



Rapport d'évaluation de l'OAT verte

Impact environnemental d'un ensemble de politiques publiques encourageant les énergies renouvelables

Équipe d'évaluation

Maxime Chammas, Paul Barberi, Guillaume Lhermet

Artelys

Synthèse

Contexte

Le GIEC¹ souligne que *"le changement climatique constitue une menace pour le bien-être humain et la santé de la planète. [...] La poursuite des émissions affectera davantage toutes les composantes majeures du système climatique, et de nombreux changements seront irréversibles à l'échelle des siècles et des millénaires et s'accroîtront avec l'augmentation du réchauffement planétaire."* Le groupe d'expert insiste sur l'urgence d'entreprendre des actions de résilience climatique, car **"la fenêtre de tir permettant d'assurer un avenir viable et durable à tous se referme rapidement."** Le GIEC souligne que *"des mesures d'atténuation profondes, rapides et durables, ainsi qu'une mise en œuvre accélérée de mesures d'adaptation au cours de cette décennie, permettraient de réduire les pertes et dommages projetés pour les humains et les écosystèmes."* Ces mesures d'atténuation comprennent notamment la décarbonation de l'approvisionnement énergétique.

L'Union européenne et la France se sont fixées l'objectif d'atteindre la neutralité carbone d'ici à 2050 pour lutter contre le changement climatique. Ces engagements sont conformes à l'Accord de Paris, dans lequel les pays signataires se sont engagés à limiter l'augmentation de la température moyenne planétaire en dessous de 2 °C par rapport aux niveaux préindustriels, et de préférence à 1,5 °C.

Afin de financer les dépenses du budget de l'État qui contribuent à relever les défis environnementaux, la France a lancé en 2017 la première obligation souveraine verte française, l'OAT verte. Suite à une réorganisation du budget de l'État français en 2021, le soutien aux énergies renouvelables en France a été inclus dans les dépenses éligibles aux OAT vertes. Grâce à cette intégration, **une augmentation significative des dépenses éligibles totales a eu lieu en 2021 par rapport à 2020 (15 milliards d'euros contre 8 milliards d'euros), le soutien aux énergies renouvelables représentant 34 % des dépenses éligibles.**

Objectif de l'étude

L'objectif de la présente évaluation est de fournir des indicateurs qualitatifs et quantitatifs sur les principaux impacts environnementaux des dépenses allouées au soutien des énergies renouvelables en France. Ce rapport porte ainsi sur l'impact environnemental des énergies renouvelables subventionnées, tant en France métropolitaine que dans les zones non interconnectées (Corse et Outre-mer). L'objectif est de **fournir une vue d'ensemble des impacts des systèmes de production d'énergie renouvelable subventionnés**². Conformément à la nomenclature budgétaire, les énergies renouvelables étudiées dans ce rapport sont :

¹ Groupe d'experts intergouvernemental sur l'évolution du climat (GIEC), rapport de synthèse AR6, 2023

² Le terme énergies renouvelables *subventionnées* est utilisé dans ce rapport pour parler des productions bénéficiant d'un soutien étatique (des subventions). Parler d'*incitations* économiques aurait également été

- | En France métropolitaine, l'éolien terrestre et en mer, le solaire photovoltaïque, la petite hydroélectricité, et le biométhane.
- | Dans les zones non interconnectées (ZNI), l'ensemble des énergies renouvelables électriques (sauf la bagasse lorsqu'elle est en co-combustion avec du charbon).

L'impact principal des énergies renouvelables étant la réduction des émissions de gaz à effet de serre, ce sujet constitue le cœur de cette étude. Les autres types d'impact étudiés comprennent : la réduction des émissions de polluants atmosphériques et les coûts évités associés, la pollution de l'eau et des sols, l'usage de ressources minérales et le recyclage, l'occupation des sols, la préservation de la biodiversité et des zones naturelles, et l'adaptation au changement climatique.

Méthodologie

L'étude repose sur une approche à la fois quantitative et qualitative. Les principaux impacts (en particulier les émissions de gaz à effet de serre, mais aussi les émissions de polluants atmosphériques, l'utilisation de matières premières et l'occupation des sols) ont été quantifiés à l'aide d'une méthodologie dédiée comparant un scénario de référence à un scénario contrefactuel. Cette analyse quantitative est complétée par des éléments qualitatifs issus d'une revue de littérature couvrant tous les impacts environnementaux des renouvelables (biodiversité, pollution de l'eau et des sols, adaptation au changement climatique, etc.).

L'évaluation quantitative se fonde sur la comparaison de scénarios de référence avec des scénarios contrefactuels, d'une part sur la période historique de soutien aux énergies renouvelables (de 2000 à 2021), et d'autre part pour les décennies à venir à l'aide de scénarios prospectifs (jusqu'en 2040). L'approche prospective permet d'analyser les impacts potentiels que les capacités renouvelables installées et subventionnées aujourd'hui auront dans le futur. Les "scénarios de référence" consistent en un développement des énergies renouvelables identique aux données historiques et conforme aux scénarios prospectifs retenus³. Les "scénarios contrefactuels" sont similaires en tous points aux scénarios de référence, sauf qu'ils n'incluent pas de capacités renouvelables supplémentaires par rapport au début de la période d'étude. Afin de simuler l'intégration des énergies renouvelables au réseau électrique français dans ces scénarios tout en tenant compte des interconnexions avec les pays voisins, le système électrique européen a été simulé à l'aide d'Artelys Crystal Super Grid⁴. Ce logiciel **modélise le système électrique européen avec un pas de temps horaire, en tenant compte de**

pertinent pour souligner le fait que le coût financier des installations renouvelables ne se compense sur les marchés qu'à travers la vente d'énergie et de crédits carbone, ce qui ne prend vraisemblablement pas en compte l'ensemble des externalités positives des renouvelables (sur le climat, la santé, etc.).

³ Deux scénarios prospectifs de l'étude *Transition(s) 2050* ont été utilisés (S2 et S3Nuc). Ces deux scénarios, conçus par l'ADEME (agence française de la transition écologique), sont contrastés et constituent une référence partagée de futurs énergétiques possibles pour la France.

⁴ <https://www.artelys.com/fr/artelys-crystal/super-grid/>

diverses contraintes telles que la variabilité climatique des énergies renouvelables, les échanges entre les pays européens et l'optimisation des installations de stockage.

Cette méthodologie permet d'estimer à la fois quel moyen de production électrique est remplacé par les énergies renouvelables, et où il est remplacé (en France ou ailleurs en Europe). Les émissions de gaz à effet de serre sont ensuite estimées à l'aide de facteurs d'émission en cycle de vie, afin de prendre en compte les émissions des technologies de production sur l'intégralité de leur chaîne de valeur. Enfin, une méthodologie d'annualisation des impacts est utilisée pour prendre en compte les émissions évitées sur toute la durée de vie des installations renouvelables et les allouer équitablement sur leur durée de subvention. D'autres facteurs sont utilisés pour estimer la pollution de l'air, les besoins en matières premières et l'occupation des sols.

Résultats clés

Atténuation du changement climatique

Ces dernières années, l'électricité renouvelable produite en France métropolitaine a presque exclusivement remplacé des productions thermiques, en grande majorité dans les pays voisins (entre 75% et 86%). Avec les scénarios prospectifs retenus, les modélisations montrent que l'électricité renouvelable supplémentaire remplacera principalement des productions à partir de gaz et permettra de produire plus d'hydrogène par électrolyse (remplaçant ainsi une production d'hydrogène qui se ferait sinon à partir d'énergie fossile, par vaporeformage du méthane).

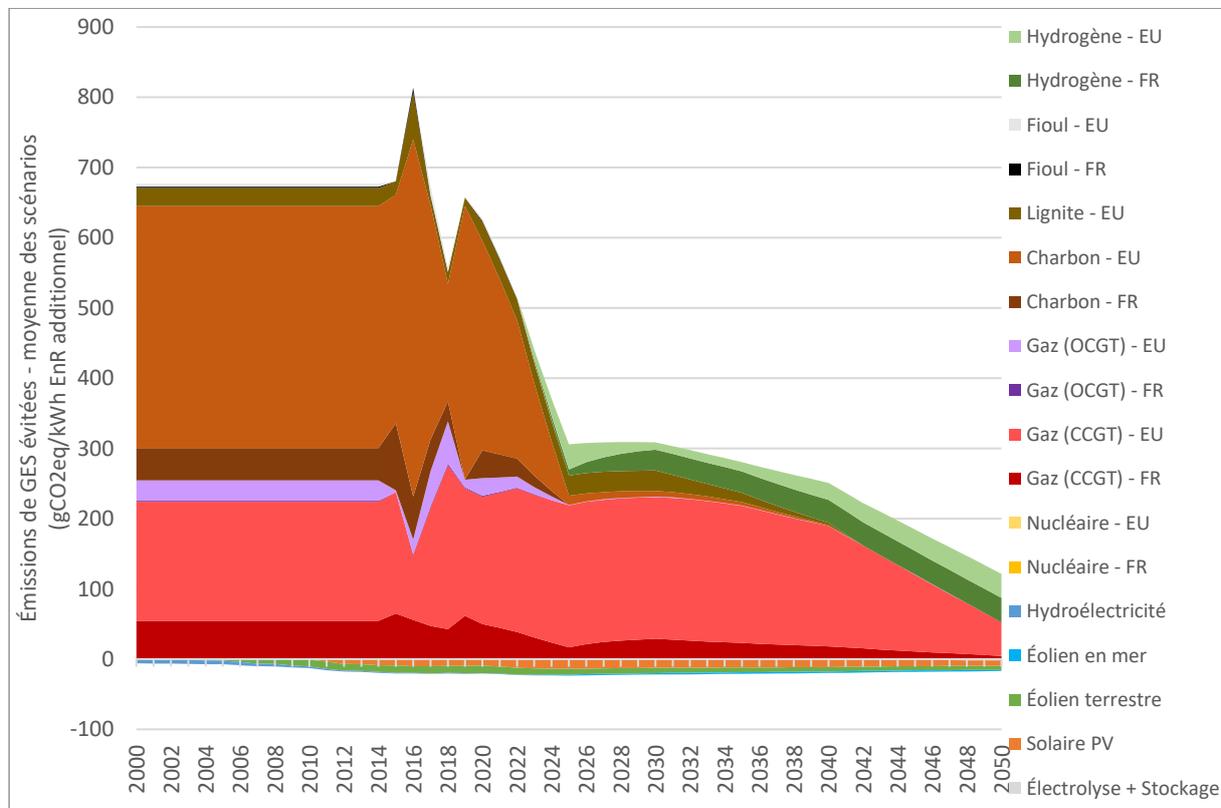


Figure 1 : Émissions de GES évitées par source de production remplacée, en gCO₂eq/kWh d'énergies renouvelables supplémentaires

Dans les zones non interconnectées, l'électricité renouvelable subventionnée et financée par les OAT vertes remplace exclusivement des productions à partir de combustibles fossiles, essentiellement au fioul, sauf à La Réunion et en Guadeloupe où la production des centrales à charbon restantes est elle aussi progressivement remplacée. Certaines contraintes pourraient néanmoins apparaître à l'avenir avec l'augmentation de la part des énergies renouvelables, ce qui rendrait nécessaires des moyens de flexibilité supplémentaires (par exemple de stockage) pour gérer la variabilité de la production renouvelable.

En 2021, en analyse de cycle de vie, on estime les **émissions de gaz à effet de serre évitées** à :

- | 24,3 MtCO₂eq (avec annualisation) pour la production d'électricité renouvelable subventionnée en France métropolitaine (49,8 TWh de production), avec 85 % de ces émissions évitées dans les pays voisins.
- | 0,7 MtCO₂eq pour la production de biométhane subventionnée en France métropolitaine (4,3 TWh).
- | 2,7 MtCO₂eq pour la production d'électricité renouvelable dans les zones non interconnectées (3 TWh).

Les émissions évitées par les énergies renouvelables subventionnées représentent environ 4,5% de l'empreinte carbone totale de la France en 2019 (605 MtCO₂eq). On souligne que la quantification des émissions évitées porte uniquement sur le système électrique lui-même. La prise en compte des émissions indirectement évitées par les renouvelables, grâce à une production accrue permettant l'électrification d'usages émetteurs (chauffage, industrie, transport), améliorerait ce bilan.

En moyenne, 180 € de subventions ont été dépensés pour chaque tonne de CO₂eq évitée, pour la production électrique renouvelable en France métropolitaine depuis 2014. Il existe une disparité significative entre les subventions au solaire d'une part, et à l'éolien et l'hydroélectricité d'autre part, en raison des tarifs d'achat d'électricité élevés pour les panneaux solaires sur toiture de 2008 à 2011 (546 €/MWh en 2010). Depuis le moratoire sur le photovoltaïque fin 2010 (qui visait à permettre au gouvernement et aux acteurs de l'industrie de discuter des niveaux de subvention), les tarifs d'achat ont diminué, conduisant à une plus faible différence entre le photovoltaïque et les autres technologies.

Réduction de la pollution de l'air, de l'eau et des sols⁵

Les émissions de polluants atmosphériques (PM_{2.5}, SO₂, NO_x, COVnm) évitées par la production renouvelable sont du même ordre de grandeur que les émissions actuelles du système électrique français dans son ensemble⁶. Ces émissions évitées représentent une petite fraction des émissions totales en France (moins de 1 % pour tous les polluants considérés), mais prendre en compte les réductions indirectes d'émissions grâce à l'électrification améliorerait ce bilan.

⁵ Se référer à la section 6.1 pour l'étude sur la pollution de l'air, de l'eau et des sols

⁶ Sachant que la plupart des réductions sont situées dans les pays voisins, et non en France.

Avec un impact direct sur la santé, et de manière plus marginale sur les cultures, les forêts et les matériaux de construction, l'impact des polluants locaux peut être converti en coûts de dommages équivalents pour ces secteurs. Selon la méthodologie utilisée pour les évaluer, **ces coûts évités de la pollution atmosphérique pourraient varier entre 0,9 et 7,6 milliards d'euros (pays voisins compris) pour la période 2000-2021, à comparer aux 39 milliards d'euros de subventions aux énergies renouvelables sur la même période.**

Concernant la pollution de l'eau et des sols, la plupart des bénéfices des renouvelables sont directement corrélés au remplacement des combustibles fossiles, lesquels présentent des risques de pollution sur l'ensemble de leur chaîne de valeur, de la production à l'utilisation. Les énergies renouvelables peuvent également avoir des impacts négatifs sur la pollution locale, principalement en lien avec l'extraction des matières premières nécessaires à la construction des différents composants des panneaux solaires et des éoliennes, mais aussi lors des travaux d'installation.

Utilisation des matières premières et recyclage⁷

Le développement des énergies renouvelables augmentera significativement la consommation de matières premières pour la production d'énergie, car l'intensité matière de l'éolien et du solaire est significativement plus élevée que pour d'autres technologies bas-carbone (hydroélectricité, nucléaire) ou fossiles. D'ici à 2050, la consommation de matières premières associée à la transition énergétique sera particulièrement élevée, en particulier pour les véhicules électriques, les réseaux électriques et les systèmes de production d'énergie renouvelable. Les besoins des renouvelables représenteront l'équivalent d'environ 10 % de la production d'aluminium, 5 % de la consommation de cuivre, et 5% de la production d'acier françaises actuelles. Les batteries des véhicules électriques, dont les capacités de stockage seront utiles pour faciliter l'intégration d'une part croissante de renouvelables intermittents dans le système électrique, nécessiteront des quantités significatives de lithium, de nickel et de cobalt, mais assez peu de terres rares.

Les métaux utilisés dans les systèmes renouvelables pourraient être réutilisés ou recyclés après leur décommissionnement pour satisfaire la demande d'autres industries. **Concernant les panneaux solaires, environ 95 % des ressources (en masse) peuvent être recyclées**, mais il reste une marge de progrès concernant la séparation du verre et des films semi-conducteurs, selon l'EEA. **Pour les éoliennes, environ 90 % des matériaux peuvent être recyclés ou réutilisés**, mais le recyclage des matériaux composites des pales des éoliennes reste un défi nécessitant des efforts de recherche. Les besoins en matières premières pourraient être réduits grâce à une efficacité énergétique accrue et par de la sobriété.

⁷ Se référer à la section 6.2 pour l'étude des besoins en matières premières et le recyclage

Préservation de la biodiversité et des espaces naturels⁸

Le changement climatique et la perte de biodiversité sont des enjeux liés, et, selon l'IPBES, le changement climatique est l'un des cinq moteurs directs du changement de la biodiversité et des écosystèmes. Les énergies renouvelables, en contribuant à l'atténuation du changement climatique, s'avèrent ainsi utiles à la protection de la biodiversité.

Néanmoins, les énergies renouvelables génèrent des pressions sur la biodiversité, notamment à travers les changements d'occupation des sols associés aux installations renouvelables. **Dans les scénarios prospectifs retenus, en 2050, l'occupation des sols liée aux énergies renouvelables électriques représenterait environ 2 à 3 % de la superficie totale de la France pour les surfaces de « co-usage », et 0,6 % des surfaces artificialisées françaises.** Outre la mobilisation des friches industrielles, différentes solutions peuvent permettre d'atténuer l'impact des énergies renouvelables, comme l'agrivoltaïsme, un développement plus important des panneaux solaires sur toiture (même s'ils sont associés à un coût plus élevé), ou l'installation de panneaux flottants sur des lacs artificiels.

En exploitation, les énergies renouvelables présentent des impacts négatifs pour la biodiversité, en particulier les éoliennes qui sont associées à une surmortalité des oiseaux et chiroptères. Cet impact est en moyenne relativement limité par rapport à d'autres menaces pesant sur les oiseaux. Des études d'impact sont menées pour chaque projet afin d'atténuer ses impacts environnementaux, de protéger les espèces localement menacées et de limiter les perturbations à proximité des parcs éoliens.

Adaptation au changement climatique⁹

La production solaire et éolienne en France ne sera pas significativement affectée à l'avenir en raison du changement climatique. La production hydroélectrique sera légèrement plus impactée, avec une variation des cycles hydrologiques, mais le volume annuel moyen de précipitations ne devrait pas changer de manière significative, selon RTE.

Les énergies renouvelables peuvent également, dans une certaine mesure, contribuer directement à l'adaptation au changement climatique, grâce à des synergies possibles avec la production photovoltaïque, notamment par le biais de l'agrivoltaïsme et des installations solaires sur les plans d'eau pour limiter l'évaporation.

⁸ Se référer à la section 6.3 pour l'étude de la protection de la biodiversité et la préservation des espaces naturels

⁹ Se référer à la section 6.4 pour l'étude de l'adaptation au changement climatique

Table des matières

SYNTHESE.....	2
TABLE DES MATIERES	8
TABLE DES ILLUSTRATIONS	11
GLOSSAIRE DES ACRONYMES	15
1 INTRODUCTION	17
2 LES MECANISMES DE SUBVENTION AUX ENR EN FRANCE.....	19
2.1 DESCRIPTION DES DIFFERENTS MECANISMES DE SUBVENTION ENR	19
2.2 SUBVENTIONS DANS LE CONTEXTE DE CRISE ENERGETIQUE	21
2.3 HISTORIQUE DES SUBVENTIONS	22
2.3.1 FRANCE METROPOLITAINE	22
2.3.2 ZONES NON INTERCONNECTEES (ZNI).....	26
2.4 ALIGNEMENT DES SUBVENTIONS AVEC LA TAXONOMIE EUROPEENNE	27
2.4.1 DEFINITION.....	27
2.4.2 ALIGNEMENT DES PROJETS SUBVENTIONNES	28
3 EVOLUTION DU MIX ENERGETIQUE FRANÇAIS ET DECARBONATION	30
3.1 LES ENERGIES RENOUVELABLES DANS LE MIX ENERGETIQUE	30
3.2 HISTORIQUE DE PRODUCTION ET SCENARIOS D'EVOLUTION DU MIX ELECTRIQUE FRANÇAIS	31
3.2.1 PRODUCTION ELECTRIQUE EN FRANCE METROPOLITAINE	31
3.2.2 PRODUCTION ELECTRIQUE DANS LES ZONES NON INTERCONNECTEES (ZNI).....	33
3.3 CONTRIBUTION GLOBALE DES ENR ELECTRIQUES A LA DECARBONATION DU MIX ENERGETIQUE FRANÇAIS	34
3.3.1 STRATEGIE DE DECARBONATION FRANÇAISE ET EUROPEENNE.....	34
3.3.2 CONTRIBUTION DE L'ELECTRIFICATION ET DEVELOPPEMENT DES ENR ELECTRIQUES	36
3.3.3 ÉVALUATION DE L'IMPACT ENVIRONNEMENTAL DES RENOUVELABLES SUBVENTIONNES DANS LE CONTEXTE DE DECARBONATION EN FRANCE ET EN EUROPE.....	36
4 DESCRIPTION METHODOLOGIQUE DE L'ETUDE, ET MODELISATION DES SCENARIOS CONTREFACTUELS	38

4.1	PRINCIPE DE L'ÉTUDE D'IMPACT : SCENARIOS CONTREFACTUELS.....	38
4.2	METHODOLOGIE DE MODELISATION	41
4.2.1	MODELISATION POUR LA FRANCE METROPOLITAINE	41
4.2.2	MODELISATION POUR LES ZONES NON INTERCONNECTEES (ZNI)	43
4.3	RESULTATS DES MODELISATIONS DE L'IMPACT DES ENR SUR LA PRODUCTION ELECTRIQUE.....	44
4.3.1	MODELISATION DES REMPLACEMENTS DE PRODUCTION EN METROPOLE.....	44
4.3.2	MODELISATION DES REMPLACEMENTS DE PRODUCTION DANS LES ZNI.....	49
5	ATTENUATION DU CHANGEMENT CLIMATIQUE	53
5.1	FACTEURS D'EMISSION RETENUS.....	53
5.2	EMISSIONS DE GES DE LA PRODUCTION ELECTRIQUE EN ANALYSE DE CYCLE DE VIE	54
5.3	QUANTIFICATIONS DES GAINS EN TERMES D'EMISSIONS DE GES.....	56
5.3.1	FRANCE METROPOLITAINE	56
5.3.2	ZONES NON INTERCONNECTEES (ZNI)	60
5.4	COMPARAISON DES EMISSIONS DE GES EVITEES AUX SUBVENTIONS.....	62
5.4.1	FRANCE METROPOLITAINE	62
5.4.2	ZONES NON INTERCONNECTEES (ZNI)	63
5.4.3	DIFFERENCE PAR RAPPORT A UN COUT D'ABATTEMENT.....	64
5.5	BIOMETHANE.....	64
5.6	COMPARAISON DES EMISSIONS DE GES EVITEES A L'ENSEMBLE DES EMISSIONS FRANÇAISES	65
6	IMPACTS ENVIRONNEMENTAUX AUTRES QUE LES GES	67
6.1	POLLUTION DE L'AIR, DE L'EAU ET DES SOLS	67
6.1.1	POLLUTION DE L'AIR EVITEE	67
6.1.2	COUTS DE DOMMAGES DE LA POLLUTION DE L'AIR	73
6.1.3	POLLUTION DE L'EAU ET DES SOLS	75
6.2	UTILISATION DES MATIERES PREMIERES ET RECYCLAGE.....	78
6.2.1	IMPACT MATIERES PREMIERES.....	78
6.2.2	RECYCLAGE	85
6.3	IMPACT SUR LA BIODIVERSITE ET PRESERVATION DES ESPACES NATURELS	88
6.3.1	OCCUPATION DES SOLS ET PRESERVATION DES ESPACES NATURELS	88
6.3.2	BIODIVERSITE	94
6.4	ADAPTATION AU CHANGEMENT CLIMATIQUE	99
7	ANNEXES	102
7.1	PRODUCTION ELECTRIQUE PAR ZNI.....	102
7.2	ARTELYS CRYSTAL SUPER GRID.....	106

7.3	SPECIFICITES DE MODELISATION DU PASSE ET DU FUTUR POUR LA FRANCE METROPOLITAINE.....	108
7.3.1	SPECIFICITES DE MODELISATION POUR LE FUTUR.....	108
7.3.2	SPECIFICITES DE MODELISATION POUR LE PASSE.....	108
7.4	RESULTATS PAR SCENARIO	112
7.4.1	REPRESENTATION DES CHANGEMENTS DE PRODUCTION PAR FILIERE POUR LES ANNEES MODELISEES.....	112
7.4.2	RESULTATS PAR SCENARIO SUR LES EMISSIONS DE GES	113
7.5	RECONSTITUTION DES DONNEES DE PRODUCTION, HYPOTHESES ET ENJEUX DE MODELISATION POUR LES ZNI	117
7.5.1	METHODOLOGIE DE RECONSTITUTION DES PRODUCTIONS HISTORIQUES DANS LES ZNI	117
7.5.2	METHODOLOGIE D'ÉVALUATION PROSPECTIVE DES PRODUCTIONS DANS LES ZNI	117
7.5.3	HYPOTHESES DES REMPLACEMENTS DE PRODUCTION DANS LES ZNI.....	118
7.5.4	ANALYSE DES ENJEUX DE MODELISATION POUR LES ZNI	120
7.6	ANNEXES SUR LES EMISSIONS DE GES.....	122
7.6.1	GENERALITES SUR LES FACTEURS D'ÉMISSIONS DE GES RETENUS.....	122
7.6.2	FACTEURS D'ÉMISSIONS DE GES SPECIFIQUES AUX ZNI	123
7.6.3	INTENSITE CARBONE DES MIX ELECTRIQUES EN METROPOLE ET DANS LES ZNI	124
7.7	ANNEXE SUR LA POLLUTION ATMOSPHERIQUE	126
7.7.1	PERIMETRE ET FACTEURS D'ÉMISSION RETENUS.....	126
7.7.2	HYPOTHESES SUR LES COUTS DE LA POLLUTION ATMOSPHERIQUE	127
7.7.3	COUTS EVITES POUR LA POLLUTION ATMOSPHERIQUE, ANNUALISES	129
7.8	PRINCIPE D'ANNUALISATION DE L'IMPACT DES RENOUVELABLES	132
7.8.1	IDÉE GÉNÉRALE.....	132
7.8.2	CALCULS DETAILLES POUR L'ANNUALISATION DE L'IMPACT DES ENR.....	132

Table des illustrations

Figure 1 : Émissions de GES évitées par source de production remplacée, en gCO ₂ eq/kWh d'énergies renouvelables supplémentaires	4
Figure 2 : Schéma des mécanismes de soutien à la production électrique en ZNI	21
Figure 3 : Production subventionnée en France métropolitaine par année (TWh)	23
Figure 4 : Pourcentage de la production totale qui est subventionnée par EnR en France métropolitaine.....	24
Figure 5 : Capacités installées subventionnées en France métropolitaine par année (GW)	24
Figure 6 : Montant total des subventions en France métropolitaine (en millions d'euros)	25
Figure 7 : Production de biométhane injectée subventionnée (TWh) et montants de subvention associés (M€).....	25
Figure 8 : Historique de l'énergie subventionnée par année et par ZNI (GWh).....	26
Figure 9 : Historique des montants de subventions par ZNI (en millions d'euros)	27
Figure 10 : Production primaire d'énergie renouvelable en France (source : SDES, <i>Chiffres clés de l'énergie</i>)....	30
Figure 11 : Production électrique en France, historique (2000-2022) et scénario S2 (2023-2050), en TWh. Les valeurs négatives correspondent aux exportations d'électricité : la production (toutes sources confondues) est donc comptabilisée à partir des valeurs négatives.	32
Figure 12 : Production électrique en France, historique (2000-2022) et scénario S3Nuc (2023-2050), en TWh. Les valeurs négatives correspondent aux exportations d'électricité : la production (toutes sources confondues) est donc comptabilisée à partir des valeurs négatives.	32
Figure 13 : Production électrique (GWh) des ZNI, en 2021 et à l'horizon prospectif des scénarios retenus (2038 ou 2033)	33
Figure 14 : Trajectoire d'évolution des émissions et puits de GES en France (source : SNBC)	35
Figure 15 : Production électrique dans les scénarios passé de référence et contrefactuel en métropole (TWh)	40
Figure 16 : Production électrique dans les scénarios prospectifs S2 de référence et contrefactuel en métropole (TWh).....	40
Figure 17 : Production électrique dans les scénarios prospectifs S3Nuc de référence et contrefactuel en métropole (TWh).....	41
Figure 18 : Représentation du système énergétique européen dans Artelys Crystal Super Grid pour le modèle prospectif	42
Figure 19 : Comparaison des indicateurs de production cumulée (août 2030, S3Nuc)	43
Figure 20 : Productions électriques remplacées par les renouvelables supplémentaires sur la période historique (TWh).....	45
Figure 21 : Productions électriques thermiques remplacées et électrolyse additionnelle permise par les renouvelables supplémentaires sur la période prospective, scénario S2 (TWh)	46
Figure 22 : Productions électriques thermiques remplacées et électrolyse additionnelle permise par les renouvelables supplémentaires sur la période prospective, scénario S3Nuc (TWh)	46
Figure 23 : Changements de production en proportion de remplacements, scénario S2	47
Figure 24 : Changements de production en proportion de remplacements, scénario S3Nuc	47
Figure 25 : Production au fioul évitée par ZNI pour la période historique (GWh)	50
Figure 26 : Changements de productions grâce aux renouvelables supplémentaires en 2021 par rapport à 2000 (hors hydroélectricité et hors bagasse non subventionnée) – ETM correspond à énergie thermique des mers.....	50

Figure 27 : Changements de productions grâce aux renouvelables supplémentaires par rapport à 2021, scénarios prospectifs Azur et PPE	51
Figure 28 : Changements de productions grâce aux renouvelables supplémentaires par rapport à 2021, scénarios prospectifs Emeraude	51
Figure 29 : Facteurs d'émissions de gaz à effet de serre en cycle de vie pour le système électrique (gCO ₂ e/kWh)	54
Figure 30 : Emissions de GES liées à la production d'électricité en métropole, historique et scénario S2 (MtCO ₂ e).....	55
Figure 31 : Emissions de GES liées à la production d'électricité en métropole, historique et scénario S3Nuc (MtCO ₂ e).....	55
Figure 32: Emissions de GES liées à la production d'électricité dans les ZNI (MtCO ₂ e)	56
Figure 33: Principe d'annualisation de l'impact des renouvelables subventionnés	57
Figure 34 : Emissions évitées par les renouvelables additionnels (moyennes des scénarios prospectifs), en MtCO ₂ eq	58
Figure 35 : Émissions évitées (moyenne entre les scénarios), en gCO ₂ eq/kWh renouvelable additionnel	58
Figure 36 : Impact carbone annualisé des capacités EnR subventionnées en service l'année donnée, en MtCO ₂ eq	59
Figure 37 : Emissions de GES évitées (en gCO ₂ eq/kWh de production renouvelable additionnelle)	60
Figure 38 : Total des émissions de GES évitées annuellement dans les ZNI, en analyse de cycle de vie (en MtCO ₂ eq).....	61
Figure 39 : Emissions évitées rapportées aux subventions aux renouvelables en métropole (€/tCO ₂ eq).....	62
Figure 40 : Emissions évitées rapportées aux subventions aux renouvelables dans les ZNI (€/tCO ₂ eq)	63
Figure 41 : Emissions de GES du biométhane (ktCO ₂ eq), émissions évitées par le remplacement de gaz naturel (ktCO ₂ eq) et comparaison aux subventions (€/tCO ₂ eq évitée)	65
Figure 42 : Comparaison de l'empreinte carbone avec l'inventaire national des émissions (source : SNBC)	66
Figure 43 : Facteurs d'émission de polluants atmosphériques (g/kWh, facteur d'émissions du CITEPA utilisés par RTE)	68
Figure 44 : Émissions de PM _{2.5} et COVnm évitées par les renouvelables additionnels (g/MWh)	69
Figure 45 : Émissions de SO ₂ et NO _x évitées par les renouvelables additionnels (g/MWh)	69
Figure 46 : Émissions de PM _{2.5} et COVnm évitées (annualisées) par les renouvelables subventionnés (tonnes)	70
Figure 47 : Émissions de SO ₂ et NO _x évitées (annualisées) par les renouvelables subventionnés (tonnes).....	70
Figure 48 : Emissions de polluants atmosphériques pour la production électrique en France en 2020 et comparaison aux émissions évitées par les renouvelables subventionnées en 2021 (tonnes)	71
Figure 49 : Objectifs de réduction d'émissions de polluants atmosphériques	72
Figure 50 : Coûts évités de la pollution de l'air (annualisés) par les EnR subventionnées en 2021 (gauche) et sur la période 2000-2021 (droite), en M€.....	74
Figure 51 : Cuivre utilisé dans le mix de production électrique, en répartissant les besoins en métal sur la durée de vie des actifs (kt).....	79
Figure 52 : Aluminium utilisé dans le mix de production électrique, en répartissant les besoins en métal sur la durée de vie des actifs (kt)	80
Figure 53 : Acier utilisé dans le mix de production électrique, en répartissant les besoins en métal sur la durée de vie des actifs (kt).....	80

Figure 54 : Béton utilisé dans le mix de production électrique, en répartissant les besoins sur la durée de vie des actifs (kt).....	81
Figure 55 : Surfaces imperméabilisées pour le mix électrique (en milliers d'hectares).....	89
Figure 56 : Surfaces artificialisées pour le mix électrique (en milliers d'hectares)	89
Figure 57 : Surfaces de co-usages du mix électrique (en milliers d'hectares)	91
Figure 58 : Production électrique annuelle historique à La Réunion (GWh)	102
Figure 59 : Production électrique annuelle historique en Corse (GWh)	102
Figure 60 : Production électrique annuelle historique en Guadeloupe (GWh)	103
Figure 61 : Production électrique annuelle historique en Martinique (GWh)	103
Figure 62 : Production électrique annuelle historique en Guyane (GWh).....	104
Figure 63 : Production électrique annuelle historique à Mayotte et Saint-Martin (GWh)	104
Figure 64 : Production électrique annuelle historique à Saint-Barthélemy et Saint-Pierre-et-Miquelon (GWh).....	105
Figure 65 : Production électrique annuelle historique à Wallis-et-Futuna et dans les îles du Ponant (GWh)....	105
Figure 66: Illustration du principe de l'algorithme utilisé pour déterminer la technologie de production marginale à l'étranger	110
Figure 67 : Part des imports et exports dus aux renouvelables additionnels dans la référence	111
Figure 68 : Différences de production électrique entre les scénarios de référence et contrefactuel du passé (TWh).....	112
Figure 69 : Différences de production électrique entre les scénarios de référence et contrefactuel S2 (TWh)	112
Figure 70 : Différences de production électrique entre les scénarios de référence et contrefactuel S3Nuc (TWh)	113
Figure 71 : Émissions de GES évitées par les EnR additionnels dans S2 (MtCO ₂ eq).....	113
Figure 72 : Émissions de GES évitées par les EnR additionnels dans S3Nuc (MtCO ₂ eq)	113
Figure 73 : Émissions de GES évitées (scénario S2), en gCO ₂ eq/kWh de renouvelable additionnel	114
Figure 74 : Émissions de GES évitées (scénario S3Nuc), en gCO ₂ eq/kWh de renouvelable additionnel.....	114
Figure 75 : Impact carbone annualisé des capacités EnR subventionnées en service l'année donnée, scénario S2, en MtCO ₂ eq	115
Figure 76: Impact carbone annualisé des capacités EnR subventionnées en service l'année donnée, scénario S3Nuc, en MtCO ₂ eq	115
Figure 77 : Emissions de GES évitées (en gCO ₂ eq/kWh de production renouvelable additionnelle, scénarios Azur et PPE	116
Figure 78 : Emissions de GES évitées (en gCO ₂ eq/kWh de production renouvelable additionnelle, scénarios Émeraude	116
Figure 79 : Chronique de production électrique horaire à la Réunion (début janvier 2018).....	120
Figure 80 : Chronique de production électrique horaire en Guadeloupe (début janvier 2018)	120
Figure 81 : Intensité carbone de la production d'électricité en métropole (gCO ₂ e/kWh)	124
Figure 82: Intensité carbone de la production d'électricité dans les ZNI (gCO ₂ e/kWh)	125
Figure 83 : Facteurs de coûts retenus pour la pollution atmosphérique (VOLY et VSL, en €/tonne de polluant)	128
Figure 84 : Parts relatives des dommages (santé, cultures & forêts, bâti) pour les polluants considérés dans l'étude (moyenne européenne). Estimations VOLY (gauche) et VSL (droite). Note : l'axe vertical est coupé à 90%. D'après des graphiques issus de l'étude de l'EEA.....	129
Figure 85 : Coût évité de la pollution atmosphérique (annualisé) – estimation VOLY minimale (M€).....	129
Figure 86 : Coût évité de la pollution atmosphérique (annualisé) – estimation VOLY maximale (M€)	130

Figure 87 : Coût évité de la pollution atmosphérique (annualisé) – estimation VSL minimale (M€)	130
Figure 88 : Coût évité de la pollution atmosphérique (annualisé) – estimation VSL maximale (M€)	131
Figure 89 : Méthodologie d'annualisation pour l'impact des EnR subventionnés.....	132

Glossaire des acronymes

ACV : Analyse de cycle de vie, méthode d'évaluation des impacts environnementaux sur toute la vie des produits

ADEME : Agence de l'environnement et de la maîtrise de l'énergie, établissement public à caractère industriel et commercial

AIE : Agence internationale de l'énergie, organisation internationale associée à l'OCDE

CCGT : *Combined cycle gas turbine* (centrale à gaz à cycle combiné)

CITEPA : Centre interprofessionnel technique d'études de la pollution atmosphérique, missionné par le ministère en charge de l'environnement de réaliser les inventaires d'émissions de gaz à effet de serre et de polluants atmosphériques

COVnm : Composés organiques volatils non méthaniques, un polluant atmosphérique

CRE : Commission de Régulation de l'Énergie, autorité administrative indépendante en charge de la régulation des marchés du gaz et de l'électricité

EDF-SEI : Direction des systèmes énergétiques insulaires au sein d'EDF (Électricité de France, entreprise publique et principal producteur d'électricité en France), qui gère le système électrique de la plupart des zones non interconnectées (ZNI)

EEA : *European Environment Agency* (Agence européenne pour l'environnement), associée à l'Union Européenne

EnR : Énergie renouvelable

ETM : Énergie thermique des mers

EU : Dans le contexte de cette étude, EU correspond aux pays voisins modélisés (y compris des pays non membres de l'Union Européenne tels que le Royaume-Uni et la Suisse, mais sans certains pays de l'UE éloignés de la France)

FRB : Fondation pour la recherche sur la biodiversité, fondation de coopération scientifique de droit privé

GES : Gaz à effet de serre

GIEC : Groupe d'experts intergouvernemental sur l'évolution du climat, associé à l'ONU

H2 : Hydrogène

IPBES : *Intergovernmental Science-Policy Platform on Biodiversity and Ecosystem Services* (Plateforme intergouvernementale scientifique et politique sur la biodiversité et les services écosystémiques)

NH3 : Ammoniac, un polluant atmosphérique

NO₂ : Dioxyde d'azote, un polluant atmosphérique

NO_x : Oxyde d'azote, ensemble de polluants atmosphériques

OCGT : *Open cycle gas turbine* (centrale à gaz à cycle ouvert)

PM_{2.5} : Particules fines dont le diamètre est inférieur à 2,5 microns, ensemble de polluants atmosphériques

PV : Solaire photovoltaïque

RTE : Réseau de Transport d'Électricité (gestionnaire du réseau de transport d'électricité en France métropolitaine)

SPM : Saint-Pierre-et-Miquelon

SO₂ : Dioxyde de soufre, un polluant atmosphérique

St. Barth. : Saint Barthélemy

UE : Union Européenne

VOLY and VSL : deux approches permettant d'évaluer le coût économique d'une année de vie perdue "*value of a life year*" (valeur d'une année de vie) et "*value of statistical life*" (valeur statistique d'une vie).

WF : Wallis-et-Futuna

ZNI : Zone non interconnectée (Corse, Guadeloupe, La Réunion, Mayotte, Martinique, Guyane, Saint-Martin, Saint-Barthélemy, Saint-Pierre-et-Miquelon, Walls et Futuna, and îles du Ponant)

1 Introduction

L'AFT a lancé en janvier 2017 la première obligation souveraine verte française pour un montant initial de 7 milliards d'euros initialement, l'OAT 1,75% 25 juin 2039. Depuis, deux autres obligations vertes ont été émises par l'AFT : l'OAT 0,50% 25 juin 2044, d'un montant de 7 milliards d'euros (en mars 2021), et l'OAT 0,10% 25 juillet 2038, d'un montant de 4 milliards d'euros (en mai 2022). Ces OAT renforcent le rôle moteur de la France dans la réalisation des objectifs de l'Accord de Paris sur le climat, signé en décembre 2015. Les OAT vertes sont par ailleurs abondées au gré de la demande de marché et dans la limite du montant des dépenses vertes éligibles. En janvier 2023, le montant total des OAT vertes s'élevait ainsi à 52 milliards d'euros¹⁰.

Ces OAT vertes visent à financer des dépenses du budget de l'État contribuant à relever les défis environnementaux. Les objectifs des obligations vertes françaises sont l'atténuation du changement climatique, l'adaptation au changement climatique, la protection de la biodiversité et la réduction de la pollution de l'air, de l'eau et des sols¹¹.

Depuis 2021, les subventions aux énergies renouvelables sont intégrées aux dépenses éligibles à un financement dans le cadre des OAT vertes. Ceci fait suite à une modification de l'organisation du budget de l'État français, le soutien aux énergies renouvelables étant auparavant financé par des taxes affectées à un compte d'affectation spécial. En 2021, 5 148 millions d'euros ont ainsi été alloués au secteur de l'énergie, ce qui représente 34% des fonds levés grâce aux OAT vertes cette année-là.

En sus de la publication annuelle d'un rapport d'allocation et de performance des OAT vertes, la France s'est aussi engagée à rendre compte des impacts environnementaux des dépenses publiques adossées aux émissions de dette verte. Au titre de cet engagement, des évaluations *ex post* des impacts environnementaux des dépenses éligibles adossées aux OAT vertes sont menées sous l'égide du Conseil d'évaluation des OAT vertes. Étant donné l'intégration récente du soutien aux énergies renouvelables dans les dépenses éligibles, il est important d'évaluer dans quelle mesure les énergies renouvelables contribuent à l'atteinte des objectifs environnementaux de la France.

Dans cette perspective, l'objectif de la présente évaluation est de fournir des données qualitatives et quantitatives sur les principaux impacts environnementaux des dépenses allouées au soutien des énergies renouvelables en France. Ce rapport porte ainsi sur l'impact environnemental des énergies renouvelables subventionnées, à la fois en France métropolitaine et dans les zones non interconnectées (Corse et Outre-mer). Le rapport a pour objectif de fournir une vue d'ensemble des impacts des systèmes de production renouvelables subventionnés.

L'impact principal des énergies renouvelables étant la réduction des émissions de gaz à effet de serre, ce sujet constitue le cœur de cette étude. Les autres types d'impact étudiés comprennent : la réduction

¹⁰ Site des OAT vertes : <https://www.aft.gouv.fr/fr/oat-verte>

¹¹ Document cadre des OAT vertes [[Lien](#)]

des émissions de polluants atmosphériques et les coûts évités associés, la pollution de l'eau et des sols, l'usage de ressources minérales et le recyclage, l'occupation des sols, la préservation de la biodiversité et des zones naturelles, et l'adaptation au changement climatique.

2 Les mécanismes de subvention aux EnR en France

2.1 Description des différents mécanismes de subvention EnR

Les différents mécanismes de soutiens

L'État français soutient le développement des énergies renouvelables à travers de nombreux mécanismes. Ce soutien concerne aussi bien les phases amont de recherche et développement, que les phases d'industrialisation, en soutien à l'offre (par exemple par le biais de tarifs d'achat et d'appels d'offres) et au déploiement commercial (par exemple via des dispositifs fiscaux).

Le périmètre de cette étude inclut, au sens de la nomenclature budgétaire française, différentes actions du Programme 345 « Service public de l'énergie » de la loi de finances :

- | Les soutiens aux énergies renouvelables en France métropolitaine (Action 9, à l'exception des bioénergies)
- | Les soutiens à l'injection de biométhane (Action 10)
- | Les soutiens à la transition énergétique en outre-mer (Action 11.01)

Ce soutien aux énergies renouvelables se concrétise à l'aide de deux mécanismes de subventions : les obligations d'achat et les compléments de rémunération. Il s'agit de contrats d'une durée typique de 20 ans, mais cette durée peut varier selon les différentes énergies renouvelables.

- | Dans le cadre de l'obligation d'achat, tout kilowattheure injecté sur le réseau public est acheté par un acheteur obligé (*e.g.* EDF) à un tarif d'achat fixé à l'avance. Le gouvernement compense alors la différence avec les prix du marché. Ils sont souvent liés à des contrats d'obligation d'achat et réservés aux installations de petite taille (moins de 500 kW).
- | Dans le cadre du mécanisme de complément de rémunération, les producteurs renouvelables commercialisent leur production directement sur les marchés. L'écart entre les revenus tirés de cette vente et un niveau de rémunération de référence est ensuite calculé. Lorsque cette différence est positive (c'est-à-dire lorsque les prix du marché sont supérieurs à la rémunération de référence), le mécanisme de complément de rémunération génère des recettes pour les finances publiques. Lorsque cette différence est négative, une prime est payée par l'État français (par l'intermédiaire de l'acheteur obligé) pour compenser cette différence. Ces contrats sont souvent liés à des projets d'énergie renouvelable de plus grande envergure, et une partie de ces contrats sont le résultat d'appels d'offres concurrentiels organisés par le gouvernement français.

On souligne qu'on parlera dans ce rapport *d'énergies renouvelables subventionnées* pour parler des productions bénéficiant d'un soutien étatique (des subventions). Le terme *d'incitations* économiques au lieu de *subventions* aurait également été pertinent. Il souligne le fait que le coût financier des installations renouvelables, qui ne serait porté que par les producteurs sans mécanisme de soutien, ne se compense sur les marchés qu'à travers la vente d'énergie et de crédits carbone, ce qui ne prend vraisemblablement pas en compte l'ensemble des externalités positives des renouvelables. Ces

externalités positives (sur le climat, la santé, etc.) sont ainsi une justification supplémentaire au soutien, qui ne s'explique donc pas uniquement par une moindre rentabilité économique *a priori*.

Énergies renouvelables étudiées au périmètre de ce rapport

Pour des raisons de clarté, lorsqu'on parlera d'énergies renouvelables dans ce rapport, ceci correspondra aux énergies renouvelables qui bénéficient d'un soutien de l'État français et sont incluses dans le périmètre des dépenses éligibles à l'OAT verte. Les renouvelables étudiées sont donc :

- | En métropole :
 - Production d'électricité : éolien terrestre et en mer, solaire photovoltaïque et petite hydroélectricité
 - Production de gaz : injection de biométhane
- | Dans les zones non-interconnectées (ZNI), l'ensemble des renouvelables pour la production d'électricité (sauf la bagasse – un résidu fibreux issu de canne à sucre – lorsqu'elle est en co-combustion avec du charbon).

On exclut donc du périmètre d'étude certaines énergies renouvelables, comme la biomasse (sauf dans les ZNI).

Spécificités dans les ZNI

Dans les zones non-interconnectées (ZNI), il existe des mécanismes de soutien supplémentaires pour compenser le fait que les coûts production y sont nettement plus élevés qu'en métropole¹². Ces mécanismes de soutien sont séparés en deux catégories, comme présenté en Figure 2 : le soutien à la transition énergétique (notamment aux énergies renouvelables) et les mécanismes de solidarités (soutien aux productions à partir d'énergies fossiles).

Seules les subventions liées aux mécanismes de soutien à la transition énergétique concernent cette étude. Ces subventions aux renouvelables sont séparées en deux catégories : compensation des coûts de production d'électricité pour les grandes installations hydroélectriques historiques d'une part, et compensation des coûts d'achat d'électricité renouvelable (similaire aux contrats d'achat en métropole et couvrant principalement les coûts d'achat de solaire photovoltaïque, d'éolien terrestre et de biomasse).

¹² D'après la Commission de régulation de l'énergie (CRE), le coût de production est environ 5 fois plus élevé dans les ZNI qu'en métropole. Des mécanismes de soutien visent à permettre aux consommateurs de bénéficier d'un niveau de facture identique à la métropole (principe de péréquation tarifaire). [[Présentation de la CRE du financement du soutien aux EnR](#)]

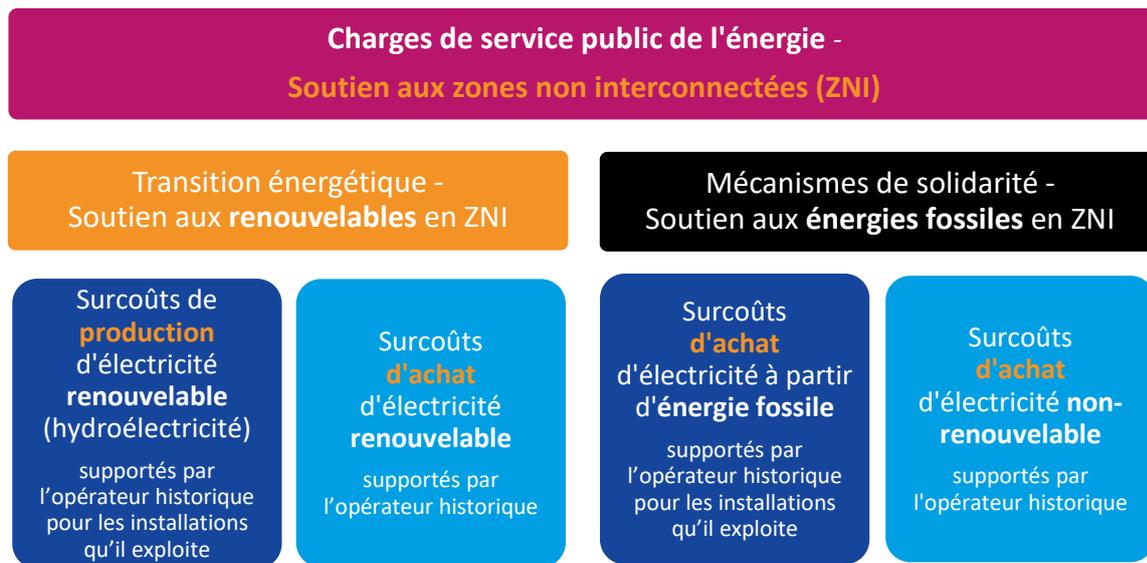


Figure 2 : Schéma des mécanismes de soutien à la production électrique en ZNI

2.2 Subventions dans le contexte de crise énergétique

L'Europe connaît depuis fin 2021 jusqu'à ce jour (2023) une crise énergétique marquée par des prix de marché de l'électricité particulièrement élevés¹³. Cette hausse des prix remonte à la mi 2021, et est en partie liée à la hausse du prix des énergies fossiles, en particulier du gaz, suite à la reprise économique post-covid. La situation a également été exacerbée par la faible disponibilité des stocks (gaz et hydroélectricité) à l'issue de l'hiver 2020-2021 et des facteurs géopolitiques (interruption de la mise en service du gazoduc Nordstream2, concurrence mondiale pour l'accès aux ressources de gaz naturel liquéfié). L'augmentation du prix du gaz, puis en chaîne du charbon et du CO2 sur le marché EU-ETS, a induit une forte hausse du prix de l'électricité sur les marchés européens. La plus faible production éolienne en France en 2021 ainsi que la faible disponibilité du parc nucléaire ont également été des facteurs aggravants de la crise énergétique. L'invasion de l'Ukraine par la Russie au début de l'année 2022 a encore exacerbé les tensions, et provoqué des hausses de prix.

Dans ce contexte exceptionnel de prix de marché de l'électricité particulièrement élevés, le mécanisme de soutien aux renouvelable de complément de rémunération n'a plus été une charge pour l'État mais une source de recettes. La CRE estime ainsi que les charges de services public de l'énergie (couvrant l'ensemble des dispositifs de soutien) pour 2023 rapporteront 1549 millions d'euros à l'État¹⁴.

¹³ CGCSPE, *Rapport annuel du Comité de gestion des charges de service public de l'électricité n°4* [\[Lien\]](#)

¹⁴ CRE, *Délibération de la CRE du 13 juillet 2023 relative à l'évaluation des charges de service public de l'énergie pour 2024 et à la réévaluation des charges de service public de l'énergie pour 2023* [\[Lien\]](#)

2.3 Historique des subventions

On présente dans cette section les données de subventions aux renouvelables de 2000 à 2021, pour la France métropolitaine et les ZNI. On présente les volumes et capacités subventionnés, ainsi que les dépenses associées. Ces données ont été reconstituées à partir de diverses sources, essentiellement les rapports annuels de la CRE sur l'évaluation des charges de service public de l'énergie de 2005 à 2022 ainsi que des données issues d'un rapport également de la CRE présentant la contribution au service public de l'électricité¹⁵.

2.3.1 France métropolitaine

Les productions électriques renouvelables subventionnées en métropole concernent essentiellement l'éolien, le solaire et la petite hydroélectricité (notamment au fil de l'eau).

La production **photovoltaïque** n'a réellement commencé que dans les années 2010, et atteint en 2021 12,4 TWh pour la part subventionnée, avec une capacité soutenue de près de 13 GW. Au cours des dix dernières années, environ 90% de la production était subventionnée. La filière photovoltaïque représente la majorité des subventions, avec un total sur la période 2000-2021 de 24,6 Md€ (contre 11,5 Md€ pour l'éolien). Ceci est notamment dû aux contrats d'achats historiques, dont certains ont été conclus à plus de 500€/MWh en 2010. Un moratoire a été mis en place fin 2010 afin de réduire les coûts de soutien au photovoltaïque, suite à la chute des coûts d'installation des panneaux photovoltaïques. Le CGCSPE indique¹⁶ que solaire pré-moratoire représentait, en 2021, 3,7 GW soutenus contre 8,1 GW pour le solaire post-moratoire. Pourtant, les subventions versées au solaire pré-moratoire représentent 20,1 Md€ contre 4,6 Md€ pour le solaire post-moratoire. Le tarif de rachat de l'énergie solaire avant le moratoire était de l'ordre de 450 €/MWh, contre 33 à 62 €/MWh pour l'énergie solaire post-moratoire. Il est important de garder à l'esprit que ces coûts d'achat importants sont encore payés aujourd'hui, puisque les contrats d'obligation pour l'énergie solaire durent 20 ans et que le tarif de rachat est fixé à la signature du contrat.

La production **éolienne** à grande échelle a commencé plus tôt que pour le photovoltaïque, dès les années 2000. Pour sa part subventionnée, elle a atteint en 2020 36,2 TWh. La production a été nettement plus faible en 2021, du fait de moins bonnes conditions de vent, malgré une augmentation de capacité de 700 MW. La capacité installée subventionnée en 2021 est de 16,3 GW. L'augmentation de la production subventionnée d'une année sur l'autre est typiquement comprise entre 1 et 4 TWh et environ 90-95% de la production est subventionnée. Le montant moyen des subventions à l'éolien est d'environ 42€/MWh sur la période 2000-2021, sans disparité interannuelle majeure. En 2020, les subventions ont atteint leur pic à 1,95 milliard d'euros, avant de redescendre à 200 M€ en 2021 dans

¹⁵ Les rapports annuels sont par exemple celui de la note précédente. Le rapport de présentation de la CSPE est disponible ici : [\[Lien\]](#)

¹⁶ Comité de gestion des charges de service public de l'électricité, rapport annuel n°4 [\[Lien\]](#)

le contexte de crise énergétique. Cette filière sera d'après la CRE la principale source de recettes pour l'état en 2022 et 2023 via le mécanisme de complément de rémunération¹⁷.

L'hydroélectricité au fil de l'eau représente des volumes de production compris entre 3,2 et 6,7 TWh par an sur la période 2000-2021. Ces variations sont notamment dues aux conditions climatiques (plus ou moins de pluie dans l'année) et à l'évolution des capacités installées. Environ 10% des productions hydroélectriques sont subventionnées, les grands barrages historiques étant déjà financés. Une capacité cumulée d'environ 2 GW sont subventionnés depuis près de 20 ans, sans augmentation notable depuis 2004 (le potentiel hydroélectrique français étant déjà largement exploité). Cette filière est particulièrement peu coûteuse du point de vue des subventions, avec une moyenne à 111 M€/an sur la période 2000-2021, soit 21€ de subventions publiques par MWh produit.

La production de **biométhane injectée** subventionnée a atteint 4,3 TWh en 2021. L'augmentation de la production de biométhane injecté est rapide : moins de 0,1 TWh étaient en effet subventionnés en 2015. Les subventions se sont élevées à 222 millions d'euros en 2021.

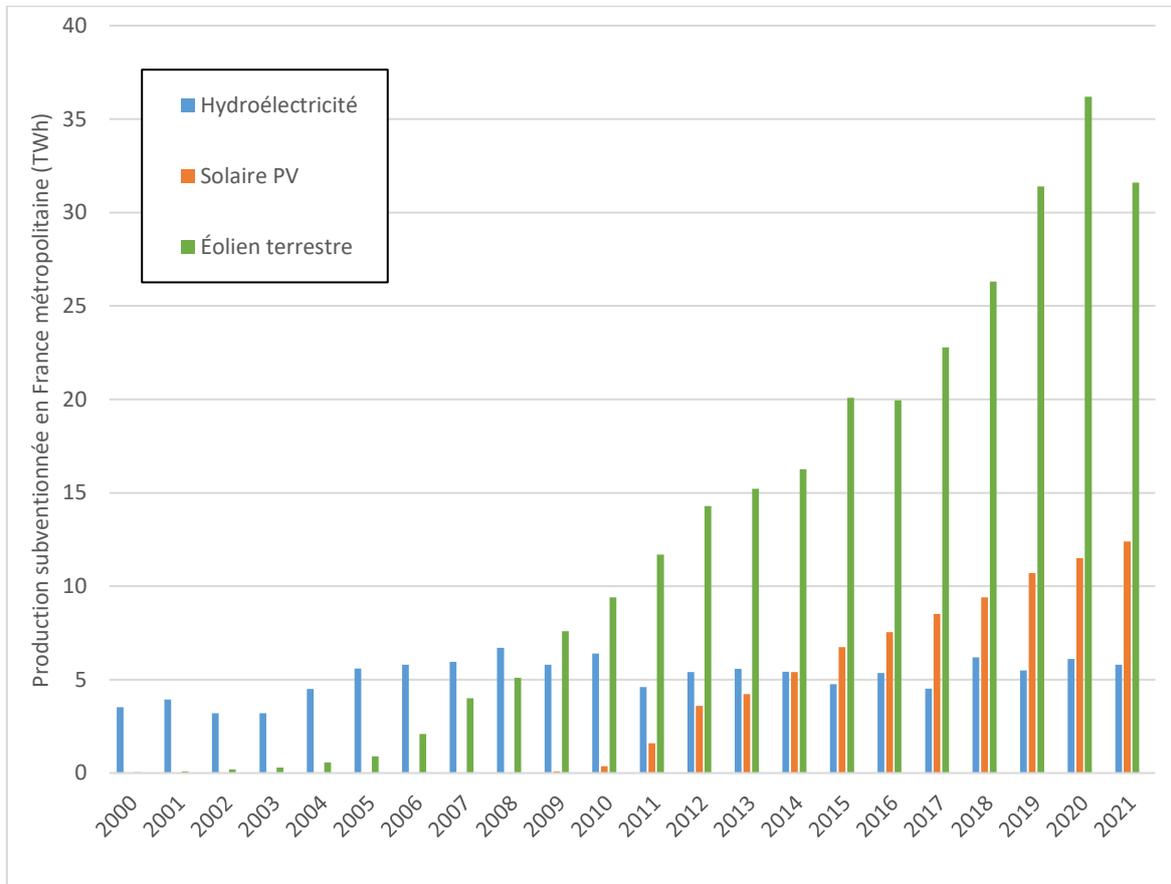


Figure 3 : Production subventionnée en France métropolitaine par année (TWh)

¹⁷ CRE, *Délibération de la CRE du 13 juillet 2023 relative à l'évaluation des charges de service public de l'énergie pour 2024 et à la réévaluation des charges de service public de l'énergie pour 2023* [\[Lien\]](#)

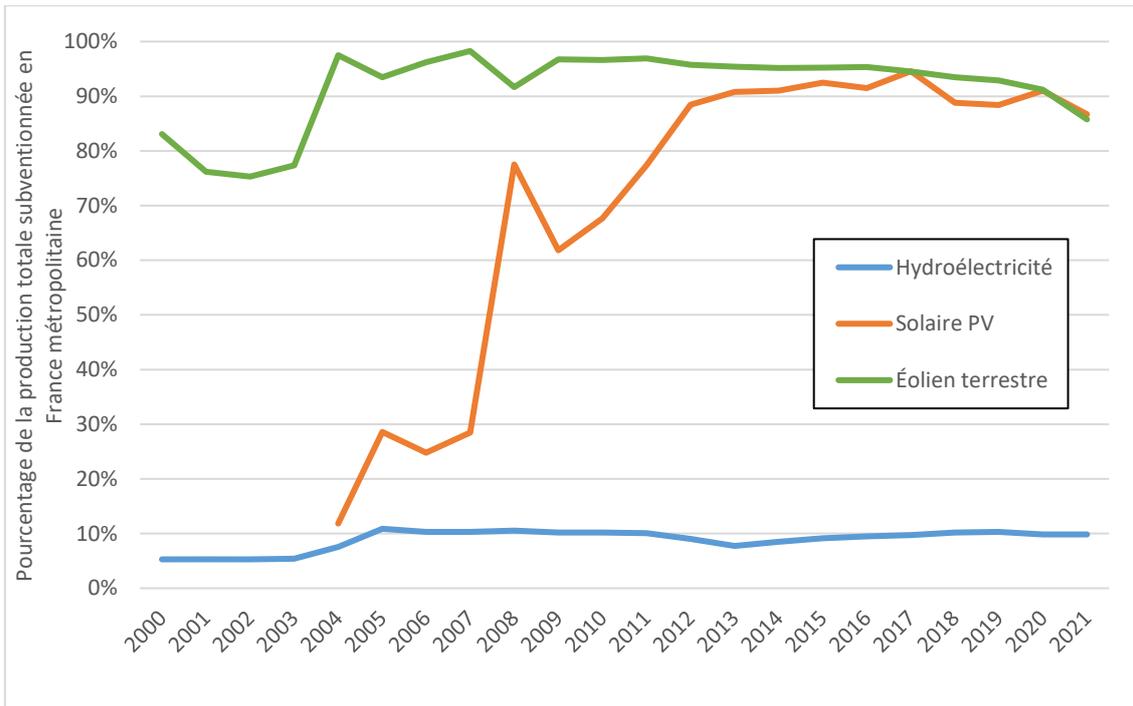


Figure 4 : Pourcentage de la production totale qui est subventionnée par EnR en France métropolitaine

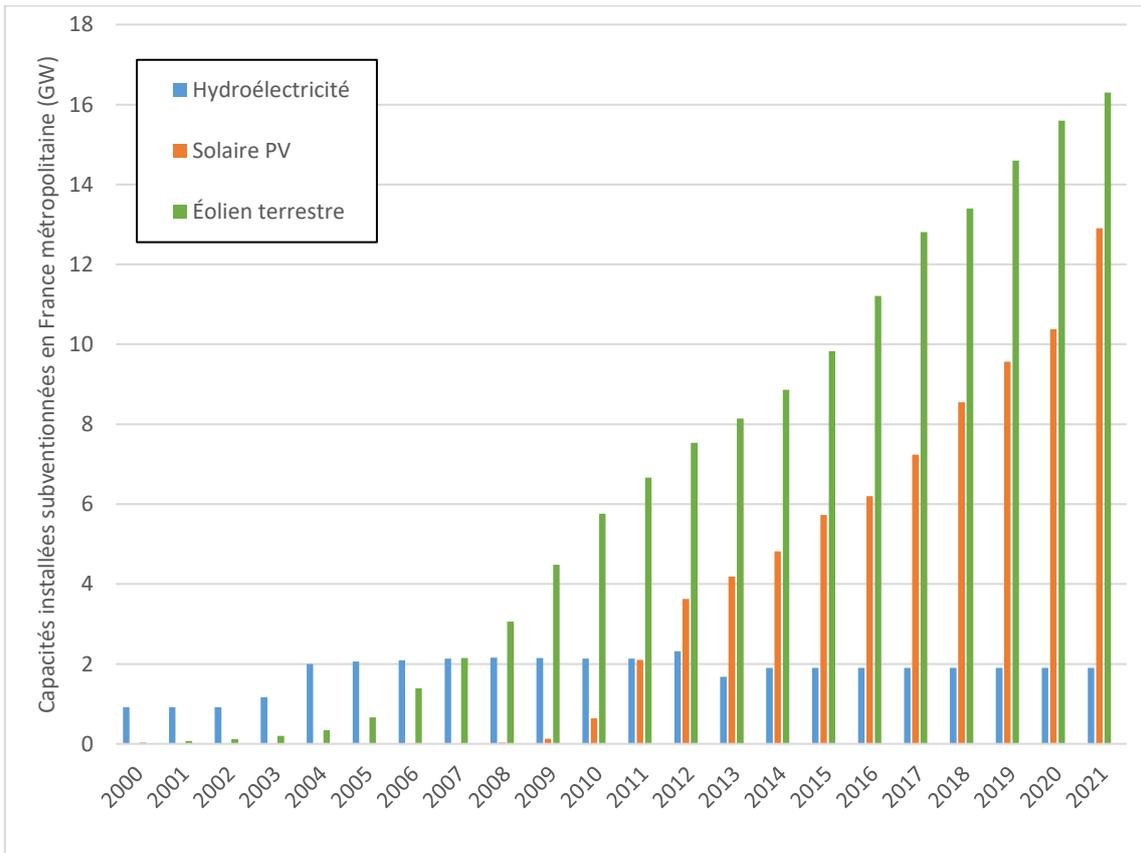


Figure 5 : Capacités installées subventionnées en France métropolitaine par année (GW)

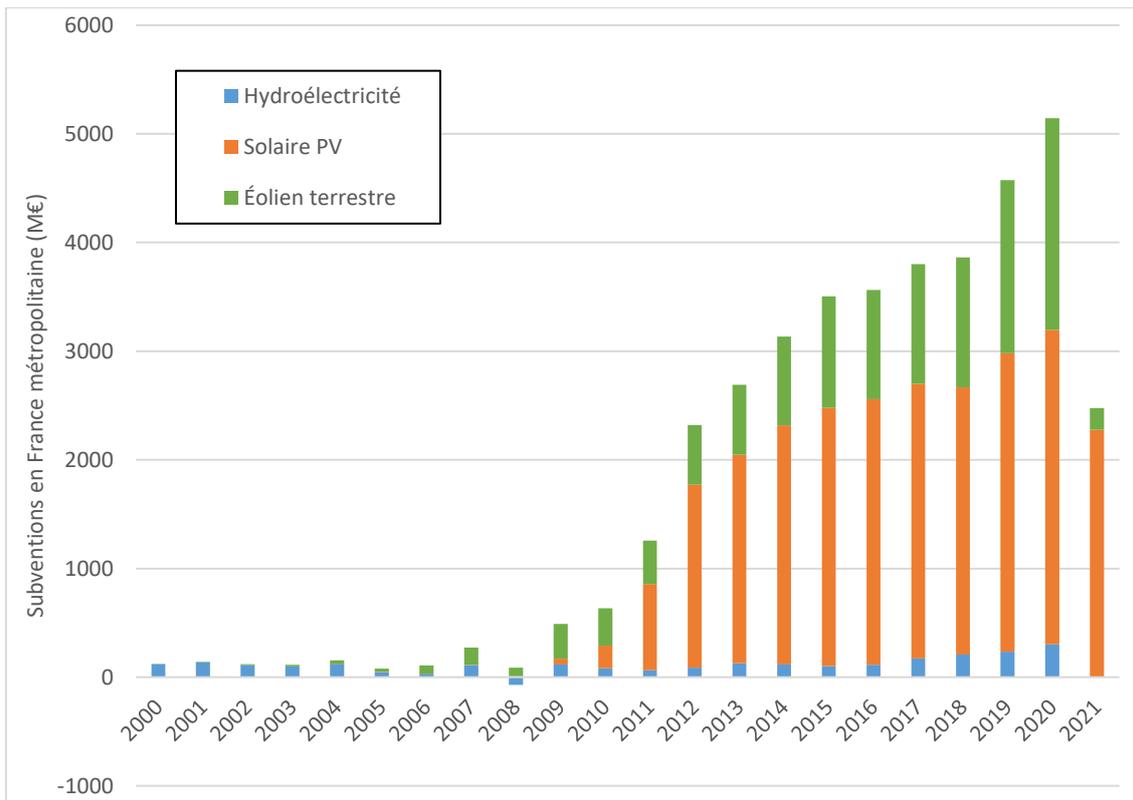


Figure 6 : Montant total des subventions en France métropolitaine (en millions d'euros)

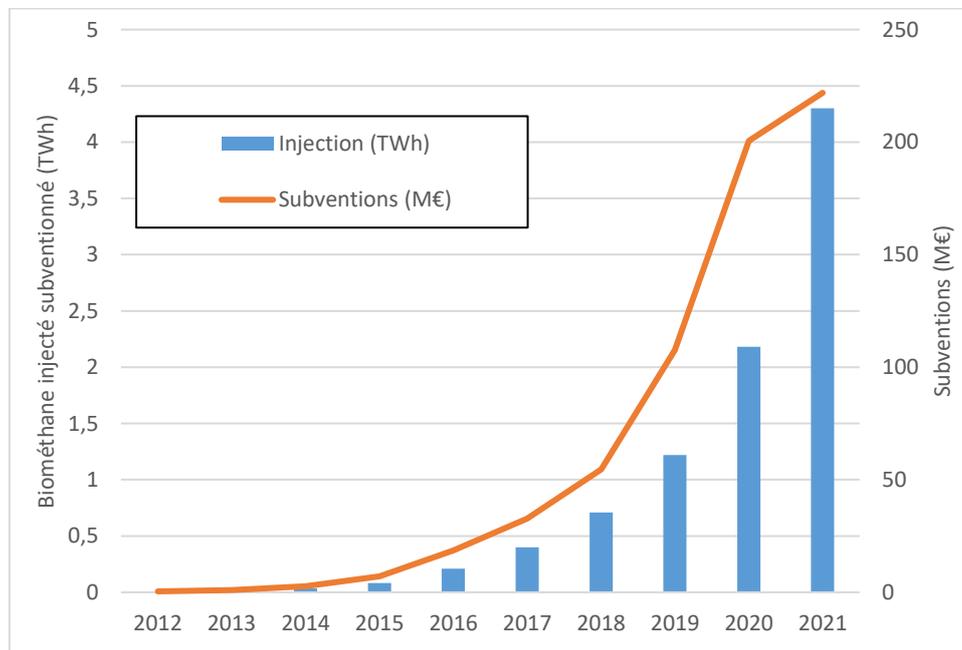


Figure 7 : Production de biométhane injectée subventionnée (TWh) et montants de subvention associés (M€)

2.3.2 Zones Non Interconnectées (ZNI)

Les subventions aux énergies renouvelables dans les zones non interconnectées (ZNI) dépendent essentiellement du contexte local, les mix électriques étant très différent d'une ZNI à l'autre. L'historique de production par filière et par ZNI pour la période 2000-2021 est présenté en annexe 7.1.

On peut notamment noter que l'essentiel des productions subventionnées jusqu'aux années 2010 était l'hydroélectricité historique (barrages à la Réunion, en Guyane et en Corse), avec environ 1,3 TWh de production par an en moyenne. D'autres renouvelables ont également été développées, essentiellement en Guadeloupe, Martinique, Corse, Guyane et à la Réunion. Ce développement des renouvelables est notamment lié au photovoltaïque depuis les années 2010 (qui était particulièrement coûteux), et dans une moindre mesure aux productions électriques à partir de bioénergie (biomasse, bagasse, biogaz), d'éolien et de géothermie. Près de 3 TWh ont été subventionnés en 2021 sur l'ensemble des ZNI.

La quasi-intégralité de la production électrique renouvelable est subventionnée dans les ZNI, pour un total de 428 millions d'euros en 2021. Comme en métropole, la production hydroélectrique historique apparaît comme étant nettement moins coûteuse, notamment par rapport au photovoltaïque. En effet, en 2021, l'hydroélectricité historique représentait près de la moitié de la production renouvelable pour seulement 4% du total des subventions.

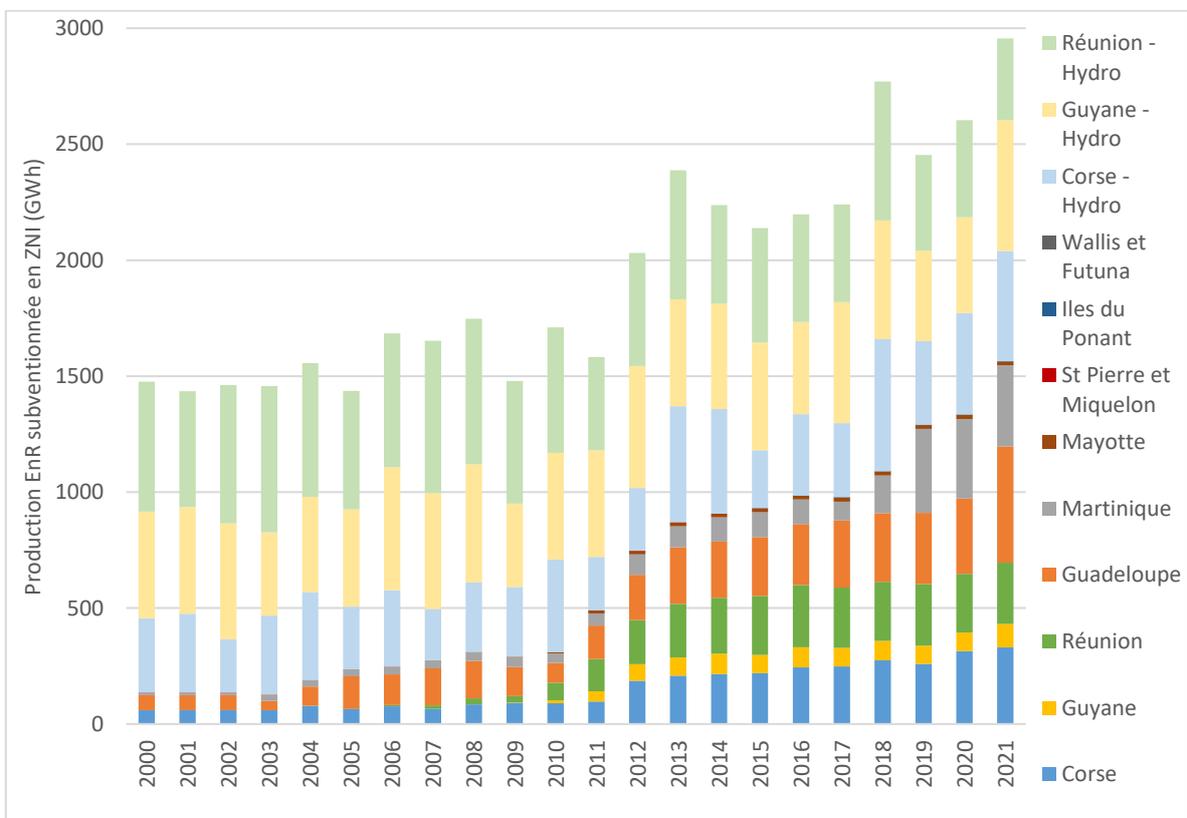


Figure 8 : Historique de l'énergie subventionnée par année et par ZNI (GWh)

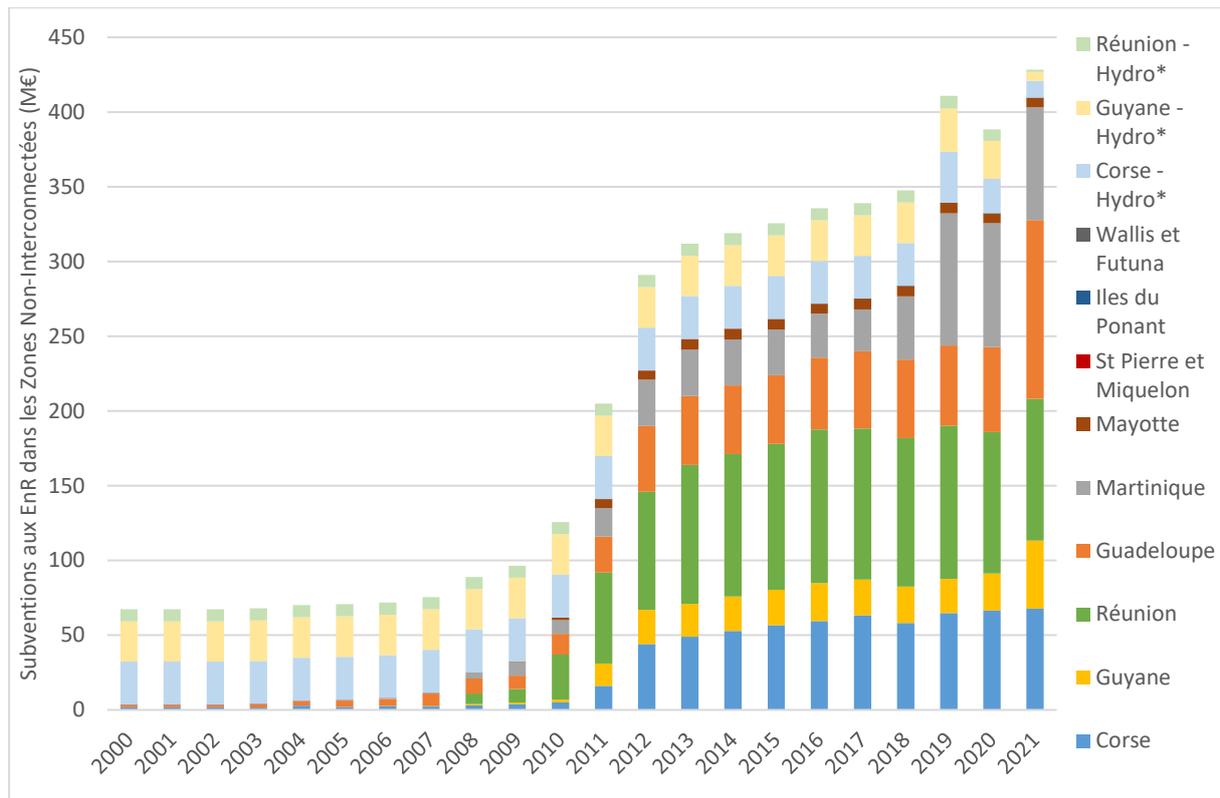


Figure 9 : Historique des montants de subventions par ZNI (en millions d'euros)

2.4 Alignement des subventions avec la taxonomie européenne

2.4.1 Définition

La taxonomie de l'UE¹⁸ est un système de classification créé par la Commission européenne, établissant une liste d'activités économiques écologiquement durables. L'objectif de cette taxonomie est d'identifier les critères définissant les conditions pour qu'une activité économique soit considérée comme écologiquement durable.

Le règlement sur la taxonomie repose sur six objectifs environnementaux :

- | Atténuation du changement climatique
- | Adaptation au changement climatique
- | Utilisation durable et protection des ressources aquatiques et marines
- | Transition vers une économie circulaire
- | Contrôle de la pollution
- | Protection et restauration de la biodiversité et des écosystèmes

¹⁸ Sources : Commission européenne sur la taxonomie de l'UE [[Lien](#)][EN], présentation de vie-publique.fr [[Lien](#)]

La taxonomie énonce trois conditions cumulatives qu'une activité économique doit remplir pour être reconnue comme alignée sur la taxonomie :

- | Contribuer de manière substantielle à au moins un objectif environnemental
- | Ne causer aucun préjudice important aux autres objectifs (critère DNSH – *Do no significant harm*)
- | Respecter des normes sociales minimales.

2.4.2 Alignement des projets subventionnés

Afin de vérifier si les projets subventionnés sont alignés sur la taxonomie de l'UE, une analyse spécifique aurait été nécessaire pour vérifier que chaque projet respecte les conditions de la taxonomie de l'UE, comme le font les entreprises soumises au règlement sur la taxonomie.

En raison du nombre de projets impliqués et du manque de données détaillées associées, une analyse par projet n'aurait pas été possible dans le cadre de cette étude. Pour surmonter cette difficulté, nous avons décidé de fournir une vue d'ensemble des critères de la taxonomie de l'UE liés aux activités économiques des projets subventionnés, dans le but d'estimer ce que pourraient être les critères limitatifs dans le contexte français.

Cette analyse s'est limitée à la production d'électricité d'origine solaire photovoltaïque, éolienne et hydraulique, qui représentent la majeure partie de la production subventionnée considérée dans cette étude. Les trois activités correspondantes dans le règlement délégué¹⁹ sur la taxonomie sont :

- | 4.1 : Production d'électricité à partir de la technologie solaire photovoltaïque.
- | 4.3 : Production d'électricité à partir de l'énergie éolienne.
- | 4.5 : Production d'électricité à partir de l'hydroélectricité.

Contribution substantielle

Le critère de contribution substantielle pour la génération d'électricité renouvelable défini dans le règlement délégué sur le climat de la taxonomie est la production d'électricité elle-même, qui contribue à l'atténuation du changement climatique. Des critères supplémentaires pour l'hydroélectricité sont nécessaires pour les centrales hydroélectriques qui ne sont pas au fil de l'eau (qui ne disposent pas de réservoirs artificiels)²⁰, ce qui s'applique uniquement à quelques barrages hydroélectriques historiques dans les ZNI, car toutes les subventions en France métropolitaine et les nouvelles centrales hydroélectriques correspondent à des centrales au fil de l'eau.

Critère correspondant au fait de ne pas causer de préjudice important (DNSH)

- | Adaptation au changement climatique : des critères généraux (annexe A) sont nécessaires. La section 6.4 de ce rapport fournit des éléments montrant comment les installations

¹⁹ Règlement délégué (UE) 2021/2139 [[Lien](#)]

²⁰ Émissions de GES sur l'ensemble du cycle de vie inférieures à 100 gCO₂e/kWh, ou densité de puissance de l'installation de production d'électricité supérieure à 5 W/m²

renouvelables peuvent satisfaire à ces critères, en utilisant une approche moyenne (pas d'emplacement spécifique choisi).

- | Utilisation durable et protection des ressources en eau et marines :
 - Pour l'hydroélectricité, des mesures spécifiques doivent être mises en œuvre pour atténuer l'impact sur les cours d'eau (biodiversité, importante variation des débits d'eau), ce qui est déjà requis dans la réglementation française ;
 - Pour l'éolien en mer, des mesures appropriées doivent être prises pour atténuer l'impact sur les eaux maritimes, ce qui est requis dans l'étude d'impact qui doit être réalisée avant l'approbation d'un nouveau projet.
- | Transition vers une économie circulaire : pour le solaire et l'éolien, une évaluation de la recyclabilité et de la durabilité des matériaux utilisés doit être réalisée. Il existe des objectifs de recyclabilité minimum, et il est prévu que les exigences de recyclabilité évoluent à la hausse pour les nouveaux projets. En particulier, il est obligatoire d'utiliser des équipements faciles à démonter et à remettre en état pour de nouveaux projets.
- | Contrôle de la pollution : critère non applicable (aucun critère DNSH n'est requis pour la production d'électricité éolienne, solaire et hydroélectrique) ;
- | Protection et restauration de la biodiversité et des écosystèmes : une étude d'impact environnemental à l'échelle du site ou du projet doit être réalisée, ce qui est le cas dans la réglementation européenne, et en particulier française, pour les projets à grande échelle (non applicable pour les panneaux solaires sur toiture) ;

Respect des normes sociales minimales

Comme mentionné dans le règlement sur la taxonomie de l'UE, les garanties sociales minimales font référence aux procédures mises en œuvre par les différents acteurs pour assurer la conformité avec les *principes directeurs de l'OCDE à l'intention des entreprises multinationales* et les *principes directeurs des Nations Unies relatifs aux entreprises et aux droits de l'homme*, y compris les principes et droits énoncés dans les huit conventions fondamentales identifiées dans la *déclaration de l'organisation internationale du travail relative aux principes et droits fondamentaux au travail* et la *charte internationale des droits de l'homme* de l'ONU.

Étant donné que toute la production d'énergie renouvelable est par définition associée à des installations situées en France, les normes sociales minimales sont présumées être respectées en phase d'installation et d'exploitation, conformément aux différentes lois et réglementations en vigueur en France.

Le respect des normes sociales minimales peut ne pas être respecté dans certains pays où certains matériaux clés de ces composants sont extraits. Cette analyse de la phase de fabrication de la technologie ne pourrait se mener que projet par projet et nécessiterait des données spécifiques et détaillées, ainsi qu'un haut degré de traçabilité de l'origine des différents composants et matériaux.

3 Evolution du mix énergétique français et décarbonation

3.1 Les énergies renouvelables dans le mix énergétique

Si les discussions autour des énergies renouvelables auprès du grand public sont souvent focalisées sur l'éolien et le solaire, ces deux sources d'énergie ne représentent qu'une part limitée de la production d'énergie primaire renouvelable. Le bois est la première source énergétique renouvelable en France et sert principalement à la production de chaleur. L'électricité représente environ un tiers de la production totale d'énergie primaire renouvelable. Environ la moitié de cette électricité renouvelable provient de l'hydroélectricité, le solaire photovoltaïque et l'éolien atteignant ensemble un peu moins que la production hydroélectrique en 2021, mais leur production devrait augmenter et dépasser celle de l'hydroélectricité dans les années à venir.

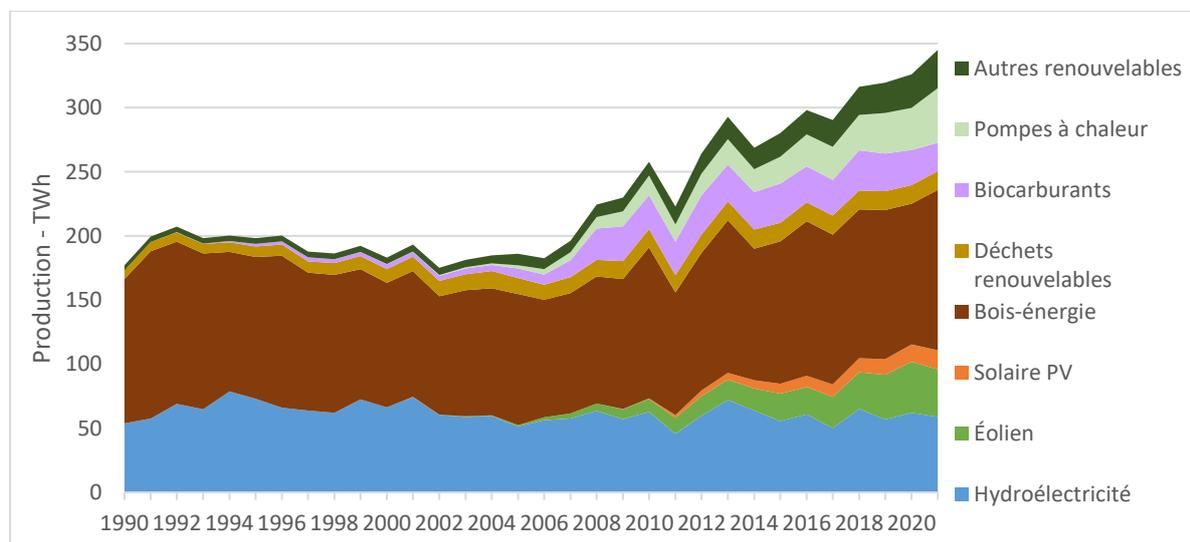


Figure 10 : Production primaire d'énergie renouvelable en France (source : SDES, *Chiffres clés de l'énergie*)

Comme indiqué en section 2.1, cette étude porte sur l'impact environnemental d'une partie seulement des énergies renouvelables françaises, qui correspond aux productions subventionnées dans le cadre du programme 345 de la loi de finances²¹. Ceci correspond en France métropolitaine au solaire photovoltaïque, à l'éolien terrestre et en mer, à la petite hydroélectricité, et au biométhane (inclus dans la figure ci-dessus dans la catégorie « autres renouvelables »). Dans les zones non interconnectées, toutes les énergies renouvelables sont subventionnées grâce au programme de financement étudié (sauf la bagasse lorsqu'elle est en co-combustion avec du charbon).

Pour des raisons de clarté, lorsqu'on parlera « d'énergie renouvelable » ou de « production renouvelable » dans ce rapport, on se référera uniquement aux technologies susmentionnées.

²¹ Présentation du programme 345 [[Lien](#)]

3.2 Historique de production et scénarios d'évolution du mix électrique français

L'étude de l'impact environnemental des renouvelables nécessite d'étudier le mix électrique français, à la fois historique et futur, afin de prendre en compte le fait que des installations subventionnées aujourd'hui produiront également de l'énergie décarbonée à l'avenir. Cette étude vise ainsi à étudier à la fois l'impact environnemental des installations renouvelables actuellement subventionnées sur l'ensemble de leur durée de vie, et également à fournir des éclairages sur les installations qui pourront être subventionnées à l'avenir.

Le mix électrique français repose historiquement essentiellement sur les productions nucléaire (notamment depuis les années 1980), puis hydraulique, et de manière plus marginale fossile. Depuis les années 2000, on assiste à l'émergence de productions significatives d'éolien et de photovoltaïque, et ces technologies sont appelées à occuper une place croissante dans le mix électrique français.

3.2.1 Production électrique en France métropolitaine

L'historique de production du mix électrique français a donc été reconstitué depuis 2000, avec une décomposition par moyen de production²². Pour le futur, deux scénarios prospectifs issus de l'étude de référence *Transition(s) 2050* de l'ADEME²³ ont été étudiés. Il s'agit des scénarios S2 et S3-Nucléaire (S3Nuc), qui ont été choisis pour décrire deux systèmes contrastés, notamment en termes de niveau de demande électrique, production nucléaire et renouvelable, et demande en hydrogène (produit par électrolyse). La production électrique sur la période d'étude est présentée en Figure 11 (historique et scénario S2) et en Figure 12 (historique et scénario S3Nuc).

²² Essentiellement à partir de l'open data des gestionnaires de réseaux (ODRÉ) et des publications des chiffres clés de l'énergie du SDES (service statistique des ministères chargés de l'environnement, de l'énergie, de la construction, du logement et des transports)

²³ ADEME, *Transition(s) 2050*, Feuilleton *Mix électrique* [[Lien](#)]

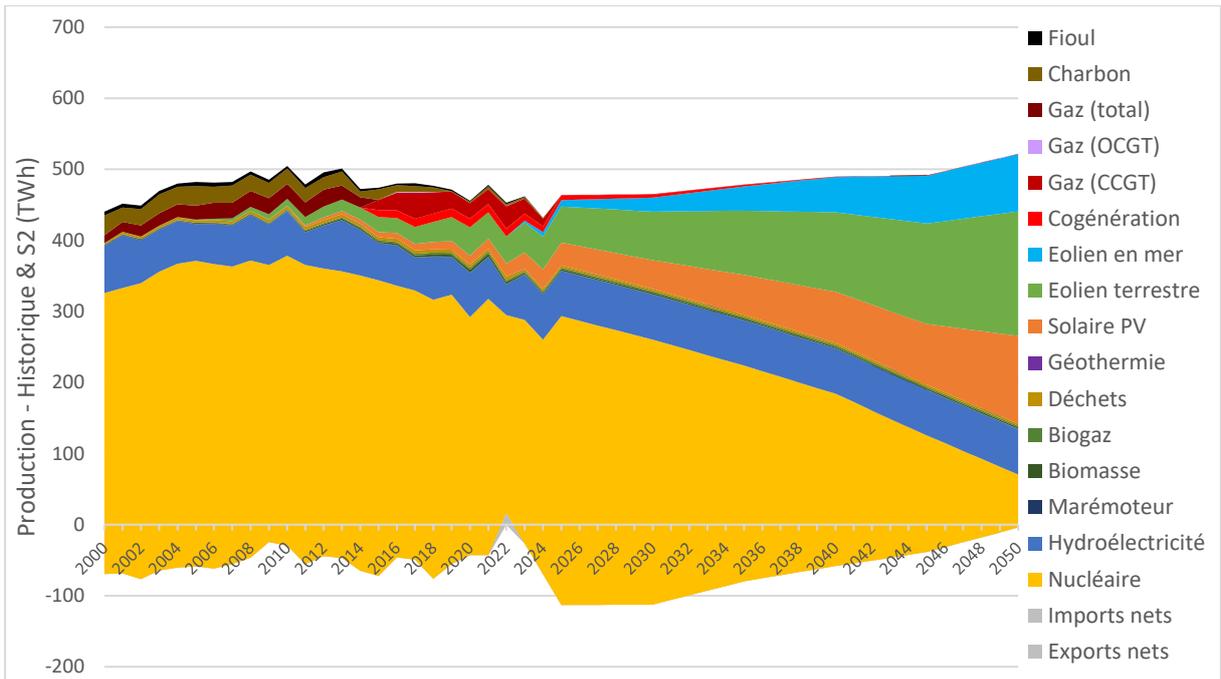


Figure 11 : Production électrique en France, historique (2000-2022) et scénario S2 (2023-2050), en TWh. Les valeurs négatives correspondent aux exportations d'électricité : la production (toutes sources confondues) est donc comptabilisée à partir des valeurs négatives.

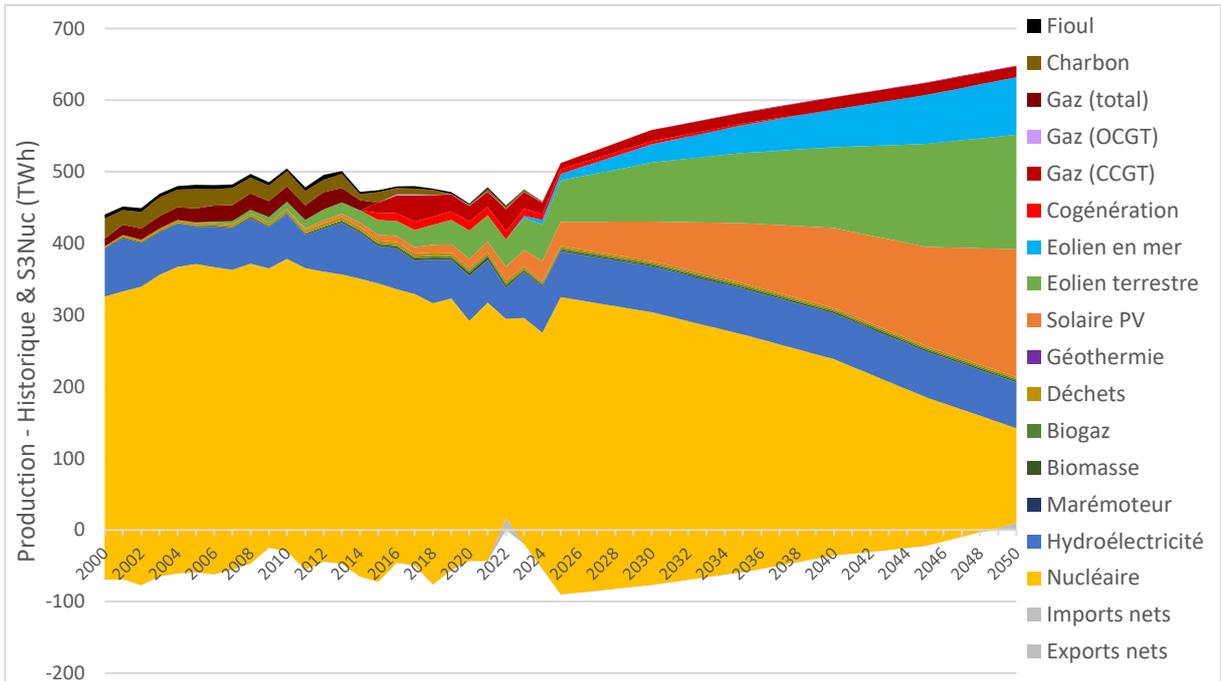


Figure 12 : Production électrique en France, historique (2000-2022) et scénario S3Nuc (2023-2050), en TWh. Les valeurs négatives correspondent aux exportations d'électricité : la production (toutes sources confondues) est donc comptabilisée à partir des valeurs négatives.

3.2.2 Production électrique dans les zones non interconnectées (ZNI)

Les historiques de production d'électricité dans les zones non interconnectées (ZNI) ont été reconstitués, avec un détail par moyen de production pour chacune des ZNI, de 2000 à 2021²⁴. Les historiques de production par ZNI sont présentés en détail en annexe 7.1.

Pour le futur, les productions ont été calculées à partir des données présentes dans les bilans prévisionnels et les PPE des différentes ZNI²⁵. Pour les cinq ZNI les plus peuplées (La Réunion, Corse, Guadeloupe, Martinique, Guyane), la production thermique est supposée décarbonée en 2038, conformément aux objectifs indiqués dans les documents stratégiques. La production d'électricité dans des centrales thermiques est aujourd'hui essentiellement réalisée à partir de fioul dans les ZNI (et en partie au charbon à la Réunion et en Guadeloupe) ; on suppose pour les cinq principales ZNI que le fioul est progressivement remplacé par du biodiésel dans les différents scénarios prospectifs de référence (voir Figure 13).

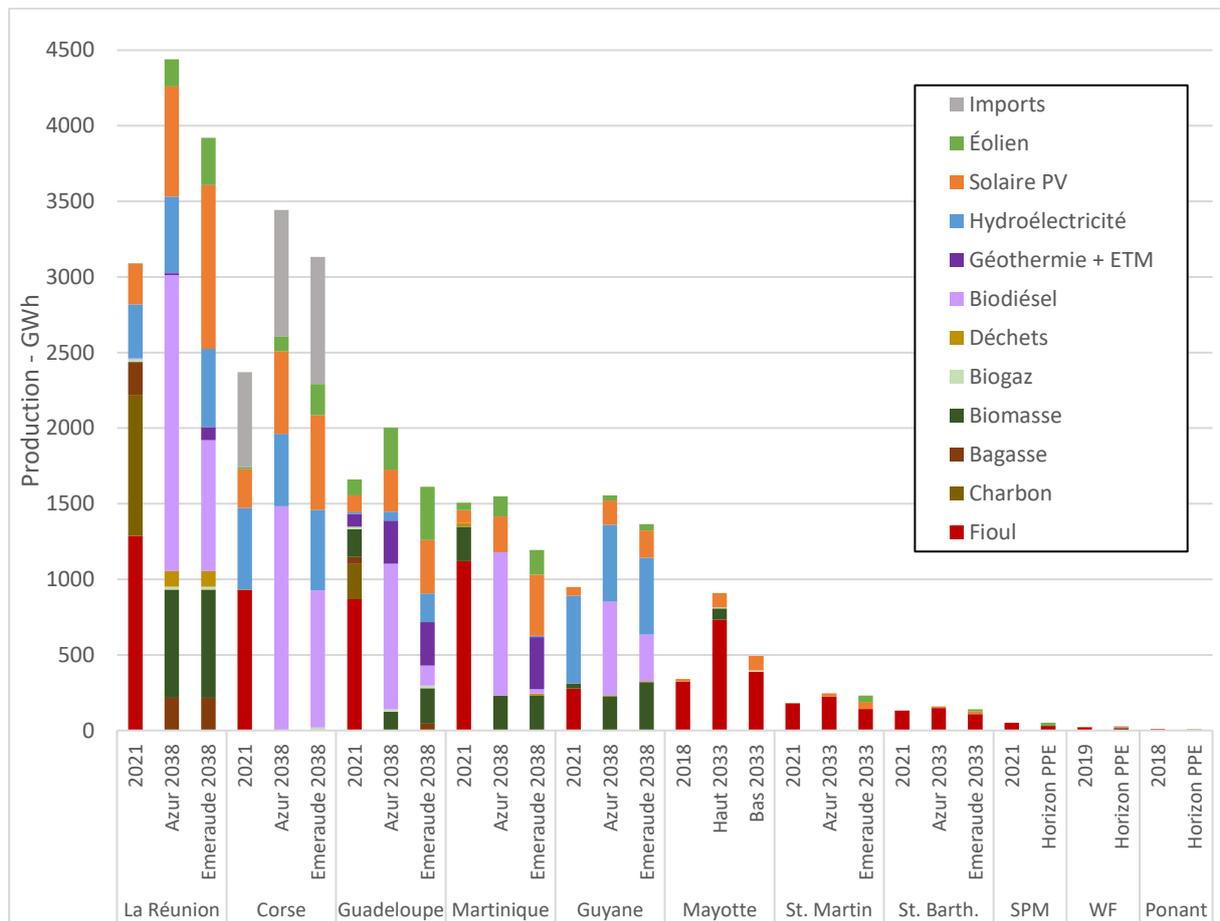


Figure 13 : Production électrique (GWh) des ZNI, en 2021 et à l'horizon prospectif des scénarios retenus (2038 ou 2033)

²⁴ Sources principales : Open data EDF SEI, bilans prévisionnels, agences régionales, CRE, PPE. Ce travail de reconstitution des productions depuis 2000 pour l'ensemble des ZNI n'a pas été trouvé dans des rapports publics et a dû être réalisé pour cette étude.

²⁵ La méthodologie de calcul est expliquée de manière plus détaillée en annexe 7.5.

3.3 Contribution globale des ENR électriques à la décarbonation du mix énergétique français

3.3.1 Stratégie de décarbonation française et européenne

L'Union Européenne et la France ambitionnent d'atteindre la neutralité carbone d'ici à 2050, afin de lutter contre le changement climatique. Ces engagements sont en lien avec l'Accord de Paris, dans lequel les pays signataires se sont engagés à limiter l'augmentation de la température moyenne planétaire en dessous de 2 °C par rapport aux niveaux préindustriels, et de préférence à 1,5 °C.

En 2019, le Parlement européen a déclaré l'urgence climatique et demandé à la Commission européenne de veiller à ce que toutes ses propositions soient alignées sur l'objectif de 1,5°C pour limiter le réchauffement climatique et s'assurer que les émissions de gaz à effet de serre (GES) baissent de manière significative. La Commission a alors proposé le *Pacte Vert pour l'Europe* (ou *Green Deal*), qui est une feuille de route et un cadre pour faciliter l'atteinte des objectifs climatiques européens. Le parlement européen a adopté en 2021 la loi européenne pour le climat, qui rend juridiquement contraignant l'objectif de réduction des émissions de 55 % d'ici à 2030 et l'objectif de neutralité carbone d'ici à 2050. Afin d'atteindre l'objectif 2030, la Commission a proposé le paquet législatif *Ajustement à l'objectif 55* (ou *Fit for 55*), qui comprend entre autres des règles sur les échanges de quotas d'émissions de GES, les objectifs nationaux de réduction des émissions de GES, et l'élimination du carbone dans le secteur de l'utilisation des terres²⁶.

En France, la déclinaison des objectifs climatiques se traduit notamment par la loi énergie-climat et la *Stratégie Nationale Bas Carbone* (SNBC)²⁷. La SNBC est la feuille de route de la France pour lutter contre le changement climatique. Elle donne des orientations pour mettre en œuvre, dans tous les secteurs économiques, la transition vers une économie bas-carbone. Elle définit une trajectoire de réduction des émissions de gaz à effet de serre jusqu'à 2050 et fixe des objectifs à court-moyen termes : les budgets carbone. Elle a deux ambitions : atteindre la neutralité carbone à l'horizon 2050 et réduire l'empreinte carbone de la consommation des Français. La politique énergétique française est également pilotée par les *Programmations pluriannuelles de l'énergie* (PPE), qui concernent la métropole et les zones non-interconnectées et fixent des objectifs énergétiques à un horizon de 10 ans.

La neutralité carbone est légalement définie en France comme « *un équilibre, sur le territoire national, entre les émissions anthropiques par les sources et les absorptions anthropiques par les puits de gaz à effet de serre* ». La SNBC affiche ainsi une trajectoire de réduction des émissions pour atteindre 80 MtCO₂eq en 2050, et autant d'absorption dans les puits de carbone. Cette trajectoire est sectorisée, comme présenté en Figure 14. La SNBC et la PPE sont en cours d'actualisation.

²⁶ Parlement européen, *Pacte vert : la voie vers une UE durable et climatiquement neutre* [\[Lien\]](#)

²⁷ Ministère de la transition écologique et solidaire, *Stratégie Nationale Bas Carbone*, 2020 [\[Lien\]](#)

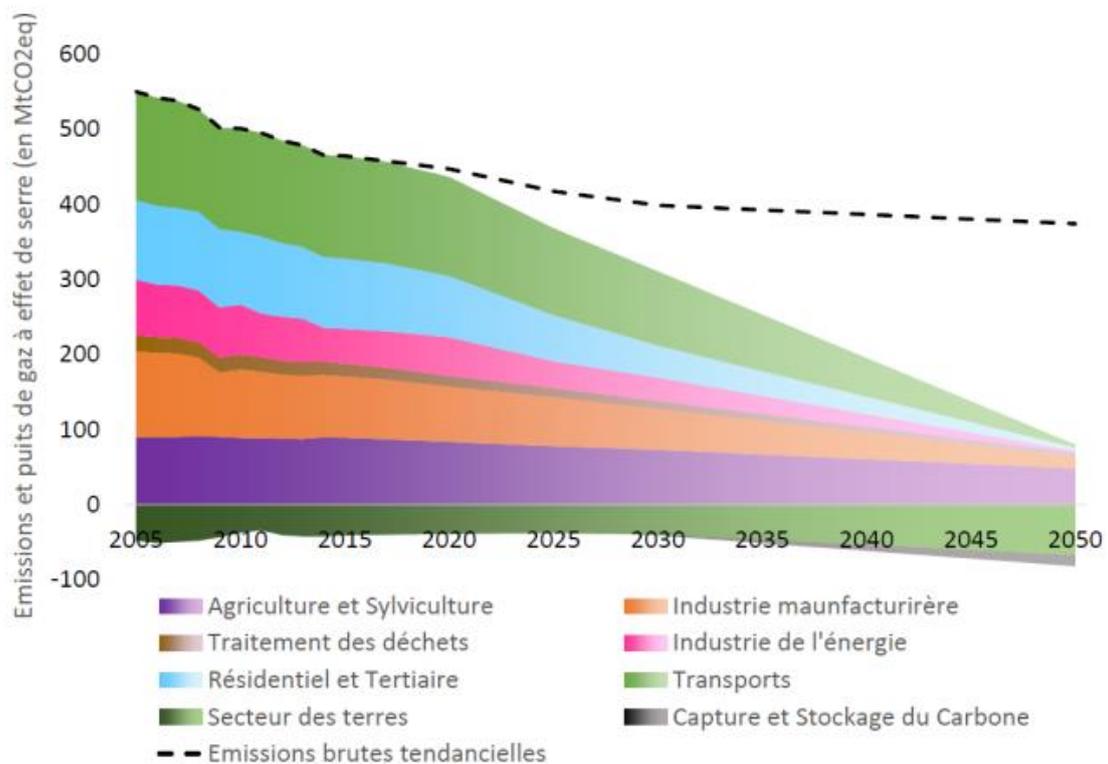


Figure 14 : Trajectoire d'évolution des émissions et puits de GES en France (source : SNBC)

Récemment, deux études prospectives majeures ont été publiées sur l'évolution du mix énergétique français à horizon 2050. Il s'agit de l'étude *Futurs énergétiques* de RTE²⁸, l'opérateur du réseau de transport d'électricité français, et de l'étude *Transition(s) 2050* de l'ADEME²⁹, l'agence de la transition écologique (cette étude portant également sur d'autres aspects de la transition écologique). Ces deux études ont été des références majeures pour la réalisation de ce travail. Deux scénarios de mix électrique de l'étude de l'ADEME ont ainsi été utilisés, et les deux études ont été des sources d'inspiration et de données pour l'analyse environnementale.

La SNBC comme les études prospectives détaillées de RTE et de l'ADEME prévoient une forte baisse de la consommation énergétique et une forte électrification des usages afin de remplacer les énergies fossiles. Ainsi, la plupart des scénarios prévoient une augmentation de la consommation électrique en France. Il est donc nécessaire de développer des moyens de production d'électricité bas-carbone. Puisque tous les usages ne pourront pas être électrifiés, d'autres énergies sont appelées à se développer, notamment à partir de biomasse. Pour décarboner le secteur gazier, le développement de la production de biométhane est également un élément important de la plupart des scénarios.

²⁸ RTE, *Futurs Énergétiques* [[Lien](#)]

²⁹ ADEME, *Transition(s) 2050* [[Lien](#)]

3.3.2 Contribution de l'électrification et développement des EnR électriques

La SNBC prévoit que le secteur électrique représente 55% des consommations énergétiques finales françaises en 2050, soit 580 TWh. RTE indique que dans ses scénarios prospectifs, le secteur de l'électricité contribuera pour environ 55% à la réduction des émissions de GES liées à l'énergie, principalement par les transferts vers l'électricité (50% - 156 MtCO₂eq) et plus marginalement grâce à la fermeture des dernières centrales thermiques fossiles (5%). L'électrification des transports représente le principal levier (97 MtCO₂eq). L'électrification du chauffage et de l'industrie permettront également des baisses significatives d'émissions de GES. Certains scénarios incluent également la réindustrialisation de la France, ce qui peut constituer un levier significatif de la réduction de l'empreinte carbone nationale grâce à un mix aujourd'hui nettement plus décarboné que la plupart des pays du monde. RTE, évalue ainsi que si les biens industriels aujourd'hui importés étaient fabriqués en France, l'empreinte carbone nationale annuelle serait réduite de 75 MtCO₂eq.

Il est en effet important de souligner que la France présente une particularité unique parmi les grands pays industrialisés : son mix électrique est déjà largement décarboné depuis les années 1980, principalement grâce à l'énergie nucléaire et dans une moindre mesure grâce aux installations hydroélectriques. Depuis les années 2000, l'éolien et le solaire fournissent également de l'électricité décarbonée. En 2019, les émissions directes du secteur électrique étaient de 20 MtCO₂eq en France contre 222 MtCO₂eq en Allemagne³⁰.

L'enjeu pour le système électrique français n'est donc pas tellement de décarboner la production actuelle, mais de réussir à augmenter le volume d'énergie bas-carbone produite pour permettre l'électrification de nouveaux usages. Cet enjeu est d'autant plus crucial que le parc nucléaire français s'est largement développé dans les années 1980, dans une courte fenêtre temporelle. La plupart des réacteurs français ont ainsi environ 40 ans, et même s'il existe des plans pour les prolonger jusqu'à 60 ans, voire plus, la plupart de ces réacteurs seront vraisemblablement fermés d'ici à 2060.

3.3.3 Évaluation de l'impact environnemental des renouvelables subventionnés dans le contexte de décarbonation en France et en Europe

L'objet de cette étude est d'évaluer l'impact environnemental des énergies renouvelables subventionnées en France (pour la production électrique et le biométhane). Cette évaluation prend en compte les spécificités du contexte énergétique français et européen. Un sujet majeur de cette analyse est l'évaluation quantitative des volumes d'émissions de gaz à effet de serre évités par les renouvelables subventionnés, comme présenté en sections 4 et 5.

On souligne que l'impact des énergies renouvelables en termes d'émissions de GES évitées dépend largement du système dans lequel elles s'insèrent et des moyens de production qu'elles remplacent.

³⁰ Sources : CITEPA pour les émissions en France, et Agence européenne pour l'environnement pour les émissions en Allemagne

L'intégration de parts importantes d'énergies renouvelables intermittentes (solaire, éolien) dans le mix électrique nécessite le développement de moyens de flexibilité (stockage, flexibilité de la production et de la demande). Ce sujet est particulièrement important pour les systèmes électriques des régions insulaires (ZNI). Enfin, l'impact des renouvelables sera d'autant plus fort qu'elles remplacent des énergies fossiles. Puisque le mix français est déjà largement décarboné, l'impact des renouvelables français dépend ainsi largement du mix des pays voisins.

4 Description méthodologique de l'étude, et modélisation des scénarios contrefactuels

Cette étude porte sur les impacts environnementaux des énergies renouvelables subventionnées, en France métropolitaine et dans les ZNI. Les impacts environnementaux couvrent un spectre très large de sujets, tels que le changement climatique, la pollution, les besoins matière, etc., pour lesquels il n'est pas toujours possible de définir des méthodes quantitatives permettant d'estimer les impacts. Afin de contourner cette difficulté, l'approche adoptée dans cette étude repose sur des analyses quantitative et qualitative.

Les impacts environnementaux qui sont apparus les plus structurants ont ainsi fait l'objet de quantifications, à partir des travaux de modélisation dédiés menés dans le cadre de cette étude et à l'aide d'hypothèses issues de sources de références pour la France (étude RTE *Futurs Energétiques*, ADEME, ...). La **quantification des émissions de gaz à effet de serre évitées par les énergies renouvelables subventionnées** a ainsi été le cœur de cette étude. La méthodologie employée pour les gaz à effet de serre a aussi été étendue pour évaluer les émissions évitées de polluants de l'air, et les coûts associés ont aussi fait l'objet d'une quantification. L'impact des installations renouvelables en termes de matériaux nécessaires et de surfaces utilisées a également été quantifié.

D'autres impacts, pour lesquels il apparaissait plus difficile de réaliser des quantifications, ont également été étudiés mais avec une approche qualitative, à travers une revue de littérature. L'impact du développement des énergies renouvelables sur la pollution de l'eau et des sols, les questions de recyclage, la protection de la biodiversité, la préservation des espaces naturels, et l'adaptation au changement climatique reposent ainsi sur une revue de littérature.

Les sous-sections suivantes sont consacrées à la description de la méthodologie utilisée pour évaluer la quantification des émissions de gaz à effet de serre et des polluants locaux évités par les énergies renouvelables électriques subventionnées³¹.

4.1 Principe de l'étude d'impact : scénarios contrefactuels

Afin d'étudier l'impact des énergies renouvelables subventionnées, deux scénarios sont comparés : un scénario avec un développement des énergies renouvelables identique aux données historiques et conforme aux scénarios prospectifs envisagés (dit « scénario de référence »), et un scénario sans renouvelables additionnelles par rapport à une année de référence (dit « scénario contrefactuel »), toutes choses égales par ailleurs. Ce principe de scénario contrefactuel est appliqué aussi bien pour l'étude du système énergétique de la France métropolitaine que dans les ZNI.

³¹ La méthodologie utilisée pour évaluer l'impact du biométhane sur les émissions de gaz à effet de serre est directement présentée dans la section 5.5

Les scénarios sont construits en deux parties, la période historique (de 2000 à 2021) et la période prospective (depuis 2021). Ainsi, pour le passé, le contrefactuel présente des capacités de production renouvelables figées à leur niveau de l'an 2000 ; similairement, pour le futur elles sont figées à leur niveau de 2021. Le reste du système (demande, capacités installées des autres moyens de production, etc.) est identique.

Les écarts de production électrique par technologie entre les deux scénarios permettent d'en déduire quelles productions sont évitées par les énergies renouvelables, puis d'en déduire des impacts (GES, pollution atmosphérique, etc.) en utilisant des facteurs d'émission adaptés.

Tableau 1 - Définition des scénarios de référence et contrefactuel

	France métropolitaine		Zones non-interconnectées (ZNI)	
	Référence	Contrefactuel	Référence	Contrefactuel
Passé (2000 – 2021)	Capacités installées historiques <i>(RTE)</i>	Capacités installées renouvelables (EnR) en 2000 <i>(RTE)</i>	Production par ZNI historique <i>(reconstituées)</i>	Production EnR 2000 <i>(reconstituées)</i>
Futur (2021 – 2050)	ADEME Transition(s) 2050 Scénarios S2 & S3Nuc	Capacités installées EnR en 2021 <i>(RTE)</i>	Scénarios prospectifs par ZNI <i>(reconstitués)</i>	Production EnR 2021 <i>(reconstituées)</i>

Les graphiques ci-dessous présentent les différences de production entre les scénarios de référence et les contrefactuels pour la France métropolitaine, pour l'historique, le scénario S2 et le scénario S3Nuc. Les productions dans les scénarios futurs et dans le contrefactuel passé sont obtenues par une modélisation dédiée du système électrique, comme décrit en section 4.2.

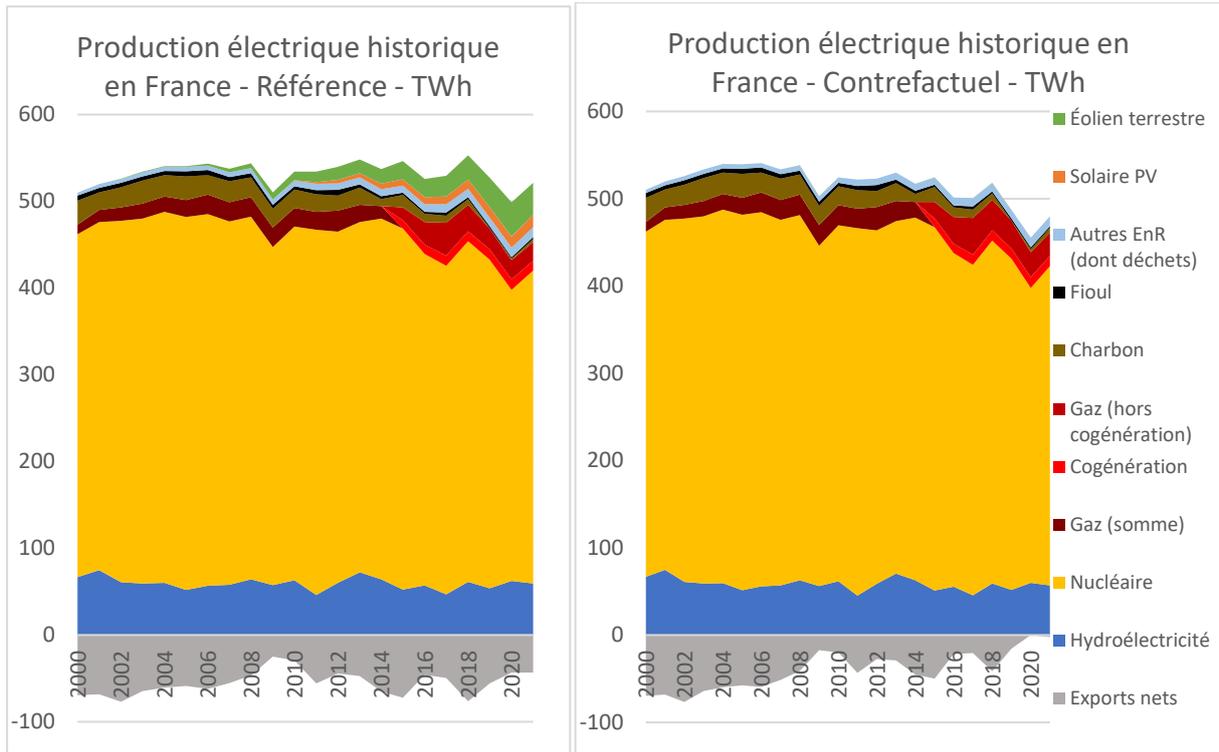


Figure 15 : Production électrique dans les scénarios passé de référence et contrefactuel en métropole (TWh)

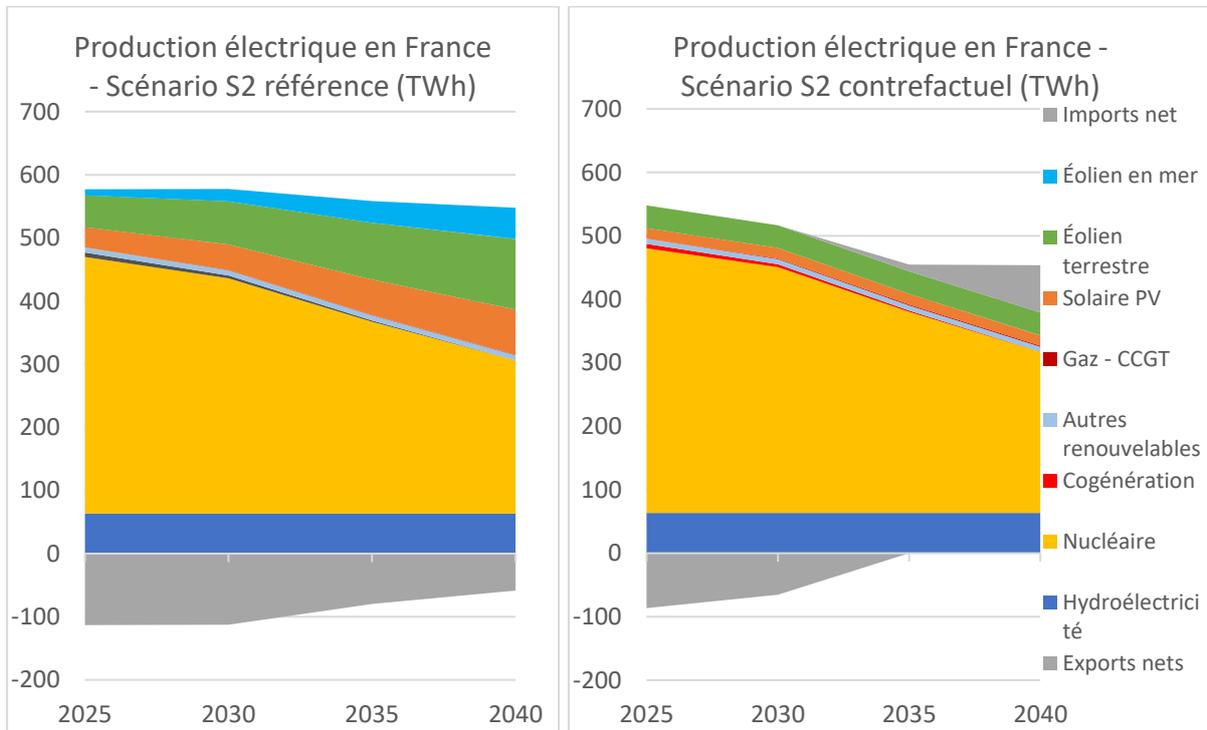


Figure 16 : Production électrique dans les scénarios prospectifs S2 de référence et contrefactuel en métropole (TWh)³²

³² Pour les imports et les exports, on présente la différence entre les deux pour une année donnée ("exports/imports nets") ; e.g., une différence négative signifie qu'il y a plus d'exports que d'imports.

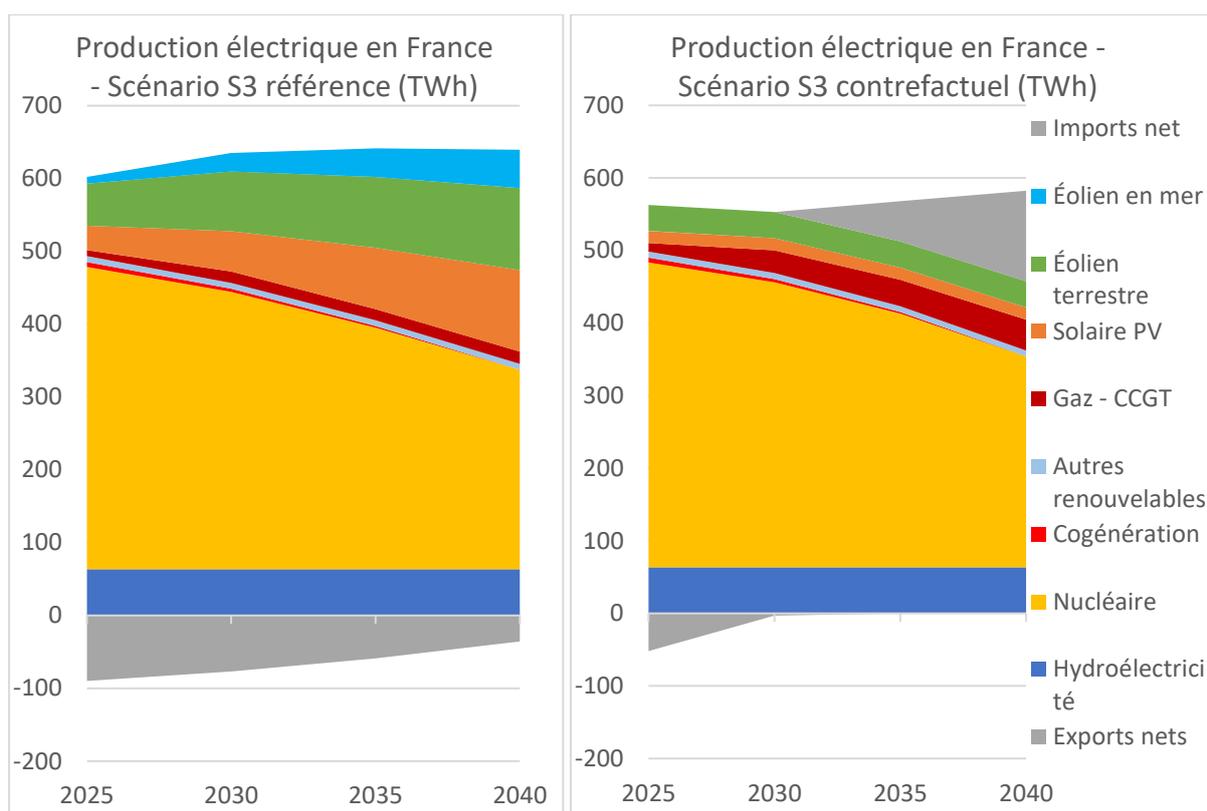


Figure 17 : Production électrique dans les scénarios prospectifs S3Nuc de référence et contrefactuel en métropole (TWh)³³

4.2 Méthodologie de modélisation

4.2.1 Modélisation pour la France métropolitaine

Le système électrique européen est modélisé à l'aide du logiciel Artelys Crystal Super Grid³⁴. Le logiciel permet de simuler de manière détaillée le fonctionnement du système énergétique.

Le mix de production est déterminé à pas de temps horaire en réalisant une optimisation minimisant les coûts de production, tout en respectant l'équilibre offre-demande. De nombreuses contraintes sont prises en compte dans la modélisation, notamment :

- | La variabilité climatique (production renouvelable et demande) à travers des courbes historiques.
- | Le niveau de flexibilité de la demande, plus ou moins élevé selon l'horizon de temps et les usages (demande non flexible, véhicules électrique, chauffage, industrie, électrolyse, ...).

³³ Voir note précédente pour l'interprétation des imports / exports nets

³⁴ Une description succincte du logiciel et de son fonctionnement est disponible en annexe 7.2.

| L'électrolyse (pour le futur) est partiellement contrôlée par un signal prix³⁵.

Dans cette étude, les pays voisins sont modélisés pour prendre en compte l'impact du développement des énergies renouvelables françaises sur le plan de production des centrales thermiques des autres pays européens. Les *capacités* installées dans les pays autres que la France sont identiques dans les scénarios de référence et contrefactuel, mais leur *production* (et plan de production) est optimisée par le modèle et peut changer entre les scénarios de référence et contrefactuel. Dans ce rapport, les pays voisins sont souvent regroupés et désignés sous l'acronyme « EU ». On souligne que ceci ne reflète pas le périmètre de l'Union européenne (UE), et inclut le Royaume-Uni et la Suisse qui sont interconnectés avec le réseau électrique français. Inversement, certains pays de l'Union Européenne (les plus éloignés) ne sont pas modélisés, l'impact de l'évolution du mix électrique français n'étant que marginal sur ces pays.

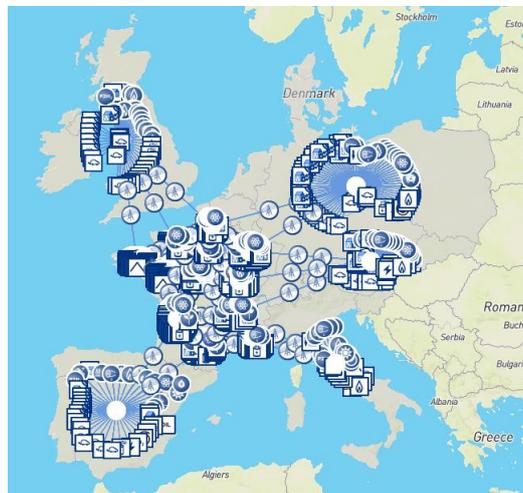


Figure 18 : Représentation du système énergétique européen dans Artelys Crystal Super Grid pour le modèle prospectif

La modélisation du système électrique fournit des indicateurs intéressants pour comparer les systèmes avec et sans renouvelables additionnel, en particulier sur la production par technologie.

Il est important de noter ici que la production électrique dans les scénarios avec et sans renouvelable additionnel est optimisée à pas de temps horaire, avec un détail par technologie et par pays. Dans le scénario contrefactuel, cette représentation permet de déterminer quelles centrales de production devront adapter leur plan de production afin de compenser la baisse de production renouvelable en France. Par exemple, avec moins de production renouvelable, le système électrique peut s'adapter de différentes manières : augmentation de la production thermique en France, augmentation des volumes importés et production supplémentaire dans les pays voisins, diminution des exports, diminution de la production d'hydrogène par électrolyse (seulement dans les scénarios prospectifs), etc.

³⁵ Certains électrolyseurs ne fonctionnent que lorsque les prix de l'électricité sont suffisamment bas. D'autres électrolyseurs produisent en continu (approvisionnement électrique « en bande »), sauf en hiver, où ils peuvent également apporter une flexibilité à la baisse au système électrique lors des situations de tension.

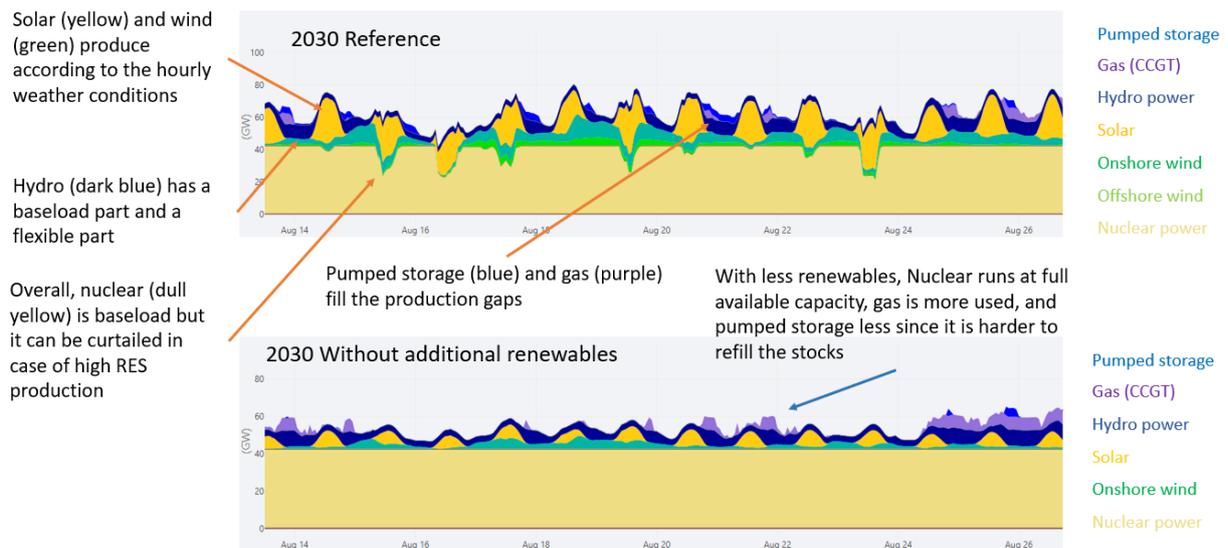


Figure 19 : Comparaison des indicateurs de production cumulée (août 2030, S3Nuc)

En calculant les écarts de production entre les scénarios avec et sans renouvelables additionnels, on détermine ainsi quelles substitutions de production sont réalisées suite au développement des énergies renouvelables, notamment en termes de production thermique (nucléaire et diverses technologies fossiles), d'import et d'export, d'usage des systèmes de stockage, et (pour les scénarios prospectifs) de production d'hydrogène par électrolyse.

Une fois les écarts de production obtenus, il est possible de quantifier plusieurs impacts environnementaux à l'aide de facteurs d'émissions issus de la littérature. Ce travail a été mené dans le cadre de cette étude pour quantifier les émissions évitées de gaz à effet de serre (section 5) et de polluants atmosphériques (6.1.1) entre les deux scénarios.

Les spécificités de modélisation pour le passé et le futur sont détaillées en annexe 7.3.

4.2.2 Modélisation pour les zones non interconnectées (ZNI)

Principes généraux

L'étude de l'impact des renouvelables dans les zones non interconnectées suit la même logique que pour la métropole, à la fois pour l'historique et la période prospective, en comparant des scénarios de référence (historique pour 2000-2021, bilans prévisionnels et PPE à partir de 2021) avec des scénarios contrefactuels (productions fixées à leur niveau de 2000 et 2021 respectivement).

L'horizon de l'étude prospective dépend du document de référence (cf. annexe 7.5.2). Pour les ZNI les plus peuplées (La Réunion, Corse, Guadeloupe, Martinique, Guyane), l'horizon des bilans prévisionnels est 2038 ; pour Mayotte, Saint-Martin et Saint-Barthélemy l'horizon des bilans prévisionnels est 2033. Pour les plus petites ZNI (Saint-Pierre-et-Miquelon, Wallis-et-Futuna et les îles du Ponant), les documents de référence sont les PPE, qui ont pour horizon 2023. Les objectifs de développement des énergies renouvelables de ces PPE n'ayant pas été atteints à ce jour, et ces documents étant les seules

références à disposition, on considère que les objectifs constituent le système de référence à l'horizon 2033 (afin d'étudier le même horizon que les ZNI de taille intermédiaire).

Enjeux de modélisation et hypothèse sur les remplacements

Pour la période historique, la production passée a été reconstituée sur la base de diverses sources ; la méthodologie est décrite en annexe 7.5.1. Pour la période prospective, la composition du mix électrique de chaque ZNI est estimée à partir des bilans prévisionnels et des PPE ; la méthodologie est décrite en annexe 7.5.2. Les deux scénarios contrastés, Azur et Émeraude, des bilans prévisionnels du gestionnaire des réseaux des plus grandes ZNI (EDF-SEI) ont été utilisés pour l'analyse.

Contrairement à l'approche adoptée pour la France métropolitaine, la modélisation des remplacements de production d'énergie renouvelable dans les ZNI une logique simplifiée, basée sur des remplacements de volume annuels plutôt qu'une modélisation au niveau horaire. En effet, la production locale d'électricité à base de combustibles fossiles est souvent la seule alternative dans les régions sans interconnexions avec le continent (ou avec des interconnexions limitées), ce qui est le cas pour les ZNI. L'étude suppose donc, tant pour l'historique que la période prospective, que l'énergie remplacée est du fioul : chaque quantité d'électricité renouvelable produite (MWh) est censée avoir permis et permettra d'éviter la production d'un MWh d'électricité au fioul³⁶. Cette hypothèse est justifiée en annexe 7.5.3.

On souligne que cette méthodologie est une simplification de la réalité, surtout pour le futur dans un contexte d'intégration d'importantes quantités d'énergies renouvelables, dont la variabilité est susceptible de menacer la stabilité du réseau. Certaines îles ont actuellement un seuil de déconnexion pour les installations de production, lorsque la production d'énergie renouvelable variable atteint environ 35 % à 45 % de la production totale d'électricité. Ensuite, différentes hypothèses liées à la flexibilité de la demande (en particulier sur la recharge des véhicules électriques), à la maîtrise de la demande d'énergie, aux capacités installées de batterie et aux technologies fournissant des capacités de réserve (batteries, groupes diesel, etc.) pourraient influencer l'intégration des énergies renouvelables, et donc leur impact sur le mix électrique. Ces questions sont discutées plus en détail en annexe 7.5.4.

4.3 Résultats des modélisations de l'impact des EnR sur la production électrique

4.3.1 Modélisation des remplacements de production en métropole

Le fonctionnement du système électrique européen est simulé pour le passé (de 2015 à 2019) et pour le futur (2025, 2030, 2035, 2040), dans les scénarios avec et sans renouvelables supplémentaires (par

³⁶ Sauf à La Réunion et en Guadeloupe, pour la période prospective, comme détaillé en annexe 7.5.3.

rapport aux capacités installées en 2000 et 2021 respectivement). Pour couvrir l'ensemble de la période d'étude (2000-2050), les changements de productions sont interpolés sur les années non modélisées explicitement. Pour la période 2000-2014, on considère que l'effet des productions renouvelables en France sur le système électrique européen interconnecté correspond à l'effet moyen sur la période 2015-2019 (renormalisé par la production renouvelable historique).

On déduit des simulations les écarts de production entre les scénarios de référence et contrefactuel, qui correspondent à l'impact des renouvelables additionnels sur le fonctionnement du système électrique. Les modélisations permettent ainsi de quantifier les productions fossiles évitées (gaz, charbon, fioul), la production nucléaire modulée, l'électrolyse supplémentaire qu'il est possible de réaliser (hydrogène bas carbone) et les pertes supplémentaires engendrées (écrêtements et pertes dans les cycles de stockage des STEP et des batteries, regroupés sous l'intitulé « Autres* ») par les renouvelables additionnels. On différencie dans l'analyse les différences de production entre les scénarios en France et dans les pays voisins interconnectés (lesquels sont agrégés sous le sigle « EU » dans les graphiques présentés).

Les graphiques ci-dessous présentent l'impact des renouvelables additionnels en termes de production énergétique (période historique, scénario S2 et scénario S3). Étant donné qu'on étudie l'impact du développement des renouvelables par rapport à des années fixes (2000 et 2021), on observe un « effet volume » sur les changements de production, qui correspond aux volumes d'énergie renouvelable produite supplémentaire. D'autres graphiques, offrant une autre visualisation des changements de production par filière, sont disponibles en annexe 7.4.1.

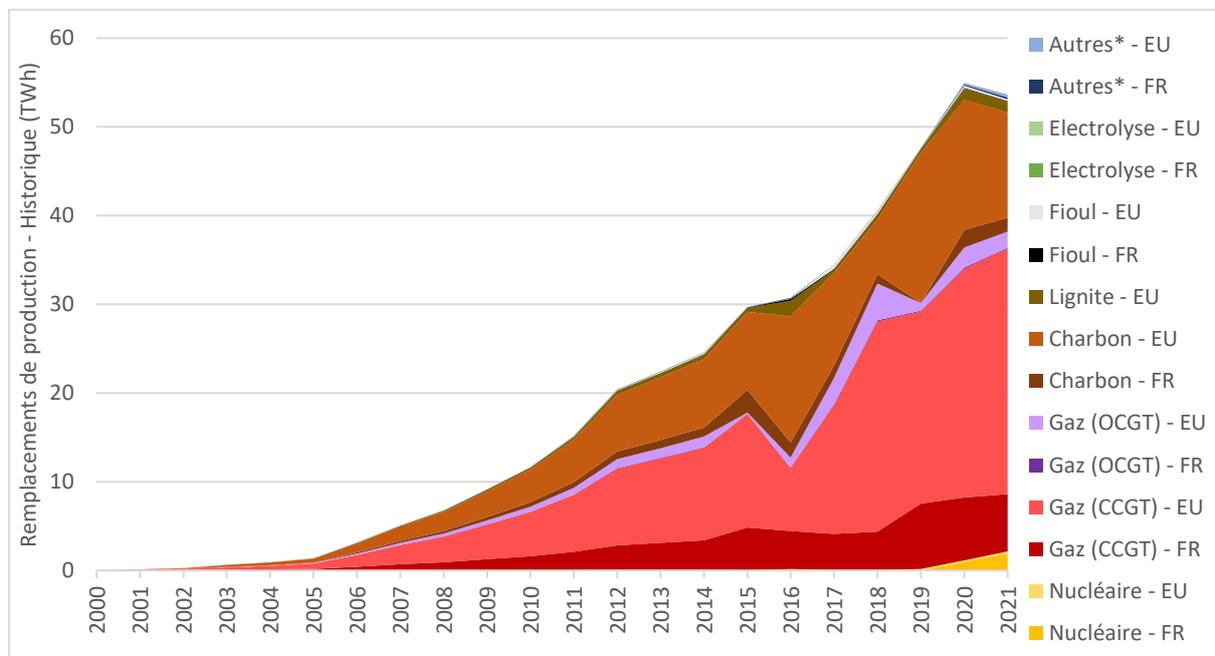


Figure 20 : Productions électriques remplacées par les renouvelables supplémentaires sur la période historique (TWh)

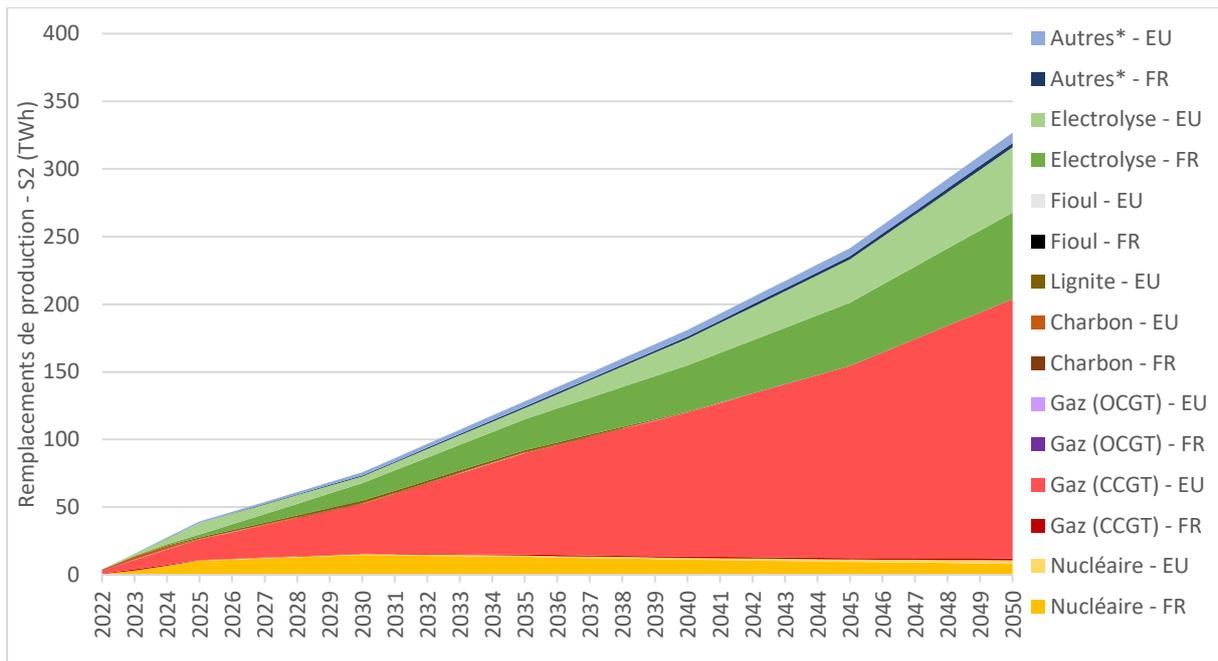


Figure 21 : Productions électriques thermiques remplacées et électrolyse additionnelle permise par les renouvelables supplémentaires sur la période prospective, scénario S2 (TWh)

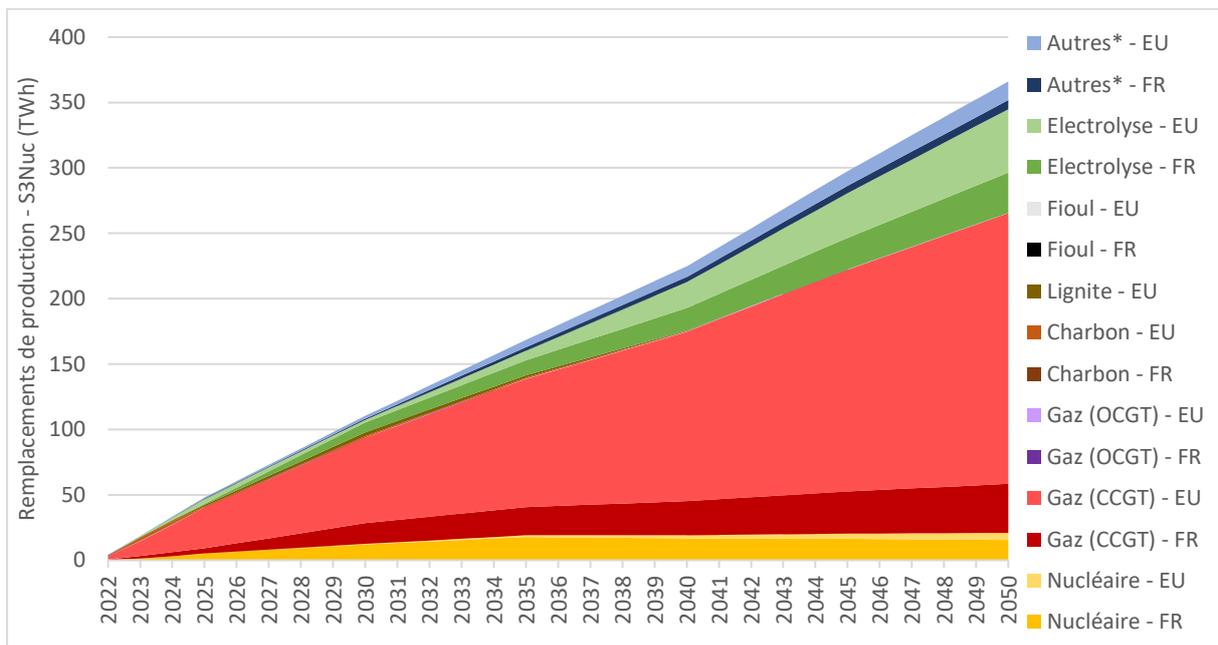


Figure 22 : Productions électriques thermiques remplacées et électrolyse additionnelle permise par les renouvelables supplémentaires sur la période prospective, scénario S3Nuc (TWh)

Les graphiques « en volume » permettent de se représenter l'impact des renouvelables dans leur ensemble sur la production totale. Il est également intéressant de regarder l'évolution de la répartition des changements de production selon les différentes filières, en représentant ces graphiques en pourcentage (cf. Figure 23 et Figure 24 ci-dessous). On lit alors directement ce qu'un MWh d'énergie renouvelable supplémentaire remplace (en proportion), en moyenne annuelle, pour une année donnée.

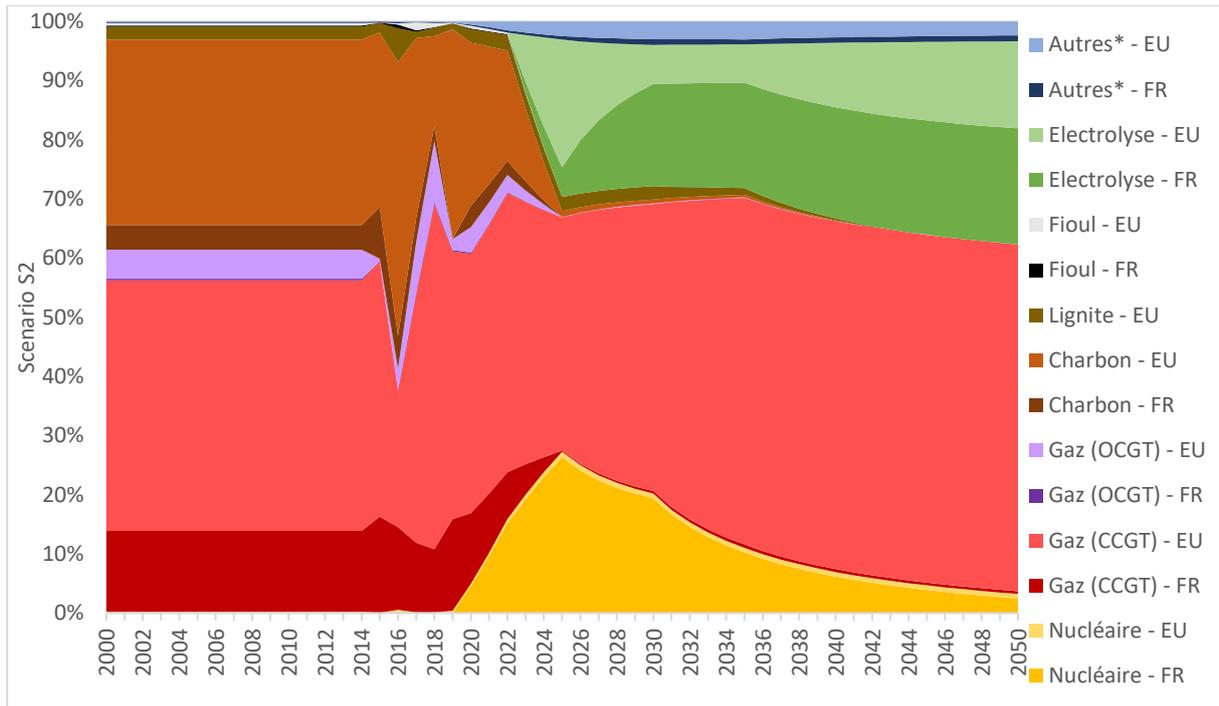


Figure 23 : Changements de production en proportion de remplacements, scénario S2

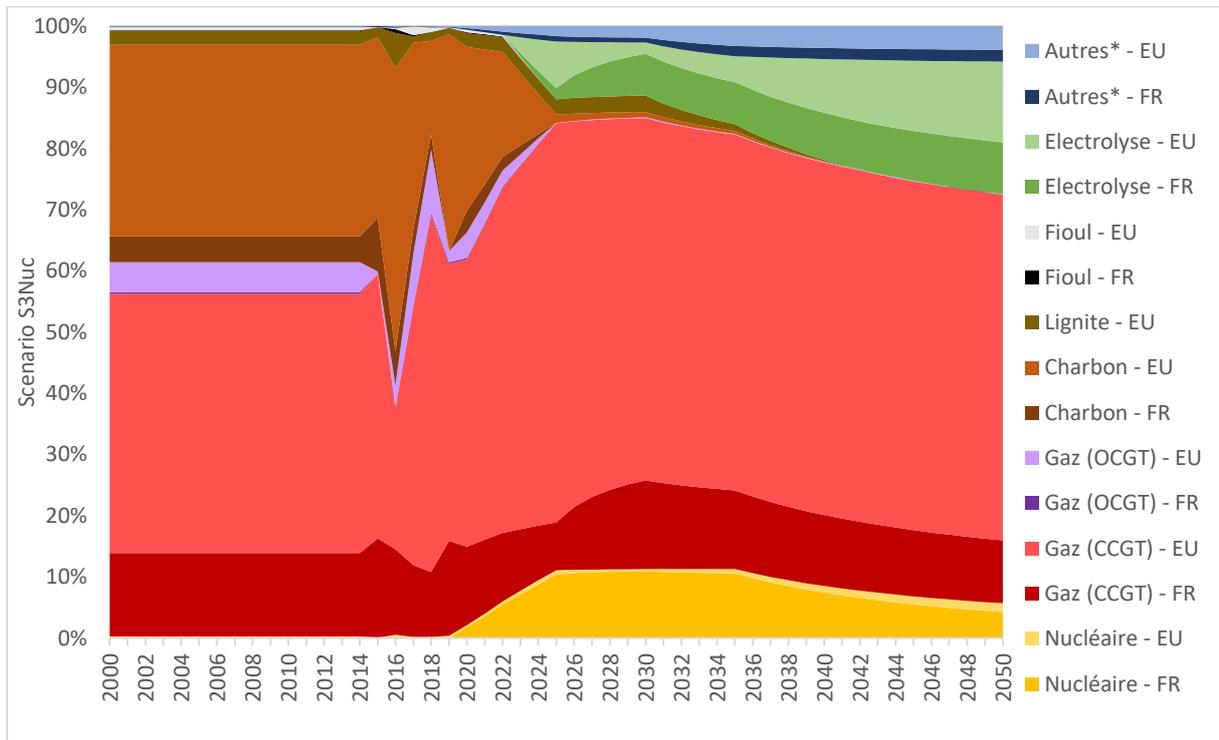


Figure 24 : Changements de production en proportion de remplacements, scénario S3Nuc

Schématiquement, les renouvelables additionnels remplacent prioritairement du fossile (en France et à l'étranger), puis permettent de produire plus d'hydrogène (en France et l'étranger), et enfin, s'il n'est pas possible d'exporter l'électricité, alors les renouvelables remplacent des productions nucléaires.

4.3.1.1 Analyse sur la période historique

Sur la période historique, les renouvelables additionnels remplacent essentiellement des productions thermiques³⁷, en grande majorité à l'étranger (entre 75% et 86% de productions remplacées le sont dans les pays voisins). Environ 60% des productions remplacées correspondent à du gaz (dont environ 14% en France), et 40% à du charbon (dont environ 4% en France).

Les années 2015 à 2019 (modélisées explicitement à partir des données historiques) présentent une variabilité interannuelle importante. Ceci s'interprète par la variabilité des prix de marché, qui font que la *production marginale* (et donc la production remplacée par les renouvelables additionnelle) est en plus ou moins grande partie du gaz ou du charbon. Les prix de marché dépendent notamment de la consommation, et donc des conditions climatiques (plus ou moins de besoins de chauffage).

Faute de disponibilité de données pour la modélisation, on considère dans cette étude que l'impact des renouvelables sur la période 2000-2014 correspond à la moyenne sur 2015-2019 : ceci constitue une approximation importante pour une année donnée, mais les résultats pour la trajectoire dans son ensemble fournissent *a priori* une approximation assez juste de ce qui s'est passé. En effet, les volumes de production renouvelable de la période 2000-2014 représentent moins de 30% de la production renouvelable totale sur la période 2000-2021.

4.3.1.2 Analyse sur la période prospective

Pour la période prospective, on observe une nette différence entre les scénarios S2 et S3Nuc (lesquels ont été choisis dans l'objectif d'étudier des scénarios contrastés).

La production d'électricité à partir d'énergie fossile (hors cogénération) en France est de moins de 1 TWh en 2025 dans le scénario S2, contre de l'ordre de 15 TWh dans le scénario S3Nuc (ceci pouvant notamment s'expliquer par une consommation domestique supérieure dans S3Nuc par rapport à S2, avec une différence à hauteur d'environ 45 TWh en 2025 et 110 TWh en 2040). Ceci explique pourquoi dans le scénario S3Nuc, 1 MWh d'énergie renouvelable supplémentaire remplace en moyenne 0,1 MWh de production à partir de gaz en France, contre presque 0 dans le scénario S2.

Dans les pays voisins, la production d'électricité d'origine fossile qui est remplacée par les renouvelables devient dans le futur très majoritairement du gaz plutôt qu'un mélange entre gaz et charbon. Ceci s'explique par le fait que le gaz occupe une part croissante des productions thermiques dans le mix européen (en remplacement du charbon notamment) dans les scénarios utilisés pour cette étude. Les scénarios retenus pour le mix électrique des différents pays ont été élaborés avant la crise énergétique qui a débuté en 2021 et dont les effets ont déjà été évoqués dans la section 2.2. Suite à cette crise, il est probable que l'importance du gaz dans le système électrique sera plus faible à l'avenir que celle considérée dans cette étude, ce qui pourrait affecter les résultats obtenus ici à court terme.

³⁷ Par hypothèse de modélisation, la production nucléaire annuelle n'est pas modifiée par les renouvelables sur l'historique. Ceci est justifié en annexe 7.3.2.3, et est en accord avec d'autres études (notamment le bilan prévisionnel 2019 de RTE).

Toutefois, le développement du biogaz et du méthane de synthèse devrait réduire l'importance du gaz naturel dans le mix gazier à l'horizon 2040-2050.

Les renouvelables remplacent également de la production nucléaire, essentiellement en France, mais dans une bien moindre mesure que pour les énergies fossiles. Le remplacement de production nucléaire représente de l'ordre de 5 à 10% des changements de productions dans le scénario S3Nuc. Dans le scénario S2, le nucléaire représente une part plus importante des productions remplacées au début, qui culmine à 26% en 2025, puis décroît plus fortement que dans S3Nuc pour atteindre 2% en 2050. Ceci s'explique par le fait que les capacités nucléaires installées sont identiques dans les deux scénarios en 2025 et 2030 alors que la consommation intérieure est bien plus faible dans S2, puis que les capacités nucléaires décroissent plus vite dans S2 que dans S3Nuc ensuite (il n'y a pas de nouveau nucléaire dans S2). La Figure 19 illustre notamment l'effacement du nucléaire (à pas de temps horaire) lorsque la production renouvelable est importante par rapport à la demande.

La consommation électrique pour la production d'hydrogène par électrolyse de l'eau occupe une part plus importante dans le scénario S2 que dans le scénario S3Nuc. En particulier, en 2050, 27% de l'électricité consommée en France l'est par l'électrolyse dans le scénario S2, contre 11% dans S3Nuc. Ceci explique en partie pourquoi la production d'hydrogène additionnel par électrolyse en France (et la demande électrique associée) est proportionnellement plus importante dans S2 que dans S3Nuc. Pour la production d'hydrogène supplémentaire en Europe, les deux scénarios sont très proches en fin de période, mais en début de période cette production additionnelle est proportionnellement plus importante dans S2 que dans S3Nuc. Ceci peut s'expliquer par le fait qu'avec une plus faible consommation en France et des capacités installées de production bas-carbone proches à l'horizon 2025, plus d'électricité peut être exportée, et donc aussi être utilisée pour produire de l'hydrogène par électrolyse dans les pays voisins (puisque'il y a relativement peu de capacités d'électrolyse en France à cet horizon pour consommer l'électricité excédentaire).

La catégorie « autres » dans les Figure 21 et Figure 22 précédentes regroupe l'écêtement des renouvelables et les pertes liées à l'efficacité des moyens de stockage (batteries et stations de transfert d'énergie par pompage – STEP). Les différences entre les scénarios s'expliquent par le fait que plus la production renouvelable variable (solaire, éolien) est élevée, plus les moyens de stockage sont utilisés, et donc plus les pertes liées à un cycle de stockage sont élevées. Jusqu'à 6% de la production renouvelable supplémentaire est ainsi perdue (le maximum est atteint en fin de période dans le scénario S3Nuc).

4.3.2 Modélisation des remplacements de production dans les ZNI

4.3.2.1 Productions remplacées sur l'historique dans les ZNI

Pour les ZNI, comme expliqué en section 4.2.2 et détaillé en annexe 7.5.3, on fait l'hypothèse que tout MWh renouvelable produit remplace un MWh de fioul. La production d'électricité au fioul évitée correspond donc à la production subventionnée dans chaque ZNI. Cette production a été reconstituée à partir des rapports annuels de la CRE comme montré en Figure 25 (cf. annexe 7.5.1).

Jusqu'au début des années 2010, ce sont essentiellement les installations hydroélectriques historiques, à la Réunion, en Guyane et en Corse, qui permettent d'éviter une production électrique à partir de fioul. D'autres production se développent également sur la période, essentiellement en Guadeloupe, Corse, Martinique, Guyane et à la Réunion. Il s'agit notamment de solaire photovoltaïque, d'éolien, de géothermie et de productions à partir de biomasse, comme présenté en Figure 26. Le détail des productions électriques par ZNI est donné en annexe 7.1, et la quasi-intégralité des productions renouvelables sont subventionnées dans les ZNI (à l'exception notable des centrales électriques combinant charbon et bagasse).

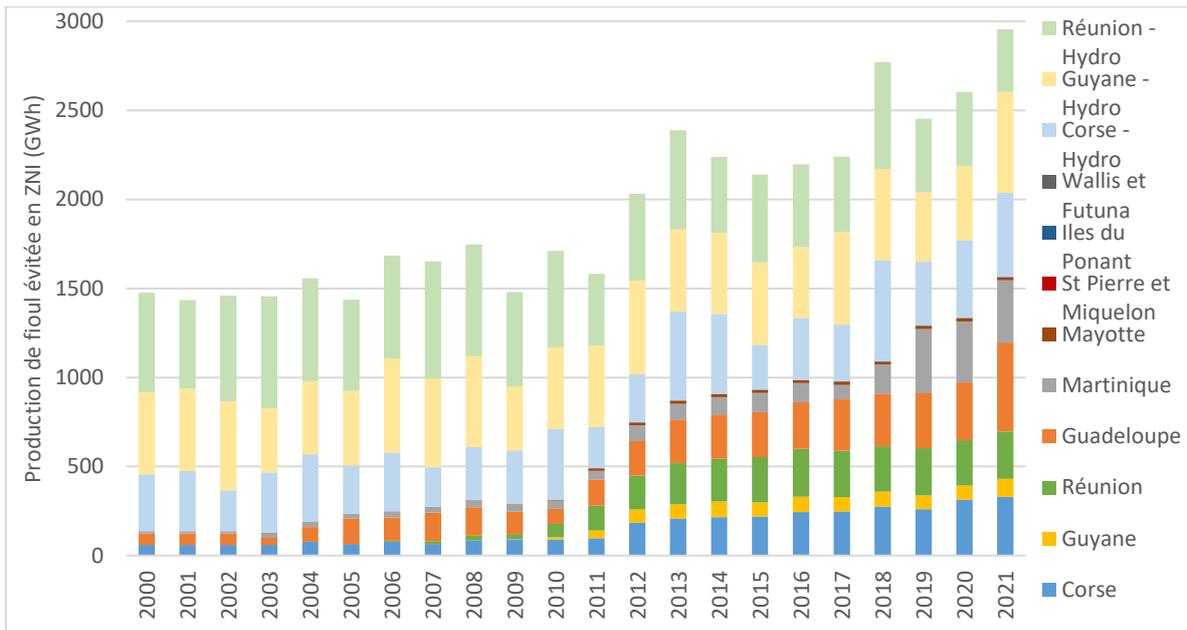


Figure 25 : Production au fioul évitée par ZNI pour la période historique (GWh)

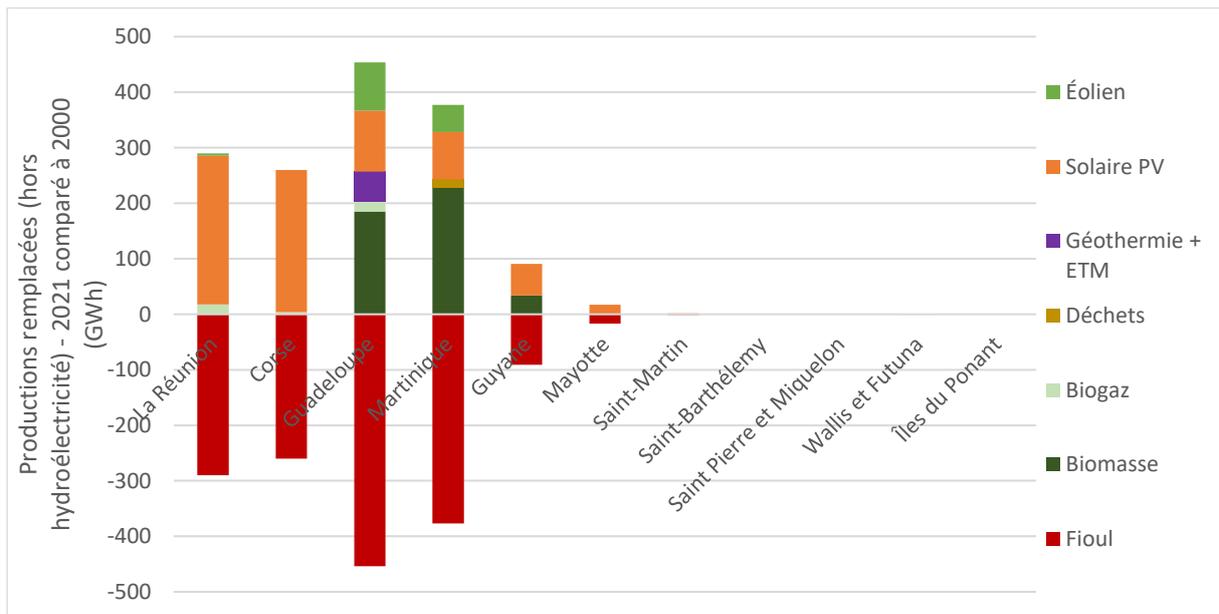


Figure 26 : Changements de productions grâce aux renouvelables supplémentaires en 2021 par rapport à 2000 (hors hydroélectricité et hors bagasse non subventionnée) – ETM correspond à énergie thermique des mers

4.3.2.2 Productions remplacées sur la période prospective dans les ZNI

Pour la partie prospective (horizons 2038, 2033 et PPE des scénarios Azur et Émeraude), on fait également l'hypothèse que tout MWh de production renouvelable supplémentaire (par rapport à 2021) remplace un MWh de production fossile³⁸.

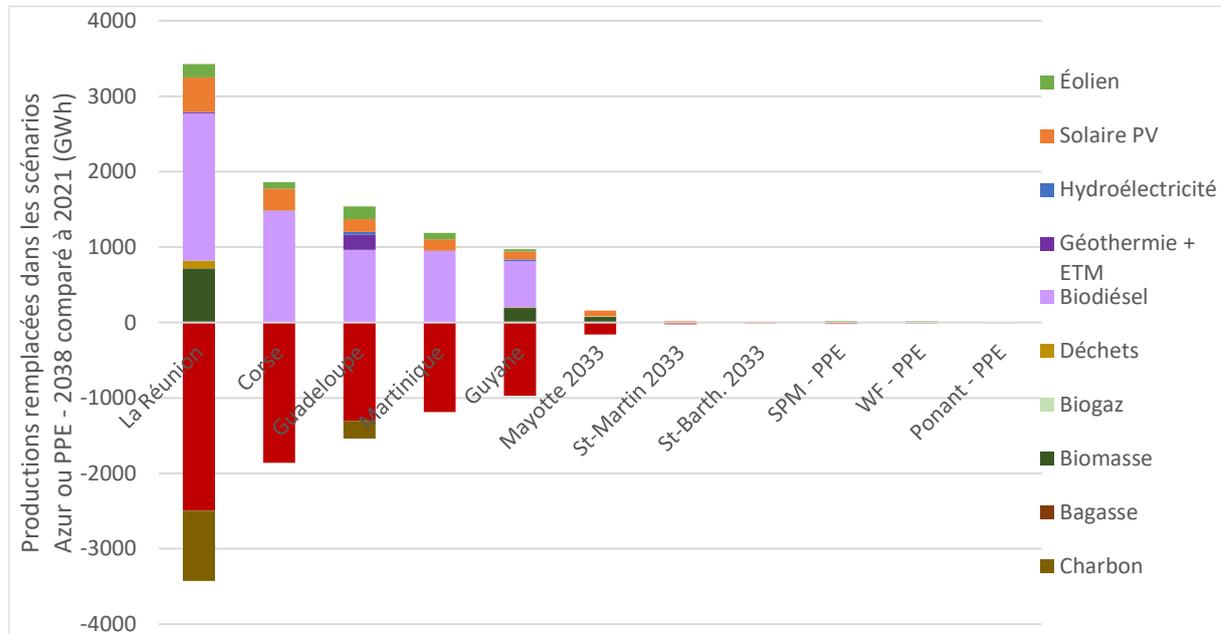


Figure 27 : Changements de productions grâce aux renouvelables supplémentaires par rapport à 2021, scénarios prospectifs Azur et PPE

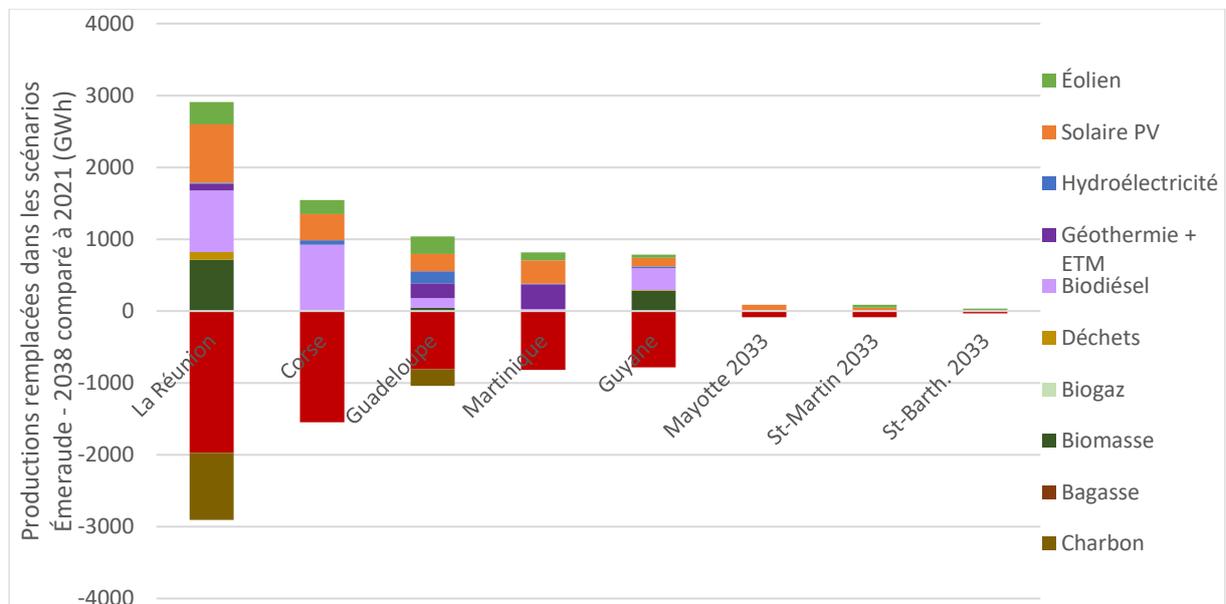


Figure 28 : Changements de productions grâce aux renouvelables supplémentaires par rapport à 2021, scénarios prospectifs Émeraude

³⁸ Les hypothèses sont détaillées en annexe 7.5.3. Le charbon remplacé correspond à la production 2021.

Les scénarios Azur et Emeraude se distinguent notamment sur la maîtrise de la demande (consommation plus faible dans Emeraude) et sur le niveau de production renouvelable (plus élevé dans Emeraude). Par construction des scénarios, on suppose une sortie des énergies fossiles dans les cinq principales ZNI, avec l'utilisation de biodiésel pour satisfaire la demande. Ainsi, les changements de production assurés par les renouvelables additionnels reposent de manière plus importante sur le biodiésel dans les scénarios Azur que dans les scénarios Emeraude.

5 Atténuation du changement climatique

L'objectif premier du développement des énergies renouvelables est de réduire les émissions de gaz à effet de serre (GES), que ce soit en décarbonant la production d'énergie (électricité et hydrogène notamment), ou en permettant la décarbonation d'usages énergétiques (chauffage, véhicules électriques, électrification dans l'industrie, etc.). La contribution globale des énergies renouvelables à la décarbonation de l'économie française est discutée en section 3.3.

Si le système électrique métropolitain est déjà largement décarboné grâce aux capacités de production nucléaires et hydroélectriques historiques, le développement des renouvelables permet de décarboner encore plus le mix français ainsi que celui des pays voisins. Par ailleurs, les ZNI présentent encore un mix largement carboné, et le développement des renouvelables a un impact direct sur la production électrique à partir de combustibles fossiles.

L'objectif de cette section est d'estimer les réductions d'émissions de GES permises par le développement des énergies renouvelables en France métropolitaine et dans les ZNI, à partir des estimations des remplacements de production décrits dans la section précédente, et en utilisant des facteurs d'émissions de GES de référence.

5.1 Facteurs d'émission retenus

Afin d'évaluer les émissions de gaz à effet de serre de la production électrique on utilise des facteurs d'émissions des GES en analyse de cycle de vie. L'analyse de cycle de vie (ACV) permet de prendre en compte l'intégralité des émissions, directes comme indirectes, sur toute la vie du moyen de production : extraction des matières premières, fabrication, transformation, transport, construction, démantèlement, gestion des déchets et combustion.

Lorsqu'ils étaient disponibles, les facteurs retenus par RTE dans l'étude *Futurs Énergétiques* ont été utilisés. Ces facteurs sont issus d'un travail de modélisation adapté au contexte français et ils intègrent une vision prospective, à l'horizon 2050. Les facteurs d'émissions fournis par RTE sont interpolés entre 2020 et 2050 dans cette étude pour intégrer leur évolution prospective. Ces facteurs fournissent une estimation des émissions de GES rapportées à l'énergie produite, en grammes de CO2 équivalent par kWh d'électricité produite.

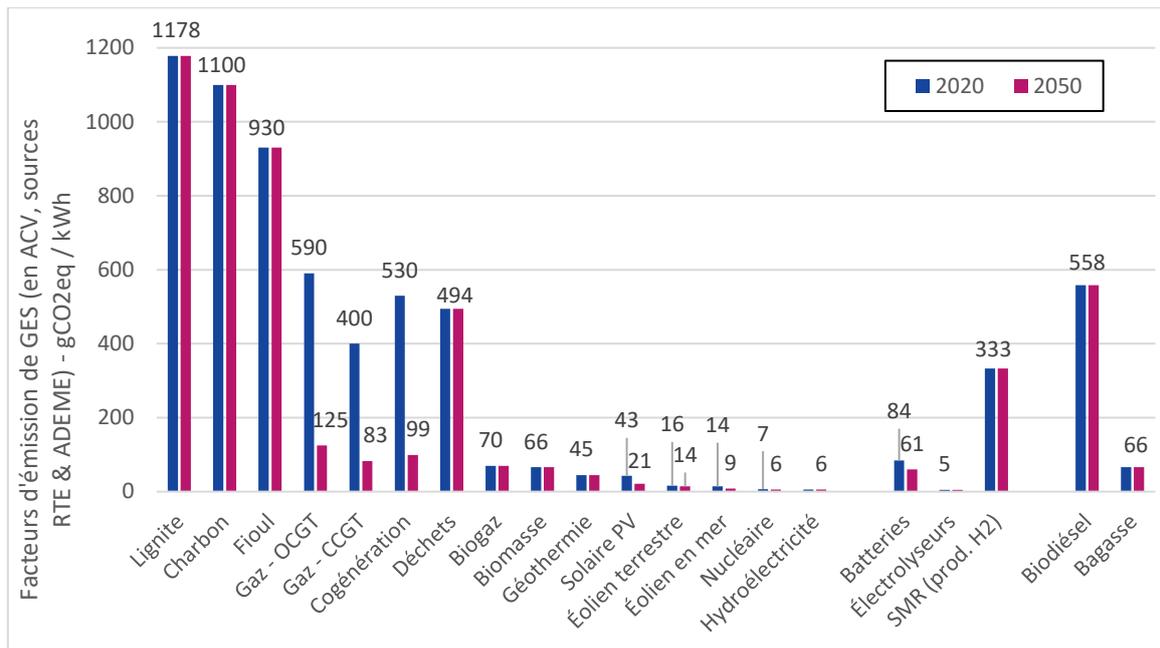


Figure 29 : Facteurs d'émissions de gaz à effet de serre en cycle de vie pour le système électrique (gCO2e/kWh)

Le détail des sources retenues et quelques éléments d'analyse sur les facteurs retenus sont disponibles en annexe 7.6.1. On attire en particulier l'attention sur les points suivants :

- | Les émissions prospectives des centrales à gaz prennent en compte le passage au biométhane à 100% dans les réseaux à horizon 2050.
- | Pour prendre en compte les émissions évitées grâce à la production d'hydrogène par électrolyse de l'eau permise par les renouvelables, on suppose que le moyen de production alternatif aurait été le vaporeformage du méthane. L'hydrogène produit « en plus » dans le scénario de référence par rapport au contrefactuel compte alors, par hypothèse, comme permettant d'éviter des émissions équivalentes à celles liées au vaporeformage du méthane.
- | Les facteurs d'émission pour le biodiésel varient considérablement d'une source à l'autre, car ils dépendent avant tout des hypothèses d'ACV portant sur les changements d'affectation des surfaces dédiées à sa production. Le facteur utilisé dans cette étude repose sur une hypothèse moyenne concernant l'impact de l'usage des sols, et de plus amples informations sur cette hypothèse sont disponibles à l'annexe 7.6.2.

5.2 Emissions de GES de la production électrique en analyse de cycle de vie

Afin de donner un point de comparaison concernant les ordres de grandeurs des émissions évitées par les renouvelables subventionnés en France, on fournit ci-dessous les émissions totales de gaz à effet de serre (en analyse de cycle de vie) du mix de production électrique en métropole et dans les ZNI. Pour comparaison avec les pays voisins, les émissions directes pour la production d'électricité en 2019 étaient de : 222 MtCO2eq en Allemagne, 81 MtCO2eq en Italie, 59 MtCO2eq en Espagne et 57

MtCO₂eq au Royaume-Uni, contre 20 MtCO₂eq en France³⁹. Les intensités carbone des mix français (métropole et ZNI) sont également disponibles en annexe 7.6.3.

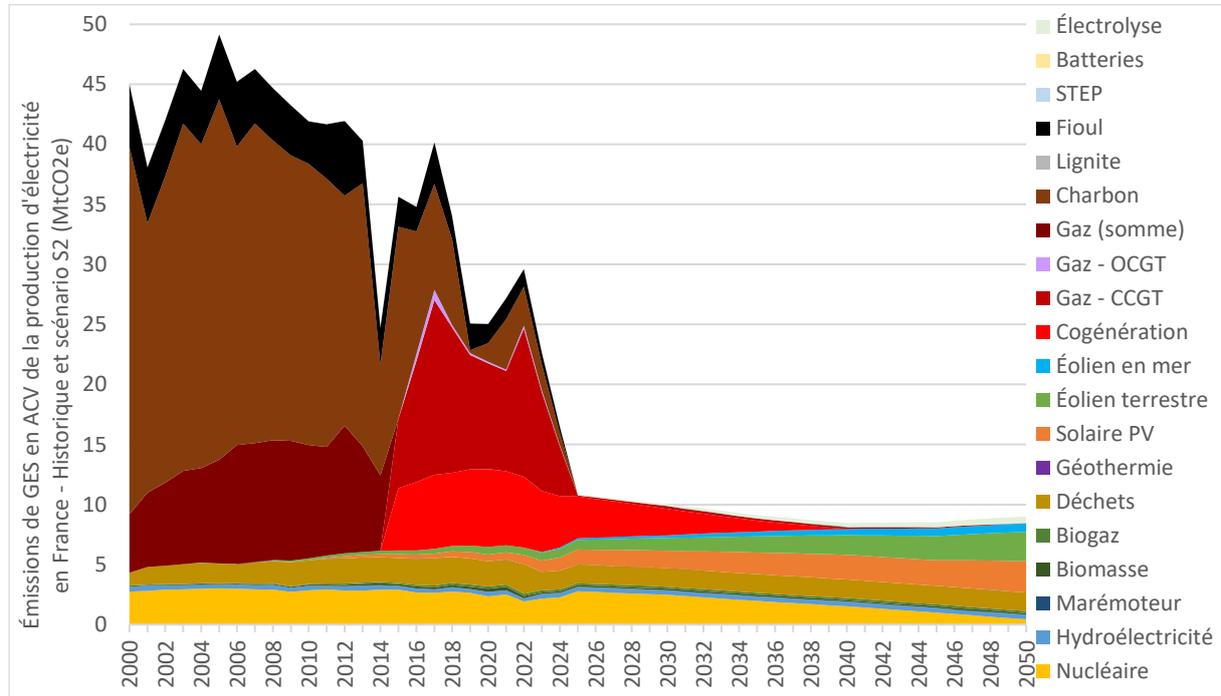


Figure 30 : Emissions de GES liées à la production d'électricité en métropole, historique et scénario S2 (MtCO₂e)

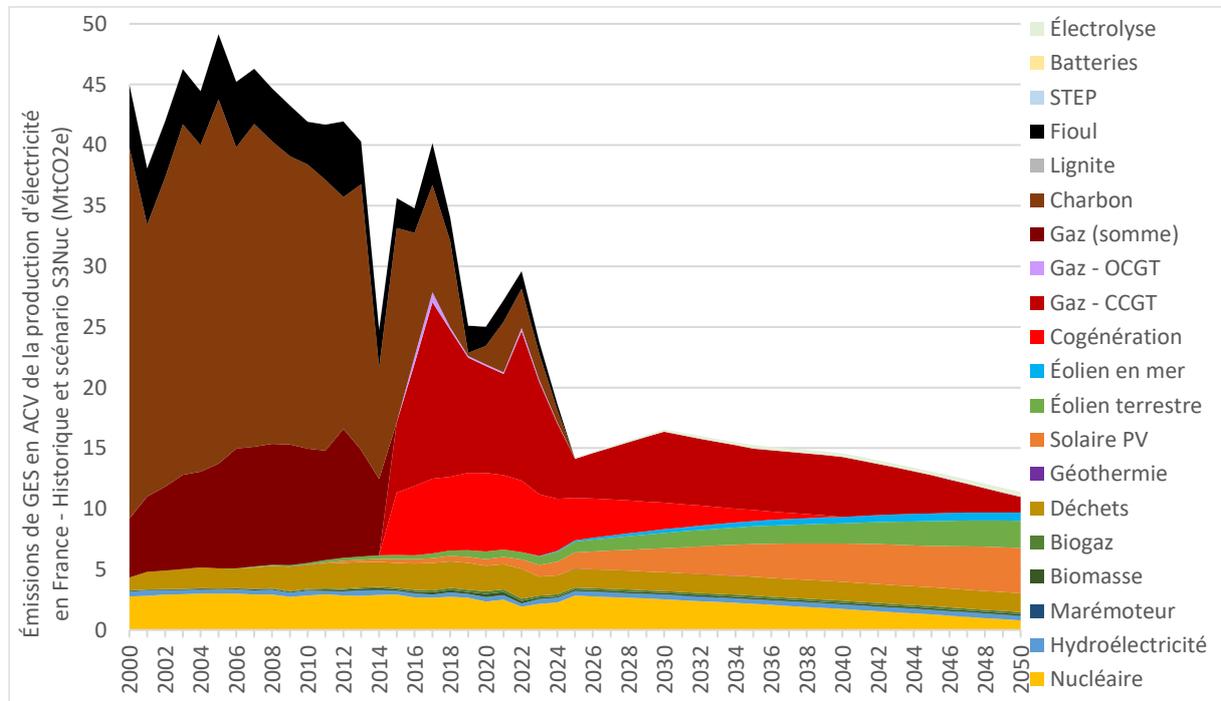


Figure 31 : Emissions de GES liées à la production d'électricité en métropole, historique et scénario S3Nuc (MtCO₂e)

³⁹ D'après RTE, *Futurs Énergétiques*. Le périmètre ne comprend que les émissions directes (pas en ACV) en France.

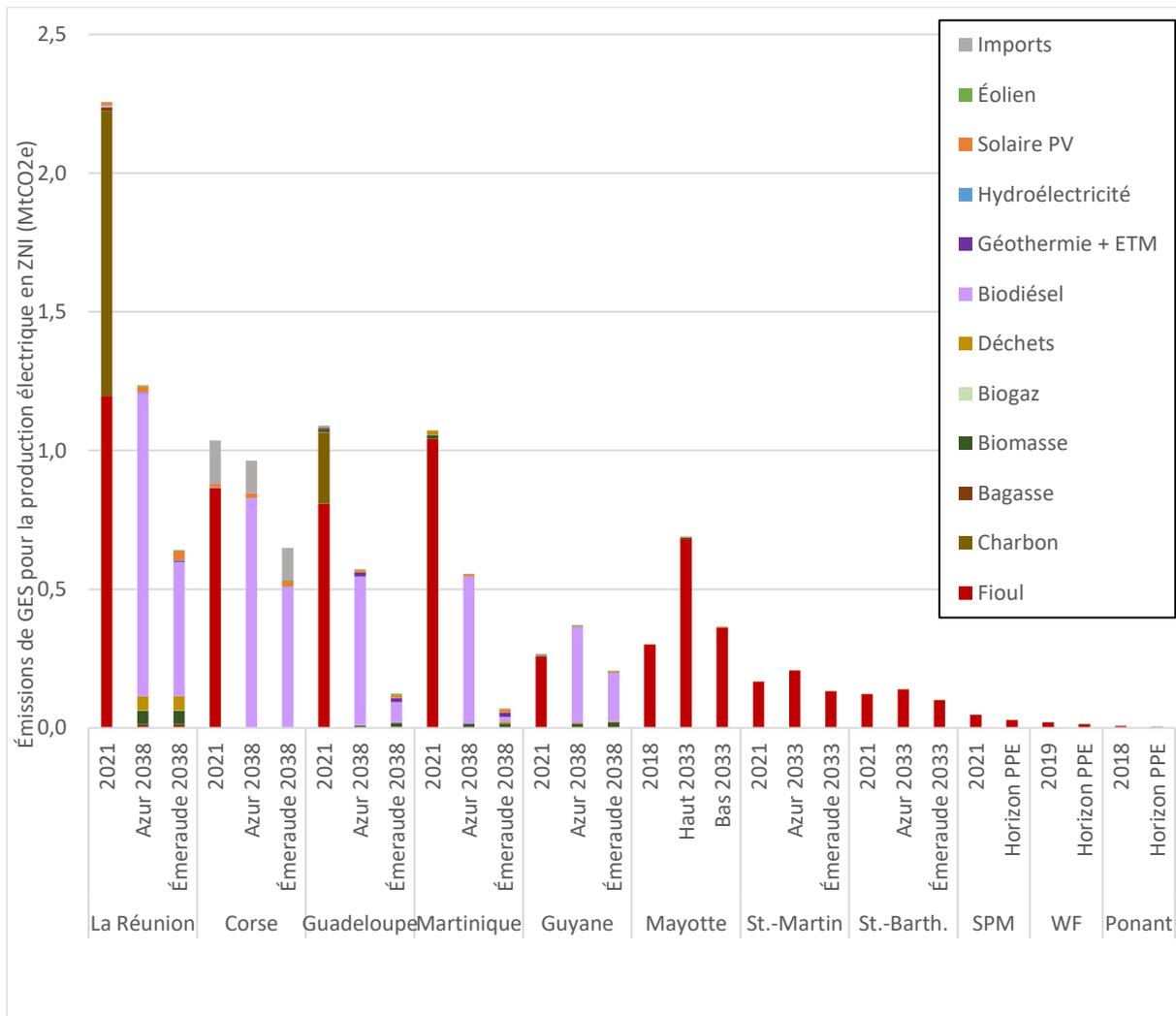


Figure 32: Emissions de GES liées à la production d'électricité dans les ZNI (MtCO2e)

5.3 Quantifications des gains en termes d'émissions de GES

Les résultats présentés dans cette partie correspondent à la moyenne des impacts entre les scénarios S2 et S3Nuc. Les résultats par scénarios sont disponibles en annexe 7.4.

5.3.1 France métropolitaine

5.3.1.1 Principe d'annualisation

Un des objectifs principaux de cette étude est de quantifier l'impact des énergies renouvelables électriques subventionnées en France sur les émissions de gaz à effet de serre (GES) à l'échelle européenne. Puisque les subventions françaises aux énergies renouvelables sont associées à des contrats ayant pour la plupart une durée de 20 ans, les capacités renouvelables en 2021 ont pour

beaucoup été subventionnées par le passé, et pour la plupart produiront encore de l'électricité et resteront subventionnées pour les années à venir.

Il y a donc un enjeu méthodologique quant à la manière de prendre en compte de l'impact des énergies renouvelables subventionnées sur l'ensemble de leur durée de vie. La méthodologie retenue dans la présente étude consiste à *annualiser* les impacts : l'impact d'une capacité installée est évalué sur l'ensemble de sa durée de vie (en sommant les impacts annuels des productions évitées et supplémentaires), puis il est réparti équitablement sur la durée des subventions (20 ans). La méthodologie est décrite en annexe 7.8.

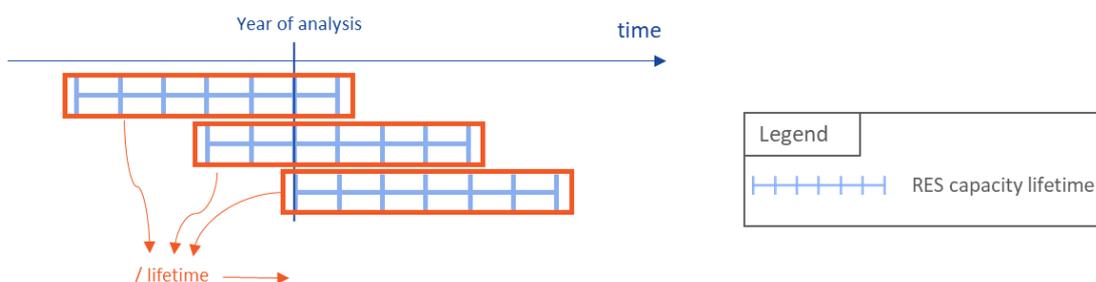


Figure 33: Principe d'annualisation de l'impact des renouvelables subventionnés

5.3.1.2 Émissions évitées en France métropolitaine

Les modélisations dont les résultats sont présentés en section 4.3.1 ont permis de quantifier les productions fossiles et thermiques évitées par les renouvelables ainsi que la production d'hydrogène supplémentaire. En appliquant à ces résultats les facteurs d'émission présentés en section 5.1, on calcule les émissions évitées par les renouvelable additionnel (Figure 34). Trois types d'émissions sont prises en compte :

- | Les émissions en moins, associées à la production d'électricité par les renouvelables additionnels, qui aurait sinon été produite par des moyens thermiques (essentiellement fossile).
- | Les émissions en moins, associées à la production d'hydrogène supplémentaire (par électrolyse de l'eau grâce à l'électricité renouvelable additionnelle), qui aurait sinon été réalisée par vaporeformage du méthane.
- | Les émissions en plus, liées aux renouvelables, à l'électrolyse et aux moyens de stockage (en analyse de cycle de vie).

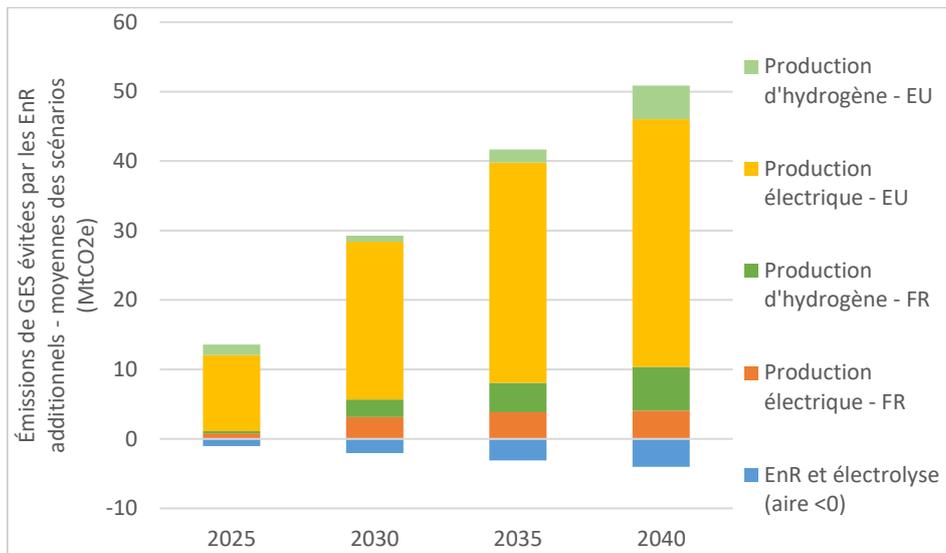


Figure 34 : Emissions évitées par les renouvelables additionnels (moyennes des scénarios prospectifs), en MtCO2eq

Les émissions évitées peuvent être rapportées au MWh de production renouvelable additionnelle, y compris non subventionnées. Le détail des émissions évitées par filière est donné en Figure 35 ci-dessous.

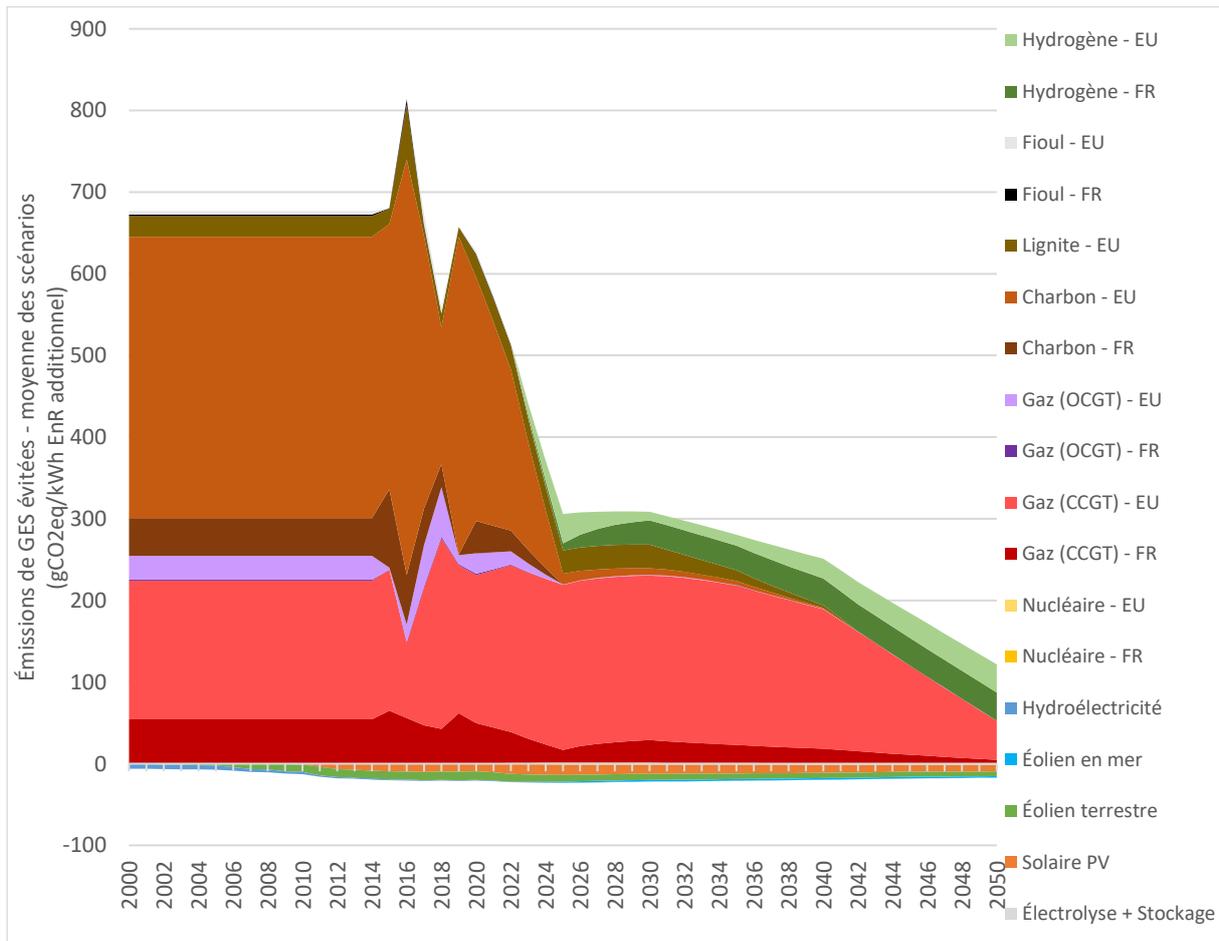


Figure 35 : Émissions évitées (moyenne entre les scénarios), en gCO2eq/kWh renouvelable additionnel

Les résultats sont assez similaires à ceux sur les remplacements de production, puisqu'il ne s'agit que d'une déformation par les facteurs d'émissions. Le charbon occupe une part plus importante sur la période historique (puisque'il est plus émetteur que le gaz). La part du gaz dans les émissions décroît fortement entre 2040 et 2050, notamment sous l'effet de la forte augmentation de la part du biométhane dans le mix de gaz (tandis que l'alternative à la production d'hydrogène par électrolyse – le vaporeformage – est supposée continuer d'utiliser du gaz fossile sans abattement). Pour comparaison, l'intensité carbone du mix de référence (Figure 81, en annexe 7.6.3) est globalement décroissante avec un maximum de 90gCO₂e/kWh sur la période historique, et environ 20 gCO₂e/kWh pour la période prospective.

On applique ensuite la méthodologie d'annualisation pour calculer l'impact carbone moyen des productions renouvelables subventionnées. Les résultats sont donnés en Figure 36 ci-dessous.

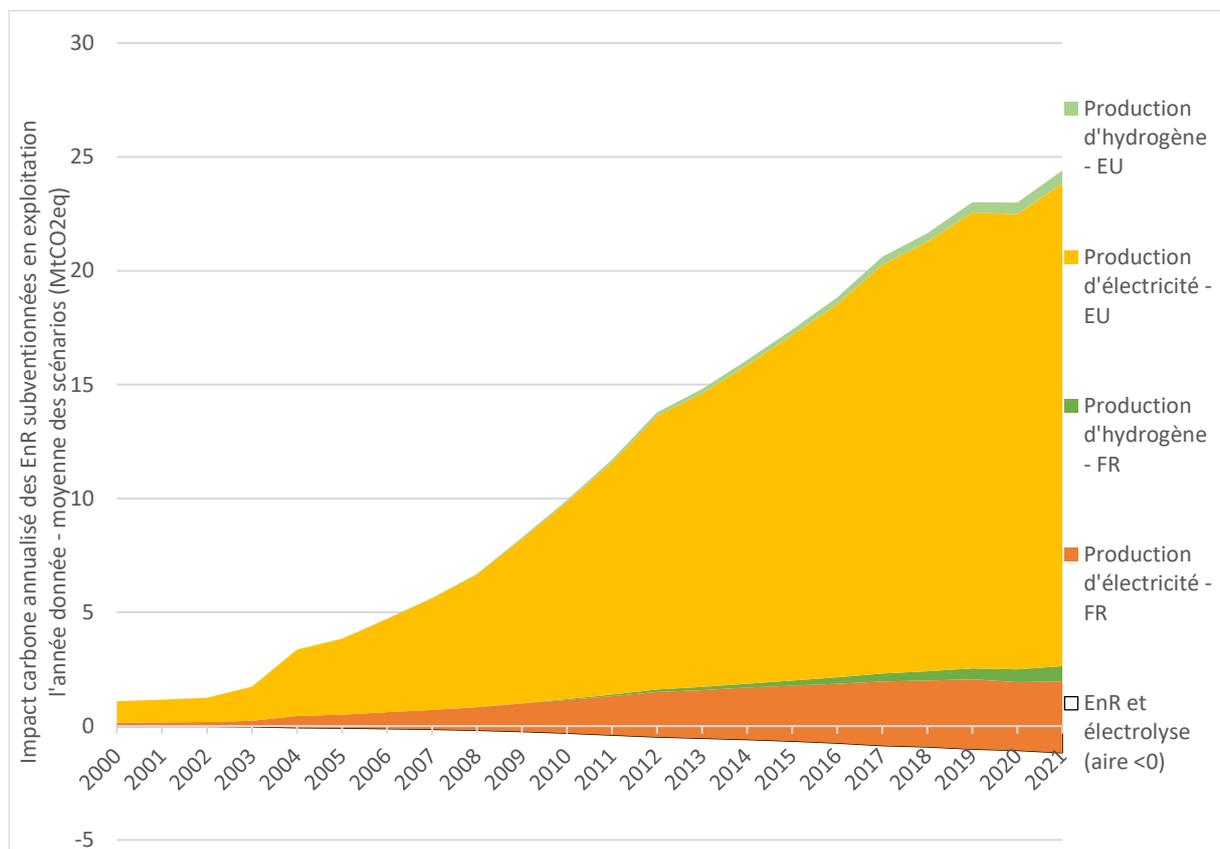


Figure 36 : Impact carbone annualisé des capacités EnR subventionnées en service l'année donnée, en MtCO₂eq

On obtient donc l'impact carbone moyen des subventions, en prenant en compte l'évolution du mix électrique sur l'ensemble de la durée de subvention des moyens de production. Cet impact est calculé en analyse de cycle de vie, et est issu d'une modélisation fine du fonctionnement du système électrique européen.

Par exemple, les émissions évitées annualisées par les installations renouvelables qui étaient subventionnées en 2021 sont de 24 MtCO₂eq, soit approximativement le total des émissions liées à la

production d'électricité en France. Environ 85% des émissions évitées par les subventions aux renouvelables en France le sont dans les pays voisins⁴⁰.

Si les émissions évitées liées à la production d'hydrogène peuvent surprendre dans la Figure 36, étant donné qu'il n'y a pas de production significative d'hydrogène par électrolyse en France à l'heure actuelle, ceci s'explique par la méthodologie d'annualisation. En effet, les renouvelables installés en 2021 permettront de produire de l'hydrogène dans le futur, et comme on considère l'impact moyen sur la durée de subvention, cet impact lié à l'hydrogène est pris en compte dès 2021.

5.3.2 Zones non interconnectées (ZNI)

Pour chaque ZNI, les émissions évitées par les productions renouvelables sont calculées sur la période historique et à horizon prospectif (2038, 2033). Les émissions évitées sont interpolées pour les années intermédiaires. Le calcul des émissions évitées repose sur l'impact en analyse de cycle de vie des énergies renouvelables subventionnées, dont certaines ont un contenu carbone relativement élevé (déchets et biodiésel notamment). Les émissions évitées sont ensuite divisées par la production renouvelable additionnelle. Les résultats sont présentés en Figure 37.

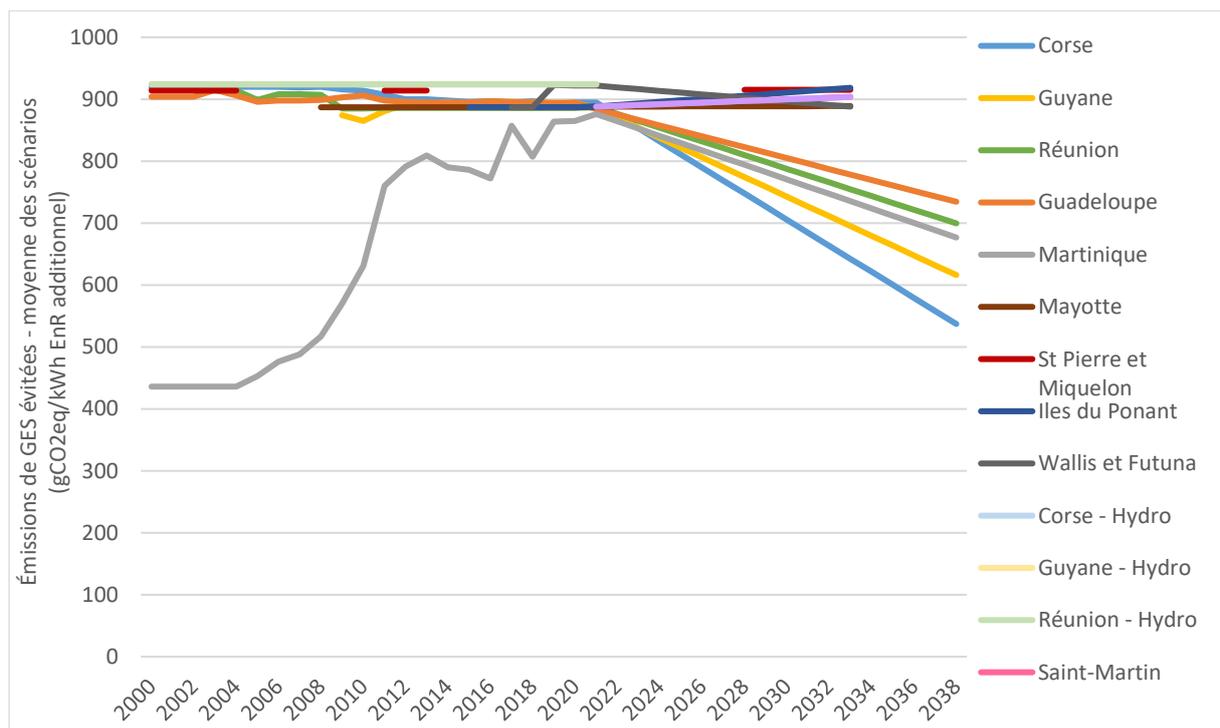


Figure 37 : Émissions de GES évitées (en gCO2eq/kWh de production renouvelable additionnelle)⁴¹

⁴⁰ Ce résultat est cohérent avec les travaux de RTE menés dans le bilan prévisionnel 2019, qui évaluaient les émissions évitées par les productions éoliennes et solaires en France à 22 MtCO₂ en 2019, dont 17 MtCO₂ à l'étranger (soit 77%). Il est important de noter que le périmètre de modélisation est différent entre les deux études, notamment en raison de l'annualisation de l'impact des renouvelables.

⁴¹ Dans certaines ZNI, il n'y avait aucune installations renouvelables certaines années (par exemple avant 2008 à Mayotte, ou depuis 2014 à Saint-Pierre-et-Miquelon)

Sur la période historique, l'impact carbone (en termes d'émissions de GES évitées nettes) des renouvelables est d'environ 900 gCO₂eq/kWh : il correspond à l'intensité carbone de la production au fioul, diminuée de l'impact des renouvelables en analyse de cycle de vie. Seule la Martinique, dont une part importante de la production subventionnée est réalisée à partir de déchets, présente un bénéfice nettement moins bon en début de période historique. Pour la période prospective, les émissions de GES évitées par kWh renouvelable deviennent moins importantes, en raison de l'utilisation croissante de biodiésel dans les centrales au fioul (le biodiésel ayant un facteur d'émissions de GES plus élevé que les autres renouvelables).

Les émissions évitées par les renouvelables subventionnés sur la période historique dans les ZNI sont présentées en Figure 38 ci-dessous. L'émission de 2,7 MtCO₂eq a ainsi été évitée en 2021, et près de 39 MtCO₂eq d'émissions ont été évitées sur la période 2000-2021. La production des installations hydroélectriques historiques permet d'éviter 1,2 MtCO₂eq par an en moyenne, soit près de 70% du total des émissions évitées sur la période 2000-2021.

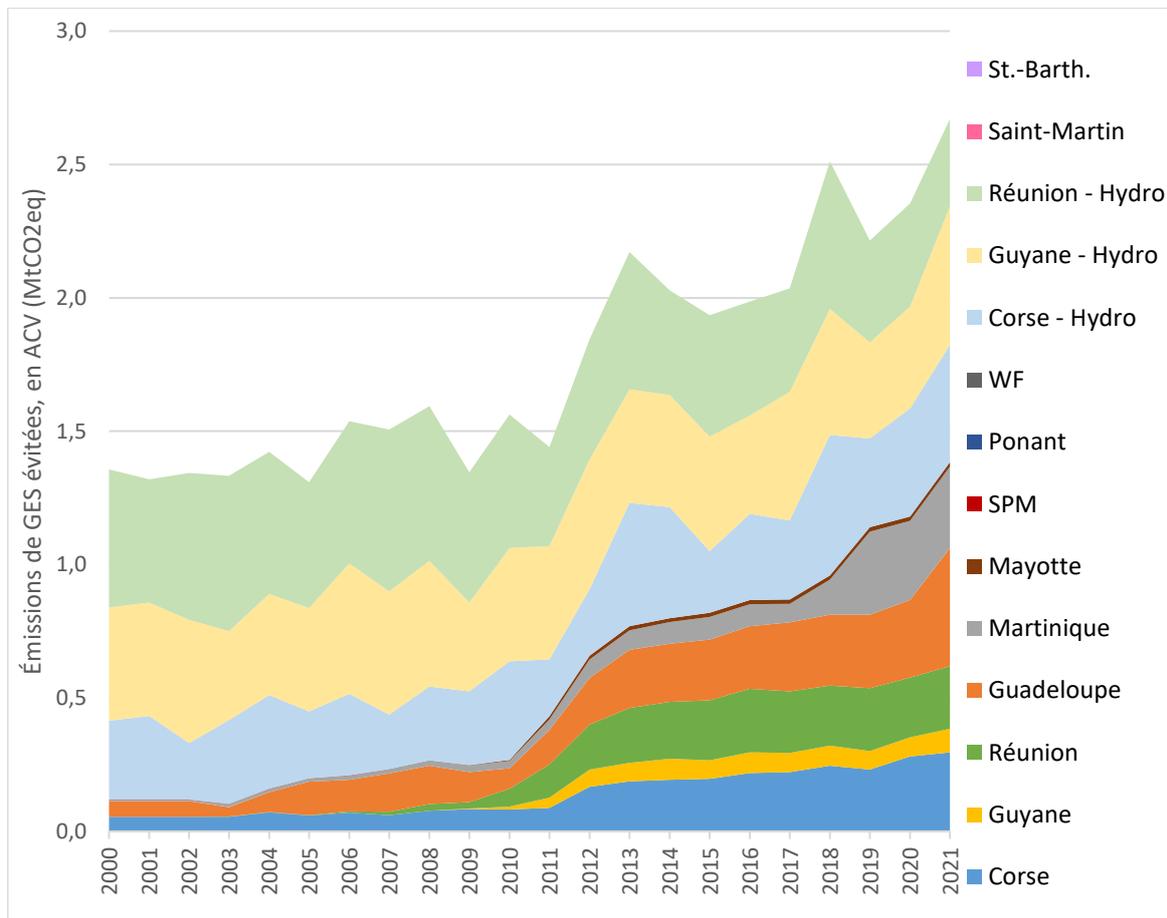


Figure 38 : Total des émissions de GES évitées annuellement dans les ZNI, en analyse de cycle de vie (en MtCO₂eq)

5.4 Comparaison des émissions de GES évitées aux subventions

Un indicateur intéressant pour évaluer l'efficacité des subventions pour la décarbonation consiste à rapporter les subventions aux renouvelables versées par l'État aux émissions de gaz à effet de serre évitées (ratio €/tCO₂eq). C'est l'objet des Figure 39 et Figure 40 ci-dessous.

5.4.1 France métropolitaine

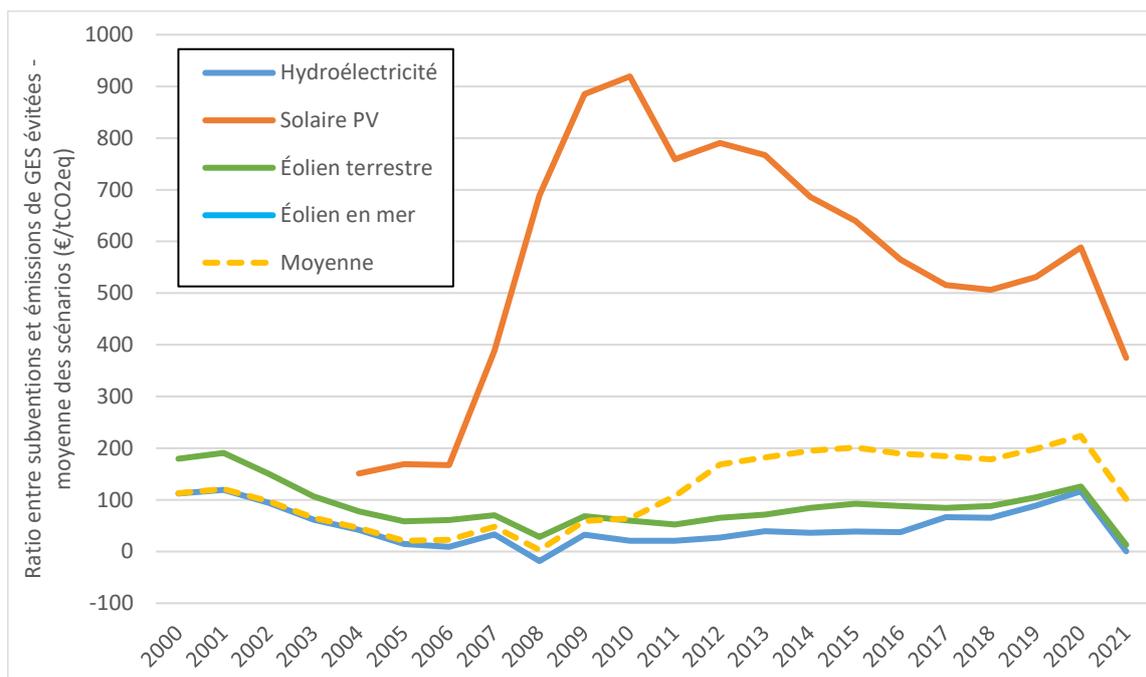


Figure 39 : Emissions évitées rapportées aux subventions aux renouvelables en métropole (€/tCO₂eq)

Le ratio entre les subventions et les émissions évitées (qui est un indicateur d'efficacité des subventions du point de vue de la réduction des émissions de GES) dépend largement de la technologie en métropole⁴². Ceci s'explique par le fait que les contrats de subvention sont différenciés selon la filière de production. Notamment, les subventions au photovoltaïque (rapportées à la production) sont plus élevées que pour les autres filières. Ceci est notamment dû au fait que les subventions pour la production photovoltaïque lors de l'émergence de la filière étaient nettement plus élevées (coût d'achat culminant à 546€/MWh en 2010) qu'ils ne le sont aujourd'hui (contrats d'achat typiquement autour de 55 à 75 €/MWh). Les variabilités interannuelles s'expliquent notamment par l'évolution des contrats d'achat, la variabilité des prix de marché (mécanismes de contrats pour différence), et les variations de l'impact carbone d'un même type de production.

⁴² On souligne par ailleurs que cette étude considère qu'un MWh renouvelable évite les mêmes émissions indépendamment de la technologie de production. Ceci représente une approximation, puisque les émissions évitées dépendent de manière croissante du profil de production comparé à la demande (selon la saison ou le moment dans la journée notamment). Les courbes présentées en Figure 39 ne représentent donc pas exactement le coût des subventions par tonnes d'émissions de GES évitées de chaque filière, même si elles constituent une bonne approximation.

Toutes filières confondues, le coût moyen des subventions versées pour éviter une tonne d'équivalent-CO2 est d'environ 180€ sur la période 2014-2021 (et 200€ en excluant 2021) pour la production électrique renouvelable en France métropolitaine. Nous insistons sur le fait que l'indicateur donné ici n'est pas suffisant à lui seul pour étudier l'efficacité des dépenses publiques. Pour ce faire, il doit être comparé à la part des subventions publiques dans le coût total de production par MWh, et à l'additionnalité des dépenses publiques (combien 1€ de dépenses publiques a effectivement déclenché de dépenses privées).

5.4.2 Zones non interconnectées (ZNI)

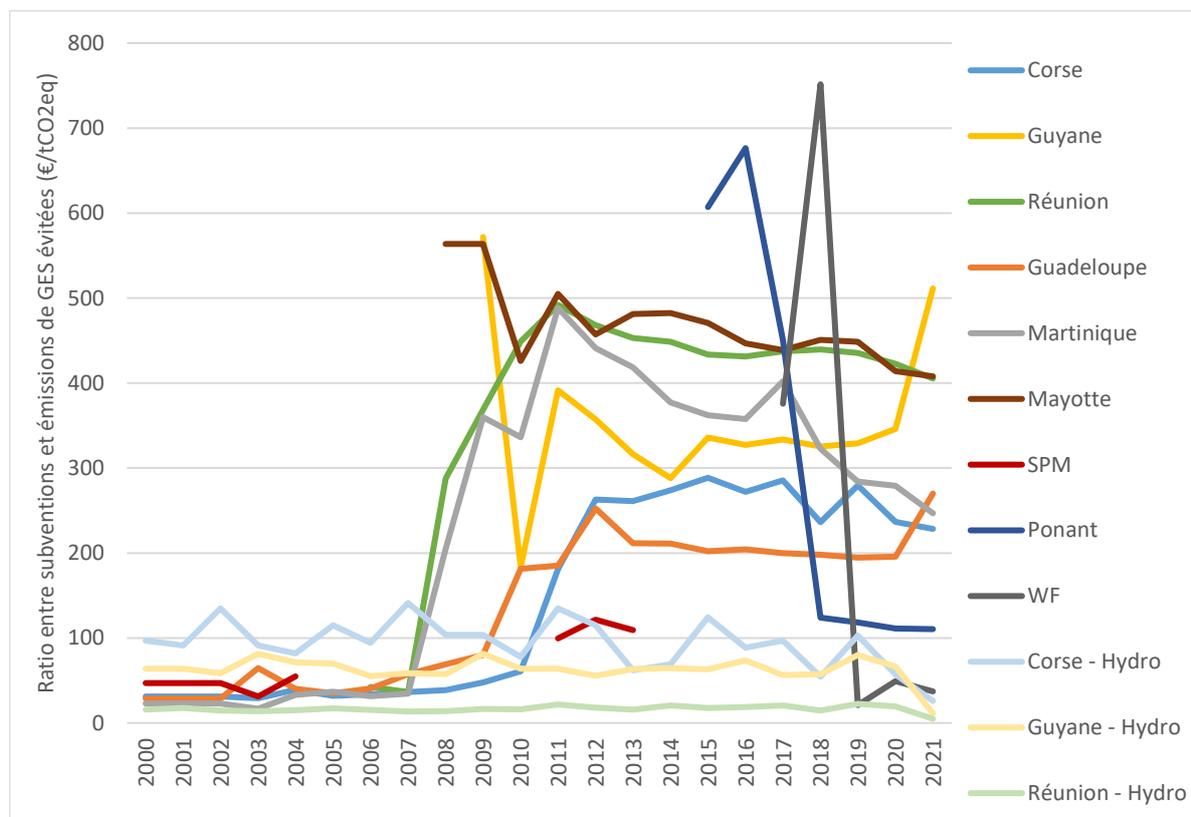


Figure 40 : Emissions évitées rapportées aux subventions aux renouvelables dans les ZNI (€/tCO2eq)

Sur la période 2000-2007, la plupart des subventions aux énergies renouvelables dans les ZNI étaient destinées à la production hydroélectrique, puis entre 2007 et 2011 le fort développement du solaire photovoltaïque associé à des tarifs de rachat élevés a conduit à une augmentation importante du montant des subventions par MWh d'énergie renouvelable produite.

Pour Wallis et Futuna, la chute des subventions par tCO2eq est directement liée à la mise en service d'une nouvelle centrale hydroélectrique, avec un tarif de rachat relativement faible. Pour les îles du Ponant, la baisse importante en 2018 est liée à la souscription de nouveaux contrats solaires photovoltaïques en toiture, avec des tarifs de rachat nettement inférieurs à ceux souscrits quelques années auparavant.

5.4.3 Différence par rapport à un coût d'abattement

On souligne que cet indicateur (ratio des subventions par les émissions évitées) ne constitue pas un coût d'abattement du CO₂⁴³. D'une part, les subventions ne se mettent pas nécessairement en face des dépenses d'investissements totales dans les moyens de production renouvelables (dépenses privées et publiques pour l'achat et l'exploitation). D'autre part, un coût d'abattement est calculé pour une action de décarbonation définie (par exemple le développement du véhicule électrique), en comparaison d'un actif émetteur de référence : il dépend donc du choix de contrefactuel (quelles sources de production électrique auraient été utilisées sans développement des renouvelables). En outre, les coûts de réduction sont souvent établis pour une utilisation donnée, ce qui n'est pas toujours le cas ici (la consommation aurait-elle été la même ?). Comme le souligne RTE⁴⁴, le calcul du coût d'abattement d'une action de décarbonation sur le système électrique nécessite de prendre en compte simultanément l'évolution de l'ensemble du système électrique européen (pour inclure les coûts systèmes) et de la consommation (notamment pour prendre en compte l'électrification des usages).

RTE a ainsi plutôt calculé les coûts d'abattement d'options de décarbonation permises par la production électrique bas-carbone (en étudiant l'adaptation du mix électrique suite au développement de différents usages électriques), que le coût d'abattement du CO₂ de la production électrique (laquelle est réalisée pour se mettre en face d'une demande). Une étude de France Stratégie⁴⁵, qui adopte une autre méthodologie, retient un coût d'abattement à horizon 2050 d'environ 370€/tCO₂eq sur le seul périmètre de la production électrique (stockage inclus, mais hors usages finaux).

5.5 Biométhane

Le calcul des émissions évitées par la production subventionnée de biométhane consiste à multiplier la production injectée par les facteurs d'émissions du gaz naturel (pour calculer les émissions évitées) et du biométhane (pour prendre en compte les émissions en ACV)⁴⁶.

Les émissions évitées par la production de biométhane connaissent une forte croissance, en lien avec le développement de la filière. En 2021, la production de biométhane a permis d'éviter 700 ktCO₂eq.

⁴³ Un coût d'abattement représente le coût d'actions permettant d'éviter des émissions de gaz à effet de serre. Pour un coût d'abattement socio-économique, le coût et les gains associés aux différentes actions sont calculés depuis le point de vue de la collectivité. Il se met notamment en face de la « valeur de l'action pour le climat » (valeur tutélaire du carbone pour évaluer les investissements et les politiques publiques), retenue par les pouvoirs publics à l'issue du rapport Quinet [[Lien](#)]. Cette valeur est de 250 €/tCO₂e évitée en 2025, 500€/tCO₂e en 2040 et 775€/tCO₂e en 2050.

⁴⁴ Étude *Futurs Énergétiques*, RTE, chapitre 11.9 notamment, lequel traite des coûts d'abattement.

⁴⁵ France Stratégie, *Les coûts d'abattement, partie 3 – électricité. Rapport de la commission présidée par Patrick Criqui* [[Lien](#)]

⁴⁶ Source ADEME, cf. annexe 7.6.1

Le ratio du coût des subventions sur les émissions évitées est d'environ 500€/tCO₂eq, avec une importante variabilité interannuelle (liée notamment à la variabilité du prix du gaz naturel). Ce ratio est plus élevé que pour les productions renouvelables électriques (environ 180€/tCO₂eq évitée en métropole, cf. Figure 39).

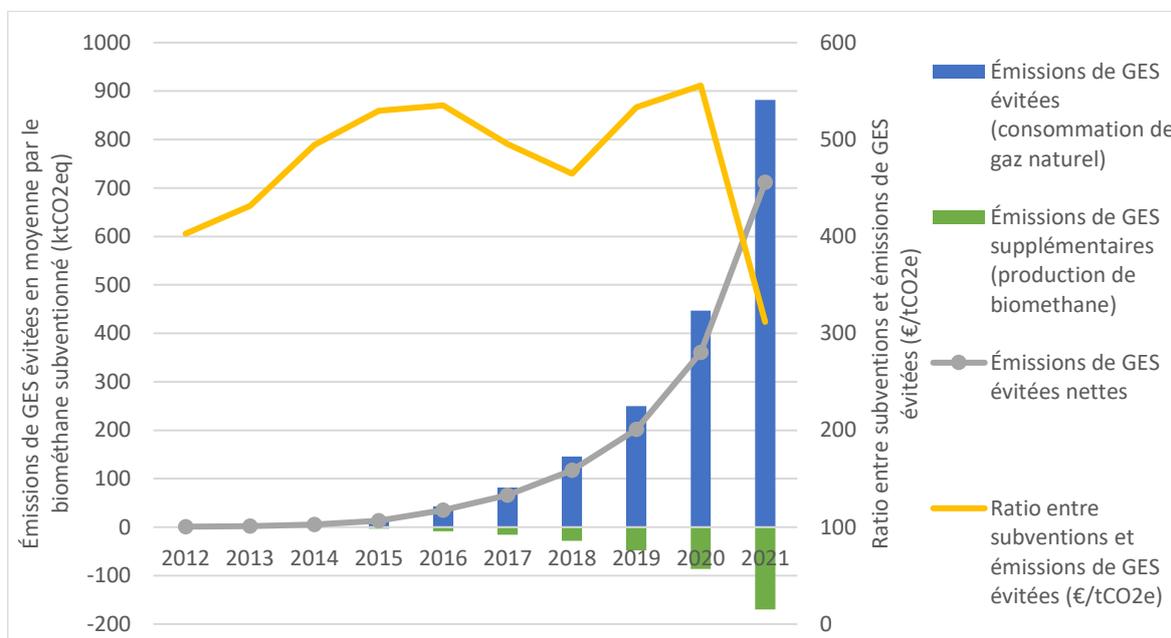


Figure 41 : Émissions de GES du biométhane (ktCO₂eq), émissions évitées par le remplacement de gaz naturel (ktCO₂eq) et comparaison aux subventions (€/tCO₂eq évitée)

5.6 Comparaison des émissions de GES évitées à l'ensemble des émissions françaises

Les énergies renouvelables subventionnées étudiées dans le cadre de ce travail ont permis d'éviter d'importantes quantités d'émissions de gaz à effet de serre. En 2021, en analyse de cycle de vie, on estime les émissions évitées suivantes :

- | 24,3 MtCO₂eq (avec annualisation) pour la production électrique renouvelable en métropole
- | 0,7 MtCO₂eq pour la production de biométhane en métropole
- | 2,7 MtCO₂eq pour la production électrique renouvelable en ZNI

Sur la période 2000-2021, les émissions évitées cumulées sont les suivantes :

- | 253 MtCO₂eq (avec annualisation) pour la production électrique renouvelable en métropole
- | 1,5 MtCO₂eq pour la production de biométhane en métropole
- | 39 MtCO₂eq pour la production électrique renouvelable en ZNI

Il est intéressant de comparer ces émissions évitées au total des émissions de gaz à effet de serre française. En 2021, les émissions françaises étaient de 418 MtCO₂eq hors secteur des terres et forêts⁴⁷ (secteur qui a permis en 2020 la capture nette de 14 MtCO₂eq⁴⁸). Les émissions évitées des renouvelables subventionnées représentent ainsi environ 7% des émissions nettes françaises de GES.

Il est également intéressant de comparer les émissions évitées par les renouvelables subventionnés avec l'empreinte carbone de la France, qui était en 2021 de 604 MtCO₂eq (soit 8.9tCO₂e par personne)⁴⁹. L'empreinte carbone est une évaluation des émissions de gaz à effet de serre prenant en compte les émissions associées aux biens importés et exportés. Étant donné que l'essentiel des émissions évitées par les renouvelables français le sont dans les pays voisins, il s'agit d'un indicateur particulièrement pertinent. La part des importations et exportations dans l'empreinte carbone et l'inventaire des émissions françaises est présenté en Figure 42 ci-dessous.

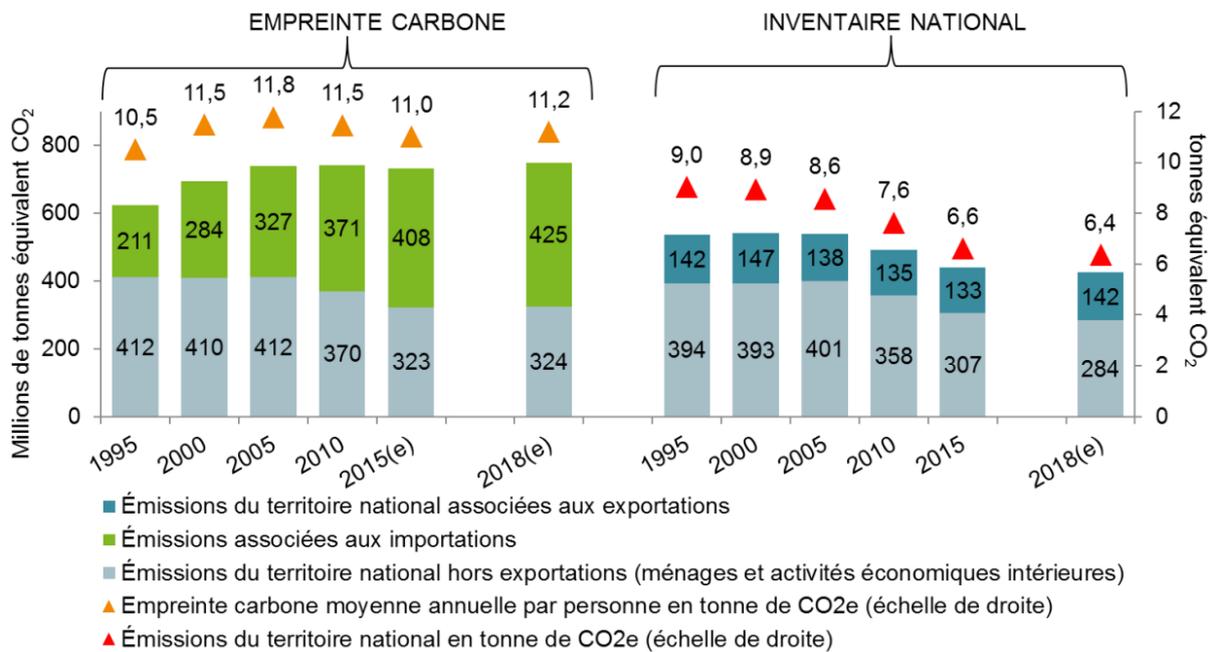


Figure 42 : Comparaison de l'empreinte carbone avec l'inventaire national des émissions (source : SNBC⁵⁰)

Les émissions évitées par l'ensemble des renouvelables français subventionnés représentent ainsi environ 4,5% de l'empreinte carbone totale de la France.

⁴⁷ Ministère de la transition écologique et solidaire, *Emissions de gaz à effet de serre : la France atteint ses objectifs* [Lien]

⁴⁸ Ministère de la transition écologique et solidaire, *Chiffres clés du climat édition 2022* [Lien]

⁴⁹ Ministère de la transition écologique et solidaire, *L'empreinte carbone de la France de 1995 à 2021* [Lien]

⁵⁰ Ministère de la transition écologique et solidaire, *Stratégie Nationale Bas Carbone, 2020* [Lien]

6 Impacts environnementaux autres que les GES

L'impact des renouvelables va au-delà de la réduction des émissions de gaz à effet de serre. Plusieurs autres aspects environnementaux (tels que la pollution, l'occupation des sols, la gestion des déchets, la biodiversité et les zones naturelles, et l'adaptation au changement climatique) doivent aussi être pris en compte pour obtenir tableau complet de l'impact des énergies renouvelables sur l'environnement.

L'objectif de cette section est de couvrir ces différents impacts. Les impacts positifs (principalement liés au remplacement de la production de combustibles fossiles) et négatifs des énergies renouvelables (tels que l'occupation des sols et les besoins en matières premières) sont abordés dans les différentes sous-sections.

6.1 Pollution de l'air, de l'eau et des sols

Plusieurs types de pollutions sont présentées dans cette section : pollution de l'air évitée grâce aux renouvelables, et pollution des sols et de l'eau engendrées par les renouvelables. Les pollutions sont présentées autant que possible sur l'ensemble du cycle de vie des renouvelables (extraction minière, construction ...). La quantification de la pollution de l'air évitée suit la même méthodologie que pour les émissions de gaz à effet de serre évitées (section 5.3). Les coûts associés à la pollution de l'air sont ensuite estimés à l'aide d'une étude de l'agence européenne pour l'environnement (section 6.1.2). La section 6.1.3 présente les autres types de pollutions engendrées par les renouvelables.

6.1.1 Pollution de l'air évitée

Résumé :

La quantité d'émissions de polluants atmosphériques (PM2.5, SO2, NOx, COVnm) évitées par la production renouvelable est du même ordre de grandeur que les émissions actuelles de l'ensemble du secteur électrique en France, mais seulement 6 à 20 % des émissions sont évitées en France, le reste étant évité dans les pays européens voisins. La somme de ces émissions évitées représente une petite fraction des émissions totales en France (moins de 1% pour tous les polluants considérés), mais les bénéfiques seraient plus importants si l'on prenait en compte les réductions indirectes d'émissions dues à l'électrification de divers usages finaux permises par la production renouvelable additionnelle.

La pollution de l'air évitée par les renouvelables n'est pas un objectif premier de leur développement mais constitue un co-bénéfice important. Ce sujet est particulièrement intéressant dans la mesure où on estime que 40 000 décès sont attribuables chaque année aux particules fines (PM2.5), et environ 7 000 au NO2 en France⁵¹. Cette section quantifie la pollution évitée par les renouvelables lors de leur exploitation en France métropolitaine.

⁵¹ Santé Publique France [[Lien](#)]

La quantification de la pollution atmosphérique évitée par les renouvelables suit la même méthodologie que pour les émissions de GES. Des facteurs d'émission de polluants sont appliqués aux résultats des modélisations sur les remplacements de production, ce qui permet de déterminer les émissions évitées de polluant par MWh de production renouvelable. La méthodologie d'annualisation des impacts est ensuite appliquée pour évaluer les émissions évitées par les renouvelables subventionnées.

6.1.1.1 Facteurs d'émission retenus

L'analyse quantitative proposée ici porte sur les émissions directes de quatre polluants primaires principaux (PM2.5, SO2, NOx, COVnm), lesquels ont été étudiés par RTE dans le cadre de *Futurs Énergétiques*, pour le secteur de la production d'électricité. Cette section s'appuie sur ces travaux et en présente certains résultats. En particulier, les mêmes facteurs d'émissions pour la production d'électricité sont utilisés⁵².

Les PM2.5 sont des particules fines, provenant principalement du chauffage au bois en France. Elles peuvent être émises directement ou être issues de transformations physico-chimiques d'autres polluants (NOx, NH3, SO2, COVnm notamment). Les facteurs d'émission retenus portent uniquement sur les émissions directes. Les oxydes d'azotes (NOx) sont essentiellement issus des transports routiers (véhicule diesel notamment) en France. Le dioxyde de soufre (SO2) provient essentiellement de l'industrie et du transport maritime en France. Les composés organiques volatiles non méthaniques (COVnm) sont plutôt liés à l'utilisation de solvants à usages domestiques ou industriels et à la combustion de bois en France.

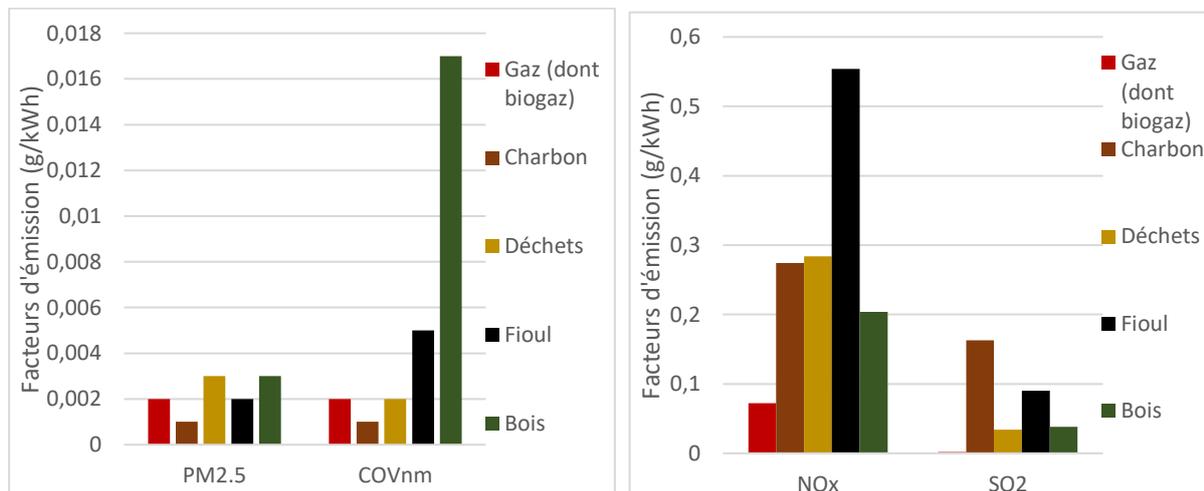


Figure 43 : Facteurs d'émission de polluants atmosphériques (g/kWh, facteur d'émissions du CITEPA utilisés par RTE)

⁵² Le périmètre et les facteurs retenus sont discutés en annexe 7.7.1. Les facteurs utilisés ont été déterminés pour la France et pour 2019. Ils sont utilisés sur toute la période et pour les pays voisins, ce qui représente une approximation importante. Cependant, les messages clés dérivés du calcul associé ne seraient pas largement impactés par des changements de ces paramètres, à l'exception de la quantification des émissions évitées dans le passé, sous-estimées par cette méthodologie.

6.1.1.2 Emissions évitées en France métropolitaine

Les émissions de polluants atmosphériques évitées sont calculées en croisant les facteurs d'émissions et les résultats de modélisation sur les remplacements de production électrique induites par les renouvelables (cf. section 4.3.1). Ceci permet d'obtenir les émissions évitées pour chaque polluant étudié (PM2.5, COVnm, NOx, SO2) par MWh de production renouvelable additionnelle (entre scénarios de référence et contrefactuel). Les résultats sont présentés en Figure 44 et Figure 45 ci-dessous (moyenne des scénarios S2 et S3Nuc).

Pour les PM2.5 et les COVnm, l'essentiel des émissions évitées sont liées au remplacement par les renouvelables de production d'électricité à partir de gaz. Pour les NOx, le charbon représente une part proportionnellement plus importante des émissions évitées. Pour le SO2, la quasi-intégralité des émissions évitées sont liées à la production électrique à partir de charbon. Ceci est principalement dû au fait que les énergies renouvelables remplaceront à l'avenir principalement du gaz (et non un mélange de charbon et de gaz comme par le passé) et que les facteurs d'émission de PM2.5 et de COVnm sont plus élevés pour le gaz que pour le charbon, et plus bas pour les NOx et le SO2.

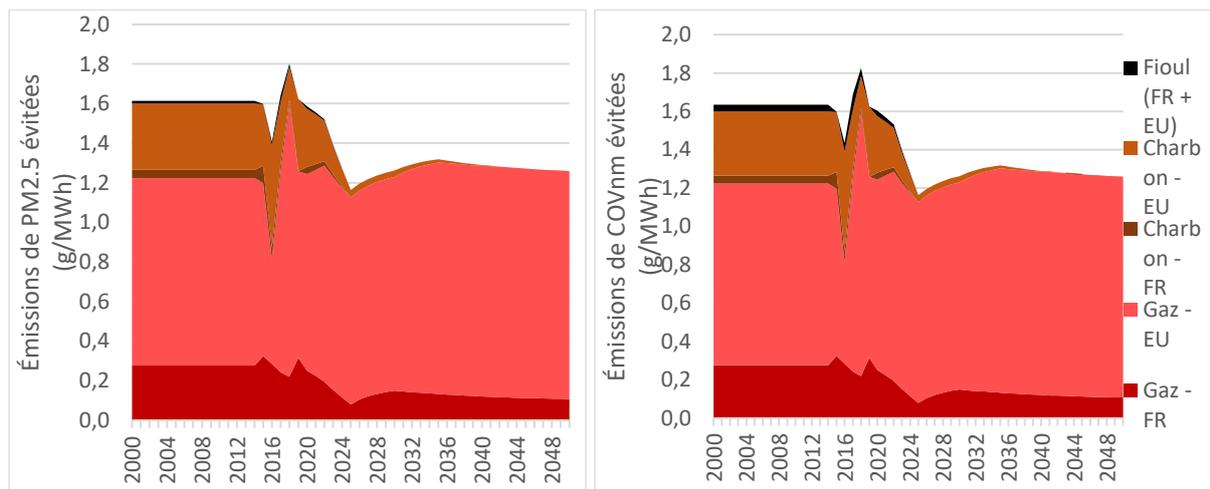


Figure 44 : Émissions de PM2.5 et COVnm évitées par les renouvelables additionnels (g/MWh)

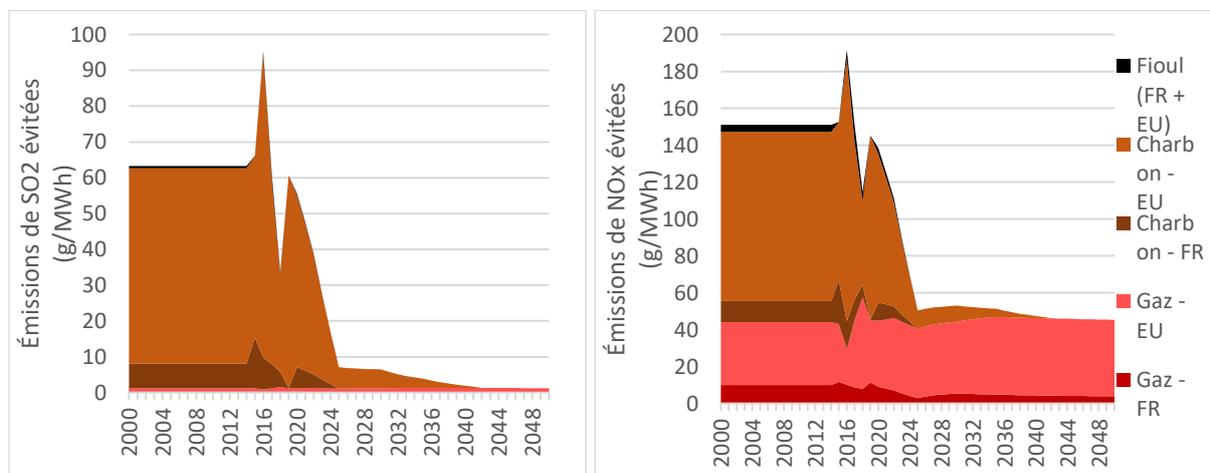


Figure 45 : Émissions de SO2 et NOx évitées par les renouvelables additionnels (g/MWh)

La méthodologie d'annualisation est ensuite appliquée pour calculer les émissions évitées (exprimées en tonnes de polluants) par les renouvelables subventionnés. Les résultats sont présentés ci-dessous, pour les scénarios S2 et S3Nuc.

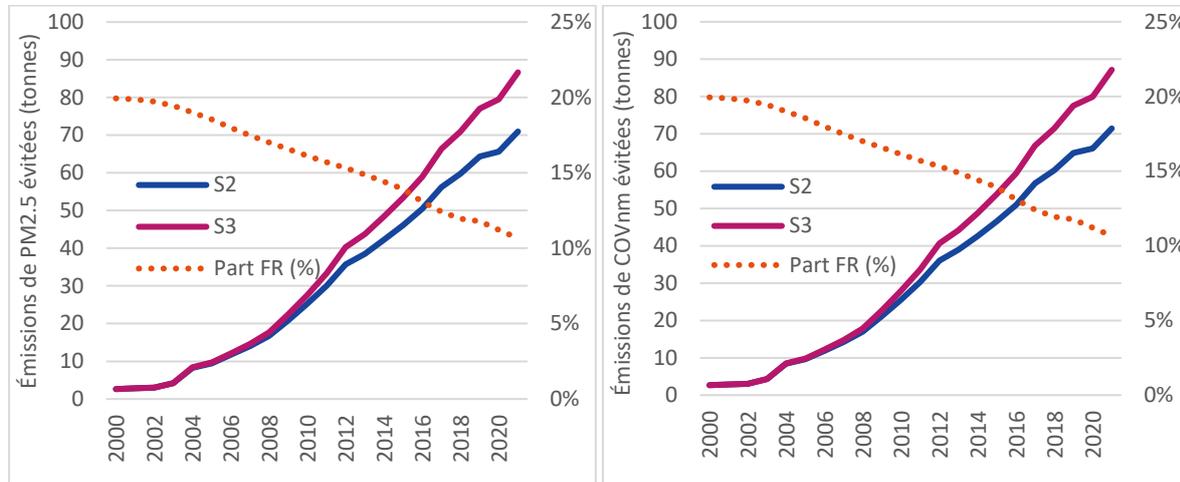


Figure 46 : Émissions de PM2.5 et COVnm évitées (annualisées) par les renouvelables subventionnés (tonnes)

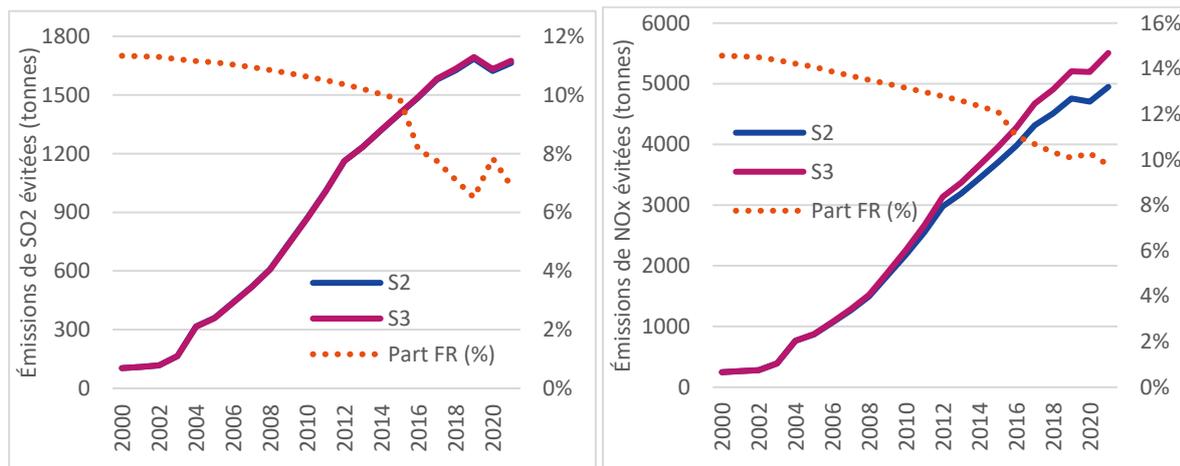


Figure 47 : Émissions de SO2 et NOx évitées (annualisées) par les renouvelables subventionnés (tonnes)

Les graphiques ci-dessus fournissent également la part des émissions qui sont évitées en France métropolitaine (le reste l'étant dans les pays voisins). Cette part diffère selon les polluants et diminue au fil de la période, la sortie des énergies fossiles pour la production électrique étant plus rapide en France que dans les pays voisins. Elle est d'au plus 20% en 2000, et atteint un minimum d'environ 6% en 2021.

6.1.1.3 Emissions de polluants atmosphériques et contexte

Pour indiquer ce que représentent en volume les émissions évitées par les renouvelables, on compare celles-ci aux émissions de l'ensemble du mix électrique français en Figure 48, calculées avec les facteurs d'émissions de RTE. Les émissions évitées (à plus de 80% dans les pays voisins) représentent environ l'équivalent de l'ensemble des émissions du mix électrique français actuel pour les PM2.5 (76%) et les NOx (87%), de la moitié pour les COVnm (49%) et du double pour le SO2 (222%).

Il est important de noter que les émissions de polluants atmosphériques du mix électrique français sont particulièrement faibles comparativement aux pays voisins, en raison de la faible part de production à partir d'énergies fossiles⁵³.

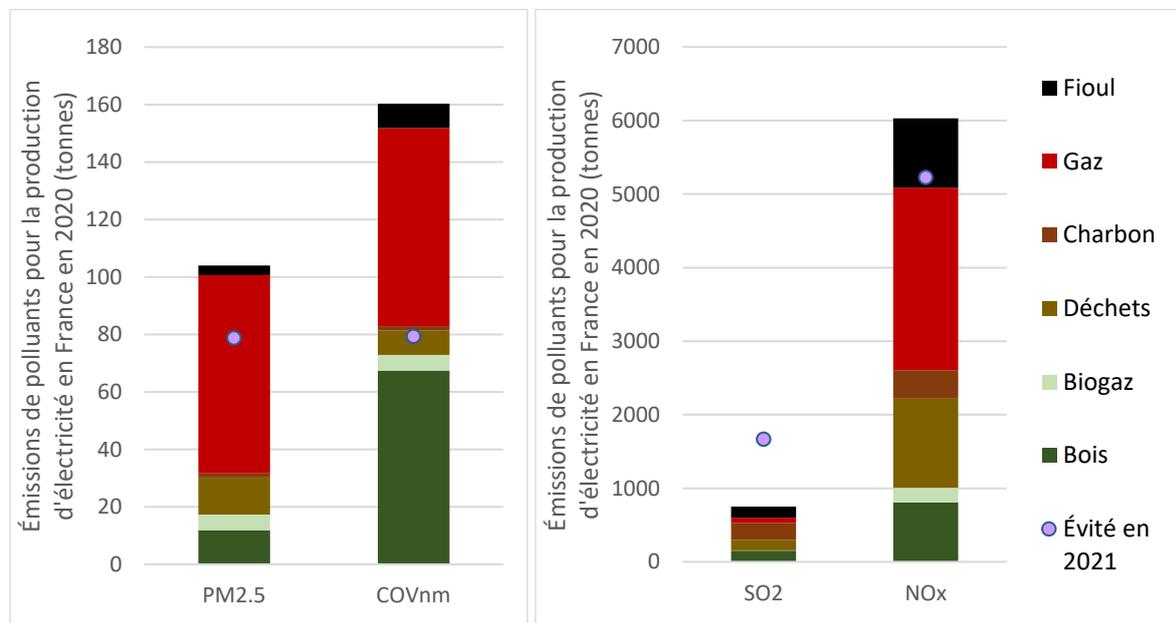


Figure 48 : Émissions de polluants atmosphériques pour la production électrique en France en 2020 et comparaison aux émissions évitées par les renouvelables subventionnées en 2021 (tonnes)

Comparaison aux objectifs nationaux de baisse d'émissions de polluants atmosphériques

On peut également comparer les émissions évitées par les renouvelables aux objectifs de réduction nationaux. La Figure 49 présente les émissions de polluants atmosphériques en 2005 et les objectifs à horizon 2020 et 2030, et compare les émissions évitées par les renouvelables subventionnés aux objectifs de réductions entre 2005 et 2020⁵⁴.

⁵³ RTE, *Futurs Énergétiques*, section 12.6.4.1 : « dès 1990, la production d'électricité ne contribuait que pour un cinquième des émissions de SO₂, 5% des émissions de NO_x et pour une part mineure des émissions de PM_{2.5} et de COVnm. Or, depuis 1990, les émissions de SO₂ de la production électrique ont chuté de 99%, celles de NO_x de 92%, celles de PM_{2.5} de 94%. [...] Le secteur de la production d'électricité est aujourd'hui devenu un contributeur presque négligeable à l'émission de polluants en France : il représente 2% des émissions de SO₂, 1% des émissions de NO_x et moins de 1% des émissions de COVnm et PM_{2.5}. [...] La situation est différente de celles observées dans d'autres pays européens. Par exemple, en Allemagne en 2019, les émissions de SO₂ issues de la production d'électricité et des réseaux de chaleur représentaient un tiers des émissions nationales de SO₂ (soit 99 kt), principalement en lien avec les centrales au charbon. »

⁵⁴ On calcule le ratio suivant : (émissions évitées en 2020 – émissions évitées en 2005) / (objectifs 2020 – émissions 2005). On compte alors aussi les émissions évitées ailleurs qu'en France. Ceci ne représente donc pas exactement la contribution des EnR à l'atteinte des objectifs, mais fournit un ordre de grandeur intéressant. Les objectifs 2020 sont calculés à partir des objectifs de réduction des émissions (exprimés en % des émissions de 2005). Ces objectifs sont issus de la directive européenne sur la réduction des émissions nationales de certains polluants atmosphériques [Lien][EN].

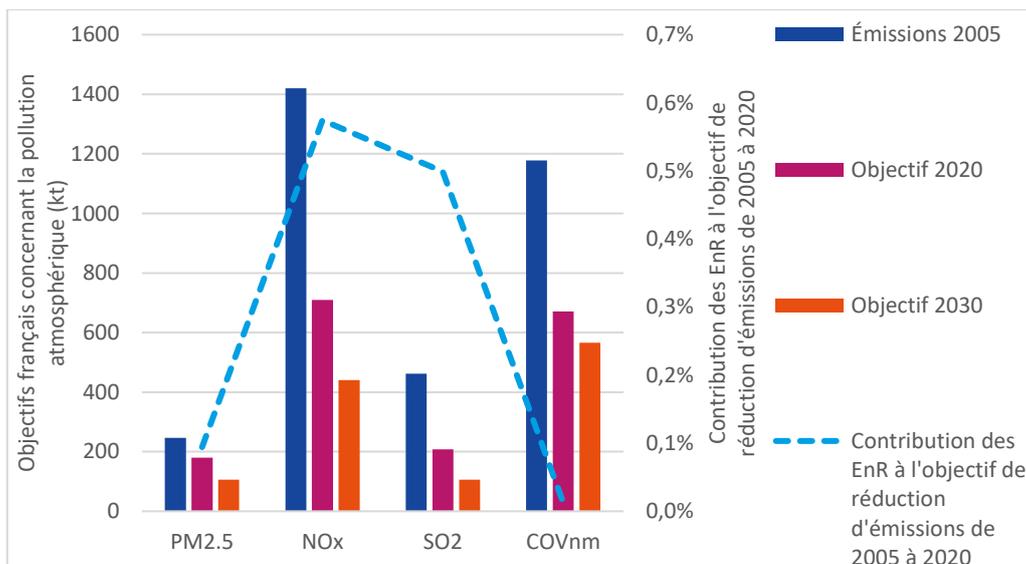


Figure 49 : Objectifs de réduction d'émissions de polluants atmosphériques

Les émissions évitées au périmètre de la production d'électricité représentent donc une part faible des objectifs de réduction de polluants atmosphériques, de l'ordre de moins d'un pourcent.

Contribution de la transition énergétique à la baisse des émissions de polluants atmosphériques

Néanmoins, la transition énergétique permettra de réduire fortement les émissions de polluants atmosphériques, et cette transition est notamment permise par le développement de la production d'électricité bas-carbone comme discuté en section 3.3. L'évolution à la baisse des émissions de polluants atmosphériques est essentiellement portée par le remplacement d'équipements anciens et peu performants d'après RTE, ce à quoi l'électrification des usages contribue.

L'électrification des véhicules sera ainsi responsable d'une baisse de 136 kt des émissions de NOx entre 2019 et 2030 (soit environ 20% des émissions en 2019) d'après RTE. L'électrification du chauffage et de l'industrie permettront également une baisse des émissions, mais dans une moindre mesure.

L'électrification de l'industrie entre 2019 et 2030 permettra une baisse des émissions de 20 kt de SO2, et l'électrification du chauffage de 9 kt de SO2 d'après RTE. Ceci représente environ 29% des émissions actuelles.

D'après RTE, les émissions directes de PM2.5 sont aujourd'hui essentiellement liées au chauffage au bois individuel (environ la moitié des émissions nationales). Comme les scénarios de RTE ne prévoient pas un transfert de production du bois vers l'électricité (conformément à la SNBC), c'est donc essentiellement une diminution du chauffage d'appoint et d'agrément au bois, ainsi que le renouvellement des appareils qui permettront de réduire les émissions. L'électrification des véhicules (-5 kt) et de l'industrie (-2 kt) permettront tout de même une baisse des émissions, mais dans une plus faible mesure (environ 5% des émissions nationales actuelles de PM2.5).

6.1.2 Coûts de dommages de la pollution de l'air

Résumé :

Avec un impact direct sur la santé, et de manière plus marginale sur les cultures, les forêts et les matériaux de construction, l'impact des polluants locaux peut être converti en coûts de dommages équivalents pour ces secteurs. Selon la méthodologie utilisée pour les évaluer, ces coûts évités de la pollution atmosphérique pourraient varier entre 0,9 et 7,6 milliards d'euros (en France et en Europe) pour la période 2000-2021, à comparer aux 39 milliards d'euros de subventions aux énergies renouvelables sur la même période.

La pollution de l'air a un impact significatif, en particulier sur la santé humaine. Santé publique France⁵⁵ évalue ainsi que chaque année près de 40 000 décès seraient attribuables à une exposition des personnes âgées de 30 ans et plus aux particules fines (PM2.5), soit une perte d'espérance de vie de 8 mois en moyenne. La pollution de l'air aux PM2.5 est, d'après cette étude, responsable de 7% de la mortalité en France. En plus de la mortalité engendrée par la pollution de l'air, celle-ci génère des dépenses considérables pour le système de santé.

La pollution de l'air (notamment NOx, SO2, NH3 et O3) présente aussi des impacts environnementaux importants (faune, flore, eutrophication et acidification de l'eau, impact sur les sols, ...). Par exemple, les émissions d'ozone entraînent une dégradation des rendements agricoles (impact sur les cultures et les forêts) et les pluies acides ont un impact sur le bâti (perte de calcaire)⁵⁶.

L'objectif de cette section est de proposer une estimation des coûts évités par les renouvelables subventionnés grâce à la pollution de l'air évitée.

6.1.2.1 Hypothèses

L'estimation des coûts évités est réalisée à partir des résultats sur les émissions de polluants atmosphériques évités (section 6.1.1), et une étude de l'Agence européenne pour l'environnement (EEA)⁵⁷ qui propose une évaluation des coûts engendrés par la pollution de l'air. L'essentiel des coûts (plus de 90%) sont liés à la santé, et le reste aux cultures, aux forêts et au bâti. Deux méthodes d'estimation des coûts sur la santé sont proposées dans l'étude : la méthodologie VOLY (*value of a life year* - valeur d'une année de vie) fournit une évaluation basse, et la méthodologie VSL (*value of statistical life* - valeur statistique d'une vie) fournit une estimation haute. Les estimations de coûts évités sont proposées par type de polluant et par pays.

Les émissions évitées ont été quantifiées dans cette étude pour la France d'une part, et pour les pays voisins, agrégés, d'autre part. Les estimations de coûts EU-min et EU-max présentées dans cette section correspondent à des hypothèses minimale et maximale (respectivement) pour les facteurs de

⁵⁵ Santé publique France : résumé pour la presse [Lien], étude complète [Lien]

⁵⁶ Sources : RTE, *Futurs Énergétiques*, chapitre 12.6 (pollution atmosphérique) [Lien] et étude EEA ci-dessous

⁵⁷ EEA – ETC/ATNI, *Costs of air pollution from European industrial facilities 2008-2017* [Lien][EN]

coûts de la pollution atmosphérique dans les pays voisins. Il est important de noter que les émissions évitées dans les pays voisins bénéficient aussi à la population française dans une certaine mesure : la pollution atmosphérique est un problème à la fois local et transfrontalier.

La méthodologie et les hypothèses sont détaillées en annexe 7.7.2.

6.1.2.2 Coûts évités de la pollution atmosphérique en France métropolitaine

Afin de déterminer les coûts évités, les émissions directes évitées par les renouvelables subventionnés (annualisées, comme décrit en section 6.1.1.2) sont ainsi multipliées par les coûts de la pollution atmosphérique, pour les méthodologies de coût VOLY et VSL, et les estimations EU-min et EU-max. Les résultats des coûts évités par les subventions par année sont présentés en annexe 7.7.3. On présente en Figure 50 les résultats des coûts évités en 2021 (gauche) et en cumulé sur la période 2000-2021 (droite), pour chacune des estimations.

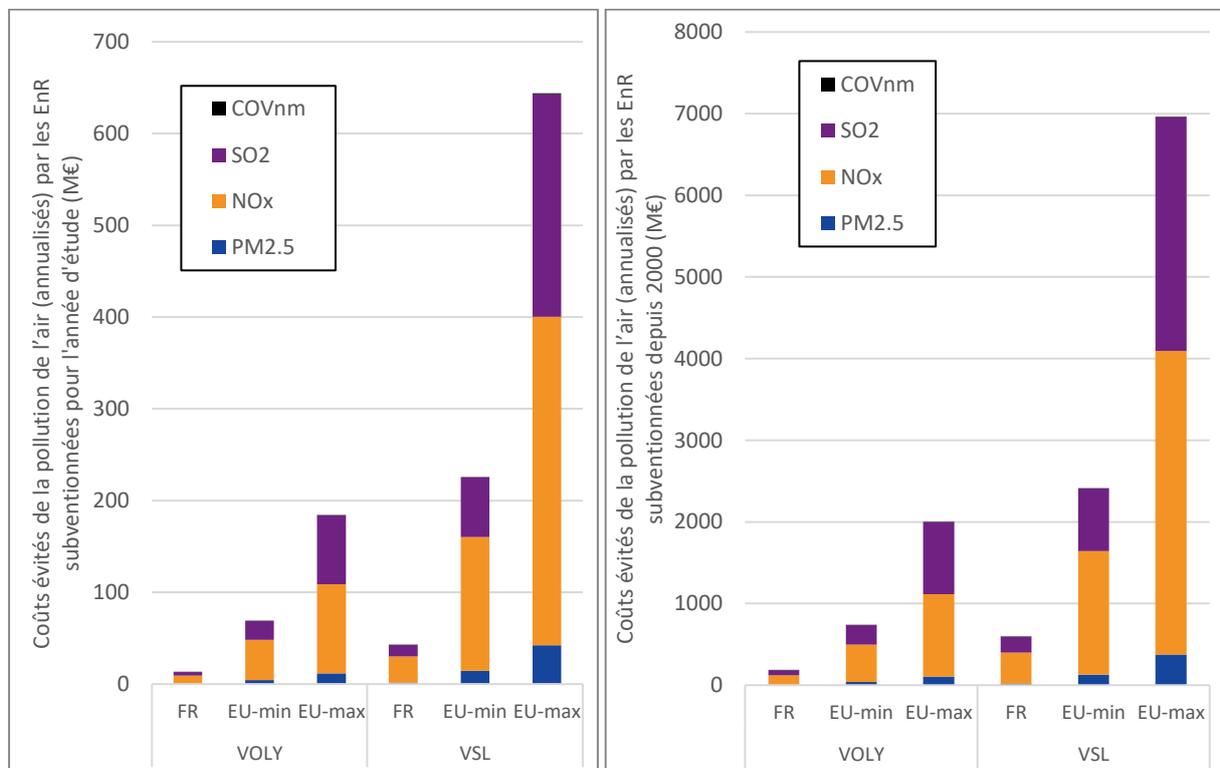


Figure 50 : Coûts évités de la pollution de l'air (annualisés) par les EnR subventionnées en 2021 (gauche) et sur la période 2000-2021 (droite), en M€

Sur la période 2000-2021, les coûts évités sur la pollution de l'air (émissions directes) représentent, en France, entre 180 M€ (méthodologie VOLY) et 600 M€ (méthodologie VSL). Dans les pays voisins, selon les estimations basse et haute, les coûts évités représentent entre 750 et 2000 M€ (VOLY) et entre 2,4 Md€ et 7 Md€ (VSL). La pollution de l'air évitée représente donc un co-bénéfice important, notamment avec les émissions évitées à l'étranger. Pour rappel, sur la même période (2000-2021), les subventions aux renouvelables s'élèvent à 38,6 Md€ (cf. section 2.3).

6.1.3 Pollution de l'eau et des sols

Résumé :

Concernant la pollution de l'eau et des sols évitée par les renouvelables, la plupart des bénéfiques sont directement corrélés au remplacement des combustibles fossiles, lesquels présentent des risques de pollution sur l'ensemble de leur chaîne de valeur, de la production à l'utilisation. Les énergies renouvelables peuvent néanmoins présenter des impacts négatifs sur la pollution locale, principalement en lien avec l'extraction des matières premières nécessaires à la construction des différents composants des panneaux solaires et des éoliennes, mais aussi lors des travaux d'installation.

La construction des systèmes de production d'énergies renouvelables engendre néanmoins des pollutions, notamment de l'eau et des sols. Dans le cadre de cette étude, ces questions ont fait l'objet d'une revue de littérature qualitative. Il en ressort que les enjeux principaux sont liés à l'extraction minière et à la pollution associée. D'autres enjeux ont également été identifiés, notamment en lien avec la construction des installations de production renouvelables (fabrication, travaux ...).

Pollutions évitées grâce au remplacement des énergies fossiles

En premier lieu, on souligne que les énergies renouvelables ont vocation à remplacer des énergies fossiles, qui sont aussi d'importantes sources de pollution de l'eau et des sols. Les pollutions des énergies fossiles sont diverses. Elles sont aussi bien liées aux phases de production (mines de charbon, puits de pétrole et de gaz, fracturation hydraulique, boues issues du forage et du traitement), de transport (marées noires, fuites de pipelines, ...), que d'utilisation (émissions de polluants liées à la combustion susceptibles de se retrouver dans l'air, l'eau et les sols, réactions physico-chimiques des polluants atmosphériques émis susceptibles d'avoir des effets néfastes sur l'eau et les sols, etc.).

Pollutions générées pour l'extraction des matières premières

Les besoins en matières premières minérales liés au développement des renouvelables sont étudiés en section 6.2. Ces besoins sont satisfaits par des activités minières, qui génèrent des pollutions diverses, notamment sur l'eau et les sols⁵⁸. Il est néanmoins important de noter que les produits miniers servent à d'autres usages que les renouvelables.

L'extraction minière est susceptible de polluer les cours d'eau et les eaux souterraines. Par exemple, les gisements sulfurés sont sujets au phénomène de drainage miniers acides qui contribue à l'acidification des eaux douces, impactant donc les écosystèmes.

L'agence internationale de l'énergie indique également que « *la pollution de l'eau est particulièrement préoccupante lors de la phase de traitement des minerais où les méthodes de broyage, de concassage et de concentration génèrent des effluents toxiques chargés de métaux lourds et de produits*

⁵⁸ Ces sujets sont notamment présentés dans un rapport de l'AIE : *The Role of Critical Minerals in Clean Energy Transitions* [[Lien](#)][EN]

chimiques. [...] La pollution de l'eau est particulièrement problématique en Chine, où la production de terres rares était effectuée illégalement ou dans le cadre d'activités à petite échelle non réglementées jusqu'à récemment. De nombreux bassins d'eaux usées, anciennement utilisés pour des activités de lixiviation, ont été abandonnés à proximité des sites miniers. »

Un autre risque important identifié par l'AIE porte sur la gestion des résidus miniers, typiquement stockés dans des bassins ou derrière des digues, qui présentent des risques de contamination des cours d'eau en aval. Notamment, la rupture de barrages de retenues peut cause des désastres environnementaux à grande échelle, comme le montrent les exemples des ruptures de Brumadinho (2019) et Fundão (2015) au Brésil.

Par ailleurs, l'extraction et le traitement des minerais nécessitent des volumes importants d'eau. Or environ la moitié de la production mondiale de cuivre et de lithium est concentrée dans des zones de fort stress hydrique. Des questions se posent ainsi sur les conflits d'usages de l'eau, typiquement pour la filière « salars » en Amérique du Sud.

Outre les pollutions sur l'eau et les sols, les activités minières génèrent également de la pollution de l'air (poussières de mines etc.) ainsi que de la pollution sonore, susceptibles d'affecter la biodiversité. Les enjeux sur la biodiversité de manière générale sont traités en section 6.3.2.

Pollutions générées pour la construction des installations renouvelables

La fabrication des panneaux photovoltaïques et des éoliennes est susceptible de générer des pollutions ; la revue de littérature n'a néanmoins pas permis d'identifier des informations sur au sujet de cette étape.

La phase de travaux pour installer les systèmes de production génère elle aussi des nuisances (comme tous travaux). Un enjeu particulier aux renouvelables est qu'ils sont souvent localisés dans des zones naturelles plutôt qu'en ville (éolien à terre comme en mer notamment, solaire au sol, ...). Les engins de construction peuvent rejeter des polluants et générer un terrassement du sol. En outre, les installations renouvelables impliquent une imperméabilisation ou une artificialisation du sol sur une partie de leur surface, susceptibles de perturber l'écoulement des eaux. C'est notamment le cas du socle en béton des éoliennes.

En France, les études d'impact menées en amont de la construction considèrent ces enjeux, et mènent à des propositions de solutions de mitigations et compensation si nécessaire. La loi française encadre également le démantèlement des éoliennes et prévoit l'excavation, au moins partielle, des fondations des éoliennes à terre.

Pollution sonore

La pollution sonore des éoliennes terrestre fait l'objet d'une attention particulière. En France, les études d'impacts considèrent cet enjeu, et la législation impose un éloignement d'au moins 500m entre le mât d'une éolienne en projet et toute habitation.

Il est important de souligner que le développement des énergies renouvelables est un élément essentiel de la transition énergétique et de l'électrification des véhicules, afin d'augmenter rapidement la production d'électricité à faible émission de carbone (voir section 3.3). Un co-bénéfice de cette électrification est la réduction des nuisances sonores, les véhicules électriques étant plus silencieux que les véhicules thermiques. Par conséquent, les éoliennes peuvent augmenter la pollution sonore localement, mais la réduire ailleurs.

6.2 Utilisation des matières premières et recyclage

La transition énergétique, en sus des bénéfices climatiques, permettra de réduire la dépendance aux importations d'énergies fossiles. Néanmoins, le développement d'un système énergétique décarboné nécessite d'importantes quantités de ressources minérales (notamment pour les panneaux photovoltaïques, les éoliennes, les réseaux et les batteries des véhicules électriques), qui ne peuvent pas être intégralement fournies par les seules capacités de production nationales. Ce développement des besoins suscite des questions nouvelles sur l'approvisionnement en ressources minérales. Les conditions d'extraction des ressources et de la gestion en fin de vie des équipements de la transition énergétique (notamment via le recyclage) sont donc des enjeux majeurs, à la fois économiques, géopolitiques et environnementaux. L'objet de cette section est de présenter les enjeux environnementaux autour des matières premières posés par le développement des énergies renouvelables.

6.2.1 Impact matières premières

Résumé :

Le développement des énergies renouvelables augmentera significativement la consommation de matières premières pour la production d'énergie, car l'intensité matière de l'éolien et du solaire est significativement plus élevée que pour d'autres technologies bas-carbone (hydroélectricité, nucléaire) ou fossiles. D'ici à 2050, la consommation de matières premières associée à la transition énergétique sera particulièrement élevée, en particulier pour les véhicules électriques, les réseaux électriques et les systèmes de production d'énergie renouvelable. Les besoins des renouvelables représenteront l'équivalent d'environ 10 % de la production d'aluminium, 5 % de la consommation de cuivre, et 5% de la production d'acier françaises actuelles.

Les énergies solaire et éolienne représenteront chacune environ 30 % de la consommation de cuivre, le solaire près de 90 % de l'aluminium, et l'éolien environ la moitié de l'acier et un tiers du béton. Les batteries des véhicules électriques, dont les capacités de stockage faciliteront l'intégration des renouvelables intermittentes alors qu'elles occuperont une part croissante du mix électrique, nécessiteront des quantités significatives de lithium, de nickel et de cobalt, mais assez peu de terres rares. Le réseau, qui doit également être développé pour accueillir les énergies renouvelables, nécessitera également des quantités importantes de cuivre et d'aluminium par rapport aux moyens de production (environ 34 % et 17 % respectivement).

L'impact environnemental des matières premières est principalement lié aux activités minières et se produit à l'étranger, la plupart des métaux étant importés en France. Les besoins en matières premières pourraient être réduits par de la sobriété et l'amélioration de l'efficacité énergétique.

6.2.1.1 Quantification des besoins en ressources structurelles en France

RTE a étudié les besoins en ressources minérales liés à la transition énergétique française dans le cadre de son étude *Futurs Énergétiques*⁵⁹, et cette section s'inspire de ce travail. Parmi les nombreuses ressources minérales identifiées comme étant critiques pour la transition énergétique, RTE a mis en avant des « ressources structurelles » pour le secteur électrique : cuivre, aluminium, acier et béton. Cette étude de RTE fournit notamment une évaluation des besoins en ressources dans ses scénarios prospectifs. Ce travail a également été mené par l'ADEME⁶⁰ pour ses scénarios prospectifs, dont ceux utilisés pour cette étude, et les résultats sont similaires. On présente ci-dessous une évaluation des besoins en cuivre, aluminium, acier et béton du mix électrique, rapportés à la durée de vie des installations de production⁶¹.

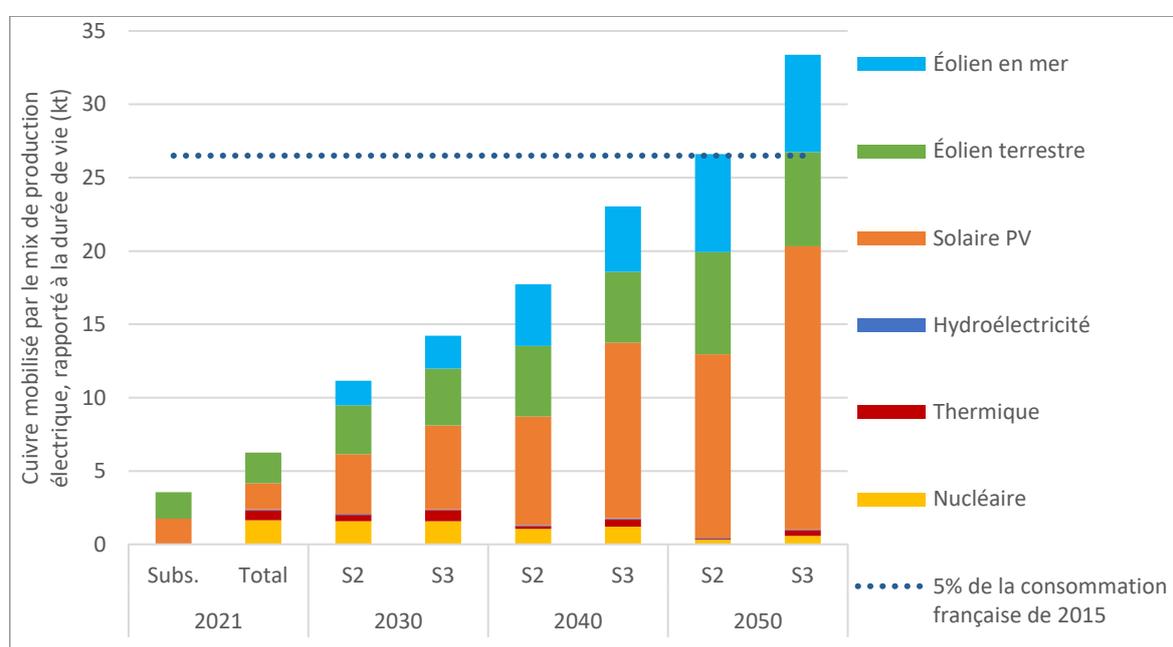


Figure 51 : Cuivre utilisé dans le mix de production électrique, en répartissant les besoins en métal sur la durée de vie des actifs (kt)

⁵⁹ RTE, *Futurs Énergétiques*, chapitre 12.3 (ressources minérales) [\[Lien\]](#)

⁶⁰ ADEME, *Transition(s) 2050*, Feuilleton *Les matériaux pour la transition énergétique, un sujet critique* [\[Lien\]](#)

⁶¹ Les études de RTE et de l'ADEME fournissent des besoins annuels pour différentes matières premières d'ici à 2050. On propose ici une quantification alternative du besoin en matière première, complémentaire à l'approche de RTE et de l'ADEME, qui s'inspire de l'analyse de cycle de vie. Le besoin en matière première n'est pas exprimé selon les besoins d'installations de nouvelles capacités, mais en divisant les besoins pour l'ensemble des capacités installées du mix d'une année donnée par la durée de vie des installations. L'indicateur obtenu permet alors de prendre en compte l'ensemble de la durée de vie des installations, et donc le fait que les ressources immobilisées dans les actifs de production d'électricité serviront au-delà de 2050. Il occulte en revanche la trajectoire du besoin en ressources minérales.

Les graphiques proposés présentent l'utilisation des « ressources structurelles » identifiées par RTE, en 2021, 2030, 2040 et 2050, pour les 2 scénarios de l'ADEME servant de référence à cette étude (en 2021, on présente les renouvelables subventionnés et le mix complet). Les facteurs d'impact matière retenus sont issus de l'étude de RTE (facteurs 2020). Ils sont comparables à ceux fournis par l'ADEME (base SURFER [\[Lien\]](#)) et le JRC [\[Lien\]](#)[EN].

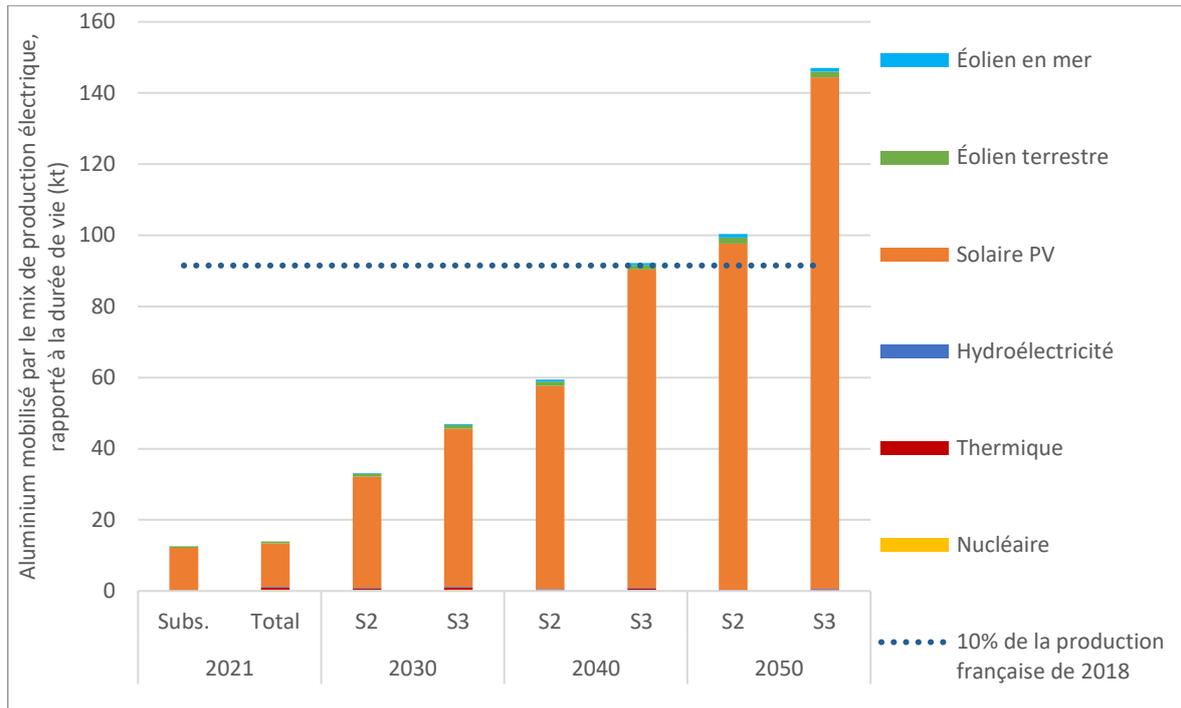


Figure 52 : Aluminium utilisé dans le mix de production électrique, en répartissant les besoins en métal sur la durée de vie des actifs (kt)

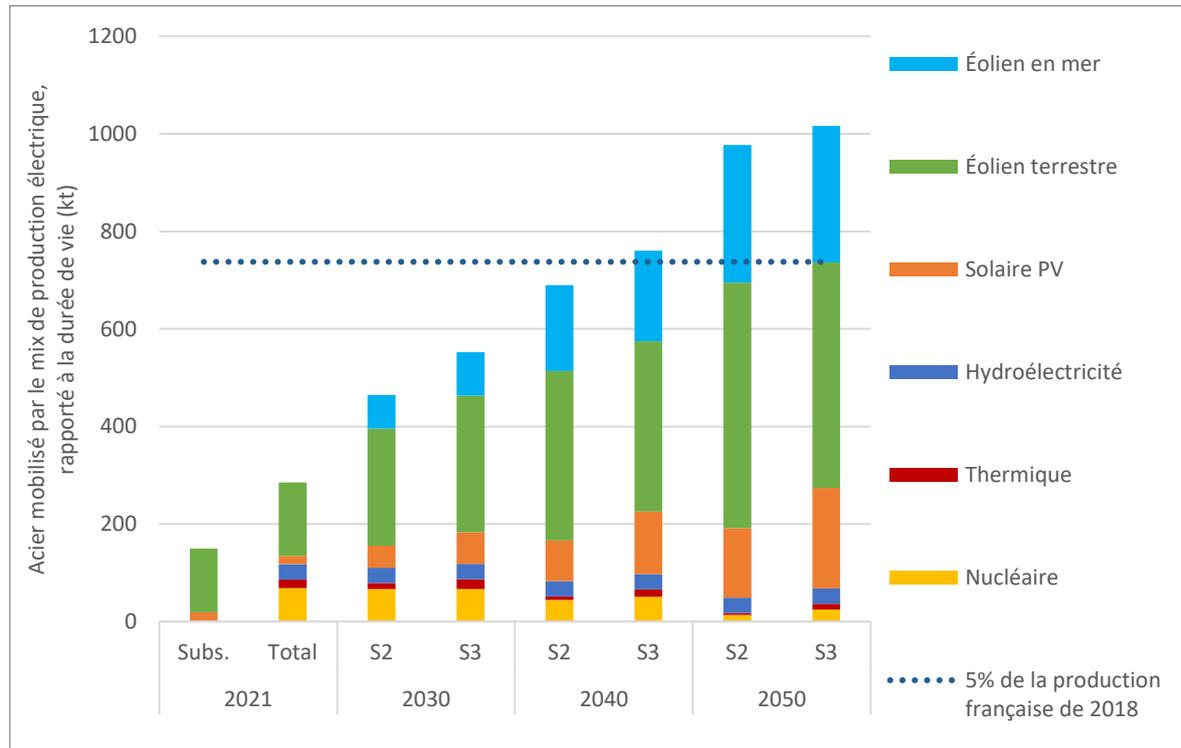


Figure 53 : Acier utilisé dans le mix de production électrique, en répartissant les besoins en métal sur la durée de vie des actifs (kt)

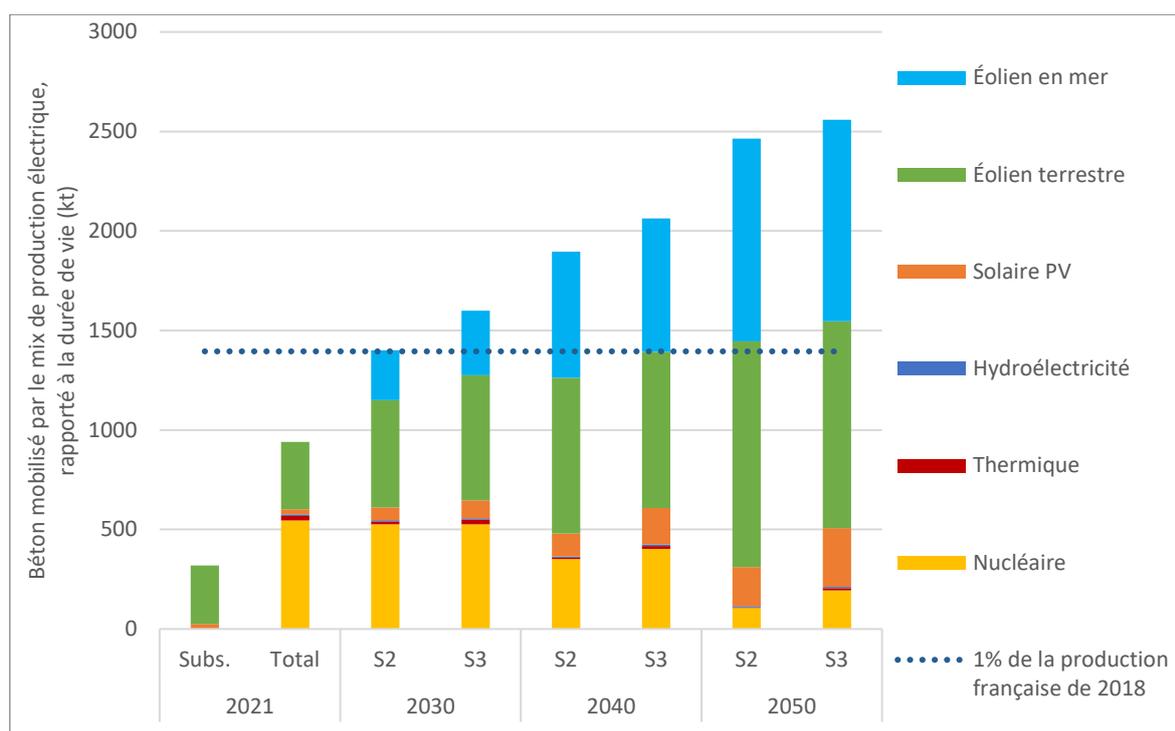


Figure 54 : Béton utilisé dans le mix de production électrique, en répartissant les besoins sur la durée de vie des actifs (kt)

La consommation en matières premières structurelles des renouvelables subventionnés représente aujourd'hui une part importante de la consommation totale du mix de production actuel (2021). Le solaire et l'éolien représentent ainsi chacun environ 30% du cuivre utilisé, le solaire près de 90% de l'aluminium, et l'éolien la moitié de l'acier et un tiers du béton.

On remarque ainsi que l'intensité matière (besoin en matière rapporté à la production – en t/MWh) est nettement plus importante pour l'éolien et le solaire que d'autres technologies de production bas-carbone (hydroélectricité, nucléaire) ou fossiles. Ceci constitue un inconvénient majeur des renouvelables, qu'il faut prendre en compte dans l'évaluation de leur impact environnemental.

L'utilisation des matières minérales par les renouvelables est par ailleurs appelée à augmenter fortement d'ici à 2050, avec une multiplication par 3 par rapport à l'actuel pour l'éolien, et par 10 environ pour le solaire. Même si la quantité totale sera sensiblement plus élevée qu'aujourd'hui, la part de la demande totale française (ensemble des usages) associée aux renouvelables restera maîtrisée. À l'horizon 2050, le cuivre utilisé dans les installations renouvelables, rapporté à leur durée de vie, représentera environ 5% de la consommation française 2015. Ce chiffre (rapporté à la production française 2018) est d'environ 13% pour l'aluminium, 6% pour l'acier et 1,7% pour le béton.

Autres matières premières utilisées par les renouvelables et les systèmes associés

D'autres matières minérales sont importantes pour le développement des renouvelables, notamment le silicium pour le photovoltaïque, les terres rares pour l'éolien en mer, et le chrome et le zinc dans les alliages.

RTE souligne que les terres rares, si elles sont souvent évoquées dans les débats et soulèvent des questions de dépendance vis-à-vis de la Chine, ne présentent en pratique pas d'enjeu de premier ordre pour le système électrique. D'une part, ces métaux ne sont pas particulièrement rares du point de vue géologique, et d'autre part le système électrique en est peu consommateur : la quasi intégralité de la consommation correspond aux alternateurs synchrones à aimants permanents, essentiellement utilisés dans les éoliennes en mer.

Par ailleurs, afin d'accueillir le développement des renouvelables, les réseaux de transport et de distribution vont nécessiter des adaptations, et vont donc engendrer des consommations en métaux (aluminium et cuivre principalement). En 2050, RTE prévoit pour le réseau une consommation de cuivre 55% plus élevée dans son scénario 100% renouvelables que dans son scénario avec le plus de nucléaire. Pour l'aluminium, le besoin est 80% plus élevé dans le scénario 100% renouvelable. Dans ces scénarios, l'aluminium utilisé pour le réseau de transport équivaut à environ 34% du cuivre utilisé dans les moyens de production (moyenne des scénarios). Pour l'aluminium, ce chiffre est d'environ 17%.

Le développement des batteries, essentiellement des véhicules électriques, présente d'après RTE des enjeux plus critiques que le système électrique. C'est notamment le cas pour le lithium (qui présente par ailleurs de faibles perspectives de recyclage), le cobalt et le nickel. D'autres métaux sont également importants pour les batteries, dont le manganèse, le graphite et l'argent. Ces enjeux doivent être pris en compte avec le développement des renouvelables, puisque les batteries (stationnaires et des véhicules électriques) offriront vraisemblablement une partie de la flexibilité nécessaire à l'intégration de parts importantes d'énergies renouvelables intermittentes (solaire, éolien) dans le mix électrique.

Autres énergies

Lors de la revue de littérature, les systèmes de production hydroélectriques et la méthanisation (pour la production de biométhane), aussi subventionnés, ne sont pas apparus comme présentant d'importants enjeux du point de vue de la consommation de matière minérales. Ces systèmes nécessitent du béton, de l'acier et du cuivre, mais en quantité limitée par rapport à leur production et au vu des capacités installées à horizon prospectif.

Si l'éolien et le solaire demandent nettement plus de matières minérales que les technologies de production thermique, on peut noter qu'en remplaçant des productions nucléaires (à horizon prospectif), ces renouvelables permettront de limiter les besoins en uranium et zirconium, et réduiront la génération de déchets radioactifs.

6.2.1.2 Impacts environnementaux des matières minérales dans le monde

Demande mondiale en matières premières minérales pour la transition énergétique

De nombreux pays, à l'instar de la France, se sont engagés dans la transition énergétique, et vont notamment développer les renouvelables et les véhicules électriques. Ceci va engendrer une forte demande en matières minérales. L'agence internationale de l'énergie (AIE) prévoit ainsi dans son scénario de neutralité carbone une multiplication par 4 de la demande en matières premières

minérales (hors aluminium et acier) pour les technologies bas-carbone entre 2020 et 2040, d'après un rapport dont s'inspire cette section⁶².

Cette demande sera essentiellement portée par les batteries (véhicules électriques et stockage) ainsi que le développement des réseaux électriques. Les technologies bas-carbone représenteront dans le même scénario environ 90% de la consommation globale de lithium, 70% du cobalt, 60% du nickel et 45% du cuivre. Dans un scénario de réchauffement à 2°C, la Banque mondiale⁶³ a estimé la demande mondiale en 2050 de plusieurs matières premières minérales pour la transition énergétique, et comparé cette demande à la production actuelle. Le lithium, le graphite et le cobalt consommés représentent dans ce scénario entre 4,5 et 5 fois la production actuelle.

Impacts environnementaux

La demande en matières premières minérales, que ce soit pour le développement des énergies renouvelables en France ou pour la transition énergétique à l'échelle mondiale, va générer d'importants impacts environnementaux. Au vu de l'augmentation des besoins, tant en France qu'à travers le monde, le recyclage des métaux ne suffira vraisemblablement : l'activité minière est appelée à croître pour permettre la transition énergétique.

L'essentiel des métaux consommés en France sont extraits ailleurs dans le monde, ce qui signifie que l'essentiel des impacts environnementaux liés à l'activité minière se situent à l'étranger. Ces impacts sont variables selon les métaux, les types de mines (souterraines ou à ciel ouvert), les techniques d'extraction, les pays d'origine et les caractéristiques des sous-sols notamment. Ces impacts portent sur de nombreux enjeux : pollutions diverses et demande en eau, biodiversité et changement d'usage des sols, émissions de gaz à effet de serre...

Les pollutions générées par l'activité minière sont discutées en section 6.1.3. On souligne que les produits miniers sont utilisés dans de nombreux autres secteurs que les renouvelables, et que les énergies fossiles (que les renouvelables doivent permettre de remplacer dans le cadre de la transition énergétique), génèrent également de nombreuses pollutions. Les impacts sur la biodiversité sont présentés en section 6.3.2, et sont aussi à comparer à l'impact des énergies fossiles.

Les émissions de GES liés à l'activité minière pour la construction des renouvelables sont prises en compte dans les analyses de cycle de vie. Si les émissions ne sont pas négligeables, l'électricité produite par les renouvelables demeure nettement moins carbonée que celle produite à partir d'énergies fossiles (cf. Figure 29). Avec la croissance rapide de la demande minière, l'AIE a identifié le risque que la production devienne plus énergivore. Cependant, l'AIE souligne également que divers efforts peuvent être déployés pour réduire les émissions lors de l'extraction et du traitement des ressources minérales : utilisation d'électricité bas carbone (selon le mix local) pour le raffinage et la fonte des minerais, efficacité énergétique, électrification des camions. Selon l'AIE, une simulation pour un projet

⁶² AIE, *The Role of Critical Minerals in Clean Energy Transitions* [[Lien](#)][EN]. Le scénario considéré est le SDS, compatible avec la neutralité carbone mondiale au milieu du siècle.

⁶³ Banque Mondiale, *Minerals for Climate Action: The Mineral Intensity of the Clean Energy Transition* [[Lien](#)][EN]

de production de cuivre indique que jusqu'à 80% des émissions peuvent être réduites par de l'électrification (avec de l'électricité renouvelable).

Leviers de réduction des impacts environnementaux

Pour limiter les impacts environnementaux des renouvelables, plusieurs leviers pourront être mobilisés à tous les niveaux, depuis l'extraction minière jusqu'à la demande électrique.

Au périmètre de l'activité minière, il est possible d'agir à la fois en réduisant les besoins d'extraction et en améliorant les pratiques. L'AIE indique ainsi que le retraitement des résidus miniers et l'extraction de plusieurs métaux à partir d'un même minerai permettent de maximiser les taux de récupération des ressources. Ce faisant, il est possible d'augmenter la production de métaux pour une même quantité d'extraction minière, et donc de réduire les risques de pollution. Par ailleurs, l'AIE invite à promouvoir de plus hauts standards environnementaux, sociaux et de gouvernance. Le fait d'établir des normes plus strictes au niveau de la chaîne d'approvisionnement pourrait ainsi être un outil pour réduire les risques environnementaux, de même qu'un soutien financier aux projets mettant en œuvre des mesures de mitigation des impacts.

Les activités de recherche et développement pourraient également permettre de réduire les impacts environnementaux des renouvelables en améliorant les procédés. Ces améliorations peuvent porter aussi bien sur les procédés miniers (impacts environnementaux lors des phases d'extraction et de traitement) que sur la conception des systèmes bas-carbone (en réduisant l'intensité matière des renouvelables et des batteries pour un même service rendu). À titre d'exemple, RTE retient pour le photovoltaïque au sol une intensité matière en aluminium de 29 t/MW en 2020, contre 17,4 t/MW en 2050 dans son étude *Futurs Énergétiques*. L'amélioration du recyclage pourra également permettre une meilleure réutilisation des ressources ; ce sujet est l'objet de la section 6.2.2.

Un autre levier important porte sur la consommation. La production renouvelable vise à satisfaire un besoin en énergie, qu'il pourrait être possible de réduire à travers une meilleure efficacité énergétique et de la sobriété énergétique⁶⁴. RTE a notamment évalué la baisse des besoins en ressources minérales pour le système électrique et l'électromobilité dans un scénario de sobriété : selon les ressources, la baisse du besoin se situe entre 15% (acier) et 30% (lithium), et se trouve aux alentours de 25% pour la plupart des métaux.

⁶⁴ L'efficacité énergétique correspond au fait de consommer moins d'énergie pour un même service rendu. Elle est rendue possible par l'usage de technologies avec un meilleur rendement (pompes à chaleur vs convecteur par exemple) ou en réduisant les pertes (isolation thermique d'un bâtiment par exemple). La sobriété correspond quant à elle à une baisse du service rendu (baisse de la température de chauffe ou baisse de la taille du véhicule par exemple). Elle peut être volontaire, notamment dans l'optique de réduire les impacts environnementaux.

6.2.2 Recyclage

Résumé :

Les métaux utilisés dans les systèmes renouvelables pourraient être réutilisés ou recyclés pour satisfaire la demande de d'autres industries. Concernant les panneaux solaires, environ 95 % des ressources (en masse) peuvent être recyclées, mais il reste une marge de progrès concernant la séparation du verre et des films semi-conducteurs, selon l'EEA. Pour les éoliennes, environ 90 % des matériaux peuvent être recyclés ou réutilisés, mais le recyclage des matériaux composites des pales des éoliennes reste un défi nécessitant des efforts de recherche.

Le développement d'installations de recyclage à échelle industrielle et l'organisation de la collecte des produits en fin de vie à grande échelle seront nécessaires dans les décennies à venir afin gérer la fin de vie des énergies renouvelables installées depuis 2000.

Le recyclage des installations renouvelables répond à plusieurs enjeux, de la disponibilité des ressources minérales à la gestion des installations en fin de vie. En limitant les besoins en ressources minérales primaires, le recyclage peut permettre de réduire les impacts environnementaux des renouvelables.

6.2.2.1 Enjeux sur les métaux

Il est important de souligner que les métaux utilisés par les installations renouvelables sont, au moins en partie, « mobilisés » et pas « consommés » : les matières premières peuvent être réutilisées ou recyclées, afin de rénover les infrastructures énergétiques ou de satisfaire les besoins d'autres filières.

Les réseaux de transports et de distribution concentrent par exemple d'importants volumes de cuivre et d'aluminium « mobilisés » (150 Mt de cuivre et 220 Mt d'aluminium à l'échelle mondiale d'après l'Agence internationale de l'énergie - AIE), et le fait qu'il s'agisse d'installations industrielles avec d'important volumes de ressources à renouveler est de nature à faciliter la mise en place de filières pour réutiliser et recycler ces métaux.

En revanche, les filières de recyclage des batteries ne sont pas matures à l'heure actuelle, notamment pour les batteries lithium-ion des véhicules électriques. Mais au vu des volumes et des enjeux sur la disponibilité des minerais (lithium, cobalt et nickel notamment), le recyclage apparaît comme crucial. La régulation peut permettre d'aiguiller le développement de batteries pour limiter leur impact environnemental. L'AIE cite ainsi la régulation européenne⁶⁵, qui impose des taux minimaux de métaux recyclés dans les batteries et requiert une conception facilitant la récupération des métaux (90% pour le cobalt, 90% le cuivre, 35% le lithium et 90% le nickel d'ici à 2026).

L'AIE indique que les enjeux forts pour le recyclage portent sur la collecte des produits en fin de vie, la séparation des différents métaux qui les composent, et les processus métallurgiques qui permettent

⁶⁵ Commission européenne, *règlement relatif aux batteries et aux déchets de batteries* [[Lien](#)]

de les récupérer. Le recyclage recouvre ainsi des réalités très différentes selon les produits et les métaux à recycler, depuis les résidus miniers jusqu'aux produits en fin de vie, en passant par la ferraille issue des activités manufacturières. Pour améliorer le recyclage des matériaux, L'AIE souligne ainsi l'importance de soutenir la collecte des déchets et les activités de recherche et développement.

Les taux de recyclage actuels dépendent ainsi largement des métaux et des usages qui sont fait des matières premières, et vont vraisemblablement évoluer avec le développement de filières de recyclage⁶⁶. L'AIE fournit les taux de recyclage à l'échelle mondiale (tous usages confondus) pour plusieurs ressources : environ 60% pour le nickel, 45% le cuivre, 40% l'aluminium, 35% le cobalt, et moins de 1% pour le lithium ou les terres rares.

6.2.2.2 Enjeux spécifiques au recyclage des panneaux solaires et des éoliennes

L'agence européenne de l'environnement a étudié les enjeux de recyclage pour le solaire, l'éolien et les batteries⁶⁷. On présente ci-dessous des enjeux identifiés pour le solaire et l'éolien.

Pour le solaire, environ 95% des tonnages de matières minérales peuvent être recyclés d'après cette étude. Les principales ressources concernées sont le verre, le cuivre et l'aluminium. L'étude indique que *"outre l'aluminium et le verre, le reste des déchets de modules, y compris le silicium, les contacts en argent, l'étain et les soudures contenant des métaux lourds (plomb), subissent généralement un traitement thermique dans les usines d'incinération"*. Les enjeux clés du recyclage portent sur les étapes de séparation du verre et du film semi-conducteur, la gestion des substances dangereuses des modules photovoltaïques, et les contraintes logistiques liées à la maintenance d'installations en hauteur.

Pour l'éolien, environ 90% des tonnages de matières minérales peuvent être recyclés ou réutilisés, notamment l'acier, l'aluminium, le cuivre, la fonte et le béton. Les minerais critiques présent dans les aimants permanents de certains types de générateurs (dont des terres rares) pourraient également être valorisés à l'avenir. Un enjeu majeur porte sur le recyclage des matériaux composites, utilisés pour les pales des éoliennes : les infrastructures de recyclage sont encore en développement, et il reste nécessaire de poursuivre des activités de recherche. Le transport des pales d'éoliennes (dont la taille moyenne est d'environ 40 mètres aujourd'hui et fera jusqu'à 75m à l'avenir) jusqu'aux installations de recyclage soulève également des questions logistiques. Pour réutiliser les matériaux des pales, plutôt que de les brûler ou de les enterrer, il est possible de « décycler »⁶⁸ les fibres de carbone et de verre (par exemple pour fabriquer des palettes, du béton polymère, des barrières antibruit, ...).

⁶⁶ L'institut national de l'économie circulaire (INEC) a par exemple réalisé une étude sur les besoins de ressources pour la transition bas carbone en France : *Stratégie nationale bas carbone sous contrainte de ressources* [[Lien](#)]. Cette étude propose des hypothèses sur la réduction des besoins, les taux de recyclage et la réutilisation de matière première des technologies de la transition énergétique, pour deux scénarios de circularité.

⁶⁷ EEA (Oeko-Institut e.V.), *Emerging waste streams – Challenges and opportunities* [[Lien](#)][EN]

⁶⁸ Le décyclage (*downcycling*) consiste à « recycler » un déchet matériel en un nouveau matériau de moindre qualité ou valeur.

Cette étude présente également des pistes pour améliorer la circularité des modèles : prolongation de la durée de vie (design plus résistant, modularité, réparabilité ...), écoconception pour le recyclage (recherche et développement pour des matériaux alternatifs ou la réutilisation des matériaux composites des pales), réparation et réutilisation des parties pouvant l'être, etc.

Les panneaux solaires et les éoliennes ont une durée de vie d'environ 20 à 30 ans, et leur installation a commencé à l'échelle industrielle au cours de la décennie 2000-2010. Ainsi, les filières de recyclage des renouvelables sont à construire à l'échelle industrielle dans les années à venir afin de gérer la fin de vie des installations et de limiter les impacts environnementaux des matières minérales utilisées par les renouvelables. La sobriété pourrait être un levier intéressant pour limiter la pression sur les installations de recyclage.

6.3 Impact sur la biodiversité et préservation des espaces naturels

L'IPBES identifie cinq principaux facteurs directs de modification de la biodiversité et des écosystèmes : le changement d'affectation des terres (ou des mers), le changement climatique, la pollution, l'utilisation et l'exploitation des ressources naturelles, et les espèces invasives. L'objet de cette section est de quantifier l'occupation des sols par les renouvelables et de présenter les enjeux de protection de la biodiversité et de préservation des espaces naturels.

6.3.1 Occupation des sols et préservation des espaces naturels

Résumé :

Dans les scénarios prospectifs retenus, en 2050, l'occupation des sols liée aux énergies renouvelables électriques représenterait environ 2 à 3 % de la superficie totale de la France pour les surfaces de « co-usage », et 0,6 % des surfaces artificialisées françaises (la surface artificialisée liée à l'ensemble du système électrique doublerait entre 2021 et 2050). L'ADEME estime que la méthanisation générera également une pression importante sur l'occupation des sols, avec plus de surfaces imperméabilisées associées à la production de biométhane en 2050 que pour l'ensemble du système électrique actuel.

Outre la mobilisation des friches industrielles (qui ne seront pas suffisantes pour accueillir l'ensemble des capacités requises), différentes solutions peuvent permettre d'atténuer l'impact des énergies renouvelables, comme l'agrivoltaïsme, un développement plus important des panneaux solaires sur toiture (même s'ils sont associés à un coût plus élevé), ou l'installation de panneaux flottants sur des lacs artificiels. La préservation des zones naturelles est également une question importante pour les études d'impact.

Cette section repose sur une étude de RTE sur l'occupation des sols par les installations de production d'électricité⁶⁹. En particulier, les mêmes facteurs d'occupation des sols par technologie ont été utilisés⁷⁰. On distingue trois types d'occupation des sols dans l'évaluation quantifiée présentée dans les figures ci-dessous : les surfaces artificialisées, les surfaces imperméabilisées (incluses dans les surfaces artificialisées), et les surfaces susceptibles de restreindre certains co-usages. L'évaluation ne prend pas en compte l'éolien en mer, l'hydroélectricité et la production de biométhane. Dans les graphiques ci-dessous, "solaire PV" correspond au photovoltaïque au sol, puisque le solaire sur toiture est supposé ne pas générer d'occupation additionnelle des sols. Pour l'occupation des sols par le

⁶⁹ RTE, *Futurs Énergétiques*, chapitre 12.4 (occupation des sols) [[Lien](#)].

⁷⁰ Les facteurs de l'étude de RTE utilisés sont les suivants :

Surfaces en ha/MW	Thermique (dont nucléaire)	Solaire au sol	Eolien terrestre
Imperméabilisé	0,03	0,002	0,02
Artificialisé	0,06	0,09	0,15
Co-usages	0	1,35	12,35

Ces facteurs sont similaires à ceux retenus par l'ADEME dans son étude *Transition(s) 2050*

réseau électrique, on reprend l'évaluation des surfaces occupées en 2020 réalisée par RTE⁷¹. L'artificialisation résultant d'anciens sites de production n'est pas prise en compte dans l'évaluation.

6.3.1.1 Surfaces artificialisées

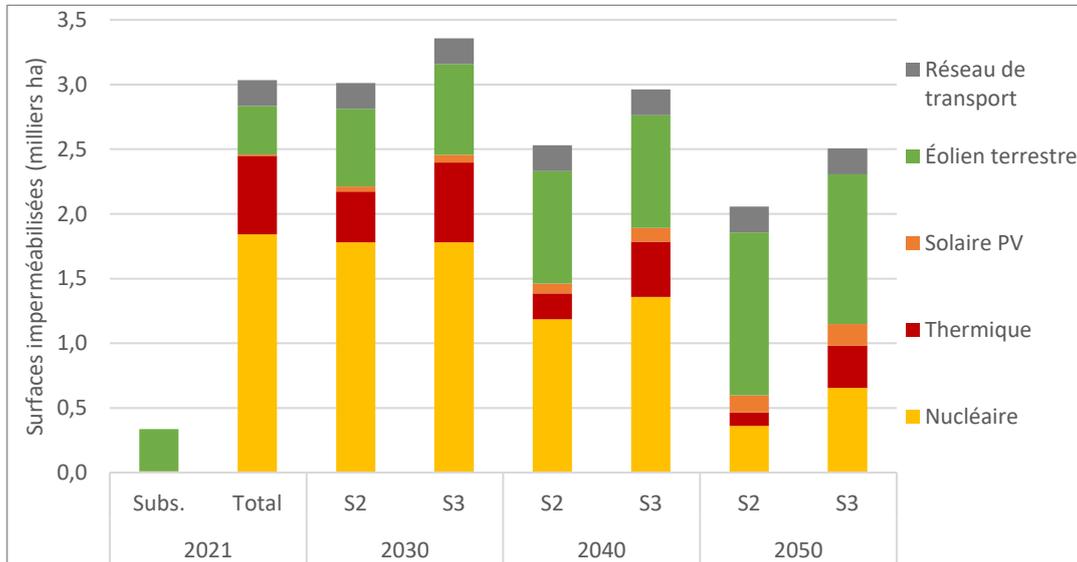


Figure 55 : Surfaces imperméabilisées pour le mix électrique (en milliers d'hectares)

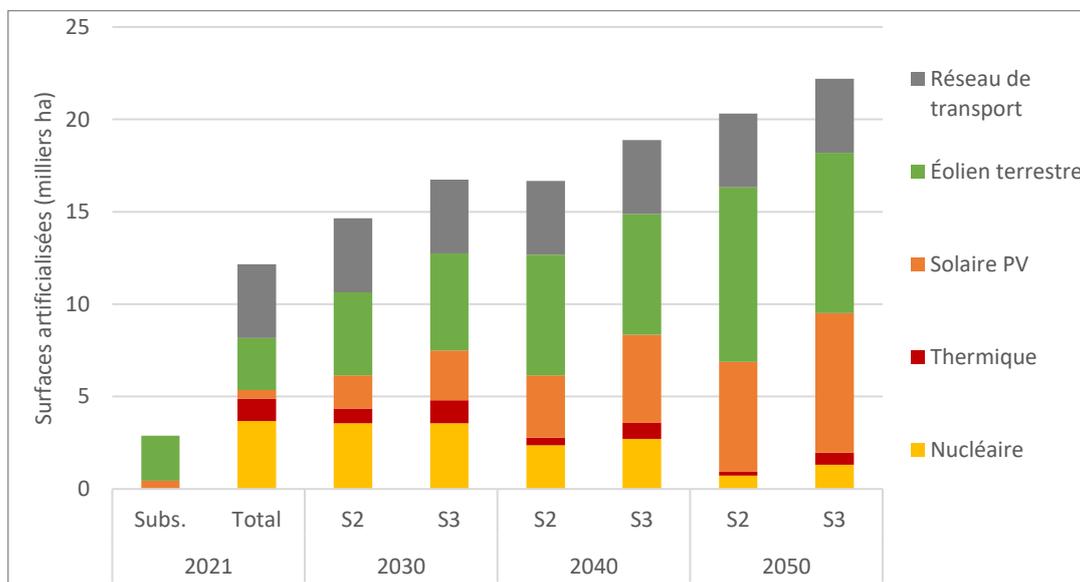


Figure 56 : Surfaces artificialisées pour le mix électrique (en milliers d'hectares)

⁷¹ Les résultats sur l'occupation des sols associées aux renouvelables présentés dans cette section correspondent aux surfaces directement liées aux installations. Les travaux de RTE (*Futurs Énergétiques 2050* en particulier) ont montré que les systèmes à forte proportion d'énergies renouvelables nécessitent plus de solutions de flexibilité (par exemple centrales thermiques, batteries, flexibilité de la demande...) et un développement plus important des réseaux électriques. Les surfaces utilisées par ces solutions de flexibilité associées aux énergies renouvelables sont cependant limitées, les installations renouvelables nécessitant plus d'espace que les solutions de flexibilité (par exemple, les scénarios S2 et S3 prennent en compte les besoins de flexibilité des centrales thermiques).

L'artificialisation correspond à l'altération des fonctions écologiques du sol (fonctions biologiques, hydriques, climatiques et agronomiques), et l'imperméabilisation correspond spécifiquement à l'altération des fonctions hydriques. La surface imperméabilisée correspond par exemple au socle des éoliennes, aux pieux des panneaux solaires, aux postes de livraison et aux éventuelles citernes dans parcs photovoltaïques. Les surfaces artificialisées correspondent à la fois aux espaces imperméabilisés et aux pistes d'accès.

Aujourd'hui, la majeure partie des surfaces imperméabilisées pour le système électrique correspond aux installations de production thermique (nucléaire et gaz notamment). Les surfaces artificialisées se répartissent à peu près équitablement entre centrales thermiques (dont nucléaire), installations renouvelables, et réseau. Pour donner un ordre de grandeur, RTE indique qu'avec « environ 12000 hectares artificialisés et moins de 3000 hectares imperméabilisés, les infrastructures de l'ensemble du système électrique (hors réseau de distribution) représentent de l'ordre de 0,35% des surfaces artificialisées en France et 0,2% des surfaces imperméabilisées. » En excluant de l'évaluation les surfaces artificialisées résultant d'anciens sites de production, l'artificialisation générée par le développement des renouvelables apparaît comme étant maîtrisée. Les capacités de production d'électricité (énergies renouvelables, nucléaire et autres moyens de production thermique) se traduiraient par des surfaces artificialisées deux fois plus importantes en 2050 qu'en 2021 dans ces scénarios. Le développement du réseau (nécessaire pour accueillir une plus grande part d'énergies renouvelables variables et électrifier les utilisations finales) entraînerait également une artificialisation. À l'horizon 2050, le système électrique occuperait moins de 1% des surfaces aujourd'hui artificialisées en France selon RTE, bien moins que le bâti ou les infrastructures de transport routier. Pour limiter l'artificialisation, il est possible de privilégier des sites déjà artificialisés (anciennes décharges et carrières, terrils, friches industrielles ...) pour les nouvelles installations renouvelables, notamment photovoltaïques.

RTE indique qu'une question majeure porte sur la classification des surfaces sous les panneaux solaires. Selon les scénarios de RTE, entre 70 000 et 200 000 hectares sont nécessaires pour le solaire au sol, soit entre 0,1 et 0,3% du territoire français. Une partie de ces surfaces peut être considérée comme étant artificialisée, et le reste comme permettant des co-usages. En effet, la majorité des installations sont végétalisées et ont donc des impacts bien plus réduits sur la biodiversité que d'autres zones artificialisées (bâti, transport routier ...). De plus, ces installations affectent généralement les sols pour une plus courte période que d'autres infrastructures puisque les panneaux sont plantés à l'aide de pieux pouvant être retirés à la fin de la durée de vie de l'installation. Cependant, comme le photovoltaïque au sol est très consommateur d'espace, il est susceptible d'entrer en concurrence avec d'autres usages (agriculture, foncier bâti...), et donc d'engendrer des changements d'usages des sols indirects.

6.3.1.2 Surfaces de co-usages

Sur l'ensemble des surfaces occupées par le système électrique, la majeure partie est accessible à des co-usages notamment agricoles et naturels. L'essentiel de ces surfaces sont liées à l'éolien terrestre et au réseau électrique, et dans une moindre mesure au solaire au sol.

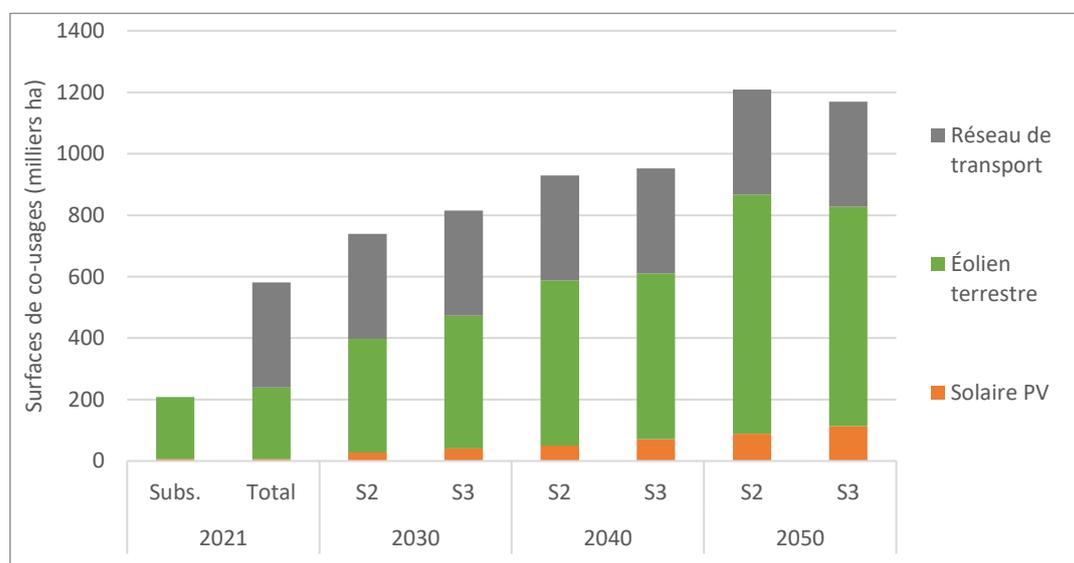


Figure 57 : Surfaces de co-usages du mix électrique (en milliers d'hectares)

RTE indique qu'aujourd'hui 88% des surfaces autour des éoliennes sont des territoires agricoles, et 9% des forêts. Ces surfaces correspondent à un rayon de 500 mètres autour des éoliennes, rayon qui correspond à la distance minimale à une habitation pour l'installation d'une éolienne dans la législation française (entre autres établie pour limiter les pollutions sonores). La surface autour des éoliennes est compatible avec les activités agricoles sans problème notable d'après la littérature (hors surface artificialisée). Les co-usages en zones naturelle (y compris forestière) sont également possibles, mais de fortes contraintes de protection de la biodiversité doivent être prises en compte à travers l'étude d'impact locale (notamment pour les oiseaux et chiroptères).

Le réseau électrique est appelé à se développer pour accueillir les renouvelables. L'évaluation quantifiée des surfaces occupées par le réseau correspond à l'année 2020 : ces surfaces sont donc légèrement sous-estimées pour les horizons prospectifs. À l'instar de l'éolien, de nombreux co-usages sont possibles avec le réseau, notamment pour l'agriculture ou les espaces naturels. Par ailleurs, les lignes peuvent être enterrées pour réduire l'occupation des sols.

Le point de vigilance sur les surfaces occupées de co-usages porte donc essentiellement sur le photovoltaïque et la concurrence d'usage des sols. RTE souligne que les espaces en friches ne suffiront pas pour accueillir l'ensemble des capacités. L'agrivoltaïsme apparaît donc comme une nécessité pour combiner production photovoltaïque et agricole, d'autant plus que la conversion de terres agricoles en surfaces dédiées uniquement à la production énergétique est interdite. La cohabitation entre ces usages ne va néanmoins pas de soi, et doit être organisée en amont pour que les installations solaires s'adaptent à la pratique agricole sans la gêner, par exemple en réhaussant ou en espaçant les panneaux

pour permettre une agriculture mécanisée. Plusieurs activités agricoles apparaissent compatibles avec la production solaire, notamment l'élevage, la viticulture, le maraîchage, la culture céréalière et les prairies. Il apparaît que dans certains contextes, la présence de panneaux solaires peut être un atout pour la production agricole, notamment en fournissant de l'ombrage. L'agrivoltaïsme est une pratique nouvelle qu'il s'agit encore d'étudier puis d'encadrer ; l'ADEME a ainsi récemment publié une étude sur le sujet⁷² et l'agrivoltaïsme a été défini dans la loi⁷³. Pour limiter l'occupation des sols, un plus fort développement du solaire sur toiture est possible, mais celui-ci est plus coûteux et nécessite d'avoir accès aux surfaces. Des solutions de photovoltaïque flottant sont également des alternatives envisageables, en particulier sur les carrières inondées.

6.3.1.3 Autres énergies renouvelables

L'éolien en mer, la petite hydroélectricité et la production de biométhane sont des énergies renouvelables subventionnées, mais n'ont pas pu faire l'objet de quantifications des surfaces occupées faute de données dans l'étude de RTE. L'ADEME a néanmoins réalisé un travail similaire⁷⁴, au périmètre légèrement différent, et incluant l'éolien en mer et la méthanisation.

Pour l'éolien en mer, l'ADEME évalue une emprise totale comprise en 142 000 ha et 475 000 ha selon ses scénarios, dont la quasi-intégralité est disponible pour des co-usages (moins de 100 ha étant imperméabilisés). Ces co-usages correspondent notamment à des espaces naturels et aux activités de pêche.

Pour la méthanisation, l'ADEME évalue l'emprise totale actuelle à 1 600 hectares, dont 500 hectares imperméabilisés. Les surfaces retenues pour les sites de méthanisation englobent les infrastructures liées à la digestion, au stockage et à la valorisation énergétique, les zones de transport, etc. À l'horizon 2050, les scénarios de l'ADEME prévoient environ 15 000 ha d'emprise totale, dont environ 4 500 ha imperméabilisés. L'ADEME indique que les activités liées à la méthanisation sur ces 15 000 ha est incompatible avec des usages agricoles, forestiers ou naturels. La méthanisation apparaît donc comme une production énergétique nécessitant une importante occupation des sols. La méthanisation représentera en 2050 plus de surfaces imperméabilisées que l'ensemble du système électrique actuel, et une partie importante des surfaces incompatibles avec des usages agricoles, forestiers ou naturels liés à la production énergétique renouvelable (entre 20% et 60% selon les scénarios de l'ADEME). Par ailleurs, la culture des intrants pour la méthanisation nécessitera également des surfaces agricoles, même si les impacts apparaissent moins importants pour la biodiversité. Dans deux scénarios de l'ADEME, environ 250 000 ha seront dédiés à des cultures pour la méthanisation en 2050. Les cultures intermédiaires peuvent être une manière de limiter l'impact sur l'occupation des sols, et la surface utilisée serait de l'ordre de 2,6 à 3.2 millions d'hectares en 2050 d'après l'ADEME.

⁷² ADEME, *Caractériser les projets photovoltaïques sur terrains agricoles et l'agrivoltaïsme* [[Lien](#)]

⁷³ LOI n° 2023-175 du 10 mars 2023 relative à l'accélération de la production d'énergies renouvelables [[Lien](#)]

⁷⁴ ADEME, *Transition(s) 2050, Feuilleton Sols : quels enjeux pour une gestion durable des sols à l'horizon 2050 ?* [[Lien](#)]

La petite hydroélectricité, à l'instar de l'éolien en mer, n'occupe que marginalement des surfaces au sol puisqu'il s'agit d'installation au fil de l'eau et non pas de grands barrages avec des retenues d'eau (lesquels ne sont pas subventionnés dans le cadre retenu pour cette étude).

6.3.1.4 Préservation des espaces naturels

Au vu des surfaces nécessaires pour les renouvelables (co-usages compris), il est intéressant de comparer l'emprise totale du système électrique à l'horizon 2050 avec les surfaces disponibles.

Pour quantifier la surface occupée par une installation, RTE a adopté une convention consistant à définir la surface occupée comme l'espace dans lequel il n'est pas possible de construire une autre installation du même type. Cette convention permet ainsi de rendre compte du fait que les éoliennes doivent être suffisamment éloignées les unes des autres, afin d'éviter que la production soit perturbée par de trop fortes turbulences. L'ensemble du système électrique (production et réseau de transport) occuperait alors entre 1 et 1,6 millions d'hectares à l'horizon 2050 (co-usages y compris), soit de l'ordre de 2 à 3% du territoire national. Par ailleurs, l'éolien en mer occuperait des espaces de l'ordre de 142 000 à 475 000 ha en mer à l'horizon 2050.

Les surfaces disponibles dépendent notamment de la législation. Pour l'éolien terrestre, la législation impose de nombreuses contraintes, la plus importante d'entre elle étant la distance minimale de 500 mètres à des habitations (pour limiter la pollution sonore, cf. la fin de la section 6.1.3). D'autres contraintes réglementaires sont également importantes, par exemple autour des aéroports, des radars, des zones militaires, des zones industrielles, etc. Des contraintes environnementales, notamment pour la protection de la biodiversité et des espaces naturels limitent également le développement de l'éolien (réserves naturelles, sites Natura 2000, forêts, zones humides, zones d'intérêts pour la faune et la flore, etc.). En prenant en compte la contrainte de 500m sur les éoliennes, RTE évalue la surface où il est possible d'installer des éoliennes à 14% du territoire français. Les besoins en surface pour l'éolien représentant de l'ordre de 2% du territoire national au maximum dans les scénarios de RTE, il apparaît techniquement possible d'installer ces quantités d'éoliennes tout en préservant les espaces naturels et en respectant un éloignement aux habitations. Néanmoins, les scénarios les plus ambitieux impliquent une très forte acceptabilité sociale de l'éolien sur ces territoires. Et ce d'autant plus que ces espaces sont concentrés dans quelques régions (Bourgogne-Franche-Comté, Grand Est et Hauts-de-France).

Les études d'impact des projets de parcs éoliens portent notamment sur des sujets importants pour l'acceptabilité sociale des éoliennes. Une dimension importante des études d'impacts est la préservation des paysages et du patrimoine culturel. Des études sur la visibilité du parc, à l'aide de photographies sur place pour prendre en compte la topographie, sont ainsi menées pour évaluer les impacts. Ces considérations sont de nature à limiter la taille des éoliennes (pour les rendre moins visibles notamment), et donc à faire qu'il soit nécessaire d'en installer un plus grand nombre pour obtenir une même puissance installée.

L'éolien en mer est, par nature, implanté au sein de zones naturelles, même si celles-ci font souvent l'objet d'une exploitation humaine, notamment pour la pêche. Les études d'impact préalables à l'installation d'un parc éolien en mer doivent prendre en compte les enjeux de protection des espaces naturels. La France possède par ailleurs de nombreuses aires marines protégées, qui doivent être prises en compte lors de la définition des zones propices au développement de l'éolien en mer (dans le cadre des documents stratégiques encadrant ce développement).

6.3.2 Biodiversité

Résumé :

Le changement climatique et la perte de biodiversité sont des défis liés, et, selon l'IPBES, le changement climatique est l'un des cinq moteurs directs du changement de la biodiversité et des écosystèmes. Les énergies renouvelables, en contribuant à l'atténuation du changement climatique, s'avèrent ainsi utiles à la protection de la biodiversité.

Néanmoins, les énergies renouvelables génèrent des pressions sur la biodiversité, notamment à travers les changements d'occupation des sols associés aux installations renouvelables. De plus, en exploitation, les énergies renouvelables présentent des impacts négatifs pour la biodiversité, en particulier les éoliennes qui sont associées à une surmortalité des oiseaux et chiroptères. Cet impact est en moyenne relativement limité par rapport à d'autres menaces pesant sur les oiseaux. L'extraction des matières premières et la construction des installations peuvent également engendrer des pressions sur la biodiversité. Des études d'impact sont menées pour chaque projet afin d'atténuer ses impacts environnementaux, de protéger les espèces localement menacées et de limiter les perturbations à proximité des parcs éoliens

On présente qualitativement dans cette section les enjeux pour la biodiversité en lien avec le développement des renouvelables d'après une revue de littérature. Ceci complète l'approche quantifiée sur l'occupation des sols par les renouvelables proposée en section 6.3.1. Le changement d'usage des sols constitue en effet un impact majeur pour la biodiversité, à la fois direct (sur le site de l'installation renouvelable) et indirect (en générant une pression foncière).

6.3.2.1 Impact du changement climatique sur la biodiversité

Le changement climatique et la perte de biodiversité sont deux enjeux liés comme le souligne le rapport issu d'un atelier conjoint de l'IPBES et du GIEC⁷⁵, qui indique que « l'augmentation des concentrations de gaz à effet de serre dans l'atmosphère entraîne une hausse des températures moyennes, une modification des régimes de précipitations, une augmentation de la fréquence des phénomènes météorologiques extrêmes, ainsi qu'un appauvrissement en oxygène et une acidification

⁷⁵ IPBES-GIEC, *Scientific outcome of the co-sponsored workshop on biodiversity and climate change* [[Lien](#)][EN]. L'IPBES est la « plateforme intergouvernementale scientifique et politique sur la biodiversité et les services écosystémiques », une structure émanant de l'ONU dont le fonctionnement est inspiré de celui du GIEC.

des milieux aquatiques, qui ont pour la plupart des effets néfastes sur la biodiversité. Réciproquement, les changements dans la biodiversité affectent le système climatique, notamment par leurs effets sur les cycles de l'azote, du carbone et de l'eau. »

Le rapport explique ainsi que le changement climatique transforme les milieux (facteurs abiotiques), ce qui a une influence négative notable sur la biodiversité. De plus, le rapport indique que le changement climatique interagit et exacerbe souvent des menaces pour la biodiversité telles que la dégradation des habitats, l'apparition de maladies, les déplacements d'espèces invasives, et les besoins humains d'extraction de ressources. La lutte contre le changement climatique apparaît donc comme étant primordiale pour la protection de la biodiversité, afin de ne pas dépasser outre mesure les capacités d'adaptation des écosystèmes. Par ailleurs, le rapport souligne les risques posés par les changements d'usages des sols, la surexploitation et la pollution.

Le rapport souligne aussi que des solutions, naturelles et technologiques, peuvent permettre de lutter contre le changement climatique et de s'y adapter tout en favorisant la protection de la biodiversité. C'est par exemple le cas de l'agrivoltaïsme et de la protection d'écosystèmes captant d'importantes quantités de carbone.

Ainsi, en permettant de remplacer des énergies fossiles, les renouvelables permettent d'éviter des pertes de biodiversité qui auraient sinon été causées par une hausse supplémentaire de la température globale.

6.3.2.2 Impact en amont des productions renouvelables

En amont de la production énergétique, la mise en place des systèmes renouvelables eux-mêmes génère des pressions sur la biodiversité, notamment pour l'extraction des matières premières et lors de la construction des installations.

Impact des activités minières sur la biodiversité

Les mines requièrent en effet des surfaces non négligeables pour exploiter les ressources, ce qui génère un changement d'usage des sols. Ce changement d'usage signifie une réduction des zones d'habitat et leur fragmentation, ce qui engendre des pertes locales pour la faune et la flore, ainsi qu'une réduction des services écosystémiques.

Par ailleurs, les activités minières génèrent des pollutions comme présenté en section 6.1.3. L'eau et les sols notamment, mais également l'air, sont susceptibles d'être pollués par l'extraction et le traitement des minerais. Ces pollutions affectent donc la biodiversité, à la fois locale et plus lointaine comme l'eau peut transporter les polluants. Les accidents miniers affectent également la biodiversité. On rappelle néanmoins que les activités minières servent à de nombreux autres usages que les renouvelables.

Au vu des volumes de métaux nécessaires et des limites sur la disponibilité des ressources, certains acteurs envisagent l'exploitation minières des fonds marins. L'AIE et l'IPBES indiquent que la recherche

sur les impacts sur la biodiversité est lacunaire, mais soulignent que les risques apparaissent comme étant particulièrement importants.

Impact des travaux de construction

La construction des installations renouvelables est également susceptible d'impacter la biodiversité. Notamment, le passage des engins de chantier peut causer des dégâts à la flore et le bruit généré par les travaux est susceptible de faire fuir la faune. Les travaux peuvent également provoquer l'introduction d'espèces invasives et générer des pollutions.

Les surfaces occupées par les renouvelables, quantifiées en section 6.3.1, sont également modifiées. La faune et la flore présentes sur le site sont alors susceptibles de perdre leur habitat, temporairement ou définitivement. Ceci peut générer des disparitions et des déplacements

Pour l'éolien offshore, il apparaît que le bruit généré lors de la construction du parc présente un impact majeur sur la biodiversité, comme identifié par la FRB dans leur revue de littérature (voir ci-dessous).

6.3.2.3 Impact des installations renouvelables lors de l'exploitation

Les énergies renouvelables peuvent également présenter des impacts sur la biodiversité en phase d'exploitation. La fondation pour la recherche sur la biodiversité (FRB) a notamment réalisé une revue de littérature sur ce sujet, dont s'inspire largement cette section⁷⁶.

Solaire photovoltaïque

La FRB indique que le principal impact des installations solaire est lié à l'occupation des sols. En effet, les surfaces occupées par les centrales solaires induisent une perte ou une fragmentation de l'habitat des animaux, ce qui induit une réduction des zones d'alimentation et un potentiel isolement. Les autres impacts identifiés par la FRB sont la mortalité directe des oiseaux, l'intoxication des individus (par les produits de traitements des panneaux et les herbicides), et la création de microclimat locaux.

Eolien

Un effet souvent mis en avant dans les débats est la mortalité par collision et barotraumatisme (choc de pression lié au mouvement des pales). Cette mortalité concerne essentiellement les oiseaux et les chiroptères, et dépend essentiellement de la faune présente sur le site d'implantation et des caractéristiques des éoliennes. La FRB indique que les éoliennes tuant le plus d'oiseaux sont les plus anciennes, implantées lorsque cet enjeu n'était pas aussi bien pris en compte qu'aujourd'hui (avant l'émergence du réseau Natura 2000 et le développement de mesures de mitigation notamment). Une étude de la ligue pour la protection des oiseaux (LPO)⁷⁷ indique que la mortalité des oiseaux est comprise entre 0,3 et 18,3 par éolienne et par an. La mortalité liée aux éoliennes est donc limitée. Cet impact limité doit être nuancé car il ne reflète pas le fait que certaines espèces d'oiseaux menacées

⁷⁶ FRB, *Energies renouvelables : quels impacts des installations de production sur la biodiversité ?* [[Lien](#)]

⁷⁷ LPO-ONCFS, *Eoliennes et biodiversité, synthèse des connaissances sur les impacts et les moyens de les atténuer* [[Lien](#)]

peuvent être affectées localement, et que quelques décès peuvent compromettre le développement de ces espèces à proximité de l'exploitation.

D'autres effets identifiés dans la littérature sont notamment les comportements d'évitement des parcs (« effet barrière » notamment), les déplacements et la mortalité causés par la perte ou la modification de l'habitat, et les perturbations liées au bruit ou aux champs électromagnétiques.

La littérature indique des effets spécifiques à l'éolien en mer qui peuvent être positifs pour la biodiversité. Sont ainsi évoqués « l'effet récif » (colonisation de la base de l'installation par des espèces benthiques) et « l'effet réserve » (lié à la limitation des activités de pêche à proximité des éoliennes). La FRB souligne que l'effet récif est limité à une centaine de mètre et qu'il dépend largement des types d'installations.

Hydroélectricité au fil de l'eau

La FRB indique que l'impact sur la biodiversité des petites centrales hydroélectrique a été peu étudié, contrairement à celui des grands barrages (ceux-ci n'étant pas inclus dans le périmètre de l'étude). Un impact identifié est que les seuils hydroélectriques sont susceptibles de fragmenter les habitats et de perturber les voies migratoires de certaines espèces de poissons. Des questions se posent également sur l'effet des systèmes hydroélectriques sur les dépôts de sédiments, qui constituent des habitats pour de nombreuses espèces.

Cultures énergétiques

Les cultures énergétiques, pour la production de biométhane (subventionné en métropole), de biogaz pour la production électrique (subventionné en ZNI) et de biodiésel (dans une optique prospective dans les ZNI), ont des impacts sur la biodiversité. Ces impacts sont essentiellement liés à la concurrence pour l'occupation des terres, nécessaires à la production de la biomasse. Ils dépendent largement des surfaces converties et de l'intensivité des pratiques agricoles (irrigation et usage de fertilisants et de pesticides notamment). Les oiseaux nichant dans les prairies et les pollinisateurs peuvent en effet être affectés par le changement d'usage des terres et de cultures. Par ailleurs, les résidus de digestats des méthaniseurs sont un fertilisant naturel intéressant pour l'agriculture, mais susceptible de générer des pollutions.

6.3.2.4 Solutions d'atténuation des impacts des installations EnR

Afin de limiter l'impact des renouvelables sur la biodiversité, plusieurs solutions peuvent être envisagées.

En amont des installations, lors de la phase d'extraction des ressources, il est par exemple possible de privilégier les mines sous-terraines pour réduire les surfaces occupées. L'AIE souligne néanmoins que les mines à ciel ouvert nécessitent moins d'énergie, et donc génèrent *a priori* moins d'émissions de gaz à effet de serre que les mines souterraines.

Au périmètre des installations renouvelables elles-mêmes, des études d'impact doivent être réalisées en amont de la construction pour que celle-ci soit autorisée. Ces études portent sur toute la durée de

vie des installations : chantier, exploitation et démantèlement. Le guide relatif à la réalisation d'études d'impact pour l'éolien⁷⁸ indique que « *l'environnement doit y être appréhendé dans sa globalité : population et santé humaine, biodiversité (faune, flore, habitats naturels...), les terres, le sol, l'eau, le climat, les biens matériels, le patrimoine culturel et le paysage ainsi que les interactions entre ces éléments.* »

Ces études d'impact visent à identifier les effets des parcs de production renouvelable sur l'environnement et à prévoir en conséquence des mesures d'atténuation. L'objectif est d'abord « *d'éviter les effets négatifs notables du projet sur l'environnement ou la santé humaine et réduire les effets n'ayant pu être évités. [Et ensuite de] compenser, lorsque cela est possible, les effets négatifs notables du projet sur l'environnement ou la santé humaine qui n'ont pu être ni évités ni suffisamment réduits.* »

Des exemples de mesures d'évitement consistent à éviter l'implantation des parcs renouvelables dans des zones à forte valeur pour la biodiversité (zone d'habitat riche en biodiversité, couloir migratoire pour les oiseaux, etc.), ou à éviter les travaux la nuit et lors des périodes de reproduction et migration. Un exemple de mesure de réduction pour les éoliennes consiste à mettre en œuvre des dispositifs de dissuasion pour éloigner la faune. Des mesures compensatoires peuvent être la restauration d'habitats sur d'autres sites, la restauration de continuités dans l'environnement naturel (plantation de haie par exemple), ou encore le renforcement des populations des espèces impactées.

Pour l'éolien, des solutions spécifiques consistent à laisser libre des espaces de circulation pour les oiseaux entre les parcs dans les zones à fort potentiel éolien, à ralentir ou arrêter des éoliennes dans certaines conditions (par exemple en période migratoire), ou encore à prévoir des dispositifs de réduction de bruit sur les pales.

Pour le solaire, le développement des panneaux sur toitures plutôt qu'au sol permet de limiter l'occupation au sol. Dans la même optique, il est envisageable d'installer des panneaux photovoltaïques au-dessus de plans d'eau, ou sur des surfaces déjà artificialisées (friches industrielles etc.). L'agrivoltaïsme, s'il est bien conçu, doit permettre de continuer une activité agricole tout en produisant de l'électricité renouvelable. D'autres mesures de réduction des impacts pour les parcs au sol consistent à espacer les panneaux et à végétaliser le sol.

Selon les cours d'eau, les exploitants de centrales hydroélectriques sur rivières peuvent être dans l'obligation de construire des passes à poisson, qui ont pour objectif de permettre aux poissons de franchir les obstacles créés par la centrale.

Enfin, pour la production de biogaz et de biométhane, une solution de réduction des impacts consiste à utiliser des coproduits ou des cultures intermédiaires multi-services environnementaux (CIMSE), plutôt que des cultures dédiées à la production énergétique uniquement.

⁷⁸ Ministère de la transition écologique et de la cohésion des territoires, *Guide relatif à l'élaboration des études d'impacts des projets de parc éoliens terrestres* [[Lien](#)]

6.4 Adaptation au changement climatique

Résumé :

La production solaire et éolienne en France ne sera pas significativement affectée à l'avenir en raison du changement climatique. La production hydroélectrique sera légèrement plus impactée, avec une variation des cycles hydrologiques, mais le volume annuel moyen de précipitations ne devrait pas changer de manière significative, selon RTE.

Les énergies renouvelables peuvent également, dans une certaine mesure, contribuer directement à l'adaptation au changement climatique, grâce à des synergies possibles avec la production photovoltaïque, notamment par le biais de l'agrivoltaïsme et des installations solaires sur les plans d'eau pour limiter l'évaporation.

L'objectif retenu à l'issue de l'accord de Paris consiste à maintenir l'augmentation de la température moyenne de la planète bien en dessous de 2°C par rapport aux niveaux préindustriels, et de viser à limiter l'augmentation à 1.5°C. Même si les objectifs les plus ambitieux sont atteints, le changement climatique est dès aujourd'hui une réalité comme le démontrent des travaux du Groupe d'experts intergouvernemental sur l'évolution du climat (GIEC). En France métropolitaine, l'augmentation de la température a déjà atteint 1,7°C par rapport aux niveaux préindustriels (au cours de la dernière décennie)⁷⁹. Ainsi, il apparaît important d'étudier si les systèmes renouvelables seront résilients face au changement climatique, et s'ils peuvent permettre des solutions d'adaptation.

Solutions d'adaptation au changement climatique en synergie avec les renouvelables

Les systèmes renouvelables peuvent être conçus de manière à fournir des solutions d'adaptation au changement climatique en plus de produire de l'électricité bas-carbone. La revue de littérature menée dans le cadre de cette étude a notamment permis d'identifier des synergies possibles avec la production photovoltaïque, à travers l'agrivoltaïsme et les installations solaires sur des plans d'eau. L'étude de l'IPBES⁸⁰ indique ainsi : « *le pâturage sous des panneaux peut améliorer le stockage de carbone dans les sols, et le pâturage comme les cultures associées à des fermes solaires pourrait fournir de la nourriture. Des études indiquent également que la végétation située sous les panneaux solaires peut constituer un habitat pour les pollinisateurs et profiter ainsi aux terres agricoles voisines. Les cellules solaires photovoltaïques installées à la surface des plans d'eau peuvent réduire l'évaporation des plans d'eau, ce qui pourrait être bénéfique pour les réservoirs hydroélectriques dans les régions arides.* »

Effets de la météo et du changement climatique sur le système électrique

⁷⁹ Ministère de la Transition écologique et de la Cohésion des territoires, *La trajectoire de réchauffement de référence pour l'adaptation au changement climatique (TRACC)* [[Lien](#)]

⁸⁰ IPBES-GIEC, *Scientific outcome of the co-sponsored workshop on biodiversity and climate change* [[Lien](#)][EN].

RTE⁸¹ a étudié l'impact du changement climatique sur le système électrique à horizon 2050. Dès aujourd'hui, « *les effets de la météo sur le système sont nombreux et variés : les variations de température et d'ensoleillement influent sur la consommation électrique des ménages et des entreprises, la production éolienne est naturellement dépendante des conditions de vent, la production photovoltaïque dépend du rayonnement solaire, mais aussi de la température qui peut influencer sur le rendement des panneaux, tandis que la disponibilité des centrales hydrauliques et nucléaires est dépendante des débits et/ou de la température des cours d'eau.* »

Les modélisations climatiques à horizon 2050 indiquent que les canicules deviendront plus fréquentes et intenses, que les vagues de froid se raréfieront. Le changement climatique va donc entraîner une baisse de la consommation de chauffage en hiver et une hausse de la consommation de climatisation en été.

Résilience du système électrique face au changement climatique

RTE indique qu'à l'horizon 2050 le vent et le rayonnement solaire n'évoluent pas significativement, et souligne que « *l'enjeu autour de l'évolution de la production éolienne et solaire à long terme réside donc moins dans l'effet du changement climatique que sur l'accroissement de la dépendance de l'équilibre offre-demande à ces sources de production.* »

Par ailleurs, l'étude souligne le cycle hydrologique sera modifié et que les sécheresses deviendront plus fréquentes. Le volume annuel moyen de précipitations ne devrait pas fortement changer d'après RTE, mais le changement climatique modifiera la répartition régionale et saisonnière des précipitations, et la variabilité interannuelle restera importante, avec des années très pluvieuses et d'autres très sèches. La gestion des stocks hydrauliques devra donc évoluer, mais l'hydroélectricité subventionnée apparaît comme étant une production résiliente face au changement climatique.

De plus, lors de canicules et sécheresses, les centrales nucléaires en bord de fleuve peuvent voir leur disponibilité diminuer (selon leur type de système de refroidissement notamment). Ceci correspond à une obligation réglementaire, visant notamment à limiter les prélèvements et l'échauffement du milieu aquatique, pour protéger l'environnement. Hors mesures d'adaptation et évolution de la réglementation, le réchauffement climatique va accroître le risque d'indisponibilité des centrales nucléaires. RTE souligne néanmoins que le productible annuel perdu restera très faible en moyenne (de 1 à 2 TWh). Le développement de l'éolien et du solaire permettra de produire de l'électricité bas-carbone pendant ces périodes d'indisponibilité nucléaire.

Carbone4 a étudié les coûts induits par le changement climatique sur les réseaux de transport et de distribution d'électricité. Le cabinet indique notamment que l'intensification et la multiplication des

⁸¹ RTE, *Futurs énergétiques*, chapitre 8 (le climat) [[Lien](#)]

événements climatiques extrêmes coûteront entre 800 et 1 700 millions d'euros en France, par analogie avec une étude similaire réalisée sur le réseau électrique américain⁸².

⁸² Carbone 4, *Le rôle des infrastructures dans la transition bas-carbone et l'adaptation au changement climatique de la France - Annexe résilience des infrastructures* [[Lien](#)]

7 Annexes

7.1 Production électrique par ZNI

Production électrique historique pour chaque zone non interconnectée

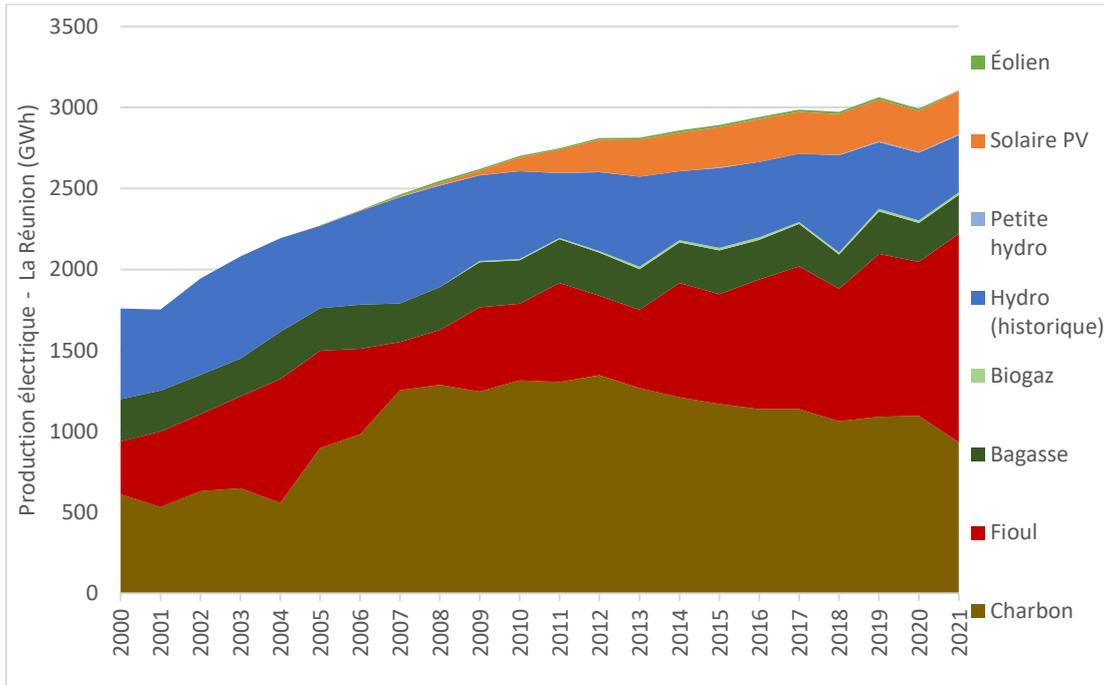


Figure 58 : Production électrique annuelle historique à La Réunion (GWh)

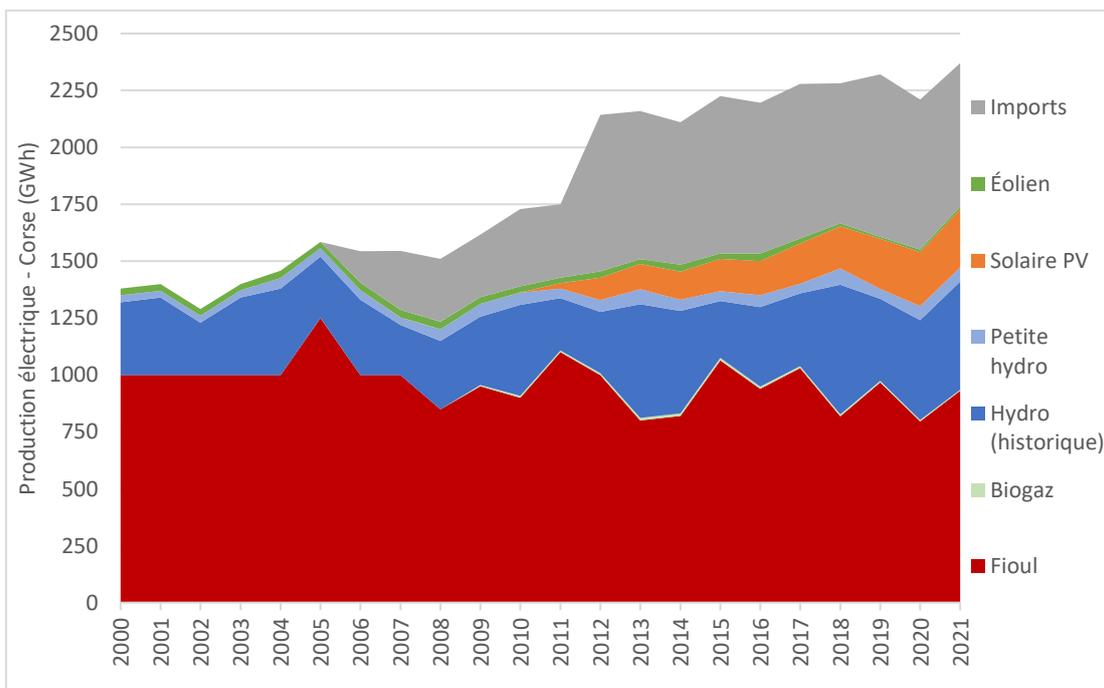


Figure 59 : Production électrique annuelle historique en Corse (GWh)

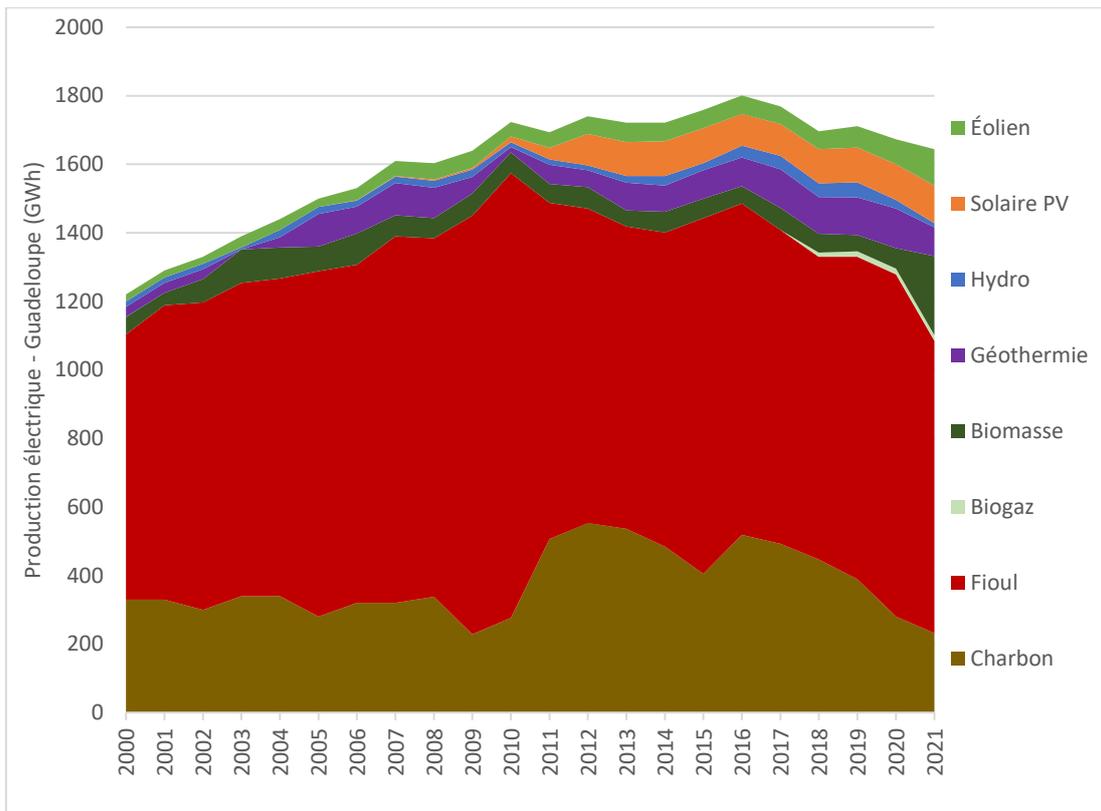


Figure 60 : Production électrique annuelle historique en Guadeloupe (GWh)

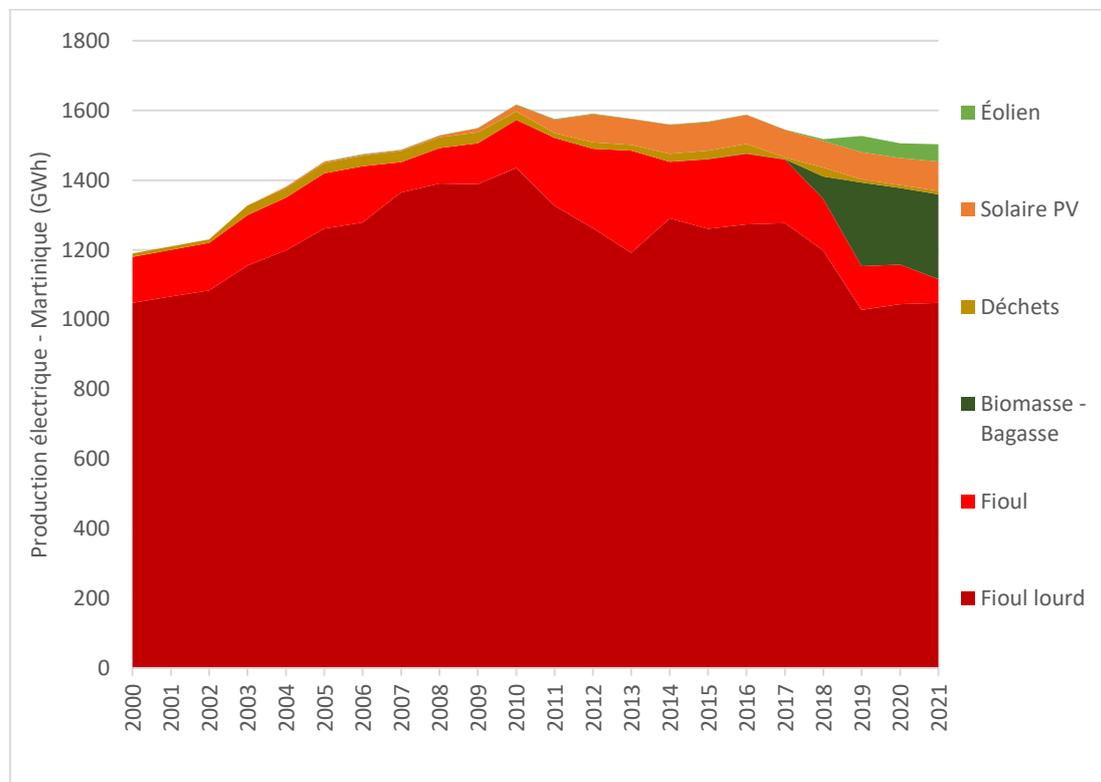


Figure 61 : Production électrique annuelle historique en Martinique (GWh)

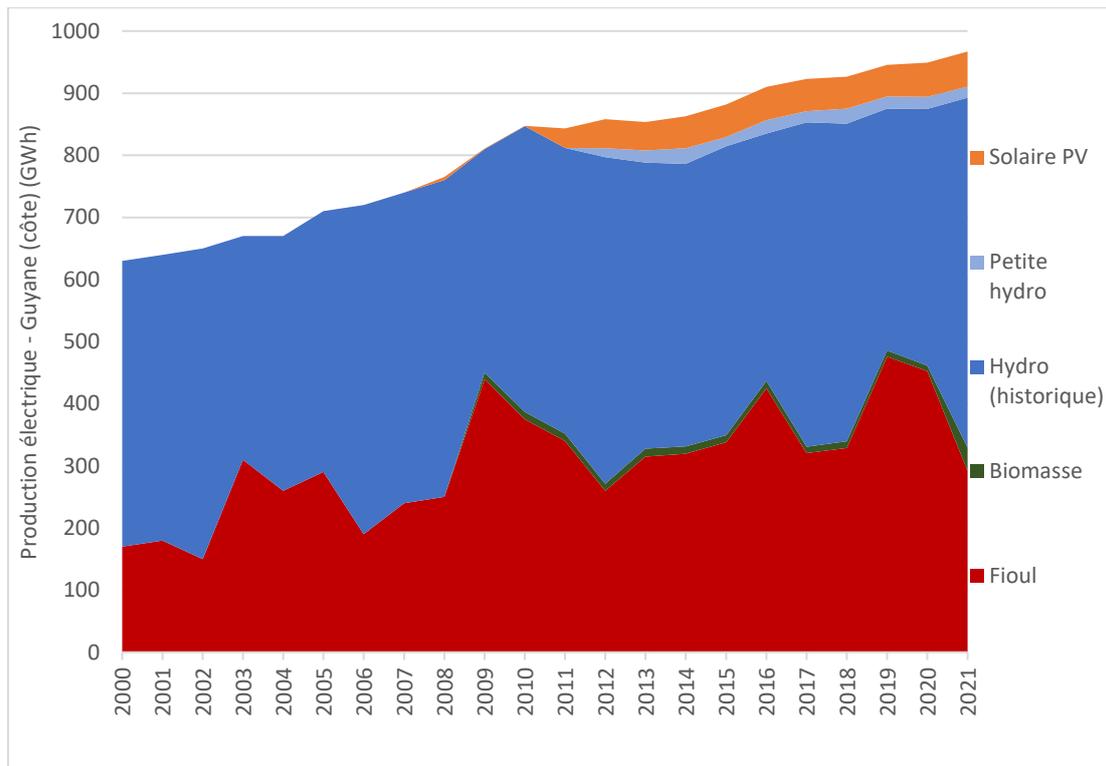


Figure 62 : Production électrique annuelle historique en Guyane (GWh)

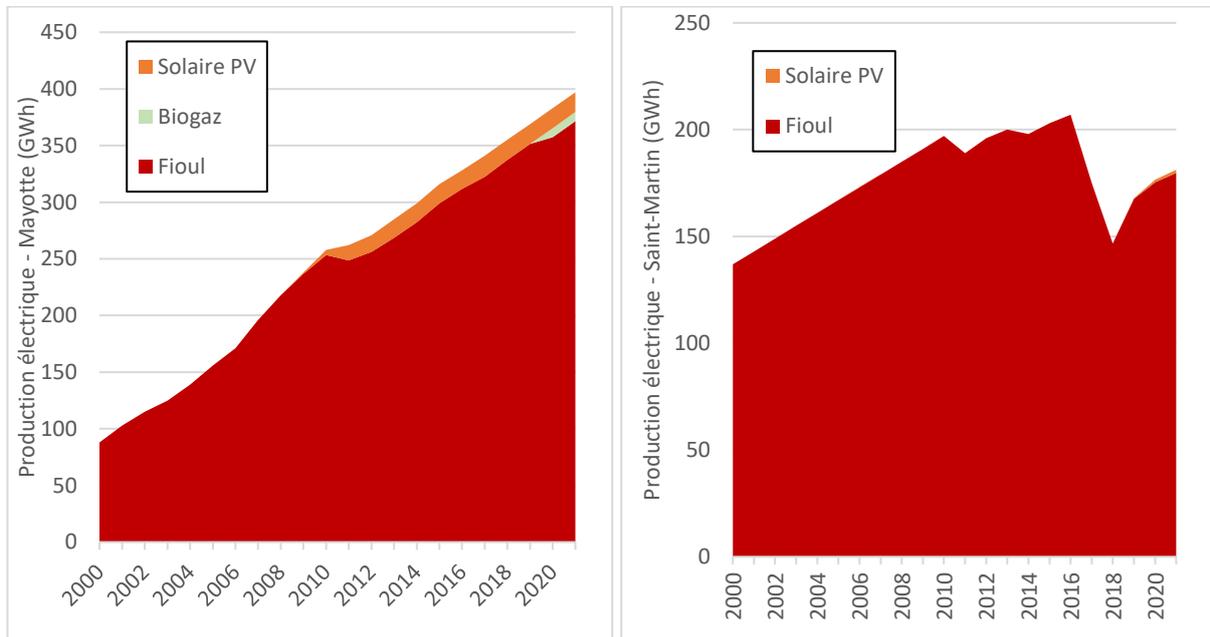


Figure 63 : Production électrique annuelle historique à Mayotte et Saint-Martin (GWh)

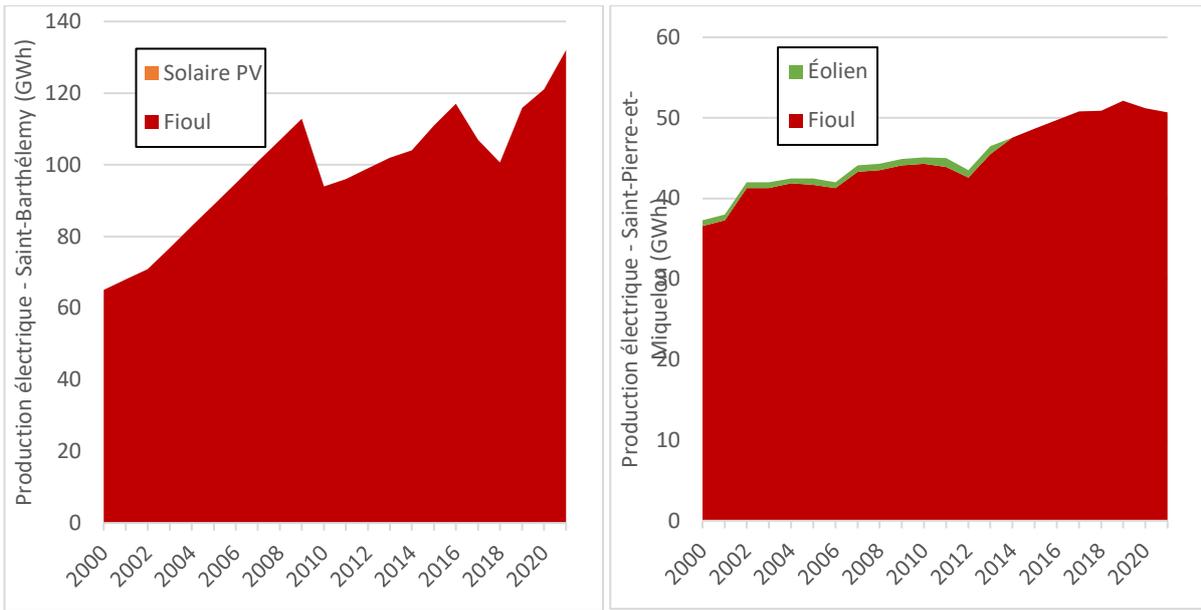


Figure 64 : Production électrique annuelle historique à Saint-Barthélemy et Saint-Pierre-et-Miquelon (GWh)

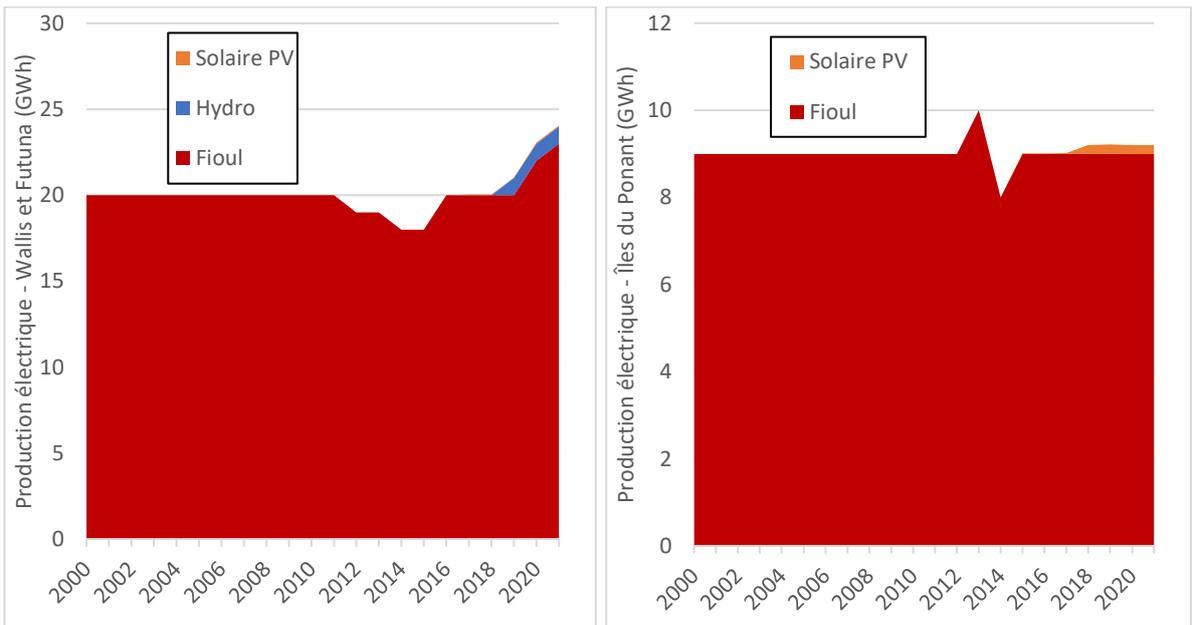
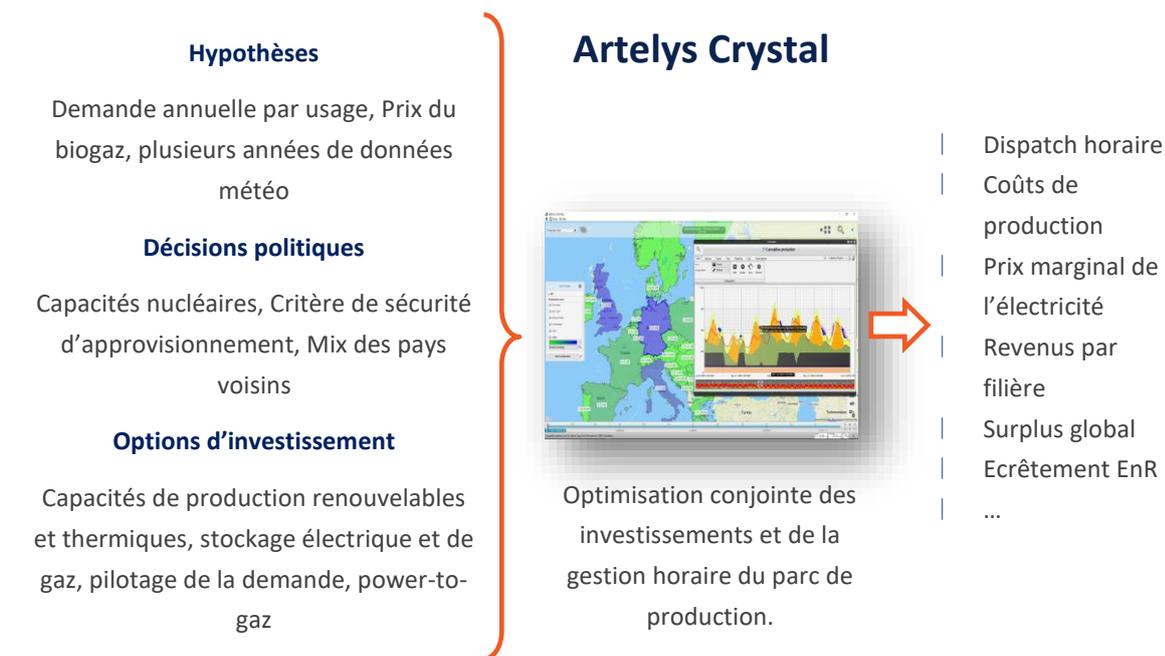


Figure 65 : Production électrique annuelle historique à Wallis-et-Futuna et dans les îles du Ponant (GWh)

7.2 Artelys Crystal Super Grid

Depuis plus de vingt ans, Artelys développe et améliore en continu sa propre suite logicielle d'optimisation spécialisée dans l'énergie : la suite Artelys Crystal. Parmi cette suite, **Artelys Crystal Super Grid** permet de simuler et d'optimiser les systèmes énergétiques interconnectés de l'échelle régionale à l'échelle continentale, prenant en compte les liens entre électricité, gaz, hydrogène et chaleur. Cet outil a notamment été retenu par la Commission Européenne pour la réalisation de son modèle européen multi-énergie [METIS⁸³](#).

Les modèles d'**Artelys Crystal Super Grid** permettent de représenter finement chacun des types d'actifs de demande et de production énergétique et leurs caractéristiques technico-économiques : flexibilité de la demande, puissances installées et coûts d'investissement des filières de production, coûts fixes et variables d'opération, puissance minimale d'opération, gradients, réserve, gestion optimale des réservoirs hydrauliques, gestion des imports de LNG, stockage saisonnier de gaz, variabilité de la production renouvelable et les principales contraintes sur les réseaux électriques, gaz et hydrogène entre les différentes zones étudiées.



En fonction de l'ensemble des paramètres définis, **Artelys Crystal Super Grid** permet d'optimiser la capacité installée et la stratégie d'opération de chaque filière afin de respecter un équilibre offre demande énergétique au moindre coût pour le système complet, et selon des critères de sécurité d'approvisionnement donnés. Il est typiquement utilisé à la maille nationale ou supranationale et au pas de temps horaire. **Artelys Crystal Super Grid** permet également de modéliser les technologies multi-énergies telles que l'électrolyse, la méthanation ou la cogénération.

⁸³ Présentation de METIS [[Lien](#)][EN]

Artelys Crystal Super Grid est régulièrement utilisé, notamment par des chercheurs et des universitaires, pour évaluer les impacts des projets d'infrastructure (par exemple, les interconnexions, les technologies de réseaux intelligents, etc.) en termes de bien-être social, pour analyser les impacts des mesures politiques, pour réaliser des analyses coûts-bénéfices, ou pour trouver l'ensemble optimal d'investissements permettant de garantir qu'une contrainte de sécurité d'approvisionnement donnée est respectée et/ou qu'un objectif de décarbonisation donné est atteint.

7.3 Spécificités de modélisation du passé et du futur pour la France métropolitaine

7.3.1 Spécificités de modélisation pour le futur

Le modèle utilisé pour le futur est le même que mis en œuvre dans le cadre de l'étude *Transition(s) 2050* pour l'ADEME⁸⁴. Le mix électrique français a été construit par l'ADEME dans ses scénarios. Le système électrique européen a été construit en utilisant le scénario TYNDP2020 Distributed Energy. Le système électrique français est régionalisé ; les pays européens modélisés sont agrégés en plusieurs blocs (cohérents avec les interconnexions aux frontières françaises) : îles britanniques, péninsule ibérique, Italie, Europe centrale, nord-ouest de l'Europe (cf. Figure 18).

Les années 2025, 2030, 2035 et 2040 ont été modélisées explicitement, afin de couvrir l'ensemble de la période sur laquelle des installations renouvelables aujourd'hui subventionnées peuvent encore l'être (subventions pendant 20 ans via les contrats d'achat). Les années intercalaires sont interpolées.

La production à pas de temps horaire, par technologie et par zone, est une sortie directe du modèle.

7.3.2 Spécificités de modélisation pour le passé

7.3.2.1 Principes généraux

La modélisation pour le passé repose sur une approche différente afin de pouvoir représenter de la manière la plus fidèle possible les productions effectivement réalisées. L'approche adoptée est identique à celle mise en œuvre pour l'étude des bénéfices liés au développement des énergies renouvelables et de récupération en France, pour l'ADEME⁸⁵. La France métropolitaine est modélisée de manière explicite (comme pour le futur) tandis que les pays voisins sont modélisés de manière simplifiée à travers des capacités d'import-export et les prix de marché historiques.

Les années modélisées explicitement reprennent les chroniques horaires historiques de demande et de disponibilité solaire, éolienne, hydraulique au fil de l'eau, nucléaire et de plusieurs autres moyens de production non flexible (biomasse, biogaz, déchets, marémoteur, géothermie, cogénération). Le modèle atteint l'équilibre offre-demande horaire en optimisant les imports-exports (pilotés par les prix historiques), la production thermique fossile (gaz, charbon, fioul) et le reste de la production hydroélectrique (gestion des stocks hydrauliques calibrée pour obtenir la production annuelle d'une part, utilisation des STEP d'autre part⁸⁶).

Les années modélisées vont de 2015 à 2019. Les années antérieures n'ont pas été modélisées pour des raisons de disponibilité des données. Les productions dans le scénario de référence du passé

⁸⁴ Rapport (FR) : [\[Lien\]](#)

⁸⁵ Rapport (FR) : [\[Lien\]](#)

⁸⁶ Contrairement aux chiffres de RTE disponibles sur l'ODRÉ, la production des STEP n'est pas incluse à la production hydroélectrique totale dans ce rapport, ce qui explique de possibles écarts.

correspondent à l'historique effectivement réalisé. Les productions dans le contrefactuel sont quant à elles calculées à partir des modèles pour les années de 2015 à 2019, en fixant les capacités renouvelables en France à leur niveau de l'an 2000.

7.3.2.2 Calcul des productions électriques remplacées à l'étranger

Les résultats principaux des simulations sont la production (avec un détail par technologie pour la France) et les chroniques horaires d'imports et d'exports. Les résultats pour la France sont utilisés tels quels. Les chroniques horaires d'import-export ont ensuite fait l'objet d'un traitement pour en déduire les productions que les renouvelables ont permis de remplacer dans les pays voisins.

Les imports et exports en Europe obéissent à une logique économique : tant que les interconnexions ne sont pas saturées, c'est le moyen de production le moins coûteux qui est appelé, indépendamment de sa localisation en Europe (dans la limite des contraintes imposées par le réseau). Schématiquement, les renouvelables (et le nucléaire) présentent un coût de production faible (même s'ils ont des coûts de construction élevés), tandis que les moyens de production fossile présentent des coûts plus élevés à la production (le coût dépend plus du combustible que du coût d'installation). Ainsi, les énergies renouvelables non stockables sont produites en priorité et permettent d'éviter des imports d'origine fossiles des pays voisins.

Le développement des énergies renouvelables présente donc un double effet à l'étranger. D'une part, il permet de réaliser plus d'exports (l'énergie renouvelable étant moins chère à la production que l'énergie fossile, celle-ci peut alors être exportée). D'autre part, développer les renouvelables permet de diminuer la quantité d'énergie importée (une énergie peu chère est produite en France, ce qui implique un moindre besoin à l'import).

Un algorithme post-traitant les résultats des simulations est utilisé pour déterminer la technologie de production à l'origine des imports ainsi que les productions évitées par les exports, selon le principe de marginalité (cf. Figure 66). Les volumes importés et exportés à chaque frontière et pour chaque heure sont affectés à une technologie de production selon le prix de marché horaire. Les catégories de prix sont détaillées dans la figure ci-dessous. Cet algorithme est utilisé pour les scénarios de référence et contrefactuel, puis on détermine par comparaison les productions évitées par les énergies renouvelables évitées (aussi bien grâce aux exports additionnels qu'aux imports en moins).

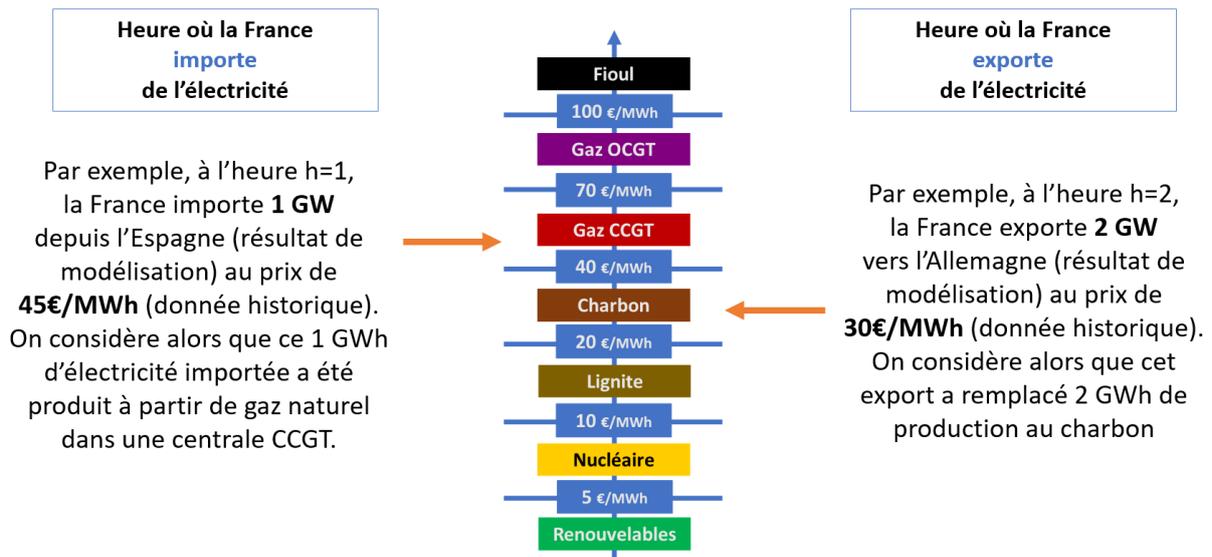


Figure 66: Illustration du principe de l'algorithme utilisé pour déterminer la technologie de production marginale à l'étranger

7.3.2.3 Justification des hypothèses de travail

Production nucléaire fixée

Une hypothèse de modélisation du passé qui peut paraître forte est liée à l'utilisation des chroniques de production nucléaire : ceci implique, par construction, que les énergies renouvelables additionnelles ne remplacent pas de production nucléaire en France. Le but de cette hypothèse est de prendre en compte les indisponibilités du nucléaire pour des raisons de maintenance.

L'hypothèse est motivée par le fait que sur la période modélisée (avant 2019), les niveaux de production renouvelable subventionné restent limités (moins de 10% de la production nationale d'électricité), et que le mix électrique des pays voisins est encore largement carboné : la production renouvelable française additionnelle, plutôt que de remplacer du nucléaire français, permet des exports supplémentaires et remplacent des productions fossiles dans les pays voisins.

Ceci est également expliqué par RTE⁸⁷ : les modulations de la production nucléaire (pouvant avoir lieu les week-ends de faible consommation et de forte production renouvelable) obéissent à une logique économique et relèvent de la gestion des stocks, et il est très rare que la modulation soit liée à une saturation des capacités d'export ; la production modulée n'est donc pas « perdue » mais simplement reportée.

Modélisation des pays voisins à travers des prix horaires

La spécificité de la modélisation du passé est que seul le système de production français est modélisé explicitement. Les échanges avec les pays voisins sont simulés grâce à travers des interconnexions dont le prix horaire correspond à l'historique effectivement réalisé. Les résultats de l'optimisation réalisée

⁸⁷ Notamment dans le bilan prévisionnel 2019 [Lien], et dans une note sur les bilans CO2 [Lien]

par *Artelys Crystal Super Grid* sur les volumes importés et exportés font l'objet d'un traitement dans un second temps, à l'aide d'un algorithme qui détermine quelles productions ont été remplacées par les énergies renouvelables additionnelles.

Cette méthode de modélisation permet de simuler le mix électrique des pays voisins de manière plus juste vis-à-vis de l'historique, alors qu'un modèle où tous les moyens de production des différents pays seraient détaillés aurait des difficultés à rendre compte des comportements historiques des acteurs du marché.

La validité de la modélisation repose sur l'hypothèse que la présence ou l'absence des renouvelables additionnels en France ne change pas les prix de marché dans les pays voisins. Ceci est valide tant que la différence sur les volumes d'import et d'export représente de faibles puissances. En effet, les prix de l'électricité (marché *day-ahead*) de l'électricité sont correspondent à la dernière unité mise en marche (prix marginal) et les différences de prix entre zones sont liées à la saturation des interconnexions (si les lignes ne sont pas saturées, le prix est identique). Ainsi, tant que les volumes horaires restent faibles, le prix ne sera pas trop modifié : la dernière centrale de production appelée sera du même type.

En volume annuel, l'impact des renouvelables additionnels représente entre 14 et 35% des exports et des imports dans la référence. Ces variations d'imports et d'exports étant répartis sur l'ensemble de l'année (le prix est formé par heure) et sur l'ensemble des frontières, l'hypothèse apparaît fondée.

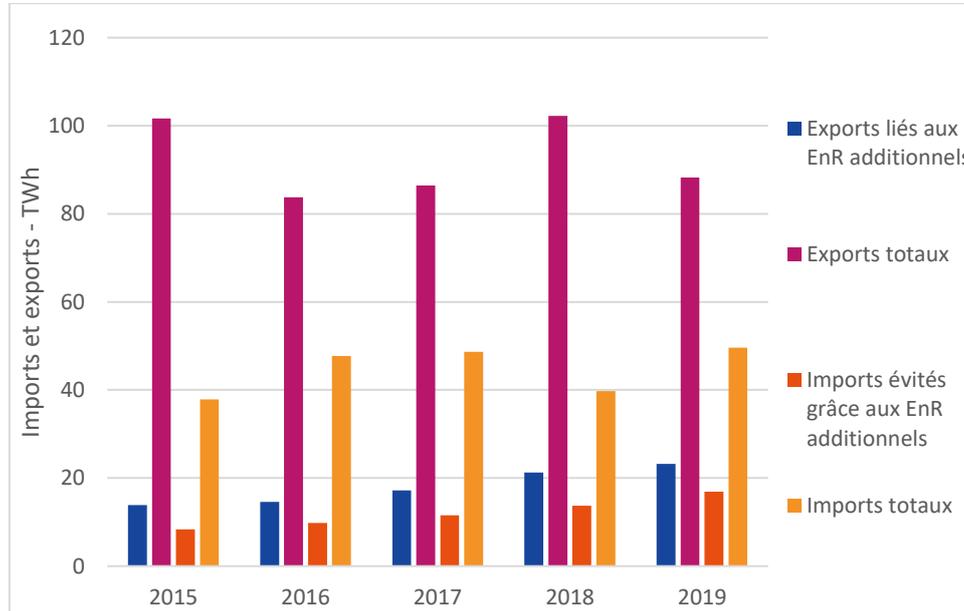


Figure 67 : Part des imports et exports dus aux renouvelables additionnels dans la référence

7.4 Résultats par scénario

7.4.1 Représentation des changements de production par filière pour les années modélisées.

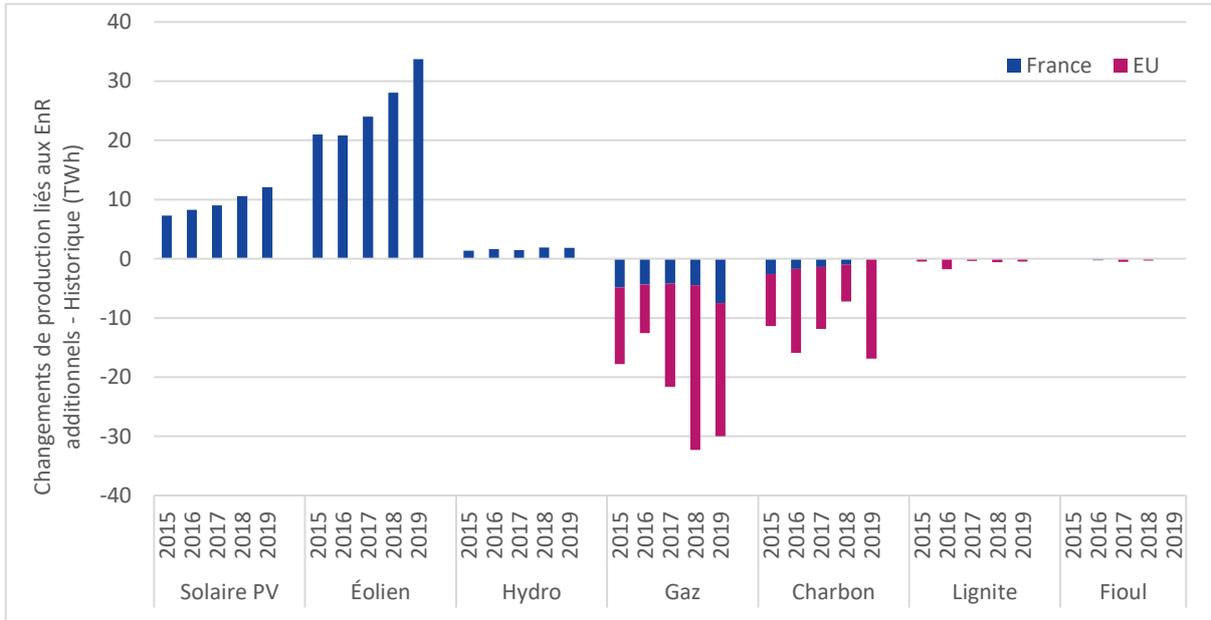


Figure 68 : Différences de production électrique entre les scénarios de référence et contrefactuel du passé (TWh)

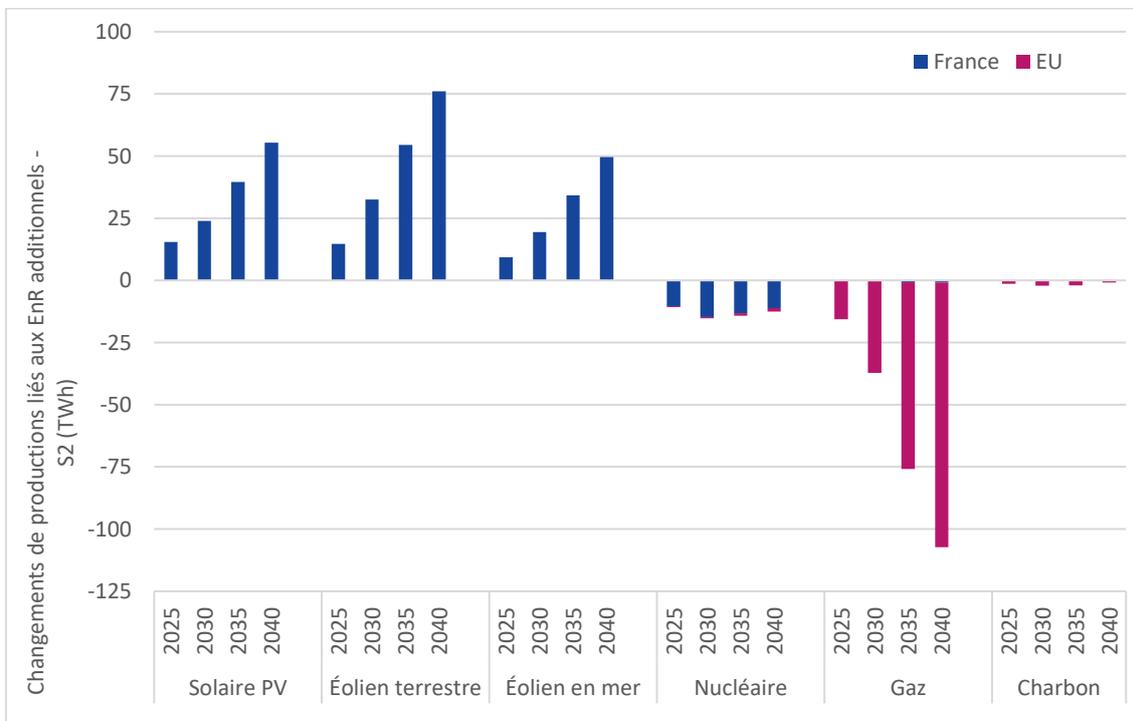


Figure 69 : Différences de production électrique entre les scénarios de référence et contrefactuel S2 (TWh)

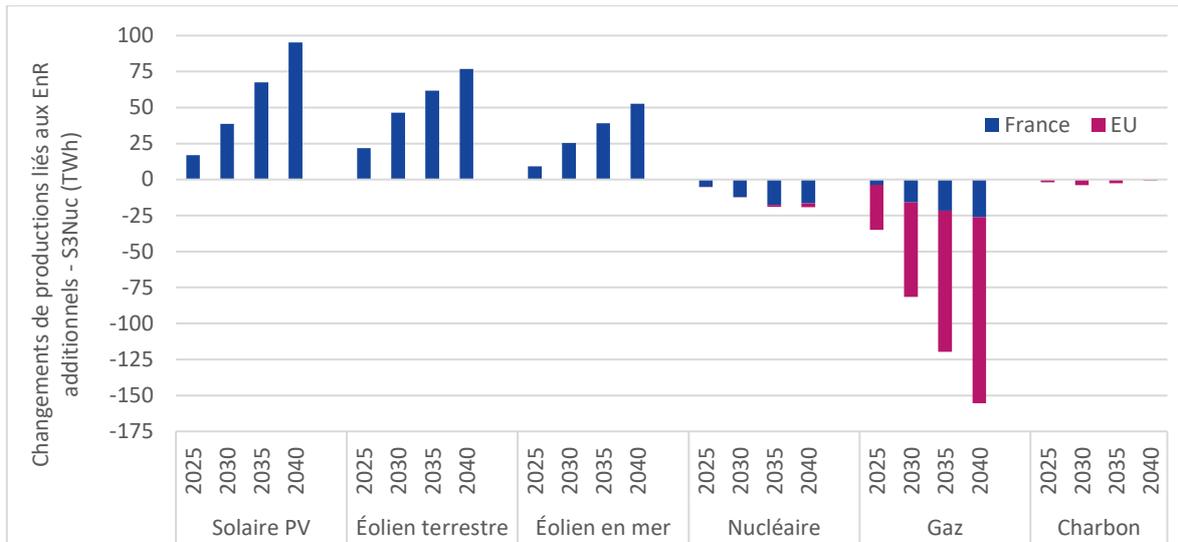


Figure 70 : Différences de production électrique entre les scénarios de référence et contrefactuel S3Nuc (TWh)

7.4.2 Résultats par scénario sur les émissions de GES

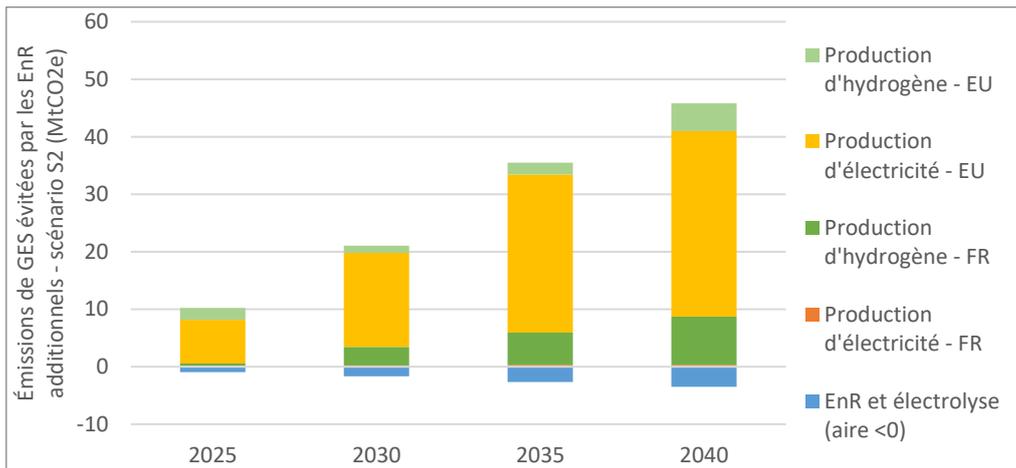


Figure 71 : Émissions de GES évitées par les EnR additionnels dans S2 (MtCO2eq)

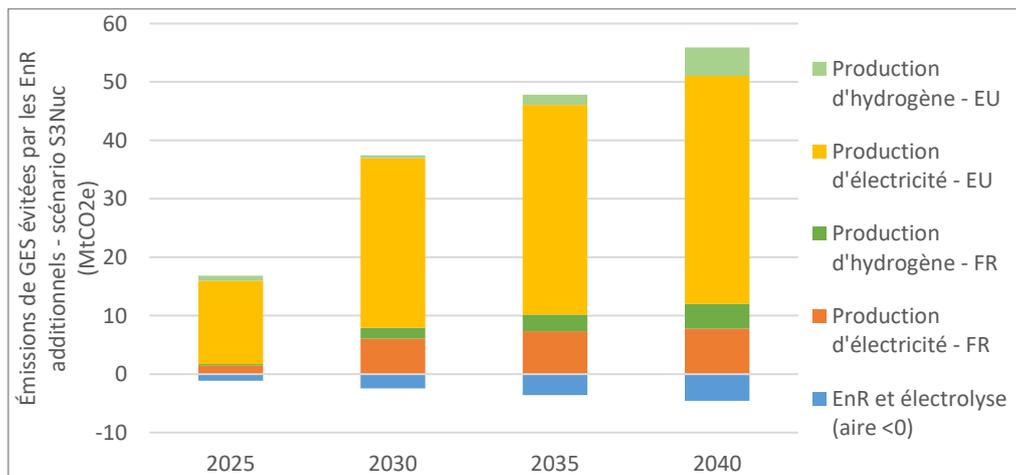


Figure 72 : Émissions de GES évitées par les EnR additionnels dans S3Nuc (MtCO2eq)

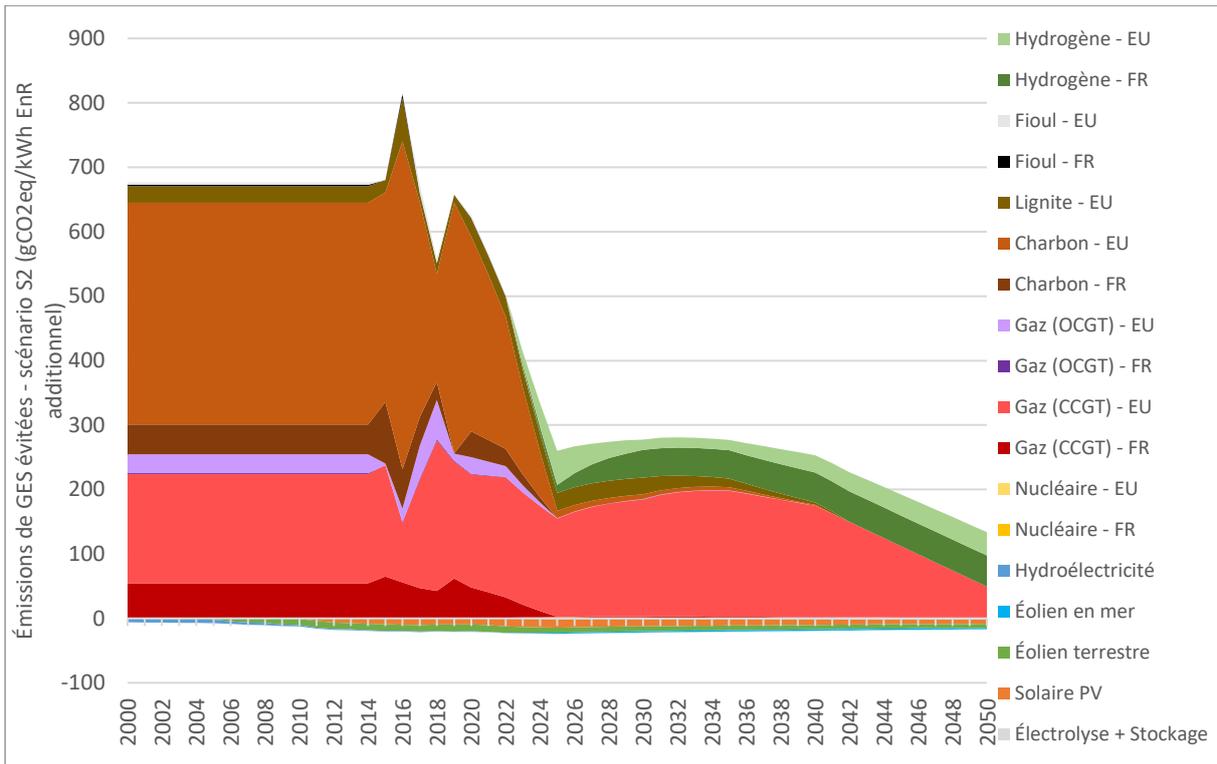


Figure 73 : Émissions de GES évitées (scénario S2), en gCO2eq/kWh de renouvelable additionnel

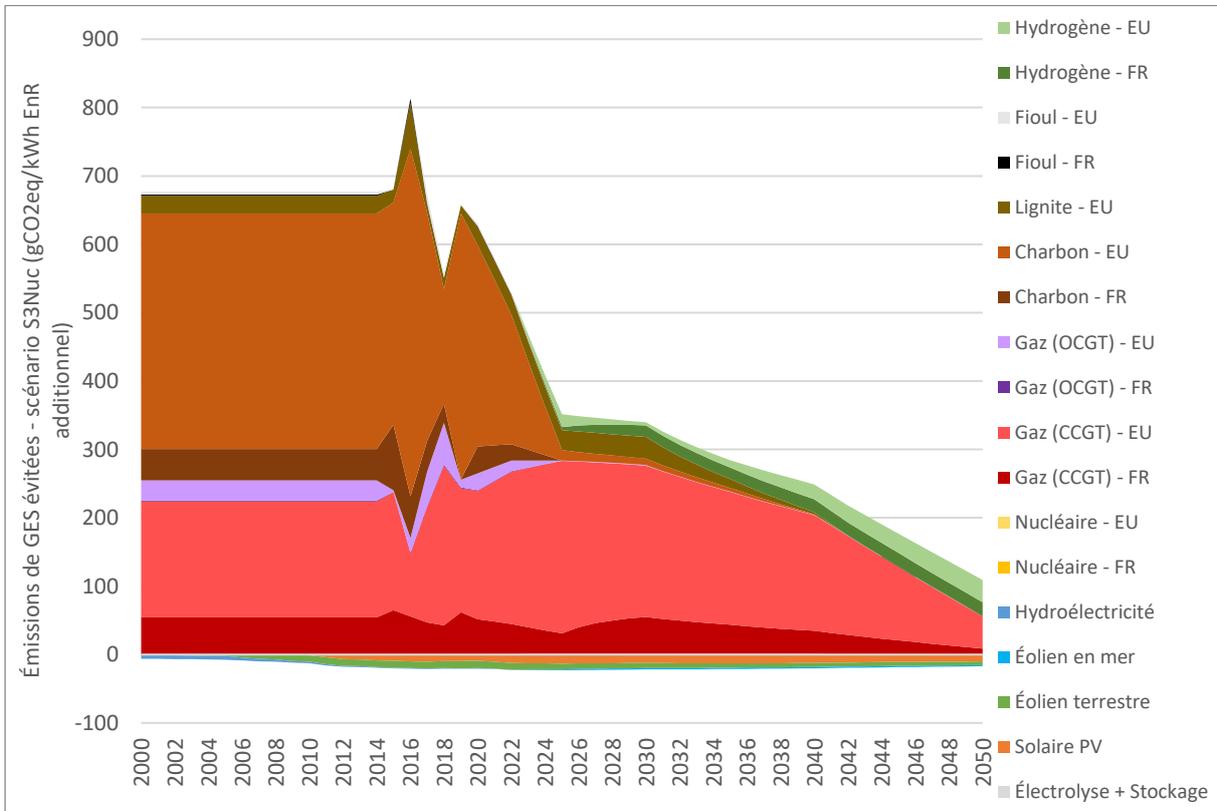


Figure 74 : Émissions de GES évitées (scénario S3Nuc), en gCO2eq/kWh de renouvelable additionnel

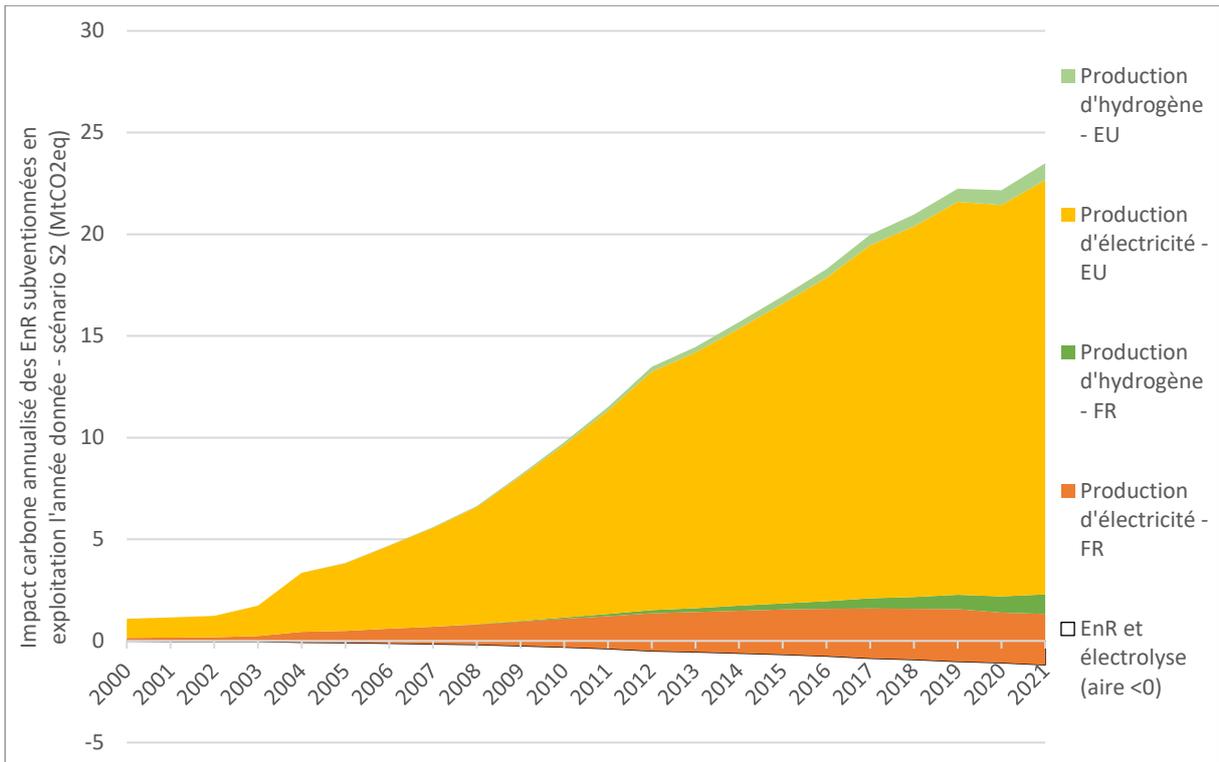


Figure 75 : Impact carbone annualisé des capacités EnR subventionnées en service l'année donnée, scénario S2, en MtCO2eq

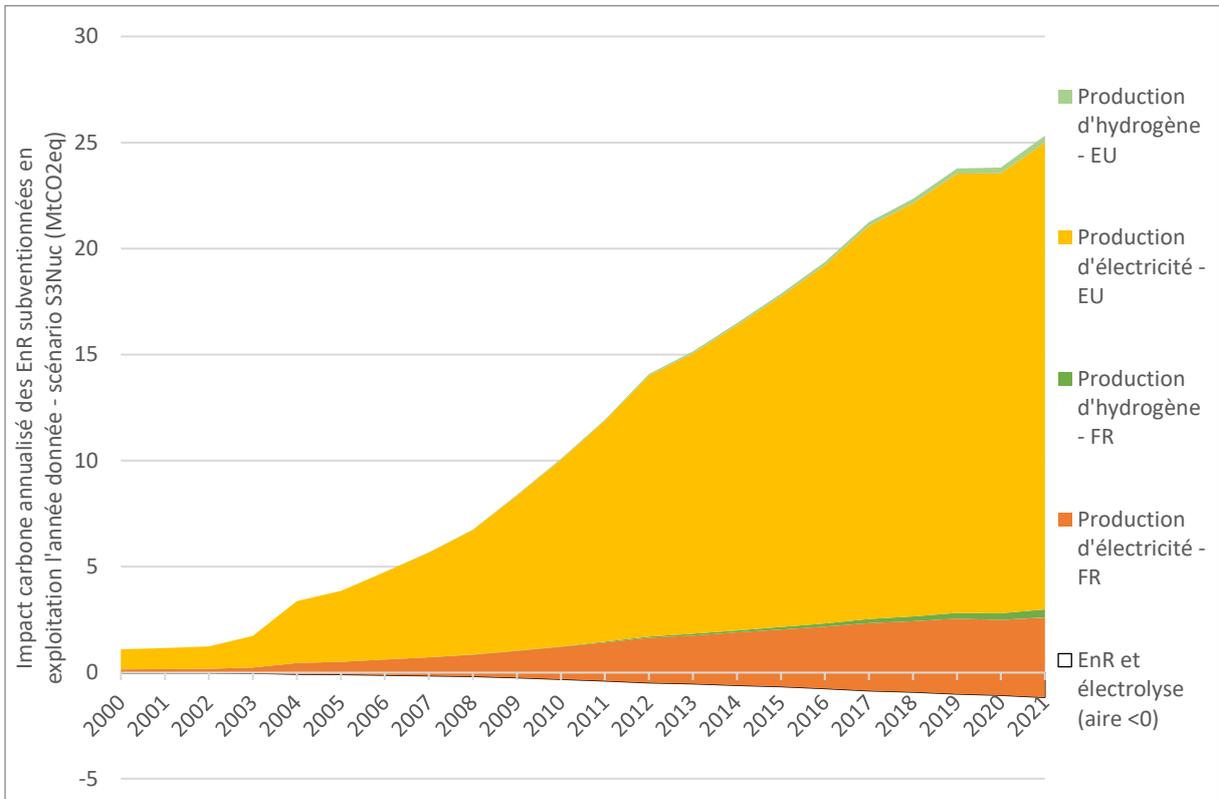


Figure 76: Impact carbone annualisé des capacités EnR subventionnées en service l'année donnée, scénario S3Nuc, en MtCO2eq

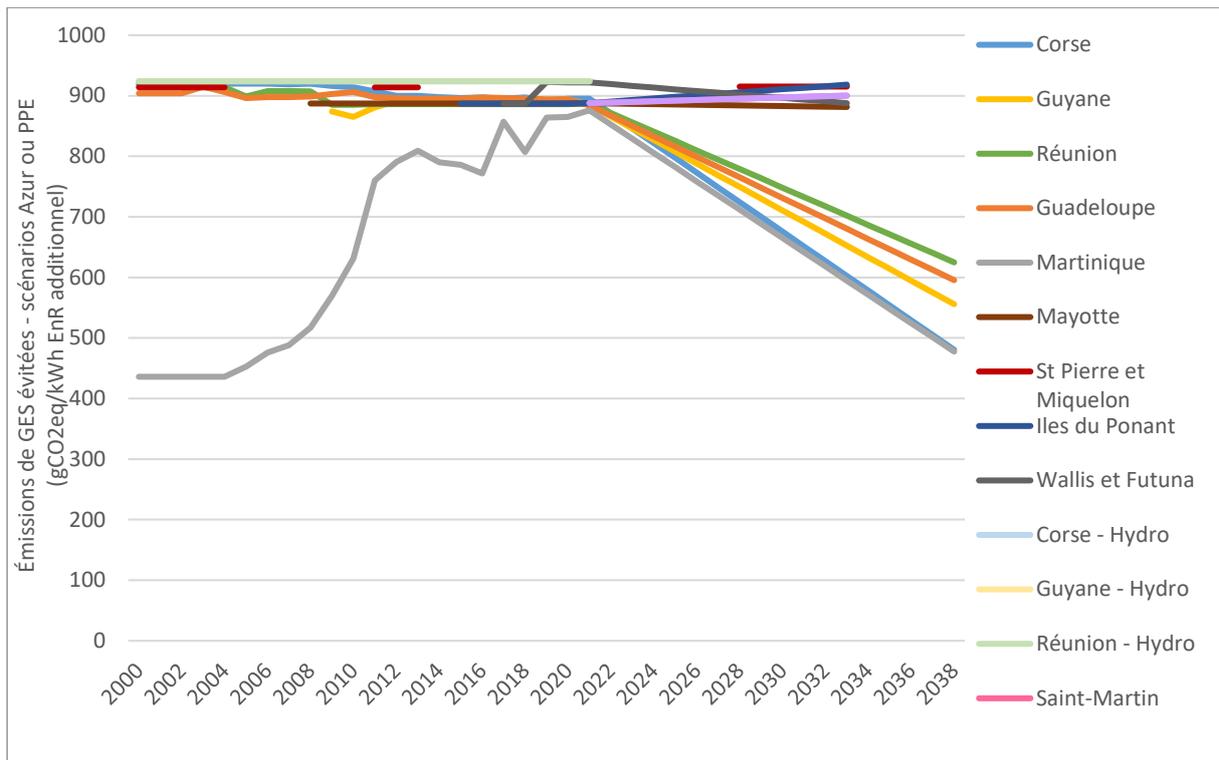


Figure 77 : Emissions de GES évitées (en gCO₂eq/kWh de production renouvelable additionnelle, scénarios Azur et PPE)

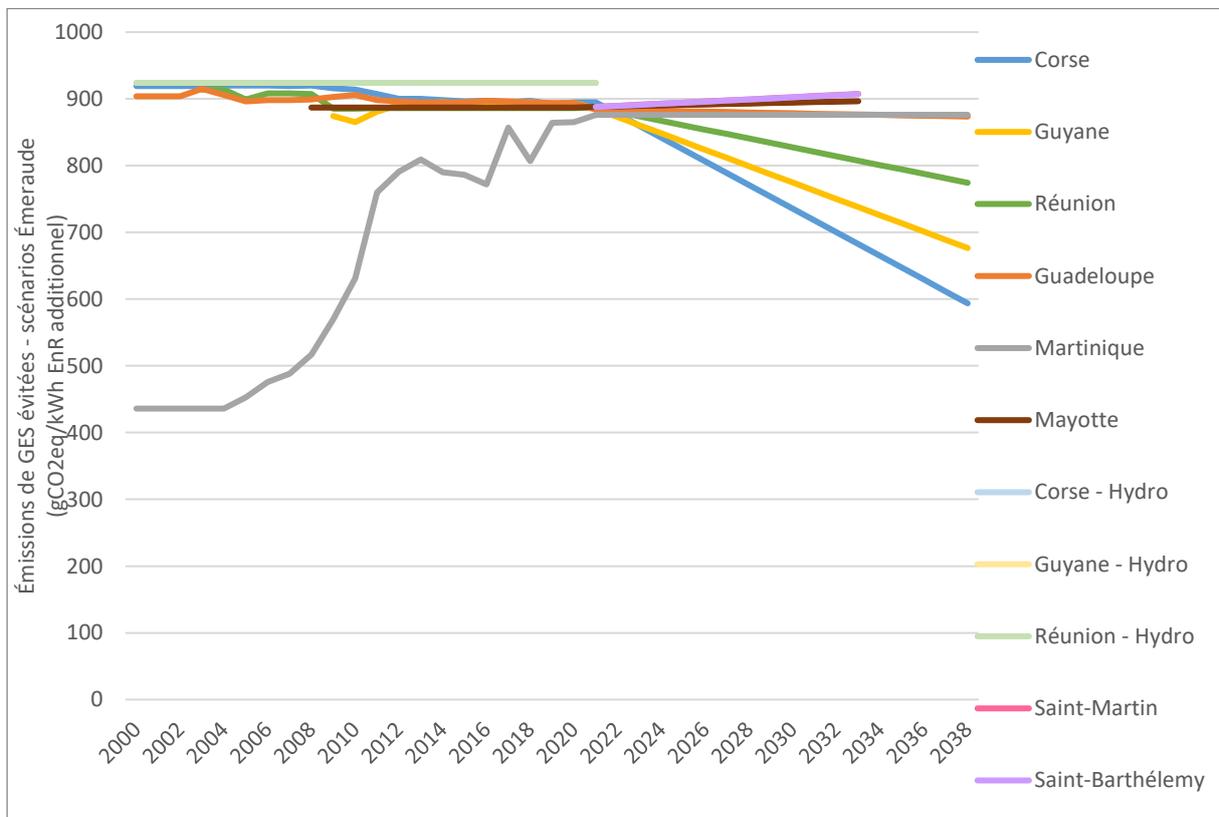


Figure 78 : Emissions de GES évitées (en gCO₂eq/kWh de production renouvelable additionnelle, scénarios Émeraude)

7.5 Reconstitution des données de production, hypothèses et enjeux de modélisation pour les ZNI

7.5.1 Méthodologie de reconstitution des productions historiques dans les ZNI

Les productions historiques dans les ZNI ont été reconstituées dans le cadre de cette étude, de l'année 2000 à 2021. Plusieurs sources ont été mobilisées pour la réalisation de ce travail, ces données consolidées n'étant pas disponibles pour certaines des ZNI. Les sources utilisées sont notamment :

- | L'open-data EDF SEI (opérateur du système électrique de la majorité des ZNI), pour les productions 2018, 2019, 2020 et 2021
- | Des rapports de la CRE (Commission de régulation de l'énergie), notamment les rapports annuels sur les subventions (qui, selon les années, fournissent la quantité d'énergie subventionnée par ZNI et par source de production) et un rapport sur le fonctionnement des mécanismes de subvention
- | Des rapports des observatoires régionaux de l'énergie
- | Les bilans prévisionnels réalisés par les opérateurs du réseau
- | Les PPE des ZNI (programmations pluriannuelles de l'énergie), qui sont les documents stratégiques de pilotages de la transition énergétique en France

Lorsqu'aucune donnée n'était disponible pour une année en particulier, la production a été extrapolée.

7.5.2 Méthodologie d'évaluation prospective des productions dans les ZNI

L'évaluation prospective des productions dans les ZNI a été réalisée à partir des documents de références disponibles pour chaque ZNI et des données qui s'y trouvent. Les documents utilisés en fin de compte dépendent des ZNI :

- | Bilans prévisionnels 2022 réalisés par EDF SEI (opérateur du système électrique) pour les ZNI les plus peuplées : La Réunion, Corse, Guadeloupe, Martinique, Guyane. L'horizon prospectif est alors 2038.
- | Bilans prévisionnels 2021, pour Saint-Martin et Saint-Barthélemy (réalisés par EDF SEI) et pour Mayotte (réalisé par Électricité de Mayotte, l'opérateur local). L'horizon prospectif est alors 2033.
- | Programmations pluriannuelles de l'énergie (PPE) pour les plus petites ZNI (Saint-Pierre-et-Miquelon, Wallis-et-Futuna, et les îles du Ponant). Les PPE étudiées avaient pour horizon 2023. Les objectifs de développement des énergies renouvelables de ces PPE n'ayant pas été atteints à ce jour, et ces documents étant les seules références à disposition, on considère que les objectifs constituent le système de référence à l'horizon 2033 (afin d'étudier le même horizon que les ZNI de taille intermédiaire).

Les bilans prévisionnels proposent deux scénarios contrastés. Ceux réalisés par EDF SEI se nomment Azur et Émeraude, et correspondent à deux niveaux de consommation et de production renouvelable. Les scénarios Émeraude se caractérisent notamment par une maîtrise de la demande importante

(réduction de la consommation électrique) et un plus fort développement des énergies renouvelables que les scénarios Azur. La présente étude a pris en compte ces deux scénarios, et les résultats présentés, lorsqu'ils ne sont pas détaillés, correspondent à la moyenne entre les scénarios.

Les bilans prévisionnels fournissent, pour ces deux scénarios, la consommation électrique totale, les capacités installées des différentes catégories d'actif de production énergétique ainsi que des facteurs de charge de certaines technologies de production. Un travail similaire a été mené pour les ZNI dont les seuls documents de référence à disposition étaient les PPE.

Des hypothèses ont dû être formulées pour compléter les données manquantes, notamment :

- | Lorsque les facteurs de charge n'étaient pas disponibles, ceux-ci ont été calculés à partir des productions et capacités installées actuelles ; et lorsque ceci n'était pas possible, les facteurs de charge d'une ZNI similaire ont été repris.
- | Une des catégories d'actif est « énergies renouvelables non synchrones », ce qui regroupe notamment le solaire et l'éolien. Pour décomposer ces capacités renouvelables entre les deux actifs, on s'est dans la mesure du possible appuyé sur les PPE, les capacités installées à l'heure actuelle et les projets en cours.
- | La production hydraulique retenue pour chaque ZNI correspond à la moyenne de la production des années récentes, pour prendre en compte les variations interannuelles de productible.

Les données sur les capacités installées des renouvelables et les facteurs de charge permettent de calculer une production renouvelable annuelle théorique, sans tenir compte des contraintes sur l'équilibre entre l'offre et la demande (qui doit être réalisé à tout instant), ce qui pourrait conduire à l'écrêtement d'une partie de la production d'énergie renouvelable. Il s'agit d'une hypothèse simplificatrice importante de cette étude. Celle-ci se justifie néanmoins puisque pour permettre la transition vers des systèmes à très forte part renouvelable, des moyens de flexibilité (systèmes de stockage, pilotage de la recharge des véhicules électriques, etc.) devront être mis en œuvre, ce qui permettra de limiter les périodes d'écrêtement.

On fait ensuite l'hypothèse que la production manquante (par rapport à la demande annuelle projetée) sera satisfaite par des moyens de production thermique, comme à l'heure actuelle. Les bilans prévisionnels des cinq plus grosses ZNI indiquent qu'à l'exception des moyens de pointe (sur quelques heures de l'année), la production thermique sera décarbonée d'ici à 2038. On suppose donc que pour ces ZNI (La Réunion, Corse, Guadeloupe, Martinique, Guyane), la production thermique ainsi calculée sera réalisée à partir de biodiésel. Pour les autres ZNI, on suppose que cette production correspondra à du fioul, comme aujourd'hui.

7.5.3 Hypothèses des remplacements de production dans les ZNI

Hypothèse de remplacement du fioul

Pour toutes les ZNI sauf la Réunion et Guadeloupe, la seule source de production d'électricité autre que les énergies renouvelables est le fioul. Sauf à supposer que des centrales fonctionnant avec d'autres combustibles non renouvelables auraient été construites sans le développement des

renouvelables, il apparaît fondé de supposer que c'est le fioul qui aurait assuré les productions manquantes.

Par ailleurs, les volumes de production d'énergie renouvelable variable restent limités : le solaire a connu une forte croissance au début des années 2010, et connaît depuis une relative stagnation, notamment pour éviter d'atteindre une part trop importante de production variable sur le réseau. Il n'est donc pas nécessaire de quantifier l'écrêtement des productions renouvelables sur l'historique.

On fait donc l'hypothèse, aussi bien pour l'historique que pour la partie prospective, qu'un MWh renouvelable produit remplace un MWh de fioul (sauf pour la Réunion et la Guadeloupe). Cette hypothèse, en raison des enjeux autour des systèmes à forte part de renouvelable variable, est discutée pour la partie prospective en annexe 7.5.4.

Détermination des remplacements à la Réunion en Guadeloupe

Pour la Réunion et la Guadeloupe, l'électricité d'origine thermique provient de deux types de centrales : centrales au fioul et centrales au charbon (ces dernières pouvant également fonctionner avec de la bagasse). L'étude des historiques de production annuelle ne permet pas de déterminer avec certitude si les renouvelables supplémentaires ont permis de diminuer la production de fioul ou de charbon. En revanche, l'étude de chroniques horaires de production suggère que les centrales au charbon fonctionnent « en base » et que la flexibilité de la production est apportée par les groupes diesel (cf. Figure 79 et Figure 80).

Dans les scénarios prospectifs, on retient une sortie du charbon d'ici à 2038 pour les deux îles. On fait alors l'hypothèse que les renouvelables supplémentaires (en 2038 par rapport à 2021) permettent de remplacer un volume de production au charbon égal à la production 2021, et que le reste des productions évitées correspondent à du fioul.

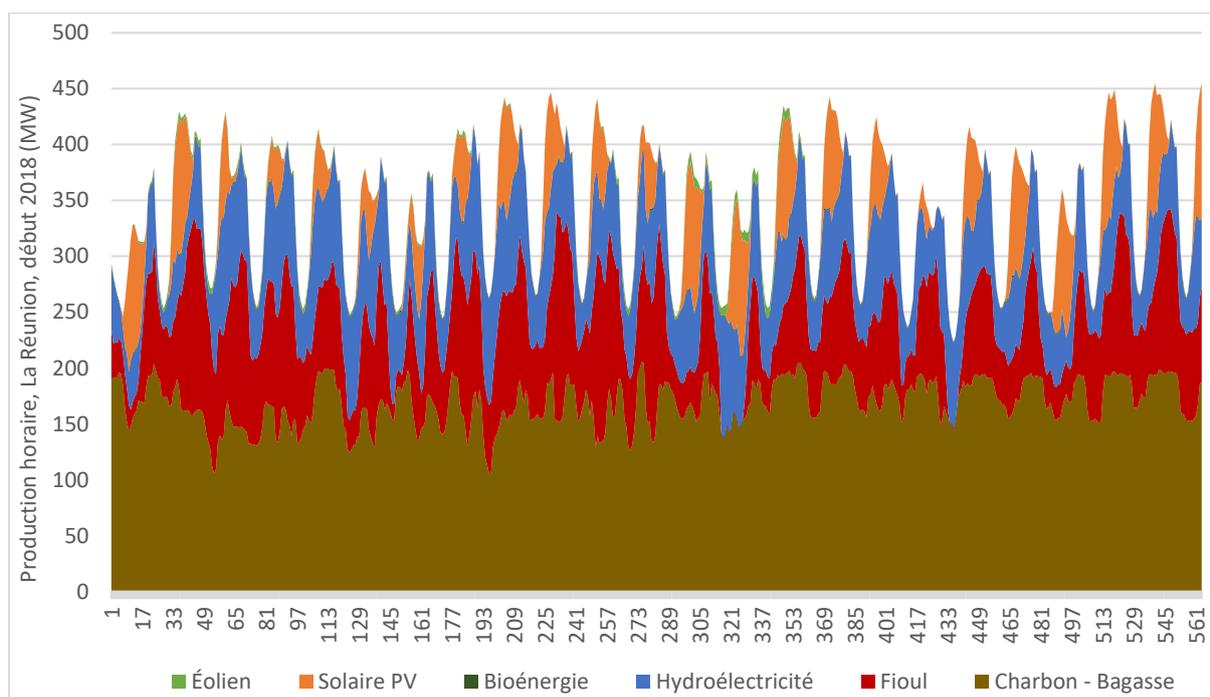


Figure 79 : Chronique de production électrique horaire à la Réunion (début janvier 2018)

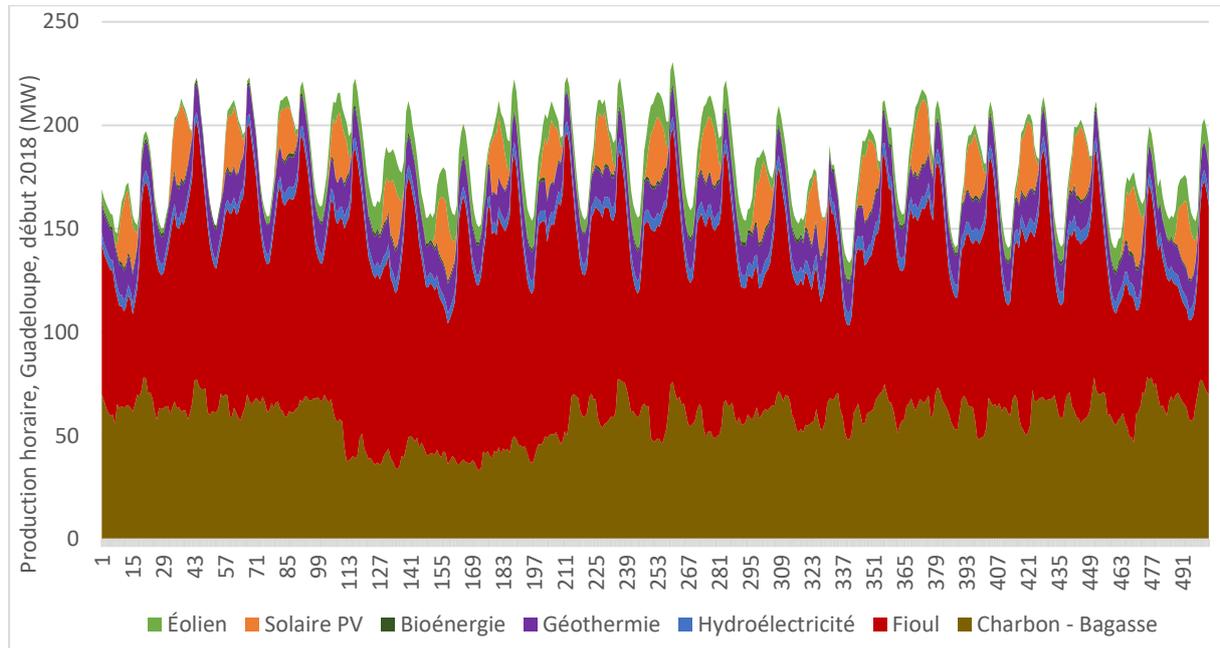


Figure 80 : Chronique de production électrique horaire en Guadeloupe (début janvier 2018)

7.5.4 Analyse des enjeux de modélisation pour les ZNI

Différence des enjeux de modélisation par rapport à la métropole

L'objectif des travaux de modélisation menés dans cette étude est de déterminer quelles production les énergies renouvelables subventionnées permettent de remplacer. Pour la France métropolitaine, un travail de modélisation détaillé, à pas de temps horaire et prenant en compte les pays voisins est nécessaire pour obtenir des résultats quantifiés robustes.

Pour les ZNI, les systèmes de production sont plus simples, d'une part parce qu'ils ne sont pas interconnectés, et d'autre part parce que la seule production d'origine thermique est assurée par des centrales au fioul (sauf à La Réunion et en Guadeloupe). Il n'y a donc pas d'enjeux sur la détermination du type d'énergie fossile évité, ni sur le lieu où les productions sont évitées. L'enjeu pour les ZNI porte plutôt sur l'intégration des énergies renouvelables variables.

Enjeux sur l'intégration des renouvelables variables dans les ZNI

De nombreuses questions se posent sur les conditions de faisabilité du fonctionnement de systèmes électriques avec de très fortes parts de renouvelable intermittent, notamment le solaire et l'éolien. Les enjeux autour du fonctionnement de systèmes avec de très fortes parts renouvelables ont par exemple été étudiés par RTE et l'AIE⁸⁸.

⁸⁸ RTE – AIE, *Conditions et prérequis en matière de faisabilité technique pour un système électrique avec une forte proportion d'énergies renouvelables à l'horizon 2050* [[Lien](#)]

Un enjeu concerne la sécurité d'alimentation en électricité en permanence, en lien avec l'aspect variable du profil de production du solaire et de l'éolien. Le pilotage de la demande, le stockage à grande échelle et le développement de centrales de pointes sont ainsi nécessaires au fonctionnement de système à forte proportion de renouvelables variables. Ces questions sont particulièrement importantes pour les systèmes insulaires. En effet, ces systèmes présentent une taille réduite, une consommation horaire relativement faible, et peu d'actifs de production ou de flexibilité différents. Les conditions météorologiques ont donc un impact nettement plus fort qu'en Europe, où le réseau fortement maillé permet d'atténuer la variabilité de la production d'énergie renouvelable dans l'ensemble de l'Europe continentale.

Un autre enjeu est la stabilité du système électrique, aujourd'hui assurée par les rotors des alternateurs des centrales électriques conventionnelles qui tournent de manière synchronisée et apportent ainsi l'inertie nécessaire. Les solutions permettant d'apporter de l'inertie sont aujourd'hui encore peu matures, même s'il existe un consensus scientifique sur la stabilité théorique d'un système électrique sans moyen de production conventionnel.

Le développement des réseaux d'électricité va également être nécessaire pour accueillir les renouvelables, notamment le réseau de distribution sur lequel seront connectées de nombreuses installations (en métropole, le réseau de transport devra également être adapté). De même, le fonctionnement et le dimensionnement des réserves opérationnelles devront être révisés d'après RTE.

Au vu de toutes ces incertitudes (développement de la flexibilité de la demande, de moyens de stockage centralisés et de moyens de pointe, du fonctionnement de la réserve, de la capacité du réseau à accueillir les renouvelables variables, des besoins d'inertie, etc.), un travail de modélisation du fonctionnement des systèmes électriques des ZNI n'a pas pu être mené dans le cadre de cette étude. Il faut retenir que l'hypothèse que tout kWh d'énergie renouvelable remplacera un kWh d'énergie fossile est simplificatrice par rapport à la réalité, mais reste raisonnable pour obtenir un ordre de grande des productions remplacées par les renouvelables. Plusieurs phénomènes pourraient être considérés pour affiner l'analyse, dont l'écêtement, le rendement des systèmes de stockage, la production par des systèmes de pointe, le socle de production conventionnelle pour assurer l'inertie du système, etc.

7.6 Annexes sur les émissions de GES

7.6.1 Généralités sur les facteurs d'émissions de GES retenus

Facteurs d'émissions en ACV issus des travaux de RTE

Les facteurs d'émission de gaz à effet de serre retenus pour les calculs d'impact sont majoritairement issus des travaux de RTE dans le cadre de l'étude *Futurs Énergétiques*, lorsque ces facteurs étaient disponibles. RTE a étudié les émissions à la fois « directes » (c'est-à-dire par combustion lors de la production d'électricité), et en cycle de vie. Les facteurs utilisés pour cette étude sont en analyse de cycle de vie (ACV). RTE a obtenu ces facteurs d'émissions de gaz à effet de serre à l'aide de modèles paramétrés pour correspondre à l'état moyen des technologies installées dans le mix français à plusieurs horizons temporels. Les facteurs utilisés sont présentés en Figure 29.

Prise en compte de l'évolution technologique et du développement du biométhane

RTE propose des facteurs d'émissions pour 2020 et pour 2050, et on utilise ces données pour prendre en compte l'évolution technologique dans l'analyse de l'impact carbone. Pour 2050, on prend la moyenne entre les deux estimations fournies par RTE (évolutions pessimiste et tendancielle). Les facteurs d'émissions entre 2020 et 2050 sont interpolés linéairement (sauf pour les technologies de production au gaz). Pour la période entre 2000 et 2020, on prend les facteurs d'émission de 2020.

Pour les productions gaz (centrales à cycles ouverts ou combinés, cogénération), l'évolution des facteurs d'émissions est due à l'utilisation de biométhane dans le réseau de gaz. La stratégie nationale bas carbone (SNBC) française a ainsi pour objectif que l'intégralité du méthane consommé à partir du réseau de gaz en France soit du biométhane en 2050, avec 11% de biométhane en 2030 et 37% en 2040. L'interpolation des facteurs d'émission pour la production électrique au gaz et biogaz est réalisée avec des pas intermédiaires en 2030 et 2040, où on prend en compte la moindre utilisation des centrales dans leur impact indirect.

Utilisation des facteurs d'émissions adaptés au contexte français pour l'Europe

L'évolution des facteurs d'émissions de GES en ACV des systèmes de production d'électricité, fournis par RTE, correspond à un contexte français. Ces facteurs ont néanmoins été repris pour calculer les émissions évitées par les renouvelables français dans d'autres pays européens. Ceci revient à faire l'hypothèse simplificatrice qu'un même type de système de production électrique émettra la même quantité de gaz à effet de serre, qu'il soit installé en France ou ailleurs en Europe.

L'hypothèse peut notamment sembler forte pour les productions au gaz (qui seront entièrement au biométhane en France en 2050). Néanmoins, puisque l'Europe vise d'atteindre la neutralité carbone d'ici à 2050, ceci signifie que la production électrique devra être quasi-intégralement décarbonée. Ainsi, pour la production au gaz, ceci signifie que les centrales européennes devront *a priori* ou bien utiliser du gaz décarboné (biométhane, hydrogène bas-carbone et dérivés) ou bien mettre en place des systèmes de capture de carbone. Les émissions de GES des centrales à gaz en Europe seront ainsi

bien plus faibles à l'horizon 2050 qu'aujourd'hui, ce qui est cohérent avec l'hypothèse de transition vers le biométhane en France.

Précisions sur certains facteurs d'émission

RTE fournit des facteurs d'émissions de gaz à effet de serre pour la production hydroélectrique, sans détail par filière. On reprend ainsi le même facteur pour l'hydroélectricité, qu'elle soit produite à partir de barrages, au fil de l'eau, dans des STEP (stations de transfert d'énergie par pompage), ou à l'usine marémotrice de la Rance.

Pour la production à partir de lignite, RTE fournit uniquement une estimation des émissions directes. Pour prendre en compte les autres émissions en cycle de vie (amont, etc.) et estimer les émissions indirectes, on reprend les facteurs d'émission indirects du charbon.

Pour la production à partir de déchets, RTE ne fournit qu'une estimation des facteurs d'émissions directes, à 494 gCO₂eq/kWh. Cela correspond à la moyenne des émissions des déchets non renouvelables (988 gCO₂eq/kWh) et des déchets renouvelables (0 gCO₂eq/kWh).

Certains facteurs n'étaient pas disponibles dans l'étude de RTE. On a alors repris les données issues de la base empreinte de l'ADEME. Ceci concerne la géothermie et la production d'hydrogène par vaporeformage du méthane (ce facteur étant utilisé pour calculer les émissions évitées par la production d'hydrogène supplémentaire grâce aux renouvelables).

7.6.2 Facteurs d'émissions de GES spécifiques aux ZNI

Les facteurs d'émission de GES retenus pour la France métropolitaine ont été repris pour l'étude des ZNI. Néanmoins, des facteurs supplémentaires sont nécessaires, et on présente ci-dessous les hypothèses associées à chacun d'entre eux.

Pour la bagasse, à défaut de données disponibles dans l'étude de RTE et la base de données de l'ADEME, on reprend le facteur d'émission de GES de la biomasse.

Pour les imports en Corse, on utilise le facteur d'émission moyen du mix électrique italien (la Corse étant reliée à l'Italie continentale et à la Sardaigne). Pour l'historique, ce facteur est issu des données de l'agence environnementale de l'environnement. Pour la partie prospective, on a utilisé le mix de production et la consommation projetés à l'horizon 2040 dans le scénario *National Trends* de l'étude *TYNDP 2022 (Ten Year Network Development Plans 2022)* des ENTSO (réseaux européens des gestionnaires de réseau de transport de gaz et d'électricité).

Pour le biocarburant, il n'existe pas de valeur faisant l'objet d'un consensus clair, étant donné que les émissions en analyse de cycle de vie dépendent essentiellement des changements d'affectation des surfaces dédiées à la production. Ainsi, si les cultures dédiées à la production de biocarburant ont induit la déforestation d'une forêt primaire tropicale humide, alors les émissions seront très élevées. Entre un scénario « optimiste » et un scénario « maximal » (déforestation d'une forêt primaire tropicale humide), l'ADEME indique ainsi un ratio de 14 sur les émissions de GES par kWh d'énergie. Pour obtenir une quantification des émissions de GES liées à la combustion de biocarburant, on s'est

référés à une étude de l'Agence européenne pour l'environnement⁸⁹. Cette étude, centrée sur le secteur du transport en Europe, indique une réduction des émissions de GES de l'ordre de 40% grâce à l'usage de biodiésel, en prenant en compte les changements indirects d'usage des sols.

On souligne par ailleurs que les facteurs de RTE ont systématiquement été comparés aux facteurs de l'ADEME lorsque ceci était possible, pour s'assurer de la validité des données à l'aide de deux sources de référence pour la France. Une seule différence notable a été identifiée, sur le facteur d'émission du fioul. RTE fournit un facteur d'émission à 930 gCO₂eq/kWh, et l'ADEME à 730 gCO₂eq/kWh. On a retenu pour l'analyse le facteur de RTE, afin d'utiliser dans la mesure du possible une unique source de référence. Étant donné que l'essentiel des émissions de GES dans les ZNI proviennent de la combustion de fioul, on souligne que cette différence joue de manière importante sur la quantification des émissions évitées en ZNI.

7.6.3 Intensité carbone des mix électriques en métropole et dans les ZNI

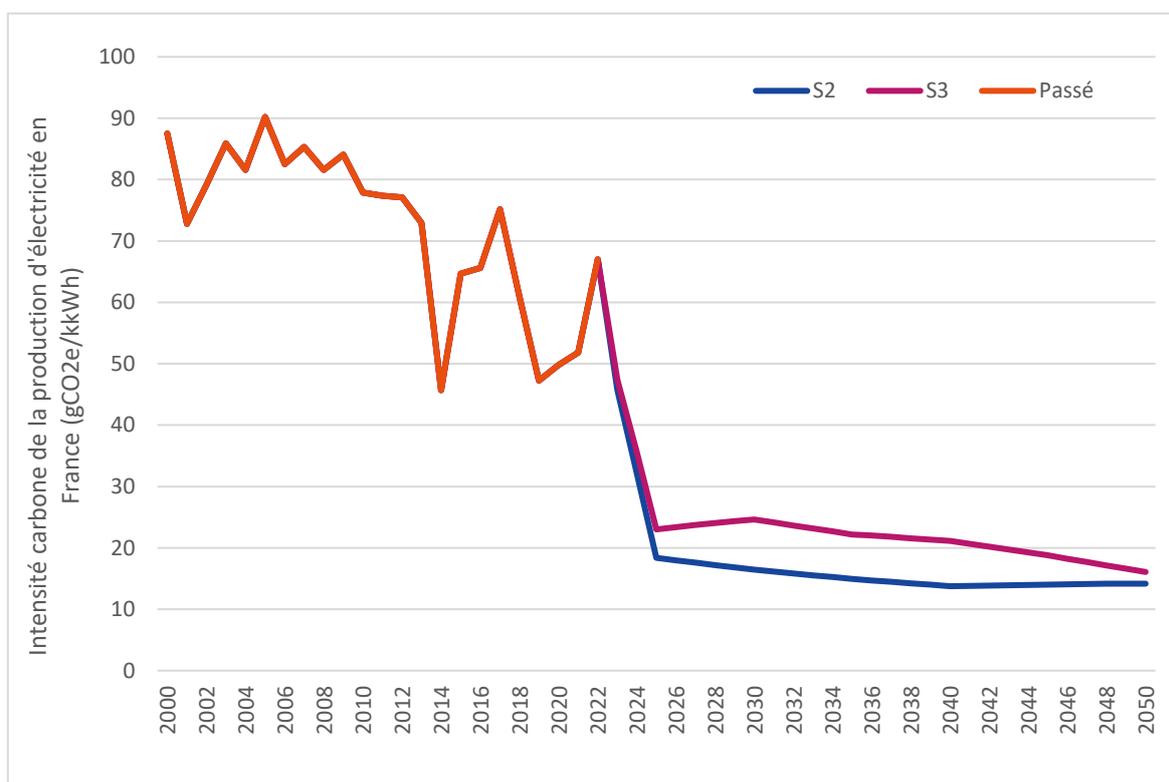


Figure 81 : Intensité carbone de la production d'électricité en métropole (gCO₂e/kWh)

⁸⁹ EEA – ETC CM, *Greenhouse gas intensities of transport fuels in the EU in 2020 - Monitoring under the Fuel Quality Directive* [[Lien](#)][EN]

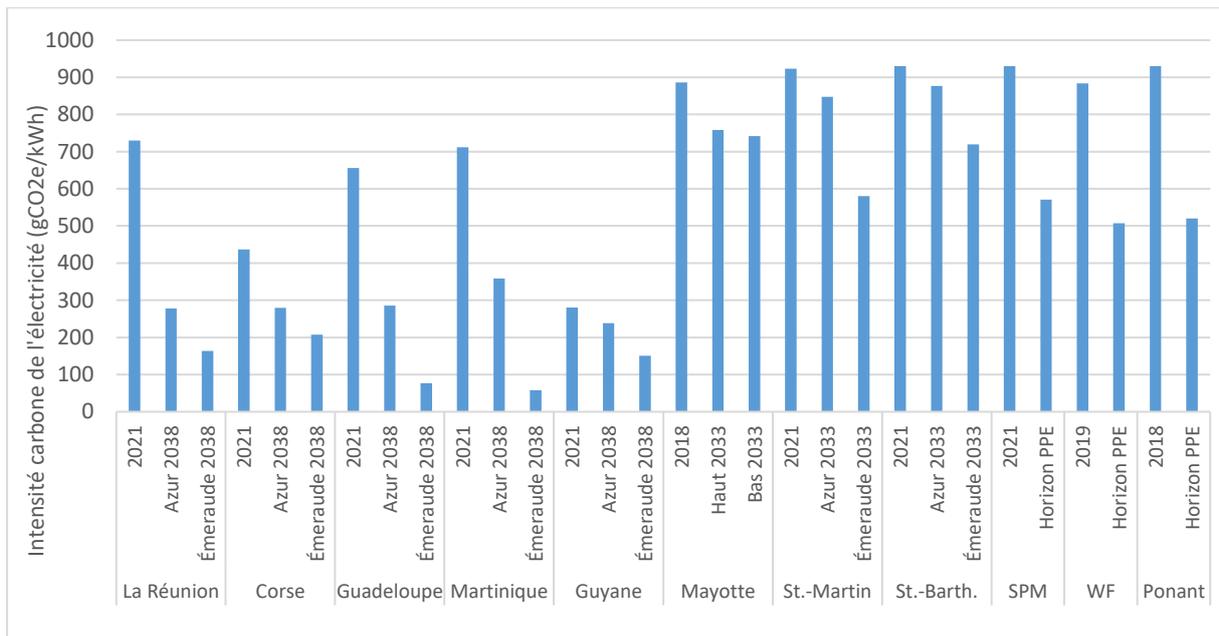


Figure 82: Intensité carbone de la production d'électricité dans les ZNI (gCO2e/kWh)

7.7 Annexe sur la pollution atmosphérique

7.7.1 Périmètre et facteurs d'émission retenus

Périmètre d'étude

Le choix des quatre polluants retenus (PM2.5, COVnm, SO2, NOx) est identique à RTE⁹⁰. RTE justifie le choix d'étudier ces polluants ainsi : « ces polluants sont ceux qui ont le plus d'impacts pour la santé, qui font l'objet d'objectifs nationaux et qui contribuent directement ou indirectement aux dépassements réguliers constatés dans certaines grandes agglomérations. » Il est également précisé que l'ammoniac (NH3), pour lequel il existe aussi des objectifs de réduction d'émissions, « n'a pas été retenu dans l'analyse car il est produit à 94% par le secteur agricole. » Pour les particules fines (PM), d'autres diamètres sont étudiés dans la littérature scientifique concernant la pollution de l'air, comme les PM10. Des particules plus fines sont également parfois étudiées (par exemple, les particules ultrafines PM<0,1).

Facteurs d'émissions

On reprend les facteurs d'émission de polluants atmosphériques pour la production d'électricité utilisés par RTE (ci-dessous).

Tableau 2 : Facteurs d'émissions des polluants atmosphériques (g/kWh)

Facteurs d'émissions des polluants atmosphériques, en g/kWh	Gaz (dont biogaz)	Charbon	Déchets	Fioul	Bois
PM2.5	0,002	0,001	0,003	0,002	0,003
NOx	0,072	0,274	0,284	0,554	0,204
SO2	0,002	0,163	0,034	0,09	0,038
COVnm	0,002	0,001	0,002	0,005	0,017

Il s'agit de facteurs d'émission *directes*, ne prenant pas en compte le fait que certains polluants (NOx, SO2, COVnm) contribuent à la formation d'ozone et de PM2.5 « secondaires » à la suite de transformations physico-chimiques.

Ces facteurs sont pour la France et pour l'année 2019. Ils sont également utilisés pour le reste de l'Europe, ce qui représente une approximation (notamment pour le charbon, vu le faible nombre de centrales encore en activité en France)⁹¹. Par ailleurs, au vu des tendances à la baisse des facteurs

⁹⁰ RTE, *Futurs Energétiques* [[Lien chapitre 12](#)][[Lien annexes](#)][FR]

⁹¹ Les facteurs d'émission présentent des incertitudes significatives. Afin d'analyser l'influence de l'un des facteurs d'émission les plus incertains (le facteur d'émission du charbon PM2,5), une analyse de sensibilité a été réalisée en utilisant un facteur beaucoup plus élevé (0,04 g/kWh - 40 fois plus élevé). Le facteur testé était basé

d'émissions de polluants atmosphériques observés ces dernières décennies, l'utilisation de facteurs adaptés à 2019 pourrait avoir tendance à sous-estimer les émissions évitées dans le passé, et à les surestimer pour le futur.

En effet, l'agence européenne pour l'environnement⁹² indique une baisse de 91% des émissions de SO₂ et de 68% de émissions de NO_x par les grandes centrales à combustion européennes entre 2004 et 2020. La publication présente également les consommations de différents combustibles. En croisant ces données, ceci suggère une division par 5 environ du facteur d'émission de SO₂ pour la production électrique à partir de charbon à l'échelle européenne, entre 2004 et 2020. Ceci s'explique notamment par le renforcement de la réglementation des émissions des installations industrielles (directive IED), ce qui a conduit les opérateurs des centrales à mettre en œuvre des processus plus efficaces et des systèmes de traitements des fumées, ainsi qu'à utiliser des combustibles contenant moins de soufre⁹³.

7.7.2 Hypothèses sur les coûts de la pollution atmosphérique

Différences méthodologiques entre les évaluations VOLY et VSL

La méthodologie d'évaluation VOLY (*value of life year*) repose sur l'évaluation de la valeur d'une année de vie. La méthodologie d'évaluation VSL (*value of statistical life*) repose sur l'évaluation statistique de la valeur d'une vie. La méthodologie VSL correspond au prix que les personnes sont prêtes à payer pour réduire leur risque de décès en raison d'un problème de santé. La méthodologie VOLY tient, elle, compte de l'âge auquel survient un décès.

Explication de l'évaluation minimale et maximale pour les pays voisins

L'étude de l'agence européenne pour l'environnement (EEA) utilisée pour calculer les coûts de la pollution atmosphérique fournit des coûts par polluant et par pays. Or l'estimation des émissions évitées réalisée dans le cadre de cette étude ne différencie pas les pays voisins où les émissions sont évitées. Pour rendre compte de cette limitation, on propose deux estimations pour les coûts : EU-min et EU-max. Pour chacun des polluants atmosphériques considérés (PM_{2.5}, NO_x, SO₂, COVnm), l'estimation EU-min prend le coût minimal parmi les pays voisins, et l'estimation EU-max prend le coût maximal. Les pays voisins pris en compte sont : Allemagne, Belgique, Royaume-Uni, Espagne et Italie.

Méthodologie de calcul des coûts évités

sur un examen des données de l'Agence américaine de protection de l'environnement (EPA), qui est régulièrement utilisé par l'Agence européenne pour l'environnement (EEA). Cette analyse de sensibilité conduit à une augmentation des coûts évités estimés d'environ +30%. Les conclusions générales de l'analyse des coûts des dommages évités restent donc valables, puisque l'ordre de grandeur reste le même et que la différence entre l'estimation VOLY min et l'estimation VSL max est déjà d'un facteur x10.

⁹² EEA, *Emissions and energy use in large combustion plants in Europe* [[Lien](#)][EN]

⁹³ D'après RTE et l'EEA

Les coûts par polluants et pays sont corrigés par un facteur de correction sectoriel⁹⁴. Le facteur de correction utilisé, correspondant à la production électrique, est celui du secteur « SNAP1. » Les facteurs de correction fournis dans l'étude sont liés aux transformations des polluants atmosphériques. En effet, les coûts pris en compte dans la présente étude correspondent à l'exposition aux PM2.5, aussi bien primaires que secondaires. Les PM2.5 secondaires correspondent aux particules fines de cette taille produites par des transformations physico-chimiques dans l'atmosphère. Les précurseurs de ces particules pris en compte sont les NOx, le SO2 et les COVnm.

Ces facteurs de correction sont appliqués aussi bien en France que pour les pays voisins (et sont pris en compte dans la détermination des facteurs de coûts pour EU-min et EU-max). On obtient alors des estimations de coûts pour la pollution de l'air, en euros par tonnes de polluants atmosphériques (pour les estimations VOLY et VSL, pour chacun des 4 polluants étudiés), comme indiqué en Figure 83.

Ces coûts à la tonne sont ensuite multipliés par les volumes d'émissions de polluants atmosphériques évités.

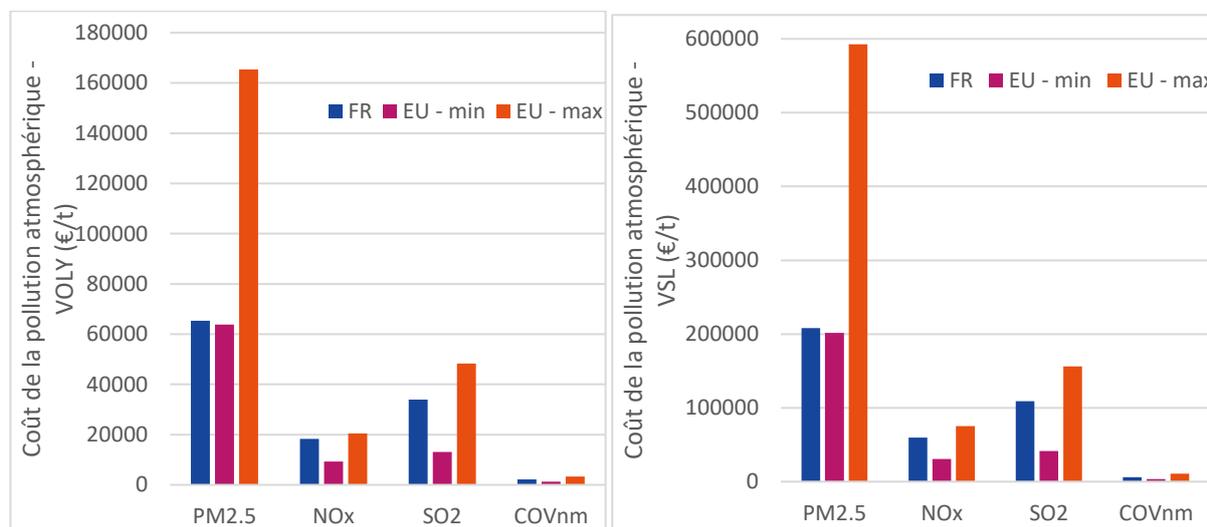


Figure 83 : Facteurs de coûts retenus pour la pollution atmosphérique (VOLY et VSL, en €/tonne de polluant)

Types de dommages considérés par l'étude de l'Agence européenne de l'environnement

L'essentiel des coûts liés à la pollution de l'air correspondent à des impacts sur la santé (à plus de 93%). On présente en Figure 84 les parts relatives des différents secteurs (santé, cultures et forêts, bâti). Contrairement à l'étude de l'EEA, la présente étude prend en compte des facteurs d'émissions directes pour les PM2.5, et ne prend pas en compte les émissions issues de transformations secondaires à partir de PM10 (ni de NH3, comme justifié en section 7.7.1).

⁹⁴ Les facteurs de correction sectoriels sont utilisés pour tenir compte des relations source-récepteur. Par exemple, les effets ne sont pas les mêmes si le polluant est émis en ville ou à la campagne, au niveau du sol ou au sommet d'une cheminée industrielle. Ces différences sont prises en compte par l'EEA à l'aide de facteurs sectoriels spécifiques (par exemple, les émissions des centrales électriques sont généralement émises par de hautes cheminées, et non au niveau du sol en centre-ville comme c'est le cas des émissions des voitures).

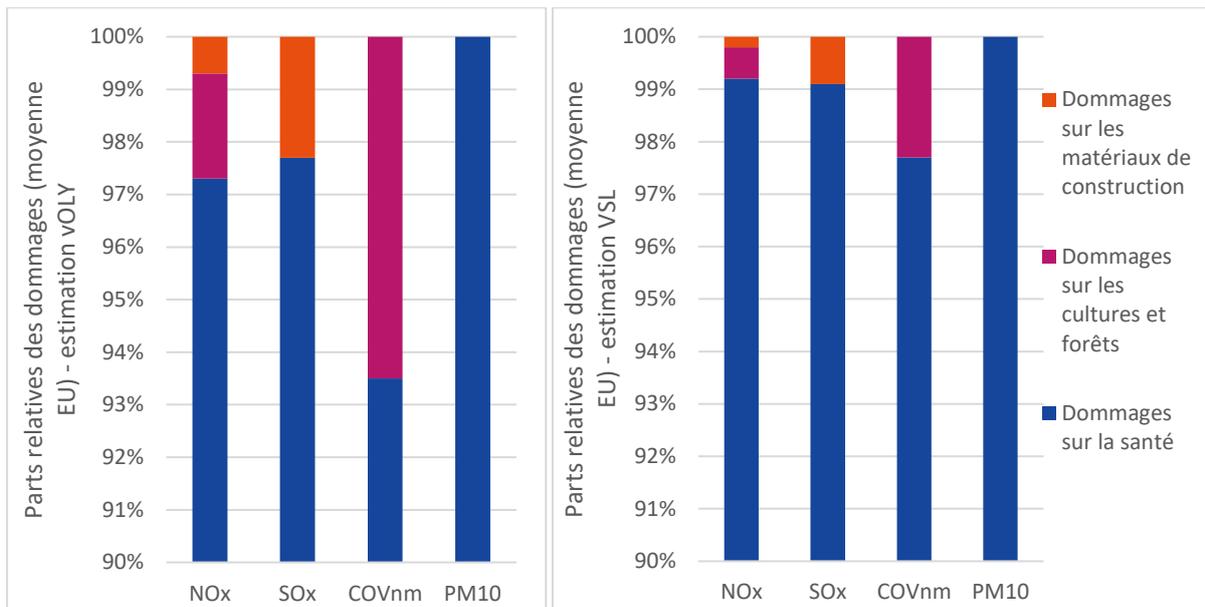


Figure 84 : Parts relatives des dommages (santé, cultures & forêts, bâti) pour les polluants considérés dans l'étude (moyenne européenne). Estimations VOLY (gauche) et VSL (droite). Note : l'axe vertical est coupé à 90%. D'après des graphiques issus de l'étude de l'EEA.

7.7.3 Coûts évités pour la pollution atmosphérique, annualisés

Comme pour les émissions de gaz à effet de serre, les émissions de polluants atmosphériques évitées par les subventions sont annualisées selon la méthode décrite en section 7.8. Les émissions évitées sont ensuite multipliées par les coûts de la pollution atmosphérique, pour les méthodologies de coût VOLY et VSL, et les estimations EU-min et EU-max. Les résultats des coûts évités par les subventions par année sont présentés dans les figures ci-dessous.

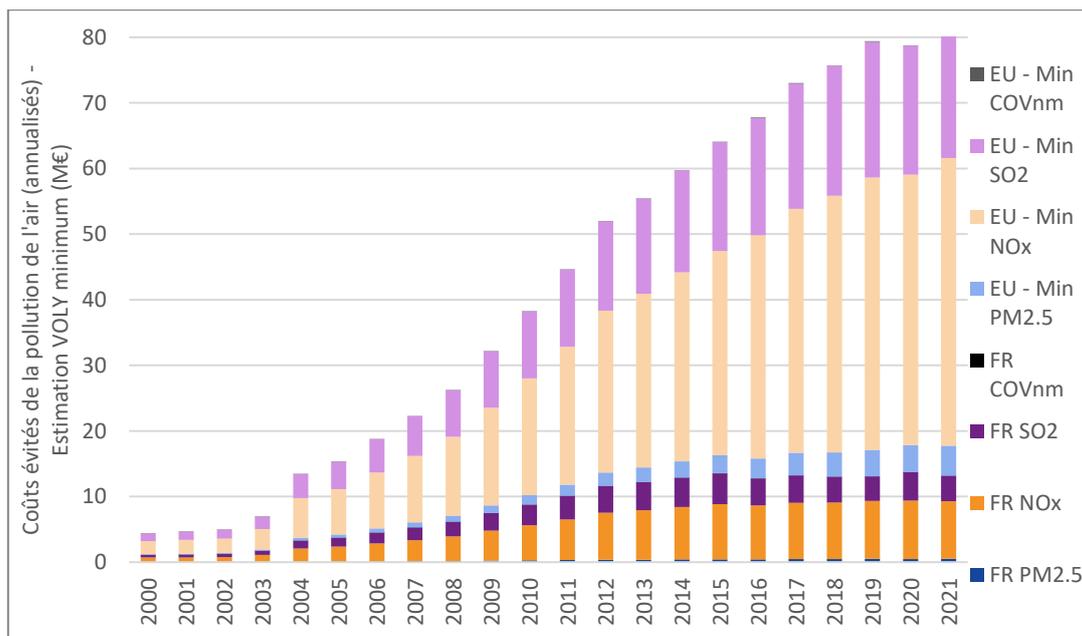


Figure 85 : Coût évité de la pollution atmosphérique (annualisé) – estimation VOLY minimale (M€)

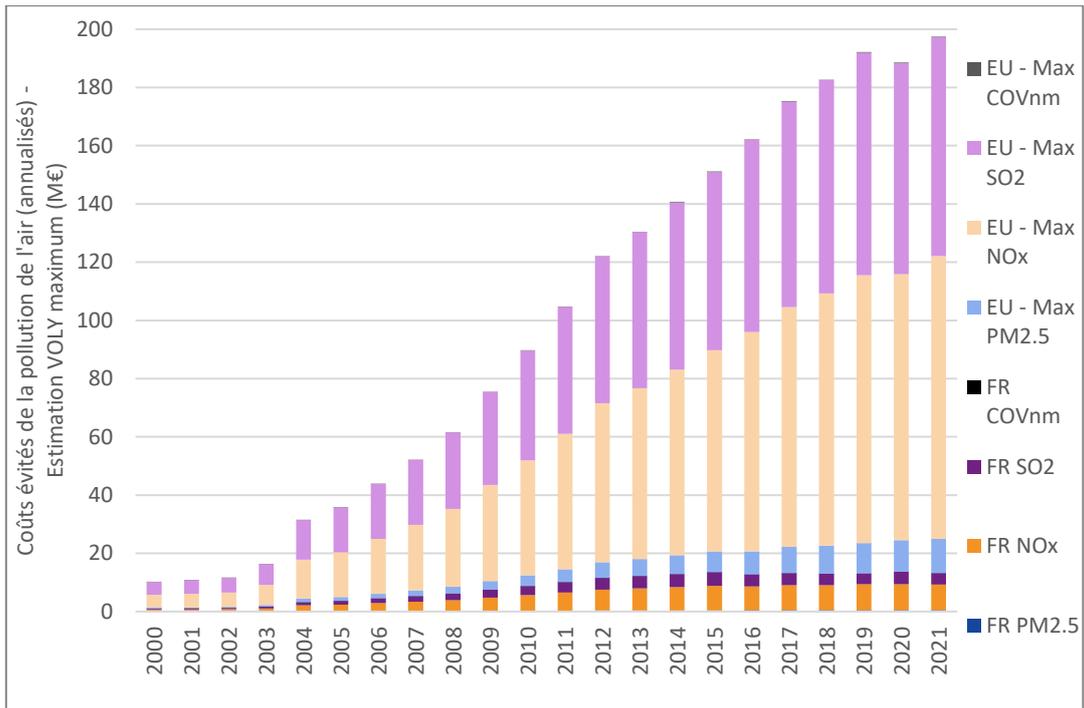


Figure 86 : Coût évité de la pollution atmosphérique (annualisé) – estimation VOLY maximale (M€)

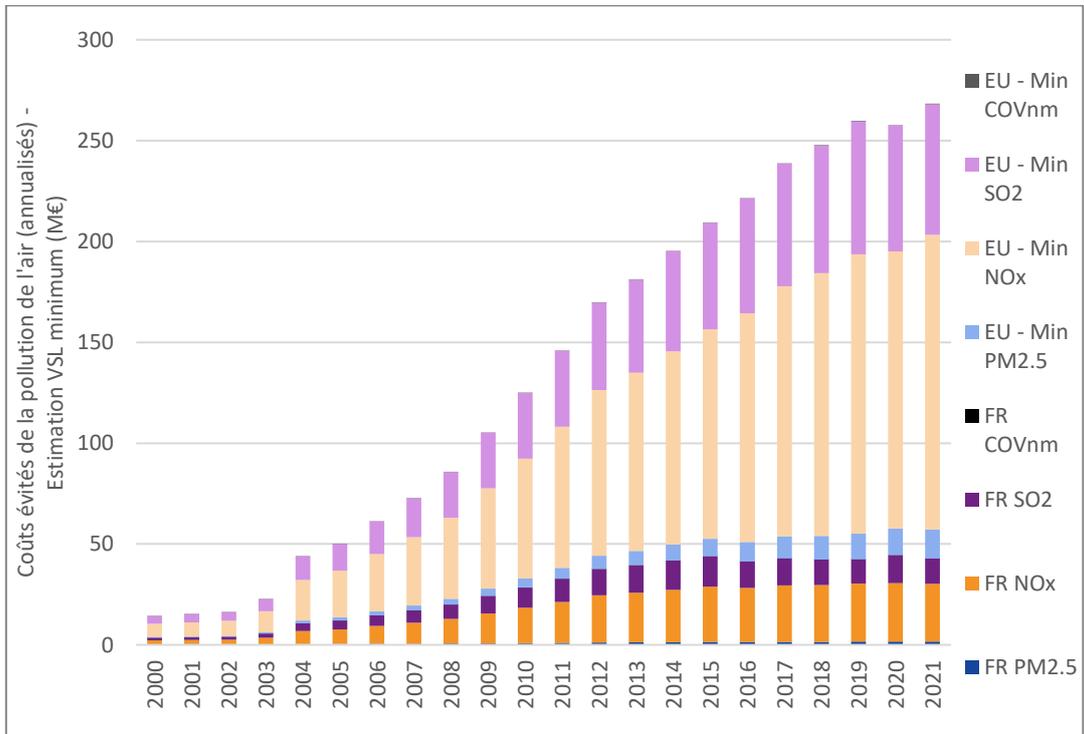


Figure 87 : Coût évité de la pollution atmosphérique (annualisé) – estimation VSL minimale (M€)

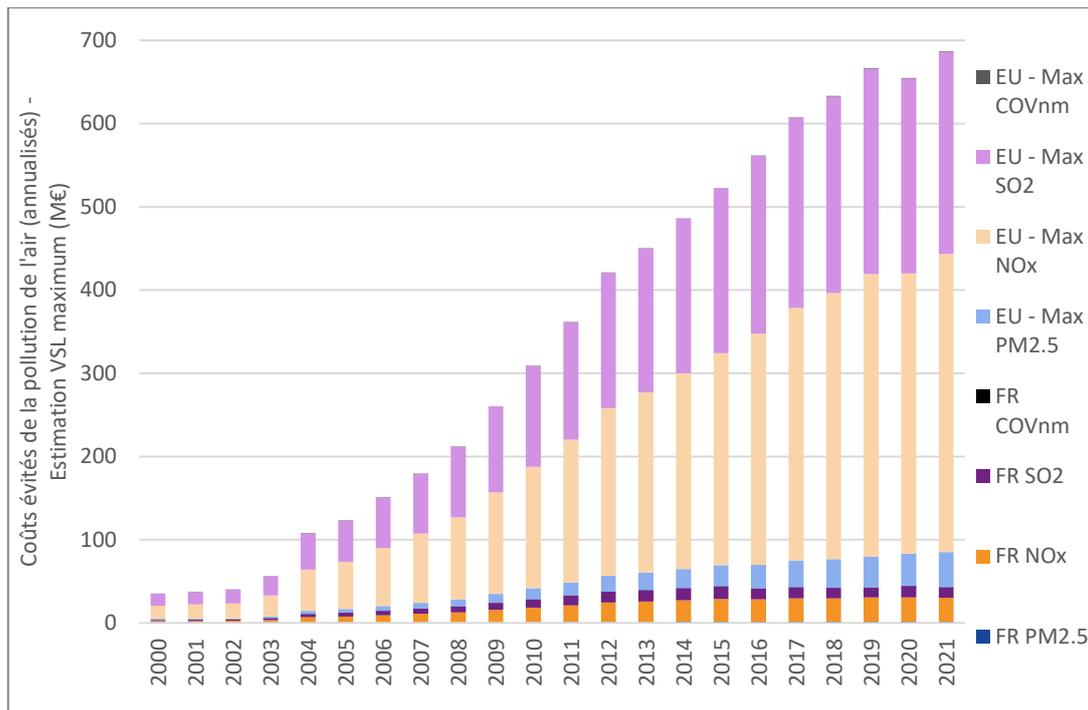


Figure 88 : Coût évité de la pollution atmosphérique (annualisé) – estimation VSL maximale (M€)

7.8 Principe d'annualisation de l'impact des renouvelables

7.8.1 Idée générale

Une des difficultés de cette évaluation vient du fait que les subventions françaises pour les énergies renouvelables (ENR) correspondent à une rémunération liée à la production (tarif d'achat ou complément de rémunération), associée à des contrats d'achat de long terme, la plupart du temps pour une durée de 20 ans. Ainsi, la majorité des subventions dépensées pendant l'année 2021 correspondent à une rémunération de capacités installées avant 2021.

Différentes méthodes ont été envisagées pour estimer la réduction des émissions de GES. Ces méthodologies diffèrent par leur périmètre : certaines permettent de comptabiliser uniquement les réductions d'émissions pour l'année en cours, d'autres de prendre en compte les réductions d'émissions passées des projets toujours subventionnés mais installés depuis plusieurs années, ainsi que les réductions d'émissions dans les futurs des projets.

La méthodologie retenue après discussion avec le conseil des OAT vertes vise à estimer l'impact des projets ENR subventionnés sur l'ensemble de leur durée de vie. Elle consiste ainsi à calculer l'impact total de chaque projet pour l'ensemble de sa durée de vie, et ensuite de supposer que cet impact est réparti de façon identique sur toute sa durée de vie.

L'impact total en 2021 correspond ainsi à la somme des impacts annuels moyens de tous les projets actuellement subventionnés en 2021, comme illustré en Figure 89. Les étapes de calcul de cette méthodologie sont détaillées dans la section suivante.

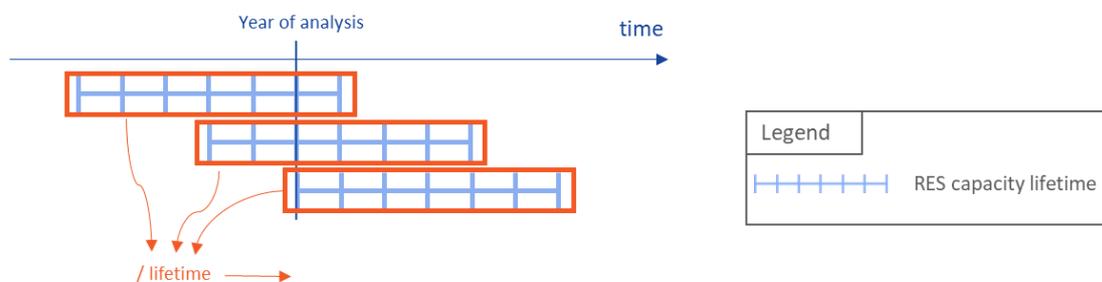


Figure 89 : Méthodologie d'annualisation pour l'impact des EnR subventionnés

7.8.2 Calculs détaillés pour l'annualisation de l'impact des EnR

7.8.2.1 Estimation de l'impact de l'ensemble des EnR sur les émissions de GES et de polluants atmosphériques pour une année donnée

Le préalable pour calculer l'impact sur les émissions de GS d'un projet subventionné sur toute sa durée de vie est de calculer son impact sur une année donnée. L'hypothèse structurante pour ce calcul est de supposer que tout MWh de production ENR, qu'il soit subventionné ou non, a le même impact en termes de baisse des émissions de GES pour une année donnée. L'idée qui sous-tend ce choix est de

ne pas "favoriser" les EnR subventionnées par rapport aux EnR non subventionnées. Nous supposons ici qu'elles ont toutes le même impact moyen.

L'objectif est donc de réussir à estimer l'impact sur les émissions de GES de l'ensemble des ENR pour une année donnée. Pour cela, la production du système électrique est simulée pour un scénario de référence qui correspond aux capacités effectivement installées pour une année donnée, et un scénario contrefactuel où ces capacités ENR ne sont pas présentes. Ces scénarios, la méthodologie de modélisation et les résultats sont présentés en section 4.

Les émissions évitées de GES et de polluants atmosphériques sont calculées en comparant les émissions totales du scénario de référence et du scénario contrefactuel. La réduction des émissions est ensuite convertie en impact en tonnes/MWh EnR en divisant cette réduction totale par la différence de production EnR entre le scénario de référence et le scénario contrefactuel.

Pour la suite, on définit :

- | *impact_i* en t/MWh EnR **cet impact pour l'année i** (tCO_{2eq} pour les GES, tonnes des différents polluants pour la pollution atmosphérique). Cet impact concerne toutes les EnR, et pas seulement les EnR subventionnées.

7.8.2.2 Reconstitution de la production des différents projets subventionnés, par année d'installation des capacités

Pour pouvoir appliquer la méthodologie décrite dans la partie précédente, il est nécessaire d'avoir au préalable une reconstitution des capacités et des productions ENR subventionnées pour chaque année.

Pour la suite, pour une **année i**, on note :

- | C_i la capacité totale d'ENR subventionnée mise en service lors de l'année i,
- | P_i^j sa production pour l'année j, avec j pouvant aller de i à i+19, ce qui correspond à l'ensemble de la durée où les capacités sont subventionnées⁹⁵.

Par définition, comme les contrats de subventions des ENR ont une durée de 20 ans, la capacité totale subventionnée pour l'année 2021 est égale à $\sum_{i=2002}^{2021} C_i$, et la production totale subventionnée est égale à $\sum_{i=2002}^{2021} P_i^{2021}$.

⁹⁵ En pratique pour une année d'installée donnée i, les variations de production P_i^j dépendent uniquement des conditions climatiques de l'année j. Pour les années futures, comme les simulations sont faites sur une année climatique moyenne prédéfinie, cette production P_i^j est donc indépendante de l'année j.

7.8.2.3 Calcul de l'impact total

Comme expliqué précédemment dans la présentation générale de la méthodologie, la première étape consiste à calculer l'impact total de chaque projet pour l'ensemble de sa durée de vie, et ensuite de supposer que cet impact doit être réparti de façon uniforme sur toute sa durée de vie.

Ainsi, pour l'ensemble des projets subventionnés et mis en service lors de l'année i et de capacité C_i , leur impact moyen annuel est égal à la somme sur toute sa durée de vie de chaque impact annuel (i.e. entre les années i et $i+19$ inclus), divisé par 20 (i.e. la durée du contrat de subvention) :

$$\text{impact_annuel_}C_i = \frac{\sum_{j=i}^{i+19} P_i^j \times \text{impact}_j}{20}$$

Pour calculer l'impact total des subventions en 2021, il suffit donc de sommer l'impact de tous les projets subventionnés en 2021, à savoir la somme de l'impact annuel de tous les projets mis en service entre 2002 à 2021 inclus :

$$\text{impact_total} = \sum_{i=2002}^{2021} \text{impact_annuel_}C_i = \sum_{i=2002}^{2021} \frac{\sum_{j=i}^{i+19} P_i^j \times \text{impact}_j}{20}$$