atout pour la résilience du territoire.

Ces différences sont largement discutées en termes de **temporalité de production**. L'éolien et le solaire photovoltaïque produisent de l'électricité de manière intermittente en fonction des conditions météorologiques. Ainsi, sur le périmètre de l'Ouest breton, le solaire photovoltaïque a produit entre 7 MWh et 11 MWh par mois pendant les 3 mois d'hiver (2020-2021) contre 30 MWh à 36 MWh par mois pour les trois mois d'été 2021. Les variations de production éolienne sont également marquées, même à une maille intra-saisonnière. Ainsi, en 2021, la production éolienne est passée de 217 MWh en mai, à 59 MWh en juin, puis 118 MWh en juillet.

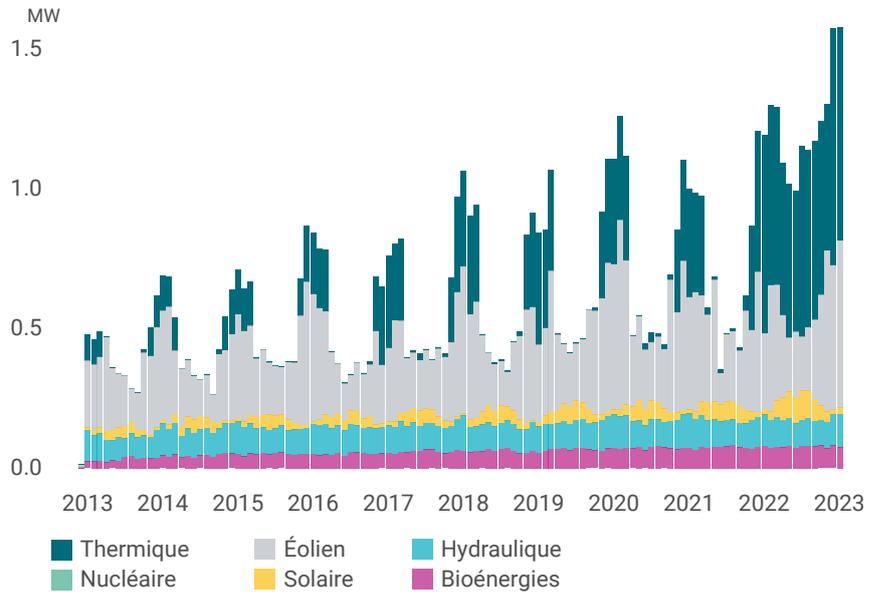
Ces productions peuvent s'équilibrer aux différentes échelles de temps. Pour garantir un approvisionnement stable, elles doivent néanmoins être tamponnées par une production qui peut être stockée et régulée, ce qui est le cas du bois et du gaz (et du nucléaire).

Chaque filière est également associée à des **critères d'implantation spécifiques**. Par exemple, les parcs éoliens nécessitent une certaine disponibilité foncière (de 0,12 à 0,19 ha/MW) et doivent être installés à distance des zones d'habitation, tandis que les panneaux solaires peuvent être implantés de façon diffuse sur les bâtiments. Dans un contexte de sobriété foncière, cela peut être un élément déterminant pour le développement d'un projet.

Pour certaines filières, c'est la proximité des gisements qui régit le choix de l'implantation des sites. À l'échelle nationale, le constat est évident :

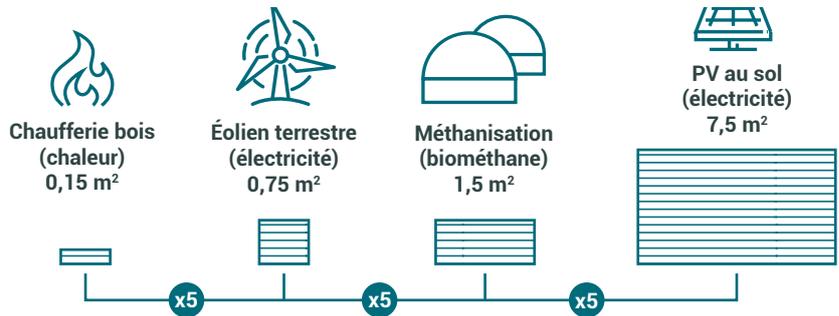
- La production hydroélectrique se concentre en zone de montagne,
- La production solaire est dominante dans le sud,
- La production éolienne est prépondérante en zone de plaine agricole peu habitée,
- L'Ouest breton se distingue par une production éolienne et thermique. Par rapport au reste du territoire, la production solaire et hydraulique est très faible.

Figure 12 - Production électrique mensuelle par filière



Source : Open Data des Réseaux d'Énergie

Figure 13 - Surface utile artificialisée pour la production d'un 1MWh/an par source d'énergie

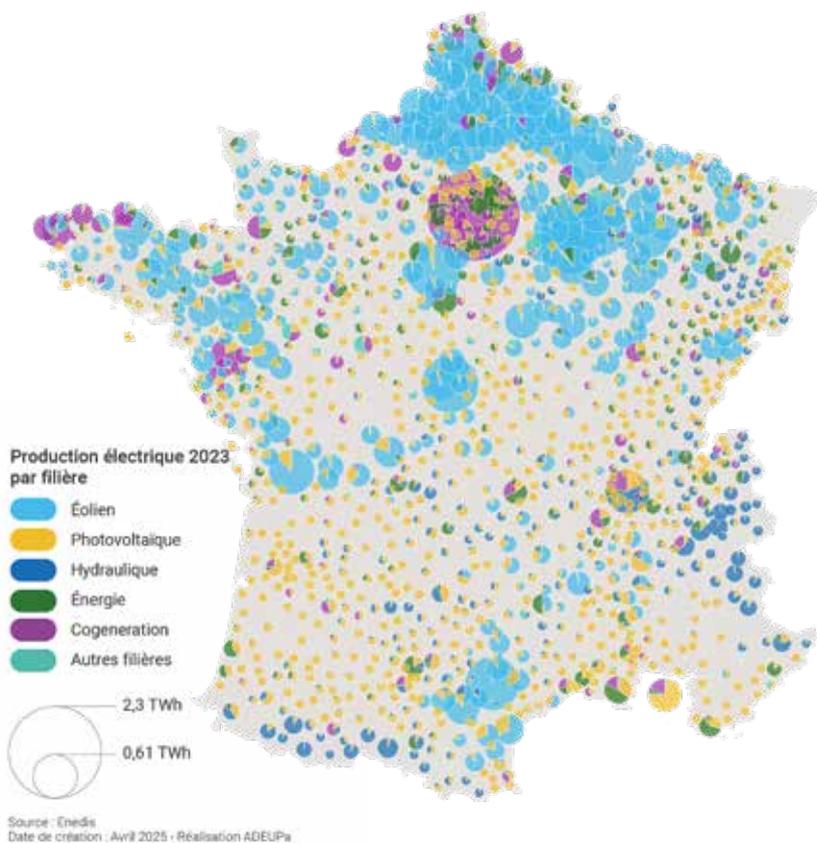


Surface utile (incompatible NAF) pour la production d'1 MWh/an

Source : Ademe

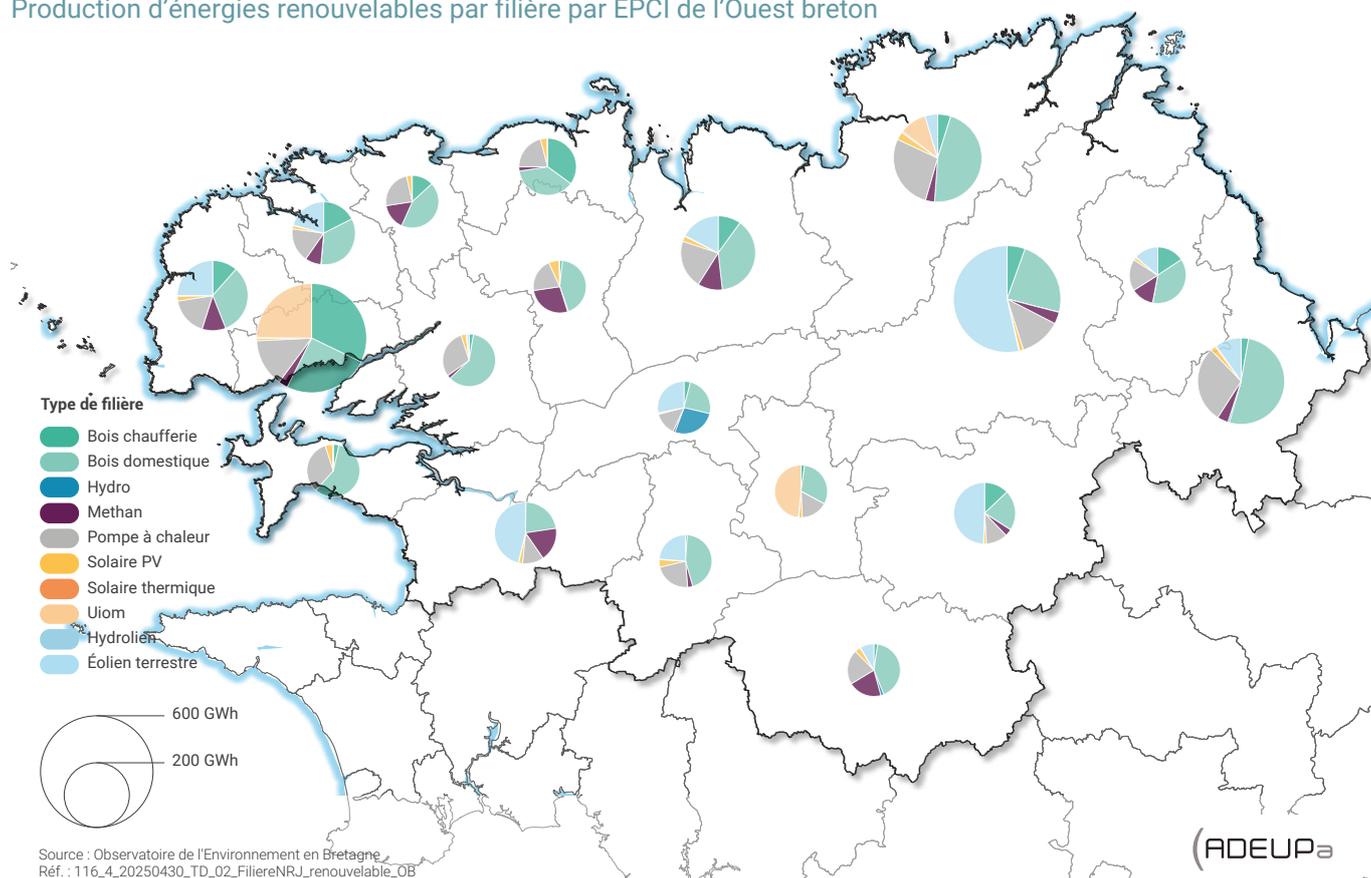
En 2021, la production éolienne dans l'Ouest breton est passée de 217 MWh en mai à 59 MWh en juin, puis 118 MWh en juillet, traduisant une dépendance aux conditions météorologiques.

Production électrique renouvelable par filière par EPCI en métropole



À l'échelle de l'Ouest breton, plusieurs contraintes structurent le mix de production énergétique. L'implantation des éoliennes est fortement influencée par le paysage et les infrastructures aériennes, entraînant une répartition hétérogène sur le territoire. De même, le développement des Uiom (Unités d'incinération des ordures ménagères) et des unités de méthanisation dépend étroitement de la disponibilité des ressources nécessaires à leur fonctionnement. La méthanisation repose principalement sur des substrats agricoles, ce qui conditionne son implantation en fonction des gisements disponibles qui sont traités de façon centralisée, comme à Châteaulin, ou de façon plus diffuse. Quant aux UIOM, elles nécessitent un approvisionnement régulier en déchets, généralement plus abondants à proximité des centres urbains. Dans l'Ouest breton, elles sont implantées à Brest, Carhaix et Pluzunet (entre Paimpol et Guingamp), avec d'autres unités situées à Briec, Pontivy et Planguenoual (commune de Lamballe-Armor).

Production d'énergies renouvelables par filière par EPCI de l'Ouest breton



Les **modèles économiques** associés à chaque filière peuvent également être différents. Même si de nombreux cas de figure coexistent, les parcs éoliens sont souvent exploités par des promoteurs privés, la méthanisation repose plus souvent sur l'initiative de coopératives agricoles et le portage d'un projet de production photovoltaïque dépend de sa nature (diffus ou centralisé), mais peut être porté à petite échelle par des particuliers sur leur propre maison et accompagné par des collectivités pour les centrales solaires au sol. L'association de ces modèles, et l'invention ou le développement de nouveaux modèles à façon, permettent d'envisager le développement de la production ENR dans une grande variété de contextes.

In fine, chaque filière de production énergétique, renouvelable ou non, peut contribuer de façon très diverse au mix énergétique des EPCI, renforçant l'enjeu d'une complémentarité territoriale des politiques énergétiques.

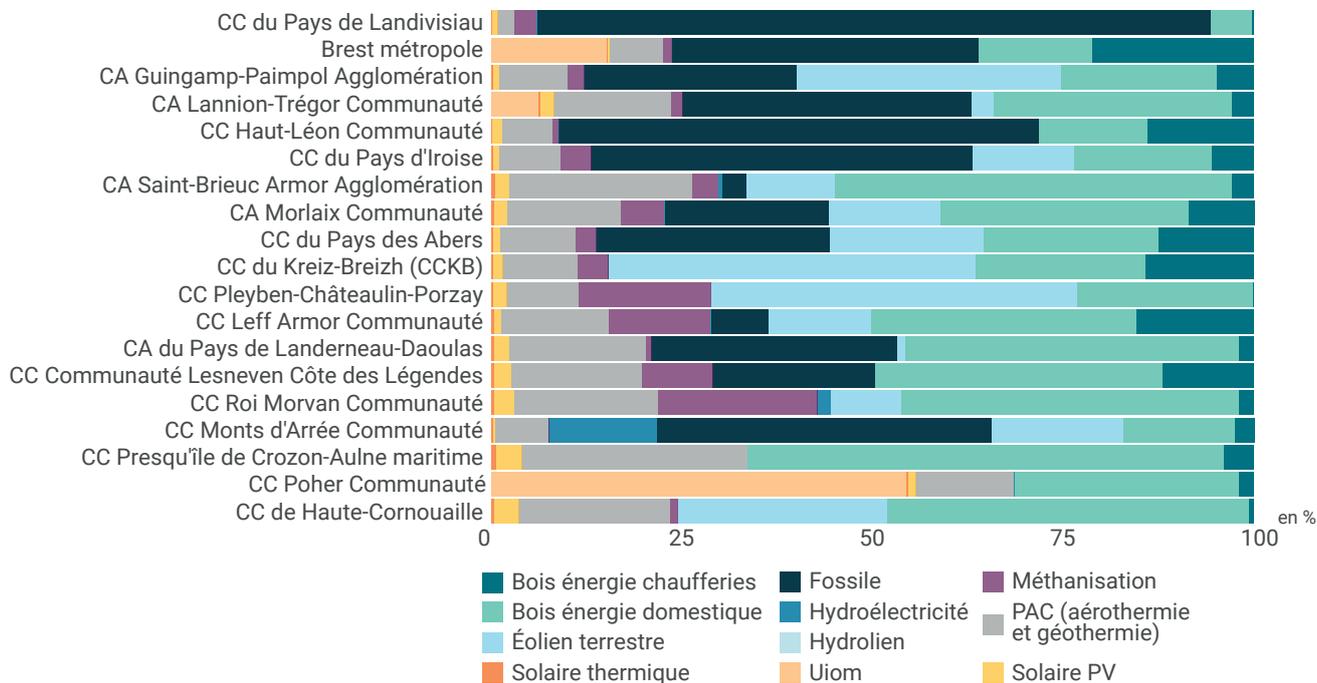


Crédit : Adobe Stock

Localement, la production d'énergie qui se basait sur des filières renouvelables a évolué vers un recours plus massif aux ressources fossiles. La production ENR reste en croissance, mais à un rythme insuffisant vis-à-vis des objectifs du

SRADDET. Au regard des complémentarités des filières, toutes gagneraient à être massifiées sur le territoire de l'Ouest breton en fonction des spécificités de chacun des territoires.

Figure 14 - Contribution de chaque filière à la production énergétique par EPCI



Source : Observatoire de l'Environnement en Bretagne

LES OBSERVATOIRES | ENVIRONNEMENT

Direction de la publication : Yves Cléach | Réalisation : Thierry Polard, François Rivoal

Maquette et mise en page : Timothée Douy, Jeanne Lefer

Relecture : Magali Can, Célia Creff, François Marty

Contact : Adeupa Brest-Bretagne | 18 rue Jean Jaurès - 29200 Brest | Tél. 02 98 33 51 71

contact@adeupa-brest.fr | Tirage : 100 exemplaires

Dépôt légal : 3^e trimestre 2025 | ISSN : en cours | Réf : 25-061 | Site web : www.adeupa-brest.fr

