

# **La transition énergétique dans les zones non-interconnectées de France : l'impasse de l'usage massif de la biomasse importée**



**énergies  
renouvelables  
pour tou·te·s**

Créée en avril 2023, *énergies renouvelables pour tous* est une association loi 1901 qui a pour objet de développer les énergies renouvelables en France et de faire connaître leur intérêt et leur nécessité. L'association vise notamment à obtenir que la France respecte les engagements communautaires qu'elle a pris quant aux objectifs d'énergies renouvelables en 2030. Dans ce but, elle s'engage à veiller à ce qu'aucun frein d'ordre réglementaire, juridique, financier ou économique ne vienne entraver le développement des énergies renouvelables. L'association a également pour objectif de faire connaître l'intérêt des énergies renouvelables, tant dans la lutte contre le dérèglement climatique que pour améliorer le pouvoir d'achat et la qualité de vie de nos concitoyens. L'association peut agir par la formation, l'information et l'action en justice, ainsi que par toute démarche légale cohérente avec son objet. Elle peut, autant que de besoin, exercer des activités économiques. L'association *énergies renouvelables pour tous* réunit une cinquantaine de spécialistes des énergies renouvelables : ingénieurs, scientifiques, juristes et économistes.

Stéphane His est le principal auteur de ce rapport rédigé avec l'aide de Ghislain Dubois. Il a 25 ans d'expérience dans le secteur énergie/climat. Il a travaillé successivement à l'IFP EN, Technip et à l'AFD. Il est président de l'association « Energies renouvelables pour tous ».

Ce rapport a été soutenu par la Fondation européenne pour le climat. La responsabilité des informations et des points de vue exposés dans ce rapport incombe aux auteurs. La Fondation européenne pour le climat ne peut être tenue responsable de l'usage qui pourrait être fait des informations qui y sont contenues ou exprimées.

Energies renouvelables pour tous  
42, rue de Lisbonne  
75 008 Paris

<https://enrpourtous.fr/>

Juin 2024 – corrigé en mars 2026

## **La transition énergétique dans les zones non-interconnectées de France : l'impasse de l'usage massif de la biomasse importée**

### **Synthèse**

*Les « Zones non interconnectées » ou ZNI (les îles d'outre-mer et la Corse) et leurs 2,8 millions d'habitants, ont des systèmes énergétiques très dépendants des énergies fossiles et très coûteux. Ce qui constitue à la fois une problématique spécifique et une contribution importante au bilan carbone de la France mal appréhendées. En particulier, ces territoires n'ont pas été inclus dans les exercices « zéro émission nette de gaz à effet de serre » en 2050 réalisés par RTE ou l'ADEME.*

*Le Gouvernement, EDF et les collectivités locales défendent une transition du système électrique des énergies fossiles vers la biomasse (biodiesel et pellets importés). Ceci pose pourtant d'importantes questions de bouclage, d'impacts environnementaux induits, et de coût, d'autant plus que le bilan en termes de réduction des émissions de gaz à effet de serre doit être très relativisé.*

*L'évident potentiel éolien et solaire de l'outre-mer - les alizés, le soleil des tropiques - semble totalement négligé, alors qu'une alternative basée sur ces sources d'énergies locales, associée à un stockage massif, semble désormais possible. En effet l'outre-mer a de très importantes ressources éoliennes et solaires, mais aussi géothermiques et parfois même hydrauliques. Ces centrales articulant parfois production variable et parc de batteries sont compétitive dans le monde et permettent d'atteindre un coût de production se situant entre 100 à 130 €/MWh dans ces territoires, à comparer aux 300 à 500 €/MWh de la production fossile et aux 500 €/MWh du biodiesel (contre environ 70 €/MWh pour l'électricité en France hexagonale).*

*D'autres îles fonctionnent d'ailleurs très bien avec un mix largement dominé par les énergies renouvelables variables. Les ZNI devraient pour ces raisons devenir des territoires prioritaires pour les énergies renouvelables. Une étude du cas de l'île de La Réunion présente une bonne illustration des enjeux et des défis auxquels fait face l'outre-mer : sans ambiguïté, les mix à dominante solaire et éolienne, combinés à du stockage et de la flexibilité, sont moins chers et moins émetteurs de gaz à effet de serre.*

## Table des matières

1.	Les ZNI, des territoires particuliers, une gouvernance énergétique à part .....	4
	Définition .....	4
	Un déficit de prospective et de planification énergétique .....	5
2.	Une charge de service public pour l'électricité pour les ZNI en augmentation constante .....	6
	Une énergie coûteuse.....	6
	Une part plus importante de « la transition énergétique » dans l'évolution de la charge de SPE.....	8
3.	Une stratégie « tout biomasse » très risquée.....	9
	Le plan de conversion des centrales thermiques au biodiesel de EDF.....	9
	Le bénéfice en termes de réduction des émissions de gaz à effet de serre du biodiesel contesté ....	9
	Le plan de conversion des centrales thermiques d'Albioma .....	11
	Un contexte réglementaire en pleine (r)évolution.....	12
	Vers la fin des aides publiques pour la production d'électricité ex-biomasse ? .....	15
4.	La Réunion, territoire d'expérimentation .....	19
	Profil énergétique de l'île de la Réunion .....	19
	La PPE 2023-2028 de La Réunion .....	20
	Les projets de SWAC à La Réunion .....	23
	Vers une STEP marine à La Réunion ? Difficultés et rentabilité.....	25
	Du nucléaire en Outre-mer ?.....	26
	L'impact financier de la mise en œuvre de la PPE.....	28
	L'impact de la PPE sur les émissions de gaz à effet de serre .....	30
5.	L'autonomie énergétique : un objectif atteignable.....	30
	Les enseignements des exercices prospectifs .....	32
	Les ENR variables, un problème de stabilité du réseau ?.....	33
	Les enseignements des autres îles .....	34
6.	Conclusion .....	35

## **La transition énergétique dans les zones non-interconnectées de France : l'impasse de l'usage massif de la biomasse importée**

Un certain nombre de territoires attaché à la France sont « non-interconnectées » avec le réseau électrique national et par nature vont devoir développer une transition énergétique différente de celle opérée dans l'hexagone. Ces territoires n'ont pas tous le même statut. Il s'agit en particulier :

- Des départements et régions d'outre-mer (Guadeloupe, Guyane, Martinique, La Réunion, Mayotte).
- Des collectivités territoriales à statut particulier comme la Corse, la Nouvelle Calédonie ou la Polynésie Française.
- De certaines collectivités d'outre-mer (Saint-Martin, Saint-Barthélemy, Saint-Pierre-et-Miquelon, Wallis et Futuna, Mayotte).
- Des îles du Ponant (les îles de Sein, Molène, Ouessant et Chausey).

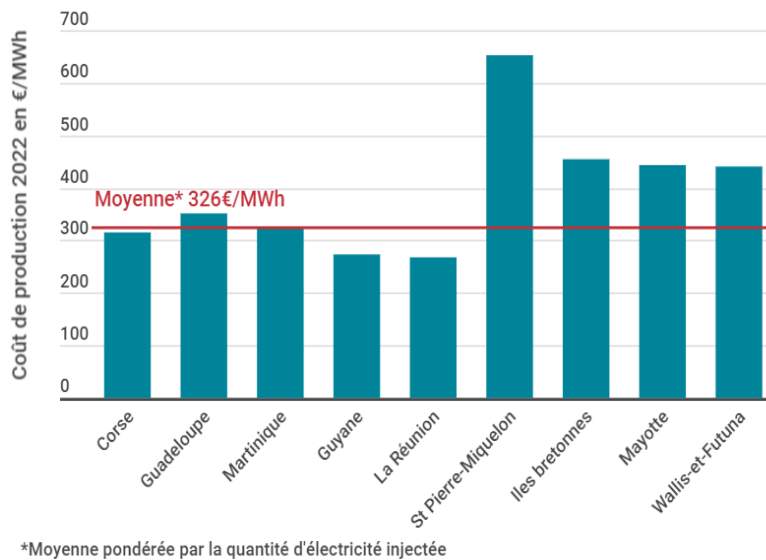
### **1. Les ZNI, des territoires particuliers, une gouvernance énergétique à part**

Qu'elles soient ou non des îles au sens géographique du terme, les ZNI sont des îles d'un point de vue énergétique. Elles représentent 2,8 millions d'habitants et un vrai enjeu pour le bilan carbone de la France. Leur système énergétique est en effet très dépendant des énergies fossiles (entre 80% et 99%). Il est dominé par les transports (le carburant représentant entre 55% et 69% de la consommation d'énergie) et, contrairement à la métropole, la production d'électricité, qui repose sur des centrales fossiles, y est très peu décarbonée. Le courant doit y être produit sur place, et l'équilibre entre consommation et production y est plus difficile qu'ailleurs.

#### **Définition**

La définition de « zone non-interconnectée » ou ZNI d'un point de vue administratif va au-delà de critères techniques et de la simple non-connexion avec le réseau électrique de l'hexagone. Elle est aussi réglementaire. La loi désigne comme ZNI, les territoires qui ne sont pas reliés au réseau électrique métropolitain continental ET qui bénéficient du dispositif de péréquation tarifaire nationale. Ce dispositif permet à un consommateur d'électricité de ces territoires, où la production d'électricité est chère, de bénéficier d'un tarif réglementé équivalent à celui de la métropole. On parle alors de péréquation tarifaire. La différence entre le prix de l'électricité produite dans ces territoires et la valeur de référence du tarif réglementé en France hexagonale est compensée par l'Etat. C'est la charge de service public de l'énergie (SPE) qui assure ce rôle et est de l'ordre de 2,5 milliards d'euros pour les ZNI. Cette charge est en augmentation quasi constante sur la dernière décennie. A titre de comparaison, le prix classique de production d'électricité en France hexagonale est de l'ordre de 50 à 100 €/MWh contre plus de 300 €/MWh en moyenne en ZNI.

Figure 1. Coût moyen de production de l'électricité en ZNI. (CRE (6), 2024)



Sont considéré par l'Etat français comme ZNI la Corse (qui est partiellement reliée au réseau électrique Italien), certaines îles du Ponant (îles de Sein, Molène, Ouessant et Chausey), la Guyane, la Guadeloupe, la Martinique, Saint-Pierre et Miquelon, La Réunion, Mayotte et Wallis et Futuna. Saint-Barthélemy et Saint-Martin sont dans une situation particulière : elles détiennent une autonomie complète sur la compétence énergie tout en disposant de la péréquation tarifaire.

La Nouvelle-Calédonie et la Polynésie Française, qui exercent une compétence propre en matière d'énergie, ne bénéficient pas du dispositif de péréquations nationale et ne sont pas considérées comme des ZNI au sens réglementaire du terme.

Au-delà de la péréquation tarifaire, les ZNI se voient également appliquer une réglementation particulière, dérogoire au droit commun européen, sur la séparation entre le gestionnaire de réseau et le producteur d'électricité dominant EDF Système Energétique Insulaire et EDF Production Electrique Insulaire (EDF SEI et EDF PEI). En conséquence, dans les ZNI, seule la production est ouverte à la concurrence. Des sociétés comme Akuo Energy, Albioma, Voltalia, Valorem ou Total Energies sont présentes sur ces territoires. Les opérateurs historiques sont gestionnaires de réseau, acheteurs et distributeurs uniques.

### Un déficit de prospective et de planification énergétique

Contrairement à ce qu'il se passe en France hexagonale où une programmation pluriannuelle de l'énergie (PPE) est décidée pour l'ensemble du territoire, des PPE spécifiques sont élaborées entre les collectivités territoriales et l'État pour chaque ZNI. Cette concertation permet de déterminer les moyens de production à financer spécifiquement dans ces territoires pour une période de 5 ans.

Ces plans sont censés être coordonnés avec l'objectif que la France a pris d'être « net zéro émission de gaz à effet de serre (GES) » d'ici à 2050. Les émissions de GES de ces territoires ont représenté en 2021 5% du total national (3,8% pour les DROM et 1,6% pour les COM). La loi de transition énergétique du 17 août 2015 a en outre fixé un objectif d'autonomie énergétique (tout compris : électricité, transport ...) aux départements d'outre-mer pour 2030, avec une étape à 50 % d'énergies renouvelables dans le mix énergétique en 2020. Ces objectifs ne seront pas atteints globalement, et l'objectif d'autonomie énergétique dans les départements d'outre-mer, encore tous très dépendants des énergies fossiles (à hauteur de 90% environ en moyenne en termes de consommation d'énergie primaire), devrait être repoussé à 2050 dans les prochains exercices de planification énergétique.

À l'inverse du cas de la France hexagonale qui a vu de nombreux exercices à l'horizon 2050 produit par RTE, l'ADEME, Negawatt ou le Shift Project, les Zones non-interconnectées ont, en règle générale, peu fait l'objet d'exercices de prospective « bas carbone » de long terme.

Seule l'ADEME a traité la question de l'autonomie énergétique en 2030 pour toutes les grandes ZNI dans son rapport de 2020, « *Vers l'autonomie énergétique des ZNI* (ADEME, 2020) ». Ce travail a eu le mérite de prendre l'objectif d'autonomie en 2030 à bras le corps en abordant la question des coûts de production selon les technologies mobilisées dans les différents scénarios. C'est un document d'appui important dans le processus de production des PPE des ZNI.

Pourtant, à sa publication, ce rapport a suscité peu de réactions et de débats. L'État n'a pas jugé utile de produire des scénarios alternatifs sur lesquels pourraient s'appuyer les administrations chargées d'élaborer les PPE. D'importantes divergences entre ses propositions et la seule PPE adoptée dans les délais, celle de La Réunion, ont été relayées. Et plutôt amère, l'ADEME fait le constat que la question du mix énergétique cible, sur laquelle elle a travaillé, n'est pour l'instant pas traitée par l'État. Ce constat confirme l'absence de guide de moyen long terme (2035-2040) pour la préparation des PPE, ce qui est une cause probable de leur enlisement dans presque toutes les ZNI. Ce défaut de gouvernance pourrait être corrigé par le possible prochain texte législatif de planification énergétique qui pourrait proposer la réalisation d'exercices prospectifs à l'horizon 2050 et par la mise à jour en cours des études sur l'autonomie énergétique des ZNI de l'ADEME, cette fois à l'horizon 2050.

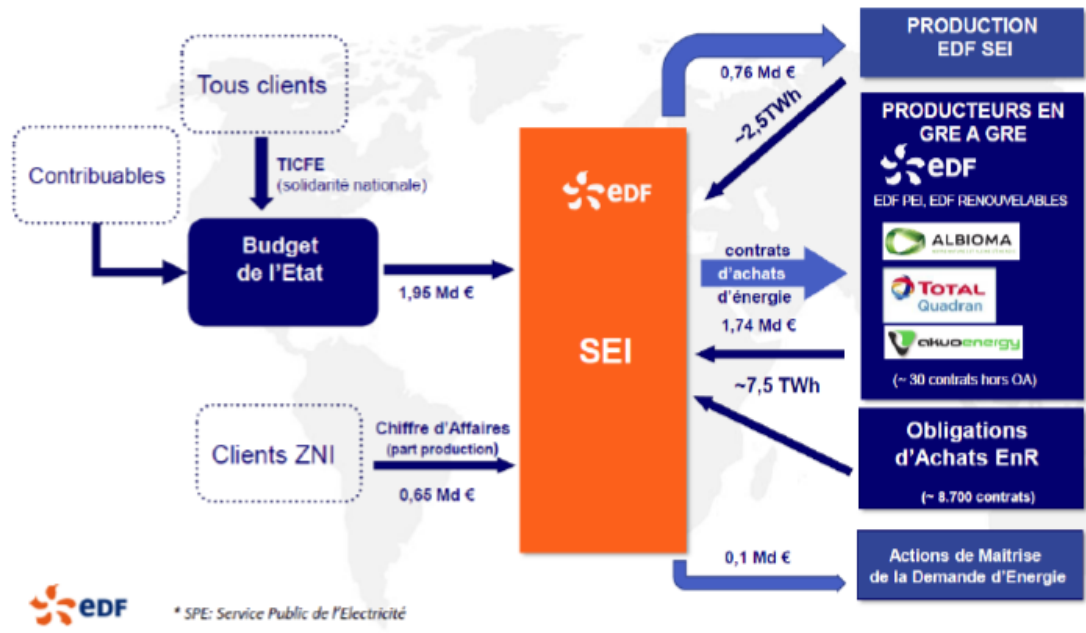
## **2. Une charge de service public pour l'électricité pour les ZNI en augmentation constante**

Le dispositif de soutien aux zones non interconnectées est hérité de la période antérieure à 2000 pendant laquelle le système électrique relevait d'un service public assuré en monopole par EDF et quelques entreprises locales de distribution.

### **Une énergie coûteuse**

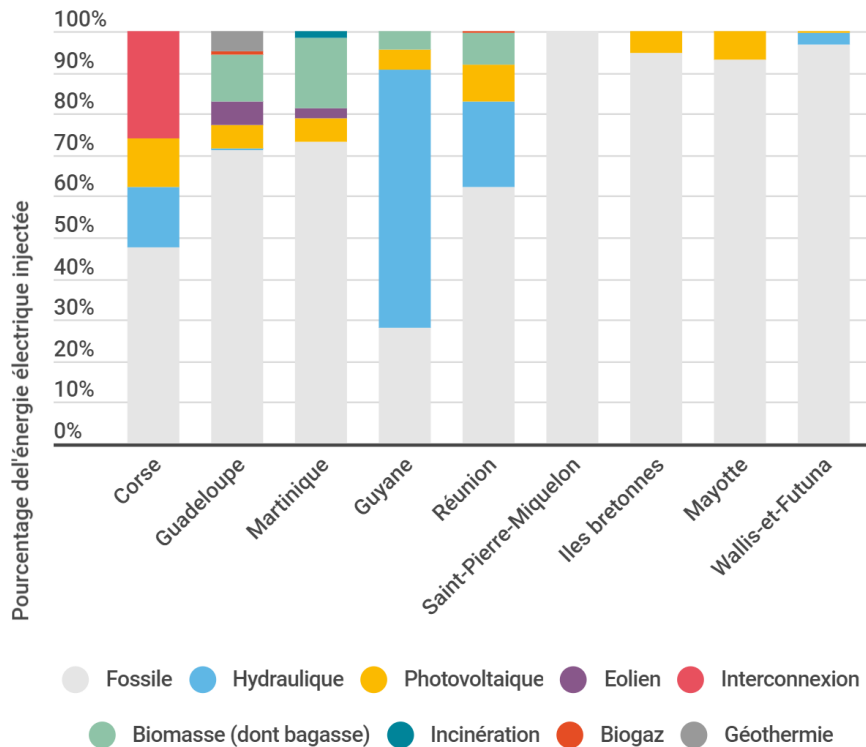
La situation des ZNI n'était pas différente de celle de n'importe quel département français avant l'ouverture des marchés de l'électricité décidé à la fin du siècle dernier. La totalité des coûts supportés par EDF était couverte par les tarifs publics sans distinction géographique. L'instauration d'un marché concurrentiel de l'électricité dans l'Hexagone et le maintien de tarifs réglementés de vente pour les ménages et les petits consommateurs professionnels a conduit à rendre visible la charge spécifique induite par la péréquation tarifaire dans les ZNI. Jusqu'en 2015, le coût de cette péréquation au profit des ZNI était supporté par les autres usagers d'EDF. Il l'est depuis lors par les contribuables puisque c'est le budget de l'État qui compense désormais intégralement les surcoûts de production et d'achat d'électricité des entreprises locales de fourniture d'électricité, non couverts par les recettes tarifaires.

Figure 2. Principaux flux financiers lié à la compensation tarifaire des ZNI pour l'année 2022. (Cour des Comptes, 2023)



Les parcs de production régionaux étant encore fortement dominés par les centrales utilisant des combustibles fossiles (beaucoup de fioul et de charbon), le soutien aux ZNI a donc suivi l'évolution du coût des combustibles, notamment du pétrole.

Figure 3. Mix électrique dans les ZNI. (CRE (6), 2024)



La charge de SPE supportée par le budget de l'état est établie pour l'essentiel comme la différence entre le coût réel de la production et le tarif d'achat local (modulo les volumes d'électricité consommée). Il intègre aussi des éléments de maîtrise de l'énergie et de stockage, bien qu'ils aient une influence mineure.

Le tarif d'achat local est fixé chaque année en fonction de l'évolution du tarif régulé de l'électricité en France hexagonale. Ainsi, pour l'essentiel, la charge de SPE va dépendre de l'évolution du coût de production de l'électricité dans les territoires, mais aussi de l'évolution du tarif régulé en France hexagonale et bien sûr des volumes d'électricité consommés. Ainsi, ces dernières années, la charge de SPE a été impactée à la hausse par l'évolution du coût des énergies fossiles, par la conversion à la biomasse liquide et solide de certains territoires et notamment de La Réunion (voir le chapitre spécifique ci-dessous), mais aussi à la baisse par une augmentation du tarif régulé.

Le tarif régulé était en moyenne autour de 67 €/MWh en 2020, autour de 100 €/MWh en 2022 et il est passé à 161 €/MWh en 2024. Pour cette même année, la CRE estime le coût prévisionnel d'achat de l'électricité issue du fioul autour de 360 €/MWh. Il est du même niveau pour l'électricité issue de pellets et autour de 460 €/MWh pour l'électricité issue du biodiesel. Le solaire historique produirait une électricité avec un coût autour de 370 €/MWh quand le nouveau solaire suivant les cas (ombrière de parking, solaire au sol, ...) se situe entre 100 €/MWh et 130 €/MWh (résultat du dernier appel d'offres publié par la CRE (CRE (5), 2024)).

Tableau 1. Évolution de la charge de SPE pour les ZNI exprime à Mds €. (CRE (1), 2023)<sup>1</sup>

	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024
Transition énergétique	383,4	500,4	506,9	566,2	592,6	748	1040,1
Mécanismes de solidarité	1398,3	1444,8	1486,2	1625,8	1956,6	1730	1166
<b>Total soutient ZNI</b>	<b>1781,7</b>	<b>1945,2</b>	<b>1993,1</b>	<b>2192</b>	<b>2549,2</b>	<b>2478</b>	<b>2206,1</b>

## Une part plus importante de « la transition énergétique » dans l'évolution de la charge de SPE

Demeurées d'un montant légèrement inférieur à 2 milliards d'euros jusqu'en 2020, les charges totales de SPE dans les ZNI ont dépassé 2,5 milliards en 2022 et restent proches de ce niveau en 2023 et 2024, hors effet de rattrapage (la CRE communique un chiffre de 2,9 Mds € pour 2024). Cette charge de SPE historiquement centrée sur la péréquation tarifaire ou « mécanisme de solidarité » a introduit à partir de 2015 une charge supplémentaire liée au surcoût de la production électrique à partir d'énergies renouvelables.

Jusqu'en 2022, les trois quarts du montant de la charge de SPE ont été consacrés à la péréquation proprement dite, le reste au financement de la transition énergétique. Mais ces charges dans les prochaines années vont être affectées par les choix faits pour assurer la transition énergétique dans ces territoires. Ainsi 2024 est la première année durant laquelle un territoire, La Réunion, va convertir l'ensemble de ses centrales thermiques aux biocarburants importés et est aussi la première année où la charge « transition énergétique » devrait dépasser le milliard d'euros.

Cette tendance lourde d'augmentation de la charge de SPE « transition énergétique » va se renforcer dans les années à venir en conséquence d'une conversion massive, et peu planifiée, de la production d'électricité à partir de la biomasse importée (pellet et biodiesel) appliquée à toutes les ZNI.

<sup>1</sup> Le chiffre officiel de charge de SPE communiqué par la CRE pour 2023 est de 2,9 Mds € en prenant en compte des rattrapages de coûts des années précédentes. Pour l'année 2024, il s'agit d'une estimation qui sera éventuellement corrigée.

### 3. Une stratégie « tout biomasse » très risquée

#### Le plan de conversion des centrales thermiques au biodiesel de EDF

EDF PEI a découvert qu'il pouvait sauver ses centrales thermiques de la tourmente de la transition énergétique en les convertissant au biodiesel à travers le débat sur la centrale de Larivot en Guyane en 2018. Il était en effet, envisagé de remplacer la centrale de Dégrad-des-Cannes, mise en service en 1982 pour une durée de vie de 25 ans, par une nouvelle centrale au fioul. Mais la polémique liée à ce projet, dans un contexte post-accord de Paris très hostile aux investissements dans des actifs de production d'électricité à partir d'énergie fossile, a poussé la ministre de la transition écologique de l'époque à le modifier. En 2020, Barbara Pompili, alors ministre en charge, demande à ce que le projet soit réorienté avec un usage de biodiesel en lieu et place du fioul.

Et EDF PEI de prendre la balle au bond et de généraliser ce type de conversion à l'ensemble de son parc de centrale au fioul dans les ZNI (environ 1 GW) au biodiesel (pour environ 1 million de tonnes de biodiesel consommé par an au total, soit plus que l'ensemble de la capacité de production de biodiesel de SAIPOL, le principal producteur en France) avec, au passage, un surcoût important payé par la charge de SPE et/ou le consommateur comme cela a été vu précédemment. Ce choix est critiquable à deux titres :

- Il néglige complètement le débat sur le bilan carbone du biodiesel des années 2010 au niveau européen qui a conclu que cette filière ne réduit pas ou peu les émissions de gaz à effet de serre en comparaison avec le diesel<sup>2</sup>.
- Il rend la France encore plus dépendante d'import de biodiesel. La France consomme, en effet environ 3 millions de tonnes de biodiesel par an, utilisé dans le secteur des transports. Il est majoritairement importé, avec un déficit commercial de plus de 2 milliards d'euros en 2022 (Ministère de la transition écologique et de la cohésion des territoires, 2023)...La décision de substituer le fioul par le biodiesel pour la production d'électricité dans les ZNI ne fait donc que rendre le pays encore plus dépendant d'importations de biodiesel. Ceci dans un contexte de pénurie nationale de biomasses liquides « durables ». Ceci a été très largement souligné lors de l'élaboration de la dernière Stratégie Nationale Energie Climat, avec la nécessité d'arbitrer les usages de cette ressource rare en faveur des secteurs difficiles à électrifier comme l'aviation pour lequel il n'existe pas, à l'heure actuelle, d'alternatives pour en assurer la décarbonation (Secrétariat général à la planification écologique, 2023).

#### Le bénéfice en termes de réduction des émissions de gaz à effet de serre du biodiesel contesté

Le bilan carbone du biodiesel a longtemps été un sujet de débat. Dans le principe et par convention, la combustion de la biomasse est comptée à zéro<sup>3</sup>. Mais de la culture de la plante (colza, tournesol, palme, soja) au réservoir, il y a de nombreuses étapes. Chacune implique des émissions de gaz à effet de serre

---

<sup>2</sup> Résultat de l'étude « Globiom » commandée par la Commission européenne au consortium composé de l'IIASA, Ecofys et E4tech (T&E, 2016).

<sup>3</sup> La réalité physique est que lors de la combustion de la biomasse, du CO<sub>2</sub> est bien entendu émis mais il est absorbé par photosynthèse lors de la croissance d'une nouvelle plante. Par convention, en assimilant les deux phénomènes, émission d'un côté et photosynthèse de l'autre, la combustion de la biomasse est considérée comme complètement neutre en termes d'accumulation dans l'atmosphère de CO<sub>2</sub>. Ceci peut être juste pour les plantes à culture rapide comme le colza avec des cultures qui s'enchainent d'une année sur l'autre. Cette hypothèse est plus contestée dans le cas de la forêt dont le temps de pousse des arbres est de l'ordre de plusieurs dizaines d'années, voire du siècle. Dans ce dernier cas, entre le moment de la combustion et celui de la repousse de l'arbre, le temps peut être long et même aller au-delà de la fin du siècle. Et entre temps, le CO<sub>2</sub> aura eu un impact certain sur l'évolution du climat.

qui peuvent parfois être importantes. Par exemple l'utilisation d'engrais azotés pour faire pousser le colza va, en partie, se transformer en protoxyde d'azote, gaz ayant trois cents fois plus d'impact sur l'effet de serre que le dioxyde de carbone.

De même, la conversion de l'huile, par exemple de colza en biodiesel (ou Ester Méthylique d'Acide Gras, ou EMAG) implique une réaction chimique de transestérification<sup>4</sup> avec l'utilisation de méthanol (10% en masse). Ce méthanol est issu de gaz naturel et sa production engendre l'émission de 0,8 tonne de CO<sub>2</sub>eq/tonne de méthanol. Le résultat est que l'ensemble de ces étapes amène à ce que le biodiesel permet une réduction d'émissions de gaz de serre de l'ordre de 60% en comparaison avec le diesel. Mais ce résultat est obtenu sans prendre en compte le changement d'affectation d'usage des sols qui peut-être direct ou indirect<sup>5</sup>.

C'est sous sa forme indirecte que le changement d'affectation des sols a l'impact le plus important. Cet enjeu a fait l'objet d'une bataille intense au niveau européen entre 2010 et 2015 à la suite de l'adoption de directives faisant la promotion à marche forcée de l'usage des biocarburants de première génération<sup>6</sup> dans le secteur des transports.

Cette bataille a été enclenchée via une clause de la directive de promotion des énergies renouvelables (Renewable Energy Directive ou RED) de 2009 stipulant que les effets du changement indirect d'affectation des sols des biocarburants devraient être étudiés et que si les résultats étaient significatifs, ils devraient être pris en compte. L'Institut international de recherche sur les politiques alimentaires (IFPRI) a mené une étude sur ce sujet (les résultats de l'IFPRI seront appelés Mirage ci-après, du nom du modèle qui a été utilisé). Il a conclu en 2011 que l'impact du changement indirect d'affectation des sols était important et que la directive RED devait donc être réformée en conséquence.

Trois ans après, les principales retombées de ces discussions ont été que les biocarburants d'origine alimentaire devaient voir leurs usages limités. Mais cette réforme a été controversée et la Commission européenne a décidé que davantage de recherches sur les émissions liées au changement indirect d'affectation des sols étaient nécessaires.

Une commande a alors été passée par la direction générale de l'énergie de la Commission européenne au consortium Globiom (du nom du modèle qui a été utilisé) composé de l'IIASA, Ecofys et E4tech. Le rapport a été achevé en 2015, mais n'a été publié que le 10 mars 2016, quelques semaines après la

---

<sup>4</sup> La transestérification est la réaction chimique entre de l'huile (acide gras) qui peut être d'origine animale ou végétale et du méthanol (10% en masse, produit majoritairement à partir de gaz naturel), qui permet la production de biodiesel (dont le nom scientifique est ester méthylique d'acide gras) et de glycérine (10% en masse également). La glycérine a de nombreuses possibles valorisations et a souvent assuré la rentabilité de la filière biodiesel.

<sup>5</sup> Deux types de changements d'affectation des sols peuvent être distingués : directs et indirects.

**Le changement d'affectation des sols direct** est une situation dans laquelle le développement d'une culture modifie l'usage d'une parcelle, qui pouvait être occupé par une forêt ou une prairie permanente : une forêt est coupée ou une prairie transformée pour produire du colza par exemple. On change donc directement l'usage du sol, ce qui entraîne des impacts environnementaux sur la parcelle en question.

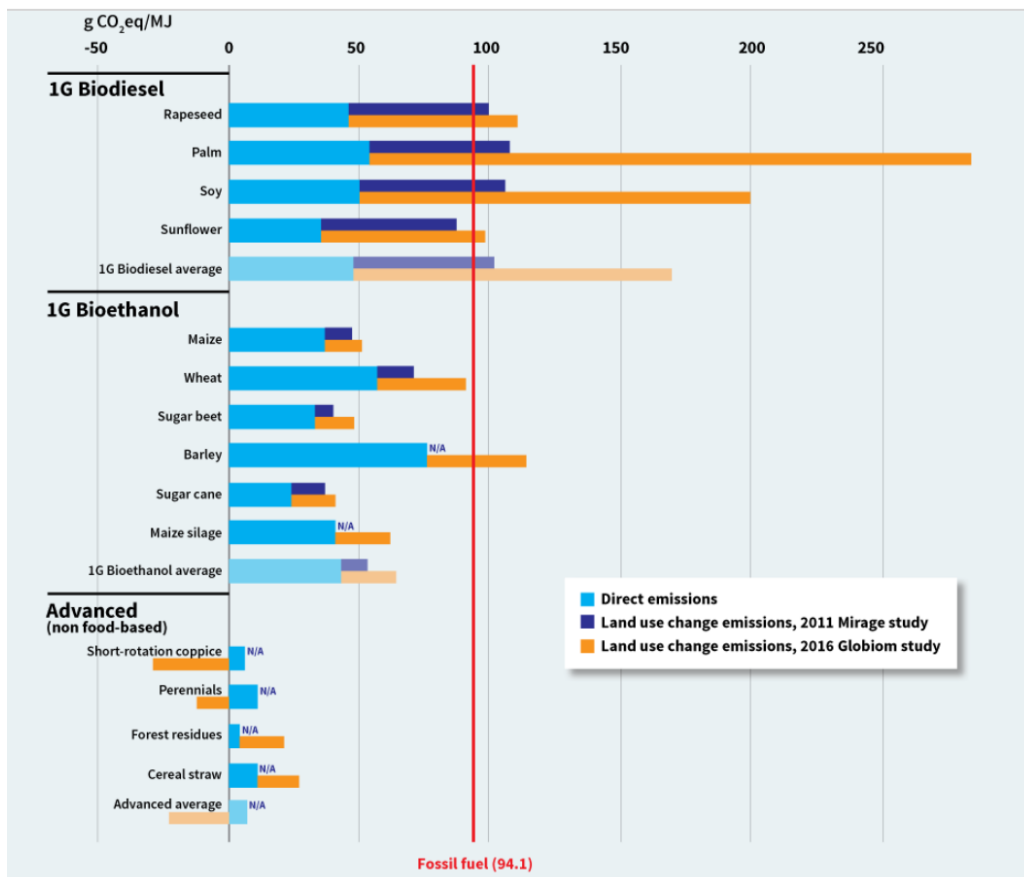
**Le changement d'affectation des sols indirect** concerne un changement de pratiques agricoles ou de finalité de la production dans une zone déjà cultivée qui entraîne par rebond une modification d'affectation du sol dans une autre zone géographique. Ainsi, la consommation d'huile de colza via le biodiesel va nécessiter indirectement une production additionnelle d'huile végétale pour faire face à la demande pour l'alimentation. Autrement dit, les fritures ou la consommation de salade assaisonnée ne vont pas s'arrêter parce que l'on roule au biodiesel. Et cette demande-là doit être adressée avec une mise en culture additionnelle et donc une conversion de terre à la production d'huile végétale

<sup>6</sup> Biocarburants qui utilisent des matières premières comestibles comme le biodiesel ex-colza, ou palme ou soja ou l'éthanol ex-canne à sucre ou betterave, ou blé ou maïs.

clôture de la consultation sur une nouvelle RED à l'horizon 2030 et à la suite de nombreuses demandes d'accès de la part de l'industrie et des ONG.

En 2016, l'association T&E, spécialisée dans les transports en a livré une analyse détaillée. La conclusion est particulièrement sévère pour le biodiesel qui, quel que soit la matière première utilisée, présente des émissions de gaz à effet de serre plus importantes que le diesel fossile, essentiellement en lien avec les émissions de gaz à effet de serre du changement indirect d'usage des sols.

Figure 4. Comparaison des émissions de gaz à effet de serre des filières biocarburants exprimée en gramme de CO<sub>2</sub>/MJ en incluant le changement direct et indirect d'affectation des sols. (T&E, 2016)



C'est sur la base de ces différentes études au niveau européen que la Cour des Comptes indique dans son rapport publié en 2021 sur les biocarburants que « de nombreuses études scientifiques concluent au bilan environnemental défavorable des biocarburants conventionnels et à une réduction limitée des émissions de gaz à effet de serre » (Cour des Comptes, 2021).

### Le plan de conversion des centrales thermiques d'Albioma

Albioma, ancienne filiale de Charbonnages de France en charge de la promotion de la cogénération, a anticipé plus tôt qu'EDF la conversion de ses centrales bagasse<sup>7</sup>/charbon (qui, dans les faits, consomment beaucoup plus de charbon que de bagasse) qui étaient elles-mêmes menacées par la transition énergétique. Mais contrairement à EDF qui possède des installations devant être alimentées par des combustibles liquides, le charbon des centrales de cogénération d'Albioma ne peut être substitué que

<sup>7</sup> Un résidu de canne à sucre une fois broyée pour donner d'un côté le jus sucré et de l'autre la bagasse

par des combustibles solides. C'est ainsi que dès 2018, la centrale Galion 2, située en Martinique, a été la première à basculer à une alimentation 100% biomasse, dont une majorité est du pellet<sup>8</sup> importé des États-Unis. Cette conversion à la biomasse importée sera généralisée à l'ensemble des unités d'Albioma en Outre-Mer Française d'ici à 2025 (les centrales Le Gol et Bois-Rouge à la Réunion en 2023 et Le Moule à la Guadeloupe d'ici à 2025). Mais ce choix est critiquable à deux titres :

- L'approvisionnement en pellet « durable » est de plus en plus contraint. La conversion des unités opérées par Albioma à la biomasse majoritairement importée dans les ZNI va générer une demande d'environ 1 million de tonnes de pellets par an dans un marché tendu. Le marché mondial à l'export de pellet peut, en effet, être estimé autour de 23 millions de tonnes en 2023 (Strauss, 2024) avec un taux croissance ces dernières années de 13% par an. L'Amérique du Nord (et majoritairement les États-Unis) représente plus de la moitié de ces exports, secondés par le Vietnam qui est devenu tout récemment un acteur majeur du secteur, profitant de la guerre en Ukraine. Le principal producteur et exportateur de pellets américains et fournisseur d'Albioma, Enviva, s'est déclaré en faillite en mars 2024, coincé par des contrats négociés à des prix trop bas aux regards de ses coûts opérationnels. Cette faillite affecte tout le secteur et pousse les consommateurs comme Albioma à devenir eux-mêmes producteurs : après avoir acheté en 2021 une unité de production de pellets au Québec, Albioma vient de se porter acquéreur d'une unité de production en Australie. Tout ce mouvement pousse les prix à la hausse.
- La réduction des émissions de dioxyde de carbone tirée de l'usage du pellet est de plus en plus contestée. La forte pression sur la demande mondiale de pellet pousse à la mobilisation de nouvelles ressources et de nouvelles zones de production. Les industriels ne peuvent plus s'appuyer uniquement sur la transformation des déchets de l'industrie du bois (bois d'œuvre, papier,...) comme historiquement fait et doivent désormais mobiliser des ressources tels que des arbres de plain-pied. Ceci dans un contexte d'échéances climatiques qui se rapprochent et qui ne permettent pas de garantir un bouclage « à zéro » entre le carbone émis lors de la combustion du pellet et la repousse des arbres qui ont servi à sa production. Pire, les forêts affectées par le changement climatique sont en train de passer du statut de puits à celui d'émetteurs nets de dioxyde de carbone. Dans ces conditions, une stratégie de décarbonation de long terme ayant comme pilier l'usage de pellets apparaît particulièrement mal avisée et très risquée.

## Un contexte réglementaire en pleine (r)évolution

Les biocarburants ont été pendant un temps la cible d'importantes controverses. Ceci sur le sujet du bilan carbone « du puits à la roue » de ces filières issues de monocultures intensives de plantes comestibles souvent consommatrices d'intrants d'origine fossile. Mais aussi sur le sujet de leur impact sur le marché des céréales et des huiles végétales en lien avec la compétition des usages (mieux vaut-il rouler ou manger ?).

Plus récemment, c'est la biomasse solide (le bois issu des forêts) dédiée à un usage énergétique qui a fait l'objet des critiques les plus virulentes. En effet, durant les années 1990, la biomasse énergie a bénéficié d'un certain consensus concernant son impact sur le climat. En prenant en compte le fait que le dioxyde de carbone capté dans l'atmosphère lors de la croissance de l'arbre par photosynthèse et celui relâché lors de la combustion, le bilan s'équilibre, il a été acté que l'usage de la biomasse à des

---

<sup>8</sup> Le pellet est un combustible issu du compactage des sous-produits de la transformation du bois (comme la sciure ou les copeaux) qui sont affinés, séchés et ensuite compressés qui a historiquement été développé pour alimenter les chaudières, poêles et inserts pour le chauffage.

fins énergétiques pouvait être considéré comme neutre vis-à-vis du climat. Ceci d'autant plus qu'à l'époque, les échéances d'évaluation de l'impact de l'activité humaine sur l'évolution du climat étaient très lointaines, c'est-à-dire à la fin du siècle... suivant.

Trente ans après, la situation a bien changé. En particulier parce que les échéances se sont rapprochées avec l'objectif pris pour cible de limiter la hausse de la température à la fin du siècle à +1,5°C en comparaison avec le début de l'ère industrielle. Cet objectif implique d'atteindre une neutralité carbone (bilan net entre le dioxyde de carbone émis et celui capté et séquestré) d'ici à 2050, c'est-à-dire dans 25 ans. Cette échéance est très courte, surtout à l'échelle de la croissance des forêts et rien ne garantit, a priori, qu'à ces échéances-là le bilan entre la combustion et la repousse de l'arbre puisse être considéré comme nul lorsqu'il est brûlé et valorisé en énergie. C'est le point qui a été repris dans des lettres rédigées successivement :

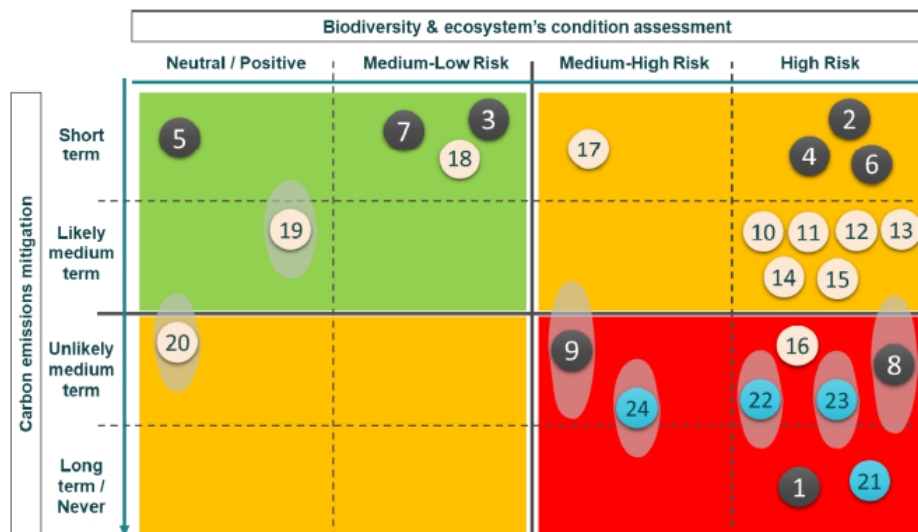
- En 2018, par près de 800 scientifiques qui alertent le parlement européen sur le risque pour le climat du développement à grande échelle de la biomasse énergie (WWF, 2018).
- En mai 2020, par près de 200 scientifiques qui alertent le Congrès américain sur le fait que la biomasse énergie ne peut pas être considérée comme neutre pour le climat (Catanoso, 2020).
- En août 2021, par près de 500 scientifiques qui écrivent à la Présidente de la Commission européenne (Mme Ursula Von der Leyen), au Président du Conseil Européen (M. Charles Michel), au Président des États-Unis d'Amérique (M. Joe Biden), au Premier ministre du Japon (M. Yoshihide Suga) et au Président de la Corée du Sud (Mr. Moon Jae-in) pour demander l'arrêt de politiques de soutien à la biomasse énergie (WWF, 2021).

La Commission européenne, qui a engagé l'Union à atteindre la neutralité carbone en 2050 a, en réaction aux alertes des scientifiques, publié une série de documents législatifs en lien direct avec la biomasse énergie dans le cadre de son plan « fit for 55 ». Il s'agit :

- D'un nouveau règlement concernant le secteur de l'utilisation des terres, la foresterie et l'agriculture.
- De la révision de la directive sur l'énergie renouvelable (révision de la directive dite RED II)
- De la révision de la stratégie européenne sur la forêt.

Ces trois documents prennent comme référence un rapport commandé par la Commission Européenne au Centre Commun de Recherche, le JRC : « The use of woody biomass for energy production in the EU » publié en janvier 2021 (Andrea, et al., 2020). Un graphe important de ce rapport, largement repris dans les directives proposées, permet de bien comprendre la philosophie globale de la nouvelle approche proposée par la Commission. Il classe les filières biomasse énergie en fonction de leur impact sur le climat et sur la biodiversité (cf. figure 5).

Figure 5. Évaluation qualitative des filières biomasse selon des critères de biodiversité et de potentiel de réduction des émissions de gaz à effet de serre. (Andrea, et al., 2020)



	ID	Pathway description
Logging residues removals	1	Coarse Woody Debris removal
	2	Fine Woody Debris (Slash + foliage/needles) removal above landscape threshold
	3	Fine Woody Debris (Slash + foliage/needles) removal below landscape threshold
	4	Fine Woody Debris (Slash - Coniferous) removal above landscape threshold
	5	Fine Woody Debris (Slash - Coniferous) removal below landscape threshold
	6	Fine Woody Debris (Slash - Deciduous) removal above landscape threshold
	7	Fine Woody Debris (Slash - Deciduous) removal below landscape threshold
	8	Low stumps removal above landscape threshold
	9	Low stumps removal below landscape threshold
Afforestation	10	Natural grassland afforestation with monoculture plantation
	11	Natural grassland afforestation with polyculture plantation
	12	Natural grassland afforestation with other planted forest
	13	Anthropogenic heathland afforestation with monoculture plantation
	14	Anthropogenic heathland afforestation with polyculture plantation
	15	Anthropogenic heathland afforestation with other planted forest
	16	Natural forest expansion on anthropogenic heathland
	17	Former agricultural land afforestation with monoculture plantation
	18	Former agricultural land afforestation with polyculture plantation
	19	Former agricultural land afforestation with other planted land managed with low intensity
20	Natural forest expansion on former agricultural land	
Conversion to plantation	21	Conversion of primary, old-growth forest, to plantation
	22	Conversion of native naturally regenerating forest to monoculture plantation
	23	Conversion of native naturally regenerating forest to polyculture plantation
	24	Conversion of native naturally regenerating forest to other planted forest managed with low intensity

Plus précisément, les itinéraires techniques de valorisation de la biomasse sont classés dans quatre catégories de risque suivant leur impact sur la biodiversité : élevé, neutre-positif, moyen-élevé et moyen-faible.

Les impacts de ces itinéraires techniques sur les émissions de dioxyde de carbone sont également évalués sur une base d'analyse de cycle de vie et classés dans l'une des quatre catégories suivantes, en fonction du temps de récupération potentiel du carbone émis à la combustion de la biomasse : court terme, moyen terme probable, moyen terme improbable et long terme/jamais.

Différents itinéraires techniques peuvent alors être classés, suivant leur impact sur les deux critères retenus dans la matrice proposée dans la figure 5. Des pratiques de valorisation dans le secteur de l'énergie de la biomasse peuvent être « gagnant-gagnant ». Celles-ci contribuent alors positivement aux changements climatiques et à la biodiversité. La valorisation des débris des forêts est un bon exemple de ces filières les plus vertueuses. Il existe également des situations « perdant-perdant » où

l'itinéraire technique proposé endommage les écosystèmes forestiers sans permettre de réduire les émissions de dioxyde de carbone dans des délais pertinents. La conversion de forêt naturelle en monoculture est un bon exemple de ce type de filière à éviter.

Des pratiques de gestion de la biomasse qui favorisent l'atténuation du changement climatique avec un effet neutre ou positif sur la biodiversité existent également comme le reboisement de prairies naturelles par des monocultures. Des pratiques existent aussi qui favorisent la biodiversité mais avec un effet neutre pour le climat comme la conversion d'anciens terrains agricoles en forêt. Des itinéraires techniques avec des compromis existent enfin qui peuvent, par exemple, aider à atténuer les émissions de gaz à effet de serre mais nuisent à la biodiversité locale ou vice versa.

Il faut aussi noter que les forêts subissent elles-mêmes les effets du changement climatique (les arbres meurent sous l'effet du manque d'eau et de la hausse de la température) et leur capacité à simplement jouer leur rôle de puits de carbone est aujourd'hui de moins en moins certaine.

Ainsi, en France, une étude présentée par trois organisations professionnelles (France Bois Forêt, Cofifab et Copacel) et réalisée par le cabinet Carbone 4 (France Bois Forêt, 2024), montre que le volume de carbone susceptible d'être stocké dans les forêts sur la période 2020-2050 a été divisé par deux entre l'évaluation réalisée en 2019 et celle présentée aujourd'hui (25 millions de tonnes équivalent CO<sub>2</sub> en 2019 contre 12 Mt évalué en 2024). Ceci dans un contexte où la France compte sur une capacité de stockage de 35 MtCO<sub>2</sub>/an à terme.... L'étude précise que la forêt peut même être émettrice nette de dioxyde de carbone sous certaines conditions. Et ceci se vérifie également dans d'autres pays comme l'Australie par exemple, territoire où Albioma va produire une partie de ses pellets (Viscarra Rossel & Zhang, 2024).

La CRE ne dit, quant à elle, pas autre chose dans une étude sur la neutralité carbone de la biomasse publiée en mars 2023 puisqu'elle indique : « *Concernant les « puits de carbone », il est fondamental de prendre en compte les perturbations de l'écosystème forestier sous l'impact du changement climatique qui se traduit par une réduction de sa capacité de stockage du carbone (sécheresse, incendies, attaque de parasite constat qui malheureusement, n'est pas circonscrit à la France). Dès lors, il nous paraît évident que le principe d'une neutralité appliqué au cas des émissions de CO<sub>2</sub> biogénique n'est pas à prendre pour acquis* » (CRE (2), 2023).

## Vers la fin des aides publiques pour la production d'électricité ex-biomasse ?

La nouvelle philosophie portée par la Commission européenne concernant la biomasse énergie est structurée autour des critères d'éligibilités de la dernière version de la directive dite RED<sup>9</sup> III. Elle s'appuie sur une approche en cascade inspirée de la directive européenne traitant des déchets. Il s'agit de réserver la valorisation de la biomasse en énergie en dernier recours et d'utiliser d'abord le bois en matière avant de considérer sa combustion.

Plus explicitement, il est indiqué qu'aucune aide financière directe à la production de biomasse valorisée en énergie produite à partir de grumes de sciage, de placage, de souches et de racines ne soit possible, sauf dans des circonstances bien définies.

Conformément au principe de cascade déjà évoqué, la biomasse devra être utilisée selon sa plus haute valeur ajoutée économique et environnementale dans l'ordre de priorités suivant : 1) produit à base de bois, 2) prolongations de la durée de vie des produits, 3) réutilisations, 4) recyclages, 5) bioénergies et 6) éliminations.

---

<sup>9</sup> Renewable Energy Directive : directive de promotion des énergies renouvelables (Journal Officiel de l'Union Européenne , 2023)

Les régimes de soutien des États membres en faveur de la bioénergie devraient donc être orientés vers les matières premières pour lesquelles il existe peu de concurrence sur le marché avec les secteurs des matériaux, et dont l'approvisionnement est considéré comme positif pour le climat et la biodiversité, afin d'éviter les incitations négatives pour les filières bioénergétiques non durables, telles qu'identifiées dans le rapport du JRC déjà cité.

De manière plus explicite, aucun renouvellement ou nouvelle aide aux unités industrielles utilisant de la biomasse forestière dans des installations ne produisant qu'uniquement de l'électricité ne pourra être apporté à moins qu'au moins l'une des conditions suivantes puisse être remplie :

- Soit l'unité de production d'électricité est localisée dans une région identifiée dans un « plan territorial pour une transition juste » approuvé par la Commission européenne.
- Soit l'unité est équipée d'un dispositif de captage et de stockage de dioxyde de carbone.
- Soit l'unité est localisée dans une région ultrapériphérique comme les territoires ultra-marins, pour une durée limitée et dans l'objectif de réduire progressivement, dans la mesure du possible, l'utilisation de la biomasse forestière sans compromettre l'accès à une énergie sûre et sécurisée.

À noter qu'au plus tard en 2027, la Commission publiera un rapport sur l'incidence des régimes d'aide des États membres en faveur de la biomasse sur la biodiversité, sur le climat, et sur l'environnement. Elle évaluera la possibilité d'introduire des limitations supplémentaires à l'usage de la biomasse forestière.

La biomasse liquide ou solide utilisée à des fins énergétiques doit, de plus, respecter un certain nombre de critères liés à son impact sur la biodiversité et au bilan des émissions de gaz à effet de serre de l'ensemble de son cycle de vie, du champ (ou de la forêt) à la prise de courant, en sortie de la centrale de production d'électricité.

- Pour la biomasse solide : il s'agit d'utiliser la fraction biodégradable des produits, des déchets et des résidus d'origine biologique provenant de l'agriculture, y compris les substances végétales et animales, de la sylviculture et des industries connexes, y compris la pêche et l'aquaculture, ainsi que la fraction biodégradable des déchets, notamment les déchets industriels et municipaux d'origine biologique.
- Pour le bioliquide : il s'agit d'un combustible ou carburant liquide d'origine végétale destiné à des usages énergétiques autres que pour le transport, y compris la production d'électricité, le chauffage et le refroidissement, et produit à partir de la biomasse. Le terme « biocarburants » n'est retenu que dans le cas d'une utilisation des mêmes produits dans le secteur des transports.

Suivant le type de biomasse utilisée, les critères de réduction des émissions de gaz à effet de serre retenues pour qualifier la biomasse de « durable » sont les suivants :

- Pour les combustibles issus de la biomasse solide, le potentiel de réduction des émissions de gaz à effet de serre doit être de 70% ou 80% selon que l'installation est mise en service entre le 1<sup>er</sup> janvier 2021 et le 31 décembre 2025, ou à compter du 1<sup>er</sup> janvier 2026. Ces impératifs de réduction vont être progressivement étendus à toutes les installations (*i.e.* celles mises en service avant le 1<sup>er</sup> janvier 2021 et ayant été en service pendant 15 ans) en application de la directive RED III.

- Pour les bioliquides, le potentiel de réduction des émissions de gaz à effet de serre doit être de 50%, 60% ou 65% en comparaison avec son équivalent fossile selon que l'installation produisant le bioliquide utilisé par l'installation de production d'électricité est mise en service avant respectivement le 5 octobre 2015, entre le 6 octobre 2015 et le 31 décembre 2020 ou après le 1<sup>er</sup> janvier 2021.

Deux autres critères en plus de la réduction des émissions de gaz à effet de serre sont prévus pour qualifier la biomasse de « durable » :

- Un critère de durabilité lié à l'origine de la biomasse<sup>10,11</sup> : les matières premières converties ne doivent pas provenir de terres de grande valeur en termes de biodiversité, de terres présentant un important stock de carbone et de terres ayant le caractère de tourbières (article L. 281-7 du code de l'énergie).
- Un critère lié à l'efficacité énergétique, dont les éléments sont précisés à l'article L. 281-11 du code de l'énergie.

En ce qui concerne les unités d'ALBIOMA, par exemple à La Réunion, elles sont, à date, éligibles au titre de « biomasse durable » de la directive RED III, car elles fonctionnent en cogénération avec la chaleur qui est utilisée pour la production de sucre. Ce procédé est jugé très efficace d'un point de vue énergétique. Dans le cas où la production de sucre disparaît, cela entraîne également la disparition de la cogénération. Il faut alors qu'ALBIOMA garantisse un rendement d'au moins 36% pour la production d'électricité seule pour rester éligible.

Dans les communications officielles de EDF PEI et ALBIOMA fournies lors du débat sur la révision PPE de La Réunion en 2021, l'usage de la biomasse liquide et solide donne les réductions d'émissions de gaz à effet de serre suivantes en comparaison avec le combustible fossile qu'elle substitue :

- 65% de réduction d'émissions de gaz à effet de serre pour le bioliquide (biodiesel) utilisé par EDF PEI à la centrale du port. À La Réunion, EDF PEI a annoncé pour son approvisionnement un accord avec le Groupe AVRIL, principal producteur de biodiesel en France dont toutes les installations ont été mises en service avant 2015.
- 85% de réduction d'émissions de gaz à effet de serre pour la biomasse solide (pellet) utilisée par ALBIOMA dans ces deux centrales. La biomasse a été annoncée venir d'Amérique du Nord.

Le calcul de réduction des gaz à effet de serre s'appuie sur une logique en « cycle de vie » : l'ensemble des émissions de la chaîne de valeur, de la production de la matière première, jusqu'à la transformation énergétique finale, doivent être prises en compte. À ce titre, sont notamment prises en compte les conséquences du changement d'affectation des sols. En bout de chaîne, le cumul des émissions est comparé à un « combustible fossile de référence » afin de déterminer si les objectifs de réduction d'émissions de gaz à effet de serre sont atteints.

---

<sup>10</sup> En application de l'article L. 281-12, et pour La Réunion, des dérogations ont été introduites par le décret n° 2023-1367 du 28/12/23 définissant des dérogations aux critères de durabilité et de réduction des émissions de gaz à effet de serre des combustibles ou carburants solides et gazeux issus de la biomasse s'appliquant dans les territoires d'outre-mer pour : la biomasse issue d'opérations à des fins de lutte contre les espèces exotiques envahissantes ou à des fins de restauration du caractère agricole de certaines parcelles.

<sup>11</sup> Par dérogation, le critère de durabilité ne s'applique pas « 1° Aux combustibles ou carburants solides issus de la biomasse s'ils sont utilisés dans des installations d'une puissance thermique nominale inférieure à 20 MW produisant de l'électricité, de la chaleur et du froid ou des combustibles ou carburants » (article L. 281-4 du code de l'énergie).

Lors du débat sur la révision de la PPE à La Réunion, très peu de détails sur les analyses de cycle de vie des produits utilisés ont été donnés. En particulier, le sujet clé du changement d'affectations des sols n'a pas été réellement traité.

Ces réductions d'émissions de gaz à effet de serre ont été obtenues avec les facteurs d'émissions suivants :

- Pour le biodiesel utilisé par EDF PEI à La Réunion : 258 g CO<sub>2</sub>éq/kWh
- Pour le pellet utilisé par ALBIOMA : 212 g CO<sub>2</sub>éq/kWh
- Pour le biodiesel utilisé par EDF PEI en Guyane : 480 g CO<sub>2</sub>éq/kWh

À titre de comparaison, l'éolien terrestre possède un facteur d'émission à hauteur de 12 g CO<sub>2</sub>éq/kWh et le solaire photovoltaïque autour de 30 g CO<sub>2</sub>éq/kWh.

Dans le cas de La Réunion, le critère d'origine de la biomasse a été jugé conforme avec des pays respectant les règles imposées par la dernière version de la directive RED *i.e.* l'Amérique du Nord pour le pellet utilisé par ALBIOMA et la France pour le biodiesel utilisé par EDF PEI.

Quoiqu'il en soit, le législateur européen a prévu des clauses de dérogation notamment pour les régions ultra périphériques de l'Union européenne comme les ZNI ultra-marines de France. Ces dérogations doivent être justifiées par des motifs de sécurité d'approvisionnement. Mais elles ne sont pas automatiques et il faut bien démontrer que l'usage de la biomasse proposée amène, à terme, une réduction tangible des émissions de gaz à effet de serre sans impact sur la biodiversité.

Cette éligibilité « biomasse durable RED III » est importante, car elle permet d'intégrer la production d'électricité ex-biomasse aux objectifs de développement des énergies renouvelables au niveau national exigée dans les objectifs fixés au niveau européen par la directive RED<sup>12</sup>. Elle permet également de compter à zéro les émissions de dioxyde de carbone des unités converties à la biomasse dans le système européen d'échange de quotas d'émissions dit « ETS<sup>13</sup> ». Sans ce label « RED III durable », les émissions de dioxyde de carbone des unités utilisant de la biomasse sont comptabilisées au même titre que les émissions des combustibles fossiles. Or les unités de EDF à La Réunion participent au marché ETS européen.

Enfin, en complément, il convient aussi de rappeler que la Commission européenne a publié début 2021 une taxonomie verte dont l'objectif est de définir les secteurs/projets vertueux pour l'environnement à même d'orienter les investissements des entreprises et du secteur financier. La biomasse énergie a été l'un des sujets qui a fait l'objet des plus vives discussions avec le gaz naturel et l'énergie nucléaire. Elle a fini par y être incluse, mais en faisant explicitement appel aux critères renforcés de la révision de la directive RED III qui vient d'être publiée et dont une synthèse est décrite ci-dessus (principe de cascade, etc ...). Les biocarburants liquides de première génération (produit à partir de matières premières comestibles comme le blé, le maïs, la canne à sucre, l'huile de palme, de colza, de tournesol ...) ont été explicitement exclus de la taxonomie européenne.

---

<sup>12</sup> Pour mémoire, la France a un objectif, non reconnu par l'état français à date, de porter à 44% la part des énergies renouvelables de sa consommation finale d'énergie. La France vient d'être condamnée pour non atteinte de son objectif de 2020 qui avait été fixé à 23%.

<sup>13</sup> European Trading Scheme.

#### 4. La Réunion, territoire d'expérimentation

La Réunion est le premier territoire (et le plus peuplé) des ZNI à passer à un mix électrique à dominante de biomasse importée, en l'occurrence à hauteur de 70%. Cette transition est réalisée dès 2024. L'île intense, comme on aime à l'appeler, fait ainsi office de chef de file pour tester cette conversion à marche forcée d'une dépendance à l'importation d'énergie fossile à celle de biomasse liquide d'Europe (le biodiesel, importé par EDF) et solide d'Amérique du Nord (le pellet, importé par Albioma).

D'une superficie de 2 504 km<sup>2</sup> avec un climat tropical humide, l'île de La Réunion possède deux saisons marquées : la saison des pluies entre janvier et mars, et la saison sèche, plus longue, qui débute au mois de mai pour s'achever au mois de novembre. Les températures, même durant l'hiver austral, restent globalement douces. Elle comptait une population de 861 210 personnes au 1<sup>er</sup> janvier 2019. Celle-ci augmente de 0,7% par an en moyenne depuis 2006. Le PIB par habitant est globalement plus faible de 37% en comparaison avec celui de la France hexagonale avec un taux de chômage qui reste à un niveau élevé de 18%.

#### Profil énergétique de l'île de la Réunion

L'île de La Réunion est très dépendante des importations d'énergies fossiles (charbon, fioul, essence, diesel et butane) qui représentaient 86% de sa consommation d'énergie primaire en 2022. Cette situation est liée à la production d'électricité, majoritairement issue d'énergies fossiles et à la part de la voiture individuelle, très importante sur l'île : de l'ordre de 80% des trajets domicile-travail sont en effet effectués en véhicule particulier. Ainsi les transports (y compris l'aviation) et la production d'électricité représentent à eux seuls plus de 80% de la consommation d'énergie primaire du territoire qui s'établissait à 1,4 Mtep (million de tonne équivalent pétrole) en 2022.

L'île de La Réunion présentait, au 31 décembre 2022, un parc de production électrique d'environ 900 MW encore largement dominé par la production d'électricité en cogénération à base de charbon/bagasse opérée par Albioma, et des centrales au fioul opérées par EDF PEI.

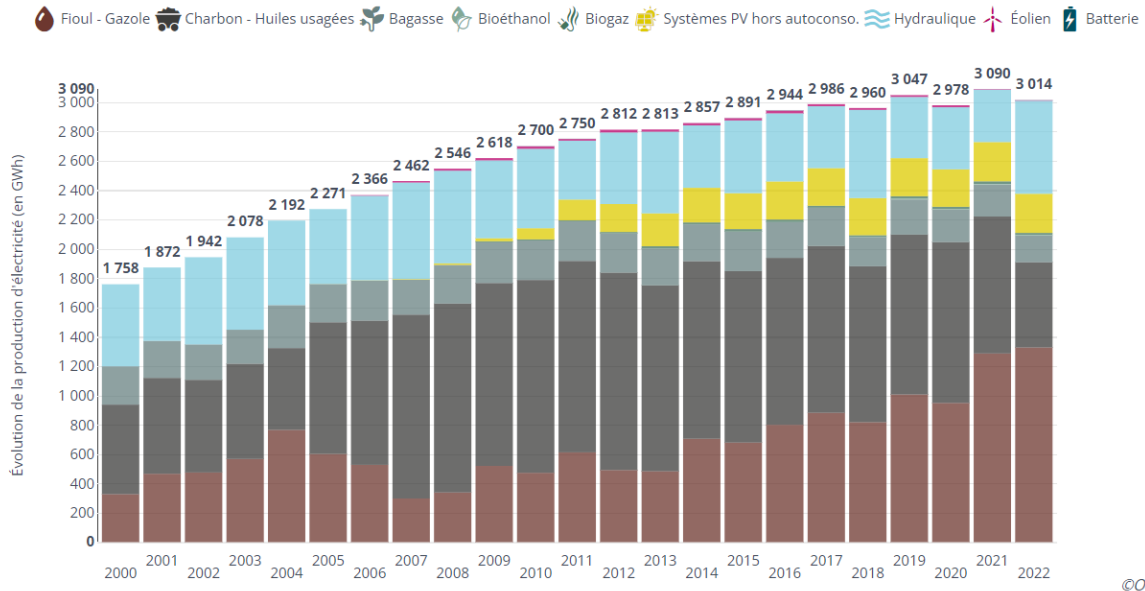
Figure 6. Répartition des principaux sites de production d'électricité à la Réunion en 2023. (SPL Energie Réunion, 2024)



L'évolution de la production d'électricité depuis 2000 à la Réunion montre globalement une croissance importante liée à la croissance de la population et la hausse du niveau de vie. Toutefois, depuis 2017, elle s'est stabilisée autour de 3 000 GWh (figure 6). Pour l'essentiel, cette production a été assurée par un recours aux énergies fossiles, charbon et fioul qui représentent 70% de la production d'électricité

de l'île en 2022. Les années 2023 et 2024 ont été les années de modification profonde de ce mix avec la bascule des unités de EDF au du fioul au biodiesel et d'Albioma du charbon aux pellets importés.

Figure 7. Évolution des moyens de production d'électricité à la Réunion.  
(SPL Energie Réunion, 2024)



L'inventaire des émissions de gaz à effet de serre de la Réunion s'établit à 5 millions de tonnes CO<sub>2</sub>éq en 2021. La Réunion est ainsi responsable d'environ 1% des émissions de la France. Sans surprise, les deux principaux secteurs émetteurs sur l'île sont la production d'électricité et le secteur des transports pour plus de 80% des émissions.

Un Réunionnais émet aujourd'hui de l'ordre de 4,5 t CO<sub>2</sub>éq/hab contre 6 à 7 tonnes pour un Français de l'hexagone. Par contre, si l'on retient le périmètre plus large de l'empreinte carbone basée sur la consommation et non sur les émissions du territoire, la hiérarchie s'inverse : un réunionnais émettrait (résultat à confirmer établi sur la base d'une étude de la CIREST (CIREST, 2022)) de l'ordre de 10 t CO<sub>2</sub>éq/habitant contre entre 8 et 9 t CO<sub>2</sub>éq/habitant pour un Français habitant dans l'hexagone.

### La PPE 2023-2028 de La Réunion

La programmation pluriannuelle de l'énergie (PPE) remplace désormais le volet « énergie » du schéma régional climat air énergie (SRCAE) et vaut pour actualisation du volet énergie du schéma d'aménagement régional (SAR). La PPE 2023 – 2028 est la première révision de la PPE 2016 - 2023, qui doit être révisée tous les cinq ans. Elle a été co-élaborée par l'État et le Conseil Régional de La Réunion. Elle précise les objectifs de politique énergétique, sur l'ensemble des usages (électricité, transport, chaleur et froid), hiérarchise les enjeux, identifie les risques et difficultés associés et permet ainsi d'orienter les travaux pour les années à venir sur la gestion de l'ensemble des énergies. Les principaux enjeux de la révision de la PPE ont porté sur :

- La maîtrise de la demande en énergie avec un objectif de réduction de 8 % de consommation d'électricité en 2028 par rapport au scénario tendanciel. Un des leviers importants pour atteindre cet objectif est l'installation de 8000 chauffe-eaux solaires par an jusqu'en 2028, ce qui permettrait d'avoir environ 70 % du parc de logement équipé.

- La réduction de la consommation d'énergie dans les transports avec un objectif d'augmentation à 14 % de la part modale des transports en commun et la baisse de 22 % de consommation d'énergie fossile dans les transports routiers à l'horizon 2028.
- La quasi-suppression de la consommation d'énergie fossile dans le mix électrique par la conversion à la biomasse des centrales thermiques au charbon (Albioma) et au fioul lourd (EDF PEI) dès 2023 (dans les faits 2024).
- Le développement des énergies renouvelables et de récupération avec l'objectif de multiplier par 2,5 la production d'énergie photovoltaïque à l'horizon 2028 par rapport à la production actuelle et d'encourager le développement de toutes les autres filières possibles.

Le tableau ci-dessous reprend l'essentiel des objectifs de la PPE.

Tableau 2. Principaux indicateurs de la PPE 2018-2028 (Conseil régional de La Réunion, 2022).

Consommation finale en ktep	2018	2023	2028
Transport routier (hors véhicules électriques)	442,7	397,4	344,4
Electricité (incluant pertes réseau et véhicules électriques)	254,5	267,1	286,6
dont origine renouvelable	36,5 %	99,7 %	99,8%
dont origine fossile	63,5 %	0,3 %	0,2 %
Chaleur, industrie et agriculture	136,0	149,2	153,6
dont origine renouvelable	48%	51%	52%
dont origine fossile	52%	49%	48%
<b>Total</b>	<b>833,2</b>	<b>813,7</b>	<b>784,6</b>
dont origine renouvelable	19%	42%	47%
dont origine fossile	81%	58%	53%

L'un des sujets les plus controversés dans l'élaboration de cette nouvelle PPE aura été celui de la substitution du charbon (utilisé par Albioma) et du fioul (utilisé par EDF PEI) par respectivement de la biomasse solide (du pellet) importée d'Amérique du Nord et de la biomasse liquide (du biodiesel) importée d'Europe. Il s'agit d'une réorientation massive (de l'ordre de 70%) du bouquet électrique de la Réunion, pour un total d'environ 1 million de tonnes de biomasse consommées par an.

Cette évolution structurante amène la PPE de La Réunion à être en contradiction avec la loi sur la croissance verte et la transition énergétique de 2015, qui fixe comme objectif l'autonomie énergétique en 2030 pour les territoires d'outre-mer (un objectif qui ne sera pas atteint pour cause de biomasse importée). Cette nouvelle orientation est également en contradiction avec l'évolution de la Directive européenne sur les Énergies Renouvelables (dites RED III validée à l'automne 2023) qui globalement cherche à limiter l'usage des biocarburants de 1<sup>re</sup> génération dans les transports et contraint fortement la production d'électricité à partir de biomasse solide.

On notera également que cette nouvelle PPE engage l'Etat Français bien au-delà de 2028, car le contrat négocié avec Albioma pour la conversion des centrales charbon à la biomasse court sur une période de 20 ans, jusqu'en 2044.

Précisément, la nouvelle PPE propose que les deux centrales charbon d'Albioma soient converties à la biomasse solide. Elles ont désormais pour objectif d'être alimentées selon la répartition suivante :

- Bagasse de canne à sucre : ~560 kt/an (soit aucune modification par rapport à la situation actuelle)

- Autres ressources locales (~100 kt/an) :
- Broyats de déchets verts (45 kt/an) ;
- Bois d'élagage (25 kt/an) ;
- Emballages (10 kt/an) ;
- Espèces exotiques envahissantes (10 kt/an) ;
- Bois forestier (10 kt/an) ;
- Importation de granulés de bois pour le reste (~700 kt/an) d'Amérique du Nord.

La centrale fioul lourd d'EDF PEI est, depuis décembre 2023 désormais convertie à la biomasse liquide ou EMAG (ester méthylique d'acide gras plus communément appelé biodiesel) issu de la transestérification d'huiles végétales (colza, tournesol, orge, excluant l'huile de palme) et d'huiles organiques provenant d'huiles de cuisson usagées ou de graisses animales. Ce biocombustible est importé d'Europe (~200 kt/an).

La PPE identifie également d'autres petits projets de production électrique à différents stades de maturité (combustion de biomasse solide ou bioéthanol, méthanisation de biogaz). La canne énergie (canne fibre) a été envisagée un temps comme planche de salut de reconversion des plantations de canne pour fournir les unités d'Albioma. La révision de la PPE évoque la possibilité d'émergence d'une éventuelle nouvelle filière de valorisation énergétique, mais simplement à hauteur de 4 MW à l'horizon 2028, soit à un niveau anecdotique.

La PPE porte des objectifs de développement importants du photovoltaïque, dont les coûts de production en forte baisse permettent de limiter la hausse du prix local. L'objectif est l'ajout de 250 à 310 MW à l'horizon 2028, qui s'ajoutent aux plus de 230 MW existants. Cet objectif marque une inflexion importante par rapport à la tendance actuelle. En effet, il implique qu'environ 60 MWh de projet solaire soit mis en production chaque année sur la période 2023-2028.

Le rythme actuel de connexion de nouveaux projets solaires à La Réunion est de l'ordre de 10 MWh par an, soit six fois moins. Cette faible dynamique de mise en place de projets solaires a pour conséquence la baisse de la production d'électricité solaire pour cause de panneaux vieillissants sur le parc existant, dont les rendements déclinent. L'autre conséquence est qu'une partie très significative du parc de production solaire arrive très bientôt en fin de contrat de rachat d'électricité. Or, contrairement à la France hexagonale, il n'existe pas à La Réunion de marché ouvert. Autrement dit, une part significative du parc solaire à La Réunion est exposée à un risque contractuel majeur de ne pas pouvoir revendre son électricité.

Pour le développement de l'éolien terrestre, la PPE fixe un objectif de 75 MW à l'horizon 2028, en incluant le renouvellement des deux centrales existantes à Sainte-Rose et Sainte-Suzanne qui voient leurs capacités augmentées par simple « repowering » des anciennes et petites éoliennes Vergnet.

Il est prévu, de plus, que la combustion des Combustibles Solides Récupération de déchets ou CSR soit d'environ 130 kt/an, ce qui représente environ 7% de production électrique annuelle, avec notamment :

- Pour le Sud et l'Ouest de l'île, Run'EVA, projet structurant pour la gestion des déchets de l'île. Il permettra d'atteindre les objectifs de la loi anti-gaspillage et économie circulaire de février 2020 par la réduction des déchets enfouis. Cette nouvelle centrale devrait permettre de répondre au besoin de production électrique de 20 MW à l'horizon 2028.
- Pour le Nord et l'Est de l'île, l'objectif est de viser l'adaptation de la centrale bagasse-charbon de Bois-Rouge (Saint-André), en substitution du charbon et de la biomasse importée, sans création d'une nouvelle centrale électrique (~70 kt/an).

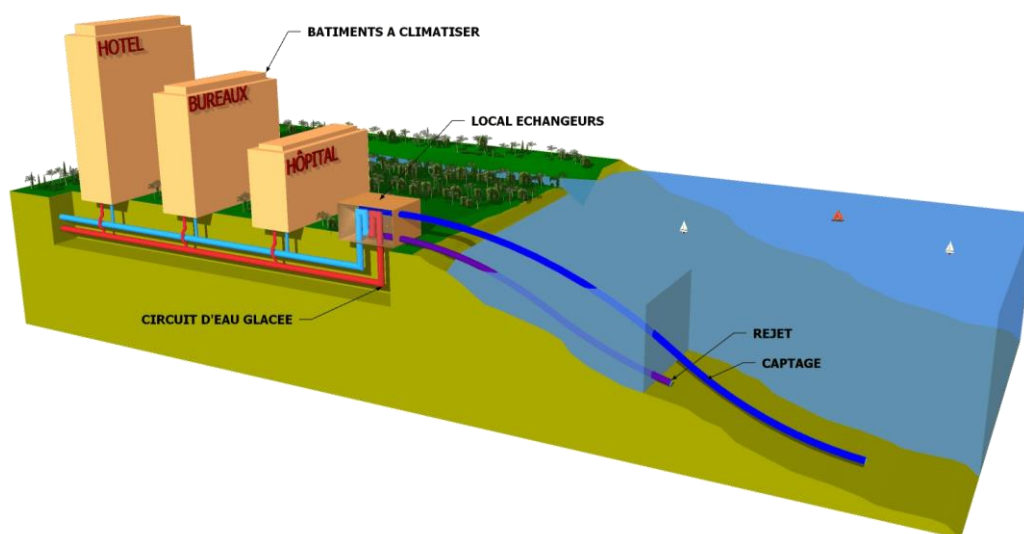
Les autres objectifs de développement d'énergies renouvelables concernent des projets de petite hydroélectricité, petits projets biomasse, la géothermie ou l'éolien en mer. Sur cette dernière technologie, un projet de 40 MW est envisagé d'ici à 2028. Un consortium, formé par Akuo Energy et Bluefloat Energy, développe un projet de 200 MW qui pourrait être mis en production dans les prochaines années. Un coût associé de l'électricité générée de 200 €/MWh y a été annoncé. Albioma développe de son côté un projet de géothermie dont la puissance est inconnue alors que la PPE évoque jusqu'à 5 MW. Une concession exclusive a été accordée à l'entreprise sur environ 80 km<sup>2</sup> dans les cirques de Salazie et de Cilaos.

Parmi les projets plus exotiques que l'on peut voir sur l'île, peuvent être notés le « SWAC » de Saint-Pierre, porté par la société Bardot, le projet de STEP Marine porté par EDF ou, à un horizon plus lointain, un possible petit réacteur nucléaire de type SMR.

### Les projets de SWAC à La Réunion

Le « SWAC » ou Sea Water Air Conditioning ou encore climatisation marine, consiste en un pompage d'eau froide à grande profondeur (à 1000 m l'eau est de l'ordre de 5°C) pour refroidir un bâtiment et éviter l'utilisation d'un système de climatisation classique qui utilise de l'électricité. Les territoires insulaires sont des lieux privilégiés pour ce type de technologies.

Figure 8. Principe de la climatisation marine ou SWAC. (Club SWAC de France)



Depuis juillet 2022, le Centre hospitalier de Polynésie française dispose du plus grand SWAC au monde. L'eau de mer y est captée à 900 m de profondeur pour ensuite être acheminée jusqu'à des échangeurs via un conduit de 3,8 km. Cette eau vient refroidir un réseau secondaire d'eau douce et climatise ainsi les bâtiments. L'eau de mer réchauffée est ensuite rejetée dans le lagon. Ce système était déjà expérimenté à plus petite échelle dans deux hôtels polynésiens. Grâce à cet investissement de 31 M€, une baisse de la consommation électrique liée à la climatisation de l'hôpital a été constatée : elle est revendiquée être passée de 13,5 à 1,75 GWh/an. Ce qui a permis d'engendrer une économie estimée à 3 M€ tout en évitant l'émission de 5 000 t de dioxyde de carbone.

Il y a eu de nombreux projets de SWAC à La Réunion comme celui porté par Engie et qui n'a pas laissé que de bons souvenirs. Il devait servir à rafraîchir un ensemble de 54 bâtiments différents (université, aéroport, centres commerciaux...) grâce à de l'eau de mer, puisée au large à plus de 1000 mètres de profondeur. S'étendant sur une boucle fermée de 46 km en tout, entre les communes de Saint-Denis et Sainte-Marie, dans le nord de l'île, il était censé fournir une puissance allant jusqu'à 40 MW de froid

à l'horizon de 2030. Avec un investissement initial estimé à 150 M€, le projet devait permettre des économies d'électricité de l'ordre de 70% à 75 % par rapport aux systèmes de climatisation classiques.

Ce projet a été abandonné car il n'a pas trouvé son équilibre financier. Ainsi, il ne reste plus à La Réunion qu'un projet de SWAC nettement moins ambitieux porté par la société Bardot visant à climatiser l'hôpital de Saint-Pierre, situé au sud de l'île.

Les premières études d'opportunité d'un projet de SWAC sur l'hôpital de Saint-Pierre ont été réalisées, en collaboration avec EDF et le soutien de l'ADEME. Elles ont débouché sur une procédure de dialogue compétitif en juin 2017. Ne souhaitant pas porter lui-même cet investissement, le CHU a préféré la solution d'un contrat de fourniture de froid sur 20 ans, en imposant aux candidats une solution avec un ratio d'efficacité énergétique supérieur à 10, qui signifie qu'il ne faut qu'1 kWh d'électricité pour produire 10 kWh de froid.

En 2019, c'est la société Bardot Océan qui a finalement été sélectionnée. Mais celle-ci a rencontré des difficultés financières importantes, ce qui a retardé l'exécution du projet dont les travaux étaient censés commencer en 2023. La dernière évaluation d'investissement annonçait un besoin de 84 millions € (soit trois le coût du projet du CHU de Papeete), dont 23,6 millions financés par l'ADEME via le fonds Chaleur<sup>14</sup>. Aux dernières nouvelles le bouclage financier du projet n'est toujours pas assuré.

La CRE a donné un avis favorable sur ce projet SWAC au titre de la maîtrise de la demande d'électricité sur la base d'une estimation de diminution de charge de SPE engendrée (CRE (3), 2024) qui intervient surtout en fin de période de l'évaluation réalisée. Ce calcul prend en compte, d'un côté, le coût du projet et de l'autre, la baisse des charges, en lien avec la diminution de la consommation d'électricité. A cette analyse, il peut être objecté qu'un projet de SWAC est surtout une production de froid plutôt qu'une opération de maîtrise de la demande d'énergie. Et puis, le prix de référence pour l'électricité à La Réunion valide presque tous projets de maîtrise de la demande. En effet, la conversion du mix à la biomasse va faire grimper les coûts de production de manière importante (on parle de jusqu'à 600 €/MWh en coût marginal (CRE (4), 2024)). A titre de comparaison, une production équivalente d'électricité solaire coûterait environ 10 M€, soit presque 10 fois moins que le budget d'investissement annoncé pour le projet SWAC, pour un coût de production d'électricité autour de 130 €/MWh (ordre de grandeur du résultat des projets PV à La Réunion avec aucun projet de centrales au sol déposé (CRE (5), 2024) ).

Pour l'hôpital de Saint-Pierre, il s'agit d'une économie de 400 000 € sur une facture de 3,4 M€ en 2021. A terme, le SWAC alimenterait le Pôle Femme-Mère-Enfant et le bâtiment central de l'hôpital, soit 120 000 m<sup>2</sup> de surface auxquelles viendra s'ajouter la livraison prochaine d'un laboratoire et de plusieurs blocs. Parmi les bénéfices du projet, sont évoqués une baisse de la consommation d'électricité de 7 à 9 GWh/an et jusqu'à 6 900 tonnes de CO<sub>2</sub> évités sur la base d'un mix électrique de La Réunion à dominante « fossile » (c'est-à-dire sans la substitution du charbon et du fioul par la biomasse).

La technologie développée pour La Réunion est basée sur le même principe que le SWAC actuellement en opération en Polynésie. Il s'agit de pomper l'eau de mer à environ 5°C à 1 150 m de profondeur via une conduite de 8 km. L'eau de mer est utilisée pour refroidir une boucle d'eau douce puis rejetée réchauffée à environ 11°C à 50 m de profondeur. Le procédé prévoit également la création d'un puits de 15 m de diamètre sur 28,5 m de profondeur creusée sur un site militaire tout proche dans lequel pompes et échangeurs seront installés. La livraison du SWAC du CHU Sud est prévue pour octobre 2025...aux dernières nouvelles.

---

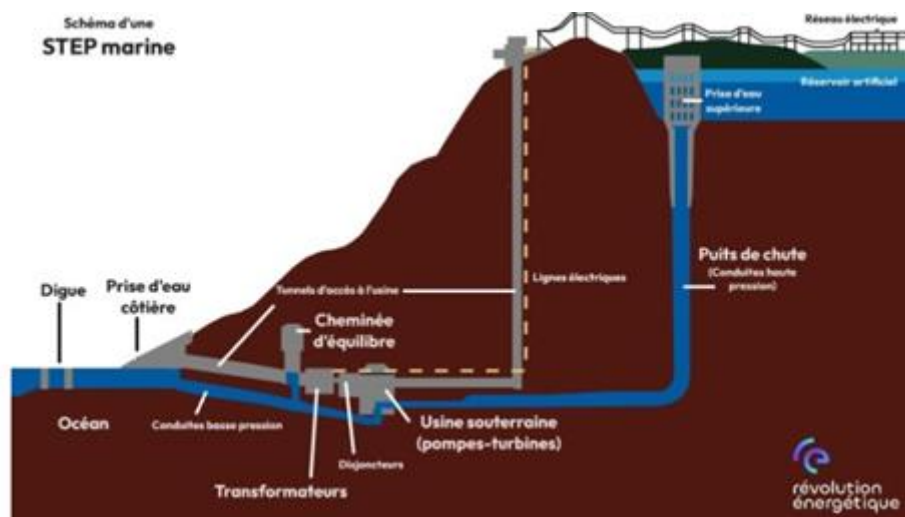
<sup>14</sup> Le fond chaleur de l'ADEME était doté de 522 M€ en 2022

## Vers une STEP marine à La Réunion ? Difficultés et rentabilité

Comme indiqué, EDF développe à La Réunion ce qui pourrait être le premier projet de stockage d'énergie par STEP marine en France. Le concept repose sur la création d'un réservoir artificiel rempli d'eau de mer, situé à plusieurs centaines de mètres au-dessus de l'océan. Le principe de fonctionnement d'une STEP marine est simple. L'eau de l'océan est pompée durant les pics de production d'électricité afin de remplir un réservoir placé en hauteur, à l'image d'une batterie qui se recharge. Puis, selon les besoins du réseau, l'eau est relâchée dans l'océan et entraîne, dans sa chute, des turbines qui produisent de l'électricité : la « batterie » se décharge.

Si, dans l'hexagone, la France possède déjà six STEP, aucune n'est « marine ». Les installations actuelles sont toutes situées en montagne et exploitent systématiquement deux bassins artificiels d'altitudes différentes, remplis d'eau douce. Une STEP marine utilise, par définition, la mer ou l'océan comme bassin inférieur et un bassin supérieur artificiel rempli d'eau salée. Ce type de STEP est très peu répandu dans le monde. Les quelques sites actuellement en service sont de faible capacité et il s'agit souvent de petits réservoirs perchés au sommet de falaises surplombant l'océan, sur de petites îles comme El Hierro (dans les îles Canaries) ou Ikaria (en Grèce).

Figure 9. Schéma de principe d'une STEP marine. (Révolution énergétique, 2024)



Aménager une STEP marine est plus complexe que de construire une STEP classique en montagne. Il faut notamment recouvrir le bassin supérieur d'une membrane parfaitement étanche pour éviter toute infiltration d'eau salée dans la nature et prévoir des turbines et des conduites suffisamment résistantes à la corrosion et aux organismes marins.

La difficulté principale est de trouver des sites techniquement, économiquement et environnementalement adaptés, mais aussi acceptés sur le plan social. Sur l'île de La Réunion, EDF aurait identifié un site où implanter sa première STEP marine. Selon un document révélé par le compte X (ex-Twitter) « Infos-Réseaux », elle serait aménagée dans le quartier de La Montagne, à Saint-Denis, au-dessus des falaises surplombant l'océan. Sur ce plateau, perché à environ 300 m d'altitude, l'énergéticien envisage de creuser un bassin dont la capacité n'a pas encore été précisée. L'ouvrage disposerait d'une puissance de 50 MW grâce à deux turbines de 25 MW placées dans une usine souterraine.

Le site présente toutefois quelques difficultés, plusieurs maisons se trouvant à l'emplacement du futur bassin et la prise d'eau côtière devant être aménagée dans une zone étroite et périlleuse, coincée entre l'océan et la falaise. EDF n'a pas souhaité communiquer davantage d'informations à ce stade, en particulier sur le coût et le calendrier du projet. Il faudra également bien apprécier comment ce type

de projet de stockage d'électricité peut garder une rationalité économique dans un environnement où le stockage par batterie gagne chaque jour en compétitivité et en attractivité (en 2023, pour la première fois, les investissements dans des projets de stockage par batterie ont été plus importants que ceux dans le nucléaire ...).

Figure 10. Présentation du projet de STEP Marine à la Réunion, Tanika par EDF. (Révolution énergétique, 2024)



A noter que dans le cadre de la planification du développement des moyens de stockage d'électricité dans les zones non interconnectées (ZNI), la CRE a souhaité identifier les projets de station de transfert d'énergie par pompage (STEP) en développement dans les différents territoires.

## Du nucléaire en Outre-mer ?

Enfin, sans surprise, la France étant la France, pays dans lequel aucune réflexion dans le secteur de l'énergie ne serait être menée sans évoquer le nucléaire, la douce musique de la possible implantation d'un petit réacteur nucléaire (SMR ou Small Modular Reactor d'une puissance située entre 10 à 300 MWe) à La Réunion commence à se faire entendre. Le projet de ce type porté par EDF, NUWARD est constitué d'unité de 170 MWe qui de fait est en train de devenir en France une sorte de standard.

Cette option est d'abord venue de la Nouvelle-Calédonie. Ce territoire utilise en effet 300 MW de puissance électrique, aujourd'hui à base de charbon, pour son secteur minier. Dans le cadre des réflexions sur la décarbonatation de ce secteur sensible pour l'économie de l'île, le SMR est depuis peu évoqué. "Le seul moyen d'avoir un avenir pour la filière nickel c'est de produire une énergie qui est compétitive et beaucoup plus décarbonée", a lancé Emmanuel Macron lors de son discours du 26 juillet 2023 à Nouméa. Cette idée avait été déjà évoquée en juin 2023 par Gérald Darmanin, ministre de l'Intérieur, lors d'un séminaire de la Fedom<sup>15</sup>. "On doit avoir en Nouvelle-Calédonie une énergie autonome, pas chère et décarbonée. Il ne faut pas écarter le mini-réacteur nucléaire !". C'est qu'Hervé Mariton, président de la Fedom, qui a été député UMP de la Drôme (où se localise le site nucléaire de Tricastin) jusqu'en 2017 et éphémère ministre de l'Outre-mer en 2007, a, en grand défenseur du nucléaire, porté le sujet dès sa prise de fonction en 2022 (L'express, 2022).

Ce sont au moins deux SMR de 170 MWe qui sont évoqués d'ici 2030, en complément du dispositif du schéma de transition énergétique de la Nouvelle-Calédonie. Ce projet de SMR à horizon 2030 ne manquera pas de faire réagir nos voisins dans le Pacifique (Australie, Nouvelle-Zélande, ou encore la

<sup>15</sup> Créée en 1986, la Fédération des Entreprises des Outre-mer (FEDOM) est une association loi 1901 composée à l'origine des MEDEF et associations des producteurs locaux (MPI et ADIR) des quatre départements historiques des Outre-Mer (Guadeloupe, Guyane, Martinique, La Réunion). Au fil des années, la FEDOM s'est élargie au 5ème DROM, Mayotte, et aux collectivités, pays et territoires d'Outre-mer : la Polynésie Française, la Nouvelle-Calédonie, Saint-Pierre- et-Miquelon, Saint-Barthélemy, Saint-Martin et Wallis-et- Futuna.

Polynésie française) particulièrement sensibles sur le sujet, entre essais nucléaires et scandale du Rainbow Warrior.

Le second territoire d'Outre-mer d'intérêt pour les SMR est La Réunion. Et ceci non pas pour des raisons de besoins industriels, mais en lien avec la croissance de la population et l'anticipation de besoins d'électricité importants pour alimenter le futur million d'habitant de l'île. Entre 2010 et 2015, DCNS avait déjà envisagé à La Réunion la mise en place de sa solution Flexblue (DCNS (maintenant Naval group), 2011), sorte de sous-marin nucléaire sans hélice qui se pose au fond de la mer, vendue comme une minicentrale. Cette option technologique est aujourd'hui complètement abandonnée.

Ce sont entre un à deux SMR de 170 MWe qui pourraient, à terme, être introduits sur l'île intense. Mais le projet est loin de faire consensus. Voici par exemple ce que rapporte la presse locale sur l'avis de la Présidente du Conseil Régional sur ce sujet : « *L'hypothèse d'un petit réacteur nucléaire à La Réunion, capable de couvrir les besoins de l'île, qui vont augmenter en raison de la hausse de la population (un million d'habitants en 2044 selon l'INSEE) et de l'évolution des modes de consommation, est-elle envisageable ? La présidente de Région a fermement tranché : "C'est non !" Lors de l'assemblée plénière du 14 décembre, Huguette Bello l'a réaffirmé haut et fort après que l'élu, chargé de la transition énergétique, Jean-Pierre Chabriat, a rappelé que cette idée continuait à se diffuser* (Clicanoo, 2024). »

Néanmoins, Emmanuelle Wargon<sup>16</sup>, récemment en visite à La Réunion (Avril 2024) ne manquera de revenir sur le sujet, en lien avec les conclusions du groupe de travail sur « l'insertion des petits réacteurs modulaires (SMR) dans les systèmes énergétiques » tout juste créé (30 avril 2024) par la CRE.

Il reste que la mise sur le marché effective de ce type de technologie est loin d'être évidente comme souligné par plusieurs analyses ( (Laponche & Thierry, 2023), (Schlissel & Wamsted, 2024), (Bonduelle, 2024)). On peut en retenir que :

- La grande majorité des projets en développement est aujourd'hui à l'état de concept, à l'exception de quelques prototypes en Chine et en Russie.
- Les SMR sont proposés pour remédier aux dérives des coûts observés sur les grands réacteurs nucléaires comme l'EPR. Mais leur coût initial est encore très élevé (cf l'abandon du projet Nuscale à l'automne dernier aux Etats-Unis (Gardner & Mishra, 2023)) et les baisses anticipées sont basées sur un effet de série qui est un pari plus qu'autre chose. Le marché potentiel des SMR est, en effet, très limité. Il n'est qu'une fraction du marché mondial du nucléaire qui reste, pour le moment, peu dynamique, notamment en comparaison avec l'expansion des énergies renouvelables dans le monde.
- Tant aux Etats-Unis qu'en France, les promoteurs des petits réacteurs SMR visent à limiter les exigences réglementaires contre les menaces internes (sûreté) ou externe (sécurité). Cet allègement est pour le moins risqué car une installation nucléaire reste une installation nucléaire... avec des risques associés (prolifération, accident, ...).
- Le calendrier des petits réacteurs SMR, les placerait bien au-delà des échéances de la crise climatique, même si toutes leurs difficultés étaient levées. Ils sont ainsi hors-jeu et ne constituent pas une option de décarbonisation pour l'horizon 2050.

En traduisant le titre de la dernière publication de l'« *Institute for Energy Economics and financials analysis (IEEA)* » (Schlissel & Wamsted, 2024) sur le sujet, on peut résumer la situation ainsi : les SMR sont trop risqués, trop chers et trop en retard.

---

<sup>16</sup> Présidente de la CRE

## L'impact financier de la mise en œuvre de la PPE

La mise en œuvre de la nouvelle PPE a deux niveaux d'impacts :

- Elle va engendrer un surcoût pour les finances publiques au titre du Service Public pour l'Énergie.
- Elle devrait permettre une réduction des émissions de gaz à effet de serre de La Réunion.

Comme déjà exposé, en vertu du principe de péréquation à l'échelle nationale, les consommateurs situés dans les ZNI paient un tarif d'électricité similaire à celui de la France hexagonale. Les coûts de production à La Réunion sont cependant très supérieurs à ceux de métropole. Ils sont compensés par un mécanisme de SPE déjà évoqué.

En 2023, le budget prévisionnel de coût de la charge de SPE pour les finances publiques était de 17,9 Mds € (y compris bouclier tarifaire), incluant 2,9 Mds € de dépenses nécessaires pour les surcoûts des ZNI. Pour la Réunion, principal contributeur des ZNI, ce sont 750 M€ qui ont été évalués par la CRE en 2023. Pour 2024, les chiffres avancés ne sont qu'une estimation corrigée au fil du temps et de leur certitude.

Tableau 3. Évolution de la charge de SPE pour La Réunion. (CRE (1), 2023)

	2024 (est.)	2023	2022
<b>Transition énergétique</b>	<b>667,5</b>	<b>399,5</b>	<b>138,1</b>
<i>Surcout achat OA</i>	103,4	108,2	109
<i>Surcout achat GAG</i>	577,3	283,2	24
<i>Surcout production EDF</i>	-65,3	-38,7	-22,2
<i>MDE</i>	51	45,6	26,5
<i>Stockage</i>	1,1	1,2	0,8
<b>Mecanisme de solidarité</b>	<b>47,6</b>	<b>350,5</b>	<b>582,8</b>
<i>Surcouts achat GAG</i>	36,7	328	566,3
<i>Surcouts EDF</i>	10,9	22,5	16,5
<b>Total</b>	<b>715,1</b>	<b>750</b>	<b>720,9</b>

L'évolution de la charge de SPE liée à la mise en œuvre de la PPE de La Réunion pour l'État français a été estimée par le Comité de Gestion des Charges de Service Public de l'Électricité en 2021 (Comité de gestion des charges de service public de l'électricité, 2021). La croissance du coût de la SPE a été estimée à +30% par rapport à son niveau de 2021 (voir ci-dessous) pour un total de 742 M€ en 2028. Dès 2023 ce seuil est, dans les faits, déjà atteint (cf. tableau 3).

Tableau 4. Évolution de la contribution de la CSPE liée à la PPE de la Réunion 2021-2028.  
(Comité de gestion des charges de service public de l'électricité, 2021)

	Montant des charges de SPE en 2021	Montant des charges de SPE en 2028	Montant total des charges de SPE entre 2021 et 2028
<b>Scénario de base</b>	<b>576 M€</b>	<b>742 M€</b>	<b>5 530 M€</b>
Hausse de 10% du prix du fioul	+8 M€ (+1,4 %)	=	+18 M€ (+0,3 %)
Hausse de 10% du prix du charbon	+7 M€ (+1,2 %)	=	+16 M€ (+0,3 %)
Hausse de 10% du prix de la biomasse solide	= <sup>18</sup>	+14 M€ (+1,9 %)	+73 M€ (+1,3 %)
Hausse de 10% du prix de la biomasse liquide	=	+11 M€ (+1,5 %)	+76 M€ (+1,3 %)
Hausse de 10€/t du prix du CO <sub>2</sub>	+20 M€ (+3,4 %)	=	+44 M€ (+0,8 %)

Cette évaluation est, par construction, incertaine car elle doit prendre en compte les évolutions des coûts de production de l'électricité à La Réunion (et en particulier anticiper l'évolution des coûts des combustibles), des prix de référence de l'électricité en France métropolitaine et des quantités d'électricité produites et consommées à La Réunion. Les principales hypothèses de calcul qui ont été utilisées sont les suivantes :

- Évolution du prix de vente de l'électricité indexé sur celui de la métropole +2%/an sur la période 2023-2028.
- Principaux prix des combustibles retenus par le CGCSPE pour l'évaluation du coût de la PPE de la Réunion sur la période 2023-2028.

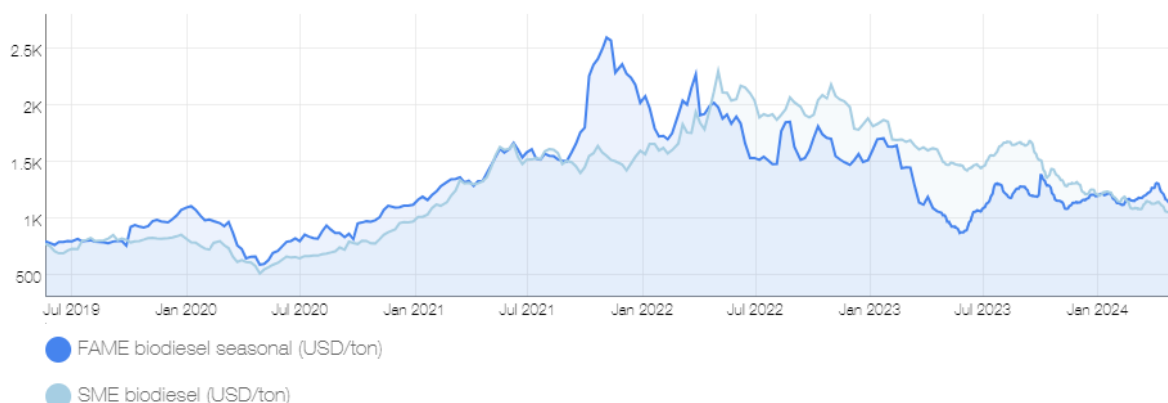
Tableau 5. Principales hypothèses de calculs retenues pour l'évaluation de l'évolution de la CSPE liées à la mise en place de la PPE 2021-2028.  
(Comité de gestion des charges de service public de l'électricité, 2021)

Combustible/CO <sub>2</sub>	Hypothèse de référence 2021	Evolution au-delà
Fioul domestique	630€/t	+2 %/an
Fioul lourd	430€/t	
Charbon	115€/t	
Biomasse solide	165€/t	
Biomasse liquide	950€/t	
CO <sub>2</sub>	40€/t	

Ces hypothèses ont été prises dans un contexte pré-crise en Ukraine. Depuis, une variation importante des prix a été observée, en particulier pour les biocombustibles, l'Ukraine étant un des principaux producteurs de tournesol (une de matières premières pour la production de biodiesel) et la Russie un des principaux producteurs/exportateurs de pellets.

Par rapport au prix de référence repris pour 2021 dans le tableau 5, les prix constatés sur le marché pour la biomasse liquide ou solide ont globalement doublé en 2022 pour rester à un niveau élevé en 2023 et reprendre un cours plus « normal » en 2024 (cf figure 11 qui reprend le cours du biodiesel en \$/tonne)

Figure 11. Évolution des cours du biodiesel. (Neste, 2024)



Fame : Fatty Acid Methyl Ester ou Ester méthylique d'Acide gras ou EMAG  
SME : Sunflower Methyl Ester ou Ester méthylique de Tournesol

## L'impact de la PPE sur les émissions de gaz à effet de serre

Compte tenu des bilans carbone revendiqués pour les biocarburants en comparaison avec les combustibles fossiles, il est anticipé que la substitution des énergies fossiles de la PPE 2023-2028 de La Réunion par de la biomasse solide et liquide engendrera une diminution des émissions de gaz à effet de serre de l'île.

En effet, la filière biodiesel « du champ à la combustion dans la centrale » permet une réduction de 65% des émissions de gaz à effet de serre (GES). Sur un périmètre équivalent, la filière pellet importée des États-Unis permettrait une réduction des émissions de GES de 85% en comparaison avec la filière charbon.

Au final, c'est une baisse de 70% des émissions de GES du secteur de l'électricité à la Réunion en 2028 qui est anticipée pour la mise en œuvre de la nouvelle PPE (avec cependant un mix électrique à 277 g CO<sub>2</sub>éq/kWh ce qui est presque trois fois plus élevé que le seuil des 100 gr CO<sub>2</sub>éq/kWh utilisés par la taxonomie européenne pour définir les solutions bas carbone) et de 40% pour le secteur de l'énergie en comparaison avec les émissions de 2018.

Ce bilan peut être contesté, car il dépend de la bonne prise en compte (ou pas dans le cas présent) dans les bilans carbone du biodiesel du changement indirect d'affectations des sols et des phénomènes de stockage/stockage des forêts pour la production des pellets comme déjà exposé.

### 5. L'autonomie énergétique : un objectif atteignable

Récemment, deux exercices de programmation et de projection sur l'avenir de l'énergie à la Réunion se sont télescopés. Celui porté par l'ADEME et l'exercice de PPE 2023-2028 déjà évoqué précédemment.

L'ADEME a en effet, dans la foulée de l'adoption de la Loi sur la Croissance verte et la Transition écologique de 2015 qui prévoyait en 2030 l'autonomie énergétique pour les ZNI, réalisé des exercices de prospective pour ces territoires et notamment pour La Réunion (ADEME, 2018). Il en a résulté la production de 4 scénarios, dont le plus poussé s'aligne sur un objectif de 100% d'autonomie énergétique en 2030. Les cinq scénarios se définissent de la manière suivante :

- **Dans le scénario « tendanciel »**, conformément à la PPE en vigueur au moment de la réalisation de l'étude (2018), la conversion complète du parc thermique à flamme (charbon/bagasse)

vers des unités 100% biomasse est prévue. Aussi, à l'horizon 2030, ces unités sont intégrées au titre des énergies renouvelables dans les bilans de parc. En revanche, il n'était pas prévu à l'époque de la réalisation de ces scénarios de conversion des centrales EDF du fioul au biodiesel. De ce fait, le modèle décline la production diesel dès que la contrainte sur leur maintien dans le parc est relaxée (2025). Pour satisfaire l'équilibre offre/demande, d'importants investissements dans les moyens de stockage sont nécessaires pour pallier la variabilité des énergies renouvelables de flux. Les renforcements de réseau restent très limités dans ce scénario du fait d'une production distribuée sur l'ensemble des postes sources où se trouve la demande. Malgré une forte augmentation de la demande, le réseau de transport d'électricité se trouve donc moins sollicité que dans le cas d'une production centralisée.

- **Dans le scénario « avantage thermique »**, les hypothèses de prix et de taxes favorables aux énergies fossiles s'opposent à celles concernant la disponibilité en 2030 des éoliennes « surtoilées » (les éoliennes Vergnet de quelques centaines de KW sont remplacées par des éoliennes de plusieurs MW). Comme dans le scénario « tendanciel », et malgré des hypothèses favorables, les groupes diesel ne sont plus appelés après 2025. En 2030, la compétitivité de l'éolien surtoilé vient compresser la production thermique. On observe ainsi une réduction de l'utilisation des moyens thermiques à flamme par rapport au scénario tendanciel, et une légère augmentation du taux d'énergies renouvelables. Le raccordement de la puissance éolienne supplémentaire conduit à une augmentation des besoins de renforcement qui restent cependant encore très limités. Le stockage est pratiquement inchangé en comparaison avec le scénario « tendanciel ».
- **Dans le scénario « avantage technologique »**, une pénétration plus importante du véhicule électrique et de sa consommation associée est mise en œuvre en lien avec une meilleure maîtrise et un meilleur contrôle de la demande qui amènent une réduction de la consommation globale d'énergie et une amélioration de la flexibilité du système. Ces avantages conduisent à une légère augmentation du taux de pénétration des énergies renouvelables par rapport au scénario « tendanciel ». La flexibilité apportée par le pilotage de la charge des véhicules électriques permet une importante diminution des besoins de stockage ainsi qu'une réduction des renforcements des lignes électriques, en comparaison avec le scénario « avantage thermique ». On note également le moindre attrait des éoliennes surtoilées par rapport au scénario « avantage thermique », la demande étant plus faible pour ce scénario, le recours à ces capacités additionnelles n'est pas nécessaire.
- **Dans le scénario « tous feux verts »**, la conjonction des contraintes, 100% énergies renouvelables et imports non autorisés, conduit à une augmentation sensible du stockage et engendre quelques renforcements de lignes. Le parc de centrales de production d'électricité exploite au maximum la disponibilité des éoliennes surtoilées ainsi que le potentiel hydraulique (barrage au fil de l'eau). En termes de gestion de la stabilité du réseau, la flexibilité introduite par le pilotage de la charge des véhicules électriques, constitue un atout essentiel.
- **Dans le scénario « autonomie énergétique »**, pour lequel la majeure partie des besoins liés à la mobilité sont transférés sur le système électrique par le biais du véhicule électrique, la demande globale d'énergie augmente de 23% par rapport au scénario « tous feux verts ». Afin de satisfaire cette demande importante, ainsi que la contrainte d'un mix couvert à 100% par les énergies renouvelables, le parc exploite pratiquement tous les potentiels disponibles dans chacune des filières. Cela conduit à une hausse significative des besoins de renforcements (22.4 MW) et de stockage (874 MW). On notera la très forte augmentation des capacités installées dans le solaire. Dans ce scénario, le potentiel de production atteint pratiquement la

limite théorique pour satisfaire la demande électrique en tenant compte des pertes sur le réseau.

Tableau 6. Comparaison des principales caractéristiques des scénarios prospectifs de l'ADEME. (ADEME, 2018)

2030	Tendanciel	Avantage Thermique	Avantage Technologique	Tous Feux Verts	Vers l'autonomie énergétique
<b>Demande totale (GWh)</b>	3474	3474	3313	3313	4067
<b>Dont VE (GWh)</b>	118	118	234	234	988
<b>Taux d'ENR</b>	100%	100%	100%	100%	100%
<b>Dont imports</b>	17%	15%	14%	0%	0%
<b>Parc ENR (MW)</b>	1320	1293	1283	1417	1947
<b>Dont ENR variable</b>	814	787	778	897	1418
<b>Stockage (MW)</b>	419	395	344	596	874
<b>Dont stockage 2h</b>	66	52	25	340	448
<b>Dont stockage 4h</b>	353	343	319	256	426
<b>Renforcements (MW)</b>	2.9	4.8	1.6	18	22.4

## Les enseignements des exercices prospectifs

Les principaux éléments à retenir de ces exercices prospectifs peuvent être :

- Un mix électrique 100% ENR est possible à La Réunion tout en satisfaisant l'ensemble de la demande électrique à tout instant moyennant un recours significatif à des capacités de stockage. Le recours à des capacités de stockage massives, qui était jugé comme un pari en 2018 lorsque l'étude a été réalisée, est en train de devenir une réalité. L'Agence Internationale de l'Energie vient ainsi de publier une étude sur le sujet, indiquant que les batteries étaient la technologie au développement le plus rapide parmi les technologies de la transition énergétique. Fatih Birol, Directeur Exécutif de l'AIE, indique à l'occasion de la sortie de l'étude « *Les batteries fourniront les bases dans ces deux domaines, jouant un rôle inestimable dans le développement des énergies renouvelables et l'électrification des transports tout en fournissant une énergie sûre et durable aux entreprises et aux ménages. La combinaison du solaire photovoltaïque et des batteries est aujourd'hui compétitive par rapport aux nouvelles centrales à charbon en Inde. Et dans les prochaines années, il sera moins cher que le nouveau charbon en Chine et l'électricité au gaz aux États-Unis. Les batteries changent la donne sous nos yeux.* (IEA, 2024). »
- En cas de conversion en tout électrique des véhicules terrestres, la quasi-totalité des potentiels des énergies renouvelables doit alors être exploitée, pointant ainsi la fragilité d'une telle situation impliquant un important travail de maîtrise de l'énergie multisectoriel.
- Quel que soit le scénario étudié, le rôle des centrales diesel existantes est fortement réduit à partir de 2025, et ce, y compris en intégrant les services réseaux qu'elles assurent. Cette conclusion reste vraie même dans le cas où la centrale du Port de EDF est convertie au biodiesel, ce qui n'était pas prévu au moment de la réalisation de l'étude.

- La trajectoire vers l'autonomie énergétique voulue par la loi appelle une adaptation rapide des équipements de régulation du réseau électrique afin d'intégrer les nouveaux moyens de production décentralisés, et ce même dans un contexte d'évolution tendanciel du système électrique.
- Les scénarios à fort taux d'ENR s'accompagnent d'une baisse des coûts (LCOE<sup>17</sup> moyen du parc) de l'énergie produite de 131 €/MWh à 98 €/MWh.
- Enfin, l'ADEME a testé sur trois points de fonctionnement délicats d'un système électrique assuré à 100% par des énergies renouvelables. Il peut rester stable face à des incidents significatifs. Néanmoins, en raison des hypothèses simplificatrices prises pour la modélisation du réseau, ce résultat, bien qu'encourageant, ne permet pas de conclure à une stabilité et une sécurité assurée sur le système réel dans toutes les conditions de fonctionnement. La prudence de l'ADEME sur ce dernier sujet tient à la difficulté qu'a eue l'agence à accéder aux données de réseau détenues par EDF SEI, nécessaires aux travaux de modélisation.

Ce qui ressort des travaux prospectifs réalisés est que tous les scénarios envisagés par l'ADEME, sont à dominante (parfois très importante) d'énergies éoliennes et solaires avec adaptation du réseau et ajout de moyens de stockage. La PPE 2023-2028, actuellement en œuvre, promeut, elle, un mix énergétique à base de biomasse liquide et solide importée sans ajustement significatif du réseau, notamment sur les moyens de stockage. Ce sont des évolutions et des visions du système électrique quasi orthogonales qui sont proposées entre les deux approches. À noter que le choix de l'ADEME se fait avec une diminution du coût de l'électricité produite et donc une baisse de la charge de SPE pour La Réunion à mesure que le scénario s'approche de l'autonomie énergétique.

La seconde grande différence des scénarios ADEME en comparaison avec la PPE 2023-2028 tient à la pénétration du véhicule électrique beaucoup plus forte et qui, dès 2030, représente 100% des ventes des véhicules particuliers dans l'hypothèse d'une autonomie énergétique de l'île atteinte en 2030.

### Les ENR variables, un problème de stabilité du réseau ?

Un argument qui a souvent été avancé pour ne pas baser une évolution d'un système isolé comme celui de La Réunion sur des énergies solaire et éolienne, non pilotables, est celui de la stabilité du réseau. Il y aurait une limite « physique » à la pénétration des technologies dites asynchrones dans les réseaux électriques. Cette limite a, dans les faits, beaucoup évolué ces dernières années : elle était de 5%, puis de 10% puis .... 20% et il est presque courant aujourd'hui d'aller bien au-delà des 50%

La PPE récemment validée indique même qu'à La Réunion, le seuil de déconnexion des installations de production mettant en œuvre de l'énergie fatale à caractère aléatoire mentionné à l'article L. 141-9 du code de l'énergie est fixé à 45 % en 2023. Le texte de loi précise que le gestionnaire du système établit, en collaboration avec l'État et le Conseil Régional, les conditions technico-économiques pour porter ce seuil à 55 % en 2028. Le gestionnaire du réseau publie annuellement le pourcentage d'énergie produite par ces installations et injectée dans le réseau. Un objectif indicatif est d'en injecter 95 % à l'horizon 2028.

Au-delà du cas de La Réunion, il y a bien des exemples dans le monde qui montrent une pénétration élevée de technologies solaires et éoliennes dans les réseaux. L'AIE indique même dans la mise à jour du scénario +1,5°C récemment publiée (IEA, 2023) un secteur de la production d'électricité dominé à 90% par les énergies renouvelables dont 70% pour l'éolien et le solaire photovoltaïque.

Ainsi, l'île de Suđuroy (îles Féroé, 4 600 habitants / 163 km<sup>2</sup>, non interconnectée) a atteint 100 % d'énergies renouvelables (dont 84 % éolien/PV) à l'automne 2023. Le réseau est resté stable. À

<sup>17</sup> LCOE : Leveraged Cost of Electricity ou coût actualisé de l'électricité

l'échelle d'une journée, le 100 % d'énergies renouvelables a également été atteint le 02/10/23, le 20/09/23 et le 16/09/23. L'éolien, première source d'électricité de l'île, est une énergie variable car même aux îles Féroé, il existe des jours sans vent.

Sur le 1<sup>er</sup> semestre 2023, un taux de 56 % d'énergies renouvelables a été atteint, dont 44 % provenant de l'éolien. Au début, la mise en place de l'installation éolienne a légèrement diminué la stabilité du réseau sans toutefois causer de black-out. Mais, depuis fin 2022, une batterie de 7.5 MW/7.5 MWh et un compensateur synchrone de 8 MVA ont été installés dans le but de fournir des services systèmes.

Non seulement ceux-ci ont amélioré la stabilité du réseau, mais ils ont également permis d'augmenter fortement la production d'électricité d'origine éolienne au 1<sup>er</sup> semestre 2023 (+ 74 % avec la même puissance installée qu'au 1<sup>er</sup> semestre 2022 !). En conséquence, la production thermique a diminué de 33 %, entraînant l'économie de 800 tonnes de fioul. Ces services système fournis par la batterie et le compensateur synchrone permettent de couper le groupe fioul à certains moments. L'île de Suđuroy confirme par conséquent le constat déjà établi avec l'Australie méridionale (+70% du réseau est assuré par le l'éolien et du solaire photovoltaïque) : il est tout à fait possible de maintenir la stabilité d'un réseau électrique avec des taux de pénétration très élevés en éolien et solaire.

## Les enseignements des autres îles

Un autre exemple particulièrement pertinent à mettre en comparaison avec le cas de La Réunion est celui d'Hawaï. La surface des différentes îles de l'archipel est de 28 337 km<sup>2</sup>, dont 16 600 km<sup>2</sup> de terres, avec 10 432 km<sup>2</sup> pour la seule île d'Hawaii. La population globale est de 1,5 M d'habitant dont plus de 70 % habitent l'île d'Oahu, d'une surface de 1 500 km<sup>2</sup> et sur laquelle est située Honolulu (capitale de l'Etat). En comparaison, La Réunion présente une surface de 2 500 km<sup>2</sup> pour près de 900 000 habitants. Les deux territoires sont donc très comparables.

L'objectif d'Hawaï est d'atteindre la neutralité carbone d'ici à 2045 (Hawaï State Energy Office, 2023). Pour cela, le territoire s'appuie sur l'électrification du secteur des transports, mais fait surtout un choix radicalement différent de celui opéré par la PPE 2023-2028 de La Réunion.

Le scénario « net zéro émission » en 2045 s'appuie très largement sur les énergies solaire et éolienne qui assurent plus de 90 % des besoins en fin de période. Cela inclut le solaire distribué, le solaire au sol, l'éolien terrestre et l'éolien en mer. Le stockage par batterie est aussi nécessaire pour garantir un service complet.

Les modélisations effectuées indiquent également que le passage de la production à base de combustibles fossiles à la production renouvelable réduit le coût de l'électricité. Cependant, cette transition nécessite une adaptation et des investissements importants, notamment pour le réseau de transports et de distribution de l'électricité.

Enfin, même si l'énergie solaire distribuée était construite sur tous les toits de l'île d'Oahu, elle générerait moins de la moitié de la demande d'électricité annuelle. Ainsi, la mobilisation des ressources renouvelables à suffisamment grande échelle est nécessaire, y compris le solaire au sol, l'éolien terrestre et l'éolien en mer.

Mais pour garantir la sécurité d'approvisionnement, des capacités additionnelles de production d'électricité sont envisagées comme la géothermie, l'importation de biocombustible, l'utilisation de fioul avec système de capture et stockage de CO<sub>2</sub>... Des capacités qui ne sont utilisées qu'en complément d'un mix conçu et développé majoritairement pour l'énergie solaire et éolienne.

## 6. Conclusion

Alors que la loi dite de transition écologique et de croissance verte de 2015 a cherché à mettre les ZNI à la pointe de la transformation des systèmes énergétiques en instaurant un objectif d'autonomie énergétique dès 2030, il est très dommageable de constater un échec certain et un retard patent au regard des objectifs fixés. Dans un contexte où les technologies liées à la transition énergétique (notamment dans le secteur électrique) offrent une révolution très favorable à la production locale et décentralisée d'électricité, les ZNI françaises profitent très peu de ces évolutions (pour mémoire, en 2021, La Réunion importait pour 586 M€ d'énergies fossiles). Pire, elles s'orientent vers une transition énergétique chère, qui substitue une importation d'énergies fossiles par une importation de biomasses. C'est autant de valeur ajoutée qui sort de ces territoires avec la mise en œuvre d'une solution qui n'est pas durable et porte un risque fort de ne pas apporter de réelles réductions d'émissions de gaz à effet de serre. Pourtant, les opportunités sont là, avec l'avènement du véhicule électrique couplé à l'énergie solaire et éolienne qui présente une possibilité comme rarement ces territoires en ont eu de localiser non seulement leur production d'électricité, mais aussi de limiter très largement leur dépendance aux importations, notamment de carburants pétroliers.

## Bibliographie

- ADEME. (2018, 03). *100 % d'énergies renouvelables en 2030 : un scénario réaliste*. Récupéré sur Ademe Ocean Indien: [https://www.ademe.fr/sites/default/files/assets/documents/autonomie-energetique-zni-horizon-2030-lareunion\\_2019.pdf](https://www.ademe.fr/sites/default/files/assets/documents/autonomie-energetique-zni-horizon-2030-lareunion_2019.pdf)
- ADEME. (2020). *Vers l'autonomie énergétique des Zones non Interconnectées (ZNI)*. Angers: Ademe Edition. Récupéré sur ADEME: <https://librairie.ademe.fr/ged/4957/vers-lautonomie-energetique-zones-non-interconnectees-zni-011299.pdf>
- Andrea, C., Jacopo, G., Klas, J., Nicolas, R., Noemi, C., Gediminas, J., . . . Sarah, M. (2020). *The use of woody biomass for energy production in the EU*. Luxembourg: Publications Office of the European Union. Récupéré sur <https://publications.jrc.ec.europa.eu/repository/handle/JRC122719>
- Bonduelle, A. (2024, 03). *Les petits réacteurs nucléaires*. Récupéré sur E&E Consultant: <https://ee-consultant.fr/IMG/pdf/-6.pdf>
- Catanoso, J. (2020, 05 13). *Scientists warn U.S. Congress against declaring biomass burning carbon neutral*. Récupéré sur Mongabay: <https://news.mongabay.com/2020/05/scientists-warn-congress-against-declaring-biomass-burning-carbon-neutral/>
- CIREST. (2022, 04 11). *Plan Climat Air Energie Territorial*. Récupéré sur CIREST: [https://www.cirest.fr/wp-content/uploads/2022/04/LIVRET\\_1\\_Diagnostics\\_PCAET\\_CIREST\\_v3\\_avec\\_audit\\_PCET.pdf](https://www.cirest.fr/wp-content/uploads/2022/04/LIVRET_1_Diagnostics_PCAET_CIREST_v3_avec_audit_PCET.pdf)
- Clicanoo. (2024, 01 10). *Énergies : le retour de la petite musique du nucléaire à La Réunion*. Récupéré sur Clicanoo: <https://www.clicanoo.re/article/politique/2024/01/10/energies-le-retour-de-la-petite-musique-du-nucleaire-a-la-reunion-659df752a8b31>
- Club SWAC de France. (s.d.). *Qu'est-ce que le SWAC ?* Récupéré sur Club SWAC de France: <https://www.clubswac.fr/SWAC>
- Comité de gestion des charges de service public de l'électricité. (2021, 12 10). *Avis du comité de gestion des charges de service public de l'électricité sur le volet budgétaire de l'étude d'impact de la Programmation pluriannuelle de l'énergie de la Réunion*. Récupéré sur Ministère de la transition écologique et de la cohésion des territoires: <https://www.ecologie.gouv.fr/sites/default/files/Avis%20CGCSPE%20PPE%20Réunion.pdf>
- Conseil régional de La Réunion. (2022, 04 25). *Programmation Pluriannuelle de l'Énergie 2019-2028 adoptée*. Récupéré sur Conseil régional de La Réunion: <https://regionreunion.com/actualite/toute-l-actualite/article/programmation-pluriannuelle-de-l-energie-2019-2028-adoptee>
- Cour des Comptes. (2021, 12 20). *La politique de développement des biocarburants*. Récupéré sur Cour des Comptes: <https://www.ccomptes.fr/fr/publications/la-politique-de-developpement-des-biocarburants>
- Cour des Comptes. (2023, Octobre 27). *Les soutiens publics aux zones non interconnectées (ZNI)*. Récupéré sur Cour des Comptes: <https://www.ccomptes.fr/fr/publications/les-soutiens-publics-aux-zones-non-interconnectees-zni>
- CRE (1). (2023, 09 21). *Délibération de la CRE du 21 septembre 2023 portant modification de la délibération n°2023-200 du 13 juillet 2023 relative à l'évaluation des charges de service public*

- de l'énergie pour 2024 et à la réévaluation des charges de service public de l'énergie.*  
Récupéré sur CRE: <https://www.cre.fr/documents/deliberations/modification-de-la-deliberation-n-2023-200-du-13-juillet-2023-relative-a-l-evaluation-des-charges-de-service-public-de-l-energie-pour-2024-et-a-la.html>
- CRE (2). (2023, 03 01). *La biomasse et la neutralité carbone.* Récupéré sur CRE: [https://www.cre.fr/fileadmin/Documents/Actualites/import/rapport\\_20gt1-\\_20\\_20comite\\_20de\\_20prospective\\_20de\\_20la\\_20cre.pdf](https://www.cre.fr/fileadmin/Documents/Actualites/import/rapport_20gt1-_20_20comite_20de_20prospective_20de_20la_20cre.pdf)
- CRE (3). (2024, 01 24). *Délibération de la CRE du 20 décembre 2023 portant décision sur l'évaluation de la compensation relative au projet de contrat de maîtrise de la demande d'énergie entre la société EDF (EDF Réunion) et la société BD5, filiale de Value Park, pour un projet d.* Récupéré sur CRE: <https://www.cre.fr/documents/deliberations/evaluation-de-la-compensation-relative-au-projet-de-contrat-de-maitrise-de-la-demande-d-energie-entre-la-societe-edf-edf-reunion-et-la-societe-bd.html>
- CRE (4). (2024, 04 15). *Délibération de la CRE du 28 mars 2024 portant communication relative à la publication des coûts marginaux prévisionnels de production d'électricité dans les zones non interconnectées aux horizons 2028 et 2038.* Récupéré sur CRE: <https://www.cre.fr/documents/deliberations/publication-des-couts-marginaux-previsionnels-de-production-deelectricite-dans-les-zones-non-interconnectees-aux-horizons-2028-et-2038.html>
- CRE (5). (2024, 05 07). *Délibération de la CRE du 29 février 2024 portant décision relative à l'instruction des dossiers de candidature à la première période de l'appel d'offres portant sur la réalisation et l'exploitation d'installations de production d'électricité à partir de.* Récupéré sur CRE: <https://www.cre.fr/documents/deliberations/instruction-des-dossiers-de-candidature-a-la-premiere-periode-de-lappel-doffres-portant-sur-la-realisation-et-l-exploitation-dinstallations-de-production-deelectricite-a-partir-de-lenergie-solaire-et-situees-dans-l>
- CRE (6). (2024, 04 29). *Transition énergétique dans les ZNI.* Récupéré sur CRE: <https://www.cre.fr/electricite/transition-energetique-dans-les-zni.html>
- DCNS (maintenant Naval group). (2011, Janvier). *Flexblue - Une centrale nucléaire sous-marine signée DCNS.* Récupéré sur Youtube/Kartmaan: <https://youtu.be/NbaRq1T4Dbk?si=mDIYxnU5stadhquzc>
- France Bois Forêt. (2024, 02 13). *2030-2050 : quel scénario carbone pour la filière forêt-bois ?* Récupéré sur France Bois Forêt: <https://franceboisforet.fr/2024/02/12/communiquede-presse-2030-2050-quel-scenario-carbone-pour-la-filiere-foret-bois/>
- Gardner, T., & Mishra, M. (2023, 11 9). *NuScale ends Utah project, in blow to US nuclear power ambitions.* Récupéré sur Reuters: <https://www.reuters.com/business/energy/nuscale-power-uamps-agree-terminate-nuclear-project-2023-11-08/>
- Hawaiï State Energy Office. (2023, 04 01). *Decarbonization strategy.* Récupéré sur Hawaiï State Energy Office: <https://www.hawaiianelectric.com/about-us/our-vision-and-commitment/climate-change-action/hawaii-pathways-to-net-zero>
- IEA. (2023, 09). *Net Zero Roadmap: A Global Pathway to Keep the 1.5 °C Goal in Reach.* Récupéré sur IEA: <https://www.iea.org/reports/net-zero-roadmap-a-global-pathway-to-keep-the-15-0c-goal-in-reach>

- IEA. (2024, 04 25). *Rapid expansion of batteries will be crucial to meet climate and energy security goals set at COP28*. Récupéré sur IEA: <https://www.iea.org/news/rapid-expansion-of-batteries-will-be-crucial-to-meet-climate-and-energy-security-goals-set-at-cop28>
- Journal Officiel de l'Union Européenne . (2023, 10 30). *DIRECTIVE (UE) 2018/2001 DU PARLEMENT EUROPÉEN ET DU CONSEIL du 11 décembre 2018 relative à la promotion de l'utilisation de l'énergie produite à partir de sources renouvelables (refonte)* . Récupéré sur Journal Officiel de l'Union Européenne : <https://eur-lex.europa.eu/legal-content/FR/TXT/PDF/?uri=CELEX:02018L2001-20231120>
- Laponche, B., & Thierry, J.-L. (2023, 11 23). *Les SMR. Deux exemples : NuScale et NUWARD* . Récupéré sur Global Chance: <https://global-chance.org/Les-SMR-Deux-exemples-NuScale-et-NUWARD>
- L'express. (2022, 07 03). *Hervé Mariton : "A quand le nucléaire dans les territoires d'Outre-Mer ?"*. Récupéré sur L'express: [https://www.lexpress.fr/environnement/herve-mariton-a-quand-le-nucleaire-dans-les-territoires-d-outre-mer\\_2176372.html](https://www.lexpress.fr/environnement/herve-mariton-a-quand-le-nucleaire-dans-les-territoires-d-outre-mer_2176372.html)
- Ministère de la transition écologique et de la cohésion des territoires. (2023, 10 25). *Chiffres clés des énergies renouvelables - Edition 2023*. Récupéré sur Ministère de la transition écologique et de la cohésion des territoires/Données et études statistiques: <https://www.statistiques.developpement-durable.gouv.fr/edition-numerique/chiffres-cles-energies-renouvelables-2023/20-biocarburants->
- Neste. (2024, 05). *Market data*. Récupéré sur Neste: <https://www.neste.com/investors/market-data/biodiesel-prices>
- Révolution énergétique . (2024, 03 26). *Stockage d'énergie : voici la première STEP marine en projet en France*. Récupéré sur Révolution énergétique: <https://www.revolution-energetique.com/stockage-denergie-voici-la-premiere-step-marine-en-projet-en-france/>
- Schlissel, D., & Wamsted, D. S. (2024, 05 29). *Small Modular Reactors: Still too expensive, too slow and too risky*. Récupéré sur Insitute for Energy Economics and Financial Analysis: [https://ieefa.org/sites/default/files/2024-05/SMRs%20Still%20Too%20Expensive%20Too%20Slow%20Too%20Risky\\_May%202024.pdf](https://ieefa.org/sites/default/files/2024-05/SMRs%20Still%20Too%20Expensive%20Too%20Slow%20Too%20Risky_May%202024.pdf)
- Secrétariat général à la planification écologique. (2023, Mai 22). *France Nation Verte*. Récupéré sur Info.gouv.fr: <https://www.info.gouv.fr/upload/media/content/0001/06/70271d2b861fd93577b32511f41998aa6f1b8e19.pdf>
- SPL Energie Réunion. (2024, 02 02). *Bilan énergétique de La Réunion*. Récupéré sur Observatoire de l'énergie à La Réunion: <https://oer.spl-horizonreunion.com/presentation-de-loer/nos-publications/bilan-energetique-de-la-reunion>
- Strauss, W. (2024, 01 8). *Global Wood Pellet Markets: 2023 in review and why industrial wood pellets are key for the future*. Récupéré sur Canadian Biomass Magazine: <https://www.canadianbiomassmagazine.ca/global-wood-pellet-markets-2023-in-review-and-why-industrial-wood-pellets-are-key-for-the-future/#>
- T&E. (2016, 04 25). *Globiom: the basis for biofuel policy post-2020*. Récupéré sur T&E: <https://www.transportenvironment.org/articles/globiom-basis-biofuel-policy-post-2020>
- Viscarra Rossel, R., & Zhang, M. . (2024). *A warming climate will make Australian soil a net emitter of atmospheric CO2*. *npj Climate and Atmospheric Science*, Number 7- Article79 .

WWF. (2018, 01 9). *EU bioenergy proposals “threat to climate and sustainable development” - NGOs*. Récupéré sur WWF: <https://www.wwf.eu/?320291/EU-bioenergy-proposals--threat-to-climate-and-sustainable-development---NGOs>

WWF. (2021, 02 11). *500+ scientists tell EU to end tree burning for energy*. Récupéré sur WWF: <https://www.wwf.eu/?2128466/500-scientists-tell-EU-to-end-tree-burning-for-energy>



**énergies  
renouvelables  
pour tou·te·s**