

COÛT DE LA DÉPENDANCE ÉNERGÉTIQUE DE LA RÉUNION

Période 2021 à 2024

Édition 2026



Date de publication : juin 2026

Auteur : Observatoire Énergie Réunion (OER), Énergies Réunion

Stagiaire chargée d'étude : Zélie Pottecher, service Stratégie territoriale, Énergies Réunion

Encadrement :

- Wendy Vergoz, Cheffe de projet Observation Énergie Environnement, service Stratégie territoriale, Énergies Réunion
- Gaëlle Gilboire, Cheffe du service Stratégie territoriale, Énergies Réunion

Nous contacter : contact@energies-reunion.com

Remerciements

L'Observatoire Énergie Réunion remercie l'ensemble des personnes et structures ayant permis la réalisation de cette étude, en particulier :

- L'équipe de l'Observatoire Énergie Réunion, notamment Sara Zermani, Cheffe de projet Observatoire, et Maxime Séward, Stagiaire Développeur full-stack, pour leur travail sur la dématérialisation des publications ;
- L'ensemble des membres du comité technique, notamment EDF PEI et Albioma Bois-Rouge ;
- La Direction régionale des douanes et droits indirects de La Réunion ;
- Le Grand Port Maritime de La Réunion ;
- Le service Animation territoriale d'Énergies Réunion ;
- L'Observatoire de l'énergie de Martinique ;
- La Commission de régulation de l'énergie ;
- Ainsi que l'ensemble des personnes sollicitées dans le cadre de cette étude, y compris lorsque les données ou informations demandées n'ont pu être transmises.

Citation de cette étude

Observatoire Énergie Réunion (juin 2026). *Coût de la dépendance énergétique de La Réunion 2021-2024*. Énergies Réunion.

Table des matières

PRÉAMBULE	5
<i>Périmètre</i>	<i>5</i>
RÉSUMÉ EXÉCUTIF	7
CONTEXTE TERRITORIAL ET ÉNERGÉTIQUE	12
CONTEXTE TERRITORIAL.....	12
CONTEXTE ÉNERGÉTIQUE.....	12
PARTIE 1 - TENDANCES GLOBALES ET DE LONG TERME DES IMPORTATIONS ÉNERGÉTIQUES	17
<i>La dépendance énergétique</i>	<i>17</i>
I. TENDANCES GLOBALES DES IMPORTATIONS ÉNERGÉTIQUES DE 2021 À 2024	18
A. Évolution des volumes d'énergie importés	18
B. Valeur monétaire CAF des importations énergétiques.....	19
C. Coût unitaire moyen des importations énergétiques.....	20
D. Poids de la facture énergétique dans l'économie réunionnaise	21
II. ÉVOLUTION DE LONG TERME DES IMPORTATIONS D'ÉNERGIE DE 2010 À 2024	22
A. Découplage entre volumes importés et facture énergétique de 2010 à 2024	23
B. Évolution du coût unitaire de l'énergie importée.....	25
C. Mise en perspective macroéconomique	26
PARTIE 2 – RESSOURCES ÉNERGÉTIQUES IMPORTÉES POUR LA PRODUCTION D'ÉLECTRICITÉ ET LE TRANSPORT	28
I. RESSOURCES ÉNERGÉTIQUES IMPORTÉES POUR LA PRODUCTION D'ÉLECTRICITÉ	28
<i>Analyse agrégée des importations de combustibles destinés à la production d'électricité.....</i>	<i>28</i>
A. Le charbon.....	31
B. Les pellets de bois.....	33
C. Le fioul lourd	36
D. Le biodiesel.....	39
D. Le gazole non-routier (GNR) destiné à la production d'électricité	42
E. Le bioéthanol	45
II. RESSOURCES ÉNERGÉTIQUES IMPORTÉES POUR LE TRANSPORT	46
<i>Analyse agrégée des importations de carburants destinés au transport.....</i>	<i>46</i>
A. L'essence	48
B. Le gazole routier	50
C. Les carburéacteurs	52
PARTIE 3 – RESSOURCES ÉNERGÉTIQUES IMPORTÉES HORS PRODUCTION D'ÉLECTRICITÉ ET TRANSPORT	55
I. LE GAZ BUTANE	55

A.	Quantités, valeur et coût unitaire des importations	55
B.	Origine des importations	56
C.	Coût d'importation et prix de vente	56
II.	GNR À L'EXCLUSION DE LA PRODUCTION D'ÉLECTRICITÉ.....	57
III.	PÉTROLES LAMPANTS À L'EXCLUSION DES CARBURÉACTEURS	58
PARTIE 4 - REPARTITION SECTORIELLE PAR USAGE DE L'ENERGIE IMPORTEE		60
PARTIE 5 – FISCALITÉ ET PRÉLÈVEMENTS ASSOCIÉS AUX IMPORTATIONS ÉNERGÉTIQUES		62
	<i>Analyse agrégée des recettes fiscales et prélèvements théoriques associés aux importations énergétiques</i>	63
I.	LES DROITS DE DOUANE THEORIQUES	64
II.	LES OCTROIS DE MER THEORIQUES	65
III.	LES DROITS DE PORT THEORIQUES DE DEBARQUEMENT	66
IV.	LA TAXE SPECIALE DE CONSOMMATION SUR LES CARBURANTS (TSCC)	67
V.	TAXE SUR LA VALEUR AJOUTEE (TVA) THEORIQUE A L'IMPORTATION	68
BIBLIOGRAPHIE		71
ANNEXES.....		72
	ANNEXE 1 - MÉTHODOLOGIE DE L'ÉTUDE.....	72
	<i>Annexe 1bis - Glossaire</i>	77
	ANNEXE 2 – SCHEMA ENERGETIQUE DE LA REUNION 2024 (BILAN ENERGETIQUE DE LA REUNION 2024)	80
	ANNEXE 3 – TAUX RETENUS POUR L'ESTIMATION DES RECETTES FISCALES ET REDEVANCES PORTUAIRES	81
	<i>Annexe 3bis - Hypothèses retenues pour l'estimation des droits de douane.....</i>	82
	ANNEXE 4 - COMPLÉMENT DE LECTURE DES IMPORTATIONS ÉNERGÉTIQUES EN TONNES ET EUROS COURANTS.....	84
	ANNEXE 5 – TABLE DES ILLUSTRATIONS	87

Préambule

La dépendance énergétique constitue un enjeu structurel pour le territoire réunionnais, dont l'approvisionnement énergétique repose en grande partie sur des ressources importées. Si elle est généralement mesurée à partir d'indicateurs physiques comme le taux de dépendance énergétique, assis sur les volumes importés, ces derniers ne permettent pas d'en saisir les implications économiques, appréhendées ici à travers l'évolution de la facture énergétique associée aux importations.

Réalisée dans le cadre du programme d'action 2025-2026 de l'Observatoire Énergie Réunion (OER), cette étude s'inscrit dans la continuité des travaux précédemment menés sur le coût de la dépendance énergétique du territoire, dont la dernière édition portait sur la période 2010-2021ⁱ, et a vocation à être mise à jour annuellement.

Les résultats présentés dans ce rapport ont vocation à alimenter l'analyse des trajectoires énergétiques du territoire, dans un contexte de transformation du mix électrique, et à contribuer à la réflexion autour de l'objectif d'autonomie énergétique fixé par l'État et la Région Réunion à l'horizon 2030.

Précaution d'interprétation

Les résultats présentés doivent être lus comme des ordres de grandeur destinés à analyser les dynamiques économiques, et non comme des montants comptables définitifs. Cette approche permet d'identifier les tendances générales, malgré les limites d'accès aux données et les différences de périmètre entre sources.

Périmètre

La présente étude couvre les principales ressources énergétiques importées à La Réunion, fossiles comme renouvelables, y compris en provenance d'autres territoires français, et en mesure le poids économique, l'évolution et les déterminants. L'analyse porte sur la période 2021 à 2024, complétée d'une mise en perspective de long terme étendue à 2010, afin de situer les dynamiques récentes.

Cette étude a avant tout une vocation économique. Elle repose sur l'analyse conjointe des volumes importés, de la valeur monétaire des importations et du coût unitaire de l'énergie importée.

Au-delà de la seule estimation de la facture énergétique, cette étude analyse également la structure de la dépendance énergétique. À ce titre, les ressources importées sont examinées selon leurs principaux usages - production d'électricité, transport et autres usages - afin d'identifier la contribution des différentes filières et secteurs. Des éclairages complémentaires sont également mobilisés, notamment sur l'origine des approvisionnements, les coûts de production d'électricité associés à certaines filières, les prix à la consommation et la fiscalité applicable aux importations énergétiques.

Les choix méthodologiques, les hypothèses retenues et les limites associées sont présentés en annexe 1.

Dans cette étude, sauf indication contraire :

- Les volumes d'énergie importée sont exprimés en **kilotonnes équivalent pétrole (ktep)**, afin de comparer les différentes ressources dans une unité énergétique commune ;
- La valeur des importations correspond à la **valeur CAF** (coût, assurance, fret), soit la valeur des marchandises rendues au port d'importation. Elle intègre notamment les coûts de transport et d'assurance jusqu'au territoire importateur, mais exclut les droits, taxes et autres coûts appliqués après l'arrivée sur le territoire ;
- L'intégralité des données monétaires est exprimée en **euros constants 2021**. Cela signifie que les valeurs monétaires sont corrigées de l'inflation, à partir des indices de prix de l'Insee, afin de comparer les montants dans le temps à pouvoir d'achat constant.

Un complément de lecture des importations énergétiques en tonnes, en euros courants et en coût moyen par tonne est proposé en annexe 4.

Résumé exécutif

Le taux de dépendance énergétique oscille entre 86 % et 89 % depuis le début des années 2000, et s'établit à 88,7 % en 2024. Dans ce contexte, la Programmation pluriannuelle de l'énergie (PPE 2019-2028), adoptée conjointement par l'État et la Région Réunion, encadre la transformation du mix énergétique avec pour perspective l'objectif d'autonomie énergétique à l'horizon 2030.

Des volumes stables, une facture qui double

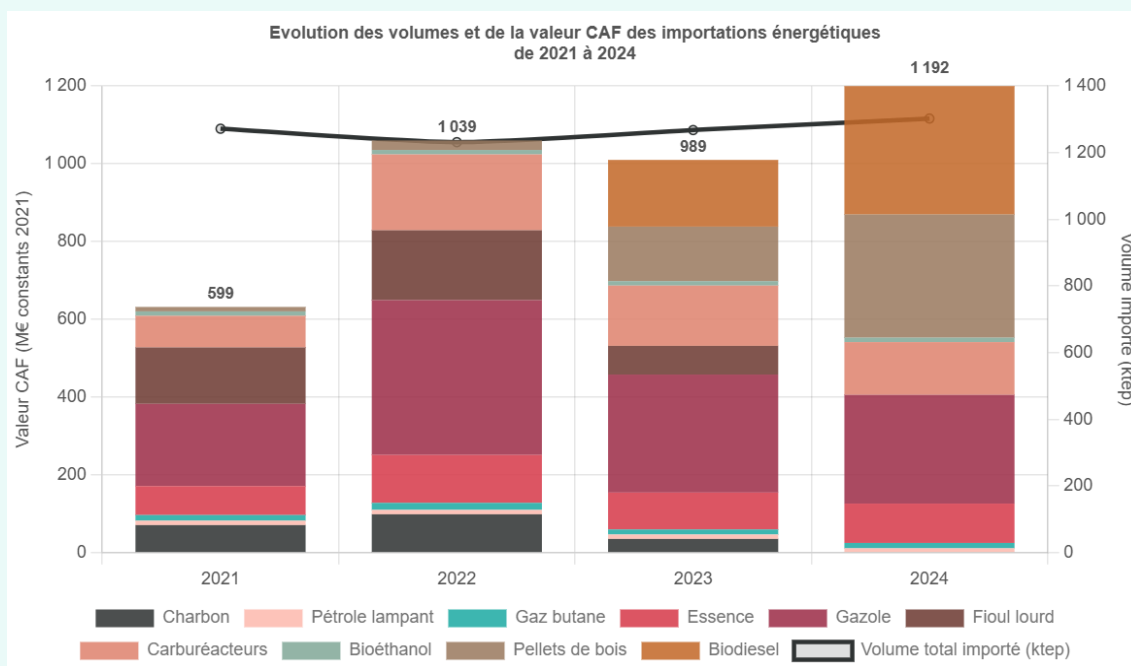


Figure 1 : Facture énergétique et volumes d'énergie importée (M€ constants 2021 ; ktep) - Auteur : OER

Sur la période 2021-2024, les volumes d'énergie importée restent globalement stables, progressant de 1 272,0 ktep à 1 302,6 ktep (+2,4 %). La facture énergétique suit en revanche une trajectoire nettement différente, passant de 599,4 M€ à 1 191,7 M€ (constants 2021), soit un quasi-doublement (+98,8 %).

La dynamique de la facture se déploie en deux temps. En 2022, un choc exogène - la hausse internationale des prix des énergies fossiles - porte la valeur des importations à 1 039,4 M€ (+73,4 %). La détente relative des marchés à partir de 2023 ne se traduit pas par un retour à la normale : la facture ne recule qu'à 987,8 M€ en 2023 (-5,0 %), puis repart à la hausse pour atteindre 1 191,7 M€ en 2024 (+20,7 %). À partir de 2023, c'est la transformation structurelle du mix électrique importé qui prend en grande partie le relais des effets prix pour maintenir la facture à un niveau durablement élevé.

Un poids économique croissant

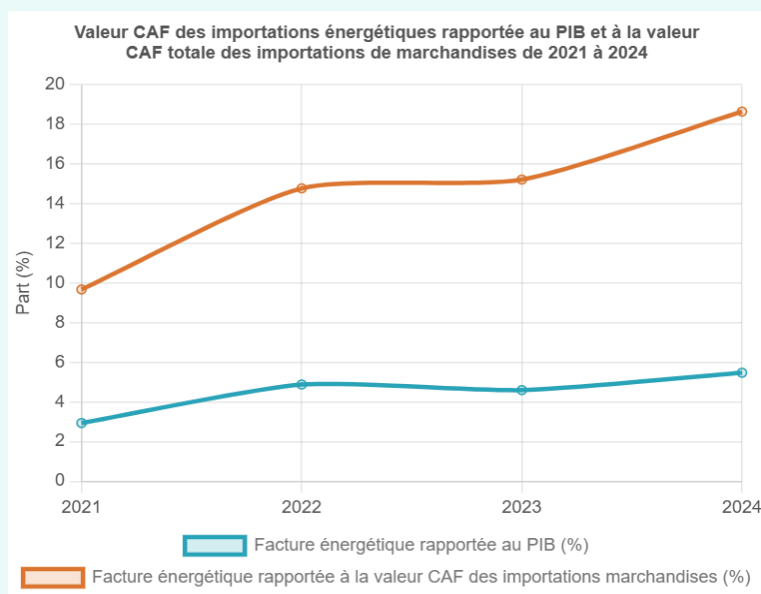


Figure 2 : Facture énergétique rapportée au PIB et aux importations de marchandises (%) - Auteur : OER

En 2024, les importations énergétiques représentent 5,5 % du PIB réunionnais, contre 2,9 % en 2021, soit une charge de 1 335,9 € par habitant. Leur poids dans la valeur des importations totales de marchandises progresse parallèlement de 9,7 % en 2021 à 18,7 % en 2024, traduisant un renforcement marqué de la place de l'énergie dans l'économie du territoire.

Une transformation profonde du mix importé

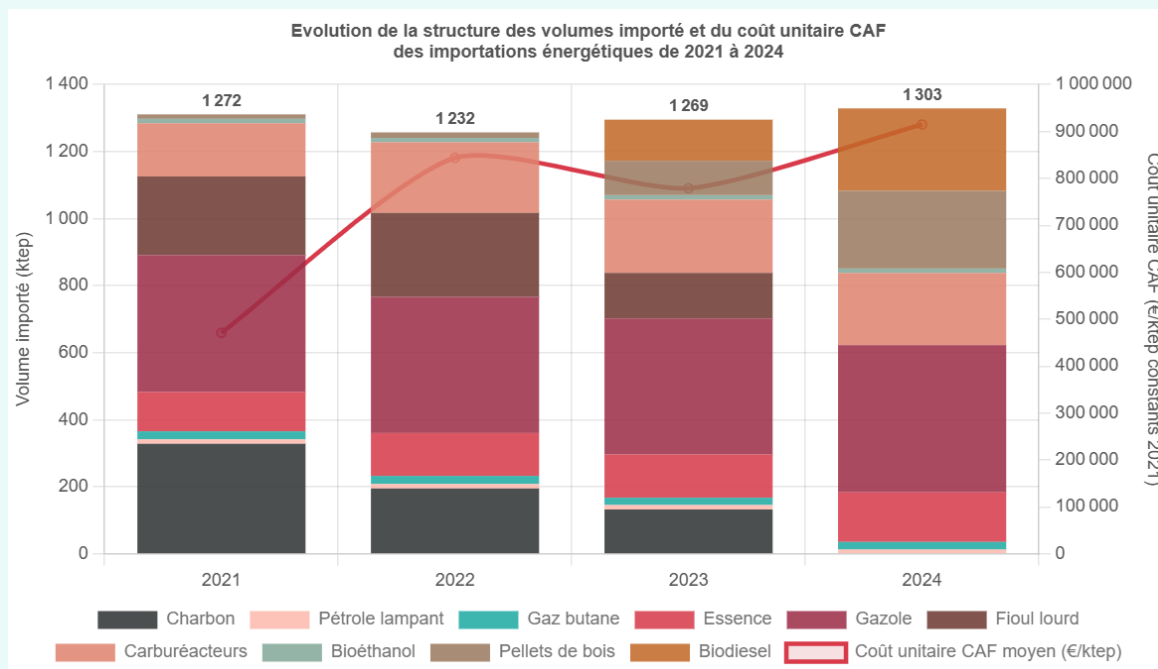


Figure 3 : Structure des volumes importés et coût unitaire CAF (ktep ; €/ktep constants 2021) - Auteur : OER

Depuis 2023, la conversion des centrales de Port Est, Bois Rouge et Le Gol a conduit à l'arrêt des importations de charbon et de fioul lourd, remplacés respectivement par des pellets de bois et du biodiesel. En volume, les ressources fossiles reculent ainsi de 35,1 % entre 2021 et 2024, tandis que

les ressources renouvelables importées, marginales en 2021 ¹, atteignent 477,9 ktep et représentent 36,7 % des volumes importés en 2024. En valeur monétaire, le basculement est encore plus marqué : de 0,2 % de la facture en 2021 (1,4 M€), les énergies renouvelables importées en constituent 55,5 % en 2024, soit 661,4 M€ constants 2021.

Ce renversement s'explique par un écart de coût unitaire considérable : 643 056,9 €/ktep pour les fossiles contre 1 383 988,1 €/ktep pour les renouvelables importés en 2024. Le coût unitaire moyen de l'ensemble des importations passe ainsi de 471 190,3 €/ktep en 2021 à 914 870,7 €/ktep en 2024 (+94,2 %), avec un premier pic en 2022 lié aux prix internationaux des fossiles, puis une nouvelle hausse en 2024 portée par la recomposition du mix importé.

À noter que la sortie des énergies fossiles de la production électrique n'est pas totale : le gazole non-routier (GNR), mobilisé pour les moyens thermiques d'appoint et le démarrage de certaines installations, représente encore 49,6 ktep en 2024, soit 9,4 % des volumes de combustibles importés pour la production d'électricité et 31,6 M€, soit 4,6 % de leur valeur.

Un basculement sectoriel inédit

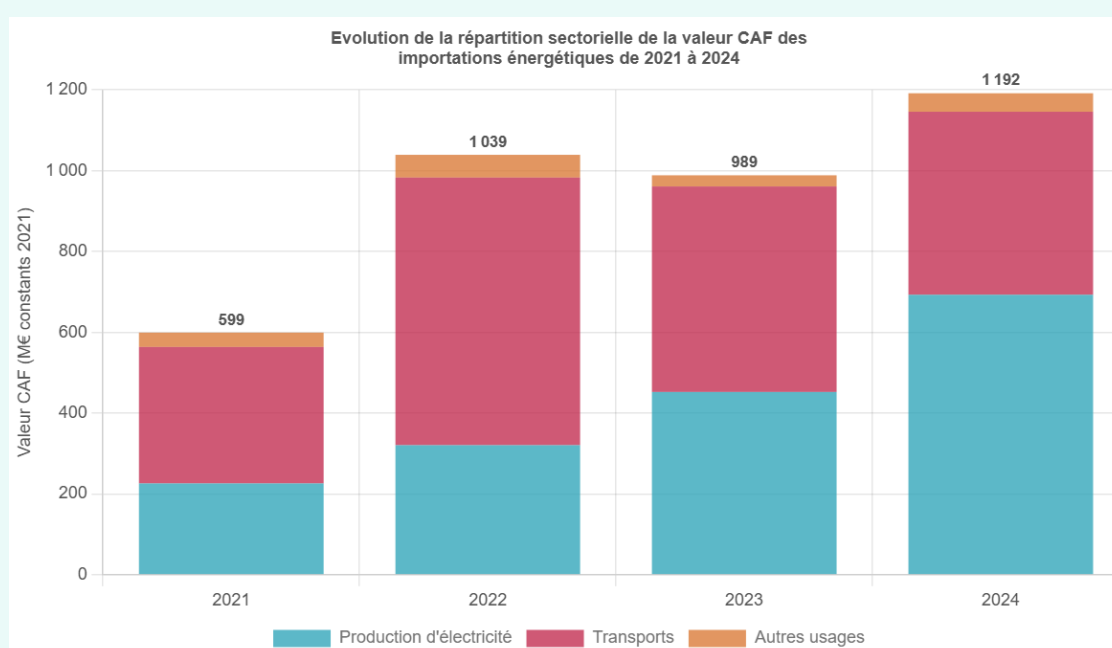


Figure 4 : Répartition sectorielle de la facture énergétique des importations énergétiques (M€ constants 2021) - Auteur : OER

Entre 2021 et 2024, en volume, la mobilité demeure le premier poste d'importation devant la production d'électricité. En valeur en revanche, 2024 marque une rupture historique : la production d'électricité devient le premier poste de dépense énergétique (693,0 M€, 58,1 % de la facture contre 37,7 % en 2021), devant la mobilité (453,0 M€, 38,0 % contre 56,4 % en 2021). Les seules importations de pellets et de biodiesel représentent plus de 660,6 M€, soit davantage que l'ensemble de la facture de 2021.

Cette transformation s'accompagne d'une hausse marquée du poids des combustibles importés dans le coût d'achat de l'électricité. Le rapport entre la valeur CAF des combustibles importés et la valeur d'achat de l'électricité associée dépasse 80,4 % pour la catégorie CRE « biomasse » (réflétant

¹ 0,761 ktep de bioéthanol et 0,087 ktep de pellets de bois seulement.

essentiellement les pellets de bois) en 2024, contre 22,0 à 29,8 % pour la catégorie « bagasse-charbon » entre 2021 et 2023. Le coût unitaire d'achat de l'électricité issue de filières reposant majoritairement sur des ressources importées atteint 427,0 €/MWh en 2024, contre 268,7 €/MWh en 2021. En parallèle, le coût unitaire moyen d'achat de l'électricité issue de ressources locales diminue de 425,3 €/MWh à 366,1 €/MWh.²

Des recettes fiscales et redevances théoriques en recomposition

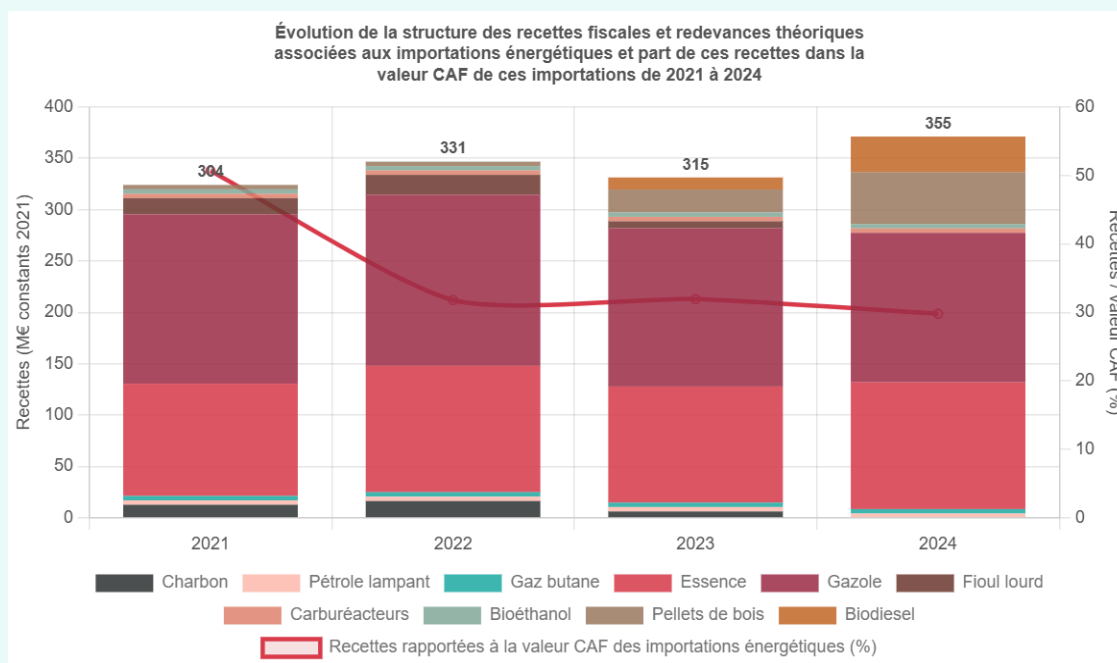


Figure 5 : Recettes fiscales, redevances et poids dans la facture énergétique (M€ constants 2021 ; %) - Auteur : OER

Les importations énergétiques génèrent des recettes fiscales et redevances estimées à 355,2 M€ en 2024, contre 303,7 M€ en 2021 (+17,0 %). Cette progression, bien plus modérée que celle de la facture énergétique (+98,8 %), reflète la structure des prélèvements, qui ne sont pas proportionnels à la valeur des importations.

La TSCC, assise sur les volumes de carburants routiers, reste stable en valeur absolue et voit son poids relatif passer de 77,6 % à 62,7 % des recettes totales théoriques. L'octroi de mer théorique progresse en revanche nettement, de 13,7 % à 22,4 % des recettes, porté par la hausse de la valeur des importations renouvelables. La TVA théorique, quasi nulle en début de période, est multipliée par 6,1 pour atteindre 39,8 M€ en 2024, sous l'effet de la montée en puissance des pellets et du biodiesel. Les droits de douane, enfin, disparaissent totalement en 2024 dans les hypothèses retenues, les pellets étant exonérés de droits de douane et le biodiesel provenant de l'Union européenne.

² Cette baisse reflète toutefois l'évolution d'un coût moyen pondéré, fortement influencé par le photovoltaïque, et non une baisse généralisée du coût de toutes les filières locales. La distinction entre filières locales et filières reposant majoritairement sur des ressources importées doit également être interprétée avec prudence, car les catégories de suivi de la CRE correspondent à des catégories contractuelles d'achat d'électricité et ne recoupent pas strictement les combustibles physiques suivis dans le BER. Le rapprochement avec les données de production d'électricité du BER montre que la catégorie CRE « bagasse-charbon » recouvre la bagasse locale et le charbon importé en 2021 et 2022, puis le charbon importé et une partie de la bagasse locale en 2023, avant de devenir exclusivement liée au charbon stocké en 2024. À l'inverse, la catégorie « biomasse » correspond aux seuls pellets de bois importés en 2022, puis aux pellets importés et à une partie de la bagasse locale en 2023, avant de recouvrir l'ensemble pellets importés + bagasse locale totale en 2024. La catégorie CRE « thermique », ici présentée comme relevant majoritairement de ressources importées, intègre également le bioéthanol, dont une partie est produite localement. Ces effets de périmètre limitent légèrement la portée de la comparaison, même si les ordres de grandeur observés mettent en évidence le renchérissement relatif du mix électrique reposant majoritairement sur des combustibles importés. Se référer à l'annexe 1.

Ces prélèvements constituent des transferts internes entre agents économiques et ne compensent pas la sortie de richesse associée à la dépendance énergétique, ce qui justifie de retenir une approche hors taxes et hors marges dans cette étude.

Une dépendance qui change de nature sans diminuer

La transition engagée réduit presque entièrement la part des énergies fossiles dans le mix électrique sans réduire la dépendance énergétique du territoire, ni son coût économique à court terme. Elle en modifie profondément la nature : d'une dépendance aux combustibles fossiles exposée à la volatilité des marchés pétroliers, le territoire passe à une dépendance à des ressources renouvelables importées dont le coût unitaire est nettement plus élevé. La mobilité reste très dépendante des carburants fossiles, et constitue toujours le premier poste en volume énergétique, même si elle n'est plus le premier poste en valeur désormais occupé par la production d'électricité.

Dans ce contexte, et au regard des objectifs fixés par la PPE 2019-2028, la réduction de la dépendance économique passe désormais autant par la maîtrise de la demande que par la substitution progressive des combustibles importés par des ressources produites localement. L'augmentation observée du coût unitaire moyen de l'électricité issue de filières importées parallèle à la baisse de celui des filières locales va dans le sens d'un intérêt accru pour les ressources locales, bien que ce coût unitaire reflète une moyenne pondérée. Le développement des ressources locales constitue donc un levier potentiel de réduction de l'exposition aux combustibles importés, à condition d'être articulé avec les besoins de flexibilité, de stockage et de sécurité d'approvisionnement.

Contexte territorial et énergétique

Les informations présentées ci-après sont issues du bilan énergétique de La Réunion (BER) fondé sur les données de 2024ⁱⁱ. Il est recommandé de consulter ce document conjointement à la présente étude.

Contexte territorial

L'île de La Réunion est un territoire insulaire de l'océan Indien couvrant une superficie d'environ 2 512 km². Son relief volcanique marqué et son climat tropical humide structurent fortement l'organisation du territoire, les activités économiques et les besoins énergétiques.

La population réunionnaise connaît une croissance continue depuis plusieurs décennies. Elle atteint près de 892 000 habitants en 2024, avec une progression annuelle moyenne d'environ 0,7 % depuis 2010 (0,6 % entre 2023 et 2024). Cette dynamique démographique s'accompagne d'une augmentation du parc de logements et des besoins en mobilité, contribuant à la progression de la demande énergétique sur le territoire.

L'économie réunionnaise repose largement sur le secteur tertiaire et sur la dépense publique. En 2024, le produit intérieur brut (PIB) s'élève à 24,5 milliards d'euros courants, pour un PIB par habitant d'environ 27 300 euros courants, soit environ 64 % du niveau national. Malgré cette progression, le territoire demeure confronté à des fragilités structurelles, notamment un taux de chômage d'environ 17 % et un niveau de pauvreté élevé.

Contexte énergétique

Du fait de son insularité et de l'éloignement de ses principaux fournisseurs, La Réunion appartient au groupe des zones non interconnectées (ZNI). Ce statut désigne les territoires dont le système électrique n'est pas relié au réseau continental et qui doivent assurer localement l'équilibre entre la production et la consommation d'électricité.

Cette situation structure fortement l'organisation du système énergétique du territoire. L'approvisionnement énergétique de l'île repose en grande partie sur l'importation de ressources énergétiques, utilisées pour la production d'électricité, les transports ainsi que pour les usages résidentiels, tertiaires et industriels.

La dépendance énergétique correspond à la part des ressources énergétiques importées dans la consommation totale d'énergie primaire. En 2024, le taux de dépendance énergétique du territoire atteint 88,7 %. Depuis le début des années 2000, ce taux varie généralement entre 86 % et 89 %, illustrant la forte dépendance structurelle du territoire aux ressources énergétiques importées.

Année	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024
Taux de dépendance énergétique (%)	88,3	87,1	86,1	86,7	85,9	86,4	86,9	86,8	87,2	86,7	88,0	86,7	88,2	88,7

Figure 6 : Évolution du taux de dépendance énergétique de La Réunion depuis 2011 en pourcentage (BER 2024, Edition 2025)

Depuis 2023, la nature de cette dépendance énergétique évolue. La conversion des principales centrales électriques du territoire a conduit à l'arrêt de l'utilisation du charbon et du fioul lourd dans la production électrique, au profit de ressources renouvelables : la biomasse solide (pellets de bois) et la biomasse

liquide (biodiesel). Comme le montre la stabilité du taux de dépendance énergétique, cette transformation ne réduit pas la dépendance énergétique, ce qui confirme le maintien d'une forte dépendance et justifie une analyse en termes de coût économique des importations.

Consommation d'énergie primaire

En 2024, la consommation d'énergie primaire de La Réunion s'élève à 1 484,9 ktep, dont 1 302,5 ktep de ressources importées, soit une diminution de 3,6 % par rapport à 2023. Cette consommation a toutefois connu une croissance globale, passant d'environ 972,8 ktep en 2000 à près de 1 500 ktep aujourd'hui.

La répartition de la consommation d'énergie primaire en 2024 se caractérise notamment par 57,4 % de ressources fossiles importées et 31,3 % de ressources renouvelables importées.

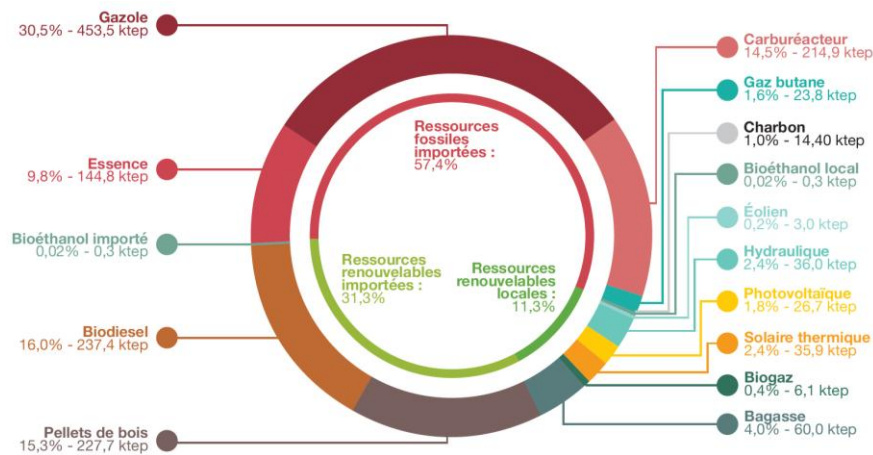


Figure 7 : Répartition des consommations d'énergie primaire en 2024 en pourcentage et en ktep (source : BER 2024, Edition 2025)

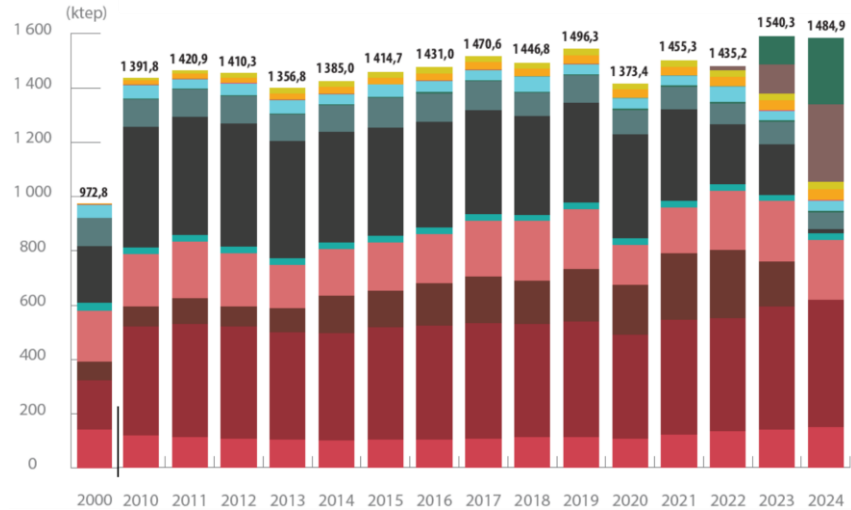


Figure 8 : Évolution de la consommation d'énergie primaire de 2010 à 2024 en ktep (source : BER 2024, Edition 2025)

Le mix électrique

La production électrique à La Réunion repose historiquement sur des centrales thermiques alimentées par des combustibles importés, un fonctionnement typique des zones non interconnectées où l'équilibre offre-demande doit être assuré localement, avec un rôle central des moyens pilotables.

En 2024, la production électrique livrée sur le réseau atteint 3 067,3 GWh, pour une consommation de 2 797 GWh, soit 240,5 ktep. Encore marginale en 2021, malgré quelques importations de bioéthanol

depuis 2019, la production d'électricité à partir de ressources renouvelables importées représente désormais 61,2 % du mix électrique, contre 7,6 % pour l'électricité produite à partir d'énergies fossiles importées.

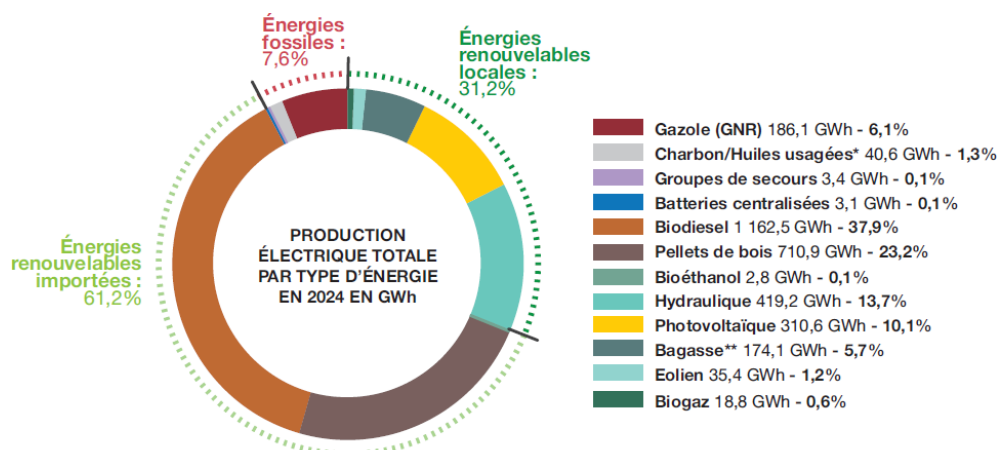


Figure 9 : Mix de production électrique en 2024 en pourcentages (source : BER 2024, Edition 2025)

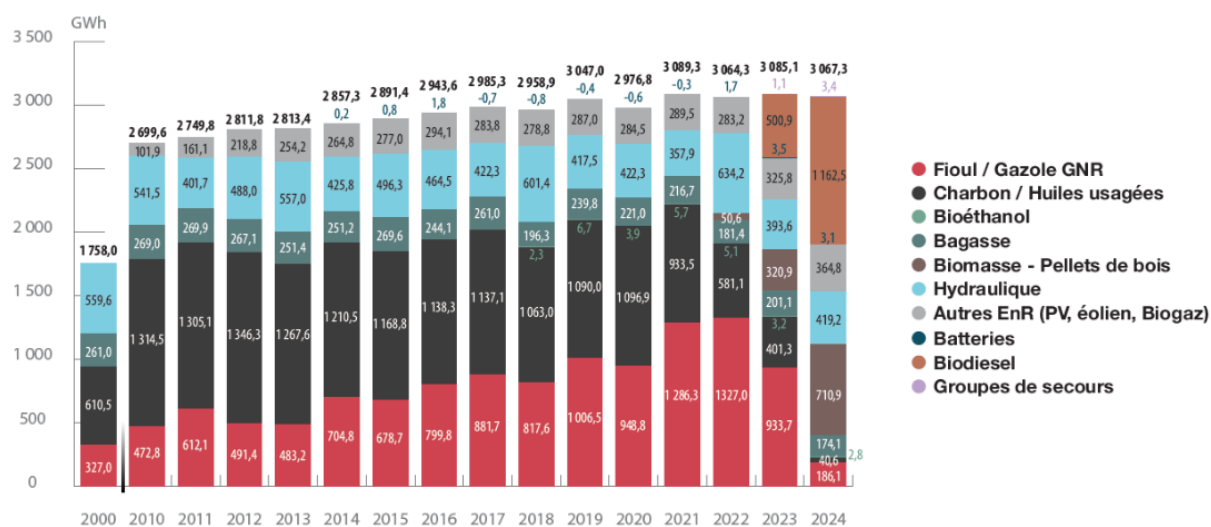


Figure 10 : Évolution du mix de production électrique de 2010 à 2024 en GWh (source BER 2024, Edition 2025)

Structure des usages énergétiques

La consommation d'énergie finale correspond aux consommations des utilisateurs finaux, hors secteur énergétique. De 952,8 ktep en 2010, la consommation totale d'énergie finale s'élève en 2024 à 1 106,2 ktep (+2,1 % entre 2023 et 2024).

La consommation finale d'énergie du territoire est largement dominée par le secteur des transports, qui constitue de loin le premier poste de consommation. En 2024, ce secteur représente environ 700 ktep, dont 66 % sont attribuables au transport routier.

Les autres usages énergétiques concernent principalement les secteurs résidentiel et tertiaire, l'industrie et l'agriculture. L'électricité constitue un vecteur énergétique central pour ces secteurs, notamment pour les usages de climatisation, d'éclairage et d'équipements domestiques.

Indicateurs	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2024/ 2023
Consommation électrique totale (ktep)	218,4	219,7	223,9	228,5	232,9	236,1	234,2	238,1	234,2	241,2	242,5	234,6	240,5	+2,5 %
Part des ménages (%)	41,5	44,8	45,4	45,2	45,3	45,2	44,8	45,1	46,7	46,0	46,6	45,1	46,1	+1,0 pt
Part des professionnels (%)	58,5	56,3	54,5	54,8	54,7	54,8	55,2	54,9	53,3	54,0	53,4	54,9	53,9	-1,0 pt
Conso élec moyenne (MWh/hab)	3,05	3,06	3,09	3,12	3,18	3,22	3,18	3,21	3,16	3,22	3,24	3,08	3,14	+1,9 %
Conso élec particuliers (MWh/hab)	1,37	1,37	1,41	1,43	1,44	1,45	1,42	1,45	1,47	1,48	1,51	1,39	1,44	+4,2 %

Figure 11 : Évolution de la consommation finale d'électricité par secteur de 2012 à 2024 (source : BER 2024, Edition 2025)

Indicateurs	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2024/2023
Conso totale (ktep)	508,1	582,0	595,3	617,9	625,5	658,8	672,0	678,9	566,9	632,3	693,1	697,9	700,3	+0,3 %
Part transport routier (%)	67,6	71,4	70,2	70,0	70,6	68,0	65,9	66,4	72,0	71,5	66,6	65,9	66,4	+0,5 pt
Part transport maritime (%)	1,5	2,0	1,5	2,1	1,6	1,9	2,1	2,2	3,2	2,8	2,7	3,0	2,9	-0,1 pt
Part transport aérien (%)	30,9	26,6	28,3	27,9	27,8	30,2	32,1	31,4	24,8	25,7	30,7	31,1	30,7	-0,4 pt

Figure 12 : Évolution de la consommation finale d'énergie des transports de 2012 à 2024 (source : BER 2024, Edition 2025)

Indicateurs	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2024/ 2023
Conso chaleur (ktep)	67,7	68,4	70,3	73,5	72,1	73,1	68,9	75,8	71,8	77,6	74,0	75,0	77,0	+2,7 %
Part industrie (%)	72,8	70,5	70,5	68,3	65,9	64,4	59,9	61,7	57,6	59,0	55,1	53,8	53,4	-0,4 pt
Part résidentiel-tertiaire (%)	28,6	30,3	31,4	31,7	34,1	35,6	40,1	38,3	42,4	41,0	44,9	46,2	46,6	+0,4 pt

Figure 13 : Évolution de la consommation finale de chaleur de 2012 à 2024 (source : BER 2024, Edition 2025)

Programmation pluriannuelle de l'énergie (PPE 2019-2028)ⁱⁱⁱ

La politique énergétique du territoire s'inscrit dans le cadre de la Programmation pluriannuelle de l'énergie (PPE). À La Réunion, elle est élaborée conjointement par l'État et la Région. La PPE actuellement en vigueur couvre la période 2019-2028 et a été adoptée par le décret n° 2022-575 du 20 avril 2022. Elle définit notamment une trajectoire de consommation à atteindre. La consommation annuelle d'énergie finale est ainsi projetée à 784,6 ktep en 2028, contre une projection à 833,2 ktep en 2018, la baisse entre ces deux niveaux devant être principalement portée par les transports routiers (de 442,7 à 344,4 ktep).

Dans le secteur électrique, la PPE prévoit la substitution du charbon et du fioul lourd dans la production d'électricité (achevée à ce jour) afin de réduire l'usage de combustibles fossiles importés et d'augmenter la part des énergies renouvelables dans le mix électrique.

La PPE constitue ainsi le cadre stratégique de la transition énergétique du territoire. Toutefois, cette programmation fait actuellement l'objet d'un processus de révision couvrant la période 2027-2036 ; les orientations et objectifs mentionnés ci-dessus doivent donc être interprétés avec prudence dans l'attente de l'adoption de la programmation actualisée.

Dans ce contexte, l'étude du coût de la dépendance énergétique permet de quantifier les flux économiques associés aux importations d'énergie et d'éclairer, au regard des objectifs de la PPE, les enjeux économiques liés à la réduction de cette dépendance par le développement de ressources énergétiques locales et par la maîtrise de la demande.

Partie 1 - Tendances globales et de long terme des importations énergétiques

La dépendance énergétique

L'analyse de la dépendance énergétique d'un territoire peut être appréhendée à travers plusieurs indicateurs complémentaires, qui en éclairent différentes dimensions.

La première dimension est la **dépendance énergétique physique**. Elle correspond à la part des ressources énergétiques importées dans la consommation totale d'énergie primaire du territoire. Cet indicateur mesure la dépendance structurelle du territoire vis-à-vis de ressources extérieures. Les volumes d'énergie mobilisés sont exprimés en unités d'énergie, ici en kilotonnes équivalent pétrole (ktep), afin de rendre comparables les différentes ressources énergétiques, indépendamment de leurs caractéristiques physiques propres, telles que la masse ou le volume. Analysés en niveau, les volumes permettent également d'observer l'évolution des quantités d'énergie importées et les transformations de la structure des approvisionnements.

La deuxième dimension est la **facture énergétique**. Elle correspond, dans cette étude, à la valeur CAF totale des importations d'énergie, exprimée en euros constants 2021. La valeur CAF (coût, assurance, fret) désigne la valeur des marchandises à leur arrivée en douane, incluant le coût du produit, du transport et de l'assurance jusqu'au territoire importateur, mais excluant les taxes, marges et coûts appliqués après l'arrivée sur le territoire. Cet indicateur permet d'évaluer le poids économique des importations d'énergie pour La Réunion et son évolution dans le temps. Il ne correspond donc pas à une dépense finale TTC supportée par les consommateurs.

La troisième dimension est le **coût unitaire moyen de l'énergie importée**. Il est obtenu en rapportant la valeur CAF des importations énergétiques aux volumes d'énergie importés. Exprimé en euros par unité d'énergie, ici en €/ktep, cet indicateur renseigne sur le coût moyen d'une unité d'énergie importée. Il ne constitue pas un prix pur : il dépend à la fois du coût propre des ressources, de la composition du mix importé et des conditions d'approvisionnement, notamment logistiques et contractuelles. Son évolution peut ainsi traduire une variation de prix, une recomposition du panier énergétique, ou des conditions d'importation différentes.

La distinction entre ces dimensions est essentielle pour interpréter correctement la dépendance énergétique. Une hausse de la facture énergétique peut résulter d'une augmentation des volumes importés, d'une évolution des conditions logistiques et contractuelles d'approvisionnement, d'une hausse des prix internationaux de l'énergie, d'une modification de la structure du mix importé, ou d'une combinaison de ces facteurs. La **structure du mix importé** joue ainsi un rôle transversal : elle influence les volumes, selon les ressources mobilisées et leurs rendements énergétiques ; la valeur des importations, selon le poids relatif de ressources plus ou moins coûteuses ; et le coût unitaire moyen, qui varie à la fois avec les prix propres à chaque ressource, les conditions d'approvisionnement et la composition du panier énergétique importé. L'analyse conjointe des volumes, des valeurs et des coûts unitaires permet ainsi de distinguer la dépendance physique du territoire de son coût économique, tout en identifiant le rôle propre des effets de structure.

I. Tendances globales des importations énergétiques de 2021 à 2024

A. Évolution des volumes d'énergie importés

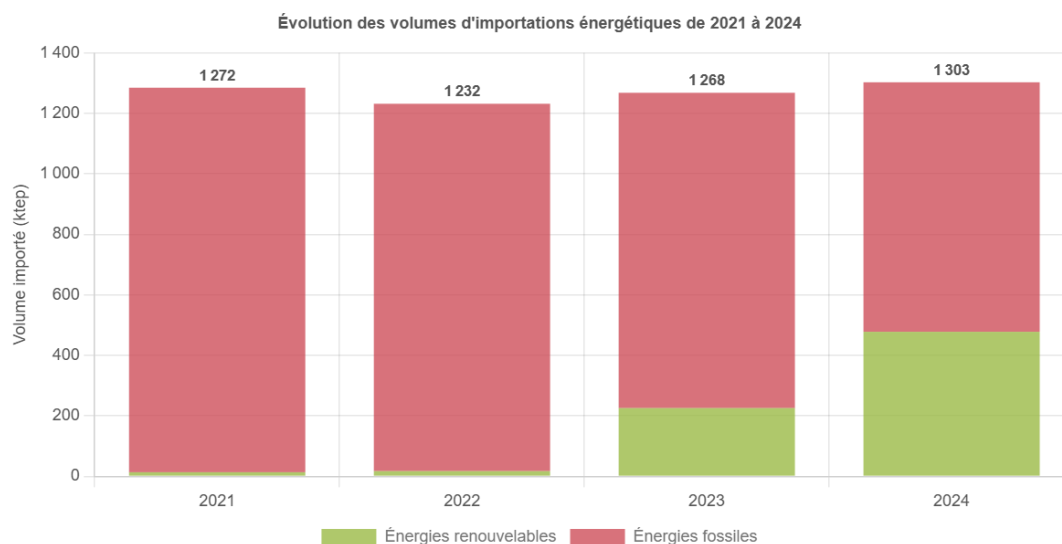


Figure 14 : Volumes d'importations énergétiques (ktep) - Auteur : OER

Le volume total de ressources énergétiques importées à La Réunion s'établit à 1 272,0 ktep en 2021, puis diminue à 1 231,7 ktep en 2022 (-3,2 %), avant de remonter à 1 268,0 ktep en 2023 (+2,9 %) et d'atteindre 1 302,6 ktep en 2024 (+2,7 %).

Au total, les volumes importés progressent de +30,6 ktep entre 2021 et 2024 (+2,4 %). Cette évolution traduit une relative stabilité des volumes énergétiques importés sur la période mais masque toutefois une transformation profonde de la structure des importations.

Les ressources fossiles demeurent majoritaires dans les volumes importés, mais leur poids relatif diminue nettement sur la période. Elles représentent 99,9 % du volume total importé en 2021, puis 98,6 % en 2022, avant de reculer à 82,2 % en 2023 et 63,3 % en 2024 traduisant la modification profonde de la structure des importations. En volume absolu, les importations fossiles passent de 1 271,2 ktep en 2021 à 824,8 ktep en 2024, soit une baisse de -446,4 ktep (-35,1 %).

À l'inverse, les ressources renouvelables importées connaissent une montée en puissance rapide. Leur part dans les volumes importés passe de 0,07 % en 2021 à 36,7 % en 2024. En volume absolu, elles progressent de 0,8 ktep en 2021 à 477,9 ktep en 2024, soit une hausse de +477,0 ktep sur l'ensemble de la période.

B. Valeur monétaire CAF des importations énergétiques

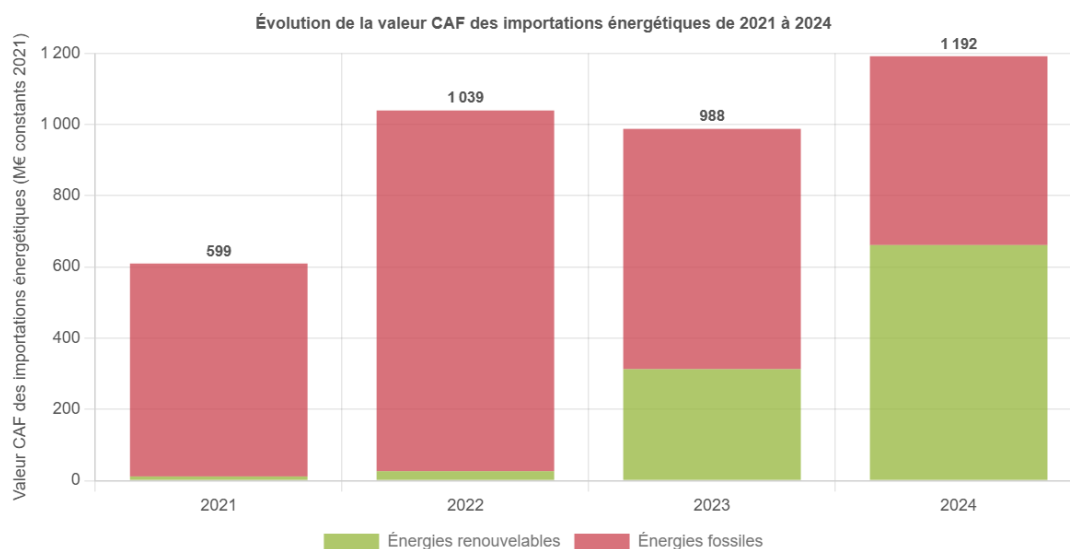


Figure 15 : Valeur CAF des importations énergétiques (M€ constants 2021) - Auteur : OER

En 2024, la facture énergétique (valeur CAF totale des importations de ressources énergétiques) s'élève à 1 191,7 M€ constants 2021. Elle s'établissait à 599,4 M€ en 2021, avant de fortement augmenter à 1 039,4 M€ en 2022 (+73,4 %), de reculer à 987,8 M€ en 2023 (-5,0 %), puis de repartir à la hausse en 2024 (+20,7 %).

Sur l'ensemble de la période, la facture énergétique progresse de +592,4 M€, soit une hausse de +98,8 % par rapport à 2021. Cette progression ne suit toutefois pas une trajectoire linéaire. La forte hausse de 2022 (+73,4 %) correspond principalement à un choc conjoncturel sur les prix des énergies fossiles, dont la valeur atteint alors 1 013,0 M€. En 2023, la facture recule légèrement (-5,0 %), sous l'effet de la détente des marchés, mais demeure nettement supérieure à son niveau de 2021. En 2024, elle repart à la hausse (+20,7 %) et atteint son niveau le plus élevé de la période, à 1 191,7 M€. Ce maintien à un niveau élevé, puis cette nouvelle augmentation, traduisent la transformation structurelle du mix importé.

Les ressources fossiles demeurent importantes dans la facture énergétique, mais leur poids relatif diminue fortement sur la période. Elles représentent 99,8 % de la valeur totale des importations énergétiques en 2021, puis 97,5 % en 2022, avant de reculer à 68,3 % en 2023 et 44,5 % en 2024. En valeur absolue, les importations de ressources fossiles passent de 598,0 M€ en 2021 à 1 013,0 M€ en 2022, sous l'effet du choc sur les prix des énergies fossiles, puis diminuent à 674,9 M€ en 2023 et 530,4 M€ en 2024. Au total, elles reculent de -67,6 M€ entre 2021 et 2024 (-11,3 %).

À l'inverse, les importations de ressources renouvelables suivent une trajectoire de forte progression. Leur part dans la valeur totale des importations énergétiques passant de 0,2 % en 2021 à 55,5 % en 2024. En valeur absolue, elles passent de 1,4 M€ en 2021 à 26,4 M€ en 2022, puis à 312,9 M€ en 2023 et à 661,4 M€ en 2024. Au total, elles augmentent de +660,0 M€ sur la période. Elles deviennent ainsi pour la première fois, en 2024, le premier poste de la facture énergétique du territoire. Cette lecture doit toutefois être nuancée par un effet de base en début de période, les importations de ressources renouvelables étant encore marginales en 2021 et 2022 ; la transformation structurelle du mix devient réellement significative à partir de 2023.

C. Coût unitaire moyen des importations énergétiques

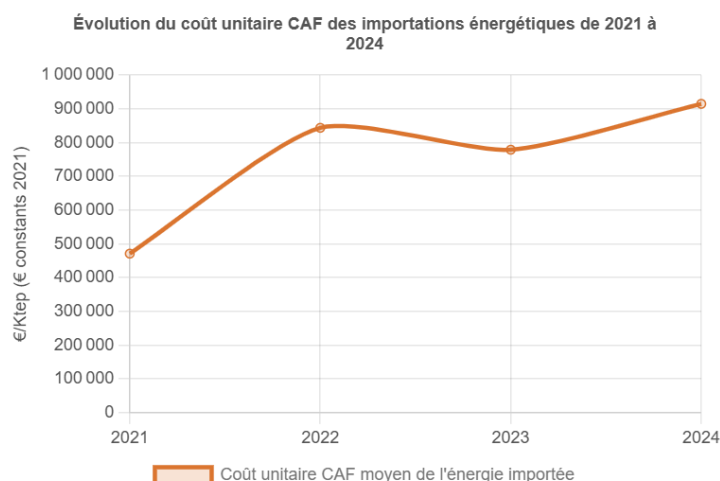


Figure 16 : Coût unitaire CAF des importations énergétiques (€/ktep constants 2021) - Auteur : OER

Le coût unitaire moyen des importations énergétiques s'établit ainsi à 914 870,7 €/ktep en 2024, contre 471 190,3 €/ktep en 2021, soit une hausse de +94,2 % sur la période.

Il atteint un premier pic en 2022, à 843 843,4 €/ktep (+79,1 %), avant de reculer en 2023, à 779 017,7 €/ktep (-7,7 %). Il repart ensuite à la hausse en 2024 (+17,4 %), pour atteindre son niveau le plus élevé de la période. Cette évolution reflète deux dynamiques distinctes. En début de période, le coût unitaire est principalement tiré par les fluctuations des prix internationaux des énergies fossiles, comme en témoigne le pic observé en 2022. À partir de 2023, l'évolution de la structure du mix énergétique importé contribue davantage à la dynamique du coût unitaire, en complément des effets de prix. La montée des ressources renouvelables importées, dont le coût unitaire moyen apparaît plus élevé sur la période récente, contribue ainsi à tirer la moyenne à la hausse.

Le coût unitaire des ressources fossiles suit étroitement les cycles des marchés pétroliers. Il passe de 470 401,7 €/ktep en 2021 à 834 111,7 €/ktep en 2022 (+77,3 %), avant de redescendre à 647 421,8 €/ktep en 2023 (-22,4 %), puis à 643 056,9 €/ktep en 2024 (-0,7 %).

Concernant les ressources renouvelables importées, le recul disponible reste limité, celles-ci n'occupant une place significative qu'à partir de 2023. Leur coût unitaire s'élève à 1 653 301,9 €/ktep en 2021, puis à 1 529 316,2 €/ktep en 2022, mais ces niveaux doivent être interprétés avec prudence compte tenu des volumes encore très faibles et de la structure peu stabilisée des importations. Il s'établit ensuite à 1 387 044,4 €/ktep en 2023, puis à 1 383 988,1 €/ktep en 2024 (-0,2 %). Cette stabilité apparente doit également être interprétée avec prudence, compte tenu du faible recul temporel, de la sensibilité de l'indicateur à la composition du mix importé et de l'incomplétude de certaines données en 2024. À ce stade, il permet surtout de constater de manière assurée que les ressources renouvelables importées présentent, en 2023, un coût unitaire moyen nettement supérieur à celui des ressources fossiles importées.

D. Poids de la facture énergétique dans l'économie réunionnaise

Afin d'apprécier le poids macroéconomique de la dépendance énergétique, la valeur des importations d'énergie peut être rapportée au produit intérieur brut (PIB) du territoire³.

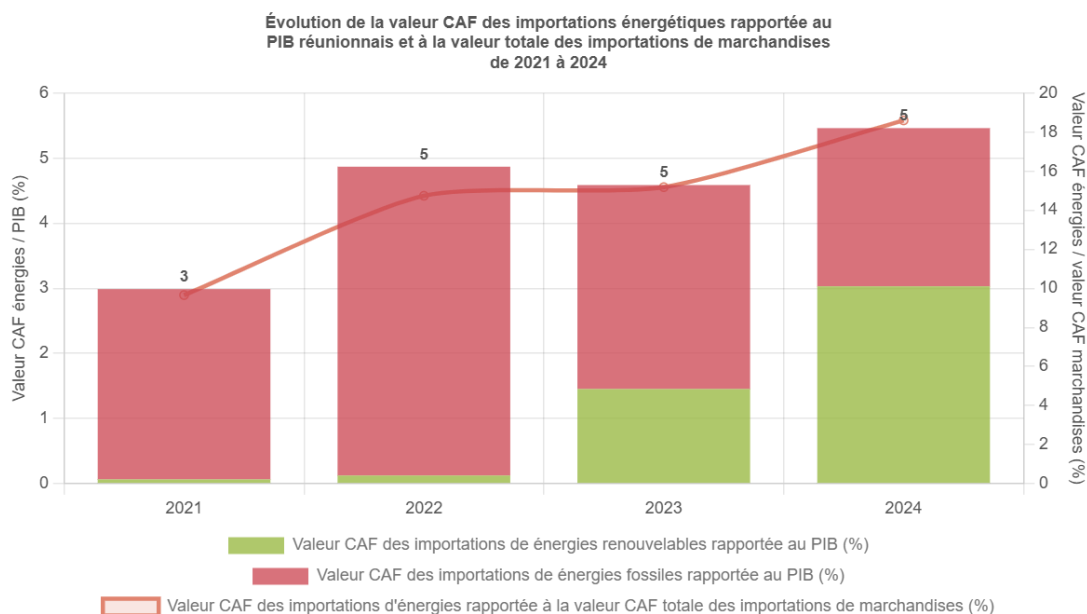


Figure 17 : Poids de la valeur CAF dans le PIB et les importations de marchandises (%) - Auteur : OER

Entre 2021 et 2024, la part des importations énergétiques dans le PIB augmente de +2,5 points de pourcentage, traduisant un renforcement marqué de la facture énergétique dans l'économie réunionnaise.

Cette évolution résulte principalement de la forte hausse de la valeur des importations énergétiques, qui progresse de +98,8 % sur la période, soit un rythme nettement supérieur à celui du PIB (+6,7 %, € constants 2021). Dans le détail, la part de la facture énergétique dans le PIB progresse fortement entre 2021 et 2022, passant de 2,9 % à 4,9 %, sous l'effet du choc sur les prix de l'énergie. Elle recule légèrement en 2023, à 4,6 %, avant d'atteindre son niveau le plus élevé de la période en 2024, à 5,5 %. Rapportée à la population recensée par l'Insee, soit 892 102 habitants en 2024, la facture énergétique s'élève à environ 1 335,9 € constants 2021 par habitant.

La composition de ce poids macroéconomique évolue également. En 2024, les ressources fossiles représentent 2,4 % du PIB, contre 3,0 % pour les ressources renouvelables importées. Cette répartition marque un basculement par rapport au début de période, où la facture énergétique était presque exclusivement portée par les ressources fossiles.

La part, en valeur, des importations énergétiques dans les importations totales de marchandises sur le territoire suit une dynamique similaire. Elle passe de 9,7 % en 2021 à 14,8 % en 2022, se maintient à un niveau proche en 2023, à 15,2 %, puis atteint 18,7 % en 2024. Cette augmentation confirme le renforcement du poids économique des importations énergétiques dans les flux extérieurs du territoire.

³ Le PIB constitue le principal agrégat mesurant l'activité économique sur le territoire. Il correspond à la somme des valeurs ajoutées créées par les unités productrices résidentes au cours d'une année donnée et représente une mesure des richesses produites par l'économie.

II. Évolution de long terme des importations d'énergie de 2010 à 2024

L'analyse des importations énergétiques sur une période plus longue permet de distinguer les évolutions structurelles du système énergétique réunionnais des fluctuations conjoncturelles liées aux marchés internationaux de l'énergie. Elle révèle deux régimes distincts : jusqu'en 2021, la facture énergétique est principalement commandée par les prix internationaux des combustibles fossiles, dans un mix importé globalement stable ; la recomposition du mix électrique introduit un effet de structure qui devient à partir de 2023 le principal facteur d'explication du niveau de la facture, y compris lorsque les marchés internationaux se détendent.

Pour une analyse plus détaillée de la période 2010 à 2021, se référer à l'étude CDE précédente.

Les données mobilisées dans cette section proviennent de plusieurs sources statistiques et ont pu faire l'objet d'évolutions méthodologiques au cours du temps. Certaines séries peuvent ainsi présenter des ruptures de continuité. Les tendances observées doivent être interprétées comme des ordres de grandeur permettant d'identifier les dynamiques générales.

Sont exclus de cette section (Partie 1 – II.) : carburéacteurs, bioéthanol et autres pétroles lampants, faute de données homogènes en valeur d'importation. Les ressources importées suivies sont ainsi le charbon, le gazole, le fioul lourd, l'essence, le gaz butane, les pellets de bois et le biodiesel.

A. Découplage entre volumes importés et facture énergétique de 2010 à 2024

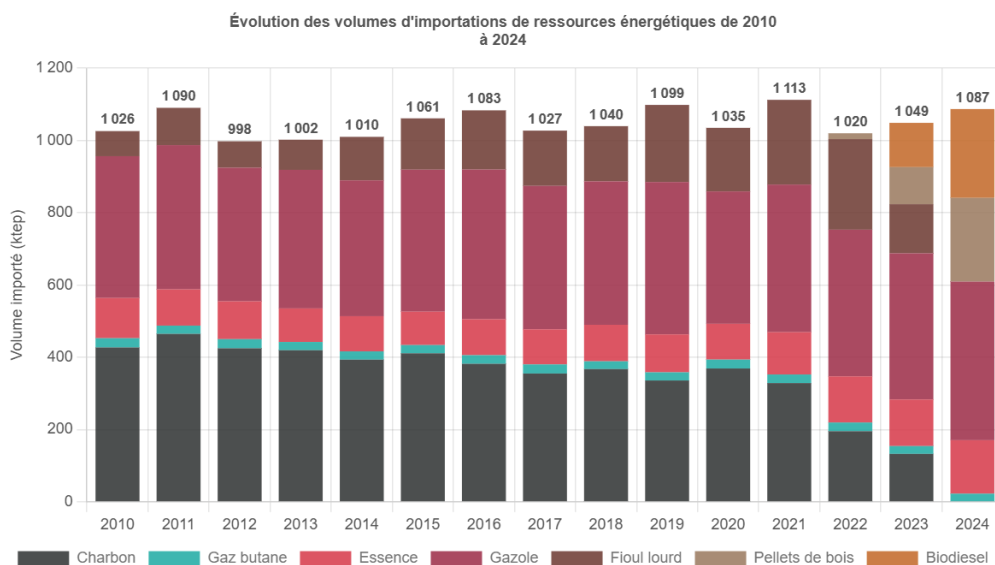


Figure 18 : Volumes d'importations de ressources énergétiques (ktep) - Auteur : OER

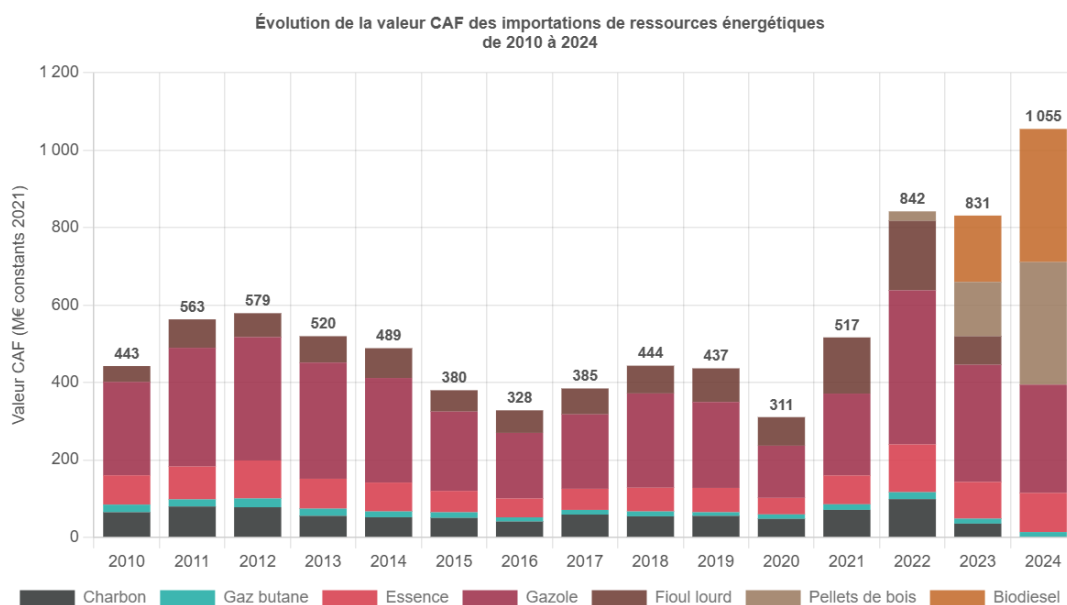


Figure 19 : Valeur CAF des importations de ressources énergétiques (M€ constants 2021) - Auteur : OER

Sur l'ensemble de la période 2010-2024, les volumes d'énergie importés progressent modestement, de 1 026,0 ktep à 1 087,0 ktep, soit une hausse de +5,9 % et un taux de croissance annuel moyen (TCAM) de +0,4 % par an. Leur volatilité reste limitée, avec un coefficient de variation de 3,4 %. La valeur des importations suit une trajectoire beaucoup plus saccadée : elle passe de 442,7 M€ à 1 055,2 M€ constants 2021, soit une hausse de +138,4 % et un TCAM de +6,4 % par an. Son coefficient de variation atteint 37,7 %, soit un niveau environ onze fois supérieur à celui des volumes.

Sur la sous-période 2010-2021, le mix suivi est presque entièrement fossile⁴ et sa composition varie peu. Les volumes progressent faiblement, avec un TCAM de +0,7 % et un coefficient de variation de 3,6 %. La valeur des importations évolue également de manière plus contenue que sur la période complète, avec un taux de croissance annuel moyen de +1,4 % et un coefficient de variation de 18,6 %. Sur cette période, les fluctuations de la facture reflètent principalement les cycles des prix internationaux (figure 22) : niveau élevé au début des années 2010, repli marqué entre 2014 et 2016, remontée partielle jusqu'en 2018, chute en 2020 liée à la pandémie, puis redressement en 2021.

À partir de 2022, deux dynamiques se succèdent puis se superposent. La première est conjoncturelle : la hausse internationale des prix de l'énergie, suite à l'invasion de l'Ukraine par la Russie, porte la valeur des importations suivies à 842,2 M€ constants 2021 en 2022, contre 516,6 M€ en 2021. La seconde est plus structurelle : la conversion des centrales de Port Est, de Bois Rouge et du Gol introduit des ressources renouvelables importées. Ces nouvelles ressources passent de volumes quasi nuls avant 2022 à 477,5 ktep en 2024, soit 43,9 % des volumes suivis dans cette section. En valeur, elles atteignent 660,6 M€ constants 2021 en 2024, représentant 62,6 % de la valeur totale des importations suivies ici.

Le premier enseignement de l'analyse de long terme est donc que la facture énergétique est largement découplée des besoins physiques : à volumes relativement stables, sa dynamique dépend surtout des prix, puis, en fin de période, de la composition du mix importé.

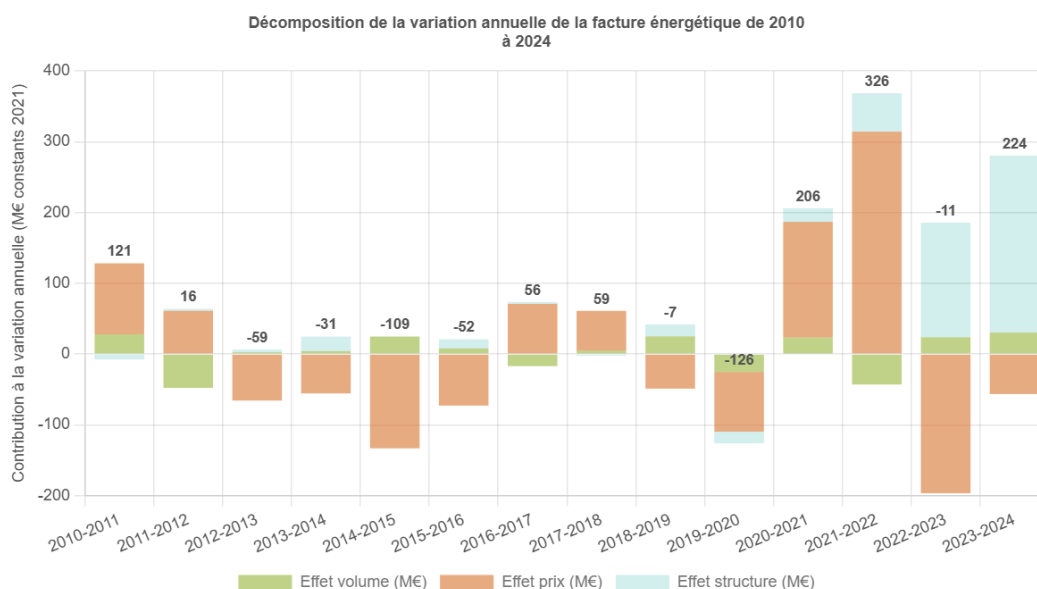


Figure 20 : Décomposition de la variation annuelle de la facture énergétique : effets prix, volume, structure (M€ constants 2021) - Auteur : OER

La décomposition de la variation annuelle de la facture énergétique confirme le découplage observé entre volumes importés et valeur des importations. Sur la période 2010-2021, les variations annuelles sont principalement expliquées par l'effet prix, dans un mix importé entièrement fossile et relativement stable. Les hausses de 2010-2011 (+120,6 M€), de 2016-2017 (+56,5 M€), de 2017-2018 (+58,9 M€) ou encore de 2020-2021 (+206,0 M€) sont ainsi largement portées par le renchérissement des ressources importées. À l'inverse, les baisses de 2014-2015 (-108,6 M€), de 2015-2016 (-51,9 M€) et de 2019-2020 (-126,0 M€) correspondent principalement à des effets prix négatifs. Sur cette première sous-période, les effets volume et structure restent généralement secondaires.

⁴ A l'exception de marginales importations de bioéthanol dès 2019 et de pellets de bois à partir de 2021.

L'année 2022 constitue une rupture : la facture augmente de +325,6 M€ par rapport à 2021, sous l'effet quasi exclusif du choc sur les prix : l'effet prix atteint +314,3 M€. L'effet structure devient déjà positif (+54,3 M€), traduisant les premières évolutions du mix importé, mais il reste encore secondaire à ce stade. L'effet volume joue au contraire à la baisse (-43,0 M€), les volumes suivis diminuant entre 2021 et 2022.

À partir de 2023, la dynamique change plus profondément. En 2023, la détente relative des prix exerce un effet fortement négatif (-196,7 M€), mais celui-ci est presque compensé par un effet structure positif (+162,0 M€), auquel s'ajoute un effet volume plus limité (+23,8 M€). La facture ne recule donc que légèrement (-10,9 M€), malgré la baisse des coûts unitaires de plusieurs ressources. En 2024, l'effet structure devient le principal facteur d'évolution de la facture : il contribue à hauteur de +250,0 M€, alors même que l'effet prix reste négatif (-56,5 M€). La hausse observée cette année-là (+223,8 M€) s'explique donc principalement par la recomposition du mix importé.

B. Évolution du coût unitaire de l'énergie importée

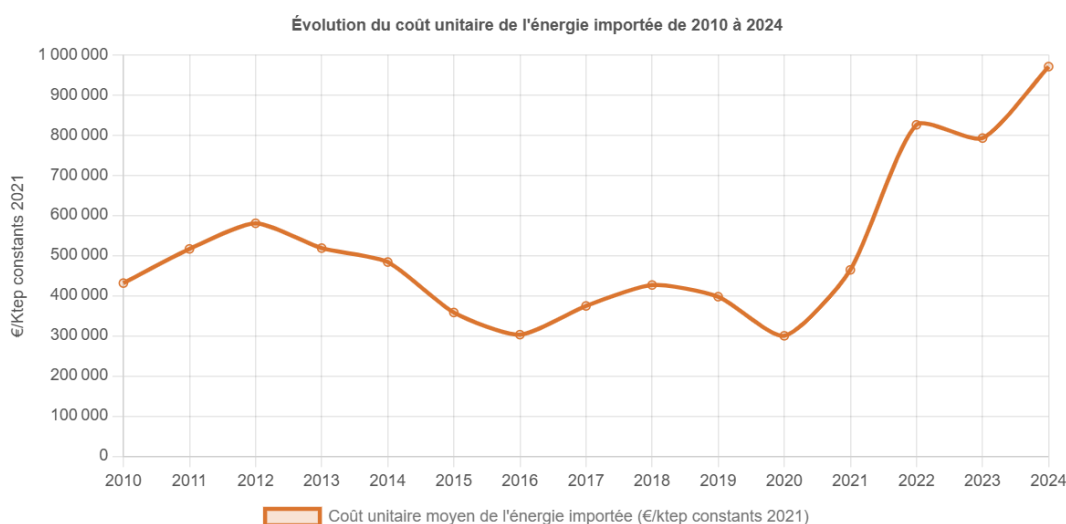


Figure 21 : Coût unitaire de l'énergie importée (€/ktep constants 2021) - Auteur : OER

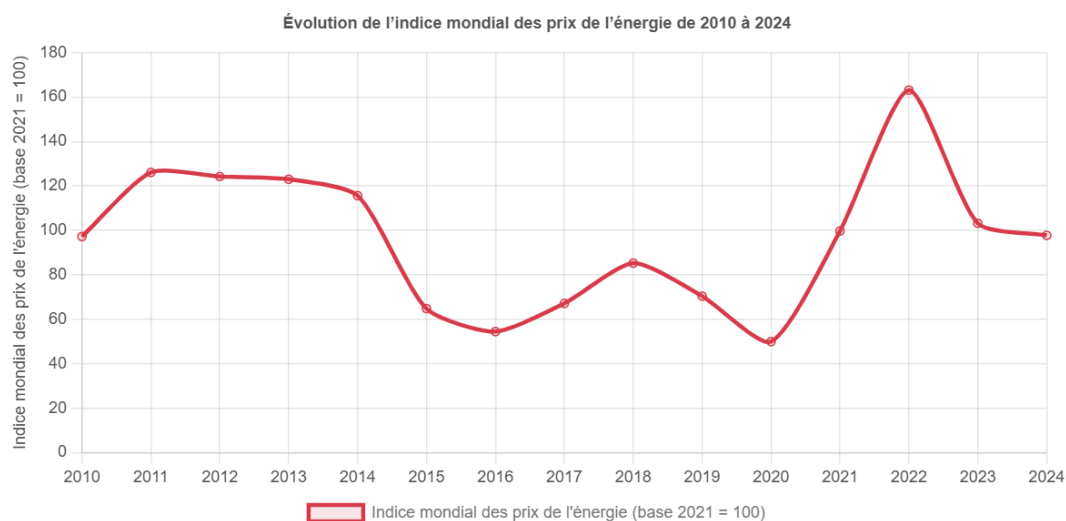


Figure 22 : Indice mondial des prix de l'énergie (base 2021 = 100) - Auteur : OER ; source : IMF^{iv}

Le coût unitaire moyen de l'énergie importée passe de 431 433,6 €/ktep en 2010 à 970 705,7 €/ktep en 2024, soit une hausse de +125,0 %. Sur l'ensemble de la période, il progresse à un rythme annuel moyen de +6,0 %, très supérieur à celui observé sur la seule sous-période 2010-2021 (+0,7 % par an soit +7,6 % entre 2010 et 2021).

Jusqu'en 2021, le coût unitaire suit une trajectoire relativement proche de celle de l'indice mondial des prix de l'énergie⁵. Cette correspondance s'explique par la structure encore entièrement fossile et relativement stable du mix importé : les variations du coût unitaire agrégé reflètent principalement les cycles des marchés. Les phases de baisse de 2014-2016 et de 2020, puis le redressement de 2021, s'inscrivent ainsi dans une dynamique largement conjoncturelle.

À partir de 2022, l'écart entre les deux indicateurs devient plus significatif. Le coût unitaire atteint 825 688,8 €/ktep en 2022 puis ne recule que partiellement en 2023, à 792 636,5 €/ktep. En 2024, il repart fortement à la hausse pour atteindre 970 705,7 €/ktep, alors que l'indice mondial des prix de l'énergie retombe à 98,0, soit un niveau inférieur à sa base 2021. Ce décrochage montre que le coût unitaire moyen ne peut plus être interprété comme un simple indicateur des prix internationaux.

En 2024, le coût unitaire moyen des ressources renouvelables importées atteint 1 383 397,2 €/ktep, contre 647 380,4 €/ktep pour les ressources fossiles encore importées, soit un rapport d'environ 2,1. Le niveau élevé du coût unitaire agrégé traduit donc désormais autant la composition du mix importé que les conditions de marché.

C. Mise en perspective macroéconomique

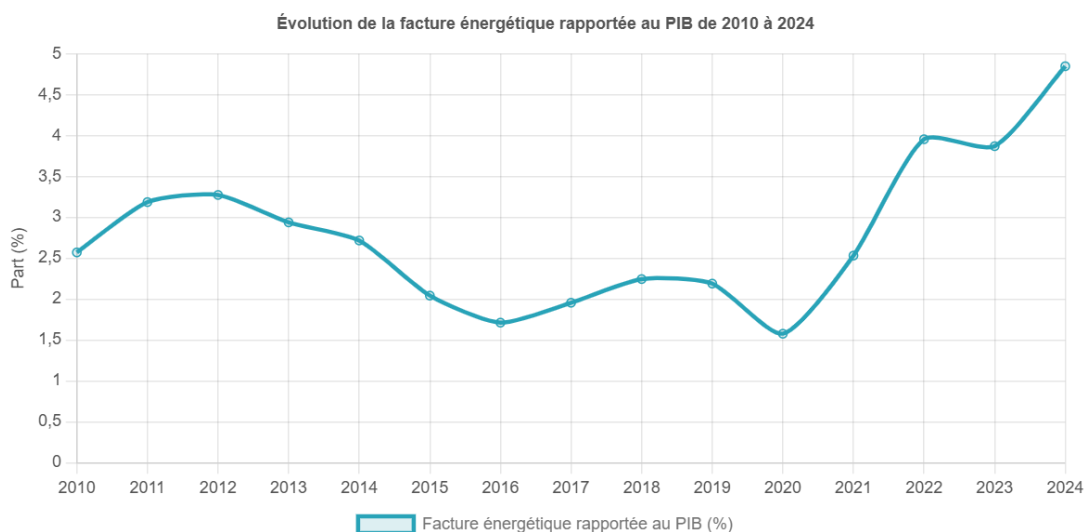


Figure 23 : Facture énergétique rapportée au PIB (%) - Auteur : OER

⁵ L'évolution du coût unitaire des importations énergétiques du territoire est analysée en parallèle d'un indice des prix internationaux de l'énergie construit par le FMI (ici convertit en base 100 2021). Cet indice reflète les dynamiques globales de prix des principales ressources énergétiques sur les marchés internationaux. La mise en regard de ces deux indicateurs permet de distinguer ce qui relève d'un effet prix exogène - lié aux conditions de marché - de ce qui peut s'expliquer par des facteurs propres au territoire (structure du mix importé, évolution des volumes, effets de substitution ou conditions d'approvisionnement).

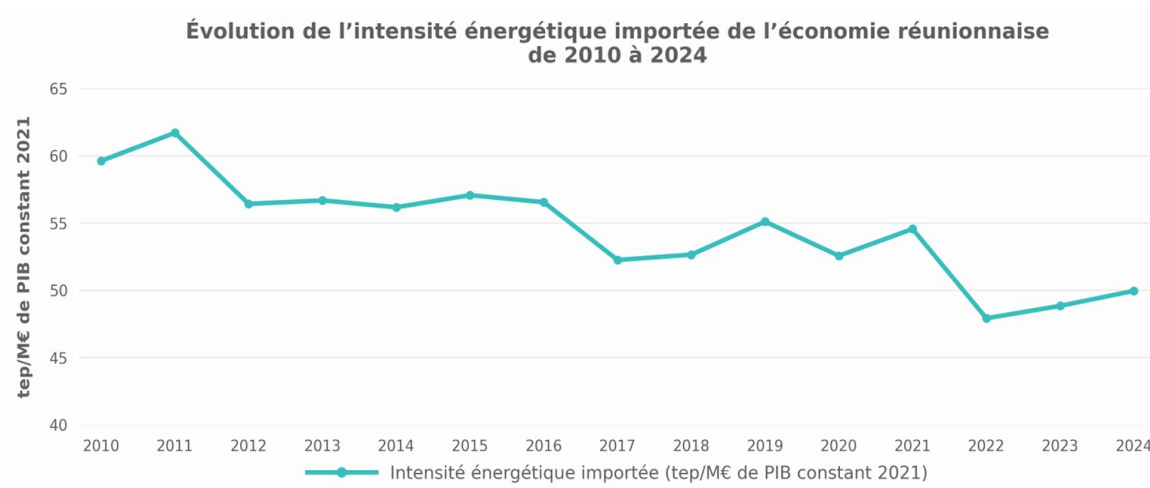


Figure 24 : Intensité énergétique importée (ktep/M€ de PIB constants 2021) - Auteur : OER

D'un côté, la facture énergétique rapportée au PIB augmente nettement sur la période, passant de 2,6 % en 2010 à 4,9 % en 2024 (+2,3 points de pourcentage). De l'autre, l'intensité énergétique⁶ importée de l'économie réunionnaise recule progressivement, de 59,6 tep/M€ (constants 2021) de PIB en 2010 à 49,9 tep/M€ en 2024, soit une baisse de -16,2 %.

Jusqu'en 2021, la part de la facture énergétique dans le PIB fluctue sans tendance haussière continue, entre 1,6 % en 2020 et 3,3 % en 2012. À partir de 2022, elle atteint un niveau plus élevé : 4,0 % en 2022, 3,9 % en 2023, puis 4,9 % en 2024. Cette progression intervient alors même que l'intensité énergétique importée reste inférieure à son niveau du début de période, ce qui traduit un alourdissement de la dépendance économique malgré une moindre intensité physique.

La baisse de l'intensité énergétique importée peut traduire une amélioration de l'efficacité globale de l'économie réunionnaise, mais aussi des effets de structure économique. Elle contribue à contenir les volumes importés sur longue période, sans suffire à réduire le poids économique de la dépendance énergétique. Autrement dit, la baisse relative des besoins physiques importés par unité de PIB ne protège pas le territoire contre le renchérissement de sa facture extérieure.

⁶ L'intensité énergétique importée de l'économie réunionnaise correspond au volume d'énergie importée rapporté au PIB du territoire. Elle permet d'apprécier la quantité d'énergie importée nécessaire pour produire une unité de richesse économique. Une baisse de cet indicateur signifie que l'économie mobilise moins d'énergie importée par unité de PIB, sans nécessairement impliquer une baisse de la dépendance énergétique en valeur.

Partie 2 – Ressources énergétiques importées pour la production d'électricité et le transport

Dans cette partie sont analysées les importations des principales ressources énergétiques utilisées à La Réunion, en quantité et en valeur, sur la période 2021 à 2024. Lorsque les données sont disponibles, l'analyse porte également sur l'origine géographique des approvisionnements.

I. Ressources énergétiques importées pour la production d'électricité

Analyse agrégée des importations de combustibles destinés à la production d'électricité

Les importations de ressources énergétiques destinées à la production d'électricité présentent une évolution contrastée entre 2021 et 2024, caractérisée par une légère baisse des volumes, mais une forte hausse de leur valeur et de leur coût unitaire.

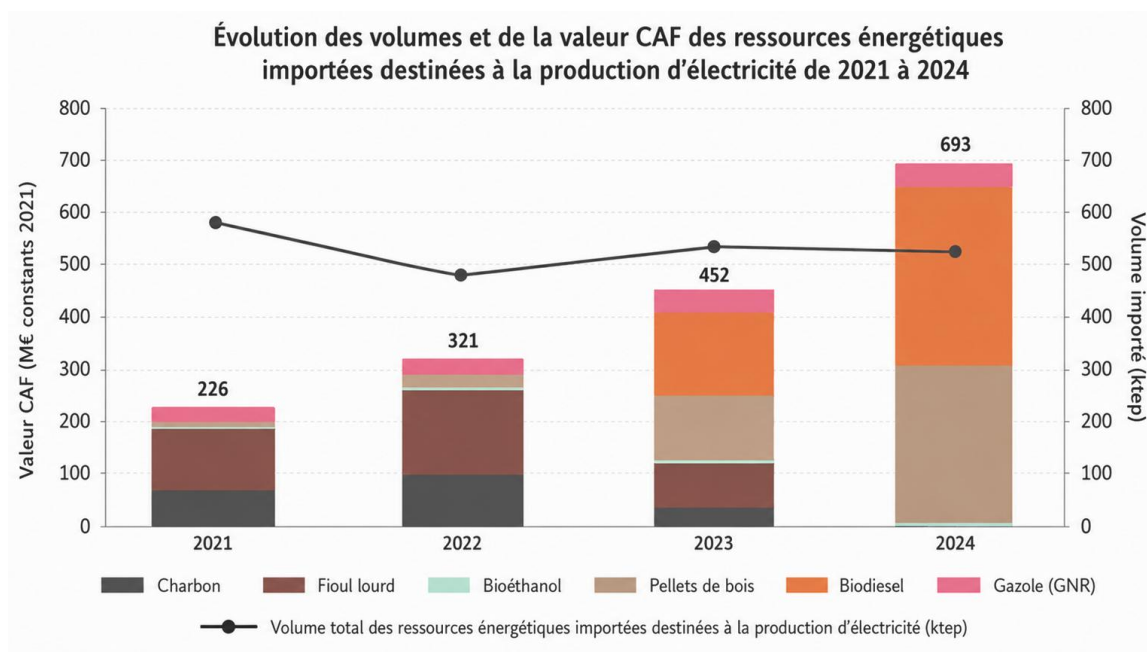


Figure 25 : Volumes et valeur CAF des ressources importées pour l'électricité (ktep ; M€ constants 2021) - Auteur : OER

Les volumes de ressources énergétiques importées pour la production d'électricité s'établissent à 580,7 ktep en 2021, puis diminuent à 479,6 ktep en 2022 (-17,4 %), avant de remonter à 534,8 ktep en 2023 (+11,5 %) et de reculer légèrement à 527,5 ktep en 2024 (-1,4 %). Sur l'ensemble de la période, les volumes diminuent de -53,2 ktep, soit une baisse de -9,2 %. La production d'électricité mobilise

donc un volume d'énergie importée légèrement inférieur à celui de 2021, mais avec une structure profondément modifiée : en 2024, les combustibles fossiles ne représentent plus que 9,4 % des volumes importés pour cet usage, correspondant au GNR mobilisé pour les moyens thermiques d'appoint et certains démarrages.

La valeur CAF de ces importations suit une trajectoire différente. Elle passe de 226,1 M€ en 2021 à 320,7 M€ en 2022 (+41,9 % ; € constants 2021), puis 452,4 M€ en 2023 (+41,1 %) et 693,0 M€ en 2024 (+53,2 %). Au total, elle augmente de +466,9 M€ entre 2021 et 2024, soit une hausse de +206,5 %. Cette progression intervient malgré la baisse des volumes importés, ce qui met en évidence l'effet du coût unitaire des nouveaux combustibles.

Le coût unitaire moyen des combustibles importés destinés à la production d'électricité passe ainsi de 389 308,4 €/ktep en 2021 à 1 313 769,1 €/ktep en 2024, soit une multiplication par 3,4. Il augmente fortement en 2022 (+71,8 %), puis à nouveau en 2023 (+26,5 %) et en 2024 (+55,3 %). Cette hausse reflète à la fois le choc de prix de 2022 et, surtout en fin de période, le coût des nouvelles ressources importées.

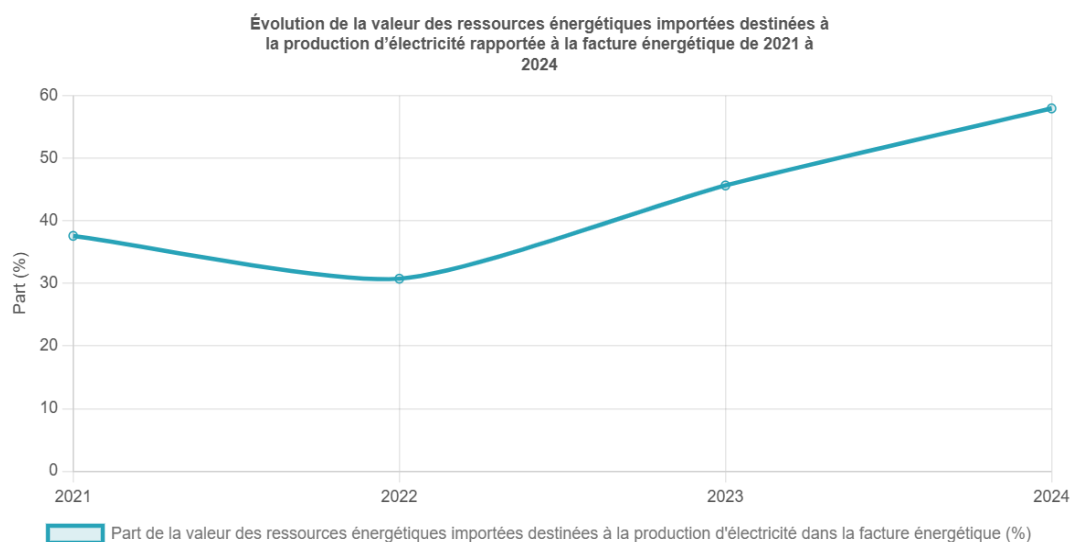


Figure 26 : Valeur des ressources importées pour l'électricité rapportée à la facture énergétique (%) - Auteur : OER

La place de la production d'électricité dans la facture énergétique totale augmente fortement. Elle représente 37,7 % de la valeur totale des importations énergétiques en 2021, recule à 30,9 % en 2022 sous l'effet du pic de valeur des carburants de transport, remonte à 45,8 % en 2023 et atteint 58,1 % en 2024. La production d'électricité devient ainsi pour la première fois, en 2024, le premier poste de la facture énergétique du territoire en valeur, alors qu'elle ne représente que 40,5 % des volumes importés.

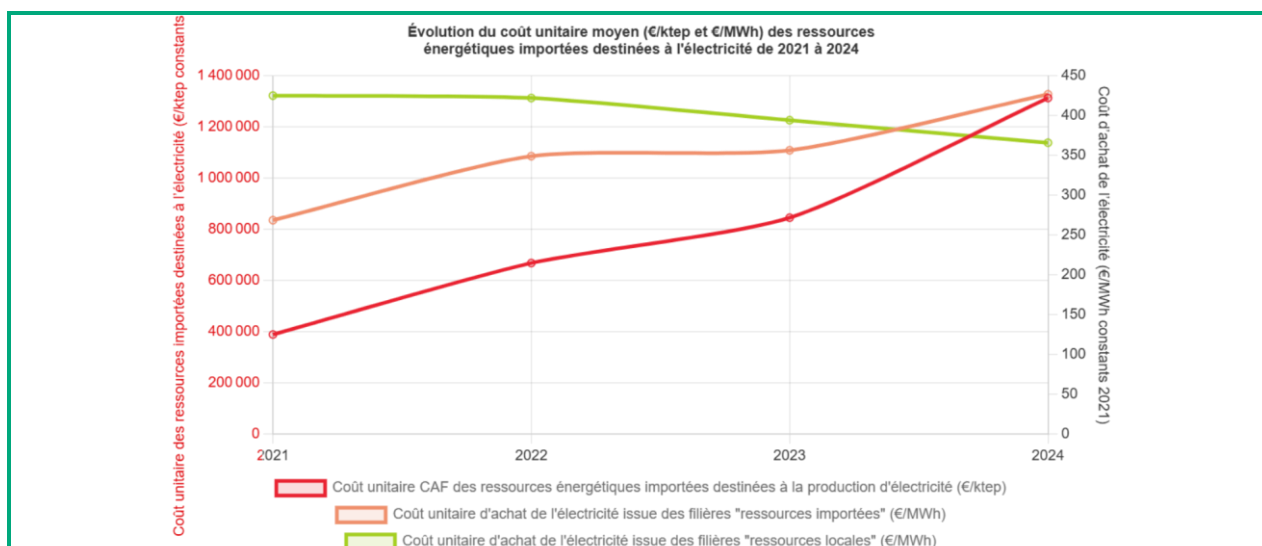


Figure 27 : Coût unitaire moyen des ressources importées pour l'électricité (€/ktep ; €/MWh constants 2021) - Auteur : OER

Le renchérissement des combustibles importés se retrouve également dans le coût d'achat par EDF SEI de l'électricité issue majoritairement des filières reposant majoritairement sur ces ressources. D'après les données de la CRE⁷, le coût unitaire d'achat de cette électricité passe de 268,7 €/MWh en 2021 à 349,2 €/MWh en 2022, puis 356,6 €/MWh en 2023 et 427,0 €/MWh en 2024. La hausse est donc de +58,9 % sur la période, avec une progression particulièrement marquée en 2022 puis en 2024.

La valeur totale de l'électricité achetée issue majoritairement de ces filières augmente de 651,2 M€ en 2021 à 944,0 M€ en 2024 (+45,0 % ; € constants 2021), malgré une baisse de l'énergie achetée, qui passe de 2 423,2 GWh à 2 211,0 GWh (-8,8 %). Le rapport entre la valeur CAF des combustibles importés et la valeur d'achat de l'électricité associée progresse ainsi nettement, de 34,7 % en 2021 à 73,4 % en 2024. La valeur des combustibles importés occupe donc une place croissante dans la valeur d'achat de l'électricité associée.

En comparaison, les filières reposant uniquement sur des ressources locales présentent une dynamique différente. La valeur d'achat de l'électricité associée reste comprise entre 105,0 M€ et 113,0 M€ selon les années, tandis que l'énergie achetée progresse de 265,7 GWh en 2021 à 303,9 GWh en 2024. Leur coût unitaire moyen diminue ainsi de 425,3 €/MWh en 2021 à 366,1 €/MWh en 2024 (-13,9 %), devenant en 2024 inférieur au coût moyen pondéré associé aux filières reposant majoritairement sur des ressources importées⁸. Cette évolution doit toutefois être interprétée comme un renversement observé à l'échelle de « bouquets » moyens d'achat, et non comme une comparaison directe entre technologies équivalentes. Elle reflète notamment le poids prépondérant du photovoltaïque dans les volumes locaux achetés et la baisse de son coût unitaire, alors que les coûts unitaires de l'hydraulique, du biogaz et de l'éolien augmentent sur la période.

⁷ Dans les zones non interconnectées, l'électricité produite est achetée par EDF Systèmes Énergétiques Insulaires (EDF SEI) dans le cadre de contrats d'achat dont les coûts sont suivis par la Commission de régulation de l'énergie (CRE). Ces coûts alimentent les charges de service public de l'énergie, évaluées annuellement par la CRE, qui couvrent notamment les surcoûts de production et d'achat d'électricité liés aux spécificités insulaires ainsi que la péréquation tarifaire. Ces charges sont compensées par l'État et, depuis la loi de finances pour 2025, financées par une part de l'accise sur la consommation d'électricité.

⁸ Cette comparaison doit être interprétée avec prudence, car les catégories de suivi de la CRE n'ont pas vocation à recouper strictement la distinction entre ressources locales et ressources importées. Par exemple, la filière « bagasse-charbon » associe une ressource locale à une ressource importée entre 2021 et 2023, tandis que la catégorie thermique intègre des volumes marginaux de bioéthanol local. Se référer à l'annexe 1. Par ailleurs, les coûts présentés correspondent à des coûts moyens d'achat pondérés par les volumes achetés et ne constituent pas une comparaison complète des coûts système, notamment au regard des profils de production, de la pilotabilité, des besoins de flexibilité, du stockage et de l'intégration au réseau.

A. Le charbon

Le charbon a longtemps constitué l'une des principales ressources énergétiques importées à La Réunion pour la production d'électricité. Il était utilisé dans les centrales du Gol et de Bois Rouge d'Albioma. En 2021, il représentait encore plus de 30 % de toute la production d'électricité de l'île.

1. Quantités, valeur et coût unitaire des importations de charbon

Les volumes de charbon importé diminuent fortement sur la période. Ils passent de 328,6 ktep en 2021 à 195,5 ktep en 2022, puis 132,8 ktep en 2023. En 2024, les importations de charbon cessent avec la conversion totale des centrales.

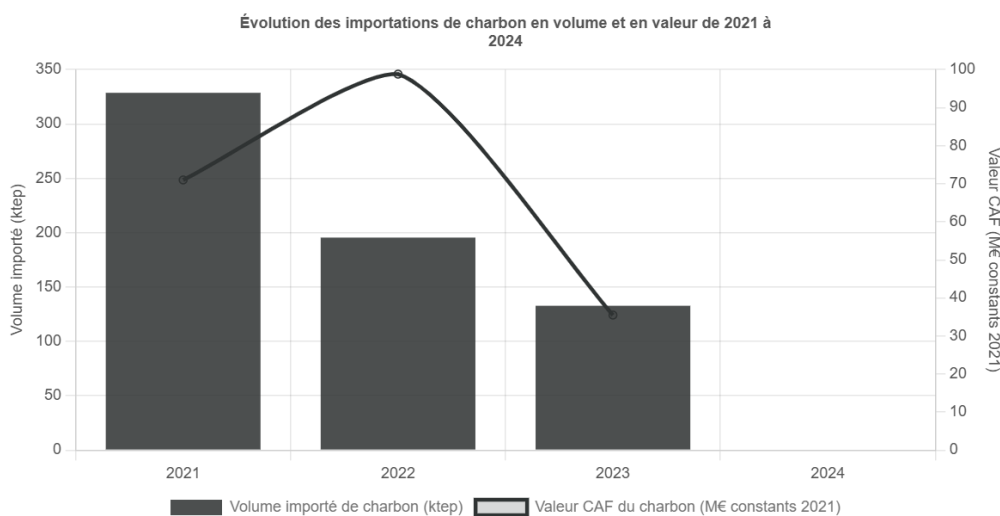


Figure 28 : Importations de charbon en volume et en valeur (ktep ; M€ constants 2021) - Auteur : OER

La valeur CAF des importations évolue de manière plus contrastée. Elle passe de 71,0 M€ en 2021 à 98,8 M€ en 2022 (+39,2 % ; € constants 2021), malgré la baisse des volumes importés et diminue ensuite fortement en 2023, à 35,5 M€ (-64,1 %). Le coût unitaire d'importation connaît une forte volatilité. Il passe de 216 045,8 €/ktep en 2021 à 505 414,1 €/ktep en 2022 (+133,9 %), avant de diminuer à 267 346,3 €/ktep en 2023 (-47,1 %). La hausse observée en 2022 traduit un effet prix très marqué : la valeur des importations augmente alors même que les volumes reculent. À l'inverse, la baisse de 2023 combine une diminution des volumes importés et un net repli du coût unitaire.

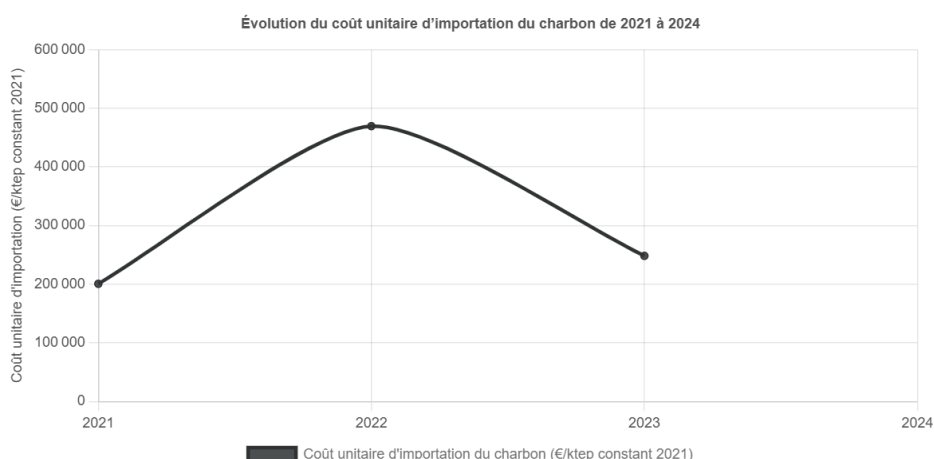


Figure 29 : Coût unitaire d'importation du charbon (€/ktep constants 2021) - Auteur : OER

Avec la conversion des unités de production, la place du charbon dans les importations énergétiques totales recule ainsi rapidement, surtout en valeur, jusqu'à disparaître en 2024. Sa contribution à la facture énergétique passe de 11,9 % en 2021 à 9,5 % en 2022, puis 3,6 % en 2023. En volume, son poids diminue également, de 25,8 % des importations énergétiques totales en 2021 à 10,5 % en 2023.

Le recul est encore plus marqué au sein des combustibles importés destinés à la production d'électricité : en valeur, le charbon passe de 31,4 % de ce poste en 2021 à 30,8 % en 2022, puis 7,8 % en 2023. En volume, sa part recule de 56,6 % à 24,8 % entre 2021 et 2023.

2. Origine des importations

Depuis 2010, le charbon importé à La Réunion provenait quasi exclusivement d'Afrique du Sud. Cette forte concentration géographique reflète les contraintes logistiques propres aux territoires insulaires, dont l'approvisionnement énergétique repose souvent sur un nombre limité de routes maritimes et de partenaires commerciaux. Elle constitue également un facteur de vulnérabilité, en cas de tension sur les prix, de rupture logistique ou de difficulté d'approvisionnement dans la zone concernée (conflits, crises sanitaires, etc.).

Depuis 2021, l'origine des importations de charbon est soumise au secret statistique et n'a pu être confirmée auprès des opérateurs.

3. Coût d'achat de l'électricité associée

Dans les zones non interconnectées, l'électricité produite est achetée par EDF Systèmes Énergétiques Insulaires (EDF SEI) dans le cadre de contrats d'achat dont les coûts sont suivis par la Commission de régulation de l'énergie (CRE)⁹.

Les données publiées par la CRE permettent de suivre l'électricité achetée dans la catégorie « bagasse-charbon » et la valeur d'achat associée. Cette catégorie doit être interprétée avec prudence, car elle correspond à une catégorie contractuelle d'achat d'électricité et non à un combustible physique isolé :

⁹ La CRE est l'autorité administrative indépendante chargée d'évaluer et de contrôler les charges de service public de l'énergie supportées par les opérateurs. Dans les ZNI, ces charges correspondent notamment aux surcoûts de production et d'achat d'électricité liés aux spécificités insulaires, ainsi qu'à la péréquation tarifaire visant à garantir des prix de l'électricité comparables à ceux de la métropole. Elles sont supportées localement par EDF SEI et font l'objet d'une compensation par l'État.

elle permet d'apprécier l'évolution économique de la catégorie historiquement associée aux centrales charbon-bagasse, mais non d'isoler le coût d'achat d'une électricité produite exclusivement à partir de charbon.

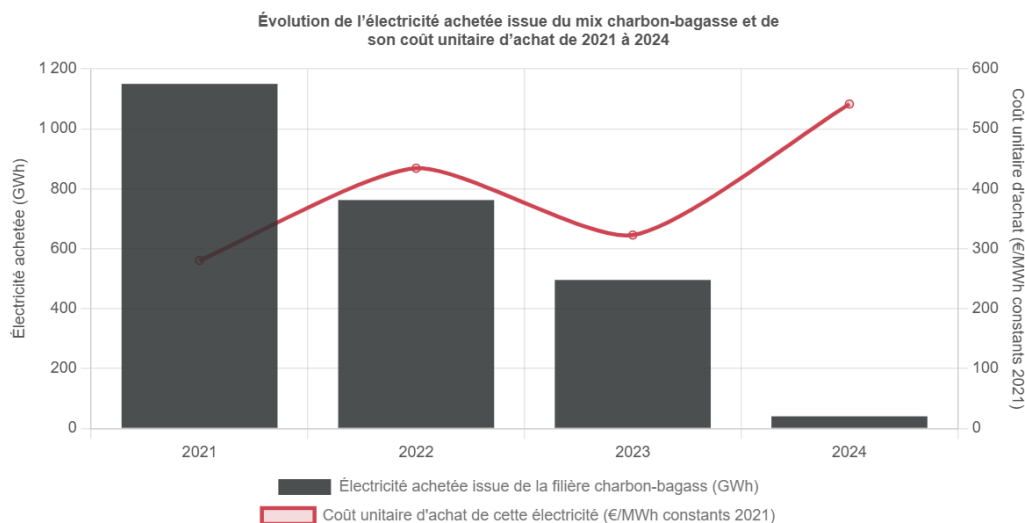


Figure 30 : Électricité achetée issue de la catégorie CRE charbon-bagasse (GWh ; €/MWh constants 2021) - Auteur : OER

L'électricité achetée dans cette catégorie diminue fortement, passant de 1 150,2 GWh en 2021 à 762,5 GWh en 2022, puis à 495,8 GWh en 2023 et 40,6 GWh en 2024. Cette trajectoire accompagne la sortie progressive du charbon du mix électrique, mais reflète aussi l'évolution du périmètre de suivi de la CRE : d'après le rapprochement avec les données de production d'électricité du BER, la catégorie recouvre l'ensemble charbon importé ainsi que la totalité de la bagasse locale en 2021 et 2022, puis le charbon importé et une partie seulement de la bagasse locale en 2023, avant de correspondre au charbon seul en 2024, dans le contexte de l'écoulement des derniers stocks. Se référer à l'annexe 1.

La valeur d'achat suit globalement la même tendance, mais avec une hausse ponctuelle en 2022 : elle passe de 322,6 M€ en 2021 à 331,2 M€ en 2022 (+2,7 % ; € constants 2021), malgré la baisse de l'électricité achetée, avant de reculer à 160,1 M€ en 2023 (-51,7 %), puis à 22,0 M€ en 2024 (-86,3 %). Cette hausse de 2022 traduit principalement l'augmentation du coût unitaire d'achat. En effet, le coût unitaire d'achat passe de 280,5 €/MWh en 2021 à 434,3 €/MWh en 2022 (+54,9 %), avant de diminuer à 322,9 €/MWh en 2023 (-25,7 %). Il remonte ensuite à 541,5 €/MWh en 2024 (+67,7 %), niveau à interpréter avec prudence compte tenu des très faibles volumes concernés et du caractère résiduel de la filière en fin de période.

Le coût CAF des importations de charbon représente 22,0 % en 2021, 29,8 % en 2022 et 22,2 % en 2023 du coût d'achat de la filière électrique associée. Cette part reste donc relativement limitée, même si elle augmente nettement en 2022 sous l'effet du renchérissement du charbon importé.

B. Les pellets de bois

Les pellets de bois apparaissent dans le système énergétique dans le cadre de la conversion des centrales d'Albioma précédemment alimentées au charbon. Les premières importations significatives interviennent en 2022, avec une phase de test, parallèlement à la diminution rapide des importations de charbon. Ils deviennent ainsi l'un des principaux combustibles importés pour la production d'électricité.

1. Quantités, valeur et coût unitaire des importations

Les importations de pellets de bois sont marginales en 2021, avec 0,1 ktep importé pour une valeur CAF de 0,1 M€. Elles deviennent plus significatives à partir de 2022, première année de réel test pour Albioma, avec 16,2 ktep importés, puis progressent fortement pour atteindre 102,5 ktep en 2023 et 231,7 ktep en 2024. Leur part dans les volumes totaux d'importations énergétiques passe ainsi de 1,3 % en 2022 à 17,8 % en 2024 ; au sein des combustibles importés destinés à la production d'électricité, elle atteint 43,9 % des volumes en 2024.

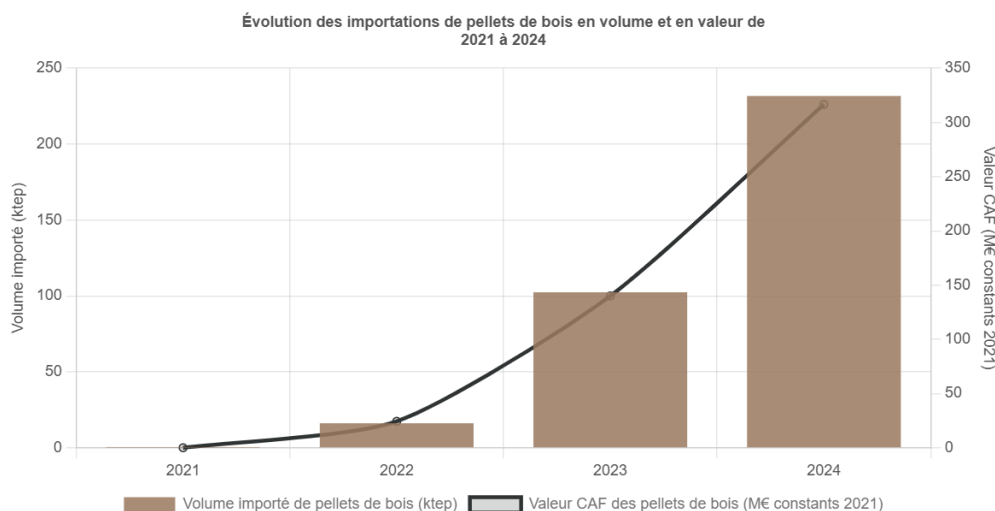


Figure 31 : Importations de pellets de bois en volume et en valeur (ktep ; M€ constants 2021) - Auteur : OER

La valeur CAF suit la même dynamique, mais à un niveau particulièrement élevé. Elle passe de 24,5 M€ (constants 2021) en 2022 à 140,1 M€ en 2023 (+472,4 %), puis 316,6 M€ en 2024 (+126,0 %). En 2024, les pellets représentent ainsi 26,6 % de la facture énergétique totale et 45,7 % de la valeur des combustibles importés destinés à la production d'électricité. Ils deviennent donc l'un des premiers postes de la facture énergétique du territoire. La valeur 2024 doit toutefois être interprétée avec prudence, puisqu'elle est estimée à partir du coût unitaire observé en 2023 (€ constants 2021), appliqué aux volumes 2024, faute de données CAF locales consolidées disponibles. Ce coût unitaire d'importation des pellets est très élevé sur l'ensemble de la période : il s'établit à 1 508 407,1 €/ktep en 2022, puis diminue à 1 366 960,9 €/ktep en 2023 (-9,4 %).

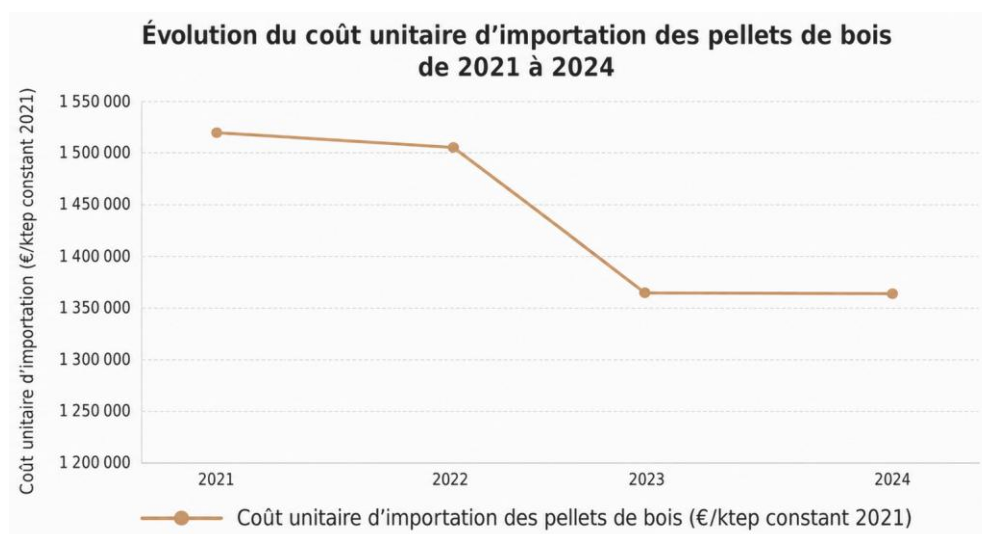


Figure 32 : Coût unitaire d'importation des pellets de bois (€/ktep constants 2021) - Auteur : OER

Comparés au charbon qu'ils remplacent progressivement, les pellets présentent un coût unitaire nettement supérieur. En 2023, leur coût unitaire est environ cinq fois plus élevé que celui du charbon importé la même année. Leur montée en puissance contribue ainsi fortement à la hausse de la valeur des combustibles importés pour la production d'électricité.

2. Origine des importations

L'approvisionnement en pellets de bois, initialement très concentré sur les États-Unis, s'est progressivement diversifié. Les données disponibles pour 2023 montrent une répartition volumique dominée par le Vietnam, qui représente 51 % des importations, devant les États-Unis (27 %). La Malaisie représente 11 % des volumes, tandis que l'Australie et le Portugal contribuent respectivement à hauteur de 8 % et 4 %. Cette répartition repose sur des données déclaratives d'Albioma, reprises dans une étude de l'Ademe^v.

Cette évolution s'inscrit dans une stratégie industrielle d'Albioma visant à sécuriser ses approvisionnements et à optimiser les coûts logistiques. L'acquisition, en 2023, de l'usine de production de pellets de Tuan, en Australie, participe de ce repositionnement vers des zones géographiquement plus proches de La Réunion, susceptibles de réduire les coûts et les risques d'acheminement. En parallèle, les unités de production situées en Amérique du Nord, notamment au Canada, semblent davantage orientées désormais vers l'alimentation des centrales des Antilles afin de limiter les impacts liés à l'acheminement des combustibles vers les lieux de production.

En dehors de ce point d'observation pour 2023, l'absence de données quantitatives publiques détaillées par pays d'origine limite toutefois l'analyse.

3. Coût d'achat de l'électricité associée

La catégorie CRE « biomasse » apparaît dans les données d'achat d'électricité à partir de 2022. Elle doit toutefois être interprétée avec prudence, car elle ne correspond pas strictement aux seuls pellets de bois sur l'ensemble de la période. Le rapprochement avec les données de production d'électricité du BER montre qu'elle correspond aux pellets importés uniquement en 2022, puis aux pellets importés et à une partie de la bagasse locale en 2023, avant de recouvrir l'ensemble pellets importés + bagasse locale totale en 2024. L'électricité achetée dans cette catégorie passe de 50,6 GWh en 2022 à 427,5 GWh en 2023, puis 885,1 GWh en 2024.

La valeur d'achat de l'électricité associée passe ainsi de 39,0 M€ constants 2021 en 2022 à 192,3 M€ en 2023, puis 393,8 M€ en 2024. Cette hausse reflète principalement l'augmentation des volumes d'électricité achetée. En revanche, le coût unitaire d'achat diminue nettement après la phase de démarrage : il passe de 769,8 €/MWh en 2022 à 449,8 €/MWh en 2023 (-41,6 %), puis 445,0 €/MWh en 2024 (-1,1 %). Cette baisse traduit probablement un effet de montée en charge de la catégorie, le niveau de 2022 devant être interprété avec prudence compte tenu des faibles volumes produits lors de cette année de phase test.

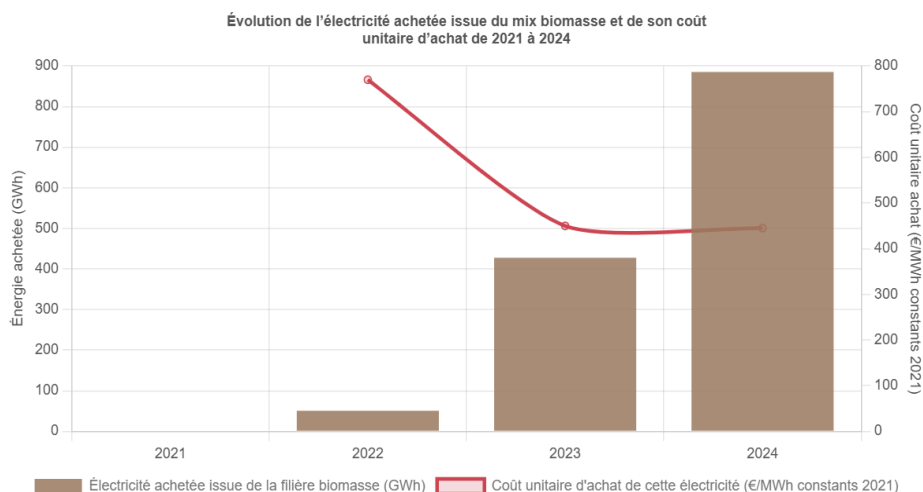


Figure 33 : Électricité achetée issue du mix biomasse (GWh ; €/MWh constants 2021) - Auteur : OER

Malgré cette baisse, le coût unitaire d'achat de l'électricité suivie dans la catégorie CRE « biomasse » demeure nettement supérieur à celui observé pour la catégorie « bagasse-charbon » avant la conversion. En 2023, année où la bagasse locale est répartie de manière relativement équilibrée entre les deux catégories, il atteint 449,8 €/MWh, contre 322,9 €/MWh pour la catégorie CRE « bagasse-charbon ». En 2024, la comparaison devient moins robuste, car la catégorie « bagasse-charbon » devient résiduelle et correspond à l'écoulement de stocks de charbon, tandis que l'électricité issue de la bagasse est désormais rattachée à la catégorie « biomasse ». L'écart observé conforte néanmoins l'analyse selon laquelle la conversion des centrales vers une catégorie d'achat reposant principalement sur les pellets importés s'accompagne d'un renchérissement du coût d'achat de l'électricité par rapport à la catégorie historique « bagasse-charbon ».

Rapportée à la valeur d'achat de l'électricité associée, la valeur CAF des importations de pellets représente 62,8 % en 2022, 72,9 % en 2023 et 80,4 % en 2024.

C. Le fioul lourd

Au même titre que le charbon, le fioul lourd a longtemps constitué l'un des principaux combustibles utilisés pour la production d'électricité à La Réunion. Il alimentait principalement la centrale thermique du Port Est, exploitée par EDF PEI, dont la puissance installée atteignait environ 291 MW. En 2021, cette filière représentait encore plus de 40 % de la production électrique du territoire.

1. Quantités, valeur et coût unitaire des importations

Les volumes importés de fioul lourd passent de 234,5 ktep en 2021 à 250,6 ktep en 2022 (+6,9 %), avant de diminuer fortement à 135,9 ktep en 2023 (-45,8 %). En 2024, les importations de fioul lourd cessent avec la conversion de la centrale de Port Est.

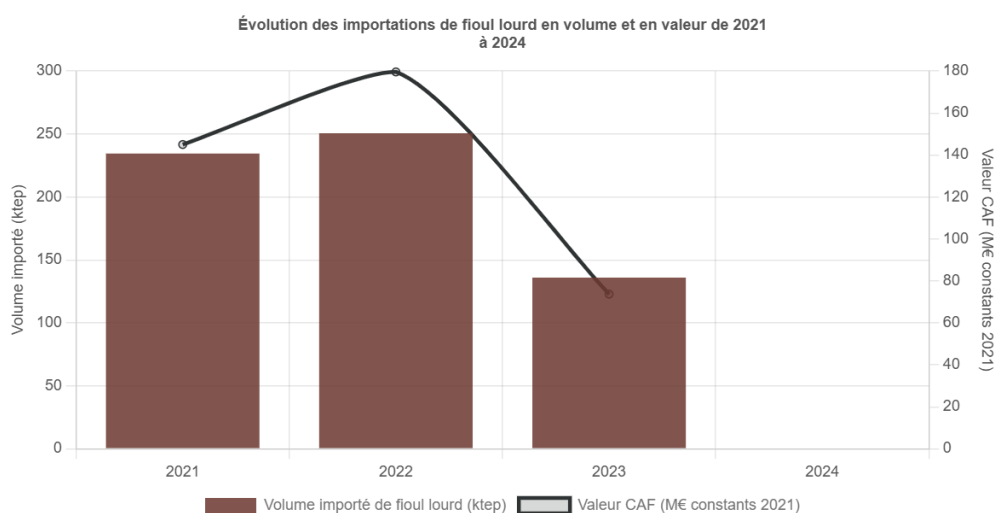


Figure 34 : Importations de fioul lourd en volume et en valeur (ktep ; M€ constants 2021) - Auteur : OER

La valeur CAF des importations de fioul lourd augmente de 145,0 M€ en 2021 à 179,6 M€ en 2022 (+23,9 %), avant de reculer fortement à 73,7 M€ en 2023 (-59,0 %). Cette évolution résulte à la fois des variations de volumes et du coût unitaire : celui-ci passe de 618 357,4 €/ktep en 2021 à 716 630,9 €/ktep en 2022 (+15,9 %), puis diminue à 542 131,2 €/ktep en 2023 (-24,4 %). Les volumes étant encore élevés, le pic de 2022 traduit le renchérissement du fioul lourd, tandis que la chute de 2023 combine baisse des quantités importées et repli du coût unitaire.

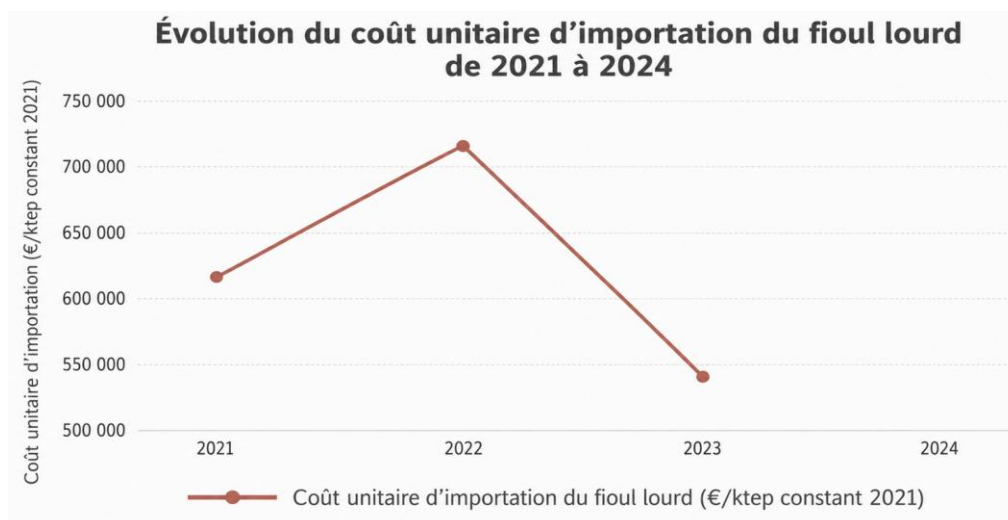


Figure 35 : Coût unitaire d'importation du fioul lourd (€/ktep constants 2021) - Auteur : OER

La place du fioul lourd dans les importations énergétiques totales recule fortement en fin de période. En valeur, sa contribution à la facture énergétique passe de 24,2 % en 2021 à 17,3 % en 2022, puis 7,5 % en 2023. En volume, sa part représente 18,4 % des importations énergétiques totales en 2021, 20,4 % en 2022, puis 10,7 % en 2023. Au sein des combustibles importés destinés à la production d'électricité, le fioul lourd occupe encore une place centrale en 2021 et 2022 : il représente 64,1 % de leur valeur en 2021 et 56,0 % en 2022, avant de reculer à 16,3 % en 2023. En volume, sa part passe de 40,4 % en 2021 à 52,3 % en 2022, puis 25,4 % en 2023.

2. Origine des importations

Depuis 2015, les importations de fioul lourd provenaient uniquement des Émirats arabes unis. Cette concentration géographique pouvait constituer un facteur de vulnérabilité pour l'approvisionnement énergétique, en exposant la filière à un nombre restreint de routes maritimes, de fournisseurs et de conditions géopolitiques.

Les données agrégées fournies par le Grand Port Maritime pour les années récentes suggèrent toutefois une évolution en fin de période. À partir de 2022, la structure géographique des importations de produits pétroliers raffinés (SH4 2710¹⁰) apparaît moins concentrée, avec l'identification de plusieurs zones d'approvisionnement, notamment en Asie du Sud-Est, avec la Malaisie, Singapour et l'Indonésie, ainsi qu'en Afrique du Sud. Il n'est toutefois pas possible, à ce niveau d'agrégation, d'attribuer ces évolutions au seul fioul lourd, d'autant plus qu'elles interviennent dans le contexte de contraction rapide des volumes importés pour ce produit. L'analyse détaillée des origines est présentée dans la sous-partie consacrée au gazole non-routier (E.2.), à partir de l'agrégat SH4 2710.

3. Coût d'achat de l'électricité de la filière thermique

La majeure partie de l'électricité produite à partir de fioul lourd provenait historiquement de la centrale de Port Est exploitée par EDF PEI, dont l'électricité est achetée par EDF SEI. Dans les données publiées par la CRE, cette production relève de la filière d'achat labellisée « thermique ». Cette catégorie constitue une approximation acceptable de la filière historiquement alimentée au fioul lourd, mais elle ne correspond pas strictement à ce seul combustible : elle inclut également, à la marge, du gazole non routier (GNR) importé pour les moyens d'appoint et, dans une plus moindre mesure, du bioéthanol (local et importé) dans le cas de la TAC Sud. En l'absence de ventilation plus fine par combustible, l'analyse repose donc sur l'hypothèse selon laquelle l'essentiel de la production thermique achetée correspond encore au fioul lourd jusqu'en 2023, tandis que la production résiduelle observée en 2024 relève principalement de moyens d'appoint alimentés au GNR.

¹⁰ SH4 - 2710 : « Huiles de pétrole ou de minéraux bitumineux, autres que les huiles brutes ; préparations n.d.a., contenant en poids 70 % ou plus d'huiles de pétrole ou de minéraux bitumineux et dont ces huiles constituent l'élément de base ; déchets d'huile. »

Un code SH4 correspond à un niveau de classification du Système harmonisé (SH), une nomenclature internationale standardisée gérée par l'Organisation mondiale des douanes. Il désigne les quatre premiers chiffres d'un code douanier et permet d'identifier une catégorie de produits commune à l'ensemble des pays signataires du SH. Un code NC8 (Nomenclature combinée à 8 chiffres ; utilisé pour la collecte de données de la présente étude) est une déclinaison plus fine utilisée par l'Union européenne afin de détailler davantage les produits, notamment pour les besoins tarifaires et statistiques.

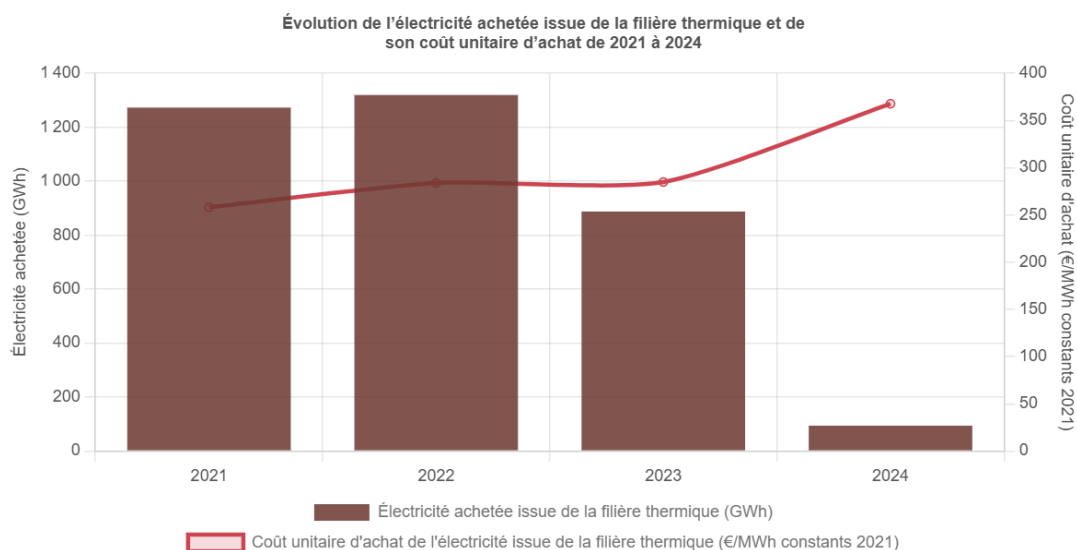


Figure 36 : Électricité achetée issue de la catégorie CRE « thermique » (GWh ; €/MWh constants 2021) - Auteur : OER

Entre 2021 et 2024, l'électricité achetée au titre de la catégorie CRE « thermique » diminue très fortement. Elle passe de 1 273,0 GWh en 2021 à 1 319,7 GWh en 2022, avant de reculer à 887,7 GWh en 2023 puis à 93,9 GWh en 2024. Cette trajectoire traduit la sortie progressive du fioul lourd dans la production électrique. Le niveau observé en 2024 est issu des seuls moyens d'appoint, et non comme une poursuite de la filière fioul lourd dont les stocks furent écoulés en 2023..

La valeur d'achat de cette électricité suit une évolution comparable, avec une hausse ponctuelle en 2022. Elle passe de 328,6 M€ en 2021 à 374,7 M€ en 2022 (+14,0 % ; € constants 2021). Elle recule ensuite à 252,9 M€ en 2023 (-32,5 %), puis à 34,5 M€ en 2024 (-86,3 %) avec la contraction rapide de la filière.

Le coût unitaire moyen d'achat passe de 258,1 €/MWh en 2021 à 283,9 €/MWh en 2022 (+10,0 %). Il reste quasiment stable en 2023 à 284,9 €/MWh (+0,3 %), puis atteint 367,8 €/MWh en 2024 (+29,1 %) traduisant la recomposition de la filière avec une part croissante de GNR, plus coûteux. En 2024, le niveau très faible des volumes de GNR importé pour la production d'électricité contribue à une hausse mécanique du coût unitaire moyen.

En 2021, la valeur des importations de fioul lourd représente 44,1 % de la valeur d'achat de l'électricité thermique. Ce niveau indique que, dans une configuration dominée par le fioul, le coût d'approvisionnement en combustible constitue une composante importante mais non majoritaire du coût total de production, les autres coûts (exploitation, maintenance, amortissement, etc.) restant prépondérants.

En 2024, la catégorie CRE « thermique » devient résiduelle et principalement alimentée au GNR. Toutefois, la valeur des importations de GNR destinées à la production d'électricité ne peut pas être rapportée directement à la seule valeur d'achat de l'électricité thermique par EDF SEI, ce dernier disposant également de moyens de production propres utilisant du GNR.

D. Le biodiesel

La conversion de la centrale de Port Est entraîne l'apparition rapide du biodiesel dans les importations énergétiques du territoire à partir de 2023, atteignant en 2024 un niveau comparable à celui qu'occupait auparavant le fioul dans l'approvisionnement énergétique du système électrique.

A. Quantités, valeur et coût unitaire des importations

Les importations de biodiesel débutent en 2023, avec 122,6 ktep importés. Elles augmentent fortement en 2024 pour atteindre 245,8 ktep, soit une hausse de +100,4 % en un an. Le biodiesel représente ainsi 9,7 % des volumes totaux d'importations énergétiques en 2023, puis 18,9 % en 2024. Au sein des combustibles importés destinés à la production d'électricité, sa part passe de 22,9 % des volumes en 2023 à 46,6 % en 2024.

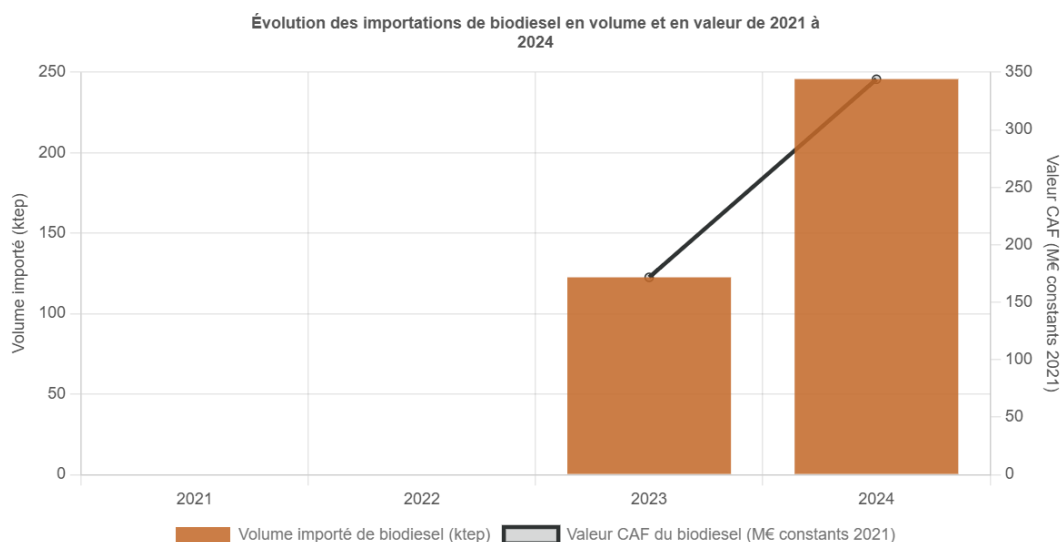


Figure 37 : Importations de biodiesel en volume et en valeur (ktep ; M€ constants 2021) - Auteur : OER

Sa valeur CAF suit la même dynamique. Elle s'élève à 171,6 M€ en 2023, puis atteint 344,0 M€ en 2024. Le biodiesel représente ainsi 17,4 % de la facture énergétique totale en 2023 et 28,9 % en 2024. Au sein des combustibles importés destinés à la production d'électricité, il devient le premier poste en valeur en 2024, avec 49,6 % du total. *La valeur 2024 doit toutefois être interprétée avec prudence, puisqu'elle repose sur l'hypothèse de reconduction du coût unitaire 2023 (€ constants 2021) appliqué aux volumes 2024, faute de donnée CAF locale consolidée disponible.* Ce coût unitaire d'importation du biodiesel est très élevé, il s'établit à 1 399 879,6 €/ktep en 2023. La hausse de la valeur CAF entre 2023 et 2024 s'explique donc exclusivement par l'augmentation des volumes importés dans les hypothèses retenues.

Comparé au fioul lourd qu'il remplace, le biodiesel présente un coût unitaire amplement supérieur. Sa montée en puissance contribue ainsi fortement à la hausse de la valeur des combustibles importés pour la production d'électricité et, plus largement, au basculement de la facture énergétique vers les ressources renouvelables importées.

B. Origine des importations

Le biodiesel utilisé pour la production d'électricité à La Réunion provient principalement de métropole, de la filière française, notamment via la société Saipol (groupe Avril), qui assure sa production à partir d'huiles végétales telles que le colza. L'analyse des origines est réalisée à partir des quantités importées (et non des valeurs monétaires), faute de données disponibles. Elle ne permet donc pas d'apprécier solidement le poids des différents fournisseurs dans la facture énergétique, mais uniquement la structure physique des approvisionnements.

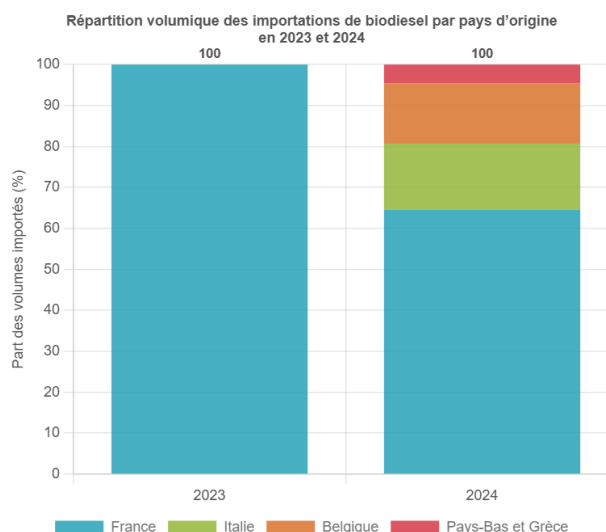


Figure 38 : Répartition des importations de biodiesel par pays d'origine en 2023 et 2024 (% des volumes importés ; source : GPM)

En 2023, l'approvisionnement est entièrement concentré sur la France, qui représente 100 % des volumes. À partir de 2024, il se diversifie vers l'Europe : la France reste majoritaire, avec 64,6 % des volumes, mais d'autres fournisseurs européens apparaissent, notamment l'Italie (16,1 %) et la Belgique (14,7 %).

C. Coût d'achat de l'électricité associée à la filière bioliquide

L'utilisation de biodiesel à la centrale de Port Est a entraîné l'apparition, dans les données publiées par la CRE, d'une nouvelle filière d'électricité achetée labellisée « bioliquide ». Cette catégorie correspond exclusivement au biodiesel, le bioéthanol étant utilisé de manière marginale et vraisemblablement intégré à la filière d'achat « thermique » via son utilisation conjointe au GNR dans la TAC sud ainsi qu'à la production propre d'EDF SEI.

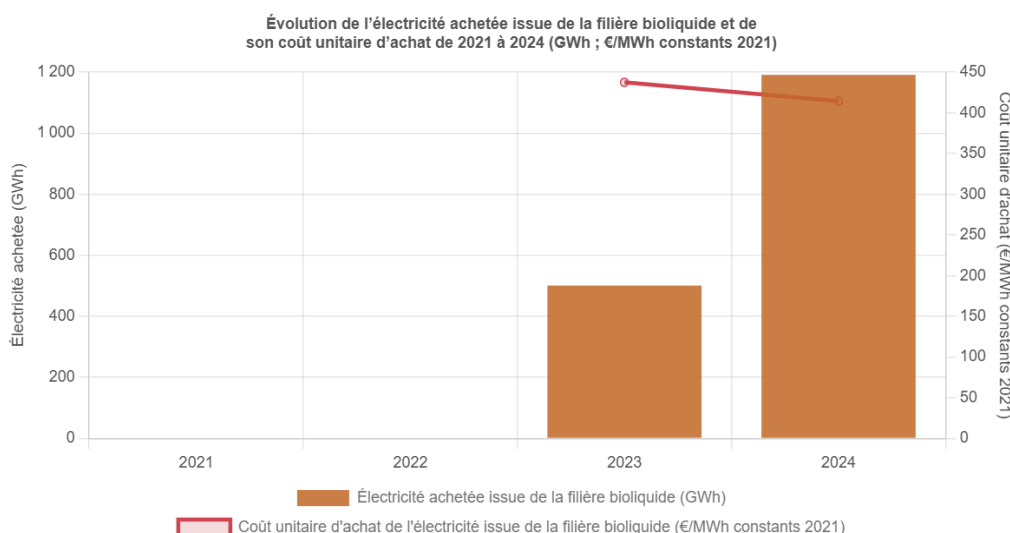


Figure 39 : Électricité achetée issue de la filière bioliquide (GWh ; €/MWh constants 2021) - Auteur : OER

La filière bioliquide apparaît en 2023, avec 500,9 GWh d'électricité achetée. Elle atteint 1 191,4 GWh en 2024, soit une hausse de +137,9 % en un an, devenant l'un des principaux piliers du mix électrique. La

valeur d'achat associée passe de 219,1 M€ (constants 2021) en 2023 à 493,7 M€ en 2024, soit une hausse de +125,3 %.

Le coût unitaire d'achat diminue légèrement malgré la montée en charge de la filière : il passe de 437,5 €/MWh en 2023 à 414,4 €/MWh en 2024 (-5,3 %). Ce niveau reste supérieur à celui de la filière thermique résiduelle en 2024 (367,8 €/MWh), mais inférieur à celui de la biomasse solide la même année (445,0 €/MWh).

Rapportée à la valeur d'achat de l'électricité associée, la valeur CAF des importations de biodiesel représente 78,3 % en 2023, puis 69,7 % en 2024. Cette diminution relative ne traduit donc pas une baisse du poids économique du biodiesel, mais le fait que la valeur totale d'achat de l'électricité bioliquide progresse plus rapidement que la seule valeur CAF du combustible importé. Cet écart s'explique par le périmètre plus large du prix d'achat de l'électricité, qui ne couvre pas uniquement le combustible consommé mais intègre également la rémunération du fonctionnement, de la disponibilité et des investissements associés à la centrale. Dans le cas de Port Est, la conversion à l'EMAG a notamment nécessité des adaptations techniques des moteurs, liées à des températures de fonctionnement plus élevées qu'avec le fioul lourd. La valeur CAF du biodiesel reste ainsi la principale composante de la valeur d'achat de l'électricité bioliquide, mais sa part relative recule en 2024 sous l'effet des autres composantes du coût d'achat.

D. Le gazole non-routier (GNR) destiné à la production d'électricité

Le GNR destiné à la production d'électricité apparaît de manière marginale dans le système électrique réunionnais, mais l'idée d'une sortie complète des combustibles fossiles de la production d'électricité doit être nuancée au regard de ces usages résiduels.

Comme évoqué précédemment, il est utilisé comme combustible pour le démarrage des installations ainsi que pour certains moyens thermiques exploités par EDF SEI, notamment des turbines à combustion et des groupes électrogènes de secours. En 2024, les intrants de production électrique comprennent 49,6 ktep, soit environ 11,3 % des importations de gazole.

I. Quantités, valeur et coût unitaire des importations

Les volumes de GNR importés destinés à la production d'électricité sont relativement stables entre 2021 et 2022, passant de 16,7 ktep à 16,2 ktep. Ils augmentent ensuite nettement pour atteindre 40,5 ktep en 2023, puis 49,6 ktep en 2024. Cette progression traduit le maintien voire la hausse de besoins en moyens thermiques pilotables d'appoint.

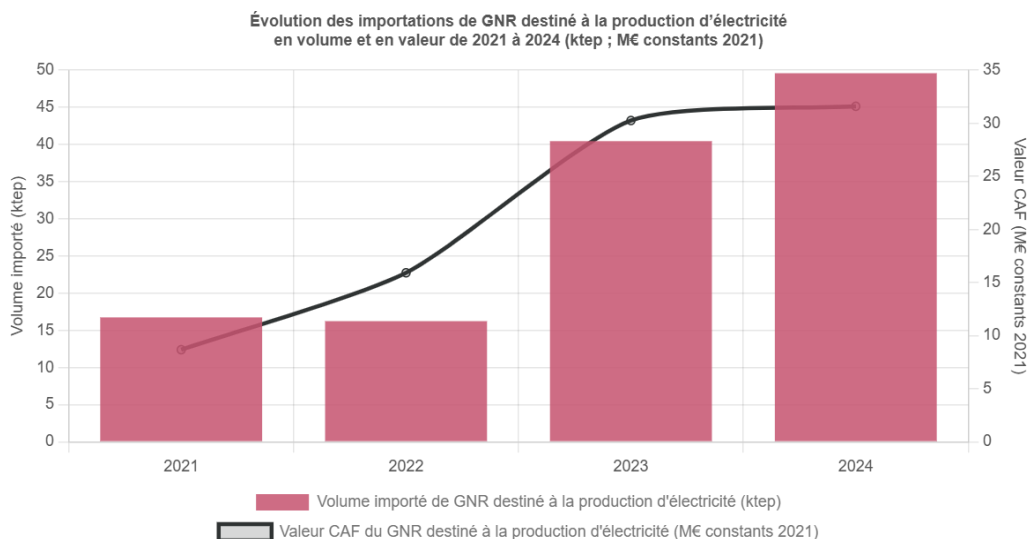


Figure 40 : Importations de GNR pour l'électricité en volume et en valeur (ktep ; M€ constants 2021) - Auteur : OER

En valeur, les importations de GNR destiné à la production d'électricité passent de 8,7 M€ en 2021 à 15,9 M€ en 2022 (+83,5 %), malgré les volumes légèrement en baisse traduisant principalement un effet prix. La valeur augmente ensuite à 30,3 M€ (constants 2021) en 2023 (+90,1 %), avec la forte hausse des volumes, puis atteint 31,6 M€ en 2024 (+4,4 %).

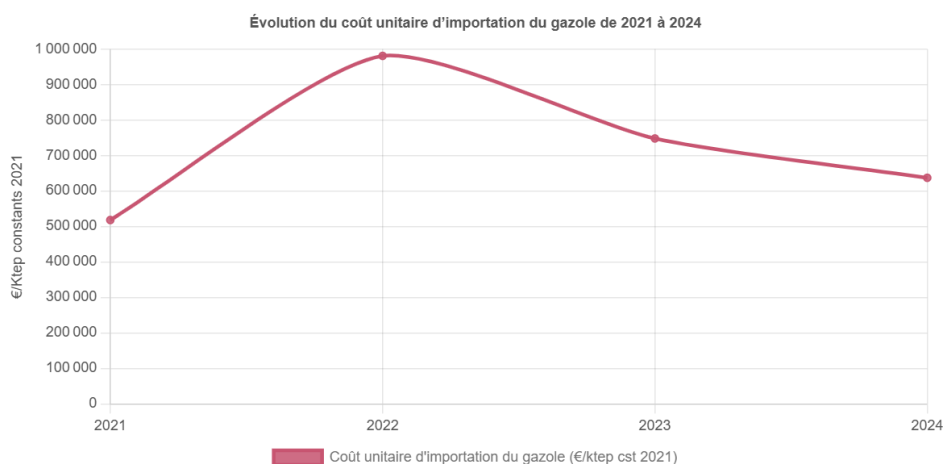


Figure 41 : Coût unitaire d'importation du gazole (€/ktep constants 2021) - Auteur : OER

Le coût unitaire d'importation passe ainsi de 518 189,6 €/ktep en 2021 à 980 715,3 €/ktep en 2022 (+89,3 %), avant de diminuer à 748 013,9 €/ktep en 2023 (-23,7 %) puis 637 181,2 €/ktep en 2024 (-14,8 %). Malgré ce recul après le pic de 2022, il demeure supérieur à son niveau de 2021, ce qui confirme la sensibilité du GNR aux fluctuations des marchés.

La contribution du GNR électrique à la facture énergétique totale est limitée, mais devient plus visible à partir de 2023. Sa part dans les importations énergétiques totales passe de 1,3 % en 2021 à 3,8 % en 2024 en volume. En valeur, elle évolue de 1,5 % en 2021 à 1,5 % en 2022, puis 3,1 % en 2023 et 2,7 % en 2024. Au sein des combustibles importés destinés à la production d'électricité, le GNR représente 2,9 % des volumes en 2021 à 9,4 % en 2024. En valeur, sa part passe de 3,8 % en 2021 à 5,0 % en 2022, 6,7 % en 2023, puis 4,6 % en 2024.

2. Origine des importations^{vi}

La ventilation fine des origines des importations de gazole est soumise au secret statistique et ne nous a été communiqué qu'à un niveau agrégé de produits (SH4 2710¹¹) par le Grand Port Maritime. Il est ainsi uniquement possible d'analyser l'origine des volumes importés pour cet agrégat, qui regroupe l'ensemble des huiles de pétrole ou de minéraux bitumineux hors huiles brutes. Les données douanières ne permettent pas non plus d'isoler l'origine géographique des seuls volumes de gazole destinés à la production d'électricité. L'analyse doit donc être conduite au niveau agrégé des importations totales relevant de la catégorie SH4 2710, pour lesquelles les données de l'année 2021 ne sont pas mises à disposition.

En 2022, les volumes importés se répartissent principalement entre la Malaisie (49,4 %), Singapour (30,6 %) et les Émirats arabes unis (20,0 %). En 2023, la structure reste dominée par la Malaisie (47,6 %) et Singapour (34,3 %), complétées par l'Afrique du Sud (17,0 %) et l'Indonésie (1,1 %). En 2024, l'approvisionnement se concentre très fortement sur Singapour (98,6 %), la Malaisie ne représentant plus qu'une part résiduelle (1,4 %). En 2025, la structure se diversifie à nouveau, avec une répartition entre Singapour (65,6 %) et la Malaisie (34,4 %).

Ces évolutions traduisent une forte variabilité géographique des approvisionnements, caractéristique des produits pétroliers raffinés, dont les flux dépendent des conditions de marché, des arbitrages logistiques et des capacités de raffinage à l'échelle régionale. Elles mettent également en évidence une relative indépendance aux approvisionnements en provenance du Moyen-Orient, au profit de fournisseurs situés dans le bassin indo-pacifique, géographiquement plus proche. Cette configuration peut contribuer à réduire certains risques logistiques et géopolitiques associés à des chaînes d'approvisionnement plus longues ou plus exposées aux tensions internationales, tout en renforçant l'ancrage régional des flux d'importation.

3. Coût de production de l'électricité issue du GNR

Les coûts d'achat de l'électricité associée au GNR sont traités dans la sous-partie dédiée au coût d'achat de l'électricité de la catégorie CRE « thermique », au sein de la partie consacrée au fioul lourd (I.C.3). Cette catégorie d'achat constitue en effet l'approximation la plus pertinente pour analyser l'électricité achetée par EDF SEI relevant encore de moyens thermiques fossiles.

Le GNR destiné à la production d'électricité ne peut toutefois pas être rapporté uniquement à cette catégorie d'achat, car il alimente également des moyens de production propres d'EDF SEI. Il s'agit des deux turbines à combustion (TAC) de La Baie, moyens thermiques d'appoint et de secours fonctionnant au GNR.

Pour ces installations, l'analyse de l'évolution de la valeur totale de production est peu pertinente. Leur sollicitation dépend principalement des besoins ponctuels d'équilibrage du système électrique, des indisponibilités d'autres moyens de production et des contraintes de sécurité d'approvisionnement. Les variations annuelles de coût reflètent donc d'abord le niveau d'appel de ces moyens d'appoint, plutôt qu'une dynamique structurelle comparable à celle des filières fonctionnant en base ou semi-base.

¹¹ SH4 - 2710 : Huiles de pétrole ou de minéraux bitumineux, autres que les huiles brutes ; préparations n.d.a., contenant en poids 70 % ou plus d'huiles de pétrole ou de minéraux bitumineux et dont ces huiles constituent l'élément de base ; déchets d'huile.
Rappel : le SH4 correspond à un niveau agrégé et harmonisé au niveau international, tandis que le NC8 constitue un niveau de détail plus fin, permettant une identification plus précise des marchandises.

Les données publiques disponibles ne permettent pas d'isoler avec certitude la production annuelle des TAC de La Baie sur l'ensemble de la période 2021-2024. Une donnée certaine est toutefois disponible pour 2023 : les TAC de La Baie ont produit 50 GWh. En rapportant cette production au coût de production de la catégorie CRE « EDF fossile » (qui ne reflète que ces TAC), soit 28,4 M€ constants 2021, on obtient un coût unitaire de production d'environ 567,8 €/MWh constants 2021.

Ce résultat ne permet pas d'établir une tendance sur la période 2021-2024, faute de données complètes. Il fait toutefois apparaître, pour 2023, un coût unitaire nettement supérieur aux autres coûts unitaires observés la même année, un écart qui doit rester interprété à la lumière du rôle spécifique des TAC : des moyens d'appoint faiblement sollicités, dont les coûts sont rapportés à un volume limité de production.

E. Le bioéthanol

Le bioéthanol apparaît de manière marginale dans le système énergétique réunionnais depuis 2019. Il est utilisé au sein de la TAC Sud d'Albioma, une installation mixte de 41 MW fonctionnant au bioéthanol et au GNR, mobilisée pour fournir une électricité de pointe. Une partie de ce bioéthanol est importée, principalement depuis l'île Maurice, tandis qu'une autre est produite localement par la Distillerie de la Rivière du Mât.

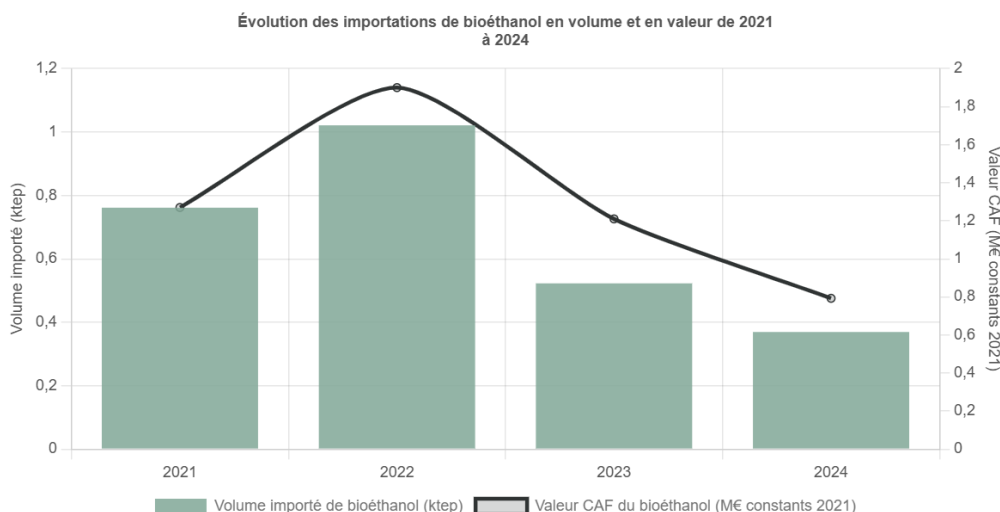


Figure 42 : Importations de bioéthanol en volume et en valeur (ktep ; M€ constants 2021) - Auteur : OER

Les importations de bioéthanol sont très faibles sur l'ensemble de la période. Elles s'élèvent à 0,8 ktep en 2021, puis augmentent légèrement à 1,0 ktep en 2022, avant de diminuer à 0,5 ktep en 2023 et 0,4 ktep en 2024. En valeur, elles passent de 1,3 M€ en 2021 à 1,9 M€ en 2022 (+49,6 %), puis reculent à 1,2 M€ en 2023 (-36,3 %) et 0,8 M€ en 2024 (-34,5 %). L'évolution de la valeur suit donc globalement celle des volumes, même si les variations de coût unitaire amplifient certaines évolutions.

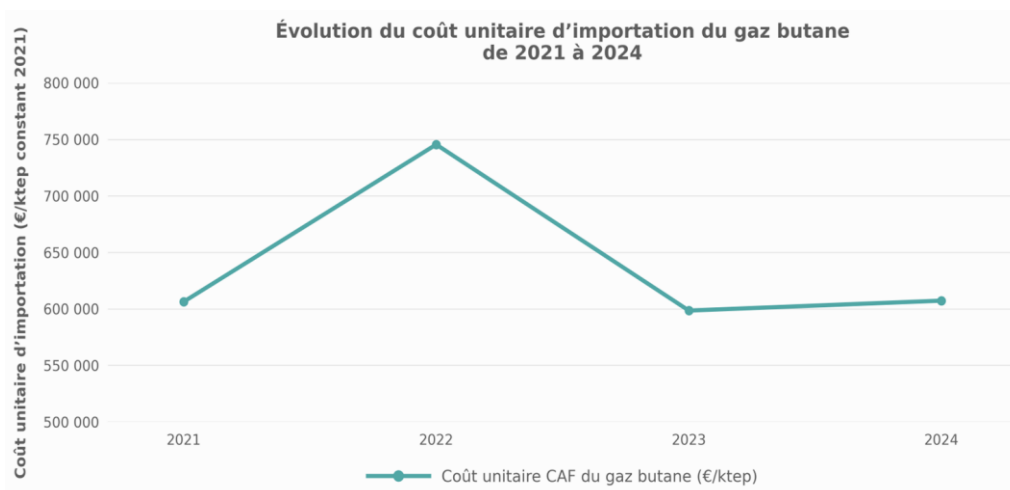


Figure 43 : Coût unitaire d'importation du bioéthanol (€/ktep constants 2021) - Auteur : OER

Le coût unitaire d'importation du bioéthanol est élevé et relativement volatil. Il passe de 1 668 152,5 €/ktep en 2021 à 1 860 800,0 €/ktep en 2022 (+11,5 %), puis atteint 2 314 522,5 €/ktep en 2023 (+24,4 %), avant de diminuer à 2 145 812,2 €/ktep en 2024 (-7,3 %). La hausse observée en 2023 intervient malgré la baisse des volumes importés, ce qui traduit un effet prix défavorable. Le repli de 2024 reste limité et le coût unitaire demeure supérieur à son niveau de 2021 et 2022. Compte tenu des très faibles volumes en jeu, le coût unitaire est très sensible à de faibles variations de quantités ou de valeur.

La contribution du bioéthanol à la facture énergétique totale est marginale, passant de 0,2 % de la valeur totale des importations énergétiques en 2021 à 0,1 % en 2024. Sa place dans les combustibles importés destinés à la production d'électricité est également très limitée : 0,6 % de leur valeur en 2021 et 2022, 0,3 % en 2023, puis 0,1 % en 2024.

II. Ressources énergétiques importées pour le transport

Analyse agrégée des importations de carburants destinés au transport

Les importations de carburants destinés au transport présentent, sur la période 2021-2024, une hausse modérée et contenue en volumes, mais une forte volatilité de leur valeur, reflétant principalement les fluctuations des prix internationaux.

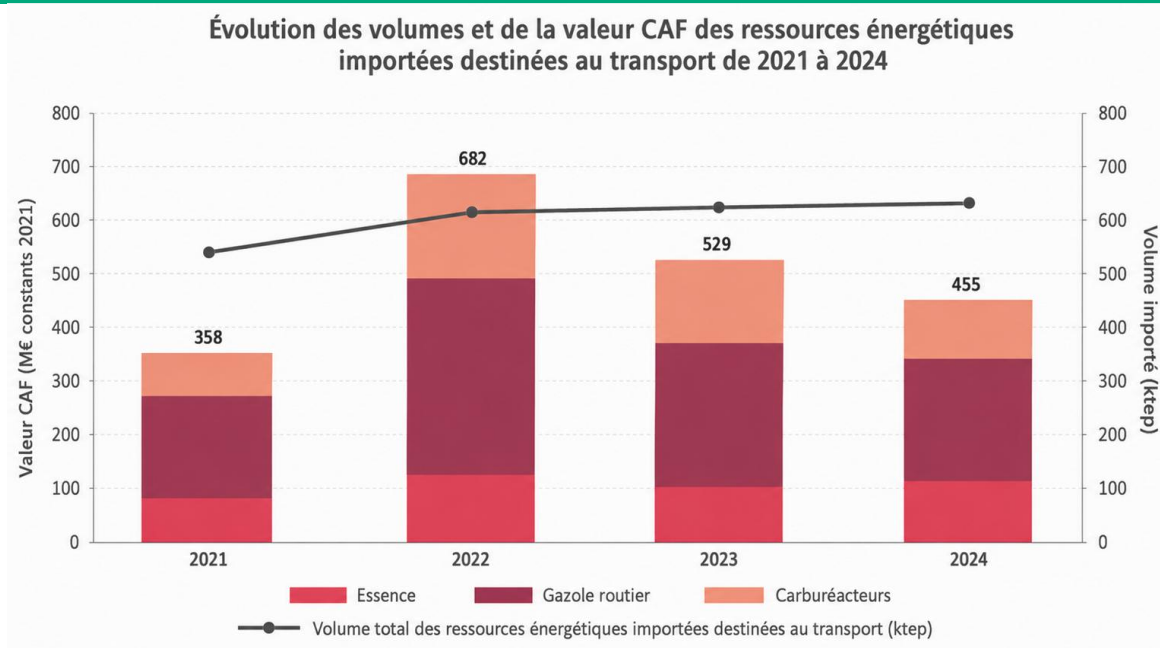


Figure 44 : Volumes et valeur CAF des ressources importées pour le transport (ktep ; M€ constants 2021) - Auteur : OER

Les volumes importés passent de 626,9 ktep en 2021 à 689,0 ktep en 2022 (+9,9 %), puis 693,3 ktep en 2023 (+0,6 %) et 702,4 ktep en 2024 (+1,3 %).

La valeur CAF de ces importations passe de 337,7 M€ en 2021 à 662,4 M€ en 2022 (+96,1 %), avant de reculer à 508,7 M€ en 2023 (-23,2 %) puis 453,0 M€ en 2024 (-11,0 %), en euros constants 2021. Une fois encore, le pic observé en 2022 traduit principalement le choc sur les prix, suivi de la phase de détente des marchés à partir de 2023.

Le coût unitaire moyen d'importation des carburants importés passe ainsi de 538 746,6 €/ktep en 2021 à 961 354,1 €/ktep en 2022 (+78,4 %), avant de diminuer à 733 728,6 €/ktep en 2023 (-23,7 %) puis 644 939,4 €/ktep en 2024 (-12,1 %). Malgré ce recul, il reste supérieur de près de 20 % à son niveau de 2021.

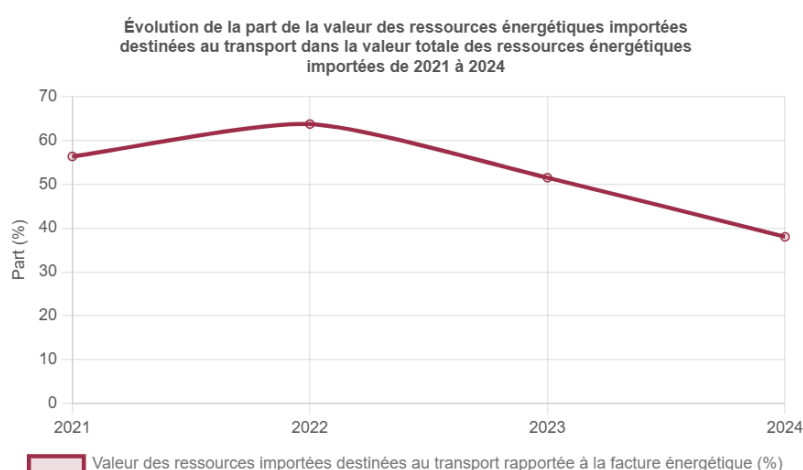


Figure 45 : Valeur des ressources importées pour le transport rapportée à la facture énergétique (%) - Auteur : OER

Dans ce contexte, le poids des carburants de transport dans la facture énergétique diminue nettement en fin de période. Leur part en valeur passe de 56,4 % en 2021 à 63,7 % en 2022, avant de reculer à 51,5 % en 2023 puis 38,0 % en 2024. En volume énergétique, la mobilité reste toutefois dominante : elle représente 49,3 % des volumes importés en 2021, puis 55,9 % en 2022, 54,7 % en 2023 et 53,9 %

en 2024. Cette divergence entre volumes et valeur traduit l'effet de structure : la baisse du poids économique du transport ne résulte pas d'un recul des usages, mais du renchérissement des combustibles importés pour la production d'électricité.

Le coût unitaire moyen pondéré des carburants routiers (essence et gazole) s'établit pour sa part à 547 000 €/ktep en 2021, puis atteint un pic à 976 000 €/ktep en 2022 (+78,4 %), avant de diminuer à 745 000 €/ktep en 2023 (-23,7 %) et 651 000 €/ktep en 2024 (-12,6 %). Au total, la valeur des importations de carburants routiers représente 39 % du prix final à la pompe en 2021, puis 57 % en 2022, avant de diminuer à 44 % en 2023 et 41 % en 2024. Malgré l'encadrement réglementaire des prix, le coût de la mobilité à La Réunion reste ainsi fortement dépendant des fluctuations des marchés.

A. L'essence

L'essence constitue l'un des principaux carburants utilisés pour le transport routier à La Réunion. Sur la période récente, ses importations demeurent à un niveau élevé et orientées à la hausse en volume, ce qui confirme son poids structurel dans l'approvisionnement énergétique du territoire.

1. Quantités, valeur et coût unitaire des importations

Les volumes importés d'essence passent de 117,1 ktep en 2021 à 127,7 ktep en 2022 (+9,1 %), puis 128,8 ktep en 2023 (+0,9 %) et 147,9 ktep en 2024 (+14,8 %). Sur l'ensemble de la période 2021-2024, les volumes importés augmentent ainsi de +26,3 %.

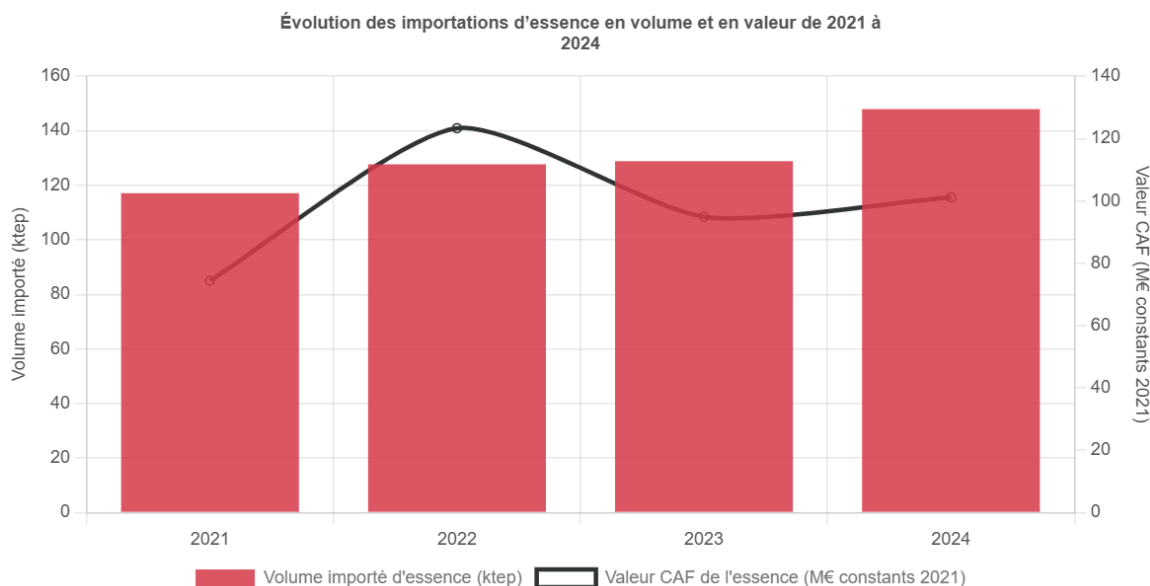


Figure 46 : Importations d'essence en volume et en valeur (ktep ; M€ constants 2021) - Auteur : OER

La valeur CAF des importations, recomposée pour les années 2021 et 2022 à partir des données disponibles¹², s'établit à 74,4 M€ en 2021, 123,3 M€ en 2022, 94,9 M€ en 2023 et 101,1 M€ en 2024, en euros constants 2021. Elle connaît ainsi une forte hausse entre 2021 et 2022 (+65,8 %), suivie d'un recul en 2023 (-23,1 %) puis d'une reprise modérée en 2024 (+6,6 %), reflétant les dynamiques de marchés.

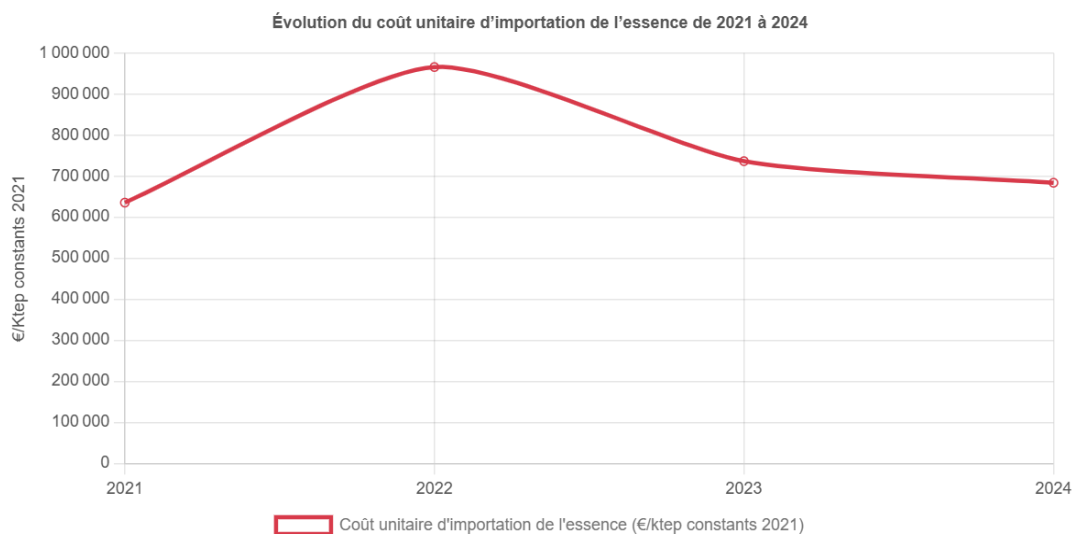


Figure 47 : Coût unitaire d'importation de l'essence (€/ktep constants 2021) - Auteur : OER

Le coût unitaire d'importation s'élève ainsi à 635 370,7 €/ktep en 2021, 965 666,3 €/ktep en 2022 (+52,0 %), 736 382,3 €/ktep en 2023 (-23,7 %) et 683 800,9 €/ktep en 2024 (-7,1 %). Après le pic de 2022, le coût unitaire diminue donc en 2023 puis en 2024. La hausse de la valeur CAF observée en 2024 s'explique ainsi principalement par l'augmentation des volumes importés.

La contribution de l'essence à la facture énergétique totale du territoire diminue en valeur mais reste significative. Sa part dans les importations énergétiques totales passe de 12,4 % en 2021 à 11,9 % en 2022, puis 9,6 % en 2023 et enfin 8,5 % en 2024. En volume, sa part progresse au contraire légèrement, de 9,2 % en 2021 à 11,4 % en 2024. Au sein des carburants destinés au transport, la part de l'essence est relativement stable et représente 18,7 % des volumes en 2021, 18,5 % en 2022, 18,6 % en 2023 et 21,1 % en 2024 ; en valeur, elle représente 22,0 % en 2021, 18,6 % en 2022, 18,7 % en 2023 et 22,3 % en 2024.

Ainsi, l'essence pèse davantage dans les volumes de carburants importés en fin de période, mais sa place dans la facture énergétique totale recule sous l'effet de la recomposition globale du mix importé.

2. Origine des importations

Les données disponibles au public ne permettent pas d'isoler l'origine géographique des seules importations d'essence. Celles-ci ne sont accessibles qu'à un niveau agrégé correspondant à la catégorie SH4 2710, qui regroupe l'ensemble des huiles de pétrole ou de minéraux bitumineux autres que les huiles brutes, incluant notamment l'essence, le gazole, le kérosène et d'autres produits raffinés.

¹² Les valeurs d'importation d'essence pour 2021 et 2022 ont été estimées à partir d'un coût unitaire reconstruit, faute de données disponibles. Ce coût est obtenu en appliquant au coût unitaire observé en 2023 les variations du prix du Brent (en euros constants 2021), selon la relation : coût année n = coût 2023 × (Brent année n / Brent 2023). Cette approche repose sur l'hypothèse d'une proportionnalité entre coût d'importation de l'essence et prix international du pétrole, et permet de restituer une dynamique cohérente des prix. Les valeurs d'importation sont ensuite déduites en appliquant ces coûts aux volumes importés.

Dans ce contexte, il n'est pas possible d'attribuer avec certitude à l'essence les évolutions observées pour cet agrégat. L'analyse détaillée de la structure géographique des approvisionnements relevant du SH4 2710 est présentée dans la sous-partie consacrée au gazole non-routier (I.E.2), à laquelle il convient de se référer.

3. Coût d'importation et prix de vente

Les carburants destinés au transport font l'objet d'une structure de prix réglementée à La Réunion. Le prix de vente au détail de l'essence est fixé mensuellement par arrêté préfectoral. Il repose sur les cours internationaux, le coût d'approvisionnement, les frais logistiques et de stockage, les marges des opérateurs de distribution ainsi que la fiscalité locale.

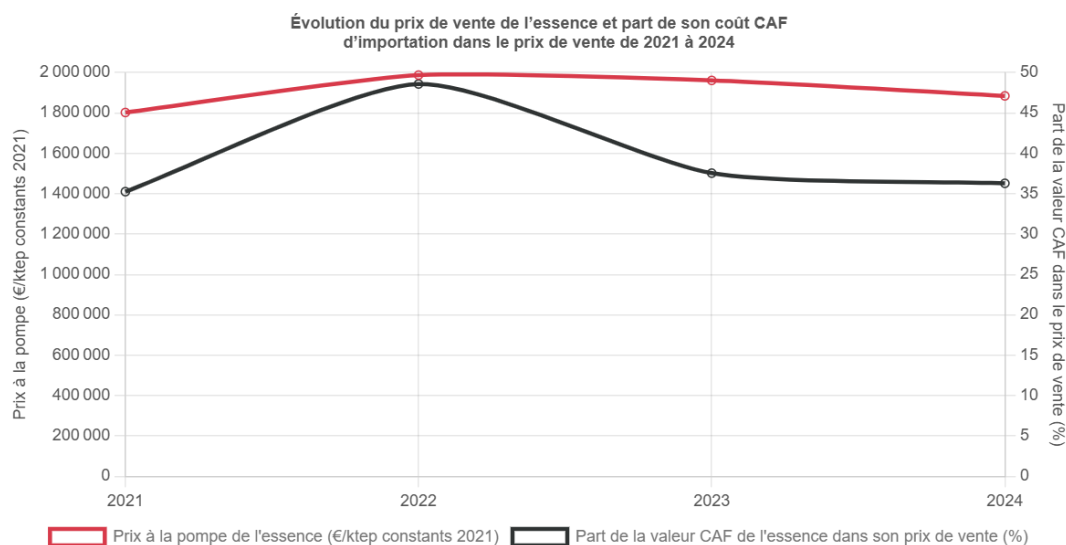


Figure 48 : Prix de vente de l'essence et part du coût CAF dans le prix de vente (€/ktep constants 2021 ; %) - Auteur : OER

L'analyse conjointe du coût d'importation et du prix de vente permet d'apprécier le poids relatif du coût d'approvisionnement dans la formation du prix final payé par les consommateurs. En euros constants 2021, le prix moyen à la pompe de l'essence s'établit à 1,43 €/L en 2021, 1,58 €/L en 2022, 1,56 €/L en 2023 et 1,50 €/L en 2024. Exprimé en unité énergétique, il passe de 1 802 265 €/ktep en 2021 à 1 987 533 €/ktep en 2022, avant de reculer à 1 961 192 €/ktep en 2023 puis 1 884 438 €/ktep en 2024. Le pic de prix réel est donc atteint en 2022 avant une phase de recul modéré.

Rapporté au prix de vente moyen, le coût CAF d'importation de l'essence en représente 35,3 % en 2021, puis atteint 48,6 % en 2022, avant de reculer à 37,6 % en 2023 et 36,3 % en 2024. Le choc de 2022 traduit un resserrement marqué entre coût d'importation et prix final : cet écart passe de 1 166 894 €/ktep en 2021 à 1 021 866 €/ktep en 2022. Il se reconstitue ensuite, à 1 224 810 €/ktep en 2023 puis 1 200 637 €/ktep en 2024. En fin de période, le poids du coût d'approvisionnement dans le prix final reste légèrement supérieur à son niveau de 2021, malgré la détente observée après 2022.

B. Le gazole routier

Le gazole constitue le principal carburant utilisé dans le transport routier à La Réunion. Il alimente à la fois les véhicules particuliers diesel, une grande partie du parc de véhicules utilitaires ainsi que le transport de marchandises.

1. Quantités, valeur et coût unitaire des importations

Les volumes de gazole routier importés diminuent légèrement sur l'ensemble de la période. Ils passent de 351,2 ktep en 2021 à 350,7 ktep en 2022 (-0,1 %), puis 345,9 ktep en 2023 (-1,4 %) et 339,3 ktep en 2024 (-1,9 %). Sur l'ensemble de la période 2021-2024, les volumes importés reculent de -3,4 %.

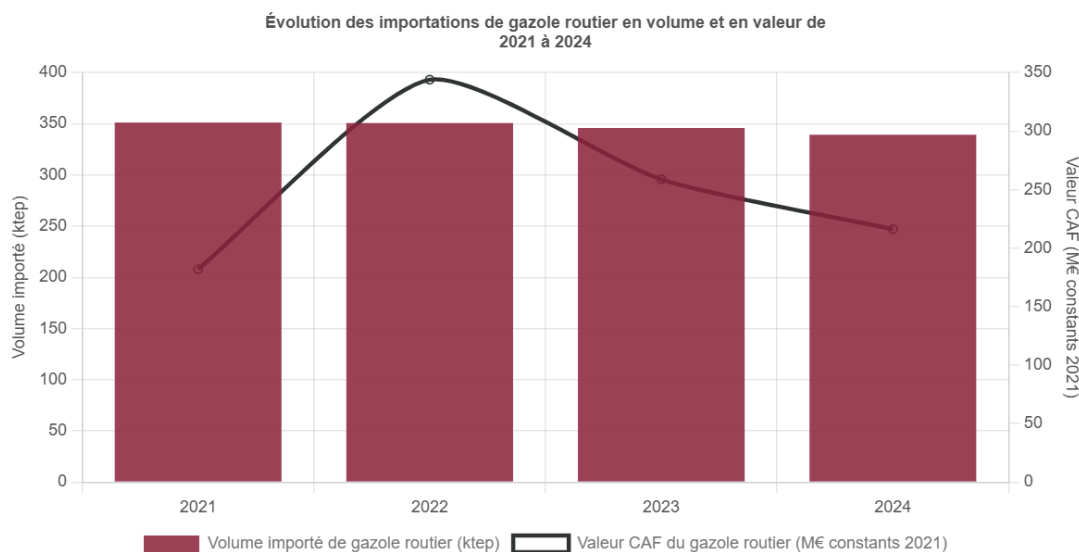


Figure 49 : Importations de gazole routier en volume et en valeur (ktep ; M€ constants 2021) - Auteur : OER

La valeur CAF des importations suit une trajectoire beaucoup plus marquée. Elle s'établit à 182,0 M€ en 2021, puis atteint 343,9 M€ en 2022 (+89,0 %), avant de redescendre à 258,7 M€ en 2023 (-24,8 %) puis 216,2 M€ en 2024 (-16,5 %), en euros constants 2021. La forte hausse observée en 2022 intervient alors que les volumes sont quasiment stables, traduisant un effet prix dominant. Les reculs de 2023 et 2024 s'expliquent principalement par la baisse du coût unitaire ainsi que d'une légère diminution des volumes.

Le coût unitaire d'importation suit cette même dynamique (voir figure 41 – I.E.1). Il passe de 518 189,6 €/ktep en 2021 à 980 715,3 €/ktep en 2022 (+89,3 %), avant de diminuer à 748 013,9 €/ktep en 2023 (-23,7 %) puis 637 181,2 €/ktep en 2024 (-14,8 %). Malgré ce recul après le pic de 2022, le coût unitaire demeure en 2024 supérieur à son niveau de 2021.

Le gazole routier reste l'un des premiers contributeurs à la facture énergétique du territoire. Sa part dans les importations énergétiques totales passe de 30,4 % en 2021 à 33,1 % en 2022, puis 26,2 % en 2023 et 18,1 % en 2024 en valeur. En volume, cette part apparaît plus stable, passant de 27,6 % en 2021 à 28,5 % en 2022, puis 27,3 % en 2023 et 26,0 % en 2024. Au sein des carburants destinés au transport, le gazole routier reste majoritaire, mais sa part recule : il représente 56,0 % des volumes en 2021, 50,9 % en 2022, 49,9 % en 2023 et 48,3 % en 2024 ; en valeur, sa part passe de 53,9 % en 2021 à 51,9 % en 2022, 50,9 % en 2023 et 47,7 % en 2024. Cette évolution traduit donc une baisse relative du poids du gazole routier dans la facture énergétique, liée à la fois au recul de ses volumes importés, à la détente des prix après 2022 et à la recomposition globale du mix importé.

2. Origine des importations

Les données disponibles ne permettent pas d'isoler l'origine géographique des seules importations de gazole routier, celles-ci étant accessibles à un niveau agrégé de produits pétroliers raffinés. L'analyse des origines est présentée pour cet agrégat dans la sous-partie consacrée au gazole non-routier destiné à la production d'électricité (I.E.2).

3. Coût d'importation et prix de vente

Comme pour l'essence, le prix de vente du gazole à La Réunion est encadré par la réglementation et fixé mensuellement par arrêté préfectoral.

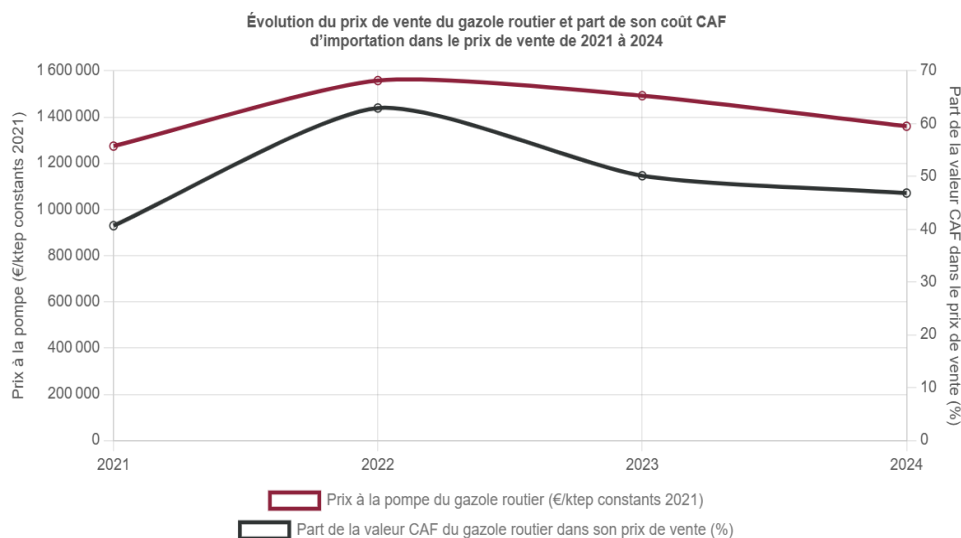


Figure 50 : Prix de vente du gazole routier et part du coût CAF dans le prix de vente (€/ktep constants 2021 ; %) - Auteur : OER

En euros constants 2021, le prix moyen à la pompe du gazole s'établit à 1,08 €/L en 2021, 1,32 €/L en 2022, 1,26 €/L en 2023 et 1,17 €/L en 2024. Exprimé en unité énergétique, il passe de 1 274 090 €/ktep en 2021 à 1 557 810 €/ktep en 2022, avant de reculer à 1 492 218 €/ktep en 2023 et enfin 1 360 021 €/ktep en 2024. Le pic de prix réel est donc atteint en 2022, avant une baisse progressive en 2023 et 2024.

Rapporté à son prix de vente moyen, le coût CAF d'importation du gazole routier en représente 40,7 % en 2021, puis atteint 63,0 % en 2022, avant de reculer à 50,1 % en 2023 et 46,9 % en 2024. Le choc de 2022 montre un resserrement marqué entre coût d'importation et prix final : l'écart entre le prix de vente et le coût CAF passe de 755 900 €/ktep en 2021 à 577 095 €/ktep en 2022. Il se reconstitue ensuite partiellement, à 744 205 €/ktep en 2023 puis 722 840 €/ktep en 2024, sans retrouver totalement son niveau de 2021. Le poids du coût d'approvisionnement dans le prix final reste ainsi plus élevé en fin de période qu'avant le choc de 2022.

C. Les carburéacteurs

Les carburéacteurs correspondent aux carburants utilisés pour l'aviation commerciale et militaire, secteur essentiel pour la connectivité d'un territoire insulaire éloigné des grands marchés internationaux.

1. Quantités, valeur et cout unitaire des importations

Les volumes importés de carburéacteurs augmentent nettement entre 2021 et 2023, avant de légèrement reculer en 2024. Ils passent de 158,6 ktep en 2021 à 210,6 ktep en 2022 (+32,8 %), puis 218,5 ktep en 2023 (+3,8 %), avant de diminuer à 215,2 ktep en 2024 (-1,5 %). Sur l'ensemble de la période, les volumes importés progressent ainsi de +35,7 %.

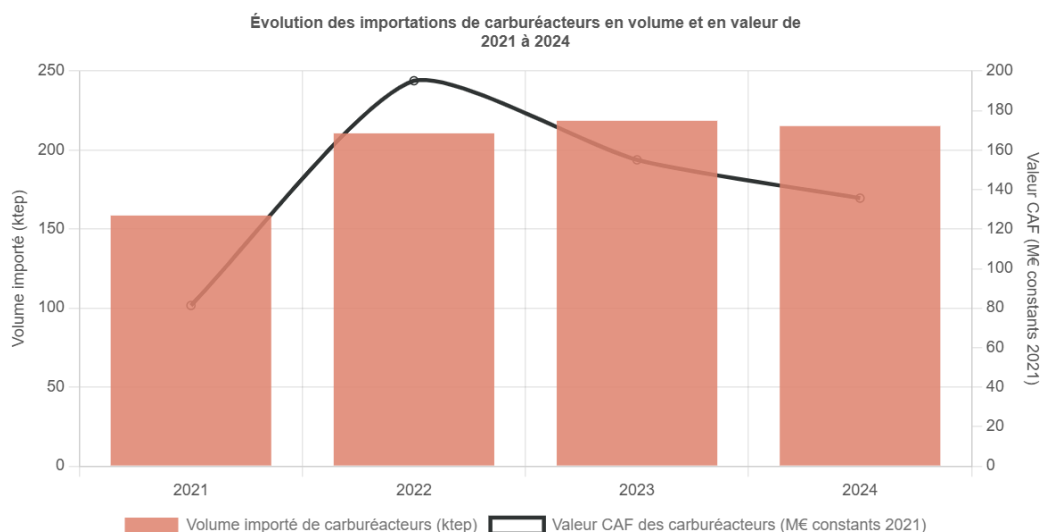


Figure 51 : Importations de carburéacteurs en volume et en valeur (ktep ; M€ constants 2021) - Auteur : OER

La valeur CAF des importations évolue de manière plus heurtée. Elle s'établit à 81,3 M€ en 2021, puis atteint 195,1 M€ en 2022 (+139,9 %), avant de reculer à 155,1 M€ en 2023 (-20,5 %) puis 135,7 M€ en 2024 (-12,5 %), en euros constants 2021. La hausse de 2022 combine donc une reprise marquée des volumes importés et une forte augmentation du coût unitaire. À partir de 2023, la baisse de la valeur CAF traduit principalement la détente des prix, malgré des volumes qui restent élevés.

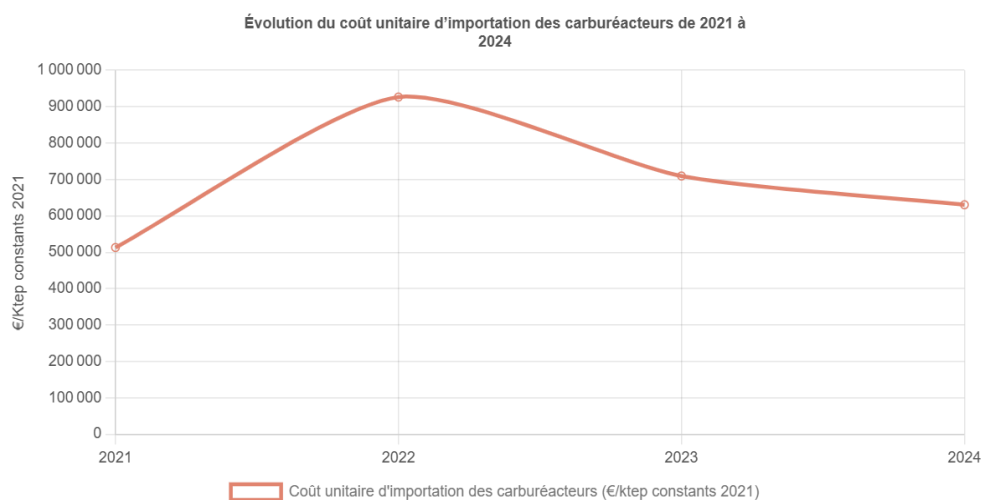


Figure 52 : Coût unitaire d'importation des carburéacteurs (€/ktep constants 2021) - Auteur : OER

Le coût unitaire d'importation suit cette dynamique. Il passe de 512 922,2 €/ktep en 2021 à 926 496,8 €/ktep en 2022 (+80,6 %), avant de diminuer à 709 554,2 €/ktep en 2023 (-23,4 %) puis 630 458,6 €/ktep en 2024 (-11,2 %). Malgré ce recul, le coût unitaire reste supérieur à son niveau de 2021, confirmant l'exposition des carburéacteurs aux marchés.

La contribution des carburéacteurs à la facture énergétique est significative, bien qu'elle diminue en fin de période. En valeur, leur part passe de 13,6 % en 2021 à 18,8 % en 2022, puis 15,7 % en 2023 et 11,4 % en 2024. En volume, leur poids progresse de 12,5 % en 2021 à 17,1 % en 2022, 17,2 % en 2023 et 16,5 % en 2024. Au sein des carburants destinés au transport, les carburéacteurs représentent 25,3 % en 2021, 30,6 % en 2022, 31,5 % en 2023 et 30,6 % en 2024 en volume. En valeur, leur part passe de 24,1 % en 2021 à 29,5 % en 2022, 30,5 % en 2023 et 30,0 % en 2024.

2. Origine des importations

Les données disponibles ne permettent pas d'isoler l'origine géographique des seules importations de carburéacteurs, celles-ci étant accessibles au public uniquement au niveau agrégé de la catégorie SH4 2710. Se référer à la partie sur le gazole non-routier destiné à la production d'électricité (I.E.2) pour l'analyse de cet agrégat.

Partie 3 – Ressources énergétiques importées hors production d'électricité et transport

Cette partie complète l'analyse par produit de la Partie 2 en examinant les ressources énergétiques spécifiques qui ne relèvent ni de la production d'électricité directement, ni du transport.

I. Le gaz butane

Le gaz butane occupe une place spécifique dans le système énergétique réunionnais. Il est principalement consommé directement par les utilisateurs finaux, en particulier dans les secteurs résidentiel et tertiaire. Conditionné en bouteilles ou distribué en vrac, il constitue une énergie du quotidien, notamment pour la cuisson et certains usages thermiques. À La Réunion, le butane est importé sous forme de gaz de pétrole liquéfié (GPL).

A. Quantités, valeur et coût unitaire des importations

Les volumes importés de gaz butane sont relativement stables sur l'ensemble de la période, avec toutefois un creux marqué en 2023. Ils passent de 23,9 ktep en 2021 à 24,1 ktep en 2022 (+0,7 %), puis reculent à 21,6 ktep en 2023 (-10,4 %), avant de remonter à 22,7 ktep en 2024 (+4,9 %). Sur l'ensemble de la période 2021-2024, les volumes importés diminuent ainsi de -5,3 %. Cette légère baisse s'inscrit dans un contexte de ralentissement de la consommation des ménages et de substitution progressive du gaz par des équipements électriques plus performants.

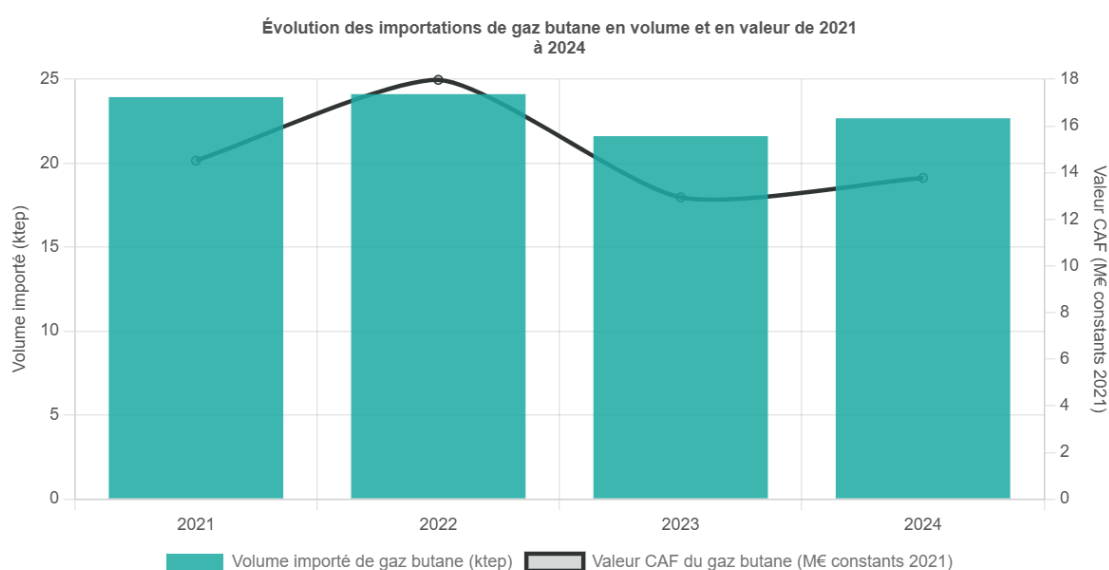


Figure 53 : Importations de gaz butane en volume et en valeur (ktep ; M€ constants 2021) - Auteur : OER

La valeur des importations suit une trajectoire comparable mais plus irrégulière, passant de 14,5 M€ en 2021 à 18,0 M€ en 2022, puis diminuant à 12,9 M€ en 2023 avant de remonter à 13,8 M€ en 2024 (€ constants 2021). La hausse de 2022 (+23,9 %) intervient malgré des volumes presque stables, traduisant un effet prix dominant. À l'inverse, la baisse de 2023 (-28,0 %) résulte d'une contraction conjointe des volumes importés et du coût unitaire, avant un rebond en 2024 (+6,5 %) principalement porté par la reprise des volumes. Le coût unitaire d'importation évolue de 606 247,3 €/ktep en 2021 à 745 445,0 €/ktep en 2022 (+23,0 %), puis recule à 598 453,0 €/ktep en 2023 (-19,7 %) avant de se stabiliser à 607 221,8 €/ktep en 2024 (+1,5 %), un niveau très proche de celui de 2021. Malgré une sensibilité aux tensions de marché en 2022, le gaz butane présente une dynamique de prix globalement peu durablement dégradée sur la période, comparée à d'autres produits pétroliers importés.

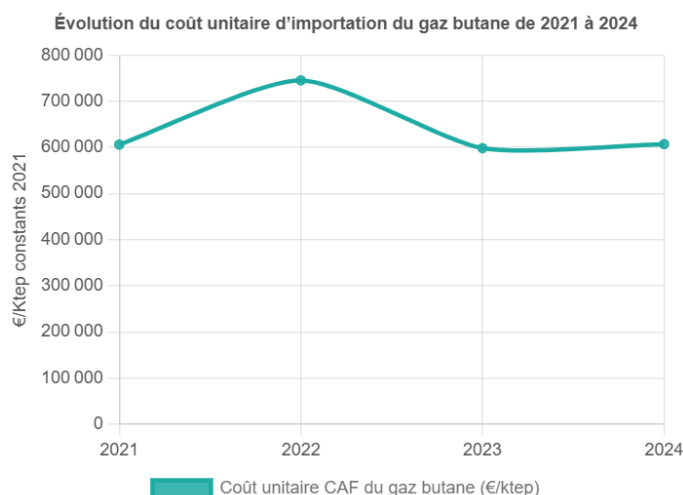


Figure 54 : Coût unitaire d'importation du gaz butane (€/ktep constants 2021) - Auteur : OER

La contribution du gaz butane à la facture énergétique est relativement limitée. Sa part dans les importations énergétiques totales représente 2,4 % en 2021, 1,7 % en 2022, 1,3 % en 2023 et 1,2 % en 2024 en valeur. En volume, cette part apparaît globalement stable, s'établissant à 1,9 % en 2021, 2,0 % en 2022, 1,7 % en 2023 et 1,7 % en 2024. Le poids économique du butane dans les importations énergétiques diminue donc progressivement, malgré des volumes relativement stables.

B. Origine des importations

D'après les données transmises par le Grand Port Maritime, l'ensemble des importations de gaz de pétrole (SH4 2711), qui incluent le butane, proviennent exclusivement de Tanzanie sur la période 2022–2024.

Le gaz butane est ainsi caractérisé par une concentration extrême des flux, ce qui accroît la vulnérabilité du territoire en cas de perturbation ciblée.

C. Coût d'importation et prix de vente

Le gaz butane est principalement commercialisé sous forme de bouteilles, dont le prix public constitue un repère central pour les ménages. Le prix public courant de la bouteille de butane de 12,5 kg a été plafonné à 15 € à partir d'août 2022. En euros constants 2021, le prix moyen de la bouteille de 12,5 kg passe de 16,7 € en 2021 à 15,6 € en 2022, puis 11,1 € en 2023 et 10,72 € en 2024. Converti en unité

énergétique, le prix de vente s'établit à 1 217 477,8 €/ktep en 2021, 1 137 968,6 €/ktep en 2022 (-6,5 %), 806 491,6 €/ktep en 2023 (-29,1 %) et 780 471,6 €/ktep en 2024 (-3,2 %). La baisse réelle du prix de vente apparaît donc particulièrement marquée à partir de 2023 mais traduit principalement l'effet du plafonnement nominal du prix dans un contexte d'inflation.

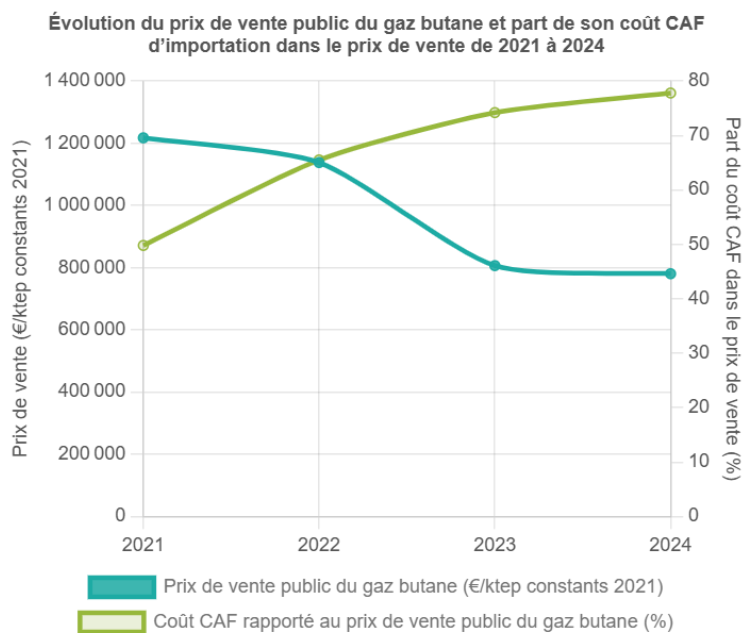


Figure 55 : Prix public du gaz butane et part du coût CAF dans le prix de vente (€/ktep constants 2021 ; %) - Auteur : OER

Les recettes théoriques associées à la vente du gaz butane¹³ s'établissent à 29,1 M€ en 2021, puis 27,4 M€ en 2022 (-5,8 %), avant de diminuer à 17,4 M€ en 2023 (-36,5 %) et de se stabiliser à 17,7 M€ en 2024 (+1,7 %), en euros constants 2021. Cette évolution résulte principalement de la forte baisse du prix public réel observée à partir de 2023, elle-même liée au plafonnement du prix courant de la bouteille.

Rapportée au prix de vente, la valeur CAF des importations en représente 49,8 % en 2021, 65,5 % en 2022 (+15,7 points), 74,2 % en 2023 (+8,7 points) et 77,8 % en 2024 (+3,6 points). Le poids du coût d'approvisionnement dans le prix final augmente donc fortement sur la période. Autrement dit, la part correspondant à la seule valeur CAF du gaz butane importé passe d'environ la moitié du montant payé par les consommateurs en 2021 à plus des trois quarts en 2024.

II. GNR à l'exclusion de la production d'électricité

Le GNR hors production d'électricité correspond au solde des usages du gazole non affectés à la mobilité ni à la production électrique. Il regroupe ainsi principalement des usages diffus dans les secteurs de l'industrie, du tertiaire et de l'agriculture, tout en intégrant également des effets de stocks.

¹³ Les recettes sont estimées à partir des volumes importés, et non des volumes effectivement consommés, afin de maintenir la cohérence méthodologique de l'étude.

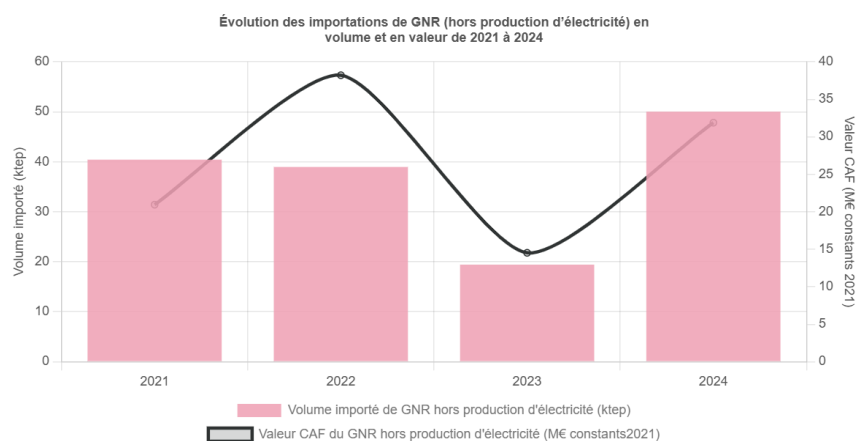


Figure 56 : Importations de GNR hors production d'électricité (ktep ; M€ constants 2021) - Auteur : OER

Les volumes d'importation correspondants passent de 40,4 ktep en 2021 à 39,0 ktep en 2022, puis diminuent à 19,4 ktep en 2023 avant de remonter à 50,0 ktep en 2024. En valeur, ils représentent 20,9 M€ en 2021, 38,2 M€ en 2022 (+82,4 %), 14,5 M€ en 2023 (-62,0 %) et 31,9 M€ en 2024 (+119,5 %), en euros constants 2021.

S'agissant d'un poste résiduel construit à partir du gazole total, il n'apparaît pas pertinent de développer ici une analyse spécifique du coût unitaire ou de l'origine géographique. Les évolutions générales du coût unitaire du gazole sont présentées dans les sous-parties consacrées au gazole routier (Partie 2 - II.B.1) et au GNR destiné à la production d'électricité (Partie 2 - I.E.1), tandis que l'analyse des origines de l'approvisionnement est développée dans la sous-partie relative au GNR pour la production d'électricité, à partir des données agrégées SH4 2710 (Partie 2 - I.E.2).

III. Pétroles lampants à l'exclusion des carburateurs

Pour La Réunion, le pétrole lampant correspond à un kérosène déclassé, c'est-à-dire un produit mélangé à d'autres coupes et donc de qualité moindre. Il est utilisé comme combustible, notamment dans certains usages industriels. Il occupe une place très marginale dans les importations énergétiques, avec des parts inférieures ou égales à 0,02 % sur l'ensemble de la période en valeur et inférieures ou égales à 0,01 % en volume.

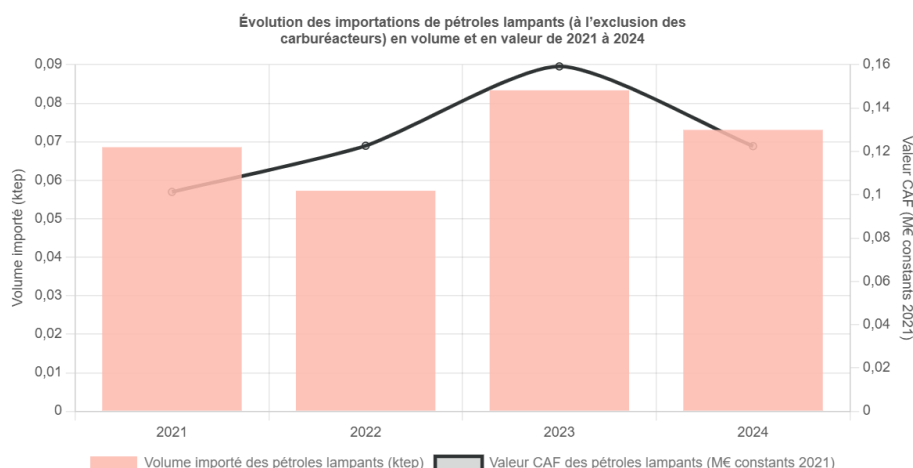


Figure 57 : Importations de pétroles lampants hors carburateurs (ktep ; M€ constants 2021) - Auteur : OER

Les volumes importés restent faibles et relativement fluctuants sur la période : 0,07 ktep en 2021, 0,06 ktep en 2022, 0,08 ktep en 2023 et 0,07 ktep en 2024, sans tendance clairement orientée. La valeur CAF s'élève à 0,10 M€ en 2021, augmente à 0,12 M€ en 2022 (+21,1 %), atteint 0,16 M€ en 2023 (+29,9 %), avant de reculer à 0,12 M€ en 2024 (-23,1 %), en € constants 2021. Ces variations résultent principalement d'effets de prix, les volumes restant globalement très faibles et instables.

Le coût unitaire d'importation est très élevé et particulièrement volatil sur la période. Il passe de 1 476 591,4 €/ktep en 2021 à 2 140 450,4 €/ktep en 2022 (+45,0 %), puis diminue à 1 910 182,2 €/ktep en 2023 (-10,8 %) et à 1 675 109,9 €/ktep en 2024 (-12,3 %). Le coût unitaire est très sensible à de petites variations de quantités ou de valeur : ces évolutions doivent être interprétées avec prudence.

L'analyse des origines de l'approvisionnement est développée dans la sous-partie relative au GNR pour la production d'électricité, à partir des données agrégées SH4 2710 (Partie 2 - I.E.2).

Partie 4 - Répartition sectorielle par usage de l'énergie importée

L'analyse de la répartition sectorielle de l'énergie importée permet de relier les importations énergétiques à leurs principaux usages de destination dans l'économie réunionnaise. Elle met ainsi en évidence les secteurs qui contribuent le plus fortement à la facture énergétique du territoire.

Comme dans le reste de l'étude, cette répartition est réalisée en énergie primaire : l'électricité consommée n'est donc pas attribuée aux secteurs finaux, seule l'énergie importée mobilisée pour la produire étant comptabilisée dans la catégorie « production d'électricité », afin d'éviter tout double comptage.

Pour la répartition de la consommation d'énergie finale par secteur, il convient de se référer aux bilans énergétiques présentés par l'Observatoire énergie Réunion annuellement, notamment le schéma énergétique de la Réunion dont celui de l'année 2024 est présenté en annexe 2.

Sur la période 2021-2024, la structure des importations apparaît relativement stable en volume. Les quantités destinées à la mobilité passent de 626,9 ktep en 2021 à 702,4 ktep en 2024 (+12,0 %), tandis que leur part dans les volumes importés progresse de 49,3 % à 53,9 %. Les volumes mobilisés pour la production d'électricité diminuent quant à eux de 580,7 ktep à 527,5 ktep (-9,2 %), leur part reculant de 45,7 % à 40,5 %. La mobilité demeure ainsi le principal poste en quantité d'énergie importée, devant la production d'électricité. Les autres usages restent plus marginaux, avec des volumes compris entre 41,1 ktep et 72,8 ktep sur la période.

Cette stabilité relative de la hiérarchie en volume masque toutefois une transformation profonde lorsque l'on raisonne en valeur. En euros constants 2021, la valeur des importations liées à la mobilité s'établit à 337,7 M€ en 2021, atteint un pic à 662,4 M€ en 2022 sous l'effet du choc sur les prix des carburants, puis diminue à 508,7 M€ en 2023 et 453,0 M€ en 2024. À l'inverse, la valeur des importations destinées à la production d'électricité connaît une progression continue et très marquée, passant de 226,1 M€ en 2021 à 320,7 M€ en 2022, puis 452,4 M€ en 2023 et 693,0 M€ en 2024. Les autres usages restent à des niveaux nettement plus faibles, avec 35,6 M€ en 2021, 56,3 M€ en 2022, 27,6 M€ en 2023 et 45,8 M€ en 2024.

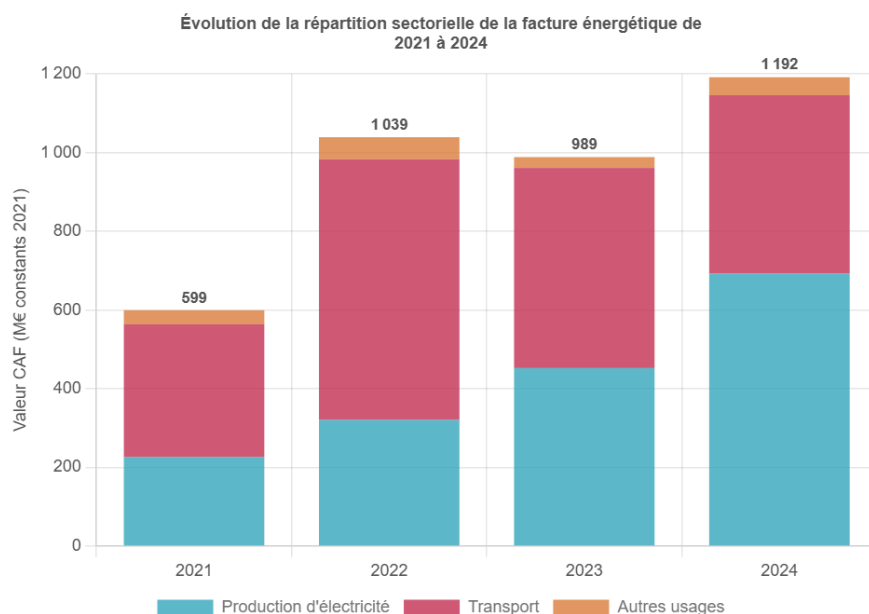


Figure 58 : Répartition sectorielle de la facture énergétique (M€ constants 2021) - Auteur : OER

On observe ainsi un basculement rapide de la structure de la facture énergétique. En 2021, la mobilité constitue de loin le premier poste de dépense, représentant 56,4 % de la valeur des importations énergétiques, tandis que la production d'électricité en représente 37,7 %. En 2023, l'écart se réduit fortement, avec 51,5 % pour la mobilité contre 45,8 % pour la production d'électricité. Il s'inverse enfin pour la première fois en 2024 : la production d'électricité devient alors le premier poste de dépense énergétique du territoire, concentrant 58,2 % de la valeur des importations, contre 38,0 % pour la mobilité.

La principale évolution observée n'est donc pas une modification de la hiérarchie physique des usages, mais un basculement économique. La mobilité reste le premier usage en volume, tandis que la production d'électricité devient, à partir de 2024, le premier poste de la facture énergétique importée. Cette évolution reflète la recomposition du mix électrique importé, avec la montée en puissance des pellets de bois et du biodiesel, dont les coûts unitaires sont nettement supérieurs à ceux des ressources fossiles historiquement mobilisées pour la production d'électricité.

Partie 5 – Fiscalité et prélèvements associés aux importations énergétiques

Les importations d'énergie génèrent des recettes fiscales pour les finances publiques locales et nationales, ainsi que des redevances portuaires pour service rendu, perçues en contrepartie de l'utilisation des infrastructures. Ces prélèvements ne réduisent pas la sortie de richesse associée à la dépendance énergétique : ils correspondent à des transferts internes entre agents économiques, administrations et établissements publics.

À La Réunion, les principaux prélèvements associés aux importations énergétiques suivis dans cette étude sont les droits de douane, l'octroi de mer, la taxe spéciale de consommation sur les carburants (TSCC), les droits de port et la TVA. Ils alimentent les budgets de l'État, des collectivités locales et du Grand Port Maritime de La Réunion.

Ces prélèvements reposent sur deux logiques distinctes, toutes deux sensibles à la structure du mix importé : certains sont assis sur la valeur des importations (droits de douane, octroi de mer, TVA), tandis que d'autres sont assis sur les volumes physiques (TSCC, droits de port). Cette distinction est déterminante pour interpréter les évolutions observées, les recettes pouvant évoluer indépendamment de la valeur des flux selon la structure du mix importé, les volumes concernés et les taux applicables.

Les montants présentés dans cette partie sont estimés à partir des valeurs CAF, des quantités importées et des taux applicables retenus pour chaque produit. Ils peuvent ainsi différer des montants effectivement perçus, qui n'ont pu être communiqués, et doivent donc être interprétés comme des ordres de grandeur. Des écarts peuvent également résulter de cadres contractuels propres à certains opérateurs, qui n'ont pu être intégrés dans cette estimation. Les taux et hypothèses retenus sont présentés en annexe 3.

Analyse agrégée des recettes fiscales et prélèvements théoriques associés aux importations énergétiques

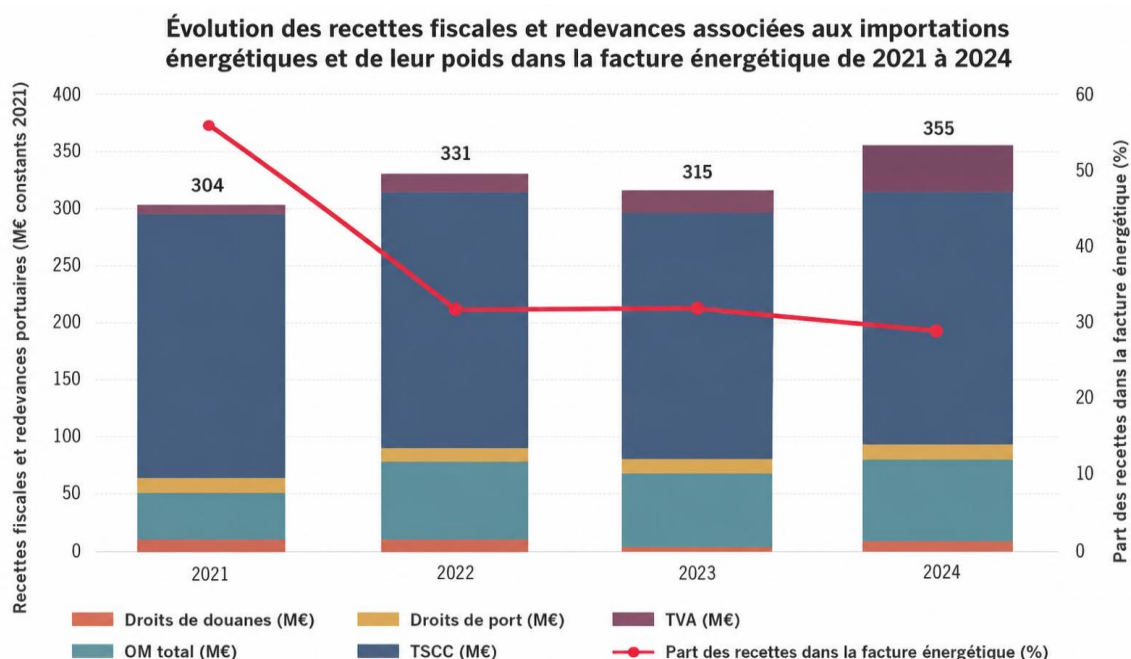


Figure 59 : Recettes fiscales, redevances et poids dans la facture énergétique (M€ constants 2021 ; %) - Auteur : OER

Les recettes fiscales et prélèvements associés aux importations énergétiques présentent des dynamiques distinctes entre 2021 et 2024, avec à la fois une augmentation en valeur, une recomposition de leur structure et une diminution de leur poids relatif dans la facture énergétique.

En niveau, les recettes théoriques totales progressent globalement, passant de 303,7 M€ en 2021 à 355,2 M€ en 2024 (+17,0 %), en euros constants 2021. Cette progression n'est toutefois pas linéaire : les recettes augmentent d'abord à 330,6 M€ en 2022 (+8,8 %), puis reculent à 315,5 M€ en 2023 (-4,6 %), avant de repartir à la hausse en 2024 (+12,6 %). Si cette évolution reste liée à celle de la valeur des importations énergétiques, la progression des recettes demeure nettement plus modérée : la valeur CAF des importations augmente de +98,8 % entre 2021 et 2024, contre +17,0 % pour les recettes fiscales et prélèvements associés. La dynamique des prélèvements ne se confond pas avec celle de la facture énergétique, dans la mesure où une part importante d'entre eux repose sur les volumes ou sur des taux différenciés selon les produits.

La structure des recettes évolue sensiblement sur la période. La TSCC demeure le principal prélèvement, mais son poids relatif diminue nettement. Elle représente 77,6 % des recettes totales en 2021, soit 235,6 M€, contre 62,8 % en 2024, soit 222,9 M€. Sa prépondérance recule donc fortement, même si elle reste la première composante des recettes estimées.

À l'inverse, l'octroi de mer voit son poids augmenter nettement. Son montant total passe de 41,5 M€ en 2021 à 79,7 M€ en 2024, et sa part dans les recettes totales progresse de 13,7 % à 22,4 %. Cette évolution est cohérente avec la hausse de la valeur des importations sur laquelle il est assis. Il constitue ainsi l'un des principaux facteurs de recomposition de la structure des prélèvements.

La TVA connaît une progression encore plus marquée en part relative, passant de 6,6 M€ en 2021 à 39,8 M€ en 2024. Sa part dans les recettes totales passe ainsi de 2,2 % à 11,2 %. Sa montée en

puissance est particulièrement visible à partir de 2023, où elle devient une composante plus significative des prélèvements estimés.

À l'inverse, les droits de douane voient leur poids se réduire fortement. Ils passent de 8,6 M€ en 2021 à 9,2 M€ en 2022, puis 3,5 M€ en 2023, avant de devenir nuls en 2024 dans les hypothèses retenues. Leur part dans les recettes théoriques totales passe ainsi de 2,8 % en 2021 à 1,1 % en 2023 (puis 0,0 % en 2024).

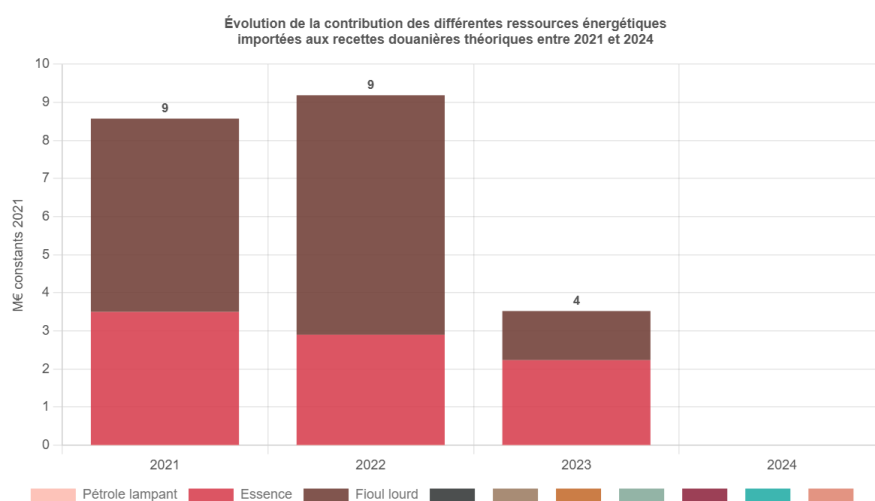
Les droits de port restent quant à eux plutôt stables en niveau, passant de 11,5 M€ en 2021 à 12,8 M€ en 2024, et représentent autour de 3 à 4 % des recettes totales sur l'ensemble de la période.

La part de ces recettes théoriques dans la facture énergétique apparaît en net recul. Elle passe de 50,7 % en 2021 à 31,8 % en 2022, se maintient à 31,9 % en 2023, puis diminue à 29,8 % en 2024. Cette baisse ne traduit donc pas une diminution des recettes en valeur, mais un effet de dilution lié à la progression beaucoup plus rapide de la facture énergétique. Les prélèvements évoluent de manière plus modérée en raison de la nature de leurs assiettes et de la composition du mix importé.

I. Les droits de douane théoriques

Les droits de douane, acquittés par l'importateur, sont perçus par l'État lors de l'importation de marchandises en provenance de pays situés hors de l'Union européenne. Le taux applicable dépend à la fois de la nature des marchandises et de leur pays d'origine. Certains pays ou groupes de pays bénéficient d'accords commerciaux préférentiels qui réduisent ou annulent ces droits dans le cadre des politiques commerciales de l'Union européenne. Les produits soumis au tarif extérieur commun sans préférence tarifaire contribuent mécaniquement davantage que ceux bénéficiant d'un taux nul.

Le montant des droits de douane est calculé, en fonction du produit, comme un pourcentage de la valeur CAF. Le barème retenu repose sur des hypothèses simplifiées présentées en annexe 3 bis. Les montants obtenus constituent donc des ordres de grandeur à considérer avec précaution.



La période d'étude se caractérise par une contraction très nette des droits de douane théoriques, jusqu'à leur disparition complète en 2024 dans les hypothèses retenues. En euros constants 2021, ceux-ci s'élèvent à 8,6 M€ en 2021, augmentent légèrement à 9,2 M€ en 2022 (+7,1 %), avant de chuter à 3,5 M€ en 2023 (-61,7 %), puis de devenir nuls en 2024, en euros constants 2021.

En début de période, les droits de douane théoriques sont principalement portés par le fioul lourd et l'essence. Le fioul lourd constitue le premier poste, avec 5,1 M€ en 2021, soit 59,2 % du total des droits de douane théoriques, puis 6,3 M€ en 2022, soit 68,4 %. L'essence constitue le second poste, avec 3,5 M€ en 2021 et 2,9 M€ en 2022. Le pétrole lampant contribue très faiblement car sa valeur importée est marginale et les autres produits ne contribuent pas en raison du taux nul retenu.

La rupture intervient en 2023. Les droits de douane associés au fioul lourd reculent fortement, passant de 6,3 M€ en 2022 à 1,3 M€ en 2023 (-79,5 %), sous l'effet combiné de la baisse de la valeur CAF du fioul lourd et du taux retenu. Dans le même temps, les droits associés à l'essence diminuent également, de 2,9 M€ à 2,2 M€. Les recettes douanières théoriques totales sont ainsi divisées par près de trois en un an.

Cette évolution illustre l'effet de structure du mix importé sur les prélèvements : alors que la facture énergétique augmente fortement entre 2021 et 2024, les droits de douane disparaissent dans les hypothèses retenues, les ressources qui portent désormais la hausse de la facture, notamment les pellets de bois et le biodiesel, étant associées à des taux nuls.

II. Les octrois de mer théoriques

L'octroi de mer, acquitté par les importateurs, est un impôt indirect appliqué aux importations dans les départements et régions d'outre-mer. Il vise notamment à compenser les handicaps structurels des économies ultramarines et constitue une ressource fiscale essentielle pour les collectivités locales. À La Réunion, l'octroi de mer se décompose en deux parts : une part dite « externe » (OME), principalement affectée aux communes, et une part « régionale » (OMR), perçue au profit de la Région Réunion.

Comme pour les droits de douane, ces deux composantes sont calculées à partir de la valeur CAF des marchandises. Leur produit dépend donc directement de la valeur des importations énergétiques et des taux applicables, qui varient essentiellement selon la nature des produits. Les écarts de contribution entre ressources ne reflètent donc pas seulement des écarts de valeur importée, mais aussi des niveaux de taxation différenciés. L'essence supporte ainsi des taux d'octroi de mer plus élevés que les autres ressources énergétiques suivies.

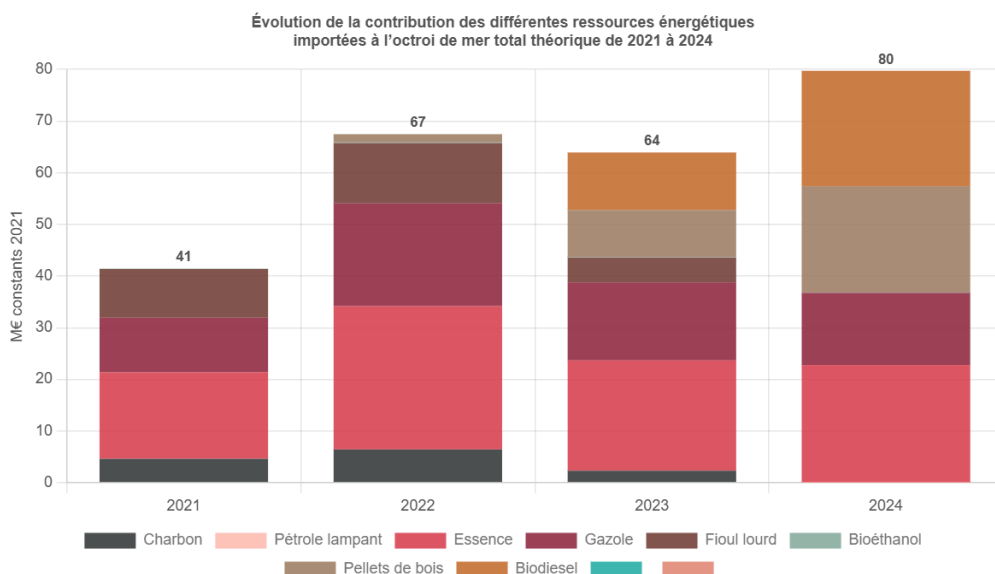


Figure 61 : Octroi de mer total théorique par ressource (M€ constants 2021) - Auteur : OER

Les recettes d'octroi de mer associées aux importations énergétiques progressent fortement sur l'ensemble de la période, passant de 41,5 M€ en 2021 à 79,7 M€ constants 2021 en 2024, soit une hausse

de +92,3 %. Cette progression n'est toutefois pas linéaire. Les recettes augmentent fortement en 2022, à 67,5 M€ (+62,7 %), reculent légèrement en 2023, à 63,9 M€ (-5,2 %), puis repartent nettement à la hausse en 2024 (+24,7 %). La progression de l'octroi de mer concerne ses deux composantes. L'octroi de mer externe (OME) passe de 29,2 M€ en 2021 à 54,2 M€ en 2024, soit une hausse de +85,3 %. L'octroi de mer régional (OMR) progresse également, de 12,2 M€ à 25,6 M€ sur la période, soit +109,2 %. En niveau, l'OME demeure la composante principale de l'octroi de mer total, mais l'OMR contribue également à la hausse observée.

En 2021, l'octroi de mer total est principalement porté par les produits pétroliers. L'essence constitue la première source de recettes, avec 16,7 M€, soit 40,4 % du total de l'octroi de mer théorique, suivie du gazole, avec 10,6 M€ (25,5 %), et du fioul lourd, avec 9,4 M€ (22,7 %). Le charbon contribue également de manière non négligeable, avec 4,6 M€, soit 11,1 % du total.

En 2022, la structure reste encore dominée par les produits fossiles. L'essence demeure le premier contributeur, avec 27,7 M€, soit 41,1 % de l'octroi de mer total, devant le gazole, à 19,9 M€ (29,5 %), le fioul lourd, à 11,7 M€ (17,3 %), et le charbon, à 6,4 M€ (9,5 %). Les pellets de bois apparaissent dans l'assiette, mais leur contribution reste encore limitée, à 1,6 M€, soit 2,4 % du total.

À partir de 2023, la structure évolue nettement avec la montée en puissance des ressources renouvelables importées. L'essence reste toutefois le premier contributeur, avec 21,3 M€, soit 33,4 % du total, devant le gazole, à 15,1 M€ (23,7 %) tandis que le biodiesel atteint 11,2 M€ (17,5 %) et les pellets de bois 9,1 M€ (14,2 %). À l'inverse, la contribution des combustibles fossiles destinés à la production d'électricité diminue fortement : le fioul lourd recule à 4,8 M€ et le charbon à 2,3 M€.

En 2024, cette recomposition s'accroît. L'essence, le biodiesel et les pellets de bois deviennent les trois principaux contributeurs, avec des montants proches : 22,8 M€ pour l'essence, soit 28,5 % du total, 22,4 M€ pour le biodiesel (28,0 %) et 20,6 M€ pour les pellets de bois (25,8 %). Le gazole représente encore 14,0 M€, soit 17,5 % du total. Les combustibles fossiles historiquement utilisés pour la production d'électricité ne contribuent plus à l'octroi de mer en 2024.

III. Les droits de port théoriques de débarquement

Les droits de port regroupent des redevances portuaires applicables aux marchandises débarquées, embarquées ou transbordées au port de La Réunion. Dans le périmètre de la présente étude, seules les redevances de débarquement associées aux importations énergétiques sont suivies. Ces redevances sont perçues par le Grand Port Maritime de La Réunion, établissement public de l'État, en contrepartie de l'utilisation des infrastructures. Les redevances de débarquement sont acquittées par les importateurs et calculées en fonction de la nature et du poids des marchandises. Leur niveau dépend donc principalement des volumes importés. Bien qu'il ne s'agisse pas d'une taxe au sens strict, ces prélèvements sont intégrés à cette analyse en raison de leur lien direct avec les flux d'importations énergétiques.

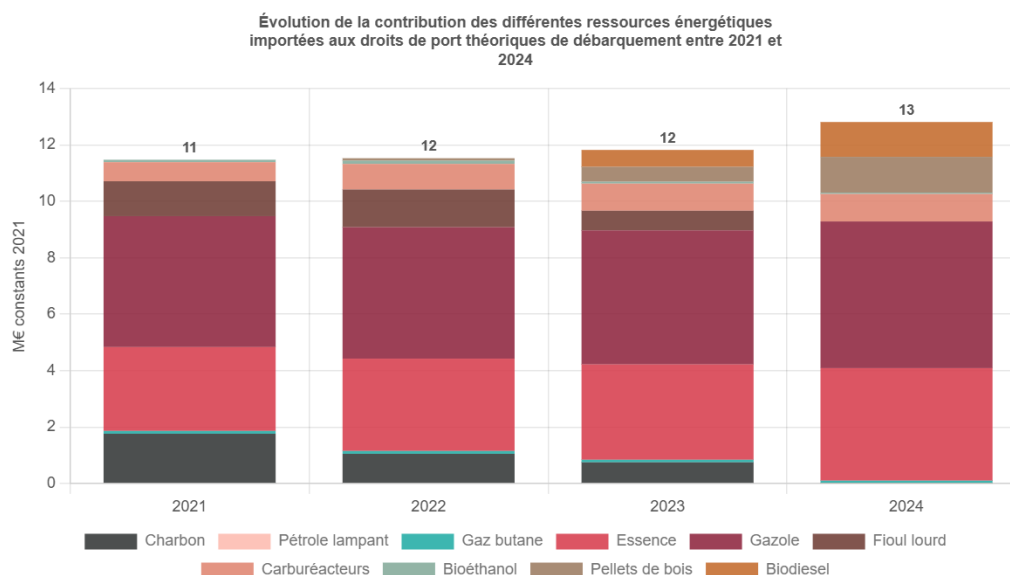


Figure 62 : Droits de port théoriques de débarquement par ressource (M€ constants 2021) - Auteur : OER

La progression des droits de port théoriques est modérée, avec une hausse de +11,7 % entre 2021 et 2024, et n'est pas linéaire : ils restent quasiment stables entre 2021 et 2022, passant de 11,47 M€ à 11,53 M€ (+0,5 %), puis augmentent légèrement en 2023, à 11,8 M€ (+2,6 %) avant de présenter une hausse plus marquée en 2024, avec un total de 12,8 M€ (+8,4 %).

Sur l'ensemble de la période, le gazole constitue le principal contributeur aux droits de port théoriques. Il représente 4,6 M€ en 2021, 4,7 M€ en 2022, 4,8 M€ en 2023 et 5,2 M€ en 2024. L'essence constitue le deuxième poste, passant de 3,0 M€ en 2021 à 4,0 M€ en 2024.

La recomposition du mix électrique apparaît également dans la structure des droits de port, sans provoquer de rupture aussi nette que pour les prélèvements assis sur la valeur. En début de période, le charbon et le fioul lourd contribuent respectivement à hauteur de 1,8 M€ et 1,2 M€ en 2021. Leur contribution diminue ensuite, avant de disparaître en 2024. À l'inverse, les pellets de bois et le biodiesel montent progressivement en puissance. Les droits de port associés aux pellets passent de 0,1 M€ en 2022 à 0,5 M€ en 2023, puis 1,3 M€ en 2024. Ceux associés au biodiesel apparaissent en 2023, à 0,6 M€, puis atteignent 1,2 M€ en 2024.

IV. La taxe spéciale de consommation sur les carburants (TSCC)

Dans les départements d'outre-mer, une taxe spéciale de consommation sur les carburants (TSCC) est appliquée aux carburants routiers et légalement acquittée par les opérateurs pétroliers lors de la mise à la consommation¹⁴ des carburants sur le territoire réunionnais. Elle se substitue à la taxe intérieure de consommation (TIC) applicable en métropole. Cette taxe concerne l'essence et le gazole. Le taux de la TSCC est fixé par le Conseil régional et les recettes sont réparties entre plusieurs acteurs publics, notamment la Région Réunion, les collectivités locales et le Syndicat mixte du Parc routier de La Réunion.

La TSCC est assise sur les volumes de carburants mis à la consommation, fortement corrélés aux volumes importés dans le cas réunionnais. Dans cette étude, elle est estimée à partir des volumes importés de

¹⁴ La TSCC est intégrée à l'analyse en raison de son lien direct avec les carburants routiers importés, bien qu'elle soit assise sur leur mise à la consommation et non sur leur importation au sens strict.

carburants routiers, afin de rester cohérent avec le périmètre d'analyse centré sur les flux d'importations énergétiques et avec les indicateurs mobilisés, notamment le rapport entre recettes estimées et valeur CAF des importations. Les montants obtenus doivent donc être interprétés comme des ordres de grandeur des prélèvements associés aux carburants importés, et non comme une reconstitution comptable des recettes effectivement perçues.

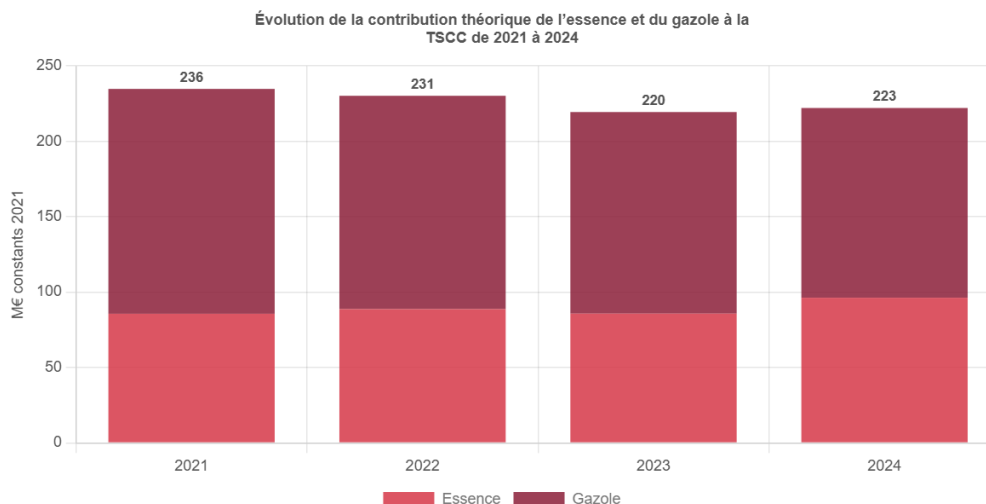


Figure 63 : TSCC théorique sur l'essence et le gazole (M€ constants 2021) - Auteur : OER

L'évolution des recettes théoriques de TSCC se caractérise par un niveau élevé, mais relativement stable sur la période. Elles passent de 235,6 M€ en 2021 à 231,1 M€ en 2022 (-1,9 %), puis 220,2 M€ en 2023 (-4,7 %), avant de remonter légèrement à 222,9 M€ en 2024 (+1,2 %). Au total, le produit théorique de la TSCC diminue de 12,7 M€ entre 2021 et 2024 (-5,4 %). Cette évolution modérée contraste avec la forte hausse de la valeur CAF des importations énergétiques sur la même période.

Cette stabilité relative s'explique par la nature même de la TSCC, dont le produit dépend des volumes de carburants routiers et non de leur valeur d'importation. Les taux retenus étant constants sur l'ensemble de la période (58,24 €/hl pour l'essence et 36,13 €/hl pour le gazole, en euros courants), les variations observées reflètent principalement l'évolution des volumes concernés, avant conversion en euros constants 2021. La TSCC associée à l'essence progresse ainsi de 86,0 M€ en 2021 à 96,6 M€ en 2024 (+12,3 %), tandis que celle associée au gazole recule de 149,7 M€ à 126,3 M€ (-15,6 %). Cette baisse du gazole doit toutefois être interprétée avec prudence : elle ne traduit pas nécessairement une diminution équivalente des volumes physiques, mais reflète aussi l'effet de la conversion en euros constants dans un contexte de taux nominaux inchangés.

La TSCC demeure ainsi le principal prélèvement fiscal théorique associé aux importations énergétiques, mais son poids relatif diminue. Cette baisse correspond à un effet de dilution : son produit reste globalement stable, tandis que la facture énergétique augmente fortement. Le gazole reste le premier contributeur à la TSCC sur l'ensemble de la période, mais sa part recule nettement, de 63,5 % du produit total en 2021 à 56,7 % en 2024, au profit de l'essence.

V. Taxe sur la valeur ajoutée (TVA) théorique à l'importation

La taxe sur la valeur ajoutée (TVA) peut s'appliquer aux importations de marchandises dans les départements et régions d'outre-mer selon les règles définies par le Code général des impôts (CGI). À La Réunion, les importations sont en principe soumises à la TVA lors de leur entrée sur le territoire, qu'elles proviennent de France métropolitaine, d'un autre État membre de l'Union européenne ou d'un pays tiers.

Le régime de TVA applicable dans les départements d'outre-mer diffère toutefois de celui en vigueur en métropole. Les taux applicables à La Réunion sont de 8,5 % pour le taux normal et de 2,1 % pour le taux réduit. L'assiette de la TVA à l'importation correspond à la valeur CAF des marchandises augmentée des droits et taxes exigibles lors de l'importation. Dans le cadre de cette étude, la base taxable est approximée comme la somme de la valeur CAF, de l'octroi de mer et des droits de port. En théorie, d'autres prélèvements peuvent entrer dans cette base, mais leur prise en compte est ici limitée afin de rester cohérent avec les hypothèses retenues sur les produits effectivement assujettis.

L'estimation de la TVA repose sur des hypothèses simplifiées, construites à partir des informations disponibles dans la base RITA de la DGDDI et des textes en vigueur en l'absence de confirmation opérationnelle par les administrations compétentes ou les opérateurs concernés.

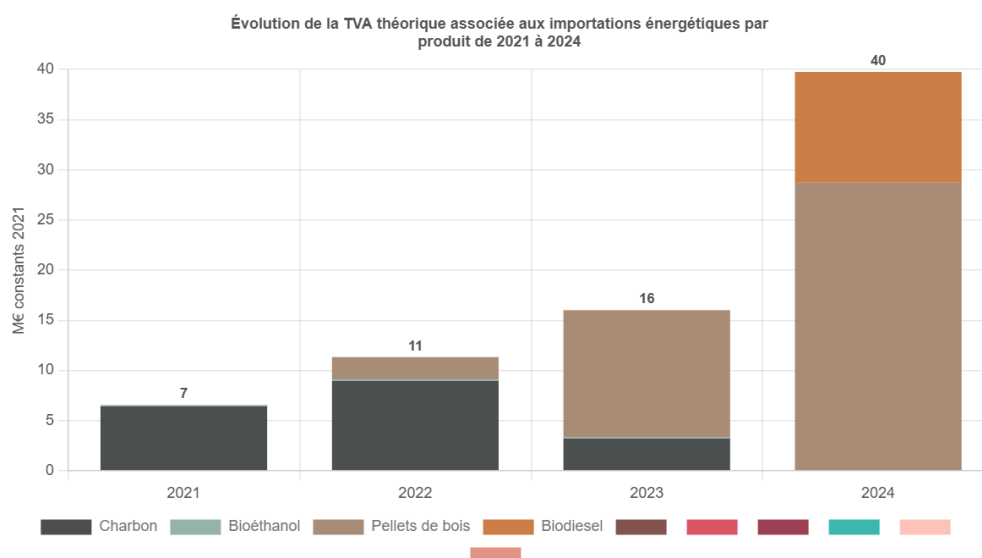


Figure 64 : TVA théorique à l'importation par produit (M€ constants 2021) - Auteur : OER

Les valeurs estimées mettent en évidence une progression très marquée de la TVA théorique. Le produit total passe de 6,6 M€ en 2021 à 39,8 M€ en 2024, soit une multiplication par environ six. La TVA atteint 11,3 M€ en 2022 (+72,9 %), puis 16,0 M€ en 2023 (+41,2 %), avant de fortement accélérer en 2024 (+148,5 %).

Cette dynamique s'explique d'abord par l'augmentation de la valeur des importations énergétiques, qui constitue l'assiette principale de la TVA, mais aussi par l'effet de recomposition du mix énergétique importé. En 2021, la TVA est quasi exclusivement portée par le charbon, qui représente 6,4 M€, soit 98,1 % du produit total. Les autres produits ne contribuent pas dans les hypothèses retenues, à l'exception du bioéthanol, dont la contribution reste très marginale. En 2022, le charbon demeure dominant, avec 8,9 M€, soit 78,9 % de la TVA théorique totale, malgré l'apparition des pellets de bois, qui représentent 2,2 M€, soit 19,5 % du total.

À partir de 2023, les pellets de bois deviennent le premier contributeur, avec 12,7 M€, soit 79,2 % de la TVA théorique totale, tandis que la contribution du charbon recule fortement, à 3,2 M€, soit 20,1 %. En 2024, cette recomposition s'accroît. La TVA théorique est principalement portée par les pellets de bois, à hauteur de 28,7 M€, soit 72,1 % du total, et par le biodiesel, qui représente 11,0 M€, soit 27,7 %. Les autres produits ne contribuent pas dans les hypothèses retenues hormis le bioéthanol très marginalement.

La montée en puissance de la TVA théorique s'explique donc moins par une évolution uniforme de l'ensemble des produits que par l'apparition de nouvelles ressources fortement contributrices, en

contraste avec les produits pétroliers historiquement peu ou pas assujettis dans les hypothèses retenues.

Bibliographie

Commission de régulation de l'énergie. (202N). *Délibérations relatives à l'évaluation des charges de service public de l'énergie. Annexe 3 : Charges de service public de l'énergie constatées au titre de 202N (CC'2N)*. CRE.

Grand Port Maritime de La Réunion. (202N-1). *Droits de port 202N : Version n° 1 applicable au 1er janvier 202N*. Port Réunion.

Région Réunion. (202N+1). *Compte administratif de la Région pour l'exercice 202N*. Région Réunion.

Direction générale des douanes et droits indirects. (s.d.). *Le Kiosque : Le chiffre du commerce extérieur*. Ministère de l'Économie, des Finances et de la Souveraineté industrielle et numérique. Consulté en 2026.

Direction générale des douanes et droits indirects. (s.d.). *RITA : Référentiel intégré tarifaire automatisé*. Ministère de l'Économie, des Finances et de la Souveraineté industrielle et numérique. Consulté en 2026.

Service des données et études statistiques. (s.d.). *Statistiques publiques de l'énergie, des transports, du logement, de la construction et de l'environnement*. Ministère de la Transition écologique. Consulté en 2026.

Observatoire Énergie Réunion. (2026). *Données internes de suivi énergétique de La Réunion*. Énergies Réunion.

ⁱ Observatoire énergie Réunion, Coût de la dépendance énergétique à La Réunion, édition 2026, données 2021.

ⁱⁱ [Bilan Énergétique de La Réunion de 2005 à 2023 | Observatoire Énergie Réunion](#)

ⁱⁱⁱ [Programmation Pluriannuelle de l'Énergie 2019-2028 adoptée - Région Réunion](#)

^{iv} Dataset name: World Economic Outlook (WEO), Indicator name: Energy, Commodity price index, Timeseries code: G001.PNRGW.A, [Data Explorer](#)

^v Sacher Pierre (Ademe), Sauze Marie (Ademe), Chammas Maxime (Artelys), Fourniols Batiste (Artelys), Gruet Quentin (Artelys), Charles Cecile (Gingko21), Thebaud Frederic (Gingko21), Teulon Helene (Gingko21) ; 2025. Analyse du cycle de vie de cas d'usages de développement de stockage d'électricité - Autoconsommation photovoltaïque avec ou sans batterie dans un bâtiment résidentiel ou tertiaire. P. 52-53 : *Tableau 27 – Provenance et proportion des pellets de bois de La Réunion, 2023*. [La librairie Ademe - Analyse de cycle de vie de cas d'usages du stockage d'électricité - Autoconsommation](#)

^{vi} Service Stratégies Internationale et Commerciale, Grand Port Maritime de la Réunion

Annexes

Annexe 1 - Méthodologie de l'étude

La présente étude constitue une mise à jour des travaux de l'Observatoire Énergie Réunion relatifs au coût de la dépendance énergétique du territoire. Elle s'inscrit dans la continuité de l'étude couvrant la période 2000-2021, tout en introduisant plusieurs évolutions méthodologiques.

Périmètre des ressources et logique d'analyse

Cette étude vise à caractériser des dynamiques économiques plutôt qu'à fournir des montants exacts. Les résultats présentés ont ainsi vocation à être considérés comme des ordres de grandeur cohérents permettant d'analyser les dynamiques économiques.

Elle couvre les principales ressources énergétiques importées à La Réunion, classées selon leur usage principal (production d'électricité, transport, autres usages) et leur nature (fossile ou renouvelable).

Ressources suivies	Usage	Nature
Charbon / houille	Production d'électricité	Fossile
Pellets de bois	Production d'électricité	Renouvelable
Fioul lourd (FO2)	Production d'électricité	Fossile
Biomasse liquide (biodiesel / EMAG)	Production d'électricité	Renouvelable
Gazole (GNR) – électricité	Production d'électricité	Fossile
Bioéthanol	Production d'électricité	Renouvelable
Essence (SP)	Transport	Fossile
Gazole / diesel – mobilité	Transport	Fossile
Carburéacteurs	Transport	Fossile
Gaz butane	Autres usages	Fossile
Gazole (GNR) – autres usages (dont variations de stock)	Autres usages	Fossile
Autres pétroles lampants (excl. carburéacteurs)	Autres usages	Fossile

Les importations de gazole sont ventilées entre usages à partir des clés de répartition annuelles du Bilan Énergétique de La Réunion (BER). La catégorie « autres usages » du GNR inclut implicitement des variations de stocks, ce qui limite l'interprétation économique directe de ses évolutions.

L'analyse des usages est réalisée en énergie primaire : l'électricité consommée n'est pas directement attribuée aux secteurs finaux, mais rattachée aux ressources importées utilisées pour la produire, afin d'éviter tout double comptage.

Discontinuités avec les travaux précédents

Plusieurs évolutions méthodologiques doivent être prises en compte par rapport à l'étude CDE précédente :

- Montants exprimés en euros constants (base 2021), précédemment exprimés en euros courants ;
- Intégration des carburéacteurs et des pétroles lampants, précédemment exclus ;
- Intégration du gaz butane au libellé « fossile » dans les analyses globales et par natures ;
- Modification de certaines méthodes d'estimation, notamment pour l'essence dont les volumes et la valeur 2021 étaient des reconstructions des données de 2019 dans l'étude précédente.

Ces évolutions améliorent la robustesse de l'analyse mais introduisent des ruptures de série.

Sources de données

Les données principales (tonnes, valeurs CAF courantes, origines) proviennent du service Kiosque de la Direction Générale des Douanes et Droits Indirects (DGDDI). Des écarts légers peuvent apparaître avec le BER, liés à des différences de périmètre, de temporalité et de méthodes de comptabilisation (décalages d'enregistrement).

Avant 2021, les données du commerce extérieur étaient déjà soumises au secret statistique, reposant notamment sur un seuil minimal de trois opérateurs et un critère de dominance (un opérateur représentant plus de 85 % du flux). Depuis 2021, ces règles font l'objet d'une application plus systématique et harmonisée, limitant davantage la diffusion de données fines.

En cas de secret statistique, les données sont complétées par celles de l'Observatoire Énergie Réunion et par des informations communiquées par les acteurs du secteur et les partenaires d'Énergies Réunion.

Autres sources publiques mobilisées :

- Commission de régulation de l'énergie (CRE) pour les coûts d'achat d'électricité en ZNI ;
- Grand Port Maritime pour les droits de port ;
- Service RITA (DGDDI) pour les données fiscales ;
- Comptes administratifs régionaux pour la TSCC ;
- Arrêtés préfectoraux pour les prix des carburants et du gaz.

Les données individuelles détenues par les opérateurs économiques sont protégées par le secret des affaires et ne présentent pas de caractère public ; en l'absence d'obligation légale de transmission, les entreprises sont libres de refuser leur communication, notamment lorsque ces informations présentent un enjeu commercial ou stratégique. Malgré des sollicitations auprès de plusieurs acteurs du secteur, certaines données n'ont ainsi pas pu être collectées, ce qui limite l'accès à des informations fines et a parfois nécessité le recours à des estimations, des hypothèses et des reconstitutions à partir de sources disponibles.

Pour la TVA, les estimations ne reposent pas exclusivement sur les données issues du service RITA, mais intègrent également une interprétation des textes juridiques et réglementaires applicables afin de reconstituer au mieux l'assiette taxable et les taux effectivement appliqués, en l'absence de validation opérationnelle.

Traitements et transformations

Les quantités sont converties en kilotonnes équivalent pétrole (ktep) à partir du tableau de conversion du BER, afin d'exprimer l'ensemble des ressources dans une unité énergétique commune et comparable, indépendamment de leur nature physique.

Facteurs de conversion utilisés (ktep/kg ; ici présentés arrondis) :

Ressource	Avant 2017	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024
Charbon	0,62	0,62	0,61	0,61	0,61	0,58	0,59	0,58	0
Pétrole brut, gazole, fioul domestique, produits à usages non énergétiques	1	1	1	1	1	1	1	1	1,02
GPL	1,1	1,1	1,1	1,1	1,1	1,1	1,1	1,1	1,1
Essence moteur et carburacteur	1,05	1,05	1,05	1,05	1,05	1,05	1,05	1,05	1,05
Fioul lourd	0,95	0,95	0,95	0,96	0,96	0,96	0,96	1,02	1,02
Bioéthanol	-	-	0,6	0,6	0,6	0,6	0,6	0,54	0,54
Biodiesel	-	-	-	0,9	0,9	0,9	0,9	0,9	0,9
Biomasse (pellets de bois)	-	-	-	-	-	-	0,41	0,43	0,42

Certains calculs, notamment les recettes de vente théoriques ainsi que la TSCC, nécessitent également une conversion des tonnages vers d'autres unités. Les facteurs de conversion employés sont ceux du BER, présentés ci-après :

Produits	Densité (t/m3)
Essence	0,755
Gazole	0,845

Conformément aux recommandations de l'Insee, les valeurs monétaires sont exprimées en euros constants base 2021 afin de neutraliser l'inflation et permettre des comparaisons temporelles pertinentes. Le choix de 2021 repose sur son caractère récent et antérieur au choc inflationniste de 2022.

Facteurs de conversion utilisés :

Année	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025
Facteur	1,12	1,1	1,08	1,07	1,06	1,06	1,06	1,05	1,03	1,02	1,02	1	0,95	0,91	0,89	0,88

Méthodes d'estimation

Certaines séries sont reconstituées en l'absence de données complètes :

- Reconstruction de la valeur CAF 2024 des pellets et du biodiesel à partir de leur coût unitaire 2023 (en euros constants) ;
- Reconstruction de la valeur CAF de l'essence 2021–2022 à partir du coût unitaire 2023 ajusté selon l'évolution du prix du baril de Brent (corrigé de l'inflation).

La reconduction du coût unitaire 2023 en euros constants 2021 pour les pellets de bois et le biodiesel ne vise pas à affirmer une stabilité effective des prix CAF en 2024. Elle constitue une

hypothèse provisoire, retenue faute de données locales consolidées, afin d'intégrer la hausse des volumes sans introduire une hypothèse de prix 2024 non vérifiable. Les données de marché nationales et internationales ne sont pas directement transposables aux importations réunionnaises, compte tenu des différences de produits, d'usages, de fret, de stockage et de contractualisation. Les données CRE sur les coûts d'achat de l'électricité, dont les coûts unitaires des filières biomasse solide et bioliquide apparaissent relativement stables entre 2023 et 2024, apportent toutefois un élément de cohérence à cette reconduction, sans permettre de déduire directement une stabilité du coût unitaire CAF de ces combustibles.

Les données douanières complètes relatives à la valeur CAF de l'essence ne sont disponibles qu'à partir de 2023. Pour 2021 et 2022, la valeur CAF a donc été estimée à partir du coût unitaire observé en 2023, ajusté selon l'évolution du prix annuel moyen du Brent exprimé en euros constants 2021.

Année	Brent utilisé (€ constants 2021)
2021	59,91 €
2022	91,05 €
2023	69,43 €

Décomposition des variations annuelles - Partie 1, II.A, figure 14

Les variations annuelles de la facture énergétique sont décomposées en trois effets :

- Effet volume : variation liée à l'évolution du volume total importé, à structure et coûts unitaires constants ;
- Effet structure : variation liée à la modification du mix importé, à volume total donné et coûts unitaires de référence ;
- Effet prix : variation liée à l'évolution des coûts unitaires des ressources.

La décomposition est additive : la somme des effets volume, structure et prix correspond à la variation annuelle observée de la valeur CAF. Pour les ressources nouvelles, absentes en t-1 mais présentes en t, le coût unitaire de l'année d'entrée est utilisé comme référence afin d'affecter leur apparition à l'effet structure.

Traitement des données de la CRE relatives à l'électricité achetée par EDF SEI

Les données de la CRE relatives à l'électricité achetée par EDF SEI sont mobilisées comme un éclairage complémentaire sur les coûts d'achat de l'électricité. Elles permettent de suivre les volumes d'électricité achetée, la valeur d'achat associée et le coût unitaire moyen par catégorie contractuelle. Ces catégories ne recoupent toutefois pas strictement les combustibles physiques suivis. Afin d'interpréter les catégories « bagasse-charbon » et « biomasse », un rapprochement a été réalisé avec les données de production nette d'électricité du BER, exprimées en GWh.

Catégorie CRE	2021	2022	2023	2024
Bagasse-charbon	Totalité de l'électricité issue du charbon importé + totalité de	Totalité de l'électricité issue du charbon importé + totalité de	Totalité de l'électricité issue du charbon importé + une partie de l'électricité issue de	Électricité issue du charbon résiduel, correspondant à

	l'électricité issue de la bagasse locale	l'électricité issue de la bagasse locale	la bagasse locale (≈ 47 % de la bagasse totale)	l'écoulement des derniers stocks
Composition approximative de l'électricité achetée dans la catégorie charbon-bagasse	≈ 81 % charbon / 19 % bagasse	≈ 76 % charbon / 24 % bagasse	≈ 81 % charbon / 19 % bagasse	≈ 100 % charbon
Biomasse	/	Totalité de l'électricité issue des pellets de bois importés	Totalité de l'électricité issue des pellets importés + une partie de l'électricité issue de la bagasse locale (≈ 53 % de la bagasse totale)	Totalité de l'électricité issue des pellets importés + totalité de l'électricité issue de la bagasse locale
Composition approximative de l'électricité achetée dans la catégorie biomasse	/	≈ 100 % pellets de bois	≈ 75 % pellets / 25 % bagasse	≈ 80 % pellets / 20 % bagasse

La catégorie CRE « thermique » est rattachée, dans l'étude, aux catégories reposant majoritairement sur des ressources importées. Elle correspond essentiellement à de l'électricité produite à partir de combustibles thermiques importés, notamment fioul lourd et GNR. Elle intègre toutefois du bioéthanol, dont une partie est produite localement.

Ces rapprochements doivent être lus comme des ordres de grandeur méthodologiques et non comme une ventilation officielle de la CRE par combustible. Ils impliquent que les ratios comparant la valeur CAF des combustibles importés à la valeur d'achat de l'électricité associée portent sur des catégories contractuelles parfois hybrides. En particulier, les catégories CRE « charbon-bagasse » et « biomasse » classée dans cette étude comme reposant majoritairement sur des ressources importées intègrent également, selon l'année, de la bagasse locale.

Traitement de la fiscalité

L'analyse économique de la dépendance énergétique repose sur la valeur CAF des importations, c'est-à-dire avant fiscalité, marges, coûts de distribution, etc.

Les prélèvements fiscaux et redevances portuaires sont analysés séparément et considérés comme des transferts internes entre agents économiques et administrations. Ils ne réduisent pas la sortie de richesse associée aux importations.

La TSCC est intégrée à l'analyse en raison de son lien direct avec les carburants routiers importés, bien qu'elle soit assise sur leur mise à la consommation et non sur leur importation au sens strict. À l'inverse, d'autres prélèvements sur la mise à la consommation, tels que l'accise sur l'électricité, ne sont pas retenus dans le périmètre car ils relèvent d'une fiscalité aval de la production et de la consommation électrique totale et ne peuvent pas être directement rattachés aux seules ressources énergétiques importées.

Certaines assiettes fiscales sont reconstituées à partir d'hypothèses simplificatrices sur les taux et les bases applicables, en l'absence de données exhaustives. Se référer à l'annexe 3.

Limites

Les résultats doivent être interprétés comme des ordres de grandeur en raison de plusieurs limites :

- Secret statistique et confidentialité des données limitant l'accès aux données détaillées ;
- Reconstructions partielles de certaines séries ;

- Approximation de certaines bases fiscales ;
- Concentration des importations d'énergies renouvelables sur un nombre limité de filières (notamment pellets et biodiesel), influençant les coûts unitaires moyens.

L'étude ne prend pas en compte :

- Les importations liées aux infrastructures énergétiques nécessaires au développement des ENR locales ;
- Certaines ressources marginales ou émergentes (bois-énergies, etc.) ;
- Les coûts opérationnels détaillés associés aux différentes filières de production électrique. Les entretiens menés avec les directions des centrales de Port Est et de Bois-Rouge indiquent par exemple que la conversion vers le biodiesel ou les pellets ont réduit certains coûts annexes, comme le chauffage préalable du fioul lourd ou certaines contraintes d'entretien liées au charbon. Ces éléments ne sont toutefois pas quantifiés dans cette étude et ne remettent pas en cause l'analyse de la valeur CAF des combustibles importés.

Annexe 1bis - Glossaire

Assiette fiscale

Base sur laquelle est calculée une taxe. Par exemple, certaines taxes sont calculées à partir de la valeur des importations (valeur CAF) ou des volumes importés.

Biomasse

Ensemble des matières organiques (bois, déchets végétaux, huiles, etc.) utilisées pour produire de l'énergie.

Biocarburants

Carburants produits à partir de biomasse, comme le biodiesel ou le bioéthanol, utilisés en substitution partielle ou totale des carburants fossiles.

Coefficient de variation

Indicateur de l'amplitude de variation d'une donnée dans le temps par rapport à une moyenne.

Consommation finale d'énergie

Énergie effectivement utilisée par les consommateurs (transport, logement, industrie), après transformation et distribution.

Consommation d'énergie primaire

Quantité totale d'énergie mobilisée avant transformation, incluant toutes les ressources utilisées sur le territoire.

Coût unitaire

Prix moyen d'une ressource énergétique par unité d'énergie (€/ktep), obtenu en divisant la valeur par la quantité.

Coût unitaire moyen pondéré

Prix moyen d'un ensemble de ressources, calculé en tenant compte de leur poids respectif dans les volumes importés.

Dépendance énergétique

Part de l'énergie consommée qui repose sur des ressources importées.

Effet de structure

Part de l'évolution de la facture énergétique liée à une modification du mix énergétique (par exemple l'effet du remplacement du fioul par du biodiesel).

Effet prix

Part de l'évolution de la facture énergétique liée à la variation des prix des ressources.

Effet volume

Part de l'évolution de la facture énergétique liée à la variation des quantités importées.

Énergie

Capacité à produire chaleur, mouvement ou électricité.

Énergie primaire

Énergie disponible dans la nature avant transformation (pétrole, vent, soleil, biomasse...).

Énergie secondaire

Énergie obtenue après transformation d'une énergie primaire (par exemple l'électricité).

Électricité

Énergie produite à partir d'énergies primaires.

Énergies fossiles

Ressources issues de matières organiques anciennes (pétrole, charbon, gaz), non renouvelables à l'échelle de temps humaine.

Énergies renouvelables (ENR)

Sources d'énergie qui se renouvellent naturellement (soleil, vent, eau, biomasse). Elles ne sont pas nécessairement neutres en impact environnemental : certaines, comme la biomasse, émettent du CO₂ lors de leur combustion. Ce CO₂ est généralement considéré comme biogénique, c'est-à-dire issu du cycle naturel du carbone, et donc « neutre » à l'échelle de ce cycle.

Euros constants (base 2021)

Valeurs monétaires corrigées de l'inflation pour comparer les montants dans le temps à pouvoir d'achat constant.

Euros courants

Valeurs monétaires observées à une date donnée, sans correction de l'inflation.

Facture énergétique

Montant total des importations d'énergie du territoire, mesuré en valeur CAF.

Fiscalité

Ensemble des taxes perçues par les administrations publiques.

Gazole non routier (GNR)

Type de gazole utilisé pour certains usages spécifiques (production d'électricité, engins non routiers).

Importations énergétiques

Ensemble des ressources énergétiques achetées à l'extérieur du territoire.

Ktep (kilotonne équivalent pétrole)

Unité de mesure de l'énergie permettant de comparer différentes ressources (1 ktep = 1 000 tonnes équivalent pétrole).

Mix électrique

Répartition des différentes sources d'énergie utilisées pour produire de l'électricité sur un territoire.

Mix énergétique

Répartition des différentes sources d'énergie utilisées sur un territoire, tous usages confondus.

Part en valeur

Poids (%) d'une ressource dans la valeur totale.

Part en volume

Poids (%) d'une ressource dans le volume total.

Point de pourcentage (pt)

Unité qui mesure l'écart entre deux pourcentages. Elle s'exprime en "points" et non en pourcentage. Les points de pourcentage servent à comparer des niveaux, alors que les pourcentages servent à mesurer des variations relatives.

Ressource énergétique

Produit ou matière utilisé pour produire de l'énergie (fioul, gazole, biomasse, etc.).

Secret statistique

Règle empêchant la diffusion de données permettant d'identifier une entreprise.

TCAM — Taux de croissance annuel moyen

Taux moyen d'évolution annuelle d'une variable sur une période donnée. Il permet de résumer une évolution de long terme en indiquant le rythme annuel moyen de croissance ou de recul, même lorsque les variations d'une année à l'autre sont irrégulières.

Valeur

Montant monétaire associé à une quantité.

Valeur CAF

Valeur monétaire d'un volume importé au moment de son arrivée au port. Elle comprend le prix du bien, le transport et l'assurance, mais exclut les taxes et les coûts après arrivée.

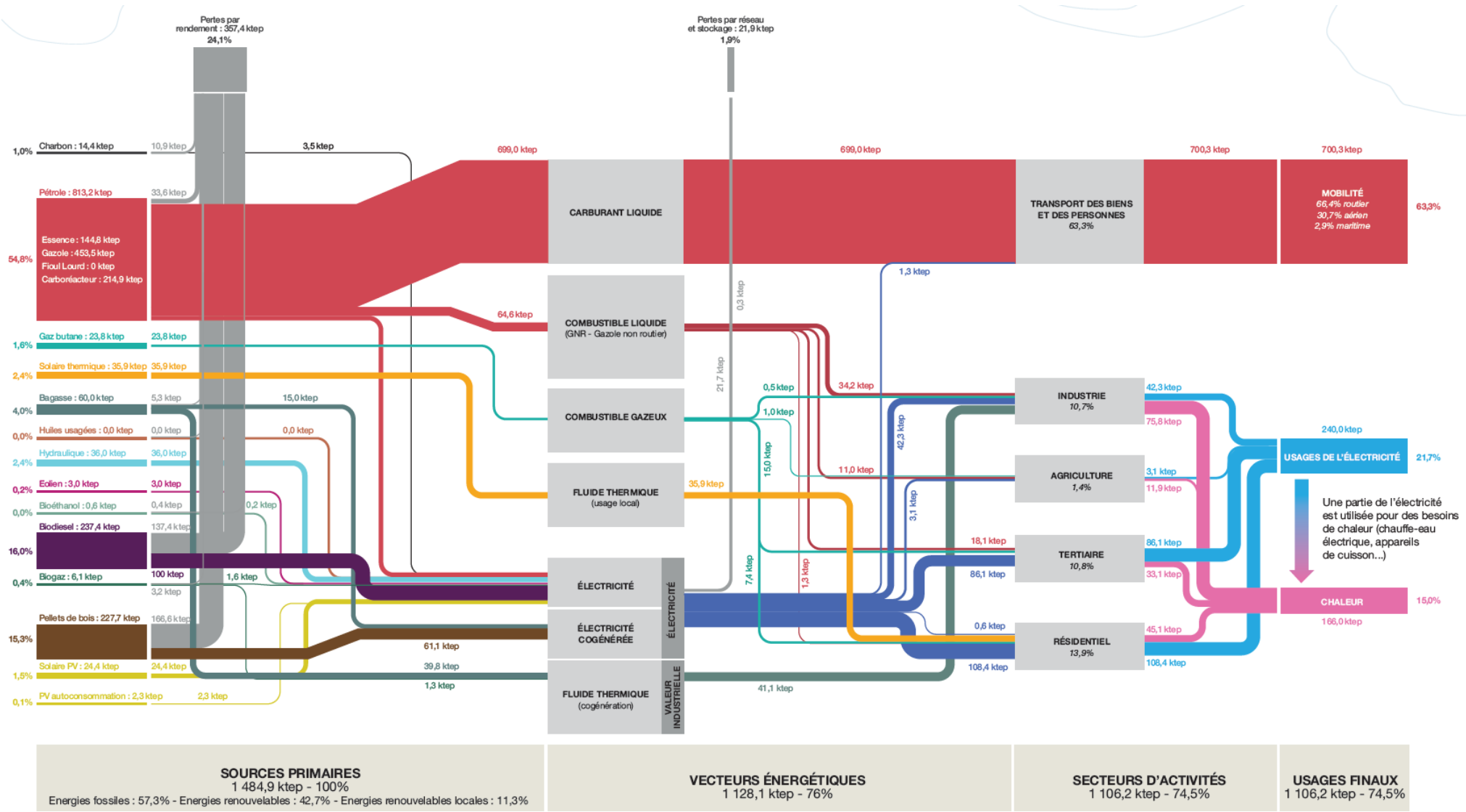
Variation annuelle

Évolution (%) entre deux années consécutives.

ZNI (zone non interconnectée)

Territoire dont le réseau électrique est isolé et doit produire localement son électricité.

Annexe 2 – Schéma énergétique de La Réunion 2024 (bilan énergétique de La Réunion 2024)



Annexe 3 – Taux retenus pour l'estimation des recettes fiscales et redevances portuaires

Ressource	Année	Droits de douanes	Octroi de mer externe	Octroi de mer régional	TSCC (€/hl)	Redevance portuaire sur le débarquement des marchandises (€/t)	TVA
Pellets de bois	2021	0,0%	4,0%	2,5%		1,8608	8,5%
	2022					2,1645	
	2023					2,2143	
	2024					2,2763	
Biodiesel	2023	0,0%	4,0%	2,5%		4,4	0,0%
	2024					4,5232	3,01%
Fioul Lourd	2021	3,5%	4,0%	2,5%		5,0405	0,0%
	2022	3,5%				5,0909	
	2023	1,75%				5,208	
Essence	2021	4,7%	20,5%	2,0%	58,24	26,6802	0,0%
	2022	2,35%				26,947	
	2023	2,35%				27,5668	
	2024	0,0%				28,3387	
Gazole	2021	0,0%	2,5%	2,5%	36,13	11,3999	0,0%
	2022					11,5139	
	2023					11,7787	
	2024					12,1085	
Charbon	2021	0,0%	4,0%	2,5%		3,139	8,5%
	2022					3,1704	
	2023					3,2433	
Gaz Butane	2021	0,0%	0,0%			4,4606	0,0%
	2022					4,5052	
	2023					4,6088	
	2024					4,7378	
Bioéthanol	2021	0,0%	4,0%	2,5%		67,1928	8,5
	2022					67,4647	
	2023					69,4256	
	2024					71,3695	
Carburéacteurs	2021	0,0%	0,0%			4,4805	0,0%

	2022					4,5253	
	2023					4,6294	
	2024					4,759	
Autres pétroles lampants	2021	2,35%	4,0%	2,5%		4,4805	0,0%
	2022	2,35%				4,5253	
	2023	2,35%				4,6294	
	2024	0,0%				4,759	

Annexe 3bis - Hypothèses retenues pour l'estimation des droits de douane

L'estimation des droits de douane repose sur l'application de taux du tarif extérieur commun, combinée à des hypothèses simplifiées concernant l'origine géographique des importations, en l'absence de données exhaustives. Deux types de situations sont distingués :

- Application du taux du régime général pour des importations en provenance de pays tiers sans préférence tarifaire ;
- Application d'un taux nul pour des importations supposées en provenance de pays bénéficiant de préférences tarifaires.

Pour certaines ressources, un taux nul est retenu sur l'ensemble de la période, soit en raison de leur classification douanière, soit du fait de régimes préférentiels dominants. Pour d'autres, des hypothèses de répartition entre origines à taux plein et à taux nul sont formulées.

Lorsque ces hypothèses de répartition reposent sur l'origine géographique des importations, la ventilation disponible en volume est utilisée comme clé de répartition des valeurs CAF. Cette méthode revient à appliquer aux valeurs monétaires la répartition par origine observée sur les quantités importées. Elle introduit une approximation lorsque les coûts unitaires diffèrent selon les pays fournisseurs, mais permet d'appliquer les taux de droits de douane aux parts de valeur estimées par origine.

Les hypothèses retenues sont les suivantes :

Ressources soumises à un taux nul sur l'ensemble de la période (2021–2024)

- Pellets de bois : 0 %
- Biodiesel : 0 %
- Gazole : 0 %
- Charbon : 0 %
- Butane : 0 %
- Bioéthanol : 0 %
- Carburéacteurs : 0 %

Fioul lourd (FO2)

- 2021 : 3,5 % (hypothèse : 100 % Émirats arabes unis – régime général)
- 2022 : 3,5 % (hypothèse : 100 % Émirats arabes unis – régime général)
- 2023 : 1,75 % en moyenne (hypothèse : 50 % Malaisie à 3,5 % – régime général ; 50 % Singapour et Afrique du Sud à 0 % – préférences tarifaires)

Essence

- 2021 : 4,7 % (hypothèse : 100 % Émirats arabes unis – régime général)

- 2022 : 2,35 % en moyenne (hypothèse : 50 % Émirats arabes unis à 4,7 % ; 50 % Singapour à 0 %)
- 2023 : 2,35 % en moyenne (hypothèse : 50 % Malaisie à 4,7 % ; 50 % Singapour et Afrique du Sud à 0 %)
- 2024 : 0 % (hypothèse : 100 % Singapour – préférences tarifaires)

Autres pétroles lampants

- 2021 : 2,35 % en moyenne (hypothèse : 50 % Émirats arabes unis à 4,7 % – régime général ; 50 % Singapour à 0 % – préférences tarifaires)
- 2022 : 2,35 % en moyenne (hypothèse : 50 % Émirats arabes unis à 4,7 % – régime général ; 50 % Singapour à 0 % – préférences tarifaires)
- 2023 : 2,35 % en moyenne (hypothèse : 50 % Malaisie à 4,7 % – régime général ; 50 % Singapour et Afrique du Sud à 0 % – préférences tarifaires)
- 2024 : 0 % (hypothèse : 100 % Singapour à 0 % – préférences tarifaires)

Annexe 4 - Complément de lecture des importations énergétiques en tonnes et euros courants

Cette annexe propose une lecture complémentaire de l'étude principale, en exprimant les importations énergétiques en tonnes, en euros courants et en coût moyen par tonne.

Les tonnes renseignent les masses physiques importées et éclairent donc davantage les enjeux logistiques, portuaires et de transport maritime. En revanche, une tonne de pellets, de biodiesel, de gazole ou de butane ne contient pas la même quantité d'énergie ; le coût en €/t doit donc être lu comme un indicateur complémentaire au coût en €/ktep.

Année	Volume importé (t)	Évolution volume	Valeur CAF (M€ courants)	Évolution valeur	Coût moyen (€ courants/t)	Rappel coût moyen (€ courants/ktep)	Évolution €/t	Rappel volume (ktep)
2021	1 499 777	-	599	-	400	471 000	-	1 272
2022	1 383 807	-7,7 %	1 094	+82,5 %	791	888 000	+97,8 %	1 232
2023	1 494 567	+8 %	1 086	-0,7 %	727	856 000	-8,1 %	1 269
2024	1 626 116	+8,8 %	1 339	+23,2 %	823	1 028 000	+13,3 %	1 303

Entre 2021 et 2024, les masses (t) importées augmentent de 8,4 %, contre 2,4 % en ktep. Cette différence confirme que la recomposition du mix ne modifie pas seulement la valeur des importations : elle change aussi la matérialité physique de la dépendance. **En 2024, les ressources renouvelables importées représentent 51,1 % des tonnes importées, contre 36,7 % des volumes exprimés en ktep** et 55,5 % de la valeur CAF en euros courants.

Le cas des pellets est particulièrement intéressant. En 2024, ils représentent 556 881 t pour 231,7 ktep, soit 2 403 t/ktep. Ce ratio est nettement supérieur à celui des ressources fossiles prises dans leur ensemble (965 t/ktep en 2024). Autrement dit, une même quantité d'énergie exprimée en ktep nécessite une masse beaucoup plus importante lorsqu'elle est importée sous forme de pellets.

Cet indicateur est utile pour qualifier les enjeux logistiques de la transition du mix électrique. Les pellets atteignent 34,2 % des masses importées en 2024, alors qu'ils représentent 26,6 % de la valeur CAF en euros courants et 17,8 % des volumes exprimés en ktep. **Leur poids physique élevé implique, à quantité d'énergie (ktep) égale, des besoins plus importants en transport maritime, manutention portuaire, stockage et rotations logistiques que les produits à plus fort contenu énergétique par tonne.** Les données disponibles ne permettent toutefois pas d'isoler la part exacte du fret, de la manutention ou du stockage dans la valeur CAF.

La comparaison en €/t nuance également la lecture par ressource. En 2024, les pellets affichent un coût moyen de 639 €/t, contre 1 416 €/t pour le biodiesel. Cette différence ne signifie toutefois pas que les pellets pèsent moins fortement sur la facture énergétique : leur contenu énergétique par tonne, inférieur aux autres ressources importées, implique des masses importées beaucoup plus importantes pour une même quantité d'énergie. À l'inverse, le biodiesel présente un coût par tonne supérieur, mais un ratio masse/énergie plus faible. Ces deux ressources contribuent donc à la hausse du coût du mix importé par des mécanismes différents : les pellets par leur poids physique et logistique, le biodiesel par son coût unitaire supérieur et sa montée rapide en volume.

En 2024, les importations destinées à la production d'électricité représentent 879 063 t, soit 54 % des masses importées, contre 677 394 t pour la mobilité, soit 42 %. La hiérarchie est inverse en ktep : la mobilité demeure le premier poste d'importation énergétique, avec environ 54 % des volumes énergétiques importés, devant la production d'électricité, autour de 40 %. La production

d'électricité devient donc le premier poste en tonnes et en valeur courante, tandis que la mobilité reste le premier poste en énergie importée.

Table par ressource :

Année	Ressource	Volume (t)	Part tonnes	Rappel ktep	t/ktep	Valeur CAF (M€ courants)	Part valeur	€/t
2021	Gaz butane	21 790	1,5 %	23,9	910	14,5	2,4 %	666
	Gazole autres usages	40 298	2,7 %	40,4	997	20,9	3,5 %	520
	Pétrole lampant	76	0,0 %	0,1	1 104	0,1	0,0 %	1 325
	Carburéacteurs	150 903	10,1 %	158,6	952	81,3	13,6 %	539
	Essence	111 423	7,4 %	117,1	952	74,4	12,4 %	668
	Gazole mobilité	350 064	23,3 %	351,2	997	182,0	30,4 %	520
	Biodiesel	0	0,0 %	0,0	-	0,0	0,0 %	-
	Bioéthanol	1 275	0,1 %	0,8	1 675	1,3	0,2 %	996
	Pellets de bois	214	0,0 %	0,1	2 461	0,1	0,0 %	617
	Charbon	561 602	37,4 %	328,6	1 709	71,0	11,8 %	126
	Fioul lourd	245 443	16,4 %	234,5	1 047	145,0	24,2 %	591
	GNR - électricité	16 689	1,1 %	16,7	997	8,7	1,4 %	520
2022	Gaz butane	21 951	1,6 %	24,1	910	18,9	1,7 %	862
	Gazole autres usages	38 844	2,8 %	39,0	997	40,2	3,7 %	1 036
	Pétrole lampant	64	0,0 %	0,1	1 116	0,1	0,0 %	2 028
	Carburéacteurs	200 384	14,5 %	210,6	952	205,4	18,8 %	1 025
	Essence	121 514	8,8 %	127,7	952	129,8	11,9 %	1 068
	Gazole mobilité	349 592	25,3 %	350,7	997	362,0	33,1 %	1 036
	Biodiesel	0	0,0 %	0,0	-	0,0	0,0 %	-
	Bioéthanol	1 710	0,1 %	1,0	1 675	2,0	0,2 %	1 170
	Pellets de bois	39 886	2,9 %	16,2	2 459	25,8	2,4 %	646
	Charbon	331 356	23,9 %	195,5	1 695	104,0	9,5 %	314
	Fioul lourd	262 321	19,0 %	250,6	1 047	189,1	17,3 %	721
	GNR - électricité	16 185	1,2 %	16,2	997	16,8	1,5 %	1 036
2023	Gaz butane	19 676	1,3 %	21,6	910	14,2	1,3 %	723
	Gazole autres usages	19 358	1,3 %	19,4	997	16,0	1,5 %	825
	Pétrole lampant	83	0,0 %	0,1	1 001	0,2	0,0 %	2 106
	Carburéacteurs	207 954	13,9 %	218,5	952	170,4	15,7 %	819
	Essence	122 597	8,2 %	128,8	952	104,3	9,6 %	850
	Gazole mobilité	344 810	23,1 %	345,9	997	284,3	26,2 %	825
	Biodiesel	136 166	9,1 %	122,6	1 111	188,6	17,4 %	1 385
	Bioéthanol	960	0,1 %	0,5	1 836	1,3	0,1 %	1 385
	Pellets de bois	238 341	15,9 %	102,5	2 326	153,9	14,2 %	646
	Charbon	230 685	15,4 %	132,8	1 737	39,0	3,6 %	169
	Fioul lourd	133 609	8,9 %	135,9	983	81,0	7,5 %	606
	GNR - électricité	40 329	2,7 %	40,5	997	33,3	3,1 %	825
2024	Gaz butane	20 643	1,3 %	22,7	910	15,5	1,2 %	750
	Gazole autres usages	48 945	3,0 %	50,0	978	35,8	2,7 %	732
	Pétrole lampant	72	0,0 %	0,1	979	0,1	0,0 %	1 930
	Carburéacteurs	204 763	12,6 %	215,2	952	152,4	11,4 %	744
	Essence	140 750	8,7 %	147,9	952	113,6	8,5 %	807
	Gazole mobilité	331 881	20,4 %	339,3	978	242,9	18,1 %	732
	Biodiesel	272 988	16,8 %	245,8	1 111	386,5	28,9 %	1 416
	Bioéthanol	678	0,0 %	0,4	1 838	0,9	0,1 %	1 313
	Pellets de bois	556 881	34,2 %	231,7	2 403	355,8	26,6 %	639
	Charbon	0	0,0 %	0,0	-	0,0	0,0 %	-
	Fioul lourd	0	0,0 %	0,0	-	0,0	0,0 %	-
	GNR - électricité	48 516	3,0 %	49,6	978	35,5	2,7 %	732

Table par nature de ressource :

Année	Catégorie	Volume (t)	Part tonnes	Rappel ktep	Part ktep	Valeur CAF (M€ courants)	Part valeur	€/t	t/ktep
2021	Renouvelables	1 489	0,1 %	0,8	0,1 %	1,4	0,2 %	942	1 756
	Fossiles	1 498 288	99,9 %	1271,2	99,9 %	598,0	99,8 %	399	1 179
2022	Renouvelables	41 596	3,0 %	17,2	1,4 %	27,8	2,5 %	667	2 412
	Fossiles	1 342 211	97,0 %	1214,5	98,6 %	1066,3	97,5 %	794	1 105
2023	Renouvelables	375 467	25,1 %	225,6	17,8 %	343,9	31,7 %	916	1 664
	Fossiles	1 119 100	74,9 %	1043,6	82,2 %	742,6	68,3 %	664	1 072
2024	Renouvelables	830 547	51,1 %	477,9	36,7 %	743,1	55,5 %	895	1 738
	Fossiles	795 569	48,9 %	824,8	63,3 %	595,9	44,5 %	749	965

Table par usage de destination des ressources

Année	Usage	Volume (t)	Part tonnes	Rappel ktep	Part ktep	Valeur CAF (M€ courants)	Part valeur	€/t	t/ktep
2021	Production d'électricité	825 223	55,0 %	580,7	45,7 %	226,1	37,7 %	274	1 421
	Mobilité	612 390	40,8 %	626,9	49,3 %	337,7	56,3 %	551	977
	Autres usages	62 165	4,1 %	64,4	5,1 %	35,6	5,9 %	572	965
2022	Production d'électricité	651 458	47,1 %	479,6	38,9 %	337,6	30,9 %	518	1 358
	Mobilité	671 491	48,5 %	689,0	55,9 %	697,2	63,7 %	1 038	975
	Autres usages	60 858	4,4 %	63,1	5,1 %	59,3	5,4 %	974	964
2023	Production d'électricité	780 090	52,2 %	534,8	42,1 %	497,1	45,8 %	637	1 459
	Mobilité	675 361	45,2 %	693,3	54,6 %	559,0	51,5 %	828	974
	Autres usages	39 116	2,6 %	41,1	3,2 %	30,4	2,8 %	776	951
2024	Production d'électricité	879 063	54,1 %	527,5	40,5 %	778,6	58,1 %	886	1 667
	Mobilité	677 394	41,7 %	702,4	53,9 %	509,0	38,0 %	751	964
	Autres usages	69 660	4,3 %	72,8	5,6 %	51,4	3,8 %	738	957

Le ratio t/ktep mesure la masse importée nécessaire pour obtenir une kilotonne équivalent pétrole. Plus ce ratio est élevé, plus la ressource pèse physiquement pour une même quantité d'énergie.

Fiscalité et redevances théoriques en euros courants

Année	Droits de douane	Octroi de mer total	Droits de port	TSCC	TVA	Recettes totales
2021	8,6	41,5	11,5	235,6	6,6	304
2022	9,7	71,0	12,1	243,2	11,9	348
2023	3,9	70,2	13,0	242,0	17,6	347
2024	0,0	89,6	14,4	250,5	44,7	399

En euros courants, le total des recettes fiscales et redevances théoriques passe de 304 M€ en 2021 à 399 M€ en 2024, soit une hausse de 31,4 %. Cette hausse reste nettement inférieure à celle de la valeur CAF en euros courants des importations énergétiques (+123,4 %).

Annexe 5 – Table des illustrations

Figure 1 : Facture énergétique et volumes d'énergie importée (M€ constants 2021 ; ktep) - Auteur : OER	7
Figure 2 : Facture énergétique rapportée au PIB et aux importations de marchandises (%) - Auteur : OER	8
Figure 3 : Structure des volumes importés et coût unitaire CAF (ktep ; €/ktep constants 2021) - Auteur : OER	8
Figure 4 : Répartition sectorielle de la facture énergétique des importations énergétiques (M€ constants 2021) - Auteur : OER	9
Figure 5 : Recettes fiscales, redevances et poids dans la facture énergétique (M€ constants 2021 ; %) - Auteur : OER.....	10
Figure 6 : Évolution du taux de dépendance énergétique de La Réunion depuis 2011 en pourcentage (BER 2024, Edition 2025).....	12
Figure 7 : Répartition des consommations d'énergie primaire en 2024 en pourcentage et en ktep (source : BER 2024, Edition 2025)	13
Figure 8 : Évolution de la consommation d'énergie primaire de 2010 à 2024 en ktep (source : BER 2024, Edition 2025)	13
Figure 9 : Mix de production électrique en 2024 en pourcentages (source : BER 2024, Edition 2025)	14
Figure 10 : Évolution du mix de production électrique de 2010 à 2024 en GWh (source BER 2024, Edition 2025).....	14
Figure 11 : Évolution de la consommation finale d'électricité par secteur de 2012 à 2024 (source : BER 2024, Edition 2025)	15
Figure 12 : Évolution de la consommation finale d'énergie des transports de 2012 à 2024 (source : BER 2024, Edition 2025)	15
Figure 13 : Évolution de la consommation finale de chaleur de 2012 à 2024 (source : BER 2024, Edition 2025).....	15
Figure 14 : Volumes d'importations énergétiques (ktep) - Auteur : OER.....	18
Figure 15 : Valeur CAF des importations énergétiques (M€ constants 2021) - Auteur : OER.....	19
Figure 16 : Coût unitaire CAF des importations énergétiques (€/ktep constants 2021) - Auteur : OER	20
Figure 17 : Poids de la valeur CAF dans le PIB et les importations de marchandises (%) - Auteur : OER	21
Figure 18 : Volumes d'importations de ressources énergétiques (ktep) - Auteur : OER.....	23
Figure 19 : Valeur CAF des importations de ressources énergétiques (M€ constants 2021) - Auteur : OER	23
Figure 20 : Décomposition de la variation annuelle de la facture énergétique : effets prix, volume, structure (M€ constants 2021) - Auteur : OER	24
Figure 21 : Coût unitaire de l'énergie importée (€/ktep constants 2021) - Auteur : OER.....	25
Figure 22 : Indice mondial des prix de l'énergie (base 2021 = 100) - Auteur : OER ; source : IMF ..	25

Figure 23 : Facture énergétique rapportée au PIB (%) - Auteur : OER.....	26
Figure 24 : Intensité énergétique importée (ktep/M€ de PIB constants 2021) - Auteur : OER.....	27
Figure 25 : Volumes et valeur CAF des ressources importées pour l'électricité (ktep ; M€ constants 2021) - Auteur : OER	28
Figure 26 : Valeur des ressources importées pour l'électricité rapportée à la facture énergétique (%) - Auteur : OER.....	29
Figure 27 : Coût unitaire moyen des ressources importées pour l'électricité (€/ktep ; €/MWh constants 2021) - Auteur : OER	30
Figure 28 : Importations de charbon en volume et en valeur (ktep ; M€ constants 2021) - Auteur : OER	31
Figure 29 : Coût unitaire d'importation du charbon (€/ktep constants 2021) - Auteur : OER	32
Figure 30 : Électricité achetée issue de la catégorie CRE charbon-bagasse (GWh ; €/MWh constants 2021) - Auteur : OER	33
Figure 31 : Importations de pellets de bois en volume et en valeur (ktep ; M€ constants 2021) - Auteur : OER	34
Figure 32 : Coût unitaire d'importation des pellets de bois (€/ktep constants 2021) - Auteur : OER	34
Figure 33 : Électricité achetée issue du mix biomasse (GWh ; €/MWh constants 2021) - Auteur : OER	36
Figure 34 : Importations de fioul lourd en volume et en valeur (ktep ; M€ constants 2021) - Auteur : OER	37
Figure 35 : Coût unitaire d'importation du fioul lourd (€/ktep constants 2021) - Auteur : OER.....	37
Figure 36 : Électricité achetée issue de la catégorie CRE « thermique » (GWh ; €/MWh constants 2021) - Auteur : OER	39
Figure 37 : Importations de biodiesel en volume et en valeur (ktep ; M€ constants 2021) - Auteur : OER	40
Figure 38 : Répartition des importations de biodiesel par pays d'origine en 2023 et 2024 (% des volumes importés ; source : GPM)	41
Figure 39 : Électricité achetée issue de la filière bioliquide (GWh ; €/MWh constants 2021) - Auteur : OER	41
Figure 40 : Importations de GNR pour l'électricité en volume et en valeur (ktep ; M€ constants 2021) - Auteur : OER	43
Figure 41 : Coût unitaire d'importation du gazole (€/ktep constants 2021) - Auteur : OER	43
Figure 42 : Importations de bioéthanol en volume et en valeur (ktep ; M€ constants 2021) - Auteur : OER	45
Figure 43 : Coût unitaire d'importation du bioéthanol (€/ktep constants 2021) - Auteur : OER.....	46
Figure 44 : Volumes et valeur CAF des ressources importées pour le transport (ktep ; M€ constants 2021) - Auteur : OER	47
Figure 45 : Valeur des ressources importées pour le transport rapportée à la facture énergétique (%) - Auteur : OER.....	47
Figure 46 : Importations d'essence en volume et en valeur (ktep ; M€ constants 2021) - Auteur : OER	48

Figure 47 : Coût unitaire d'importation de l'essence (€/ktep constants 2021) - Auteur : OER	49
Figure 48 : Prix de vente de l'essence et part du coût CAF dans le prix de vente (€/ktep constants 2021 ; %) - Auteur : OER	50
Figure 49 : Importations de gazole routier en volume et en valeur (ktep ; M€ constants 2021) - Auteur : OER	51
Figure 50 : Prix de vente du gazole routier et part du coût CAF dans le prix de vente (€/ktep constants 2021 ; %) - Auteur : OER	52
Figure 51 : Importations de carburéacteurs en volume et en valeur (ktep ; M€ constants 2021) - Auteur : OER	53
Figure 52 : Coût unitaire d'importation des carburéacteurs (€/ktep constants 2021) - Auteur : OER	53
Figure 53 : Importations de gaz butane en volume et en valeur (ktep ; M€ constants 2021) - Auteur : OER	55
Figure 54 : Coût unitaire d'importation du gaz butane (€/ktep constants 2021) - Auteur : OER	56
Figure 55 : Prix public du gaz butane et part du coût CAF dans le prix de vente (€/ktep constants 2021 ; %) - Auteur : OER	57
Figure 56 : Importations de GNR hors production d'électricité (ktep ; M€ constants 2021) - Auteur : OER	58
Figure 57 : Importations de pétroles lampants hors carburéacteurs (ktep ; M€ constants 2021) - Auteur : OER	58
Figure 58 : Répartition sectorielle de la facture énergétique (M€ constants 2021) - Auteur : OER	61
Figure 59 : Recettes fiscales, redevances et poids dans la facture énergétique (M€ constants 2021 ; %) - Auteur : OER	63
Figure 60 : Droits de douane théoriques par ressource (M€ constants 2021) - Auteur : OER	64
Figure 61 : Octroi de mer total théorique par ressource (M€ constants 2021) - Auteur : OER	65
Figure 62 : Droits de port théoriques de débarquement par ressource (M€ constants 2021) - Auteur : OER	67
Figure 63 : TSCC théorique sur l'essence et le gazole (M€ constants 2021) - Auteur : OER	68
Figure 64 : TVA théorique à l'importation par produit (M€ constants 2021) - Auteur : OER	69