

ANALYSE DU CYCLE DE VIE DE CAS D'USAGES DE DÉVELOPPEMENT DE STOCKAGE D'ELECTRICITÉ

Autoconsommation photovoltaïque
avec ou sans batterie dans un bâtiment
résidentiel ou tertiaire



EXPERTISES

RAPPORT FINAL

Octobre 2025

REMERCIEMENTS

Elisabeth LEMAIRE (CEA Liten)

Yves-Marie BOURIEN (CEA Liten)

Vincent LALY (ATEE)

CITATION DE CE RAPPORT

Sacher Pierre (ADEME), Sauze Marie (ADEME), Chammas Maxime (Artelys), Fourniols Batiste (Artelys), Gruet Quentin (Artelys), Charles Cécile (Gingko21), Thébaud Frédéric (Gingko21), Teulon Hélène (Gingko21) ; 2025. ANALYSE DU CYCLE DE VIE DE CAS D'USAGES DE DEVELOPPEMENT DE STOCKAGE D'ELECTRICITE - Autoconsommation photovoltaïque avec ou sans batterie dans un bâtiment résidentiel ou tertiaire. 163 pages

Cet ouvrage est disponible en ligne <https://librairie.ademe.fr/>

Toute représentation ou reproduction intégrale ou partielle faite sans le consentement de l'auteur ou de ses ayants droit ou ayants cause est illicite selon le Code de la propriété intellectuelle (art. L 122-4) et constitue une contrefaçon réprimée par le Code pénal. Seules sont autorisées (art. 122-5) les copies ou reproductions strictement réservées à l'usage privé de copiste et non destinées à une utilisation collective, ainsi que les analyses et courtes citations justifiées par le caractère critique, pédagogique ou d'information de l'œuvre à laquelle elles sont incorporées, sous réserve, toutefois, du respect des dispositions des articles L 122-10 à L 122-12 du même Code, relatives à la reproduction par reprographie.

Ce document est diffusé par l'ADEME

ADEME

20, avenue du Grésillé

BP 90 406 | 49004 Angers Cedex 01

Numéro de contrat : 2023AC000008

Étude réalisée pour le compte de l'ADEME par : Artelys et Gingko21

Coordination technique - ADEME : SAUZE Marie et SACHER Pierre

Direction/Service : DBER/PEPIT et DBER/SERR

SOMMAIRE

1. AVANT-PROPOS	8
2. CONTEXTE ET OBJECTIFS DE L'ETUDE	9
2.1. Contexte de l'étude	9
2.2. Généralités et objectifs réglementaires.....	9
2.3. Introduction à l'Analyse de Cycle de Vie	9
2.4. Public visé par le rapport.....	10
2.5. Acteurs de l'étude	10
2.6. Comités.....	11
3. CAS D'ETUDE – AUTOCONSOMMATION PV AVEC OU SANS BATTERIE DANS UN BATIMENT RESIDENTIEL OU TERTIAIRE.....	12
3.1. Contexte du cas d'étude	12
3.2. Définition du cas d'étude	12
3.2.1. Objectif du cas d'étude	12
3.2.2. Systèmes étudiés.....	12
3.3. Description des technologies de production et de stockage d'électricité	13
3.4. Type d'ACV mise en œuvre.....	13
3.5. Unité Fonctionnelle	14
4. MODELISATION DU SYSTEME ELECTRIQUE.....	16
4.1. Hypothèse des mix prospectifs à horizon 2025.....	17
4.1.1. Métropole	17
4.1.1.1. Modélisation du système électrique français	18
4.1.1.2. Modélisation du système électrique européen	19
4.1.2. Martinique	20
4.1.2.1. Technologies de production d'électricité d'origine renouvelable pour la Martinique	21
4.1.2.2. Technologie de production d'électricité d'origine fossile pour la Martinique	21
4.1.2.3. Mix énergétique modélisé pour la Martinique	21
4.1.3. La Réunion	23
4.1.3.1. Technologies de production d'électricité d'origine renouvelable	23
4.1.3.2. Technologie de production d'électricité d'origine fossile	23
4.1.3.3. Mix énergétique modélisé pour la Réunion.....	24

4.2. Construction des courbes de charge	25
4.2.1. Construction de courbes de charge pour un pavillon résidentiel	25
4.2.1.1. Courbe de charge pour un pavillon résidentiel en France métropolitaine	25
4.2.1.2. Courbe de charge pour un pavillon résidentiel en France métropolitaine en zone H3	26
4.2.1.3. Courbe de charge pour un pavillon résidentiel en Martinique et à la Réunion ...	26
4.2.1.4. Consommations annuelles des trois périmètres géographiques.....	27
4.2.2. Construction de courbes de charge pour un immeuble de bureau.....	27
4.2.2.1. Courbe de charge pour un immeuble de bureau en France métropolitaine en zone H3	28
4.2.2.2. Courbe de charge pour un immeuble de bureau en Martinique et à la Réunion	28
4.2.2.3. Consommations annuelles des trois périmètres géographiques	28
4.3. Dimensionnement des actifs de production	28
4.3.1. Profil de production du PV.....	29
4.3.2. Caractéristiques de la batterie pour les systèmes.....	30
4.3.3. Dimensionnement des systèmes de production dans le cas du pavillon résidentiel	30
4.3.4. Dimensionnement des systèmes de production dans le cas des immeubles de bureau	31
4.4. Résultats et analyse	32
4.4.1. Pavillon résidentiel	33
4.4.1.1. Métropole (Zone H3)	33
4.4.1.2. Martinique.....	35
4.4.1.3. La Réunion.....	36
4.4.2. Immeuble de bureau.....	38
4.4.2.1. Métropole (Zone H3)	38
4.4.2.2. Martinique	40
4.4.2.3. La Réunion	42
4.4.3. Système supplémentaire : autoconsommation PV + Batterie avec charge nocturne	43
4.4.3.1. Pavillon résidentiel.....	44
4.4.3.2. Immeuble de bureau.....	45
4.5. Limites de la modélisation	46
5. MODELISATION ACV.....	48
5.1. Champs de l'étude	48
5.1.1. Objectifs	48
5.1.2. Périmètre de l'étude	48
5.1.3. Critères de coupure.....	49
5.1.4. Fin de vie et règles d'allocation.....	49

5.2. Cadrage de la collecte de données ACV	49
5.2.1. Organisation de la collecte de données.....	49
5.2.1.1. Les données primaires	49
5.2.1.2. Les données secondaires	50
5.2.2. Gestion de la qualité des données et de l'incertitude	51
5.3. Inventaires de cycle de vie	51
5.3.1. Les mix électriques.....	51
5.3.1.1. Mix électrique : métropole	51
5.3.1.2. Mix électrique : Martinique.....	51
5.3.1.3. Mix électrique : La Réunion.....	52
5.3.2. Les panneaux photovoltaïques	53
5.3.3. Les batteries stationnaires.....	56
5.3.4. Variation de production.....	59
5.3.5. Stockages centralisés	60
Limites de la modélisation ACV	61
5.4. Évaluation de l'impact du cycle de vie	61
5.4.1. Méthode d'évaluation de l'impact	61
5.4.2. Résultats pour l'ensemble du cycle de vie	62
5.4.3. Identification des indicateurs pertinents	65
5.5. Cas d'usage en métropole	67
5.5.1. Résultats comparatifs sur l'ensemble du cycle de vie par indicateur pertinent, en métropole.....	67
5.5.1.1. Métropole – Épuisement des ressources fossiles	68
5.5.1.2. Métropole - Radiations ionisantes.....	69
5.5.1.3. Métropole – Épuisement des ressources minérales et métalliques.....	70
5.5.1.4. Métropole – Changement climatique	72
5.5.1.5. Métropole – Acidification des sols et de l'eau.....	74
5.5.1.6. Métropole – Formation d'ozone troposphérique	75
5.5.1.7. Métropole – Eutrophisation eaux douces.....	76
5.5.2. Métropole – Comparaison des systèmes par les indicateurs pertinents	78
5.5.3. Métropole – Sensibilité des résultats	79
5.5.3.1. Sensibilité à l'efficacité des panneaux photovoltaïques	80
5.5.3.2. Sensibilité à la durée de vie des panneaux photovoltaïques	80
5.5.3.3. Sensibilité à la densité énergétique de la batterie	81
5.5.3.4. Sensibilité à la durée de vie de la batterie	81
5.5.4. Métropole – Incertitudes sur les résultats	82
5.5.4.1. Incertitudes simples	82
5.5.4.2. Incertitudes corrélées des catégories d'impact	83

5.5.5.	Métropole – Comparaison des systèmes par le score unique	84
5.5.5.1.	Comparaison simple des scores uniques.....	84
5.5.5.2.	Incertitudes corrélées du score unique.....	86
5.5.6.	Métropole – Conclusion	86
5.6.	Cas d'usage à La Martinique.....	87
5.6.1.	Résultats comparatifs sur l'ensemble du cycle de vie par indicateur pertinent, en Martinique	87
5.6.1.1.	Martinique – Changement climatique.....	87
5.6.1.2.	Martinique – Épuisement des ressources fossiles.....	89
5.6.1.3.	Martinique – Effets des particules fines	90
5.6.1.4.	Martinique – Acidification des sols et de l'eau	91
5.6.1.5.	Martinique - Formation d'ozone troposphérique	92
5.6.1.6.	Martinique – Épuisement des ressources minérales et métalliques	93
5.6.2.	Martinique – Comparaison des systèmes par les indicateurs pertinents	94
5.6.3.	Martinique – Incertitude sur les résultats	95
5.6.3.1.	Incertitudes simples.....	95
5.6.3.2.	Incertitudes corrélées des catégories d'impact	97
5.6.4.	Martinique – Comparaison des systèmes par le score unique.....	97
5.6.4.1.	Comparaison simple des scores uniques.....	97
5.6.4.2.	Incertitudes corrélées du score unique.....	99
5.6.5.	Martinique – Conclusion.....	99
5.7.	Cas d'usage à La Réunion.....	99
5.7.1.	Résultats comparatifs sur l'ensemble du cycle de vie par indicateur pertinent, à La Réunion 99	
5.7.1.1.	La Réunion – Effets des particules fines	100
5.7.1.2.	La Réunion – Changement climatique	101
5.7.1.3.	La Réunion – Acidification des sols et de l'eau.....	102
5.7.1.4.	La Réunion – Formation d'ozone troposphérique	103
5.7.1.5.	La Réunion – Eutrophisation terrestre.....	104
5.7.1.6.	La Réunion – Changement d'occupation des sols.....	105
5.7.1.7.	La Réunion – Épuisement des ressources fossiles	107
5.7.1.8.	La Réunion – Eutrophisation marine.....	108
5.7.1.9.	La Réunion – Épuisement des ressources minérales et métalliques.....	109
5.7.2.	La Réunion – Comparaison des systèmes par les indicateurs pertinents	110
5.7.3.	La Réunion – Incertitude sur les résultats.....	112
5.7.3.1.	Incertitudes simples.....	112
5.7.3.2.	Incertitudes corrélées des catégories d'impact	112
5.7.4.	La Réunion – Comparaison des systèmes par le score unique	113
5.7.4.1.	Comparaison simple des scores uniques.....	113

5.7.4.2. Incertitudes corrélées du score unique.....	114
5.7.5. La Réunion – Conclusion	115
6. PRINCIPALES CONCLUSIONS DE L'ETUDE.....	116
7. ANNEXES.....	117
7.1. Annexe : Présentation d'Artelys Crystal Super Grid.....	117
7.2. Annexe : Analyse de la qualité des données au cadrage de l'étude	117
7.3. Annexe : Méthode des Stocks en ACV	118
7.4. Annexe : ICV du mix électrique de la Martinique	119
7.5. Annexe : ICV du mix électrique de La Réunion.....	120
7.6. Annexe : Nomenclature et ICV de l'installation solaire de 3kWc.....	121
7.7. Annexe : Inventaire d'une ombrière.....	123
7.8. Annexe : Sensibilité des résultats des immeubles tertiaires de la Martinique à l'alternative des panneaux photovoltaïques en toiture ou sur ombrières.....	124
7.9. Annexe : Nomenclature et ICV de la batterie stationnaire.....	125
7.10. Annexe : Comparaison graphique des impacts de moyens de production d'électricité françaises avec ses voisins.....	127
7.11. Annexe : ICV de la centrale au biodiesel	128
7.12. Annexe : Normalisation et pondération	129
7.13. Annexe : Description des indicateurs pertinents de l'étude.....	130
7.14. Annexe : Approche des incertitudes par la méthode de Monte-Carlo.....	133
7.15. Annexe : Rapport détaillé du Comité de Revue Critique	135
REFERENCES BIBLIOGRAPHIQUES	152
INDEX DES TABLEAUX ET FIGURES	154
SIGLES ET ACRONYMES	161

1. Avant-propos

Ce rapport a été élaboré par le groupement Artelys - Gingko 21 pour le compte de l'ADEME. Les conditions du contrat prévoient, sans que cela ne soit exhaustif, que le groupement n'aura aucune responsabilité :

- Concernant la façon dont le livrable est utilisé par l'ADEME ;
- Concernant les suites résultant de l'utilisation du livrable par l'ADEME ;
- Vis-à-vis de tiers exploitant le présent livrable.

Par ailleurs, les informations et conclusions qui se trouvent dans ce rapport ont été élaborées dans un contexte précis. Elles pourraient être différentes dans un autre contexte, notamment dans le cadre de l'usage d'informations et de données différentes de celles qui ont été choisies par l'ADEME.

Le lecteur du présent rapport est le seul responsable de l'usage qu'il en fera. Il ne saura tenir le groupement pour responsable des conséquences qui en découlent, notamment lors de l'usage de citations extraites de leur contexte.

Cette étude d'analyse du cycle de vie a été réalisée selon les exigences des normes suivantes :

- NF EN ISO 14040:2006 : Management Environnemental – Analyse du cycle de vie – Principes et cadre ;
- NF EN ISO 14044:2006 : Management Environnemental – Analyse du cycle de vie – Exigences et lignes directrices.

Cette étude a été réalisée entre mars 2024 et décembre 2024. Les modélisations décrites dans ce rapport et les hypothèses prises tiennent compte du contexte lors de la réalisation de l'étude. Les potentielles évolutions du contexte postérieures à décembre 2024 ne sont donc prises en compte.

2. Contexte et objectifs de l'étude

2.1. Contexte de l'étude

Le développement des énergies renouvelables en France est un des leviers majeurs sur lesquels la France s'appuie pour atteindre les objectifs de neutralité carbone qu'elle s'est fixée pour la métropole et les territoires d'outre-mer. La production électrique d'origine éolienne et solaire photovoltaïque étant intermittente, le développement de solutions de flexibilité électrique pour gérer cette variabilité est nécessaire (amélioration de la flexibilité de la demande, développement de stockage, renforcement des interconnexions, etc.). L'ampleur de ce développement dépendra de l'évolution de l'ensemble du système électrique.

En ce qui concerne les stockages d'électricité, différentes technologies sont en développement mais celle qui suit un développement particulièrement intense ces dernières années est le stockage électrochimique (batteries stationnaires et batteries embarquées dans les véhicules). Les batteries des véhicules électriques peuvent en effet être une source de flexibilité en fonction du mode de recharge des véhicules électriques, notamment en charge pilotée ou en vehicle-to-grid¹. Des moyens de stockage permettent de stocker de l'énergie sur de plus longues durées, en passant notamment par les vecteurs hydrogène ou gaz de synthèse. Ces moyens de stockages étant encore en cours de développement à grande échelle, ils ne seront pas abordés dans cette étude.

La transition énergétique ne doit pas seulement concerner la limitation des émissions de dioxyde de carbone mais doit aussi prendre en compte la diminution des impacts environnementaux au sens plus large. L'analyse de l'impact environnemental par une approche Analyse de Cycle de Vie (ACV) doit intégrer l'ensemble du système électrique, et des solutions de stockage qui se développent : les impacts propres aux systèmes de stockage, notamment des batteries, doivent être mieux compris. Cet impact est très dépendant de la géographie étudiée : d'une part le déploiement de ces solutions ne fait pas appel aux mêmes chaînes d'approvisionnement et démantèlement en métropole et dans les territoires d'outre-mer ; d'autre part, les systèmes électriques environnant varient de zones non-interconnectées de la taille d'un village à la plaque européenne interconnectée. Ils disposent chacun de leurs productions propres et spécifiques, ce qui se traduit sur les impacts que peut avoir la gestion des flexibilités sur ces systèmes.

2.2. Généralités et objectifs réglementaires

Ce projet a pour but d'effectuer un panorama d'études en ACV sur différents systèmes énergétiques afin d'orienter les politiques publiques et de permettre la priorisation du développement des différentes installations du système énergétique en fonction du cas envisagé et de la particularité des périmètres. Cette étude permettra également de donner des éléments comparatifs et quantitatifs à l'ADEME afin d'instruire des dossiers de projets spécifiques dès aujourd'hui.

Ce projet s'inscrit donc dans le cadre réglementaire de la Loi de transition énergétique pour la croissance verte (LTECV) qui couvre différents domaines clés de la transition énergétique et contient différentes mesures (Ministère de la transition écologique, Loi de transition énergétique pour la croissance verte (LTECV), 2017). Ces mesures concernent notamment le développement des énergies renouvelables, l'amélioration de la performance énergétique et environnementale des bâtiments neufs ou encore des mesures favorisant le développement de transports propres. Plusieurs de ces éléments sont traités dans le cadre de cette étude.

2.3. Introduction à l'Analyse de Cycle de Vie

L'ACV est l'étude des impacts environnementaux d'un système composé des étapes du cycle de vie d'un bien ou d'un service. Cette étude se base sur le bilan des flux attribuables au système, intrants et sortants du système – c'est-à-dire ce qui est consommé et émis ou rejeté par le système. L'ACV est une méthode multi-critères et multi-étapes. Ainsi, elle tient compte de l'extraction des matières premières jusqu'à la fin de vie du produit, en passant par la fabrication, les transports, la distribution, l'utilisation de produit et la maintenance ou l'entretien de celui-ci.

Une ACV se décompose en quatre phases qui consistent à :

¹ Le vehicle-to-grid (ou charge bidirectionnelle) est une technologie qui permet à une voiture électrique de moduler sa recharge, mais également d'en fournir en retour grâce à ses batteries lorsqu'un besoin sur le réseau s'en fait sentir.

- Définir les objectifs et le champ de l'étude : cette étape permet de définir le cadre de l'étude ;
- Réaliser l'inventaire de tous les entrants et sortants du ou des systèmes de produits : à ce stade il est important de disposer de données cohérentes et fiables ;
- Évaluer les impacts potentiels liés à ces entrants et sortants en faisant appel à une méthode d'évaluation des impacts reconnue ;
- Interpréter les hypothèses de travail, les données d'inventaire et les résultats de l'évaluation des impacts en liaison avec les objectifs et le champ de l'étude.

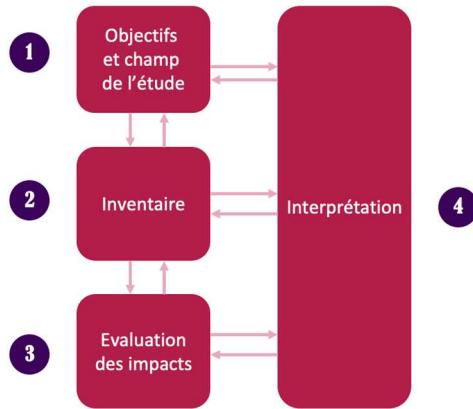


Figure 1 – Schéma d'ensemble du processus d'ACV selon la norme ISO 1404-44

L'ACV est un processus itératif et les choix effectués au cours de l'étude sont modifiés en fonction d'informations complémentaires.

Dans le cadre de cette étude, les calculs sont réalisés sous le logiciel SimaPro couplé aux bases de données ecoinvent 3.10. La méthode utilisée est celle préconisée par la Commission Européenne : Environmental Footprint 3.1. "EF 3.1" (PEFCR, 2017), (Andreasi Bassi, et al., 2023).

2.4. Public visé par le rapport

L'ADEME envisage une communication large des résultats de cette étude :

- Auprès des pouvoirs publics dans l'Hexagone et dans les Zones Non Interconnectées
- Auprès des professionnels des secteurs du bâtiment, de l'industrie et des énergies renouvelables, des filières réseaux électriques, ou des installateurs de borne de recharge rapide de véhicules électriques par exemple
- Ce rapport n'est pas destiné au grand public. Des documents spécifiques pour le grand public reprenant les résultats seront préparés si le besoin s'en fait sentir.

2.5. Acteurs de l'étude

L'étude a été réalisée par un groupement externe à l'ADEME, constitué des acteurs suivants :

- Artelys, une société indépendante constituée en majorité de docteurs et d'ingénieurs en mathématiques appliquées ou dans le domaine de l'énergie et l'économie de l'énergie. Artelys appuie les acteurs privés, régulateurs, collectivités territoriales, ministères et agences de l'énergie ainsi que la Commission Européenne pour des études d'investissement ou pour évaluer l'impact de politiques énergétiques et environnementales.
- Gingko 21 est un cabinet de conseil en ACV et éco-innovation fondé par Hélène Teulon en 2005. Il compte aujourd'hui une quinzaine de consultants. Sa mission est d'accompagner les entreprises et les organismes dans leur transition vers l'économie de demain, en fournissant notamment des services de mesure de la performance environnementale. L'entreprise intervient dans tous les secteurs, aussi bien auprès de grands groupes que de PME et de start-ups. Gingko 21 s'appuie sur une expérience de plus de 30 ans dans le domaine de l'évaluation environnementale et de l'ACV.

2.6. Comités

Un comité technique (COTECH) a été mis en place afin de suivre le projet, sur les aspects de collecte de données (orientations, arbitrages), de choix des hypothèses et d'expertises dans les domaines d'étude. Les membres du comité technique sont :

- Le Laboratoire d'innovation pour les technologies des énergies nouvelles et les nanomatériaux du Commissariat à l'Energie Atomique (CEA-Liten)
- L'Association Technique Energie Environnement (ATEE)
- L'Association nationale pour le développement de la mobilité électrique (AVERE)
- EDF SEI

Le comité technique s'est réuni à deux reprises :

- Réunion de lancement du comité technique le 14 mars 2024 ;
- Réunion intermédiaire du comité technique le 25 juin 2024

Suivant les normes ISO 14040-44 et ISO 14071 en vue d'assertions comparatives destinées à la publication, l'étude a été soumise à une revue critique par un comité dont les membres sont indépendants du commanditaire et des réalisateurs de l'étude. Cette revue critique menée par des experts du domaine est un gage complémentaire de la fiabilité et de l'objectivité des résultats de l'étude.

Elle permet de vérifier que les choix méthodologiques, les hypothèses, l'interprétation des résultats respectent les objectifs de l'étude et que la transparence et la complétude du rapport d'ACV respecte les normes précitées.

Le comité de revue critique fait appel à des experts indépendants de l'étude. Selon la norme, il est composé

- D'experts ACVistes :
 - Delphine Bauchot, présidant le panel et coordonnant la revue critique, et
 - Guillaume Audard, expert ACViste, tous deux du bureau d'étude Solinnen ;
- D'experts Métier/Industrie :
 - France Jonathan, experte en stratégie carbone pour PINK Strategy, et
 - Hubert Gentou, expert dans les marchés de l'énergie, notamment la gestion des risques marché, actif chez ZE Energy.

Le rapport a été revu dans le détail afin de vérifier la cohérence des hypothèses avec la réalité du marché et des pratiques des systèmes de l'énergie.

Le rapport de revue critique complet est en Annexe 7.15.

3.Cas d'étude – Autoconsommation PV avec ou sans batterie dans un bâtiment résidentiel ou tertiaire

3.1. Contexte du cas d'étude

L'autoconsommation individuelle électrique consiste à produire de l'électricité à petite échelle et à en consommer directement une partie sur le site de production, plutôt que de l'acheter à un fournisseur d'électricité. Le surplus non autoconsommé est injecté sur le réseau public de distribution d'électricité (RPD). En France, l'autoconsommation est principalement réalisée avec de la production électrique photovoltaïque (PV). Au T4 2024, le PV en autoconsommation représentait 3 872 MW raccordés au RPD d'Enedis (Enedis, 2024). S'il n'est pas systématique, l'ajout d'un **système de stockage** comme une batterie Li-ion permet de stocker l'énergie excédentaire qui n'est pas consommée immédiatement et la restituer lorsque la production solaire est faible voire nulle, par exemple la nuit ou lors des journées faiblement ensoleillées. En France, 2% des installations photovoltaïques d'autoconsommation individuelles sont associées à des moyens de stockages en 2024 (Enedis, 2024).

3.2. Définition du cas d'étude

3.2.1. Objectif du cas d'étude

L'objectif de ce cas d'étude est d'étudier l'impact environnemental de l'ajout d'un système de production d'énergie photovoltaïque en autoconsommation, avec ou sans système de stockage associé, pour un bâtiment. Deux types de bâtiments sont étudiés : pavillon résidentiel ou immeuble de bureaux, dans différentes zones géographiques (la métropole, étudiée ici en côte méditerranéenne – zone climatique H3 –, la Martinique et La Réunion). Il n'est pas question ici de modéliser le développement de l'autoconsommation à l'échelle d'un parc de bâtiments : seul un bâtiment unitaire est modélisé. L'objectif étant d'étudier les effets de l'ajout de ces systèmes, on ne cherche pas à connaître les impacts environnementaux de l'électricité consommée par le bâtiment mais la différence induite par l'ajout de ces systèmes. Pour cela, des systèmes d'autoconsommation PV avec ou sans système de stockage accolé sont modélisés et simulés à la marge de mix énergétique pour chacun des périmètres étudiés. Les résultats de la modélisation électrique sont les entrées d'un modèle d'Analyse de Cycle de Vie (ACV) du système. Les sorties de l'ACV permettent de quantifier, indiquer par indicateur, les impacts environnementaux des différences des systèmes et d'approvisionnement en électricité du site considéré par rapport à la référence de connexion au réseau local. Le calcul suivra une approche différentielle. Le choix des différentes zones géographiques est justifié par le besoin des instances locales d'avoir des modélisations adaptées, certains paramètres étant dépendants des mix électriques locaux et des conditions météorologiques.

3.2.2. Systèmes étudiés

Dans ce cas d'étude, plusieurs systèmes sont étudiés :

- (A) Pavillon résidentiel en métropole (Zone climatique H3²)
- (B) Immeuble tertiaire (bureaux) en métropole (Zone climatique H3)
- (C) Pavillon résidentiel en Martinique
- (D) Immeuble tertiaire (bureaux) en Martinique
- (E) Pavillon résidentiel à La Réunion
- (F) Immeuble tertiaire (bureaux) à La Réunion.

Dans chacun des systèmes, trois systèmes énergétiques (0), (1), (2) sont comparés :

- (0) Système de référence sans équipement d'autoconsommation
- (1) Autoconsommation grâce à l'installation de **panneaux solaires PV**

² La zone climatique H3 correspond à la côte méditerranéenne, il s'agit d'une zone dans laquelle l'installation de panneaux photovoltaïque est très dynamique en France métropolitaine.

- (2) Autoconsommation grâce à l'installation de panneaux solaires PV avec un système de stockage (batterie)

Un quatrième système a été développé en métropole uniquement :

- (3) uniquement pour les systèmes (A) et (B), en métropole : Autoconsommation grâce à l'installation de panneaux solaires PV avec un système de stockage (batterie) – variante avec batterie pilotée

3.3. Description des technologies de production et de stockage d'électricité

Pour chaque périmètre, les bâtiments sont connectés au réseau BT et plusieurs modes d'approvisionnement sont étudiés (réseau vs autoconsommation partielle avec ou sans batterie) :

Dans le système (0) **Sans autoconsommation**, aucun équipement d'autoconsommation n'est modélisé. Le bâtiment consomme l'électricité depuis le réseau afin de satisfaire la demande sur une année. Aujourd'hui, la majorité des pavillons résidentiels et des immeubles de bureaux ne pratiquent pas l'autoconsommation dans les périmètres géographiques étudiés. Il s'agit du système de référence.

Des panneaux solaires sont modélisés dans le système (1) **Autoconsommation PV**. Les panneaux solaires permettent au bâtiment de produire localement une partie de l'électricité qu'il consomme sur l'année. Le surplus qui n'est pas consommé est injecté sur le réseau. Lorsque la production d'électricité des panneaux PV est insuffisante, le bâtiment consomme l'électricité directement depuis le réseau.

Enfin, le système (2) **Autoconsommation PV + Batterie** étudie la modélisation d'une batterie accolée à des panneaux PV, ce qui peut avoir un avantage économique pour le consommateur, en fonction de la structure tarifaire de l'électricité et du coût des batteries. Le dimensionnement de PV est identique au cas avec autoconsommation via PV seul (1) afin de faciliter la comparaison des résultats.

Le système (3) est développé dans le paragraphe 4.4.3 - Système supplémentaire : autoconsommation PV + Batterie avec charge nocturne dédié à la métropole.

Note sur l'injection du surplus :

Dans les différents systèmes d'autoconsommation étudiés, les actifs de production ont la possibilité d'injecter le surplus PV lorsque celui-ci n'est pas consommé par le bâtiment et le cas échéant lorsque la batterie est pleine afin d'éviter l'écrêtement. Des pertes réseaux sont modélisées en soutirage et en injection, celles-ci sont détaillées en section 4.3.1 - Profil de production du PV.

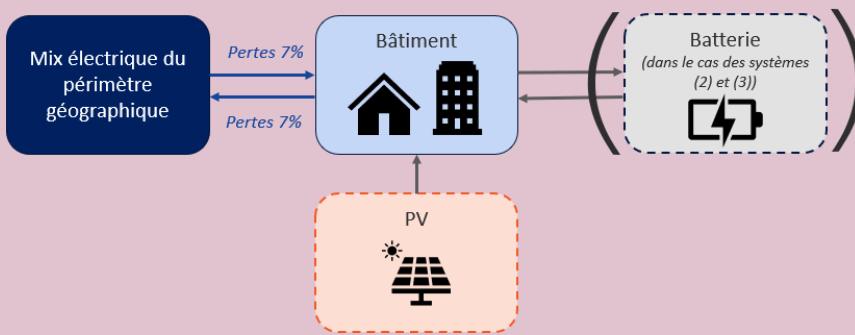


Figure 2 – Schéma de la méthodologie de réinjection du surplus PV

3.4. Type d'ACV mise en œuvre

La démarche dans le cadre de cette étude est une ACV comparant l'ajout de deux systèmes de production/stockage d'énergie à un bâtiment : autoconsommation photovoltaïque sans batterie et autoconsommation photovoltaïque avec batterie.

Selon (ILCD Handbook, 2010), la démarche d'Analyse de Cycle de Vie, au vu de la méthode appliquée, peut être rapprochée de la catégorie « ACV Conséquentielle », (voir la Figure 21 du document cité) étant

donné l'utilisation du mix marginal court terme, ce qui implique l'allocation des impacts environnementaux à la dernière centrale engagée en fonction de l'ordre de mérite économique.

Pour cette catégorie d'étude, l'ILCD Handbook recommande l'utilisation de bases de données attributionnelles, comme dans les calculs présentés ci-après : en effet, les macro-équilibres ne sont pas déplacés entre les scénarios mis en regard.

Le même (ILCD Handbook, 2010) définit l'approche conséquentielle comme « modélisation ACV qui identifie et modélise tous les processus dans le système d'arrière-plan d'un système en conséquence des décisions prises dans le système d'avant-plan » (page 21 du document cité). Le seul lien considéré entre les systèmes d'avant-plan et d'arrière-plan est la modification de la puissance soutirée de la dernière centrale engagée. Cette étude ne prend donc en compte que les conséquences à petite échelle du choix d'installer un système d'autoconsommation avec ou sans batterie.

Une autre étude intéressante viserait à caractériser les impacts du déploiement d'une part significative de systèmes d'autoconsommation (avec ou sans batteries) sur le parc de bâtiments du territoire français. Cette approche engendrerait notamment une modification importante du mix électrique français, et des besoins en construction (ou non) de centrales électriques, etc. Cette approche est conséquentielle et nécessiterait un choix différent de bases de données pour les calculs d'impacts.

La présente étude permet d'évaluer les impacts environnementaux de l'ajout d'une unité d'autoconsommation sur un unique bâtiment. L'analyse est faite à la marge d'un système par rapport au mix existant en gardant des bases de données attributionnelles.

Les conclusions restent vraies tant que le taux d'adoption des systèmes d'autoconsommation reste faible et le mix peu impacté. Cependant les conclusions ne pourront pas être extrapolées à un développement massif des systèmes étudiés et ne sont donc pas suffisantes pour orienter un choix de politique publique à grande échelle.

3.5. Unité Fonctionnelle

L'Unité Fonctionnelle (UF) est une unité de service, commune aux différents scénarios comparés permettant d'assurer la comparaison de solutions répondant au même service rendu.

L'unité fonctionnelle pour ce cas d'étude est définie comme :

« Fournir l'électricité à un bâtiment avec système d'autoconsommation, à toute heure pendant l'année 2025. L'étude caractérise seulement les impacts apportés par l'ajout du système d'autoconsommation »

Les résultats présentés, que ce soit en sortie de la modélisation électrique ou de l'ACV, sont en différentiel entre la situation **avec** système d'autoconsommation (qu'il soit PV ou PV + batterie) et **sans** système d'autoconsommation (réseau seul), s'affranchissant de la partie commune entre les deux systèmes (production identique des centrales électriques, transformation, distribution, etc.) qui n'est pas évaluée dans le détail. Si l'on appelle S_0 la situation de référence **sans** système d'autoconsommation et S_1 et S_2 respectivement les situations **avec** les systèmes d'autoconsommation 1 (PV seul) et 2 (PV + batterie), les résultats montreront les valeurs électriques et les impacts environnementaux de $(S_1 - S_0)$ et $(S_2 - S_0)$.

En comparant $(S_1 - S_0)$ à $(S_2 - S_0)$, on compare S_1 à S_2 , puisque $(S_2 - S_0) - (S_1 - S_0) = S_2 - S_1$. L'approche différentielle permet de répondre à l'objectif de l'étude, comparer les situations **avec** et **sans** système d'autoconsommation, par une modélisation ACV plus légère, qui n'a pas besoin de prendre en compte toute l'infrastructure de production et du réseau commun entre tous les systèmes.

Note sur l'unité fonctionnelle :

L'unité fonctionnelle est la fourniture de la demande d'électricité pour les bâtiments résidentiels et tertiaires dont les caractéristiques sont détaillées dans la suite. Les hypothèses structurantes de l'année 2025 sont reprises (volume et profil de consommation, volume et profil de production, etc.).

Les flux de référence associés, définis par la norme ISO 14040-44 comme « la mesure des extrants des processus [...] nécessaire pour remplir la fonction telle qu'elle est exprimée par l'unité fonctionnelle », vont inclure les portions **annuelles** (en fonction des durées de vie de chacun d'eux) des systèmes de production d'énergie installés dans le bâtiment considéré, leur transport jusqu'au lieu d'installation des systèmes photovoltaïques et des batteries, ainsi que le démantèlement et le traitement des déchets en fin de vie, ainsi que les impacts environnementaux de l'écart d'énergie électrique – produite en supplément ou économisée – par rapport à la situation sans les systèmes énergétiques locaux.

Afin d'étudier l'impact environnemental du développement de l'autoconsommation via une installation PV avec ou sans batterie en France, il est nécessaire de modéliser plusieurs types de bâtiments situés dans différentes zones géographiques. Ces bâtiments sont connectés au réseau basse tension (BT), et plusieurs modes d'approvisionnement sont étudiés : réseau, autoconsommation partielle avec ou sans batterie.

L'impact du moindre soutirage sur le système et de l'injection sur le réseau est évalué en approche marginale horaire par rapport au mix de production du périmètre considéré :

- **Approche marginale** : Cette analyse permet de déterminer les volumes d'énergie évités grâce à l'autoconsommation, par rapport à une situation sans système d'autoconsommation. Ces volumes sont calculés en identifiant les variations de production des centrales appelées pour répondre aux ajustements de la consommation et de la production. Cette identification repose sur une comparaison entre les simulations réalisées avec et sans système d'autoconsommation, permettant de déterminer les centrales marginalement affectées.
- **Approche horaire** : les volumes d'énergie soutirés ou injectés sont modélisés au pas de temps horaire afin de capturer les dynamiques intra-journalières de production et de consommation. Ces données horaires permettent d'évaluer les impacts environnementaux en fonction des fluctuations du mix énergétique sur une journée.

Les résultats sont ensuite agrégés sur une année afin de déterminer l'impact global des systèmes d'autoconsommation, en comparaison à une situation sans autoconsommation.

Les systèmes étudiés peuvent avoir des fonctions secondaires additionnelles telles que la fourniture de services systèmes, l'amélioration de la sécurité d'approvisionnement locale en cas de coupure du courant, ou bien la contribution à l'évitement de l'effacement de consommation. Ces fonctions secondaires ne sont pas équivalentes entre les systèmes comparés et difficilement quantifiables. Elles ne seront donc pas étudiées dans le cadre de cette étude.

4. Modélisation du système électrique

Cette section détaille la méthodologie employée afin de modéliser les systèmes électriques décrits précédemment pour les périmètres étudiés pour l'année 2025. Le but de cette modélisation est d'obtenir l'impact du déploiement d'installations de production et de stockage sur le système électrique, notamment en termes de consommation de combustibles, et dans certains cas les dimensionnements de ces équipements. Ces résultats sont utilisés dans une deuxième étape pour obtenir les impacts ACV associés à chacun des systèmes.

L'impact d'un moindre soutirage sur le système et d'une potentielle injection réseau liés au déploiement de surplus de capacités solaires en autoconsommation (avec ou sans batterie) est évalué en marginal par rapport au mix électrique du périmètre considéré. Il est donc nécessaire de modéliser un mix de référence pour chacun des périmètres considérés (métropole zone climatique H3, Martinique et la Réunion).

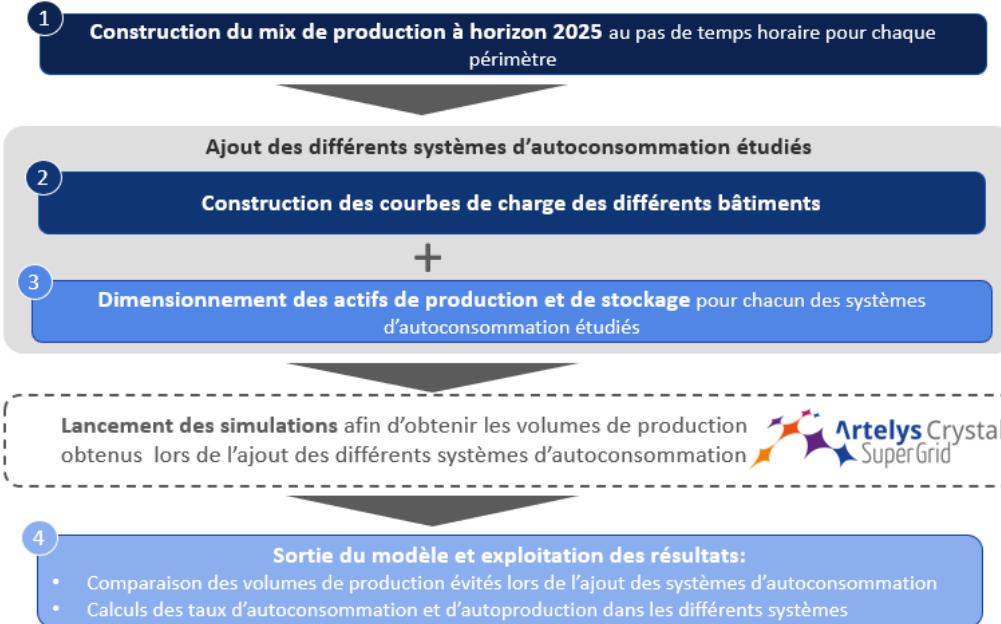
L'outil Artelys Crystal Super Grid est utilisé afin de modéliser le système électrique. Une présentation de l'outil est fournie en Annexe 7.1 - Annexe : Présentation d'Artelys Crystal Super Grid. Le logiciel permet entre autres de modéliser le mix électrique du périmètre étudié afin d'optimiser selon des critères économiques le dispatch et l'utilisation des flexibilités du système. Les données d'entrée nécessaire à cette optimisation du mix sont de manière non exhaustive : les chroniques de demande, les capacités de production, les facteurs de charge et disponibilité des différentes technologies, les capacités flexibilité et d'interconnexion, ainsi que les caractéristiques technico-économiques des différents actifs.

Une fois le mix électrique du périmètre modélisé, le bâtiment étudié ainsi que le système d'autoconsommation associé peut être ajouté afin de connaître son impact sur la production électrique globale du périmètre par technologie.

La modélisation des systèmes électriques se déroule donc en quatre étapes :

1. Modélisation des mix de production électrique prospectifs à l'horizon 2025 pour chacun des périmètres décrits en section 3.2.2 - *Systèmes étudiés*, à savoir la France métropolitaine (qui sera ensuite étudiée via la zone H3), la Martinique et La Réunion. Ce processus est décrit dans la section 4.1 - *Hypothèse des mix prospectifs à horizon 2025*.
2. Construction des courbes de charge pour les différents périmètres et systèmes au pas de temps horaire pour l'année 2025. Cette étape est décrite dans la section 4.2 - *Construction des courbes de charge*.
3. Dimensionnement des actifs de production et de stockage en entrée de modélisation. La méthodologie de dimensionnement est présentée en 4.3 - *Dimensionnement des actifs de production*.
4. Réalisation et analyse des simulations via Artelys Crystal Super Grid, (voir 7.1 - Annexe : Présentation d'Artelys Crystal Super Grid pour une présentation du logiciel). Les résultats et leurs analyses sont présentés dans la section 4.4 - *Résultats et analyse*.

La Figure 3 ci-dessous récapitule les différentes étapes de modélisation des systèmes électriques.



Section 4.1

Section 4.2

Section 4.3

Section 4.4

Figure 3 – Schéma de la méthodologie de modélisation proposée

4.1. Hypothèse des mix prospectifs à horizon 2025

Les mix électriques sont modélisés par simulation des systèmes électriques au pas de temps horaire sur une année, à partir des capacités de production installées, des chroniques temporelles de demande ainsi que d'hypothèses de disponibilités et des coûts de chaque technologie de production. Les technologies de flexibilités sont aussi prises en compte dans la construction de ces mix, que ce soit de la flexibilité de la demande, de la production ou bien de technologies de stockage directement (telles que les batteries stationnaires ou les Stations de Transfert d'Energie par Pompage appelées STEP).

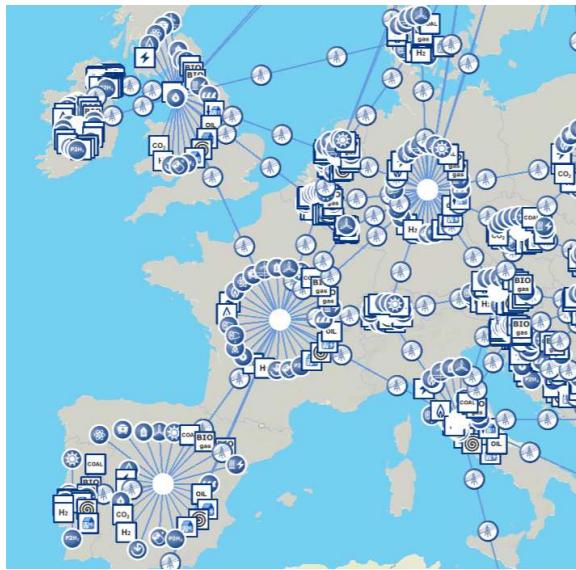
Le choix d'utiliser un mix prospectif pour l'année 2025 et non un mix historique est motivé par plusieurs éléments :

- 2025 correspond à l'année de publication de l'étude. De plus, les mix de capacités installées en 2025 sont documentés et détaillés dans divers documents disponibles (Bilan Prévisionnels d'EDF SEI pour les ZNI, Bilan Prévisionnels de RTE pour la métropole et TYNDP pour les pays européens).
- L'utilisation d'une année future plutôt que d'une année historique permet de créer les chroniques temporelles de production et de consommation à partir d'une année considérée comme moyenne, permettant de diminuer les impacts liés à l'utilisation d'une année climatique réelle qui pourrait donner des chroniques trop spécifiques et non généralisables. Aussi, cela permet de ne pas tenir compte des spécificités techniques liés à l'année choisie : par exemple, la diminution de la production nucléaire en 2022 en métropole est spécifique à l'année 2022 et ne doit pas être prise en compte, notamment pour une étude voulant éclairer des décisions dans un futur proche.

4.1.1. Métropole

Pour la métropole, le mix de référence est basé sur le scénario RTE 2025 du bilan prévisionnel de RTE (RTE, Bilan prévisionnel Edition 2023, 2023).

La métropole étant interconnectée avec le reste de l'Europe, l'impact sur le système électrique d'un déploiement de panneaux solaires en autoconsommation ne se limite pas à la France. Il est donc essentiel de prendre en compte les autres pays européens interconnectés avec la France métropolitaine comme le montre la Figure 4. La métropole est modélisée en un seul noeud, les spécificités régionales ne sont pas prises en compte ici. Il en est de même pour chacun des pays européens. Les données utilisées pour modéliser les différents pays européens proviennent du scénario National Trends 2025 du TYNDP 2022 (ENTSO-E, TYNDP 2022 Scenario Report, 2022).

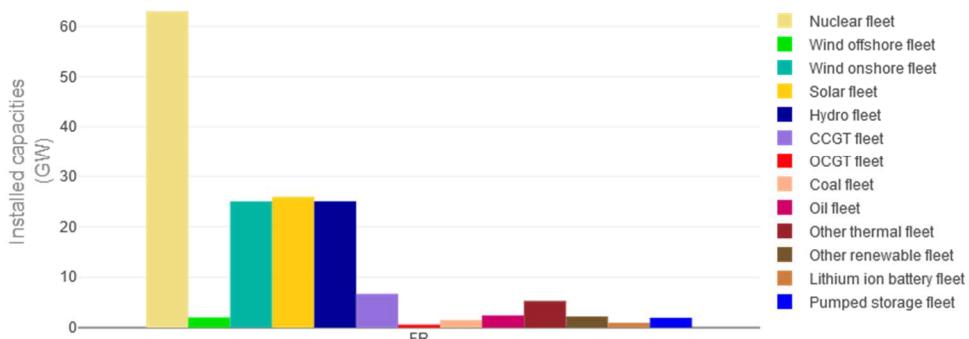


(Source : Sortie Artelys Crystal Super Grid)

Figure 4 – Cartographie du système électrique européen modélisé dans Artelys Crystal Super Grid

4.1.1.1. Modélisation du système électrique français

Les capacités de production estimées pour la France en 2025 sont présentées en Figure 5. Ces capacités de production modélisées sont conformes aux données des Bilans Prévisionnels établis par RTE (RTE, Bilan prévisionnel Edition 2023, 2023). Le nucléaire occuperait une part prépondérante du mix avec près de 40% des capacités installées en France. Les énergies renouvelables représenteraient 50% des capacités installées en 2025, soit 1,3 fois plus qu'en 2022 (les capacités de solaire et d'éolien augmentant respectivement d'environ 60% et 30% entre 2022 et 2025). Les centrales de production thermiques fossiles compteraient pour environ 10% des capacités installées.



(Source : Artelys Crystal Super Grid, à partir des BP23 de RTE)

Figure 5 – Capacités de production d'électricité installées en métropole en 2025³ (GW)

Le volume de production total de la métropole est repris des données des Bilans Prévisionnels établis par RTE, ainsi près de 537 TWh d'électricité seraient produits en France en 2025. 64% de cette production serait d'origine nucléaire et près de 30% d'origine renouvelable. La production d'électricité issue des énergies renouvelables (hydraulique, éolien, solaire, biomasse et autre renouvelable) serait quant à elle multipliée par 1,7 entre 2022 et 2025 (RTE, Bilan prévisionnel Edition 2023, 2023); 40% de cette production renouvelable est supposée issue des centrales hydrauliques.

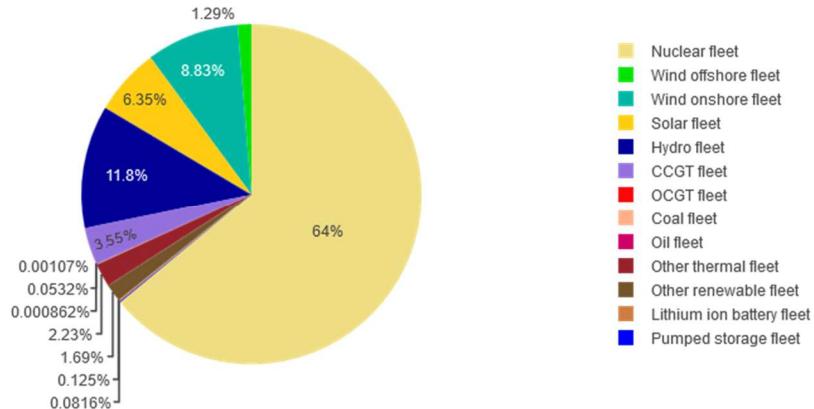
La production renouvelable est déterminée, au pas de temps horaire, à partir des facteurs de charges issus du scénario TYNDP22 NT (ENTSO-E, Pan European Modelling Database (PEMMD) 2.5, 2024). Il en est

3 Précisions sur les capacités installées visibles dans la figure :

Les capacités installées des technologies de production d'électricité à base de gaz s'élèvent au total à 12,6 GW avec 6,7 GW pour les CCGT, 0,6GW pour les TAC (OCGT) et 5,3 GW pour les autres équipements (cogénération et installations diffuses).

Les STEPs sont en partie modélisées dans la branche Hydro fleet, pour obtenir au total 26 GW de capacités installées hydrauliques.

de même pour la disponibilité nucléaire. Ces chroniques horaires sont recalibrées au besoin afin que les volumes de production annuels correspondent aux volumes des Bilans Prévisionnels de RTE. Les centrales fossiles étant des centrales de pointe, seule leur disponibilité est fixée dans le modèle afin que celles-ci puissent ajuster leur production en fonction de la demande mais aussi en fonction de la production et de la demande des autres pays européens interconnectés avec la métropole. Ainsi en 2025 près de 6% de la production d'électricité métropolitaine est supposée être d'origine fossile.



(Source : Sortie Artelys Crystal Super Grid)

Figure 6 – Production d'électricité en métropole en 2025

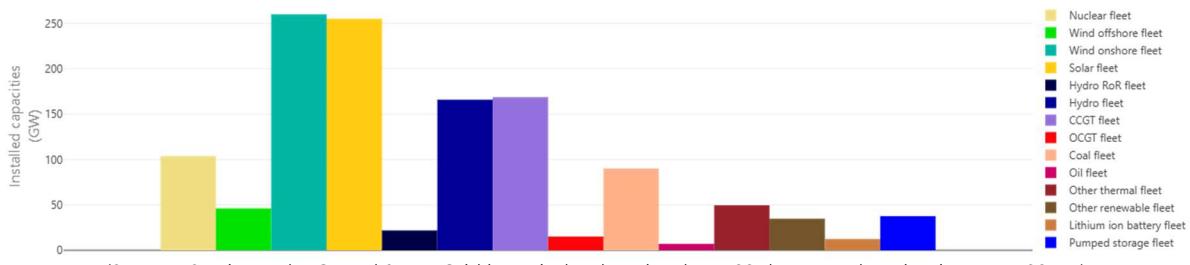
Les capacités d'interconnexion entre la France et les pays voisins sont également reprises des données des Bilans Prévisionnels de RTE disponibles et adaptées avec les données du TYNDP22 NT. Elles sont présentées dans le *Tableau 1*.

	Import (GW)	Export (GW)
Espagne	2,5	3,5
Italie	2,2	4,45
Suisse	1,2	3,7
Allemagne	5,0	5,1
Belgique	4,6	7,4
Luxembourg	0	0,4
Royaume-Uni	4,0	4,0

Tableau 1 – Capacités d'interconnexion à l'import et à l'export entre la métropole et ses pays voisins en 2025

4.1.1.2. Modélisation du système électrique européen

Les mix électriques des pays européens hors France sont modélisés à partir des scénarios National Trends 2025 du TYNDP22 et sont présentés en *Figure 7*. Le photovoltaïque et l'éolien onshore auraient, en Europe, une capacité installée qui serait proche de 260 GW en 2025 (plus de 40% des capacités installées totales en 2025 seraient des capacités de production solaires ou éoliennes). Les centrales thermiques constituerait près de 25% du mix de capacités installées en 2025. Les capacités d'interconnexions entre les pays européens (hors France) sont également reprises du scénarios TYNDP22 NT.



(Source : Sortie Artelys Crystal Super Grid à partir des données des BP23 de RTE et du scénario TYNDP22 NT)

Figure 7 – Capacités de production d'électricité installées en Europe en 2025 (GW)

Les volumes de production des pays européens sont issus du scénario TYNDP22 NT pour l'année 2025 et sont présentés en *Figure 8*. Les facteurs de charge horaires des productions renouvelables ainsi que les

disponibilités horaires nucléaire et thermiques sont également conformes aux données du scénario TYNDP22 NT pour l'année 2025 (ENTSO-E, Pan European Modelling Database (PEMMDB) 2.5, 2024). 54% de l'électricité européenne est estimée d'origine renouvelable en 2025. Les centrales à cycles combinés gaz (CCGT gaz) produiraient près de 20% de l'électricité européenne en 2025 et la production nucléaire près de 18% (plus de 50% de cette production nucléaire serait d'origine française en 2025).

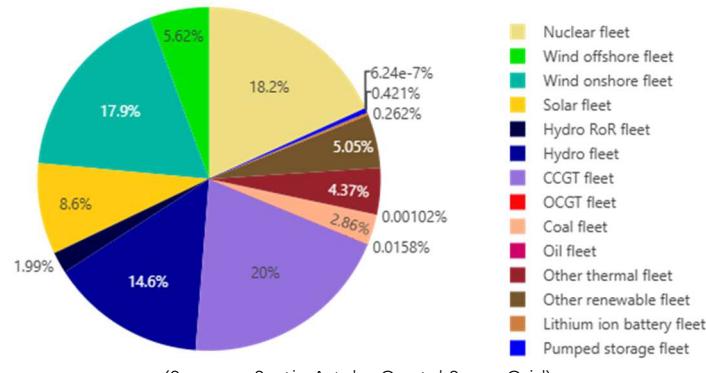


Figure 8 – Production d'électricité en Europe en 2025

Chaque pays modélisé peut ainsi produire de l'électricité afin de la consommer localement ou de la transmettre à un pays voisin. Les pays ont également la possibilité d'importer de l'électricité depuis les pays voisins via les interconnexions. L'équilibre offre-demande est ainsi respecté au pas de temps horaire pour chacun des pays européens. Un exemple du mix de référence pour la métropole au pas de temps horaire, en 2025, est présenté en (Source : Sortie Artelys Crystal Super Grid)

Figure 9.

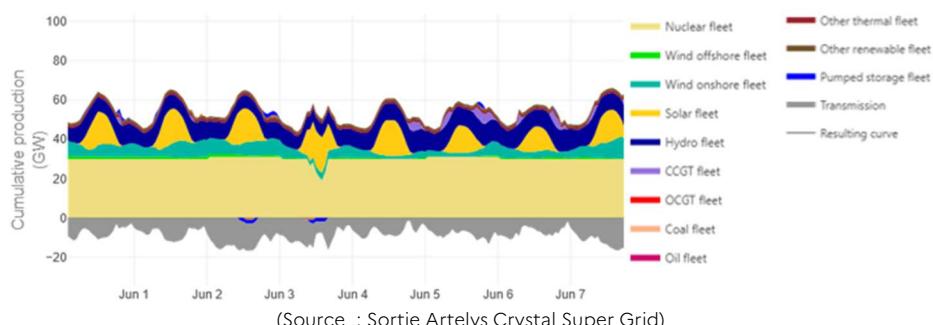


Figure 9 – Mix de référence au pas de temps horaire pour la métropole sur une semaine modélisée en juin 2025

4.1.2. Martinique

Pour la Martinique, le mix de référence est basé sur le scénario Azur pour l'année 2025 du BP23 (EDF SEI, BILAN PRÉVISIONNEL de l'équilibre offre-demande d'électricité en Martinique 2023 - 2028, 2023).

Pour la Martinique, le mix de référence est basé sur le scénario Azur pour l'année 2025 du BP23 (EDF SEI, BILAN PRÉVISIONNEL de l'équilibre offre-demande d'électricité en Martinique 2023 - 2028, 2023).

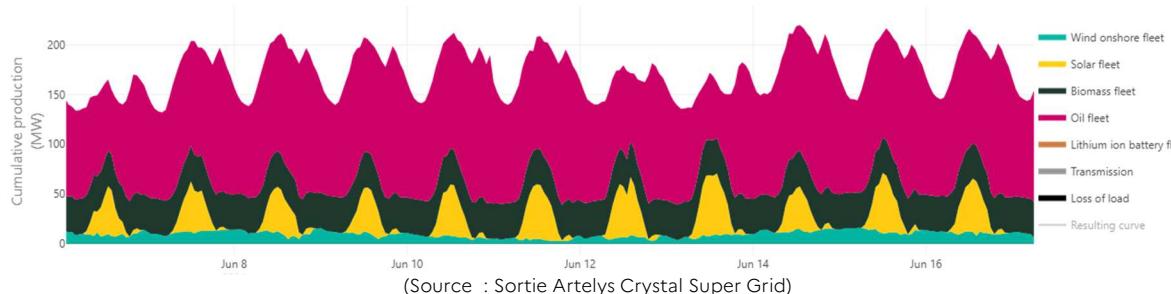


Figure 10 – Mix de référence au pas de temps horaire pour la Martinique en 2025

4.1.2.1. Technologies de production d'électricité d'origine renouvelable pour la Martinique

Pour les différentes technologies de production d'électricité d'origine renouvelable présentes en Martinique (biomasse, éolien, solaire), les facteurs de charge ont été établis à partir des données historiques d'EDF SEI. Les données consolidées concernant la production d'électricité par filière sont disponibles dans l'open data d'EDF SEI pour les années 2017, 2018, 2019 et 2021 au pas de temps horaire.

Pour le solaire et l'éolien, l'allure de la chronique de production utilisée est celle de l'année 2021 car c'est l'année disponible ayant des capacités installées les plus proches de celles de 2025, en plus d'être la même année utilisée pour l'allure de la chronique de demande. Cette allure est ensuite recalibrée afin de correspondre à un facteur de charge moyen de l'année 2022 qui est une année plutôt moyenne et conservatrice pour la production d'électricité à partir du photovoltaïque et de l'éolien⁴.

La chronique de production des centrales à base de biomasse est une chronique moyenne entre les années 2019 et 2021 qui sont les deux années les plus récentes pour lesquelles des données consolidées sont disponibles (la capacité installée des centrales à base de biomasse n'évoluant pas entre 2019 et 2021). Les centrales à base de biomasse tournent en base en Martinique, par conséquent une éventuelle diminution de production d'électricité due au COVID durant l'année 2021 n'affecte pas la chronique de production des centrales à base de biomasse.

4.1.2.2. Technologie de production d'électricité d'origine fossile pour la Martinique

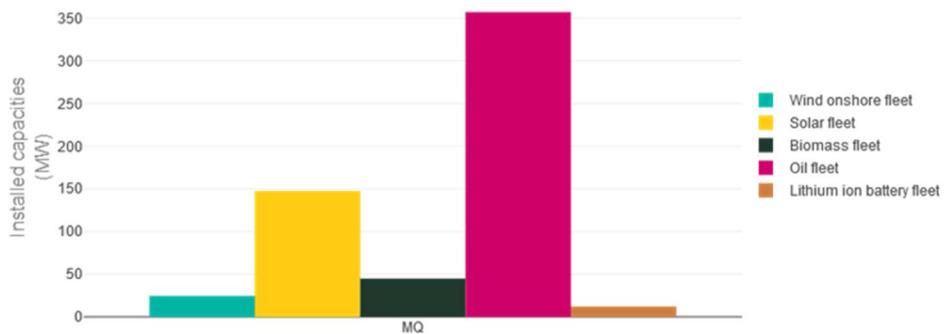
Les centrales de production utilisant des combustibles fossiles sont de deux types en Martinique : les centrales diesel et les turbines à combustion au fioul (EDF SEI, Bilan Prévisionnel 22, 2022). Ces deux types de technologie sont désagrégés dans la modélisation. Les analyses des productions annuels historiques de ces deux actifs permettent de déterminer « l'ordre de mérite » entre ces deux centrales : les centrales diesel sont utilisées en base et les TAC fioul lors des heures de pointe. La disponibilité des centrales diesel est fixée au niveau moyen historique des 5 dernières années. Le fait de fixer la disponibilité de ces centrales (et non leur facteur de charge) permet à ces centrales de pointe de moduler leur production afin de satisfaire l'équilibre offre-demande à tout instant. Ainsi, les turbines à combustion au fioul interviennent ensuite lors des heures de pointe et parfois en journée lorsque la production renouvelable est faible.

4.1.2.3. Mix énergétique modélisé pour la Martinique

En 2025, en Martinique les centrales thermiques fossiles (centrales au diesel et turbines à combustion au fioul sont agrégés sous le nom « *Oil fleet* » dans la (*Source* : Sortie Artelys Crystal Super Grid à partir des BP d'EDF SEI)

Figure 11) représenteraient plus de 60% des capacités installées en 2025 ; même si la capacité installée des centrales diminuerait de près de 17% entre 2023 et 2025 ces systèmes de production devraient rester prépondérants dans le mix des capacités installées martiniquais. Les énergies renouvelables compteraient pour moins de 40% des capacités installées en 2025, plus des deux tiers de ces centrales de production seraient des systèmes de production PV, les autres énergies renouvelables devraient être des centrales à biomasse et des éoliennes terrestres.

⁴ La production d'électricité à partir du PV évolue à la marge entre 2021 et 2022 en Martinique, en revanche la production éolienne de l'année 2021 est très au-dessus de la production des années 2020 et 2022 pour des capacités installées similaires (Source : OpenData EDF SEI)

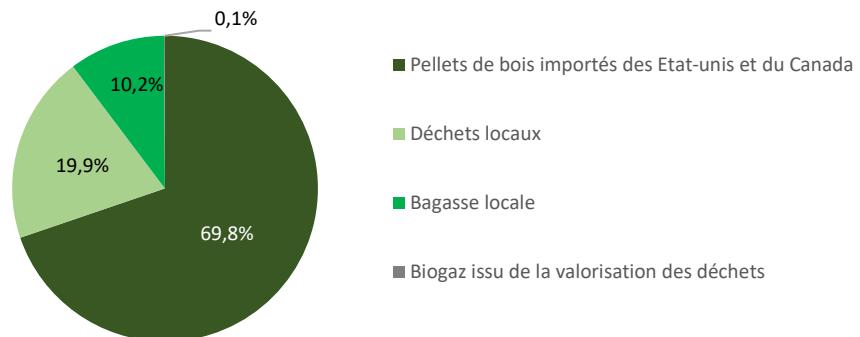


(Source : Sortie Artelys Crystal Super Grid à partir des BP d'EDF SEI)

Figure 11 – Capacités de production d'électricité installées en Martinique en 2025 (MW)

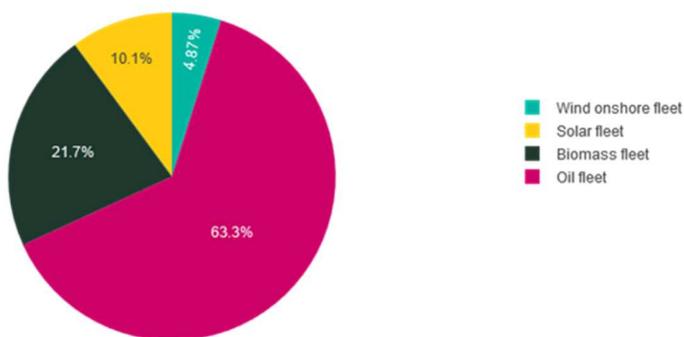
En 2025, d'après le scénario Azur pour l'année 2025 du BP23 (EDF SEI, BILAN PRÉVISIONNEL de l'équilibre offre-demande d'électricité en Martinique 2023 - 2028, 2023), la production électrique totale en Martinique serait très proche de celle de 2023 et atteindrait 1 450 GWh. En 2025, le mix de production électrique martiniquais serait dominé, comme en 2023, par les centrales fossiles (plus de 60% du mix de production) et en particulier par les centrales au diesel représenteraient plus de la moitié de la production électrique martiniquaise en 2025 (même si la production liée à ces centrales diminue de plus de 20% entre 2023 et 2025). La production d'électricité à partir des sources renouvelables serait quant à elle multipliée par 1,3 entre 2023 et 2025 pour atteindre près de 530 GWh. La biomasse compterait pour plus de 20% de la production totale d'électricité en Martinique. La répartition des sources d'approvisionnement pour la production électrique à partir de biomasse est décrite en (Source : OTTEE, Bilan Energétique Martinique 2022, 2024)

Figure 12.



(Source : OTTEE, Bilan Energétique Martinique 2022, 2024)

Figure 12 – Répartition des différentes sources de biomasse en Martinique en 2025



(Source : Sortie Artelys Crystal Super Grid)

Figure 13 – Production d'électricité en Martinique en 2025

4.1.3. La Réunion

Pour La Réunion, le mix de référence est également basé sur le scénario Azur pour l'année 2025 du BP23 (EDF SEI, BILAN PREVISIONNEL de l'équilibre offre-demande d'électricité à La Réunion 2023 - 2028, 2023).

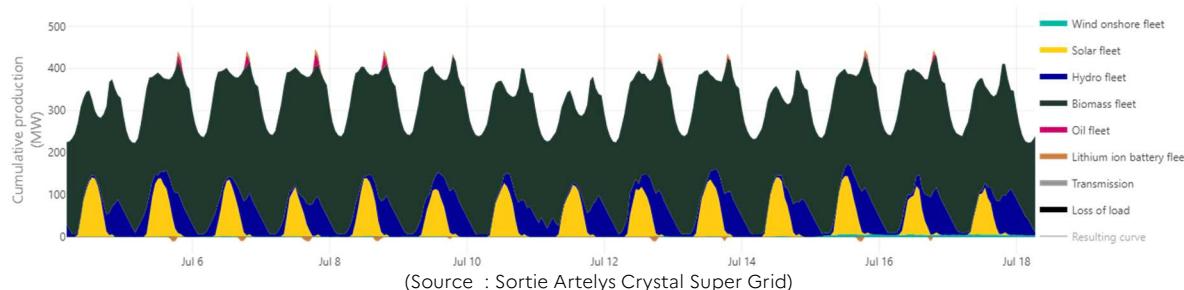


Figure 14 – Mix de référence au pas de temps horaire pour La Réunion en 2025

4.1.3.1. Technologies de production d'électricité d'origine renouvelable

Pour les différentes technologies renouvelables présentes à La Réunion (biomasse, éolien, solaire) hors hydrauliques, les facteurs de charges ont été établies à partir des données historiques d'EDF SEI. Les données consolidées concernant la production d'électricité par filière sont disponibles pour les années 2017, 2018, 2019 et 2021.

Pour le solaire et l'éolien l'allure de la chronique de production choisie est celle de l'année 2021 car c'est l'année disponible ayant des capacités installées les plus proches de celles estimées en 2025, en plus d'être la même année utilisée pour l'allure de la chronique de demande.

Pour La Réunion, la biomasse est désagrégeée en trois types de centrales :

- Les centrales à biomasse solide qui utilisent comme combustibles de la bagasse (locale) ou des pellets de bois (importé des Etats-Unis)
- Les centrales au biodiesel qui utilisent du bioéthanol (importé d'Europe)
- Les centrales au biogaz (local)

Le biogaz, produit localement, intervient en base et sa disponibilité est fixée à partir des données historiques pour La Réunion (Observatoire Energie Réunion, 2024). Les centrales à biomasse solide interviennent également en base, après le biogaz (Observatoire Energie Réunion, 2024). Ces centrales utilisent comme combustibles des pellets de bois et de la bagasse. La bagasse est directement produite à La Réunion et possède donc un coût d'utilisation faible, la quantité maximale disponible est 760kt (énergies renouvelables pour tou.te.s, La transition énergétique dans les zones non-interconnectées de France : l'impasse de l'usage massif de la biomasse importée, 2024). Les pellets de bois sont quant à eux importés des Etats-Unis et du Vietnam représentant un coût de production de l'électricité de 360€/MWh et une quantité maximale d'import fixée à 700kt (énergies renouvelables pour tou.te.s, La transition énergétique dans les zones non-interconnectées de France : l'impasse de l'usage massif de la biomasse importée, 2024). Enfin, les centrales au biodiesel interviennent principalement lors des pointes. Le biodiesel étant importé d'Europe le coût de production d'électricité issue du biodiesel est supérieur au fioul (460€/MWh pour le biodiesel contre 360€/MWh pour le fioul) (énergies renouvelables pour tou.te.s, La transition énergétique dans les zones non-interconnectées de France : l'impasse de l'usage massif de la biomasse importée, 2024).

Les centrales hydrauliques sont calibrées pour respecter le volume de production annuel observé pour l'année 2021 qui est une année moyenne dans les données historiques disponibles. La flexibilité apportée sur le système électrique par les centrales hydrauliques a ensuite été modélisée en se basant sur l'historique de production au pas de temps horaire.

4.1.3.2. Technologie de production d'électricité d'origine fossile

Les centrales fossiles sont de trois types à La Réunion en 2023 (EDF SEI, Bilan Prévisionnel 22, 2022):

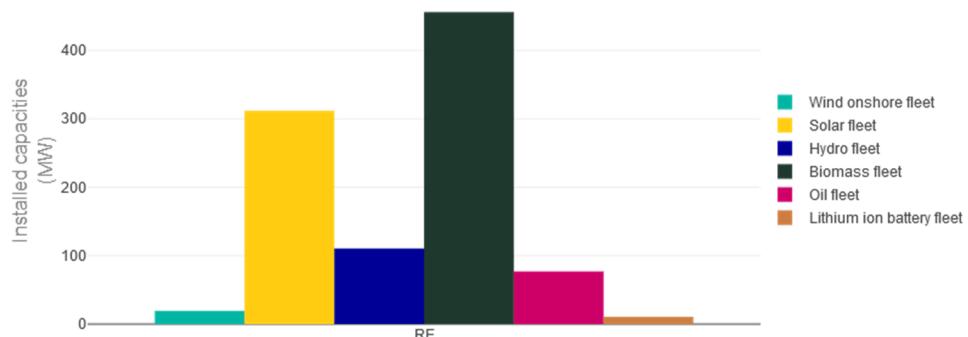
- Les centrales diesel
- Les turbines à combustion au fioul
- Les centrales à charbon.

En 2025 ces centrales de production fossiles seraient pour la plupart remplacées par des centrales de production utilisant la biomasse : les centrales diesel seraient transformées en centrales biodiesel (bioéthanol) et les centrales à charbon en centrales à biomasse solide (bagasse ou pellets de bois). Pour ces 2 types de centrales, plus de détails sont disponibles dans la partie suivante. Seules les turbines à combustion fioul resteraient en service mais leur capacité diminuerait pour atteindre 77 MW en 2025. Ces turbines à combustion seraient encore présentes et auraient pour but de répondre à la pointe en cas de fort besoin capacitaire (énergies renouvelables pour tou.te.s, La transition énergétique dans les zones non-interconnectées de France : l'impasse de l'usage massif de la biomasse importée 2024). Dans le cas des centrales de production fossiles, seule la disponibilité est fixée. Ces centrales de pointe peuvent ainsi moduler leur production afin de satisfaire l'équilibre offre-demande à tout instant.

4.1.3.3. Mix énergétique modélisé pour la Réunion

En 2025, à La Réunion, les énergies renouvelables représenteraient plus de 90% des capacités installées. Parmi ces énergies renouvelables, les centrales biomasse (biomasse solide, biodiesel et biogaz, agrégés sous le nom « *Biomass fleet* » dans la

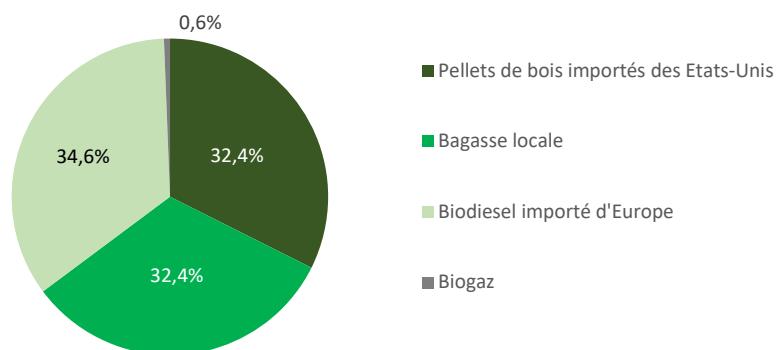
Figure 15) compteraient pour près de 50% des capacités installées. Cela s'explique majoritairement par le fait que la plupart des centrales à charbon et des centrales diesel seraient converties en centrale à biomasse solide et centrales au biodiesel entre 2023 et 2025. Le développement des énergies renouvelables serait également renforcé par l'augmentation de près de 30% des capacités solaire et éoliennes entre 2023 et 2025.



(Source : Sortie Artelys Crystal Super Grid à partir des BP d'EDF SEI)

Figure 15 – Capacités de production d'électricité installées à La Réunion en 2025 (MW)

En 2025, la production électrique totale à La Réunion est estimée proche de celle de 2023 et atteindrait 3 200 GWh. En 2025, le mix de production électrique de La Réunion serait totalement composé de sources de production d'origine renouvelable et en particulier par les centrales biomasse qui constituerait 75% de la production électrique réunionnaise en 2025. La répartition des sources d'approvisionnement pour la production électrique à partir de biomasse est décrite en Figure 16.

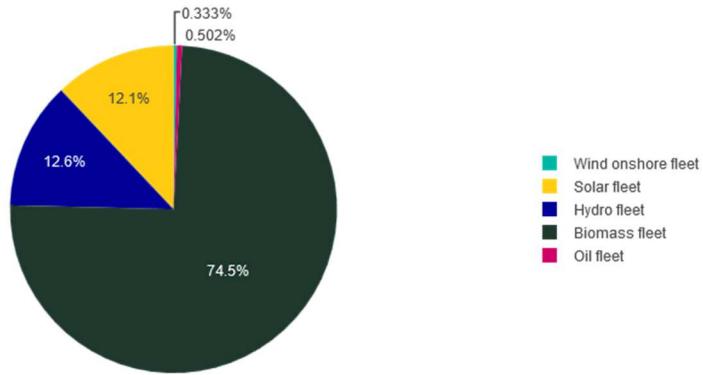


(Source : énergies renouvelables pour tou.te.s, La transition énergétique dans les zones non-interconnectées de France : l'impasse de l'usage massif de la biomasse importée, 2024)

Figure 16 – Répartition des différentes sources de biomasse à La Réunion en 2025

Les sources solaires et hydrauliques représenteraient 12% et 13% du mix de production réunionnais, la part d'éolien serait quant à elle négligeable. Les seules sources de production fossiles restantes seraient

les turbines à combustion au fioul, elles représenteraient moins de 1% du mix de production de La Réunion en 2025.



(Source : Sortie Artelys Crystal Super Grid)

Figure 17 – Production d'électricité à La Réunion en 2025

4.2. Construction des courbes de charge

La deuxième étape de la modélisation électrique est de construire les courbes de charge des bâtiments étudiés dans chacun des périmètres géographiques.

4.2.1. Construction de courbes de charge pour un pavillon résidentiel

4.2.1.1. Courbe de charge pour un pavillon résidentiel en France métropolitaine

Afin de construire les courbes de charge des pavillons résidentiels des trois zones géographiques (métropole – zone H3, Martinique et La Réunion), la même base est utilisée, à savoir l'étude PANEL ELECDOM réalisée par l'ADEME en 2021 (ADEME, 2021). Cette étude recense les consommations des appareils électriques au pas de temps 10 min pour 100 logements⁵ en France métropolitaine entre avril 2019 et avril 2020. Les données sont désagrégées par usages, séparant notamment les usages relatifs au chauffage, à la ventilation, au froid, et à l'électricité spécifique. Les données de l'étude PANEL ELECDOM permettent donc d'obtenir une courbe de charge pour un pavillon résidentiel en France métropolitaine ayant une surface habitable de 90 m². Cette courbe est ensuite recalibrée à l'aide des DJU afin de construire des courbes spécifiques aux trois zones géographiques (métropole – zone H3, Martinique et La Réunion). Ces ajustements sont présentés dans les sections 4.2.1.2 - *Courbe de charge pour un pavillon résidentiel en France métropolitaine en zone H3* et 4.2.1.3 - *Courbe de charge pour un pavillon résidentiel en Martinique et à la Réunion*.

Les profils et volumes concernant la consommation d'électricité pour les usages hors climatisation et chauffage sont issues de l'étude ELECDOM. Cette consommation est considérée comme identique dans les différents périmètres géographiques car non thermosensible. L'hypothèse supplémentaire faite ici est que cette consommation n'évolue pas entre 2020 et 2025.

L'allure de la consommation de chauffage est également reprise de l'étude ELECDOM mais est recalibrée en volume afin de modéliser un bâtiment résidentiel de DPE B ayant un chauffage électrique de type PAC (les logements étudiés dans l'étude ELECDOM n'étant pas tous à chauffage électrique). Cette consommation de chauffage a une valeur de 70kWh/m²/an en 2024 (EDF ENR, 2024). La consommation de chauffage pour un pavillon résidentiel de DPE B est considérée comme constante entre 2024 et 2025. Un bâtiment avec un DPE B a été choisi afin de visualiser plus d'injection sur le réseau lors de la période de chauffe, et donc d'analyser comment la batterie permet de valoriser ce surplus dans les systèmes avec batterie.

L'allure de la consommation de climatisation est obtenue à partir de l'étude ELECDOM : la consommation de froid est corrigée de la consommation de froid en base (consommation de froid lors

5 La surface moyenne des logements étudiés dans cette étude est autour de 90m².

des mois d'hiver) pour obtenir la part de consommation de froid thermosensible qui représente la climatisation. Cette allure est ensuite calibrée afin de représenter un bâtiment ayant un climatiseur fixe consommant près de 300kWh/an (ADEME, 2021) pour un bâtiment de 90 m² de surface habitable. L'hypothèse effectuée ici est que cette consommation n'évolue pas entre 2020 et 2025.

Ces éléments permettent ainsi de constituer une courbe de charge au pas de temps horaire pour un pavillon résidentiel en France métropolitaine ayant une surface habitable de 90m² sur un seul niveau. Le dimensionnement des PV défini en section *4.3.3 - Dimensionnement des systèmes de production dans le cas du pavillon résidentiel* devra s'assurer que la surface de PV installée est cohérente avec la surface du toit. Ainsi on s'assurera que la surface PV installée est inférieure à la moitié de la surface habitable du pavillon résidentiel.

4.2.1.2. Courbe de charge pour un pavillon résidentiel en France métropolitaine en zone H3

La courbe de charge pour un pavillon résidentiel en zone H3 est calibrée à partir de la courbe de charge de la France métropolitaine au pas de temps horaire construite dans la section *4.2.1.1 - Courbe de charge pour un pavillon résidentiel en France métropolitaine*.

Pour cela, les consommations de climatisation et de chauffage établies pour la France métropolitaine sont multipliées par le rapport des DJU climaticiens/chauffagistes de la zone H3 (CEGIBAT, 2024) et de la France métropolitaine pour chaque mois de l'année.

Cela permet alors d'obtenir une courbe de charge pour un pavillon résidentiel situé en zone H3.

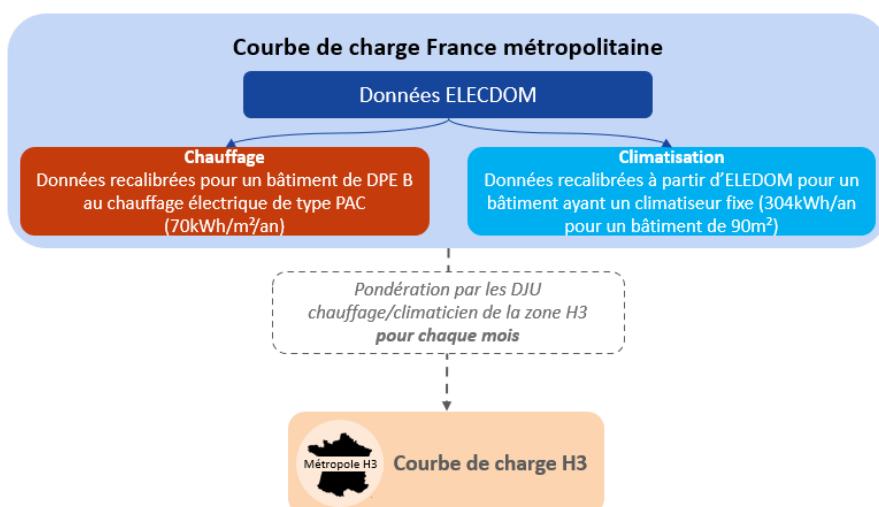


Figure 18 – Schéma récapitulatif de la création de la courbe de charge pour un pavillon résidentiel en zone H3

4.2.1.3. Courbe de charge pour un pavillon résidentiel en Martinique et à la Réunion

La construction des courbes de charge pour la consommation de chauffage d'un pavillon en Martinique et La Réunion est identique à celle de la France métropolitaine : la consommation de chauffage obtenue pour la France métropolitaine est multipliée par le rapport des DJU chauffagistes de la Martinique/La Réunion et de la France métropolitaine pour chaque mois de l'année.

La consommation de climatisation en ZNI étant très importante par rapport à la métropole, celle-ci ne peut être reconstruite directement à partir de la consommation en métropole. Une méthode différente est utilisée ici :

- Un profil de consommation de climatisation est défini pour un mois type
- Ce profil est ensuite multiplié par les DJU de chaque ZNI pour chaque mois permettant l'obtention d'une courbe spécifique à chaque mois de l'année.
- La courbe obtenue est ensuite recalibrée pour retomber sur la consommation totale annuelle de climatisation pour chacune des ZNI donnant ainsi la consommation annuelle de climatisation au pas de temps horaire.

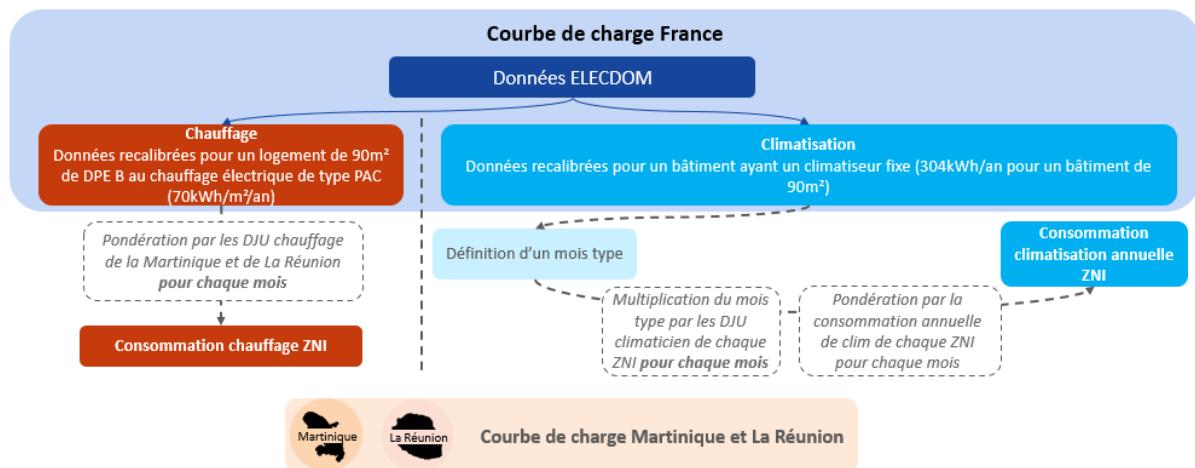


Figure 19 – Schéma récapitulatif de la création de la courbe de charge pour un pavillon résidentiel en Martinique et à La Réunion

4.2.1.4. Consommations annuelles des trois périmètres géographiques

La consommation d'électricité spécifique est considérée comme identique dans tous les périmètres géographiques car non thermosensible. La différence de consommation d'électricité en zone H3 et en ZNI s'explique donc majoritairement par le fait que la consommation de chauffage en Martinique et à La Réunion est négligeable, même si la consommation de climatisation en Martinique et à La Réunion est bien supérieure à celle de la zone H3.

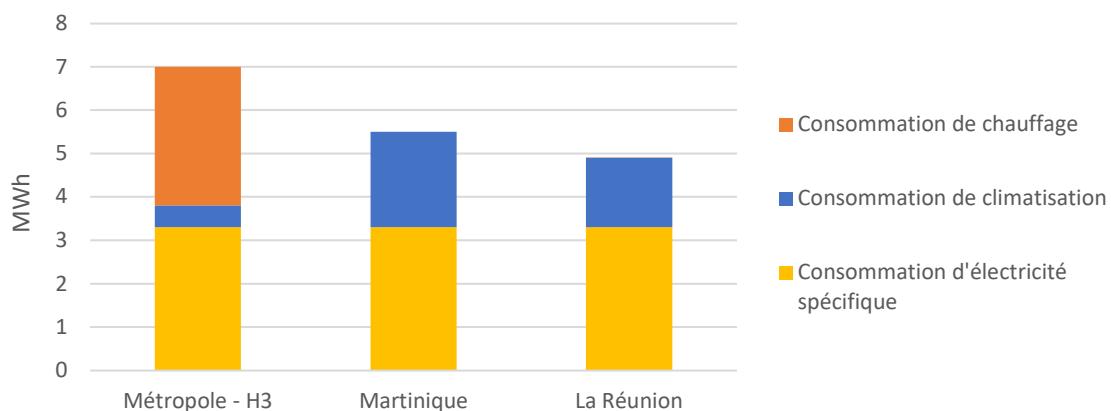


Figure 20 – Consommations annuelles (MWh) par usage pour les pavillons résidentiels des trois périmètres géographiques

4.2.2. Construction de courbes de charge pour un immeuble de bureau

La construction des courbes de charge pour les immeubles de bureau dans les 3 périmètres géographiques débute par l'obtention de données réelles qui sont ensuite recalibrées afin de modéliser un bâtiment performant énergétiquement.

Dans chacun des périmètres, l'immeuble modélisé est un immeuble sur 4 niveaux avec une surface utile totale de 1000m², soit une surface au sol de 250 m². Les panneaux solaires sont installés sur ombrières, sur le foncier des parkings de véhicules, avec une orientation bien adaptée.

4.2.2.1. Courbe de charge pour un immeuble de bureau en France métropolitaine en zone H3

La courbe de consommation est construite à partir des données horaires de consommation d'électricité des bâtiments tertiaires pour la région Provence Alpes Côte d'Azur issues de l'opendata d'ENEDIS (ENEDIS, 2024) et de la consommation annuelle d'un immeuble de bureau qui se trouve à la frontière entre un DPE C et D ce qui correspond à une **consommation d'énergie primaire de 210 kWhEP/m²/an** (Ministère de la Transition Ecologique, 2024). Le choix de considérer des bureaux ayant un DPE entre C et D est motivé par la volonté de représenter un segment pertinent de bâtiments tertiaires, propices à l'apparition de surplus solaire, proposant ainsi de visualiser un effet intéressant à étudier pour la batterie. Le choix est ainsi fait d'étudier un bâtiment performant énergétiquement qui est susceptible d'avoir un surplus PV conséquent à injecter dans le réseau ou dans une batterie dédiée. **Cette consommation d'énergie primaire correspond à une consommation d'électricité finale de 91 kWhEF/m²/an** en considérant un ratio de 2,3 pour le passage de l'énergie primaire à l'énergie finale, le bâtiment considéré ne consommant que de l'électricité (Ministère de la transition écologique, RE2020, 2020).

4.2.2.2. Courbe de charge pour un immeuble de bureau en Martinique et à la Réunion

La courbe de charge initiale pour les périmètres de la Martinique et de La Réunion sont construites à partir de bâtiments réels issus des données internes fournies par l'ADEME. Les bâtiments réels sont des bâtiments assez décevants d'un point de vue performance énergétique (entre 130 et 150 kWhEF/m²/an), dont la consommation énergétique principale est due à la climatisation.

4.2.2.3. Consommations annuelles des trois périmètres géographiques

Les courbes finales de chacun des périmètres sont obtenues en recalibrant la consommation annuelle de l'immeuble de bureau des périmètres Martinique et La Réunion pour obtenir une consommation d'électricité annuelle identique au périmètre France métropolitaine – zone H3. Ici, on s'intéresse à des bâtiments performants énergétiquement non représentatif du parc de bâtiments tertiaires présents en Martinique et à la Réunion. En effet, on étudie des immeubles de bureaux aux caractéristiques énergétiques semblables, plus susceptibles d'avoir un surplus PV conséquent, permettant une analyse simplifiée de l'ajout d'une batterie. Pour les trois périmètres géographiques, le niveau de consommation étudiée est donc un niveau de consommation correspondant à un immeuble de bureau à la frontière entre un DPE C et D en métropole, soit une consommation d'électricité finale de **91 kWh/m²/an**, soit 91 MWh/an dans les trois périmètres géographiques.

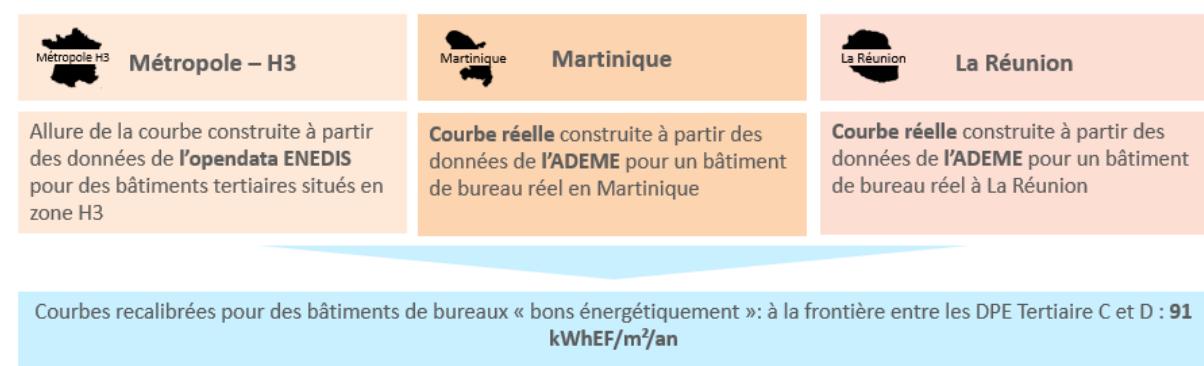


Figure 21 – Schéma récapitulatif de la construction des courbes de charge pour les immeubles de bureau

4.3. Dimensionnement des actifs de production

La troisième étape consiste à modéliser les différents équipements permettant l'autoconsommation. Les différents systèmes de production qui sont modélisés dans ce cas sont :

- (0) Aucun actif n'est ajouté, le bâtiment consomme l'électricité sur le réseau.
- (1) Un système de production PV qui permet au bâtiment d'autoconsommer.

- (2) Un système de production PV couplé à une batterie afin de maximiser l'autoconsommation du bâtiment⁶.

Les dimensions des différents systèmes d'autoconsommation sont fixées en entrée de la modélisation.

4.3.1. Profil de production du PV

Les profils de production sur lesquels l'étude s'appuie pour les systèmes faisant intervenir des panneaux photovoltaïques (systèmes (1) et (2)) sont les suivants :

- Dans le cas de La Réunion et de la Martinique, les données historiques de la production solaire de l'île issues de l'open data d'EDF SEI sont utilisées. Ce sont également ces données qui ont été utilisées afin d'établir le mix électrique des deux ZNI⁷.
- Dans le cas de la métropole, des données de productible spécifiques à la région Provence Alpes Côte d'Azur (PACA, située en zone H3) pour l'année 2019 ont été utilisées. Ces données sont désagrégées en deux types d'installation PV :
 - PV sur petite toiture résidentielle ;
 - PV « utility scale » (au sol et sur ombrières).
- Le choix de l'année 2019 est motivé par plusieurs critères :
 - L'année 2019 est une année moyenne d'un point de vue de la disponibilité solaire en région PACA⁸. Ainsi le cas est le plus représentatif possible et ne tient pas compte des météos extrêmes ;
 - Les courbes de charge construites dans le cas de la zone H3 datent aussi de l'année 2019.

Le solaire résidentiel, étant contraint notamment en termes d'exposition et d'inclinaison des panneaux solaires, possède une disponibilité légèrement plus faible que les panneaux pouvant être installés sur sol ou sur ombrière par exemple. Dans le cas de la région PACA, un ratio de 0,95 entre le facteur de charge moyen annuel du solaire sur toiture résidentielle et du solaire « utility scale » est constaté. **Ce ratio entre le PV sur toiture résidentielle et sur sol/ombrière est repris dans le cas des ZNI.**

Dans le cas de l'immeuble de bureau, les panneaux solaires sont supposés être installés sur ombrières, sur le foncier des parkings de véhicules, avec une orientation bien adaptée. En effet, le manque de place pour installer le PV sur les toitures et le moindre productible des PV sur toiture rendent moins intéressants, d'un point de vue énergétique, ce type d'installation comparé à de l'installation de PV sur ombrières de parkings. Le facteur de charge « utility scale » est donc repris comme référence pour le PV sur ombrières dans le cas des immeubles de bureau.

Les hypothèses du nombre d'heures d'ensoleillement considéré pour chaque système sont résumées dans le tableau ci-dessous.

<i>Ensoleillement (h)</i>	<i>Pavillon résidentiel</i>	<i>Immeuble de bureau</i>
<i>Métropole – zone H3</i>	1 495	1 559
<i>Martinique</i>	1 332	1 393
<i>La Réunion</i>	1 182	1 233

Tableau 2 – Nombre d'heures d'ensoleillement équivalentes considérées pour chaque système

Note sur l'injection du surplus :

Dans les différents systèmes d'autoconsommation étudiés, les actifs de production ont la possibilité d'injecter le surplus PV lorsque celui-ci n'est pas consommé par le bâtiment et lorsque la batterie est pleine afin d'éviter l'écrêttement.

6 Le système (3) n'a été étudié comme une variante uniquement en métropole et est présenté en partie 4.4.3.

7 Pour la Martinique, le productible a été réhaussé en se basant sur des données de l'ADEME, les données disponibles sur l'open data d'EDF SEI surestiment les capacités installées et donc diminuent le productible annuel. Les heures d'ensoleillement retenues sont présentées dans le Tableau 2.

8 Lors de la réalisation de l'étude, les données de production solaire horaire consolidées sont disponibles pour les années 2011 à 2019.

Note sur la prise en compte des pertes réseau :

Les pertes sur le réseau de distribution et de transport sont prises en compte lors de la modélisation. Ces pertes représentent environ 7% de l'énergie transmise entre 2016 et 2022, elles peuvent être dues à l'effet joule, aux conditions climatiques ou encore au passage du courant dans les différents postes de transformation (Ministère de la transition écologique, SDES, Bilan de l'énergie, 2022). La valeur retenue dans le modèle pour les pertes sur les réseaux de distribution et de transport est donc 7%. La même valeur de pertes sur les réseaux est utilisée pour les périmètres géographiques de la Martinique et de la Réunion.

4.3.2. Caractéristiques de la batterie pour les systèmes

Dans l'ensemble de l'étude, les batteries ont les caractéristiques suivantes (certaines de ces données sont issues de rapports, d'autres ont pu être validées lors des différents échanges et COTECH, notamment avec le CEA-LITEN) :

- Les batteries Lithium-Ion comme celles utilisées dans tous les systèmes de ce cas d'étude ont une profondeur de décharge (Depth of Discharge, DoD) qui varie généralement entre 80% et 100%, même s'il est généralement recommandé de ne pas dépasser 80% afin d'assurer la pérennité de la batterie (ECOFLOW, 2023). **Dans l'ensemble de l'étude le DoD de la batterie est choisi égal à 80%** afin de modéliser un état de charge (State of Charge, SoC) de la batterie pouvant varier de 10% à 90% de sa capacité totale.
- La durée de vie des batteries Lithium-Ion est de 15 ans (vieillissement calendaire) et 6 000 cycles (vieillissement par cyclage)⁹.
- La batterie a un rendement aller-retour de 85%, (NREL, 2021). Son efficacité en entrée et en sortie est de 92,2%¹⁰.
- L'état de la batterie (State of Health, SoH) se dégrade au cours du temps. Plus la batterie effectue de cycles, plus sa capacité réelle diminue. Dans l'ensemble de l'étude il est supposé qu'après 15 années d'utilisation, la batterie à un SoH de 70%. Les capacités affichées dans ce rapport sont les capacités à l'année 0, lors de l'installation de la batterie.
- Le rapport entre la capacité installée (kWh) et la puissance de raccordement (kW) des batteries est considérée comme égale à 2h pour le résidentiel et le tertiaire.
- L'ajout des batteries dans les systèmes de production nécessite l'ajout de systèmes auxiliaires permettant le fonctionnement optimal de ces batteries lorsqu'elles sont installées en extérieur (ventilation, systèmes de refroidissement, etc.) (Rancilio, 2019). Ces systèmes auxiliaires ont une consommation qui dépend notamment de la température extérieure, et de la vitesse de charge/décharge de la batterie (C-rate). Le C-rate correspond au rapport entre le courant de charge/décharge en kW et la capacité de la batterie en kWh. Une consommation auxiliaire proportionnelle au C-rate et à la température de chaque site est donc ajoutée dans le cas des immeubles de bureau. La valeur de la consommation auxiliaire est définie grâce aux données de la littérature (Rancilio, 2019) et aux données météorologiques de chaque site étudié (météo.data.gouv, 2025) pour les cas des sites tertiaires. Cette consommation auxiliaire n'a pas été ajoutée dans le cas des pavillons résidentiels car les batteries étant de plus petite taille, elles sont généralement stockées à l'intérieur du pavillon et ne sont pas équipées de système de climatisation. L'hypothèse faite ici est donc que, dans le cas des pavillons résidentiels, la consommation auxiliaire des batteries est incluse dans le rendement des batteries.

4.3.3. Dimensionnement des systèmes de production dans le cas du pavillon résidentiel

Le dimensionnement des actifs de production dans le cas des pavillons résidentiels est identique pour les 3 périmètres géographiques considérés.

⁹ Cette durée de vie est une hypothèse conservatrice, et a été décidée lors des échanges avec les différents acteurs de l'étude, notamment le CEA-LITEN lors des COTECH.

¹⁰ La filière évoluant très rapidement, l'hypothèse effectuée ici est une hypothèse plutôt conservatrice, ce rendement peut également varier légèrement au cours de la durée de vie de la batterie.

	Système (1) Autoconsommation PV	Système (2) Autoconsommation PV + Batterie
Surface de PV sur toiture (m ²) ¹¹	26	26
Puissance PV (kWc) ¹²	6	6
Batterie	-	10kWh/5kW

Tableau 3 – Dimensionnement des actifs de production pour les pavillons résidentiels

Les dimensionnements du PV dans les systèmes (1) et (2) sont les dimensions habituellement observées dans le cas d'un système d'autoconsommation avec injection du surplus dans le secteur résidentiel (France Territoire Solaire, 2024)¹³. La capacité de PV installée correspond à une surface d'environ 26m² et est donc cohérente avec la surface de la toiture du pavillon résidentiel définie en section 4.2.1 - *Construction de courbes de charge pour un pavillon résidentiel*. La dimension de la batterie provient de recueil d'information auprès des professionnels du secteur pour les batteries utilisées dans un système d'autoconsommation dans le secteur résidentiel. Les batteries installées ont les caractéristiques décrites en section 4.3.2.

4.3.4. Dimensionnement des systèmes de production dans le cas des immeubles de bureau

Le dimensionnement des systèmes d'autoconsommation (1) et (2) dans le cas des immeubles de bureau est calibré à partir des courbes de charge et de disponibilité du PV pour chacun des périmètres.

Le PV est fixé sur ombrrière sur l'aire de stationnement de chacun des bâtiments tertiaires étudiés permettant ainsi une exposition optimale. **La surface de PV à installer est fixée de telle sorte à permettre un surplus solaire¹⁴ dépassant les 20kWh sur 100 jours ouvrés**. Le dimensionnement PV ne sera donc pas le même pour chaque site. Le critère de dimensionnement en volume de surplus journalier de 20kWh est choisi ici de manière arbitraire. L'utilisation d'un critère de 30% de la surface de toit a été initialement choisi en cohérence avec l'application du décret tertiaire en 2025 pour les immeubles de bureaux de 1000m². Cependant, avec les courbes de charge et les chroniques s'ensoleillement utilisées, ce critère ne permettait pas d'obtenir un surplus de production PV, rendant non pertinente l'étude de l'installation de batteries dans le système d'autoconsommation. Par conséquent, le critère de surplus PV de 20kWh sur 100 jours ouvrés a été finalement choisi afin d'étudier l'impact l'ajout d'une batterie sur le système d'autoconsommation. Le critère de dimensionnement se base sur 100 jours ouvrés et non sur 100 jours au total, afin de ne pas prendre en compte dans le dimensionnement de la batterie les jours de week-ends qui sont usuellement excédentaires en production PV (la consommation de l'immeuble de bureau étant plus faible durant le week-end). La batterie est ensuite dimensionnée afin de permettre une autoconsommation à 100% lors des jours ouvrés.

Les batteries installées ont les caractéristiques décrites en section 4.3.2 - *Caractéristiques de la batterie pour les systèmes*.

Les dimensions de chaque actif dans chaque périmètre sont résumées dans le tableau ci-dessous.

	Métropole		La Réunion		Martinique	
	(1) PV	(2) PV + Batterie	(1) PV	(2) PV + Batterie	(1) PV	(2) PV + Batterie
Surface de PV sur ombrrière (m ²)	122	122	230	230	189	189
Puissance PV (kWc)	28	28	53	53	43,5	43,5
Capacité et puissance batterie	-	84 kWh / 42 kW	-	80 kWh / 40 kW	-	96 kWh / 48 kW

Tableau 4 – Dimensionnement des actifs de production pour les immeubles de bureau

La surface de toiture disponible pour les panneaux photovoltaïques est proche de 125m², approximativement la moitié de la surface totale de toiture du bâtiment tertiaire en

¹¹ Une puissance d'environ 230W_c/m² est prise en compte

¹² La puissance indiquée pour le PV est la puissance en courant alternatif (AC) mesurée au compteur PV

¹³ Dans son rapport trimestriel, France Territoire Solaire, affirme que les installations entre 0 et 6 kW représentent 93% du parc d'installations en autoconsommation avec injection de surplus dont 17800 installations entre 0 et 3 kW et 23000 entre 3 et 6 kW.

¹⁴ Le surplus PV est exprimé en kWh. Le surplus PV est calculé pour chaque heure de la journée, il est égal à la production PV moins la consommation du bâtiment.

métropole – zone H3. En ACV, les systèmes de la Métropole sont donc modélisés par des panneaux sur toiture ; une étude de sensibilité entre panneau photovoltaïque sur toiture et sur ombrière est réalisée en Martinique, et présentée en Annexe 7.8 ; les systèmes de La Réunion sont considérés sur toiture en conséquence de l'étude de sensibilité.

4.4. Résultats et analyse

Les modélisations des systèmes détaillés dans les sections précédentes permettent d'obtenir les résultats du système électrique à utiliser en entrée de la modélisation ACV. Les résultats utilisés en entrée de la modélisation ACV sont :

- Le dimensionnement des systèmes d'autoconsommation : batterie et PV qui sont détaillés en section 4.3 ;
- La variation de production des actifs de production d'électricité du périmètre considéré lors de l'ajout des systèmes d'autoconsommation ;
- Le nombre de cycles effectués par la batterie sur une année afin d'évaluer son vieillissement et sa durée de vie.

Note sur l'interprétation des résultats :

L'impact du moindre soutirage sur le système et de la potentielle injection réseau est évalué en marginal par rapport au mix de production du périmètre considéré. Les résultats affichés comparent, pour chaque actif de production du mix électrique, la production dans le cas où aucun système d'autoconsommation n'est présent sur le pavillon résidentiel/immeuble de bureau (0) et la production dans le cas où le système d'autoconsommation (1), (2) (et (3) dans le cas de la zone H3) est présent.

Dans le cas de la métropole – zone H3, l'ajout des systèmes permettant l'autoconsommation entraîne des répercussions sur l'Europe entière. Les résultats sont agrégés par technologies sur tous les pays européens interconnectés avec la France.

Dans chacun des systèmes faisant apparaître des batteries, le nombre de cycles effectués par la batterie Lithium-ion est calculé de la manière suivante :

$$N_{cycles} = \frac{Production}{Capacité * Efficacité en sortie}$$

- Production* : la production cumulée de la batterie en kWh sur l'année modélisée ;
- Capacité* : la capacité de la batterie en kWh ;
- Efficacité en sortie* : l'efficacité en sortie de la batterie qui est fixée à 92,2% pour tous les systèmes.

Note sur l'approche différentielle des calculs et résultats :

Les résultats montrés, que ce soit en sortie de la modélisation électrique ou de l'ACV, sont uniquement en différentiel entre la situation *avec* système d'autoconsommation et *sans* système d'autoconsommation, s'affranchissant de la partie commune entre les deux systèmes, qui n'est pas évaluée (production commune des centrales électriques, transformation, distribution, etc.). Si l'on appelle S_0 la situation de référence *sans* système d'autoconsommation et S_1 , S_2 et S_3 respectivement les situations *avec* les systèmes d'autoconsommation 1, 2 et 3, les résultats montreront les valeurs électriques et les impacts environnementaux de $(S_1 - S_0)$, $(S_2 - S_0)$ et $(S_3 - S_0)$. En comparant $(S_i - S_0)$ à $(S_k - S_0)$, on compare S_i à S_k , puisque $(S_i - S_0) - (S_k - S_0) = S_i - S_k$.

L'approche différentielle permet de répondre à l'objectif de l'étude, comparer les situations *avec* et *sans* système d'autoconsommation, par une modélisation ACV plus légère, qui n'a pas besoin de prendre en compte toute l'infrastructure de production et du réseau commun entre tous les systèmes.

4.4.1. Pavillon résidentiel

Les sections suivantes détaillent les résultats de la simulation avec le logiciel *Artelys Crystal Super Grid* obtenus pour le pavillon résidentiel dans chacun des périmètres géographiques.

4.4.1.1. Métropole (Zone H3)

Dans le cas où la batterie n'est pas présente (1), le surplus PV est immédiatement injecté sur le réseau au moment de sa production, et le système d'autoconsommation impacte le système uniquement pendant les heures de production PV (de 6h à 18h en moyenne). Durant le reste de la journée, le pavillon résidentiel doit consommer sur le réseau, y compris durant les heures de pointe.

L'ajout de la batterie dans le système (2) permet en partie au pavillon résidentiel de pouvoir consommer l'énergie stockée dans la batterie lors des heures de pointes et donc de diminuer la consommation au moment où des centrales de pointe comme les centrales charbon sont en activité. La (*Source* : Sortie Artelys Crystal Super Grid) ci-dessous illustre le comportement du système d'autoconsommation (2).

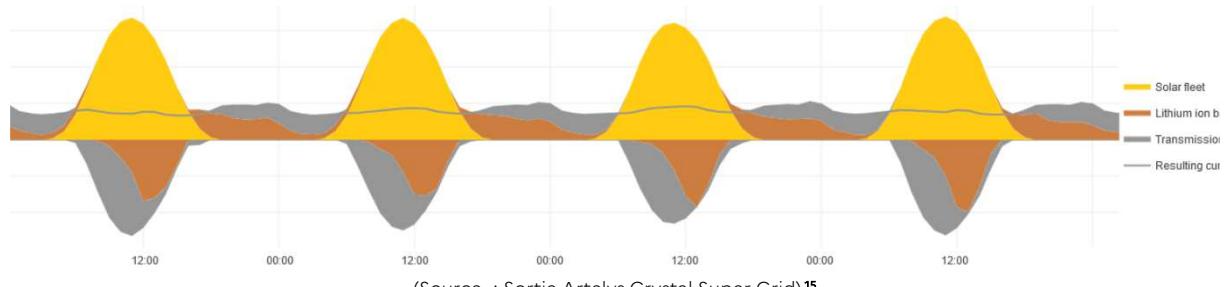


Figure 22 – Illustration du comportement du système d'autoconsommation (2) dans le cas du pavillon résidentiel en zone H3 sur 4 jours moyens

Les résultats principaux de la simulation réalisée sont disponibles dans le Tableau 5 ci-dessous.

En MWh ¹⁶	PV	PV + Batterie
Consommation totale	7,0	7,0
Production PV totale	9,0	9,0
Injection sur le réseau	6,3	3,7
Consommation du réseau	4,3	2,2
Energie produite par la batterie	-	2,2
Pertes de la batterie	-	0,4

Tableau 5 – Résultats de la simulation dans le cas d'un pavillon résidentiel en métropole en zone H3

La batterie du pavillon résidentiel dans le système (2) effectue dans l'année près de **293 cycles équivalents complets**, cela signifie qu'un cycle est effectué plus de quatre jours sur cinq, avec un effet sur le vieillissement qui est intégré dans l'ACV.

L'ajout de la batterie permet de consommer une part plus importante de l'énergie PV produite par l'installation domestique et ainsi de renforcer l'indépendance énergétique du bâtiment : une plus grande partie de l'électricité consommée par le bâtiment est aussi produite par le bâtiment.

¹⁵ Le terme Transmission dans la légende fait référence à l'énergie consommée depuis le réseau (valeur positive) et l'énergie injectée sur le réseau (valeur négative).

¹⁶ Les valeurs numériques affichées dans ce tableau sont arrondies au dixième. Ces arrondis peuvent expliquer les différences observées lorsque qu'on tente de retrouver une valeur à partir des autres.

	(1) PV	(2) PV + Batterie
Autoconsommation utile ¹⁷	30%	54%
Autoproduction ¹⁸	39%	68%

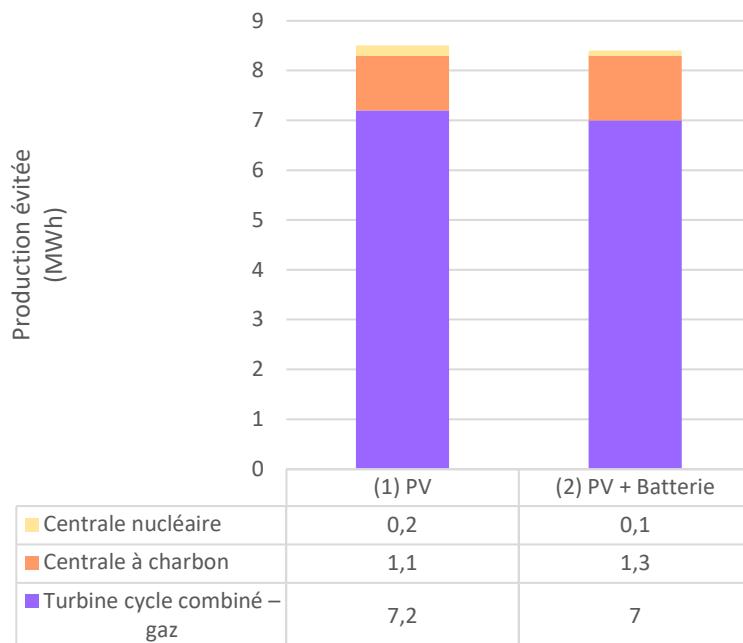
Tableau 6 – Taux d'autoconsommation et d'autoproduction dans le cas du pavillon résidentiel en métropole

Dans le cas du pavillon résidentiel en zone H3, l'ajout des systèmes d'autoconsommation PV (1) et PV + Batterie (2) entraîne une diminution de la production des turbines cycle combiné à gaz (CCGT), des centrales à charbon et des centrales nucléaires dans une moindre mesure. Les productions évitées sont des productions évitées à l'échelle de l'UE et pas seulement de la France métropolitaine.

Les batteries décentralisées n'évitent pas l'écrêtement des énergies renouvelables, car elles ne peuvent pas consommer de l'énergie depuis le réseau pour se remplir. L'ajout de la batterie ne permet donc pas de modifier le productible additionnel disponible pour le bâtiment.

De plus l'ajout d'une batterie entraîne de légères pertes supplémentaires liées au cyclage de la batterie. Ces pertes sont partiellement compensées par la diminution des pertes réseaux liées à la diminution de l'injection. Ainsi, le volume total de production évitée à l'échelle européenne est plus faible dans le système (2) que dans le système (1).

Néanmoins la diminution de production est répartie différemment selon la présence d'une batterie ou non dans le système d'autoconsommation. L'ajout d'une batterie permet d'utiliser la production PV de manière déphasée et donc de diminuer l'utilisation des centrales à charbon lors des périodes de pointe. Ainsi, l'ajout d'une batterie permet de remplacer plus de centrales à charbon que de turbines à cycles combinés à gaz.



(Source : Sortie Artelys Crystal Super Grid)

Figure 23 – Production évitée en MWh lors de l'ajout des systèmes d'autoconsommation dans le cas du pavillon résidentiel en zone H3

L'augmentation de production fatale PV, dans le cas du système (1), entraîne des besoins en stockage centralisé en hausse afin de valoriser au mieux le surplus solaire, principalement porté par les STEP. Dans le cas où la batterie est présente dans le système d'autoconsommation (système (2)), les stockages centralisés du mix électrique européen sont moins sollicités que dans le système (1).

17 L'autoconsommation utile PV est définie comme le ratio entre l'électricité produite par le système d'autoconsommation qui est directement consommée par le bâtiment et la production totale du bâtiment. Les pertes et les consommations auxiliaires ne sont pas considérées dans ce critère car il s'agit de consommations liées à l'introduction de nouveaux équipements.

18 L'autoproduction PV est définie comme le ratio entre l'électricité produite par le système d'autoconsommation qui est directement consommée par le bâtiment et la consommation totale d'électricité du système d'autoconsommation. Les pertes et les consommations auxiliaires ne sont pas considérées dans ce critère.

<i>En MWh</i>	<i>(1) PV</i>	<i>(2) PV + Batterie</i>
<i>Batterie</i>	-0,02	-0,1
<i>STEP</i>	0,9	0,6
<i>Total</i>	0,9	0,5

Tableau 7 – Production supplémentaire en MWh des batteries et STEP du système lors de l'ajout des systèmes d'autoconsommation dans le cas du pavillon résidentiel en zone H3

Note sur la méthode employée afin de calculer la production évitée :

Afin de calculer la production évitée lors de l'ajout du système (1) (resp. (2)) la production horaire du périmètre géographique (hors production du bâtiment modélisé) dans le cas de l'ajout du système (1) (resp. (2)) est comparée pour chaque heure de l'année à la production horaire du périmètre géographique dans le cas où aucun système d'autoconsommation n'est présent (système (0)).

Cela permet de déduire l'actif de production qui est marginal à chaque instant et qui peut être remplacé par l'éventuelle production du bâtiment modélisé.

4.4.1.2. Martinique

Comme pour le cas métropole – zone H3, l'ajout de la batterie permet de consommer une part plus importante de l'énergie PV produite par l'installation domestique et ainsi de renforcer l'indépendance énergétique du bâtiment : une plus grande partie de l'électricité consommée par le bâtiment est aussi produite par le bâtiment.

La batterie du pavillon résidentiel dans le système (2) effectue dans l'année près de **355 cycles équivalents complets**, cela signifie qu'un cycle est effectué quasiment tous les jours de l'année.

Les résultats principaux de la simulation réalisée sont disponibles dans le Tableau 8 ci-dessous.

<i>En MWh¹⁹</i>	<i>PV</i>	<i>PV + Batterie</i>
<i>Consommation totale</i>	5,5	5,5
<i>Production PV totale</i>	8,0	8,0
<i>Injection sur le réseau</i>	5,6	2,5
<i>Consommation du réseau</i>	3,2	0,5
<i>Energie produite par la batterie</i>	-	2,6
<i>Pertes de la batterie</i>	-	0,5

Tableau 8 – Résultats de la simulation pour un pavillon résidentiel en Martinique

Les taux d'autoconsommation et d'autoproduction sont présentés dans le Tableau 8. Ces taux sont élevés pour le système (2) en Martinique pour plusieurs raisons :

- La courbe de charge utilisée pour la modélisation du pavillon résidentiel en Martinique : il n'y a pas de chauffage l'hiver en Martinique et la climatisation représente 40% de la consommation annuelle du pavillon résidentiel (plus de détails en section 4.2.1.3 - Courbe de charge pour un pavillon résidentiel en Martinique et à la Réunion). Cette consommation de climatisation a principalement lieu en journée et est corrélée avec l'ensoleillement et donc avec la production PV.
- La capacité de la batterie est importante et permet de stocker la majorité du surplus PV plutôt que de l'injecter sur le réseau. L'énergie stockée peut ensuite être utilisée lors des heures de faible ensoleillement évitant ainsi le soutirage réseau.
- L'injection sur le réseau est donc faible et l'autoproduction est donc quasiment totale : seuls 0,5 MWh sont consommés depuis réseau.

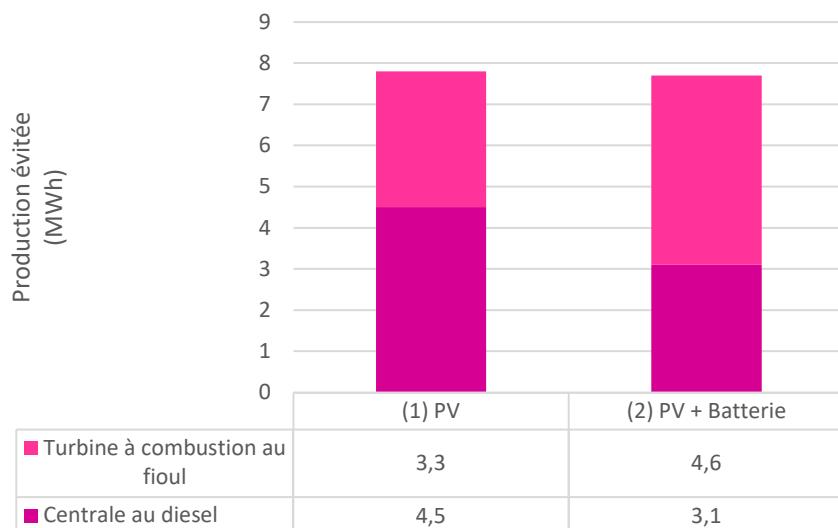
19 Les valeurs numériques affichées dans ce tableau sont arrondies au dixième. Ces arrondis peuvent expliquer les différences observées lorsque qu'on tente de retrouver une valeur à partir des autres.

	(1) PV	(2) PV + Batterie
Autoconsommation	30%	63%
Autoproduction	43%	90%

Tableau 9 – Taux d'autoconsommation et d'autoproduction dans le cas du pavillon résidentiel en Martinique

Le cas du pavillon résidentiel en Martinique est proche du cas en métropole – zone H3. L'ajout des systèmes d'autoconsommation PV (1) et PV + Batterie (2) entraîne une diminution de la production des turbines à combustion au fioul (TAC Fioul) et des centrales au diesel. Les centrales au diesel sont marginales durant la journée et les turbines à combustion au fioul sont marginales lors de la pointe du soir et durant la nuit mais aussi en journée lorsque le PV et l'éolien sont faibles. Ainsi l'ajout d'un système d'autoconsommation PV (avec ou sans batterie²⁰) permet d'effacer des heures de TAC fioul en plus des heures des centrales au diesel. Les batteries décentralisées n'évitent pas d'écrêtement des énergies renouvelables. Enfin, comme dans le cas de la zone H3, l'ajout de la batterie au système d'autoconsommation ne permet pas d'éviter plus de production que dans le système (1), elle constitue un moyen de stockage à productible additionnel constant.

L'ajout de la batterie dans le système (2) permet au pavillon résidentiel de pouvoir consommer l'énergie stockée dans la batterie lors des heures de pointes et donc de diminuer la consommation au moment où les centrales de pointe sont en activité, ici les TAC Fioul.



(Source : Sortie Artelys Crystal Super Grid)

Figure 24 – Production évitée en MWh lors de l'ajout des systèmes d'autoconsommation dans le cas du pavillon résidentiel en Martinique

Malgré la présence de batteries en Martinique dans le système de référence, l'ajout des systèmes d'autoconsommation n'a pas d'impact sur leur utilisation, ces batteries participant à des services systèmes non modélisés dans cette étude.

4.4.1.3. La Réunion

L'ajout de la batterie permet de consommer une part plus importante de l'énergie PV produit par l'installation domestique et ainsi de renforcer l'indépendance énergétique du bâtiment : quasiment toute l'électricité consommée par le bâtiment est aussi produite par le bâtiment.

La batterie du pavillon résidentiel dans le système (2) effectue dans l'année près de 339 cycles équivalents complets, cela signifie qu'un cycle est effectué plus de 9 jours sur 10.

Les résultats principaux de la simulation réalisée sont disponibles dans le Tableau 10 ci-dessous.

20 La différence de volume de production évitée entre les cas PV et PV + Batterie est liée aux pertes dans la batterie.

En MWh ²¹	PV	PV + Batteries
Consommation totale	4,9	4,9
Production PV totale	7,1	7,1
Injection sur le réseau	5,0	2,0
Consommation du réseau	2,8	0,3
Energie produite par la batterie	-	2,5
Perthes de la batterie	-	0,4

Tableau 10 – Résultats de la simulation dans le cas d'un pavillon résidentiel à La Réunion

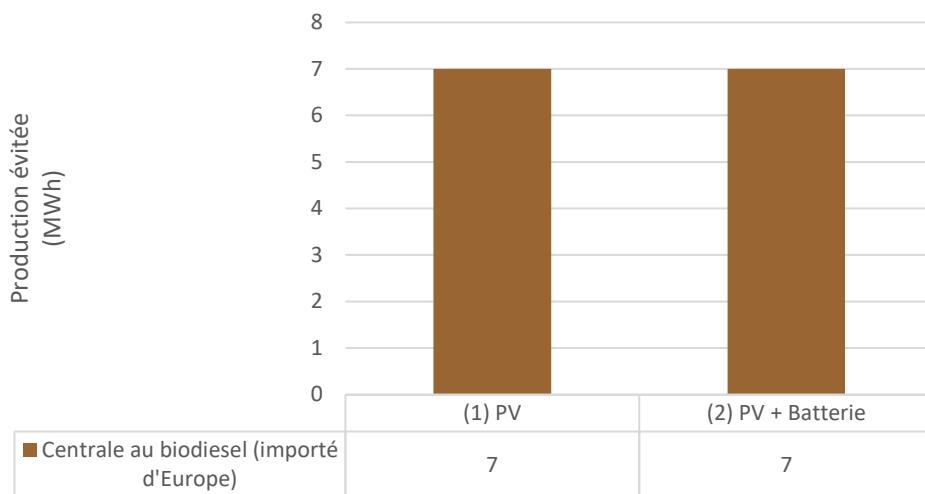
Les taux d'autoconsommation et d'autoproduction sont présentés dans le Tableau 11. Ces taux sont élevés pour le système (2) à La Réunion pour plusieurs raisons :

- La courbe de charge utilisée pour la modélisation du pavillon résidentiel à La Réunion : il y a peu de chauffage l'hiver à La Réunion et la climatisation représente 32% de la consommation annuelle du pavillon résidentiel (plus de détails en section 4.2.1.3 - Courbe de charge pour un pavillon résidentiel en Martinique et à La Réunion). Cette consommation de climatisation a principalement lieu en journée et est corrélée avec l'ensoleillement et donc avec la production PV.
- La capacité de la batterie est importante et permet de stocker la majorité du surplus PV plutôt que de l'injecter sur le réseau. L'énergie stockée peut ensuite être utilisée lors des heures de faible ensoleillement évitant ainsi le soutirage réseau.
- L'injection sur le réseau est donc faible et l'autoproduction est donc quasiment totale : seuls 0,3 MWh sont consommés du réseau.

	(1) PV	(2) PV + Batterie
Autoconsommation	30%	65%
Autoproduction	43%	94%

Tableau 11 – Taux d'autoconsommation et d'autoproduction dans le cas du pavillon résidentiel à La Réunion

Les résultats dans le cas du pavillon résidentiel à La Réunion sont légèrement différents des deux autres périmètres. La production marginale se faisant exclusivement à partir de biodiesel (ressource chère importée d'Europe en 2025) seule cette production est affectée par l'ajout de système d'autoconsommation PV avec et sans batterie. La batterie ne permet pas d'économiser d'autre source d'énergie en raison de l'importance du biodiesel comme moyen marginal de production sur l'année.



(Source : Sortie Artelys Crystal Super Grid)

Figure 25 – Production évitée en MWh lors de l'ajout des systèmes d'autoconsommation dans le cas du pavillon résidentiel à La Réunion

L'augmentation de production fatale PV, dans le cas du système (1), entraîne des besoins en stockage centralisé en baisse, justifié par le phénomène suivant : sur certaines journées, les batteries centralisées

21 Les valeurs numériques affichées dans ce tableau sont arrondies au dixième. Ces arrondis peuvent expliquer les différences observées lorsque qu'on tente de retrouver une valeur à partir des autres.

sont utilisées pour répondre à la demande lors des périodes de production PV, l'ajout de production PV permet donc de diminuer le recours à ces batteries. Sur les autres journées, les capacités de production pilotables permettent d'absorber le surplus de production PV, sans avoir nécessairement recours aux batteries centralisées. Dans le cas où la batterie est présente dans le système d'autoconsommation (système (2)), les stockages centralisés du mix électrique réunionnais sont encore moins sollicités que dans le système (1).

En MWh	(1) PV	(2) PV + Batterie
Batterie	-0,7	-1,2
Total	-0,7	-1,2

Tableau 12 – Production supplémentaire en MWh des batteries centralisées lors de l'ajout des systèmes d'autoconsommation dans le cas du pavillon résidentiel à la Réunion

4.4.2. Immeuble de bureau

Les sections suivantes détaillent les résultats obtenus pour les immeubles de bureau dans chacun des périmètres.

Note sur l'injection dans le cas des bâtiments tertiaires :

Dans le cas des immeubles de bureau tertiaires étudiés ici, les dimensions des actifs d'autoconsommation PV des systèmes (1) et (2) (décrits en section 4.34.3 - Dimensionnement des actifs de production) sont plus importants que dans le cas des pavillons résidentiels. Dans chaque périmètre, il est nécessaire de s'assurer que l'injection du surplus PV sur le réseau de distribution reste en dessous de l'injection maximale fixée par le raccordement au réseau, à savoir 36kVA dans le cas de ces bâtiments. Le détail des puissances maximales d'injection obtenues pour chaque périmètre est présenté ci-dessous.

4.4.2.1. Métropole (Zone H3)

L'interprétation des résultats dans le cas de l'immeuble de bureau est identique à celle du cas du pavillon résidentiel en zone H3 dans des volumes plus importants du fait des dimensions plus importantes des systèmes d'autoconsommation.

Dans le système (2), la batterie de l'immeuble de bureau effectue dans l'année près de **113 cycles équivalent complets**, la batterie étant dimensionnée afin d'assurer l'autoconsommation à 100% durant les jours ouvrés.

Dans le cas de l'immeuble de bureau en métropole, la pointe d'injection est de 15kW dans le cas du système d'autoconsommation (1) et de 11kW dans le cas du système d'autoconsommation (2). Ces valeurs sont en-dessous des 36kVA, l'injection du surplus solaire sur le réseau est donc possible toute l'année sans induire des investissements supplémentaires sur les infrastructures de réseau.

L'ajout de la batterie permet de consommer une part plus importante de l'énergie PV produite par l'installation en ombrière du bâtiment tertiaire et ainsi de renforcer l'indépendance énergétique du bâtiment. Dans le cas de la métropole, toute l'électricité produite par le PV du bâtiment est consommée localement. En revanche, la demande du bâtiment étant très élevée, la part d'électricité produite localement représente moins de 50% de la demande totale du bâtiment (hors consommation auxiliaire de la batterie).

Les résultats principaux de la simulation réalisée sont disponibles dans le Tableau 13 ci-dessous.

En MWh ²²	PV	PV + Batteries
Consommation totale	91,1	91,1
Production PV totale	43,7	43,7
Injection sur le réseau	8,5	0,1
Consommation du réseau	55,9	49,9
Energie produite par la batterie	-	7,0
Pertes de la batterie	-	1,4
Consommation des auxiliaires (dont alimentation par PV)	-	1,0 (0,5)

Tableau 13 – Résultats de la simulation dans le cas d'un immeuble de bureau en métropole en zone H3

Les taux d'autoconsommation et d'autoproduction sont présentés dans le Tableau 14. Ces taux sont élevés dans le cas de l'immeuble de bureau en zone H3 pour plusieurs raisons :

- Le profil de consommation des immeubles de bureau en zone H3 : la majorité de la consommation des immeubles de bureau se fait pendant la journée lorsque la production solaire est élevée favorisant l'autoconsommation et l'autoproduction.
- La batterie étant dimensionnée pour permettre une autoconsommation à 100% sur l'ensemble des jours ouvrés, les injections réseaux sont faibles et la part d'autoconsommation est très élevée.

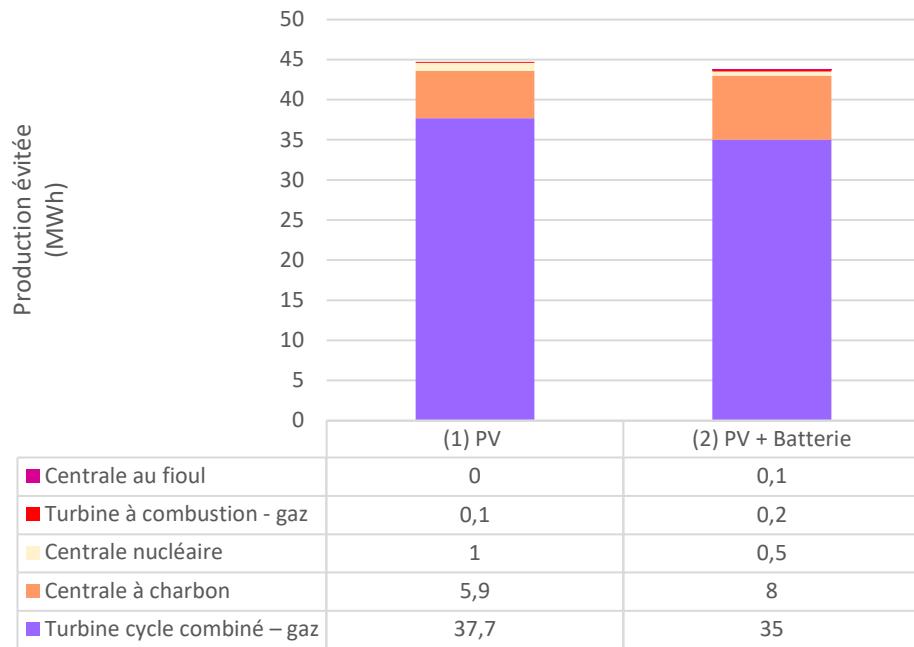
	(1) PV	(2) PV + Batterie
Autoconsommation	81%	96%
Autoproduction	39%	45%

Tableau 14 – Taux d'autoconsommation et d'autoproduction dans le cas de l'immeuble de bureau en métropole

L'ajout des systèmes d'autoconsommation PV (1) et PV + Batterie (2) entraîne une forte diminution de la production des turbines cycle combiné à gaz (CCGT), des centrales à charbon, des centrales nucléaires et dans une moindre mesure des turbines à combustion au gaz (OCGT) et des centrales au fioul. Même si le volume global de diminution de production est similaire²³ entre les systèmes (1) et (2), il est réparti différemment selon la présence d'une batterie ou non dans le système d'autoconsommation. L'ajout de la batterie dans le système (2) permet à l'immeuble de pouvoir consommer l'énergie stockée dans la batterie lors des heures de pointes et donc de diminuer la consommation au moment où des centrales de pointe comme les centrales charbon, les turbines à combustion gaz et les centrales au fioul sont en activité. Les productions évitées sont des productions évitées à l'échelle de l'UE et pas seulement de la France métropolitaine. Les batteries décentralisées n'évitent pas d'écrêtement des énergies renouvelables ou d'effacement de la production nucléaire. Enfin l'ajout de la batterie au système d'autoconsommation ne permet pas d'éviter plus de production que dans le système (1), elle constitue un moyen de stockage à productible additionnel constant.

22 Les valeurs numériques affichées dans ce tableau sont arrondies au dixième. Ces arrondis peuvent expliquer les différences observées lorsque qu'on tente de retrouver une valeur à partir des autres.

23 La différence de volume de production évitée entre les cas PV et PV + Batterie est liée aux pertes dans la batterie.



(Source : Sortie Artelys Crystal Super Grid)

Figure 26 – Production évitée en MWh lors de l'ajout des systèmes d'autoconsommation dans le cas de l'immeuble de bureau en zone H3

L'augmentation de production fatale PV, dans le cas du système (1), entraîne des besoins de stockage centralisé en hausse afin de valoriser au mieux le surplus solaire, principalement porté par un plus grand cyclage des STEP. Dans le cas où la batterie est présente dans le système d'autoconsommation (système (2)) les stockages centralisés du mix électrique européen sont moins sollicités que dans le système (1).

En MWh	(1) PV	(2) PV + Batterie
Batterie	-0,1	-0,9
STEP	4,6	3,5
Total	4,5	2,6

Tableau 15 – Production supplémentaire en MWh des batteries et STEP du système lors de l'ajout des systèmes d'autoconsommation dans le cas de l'immeuble de bureau en zone H3

4.4.2.2. Martinique

L'interprétation des résultats dans le cas de l'immeuble de bureau est identique à celle du pavillon résidentiel pour la Martinique, seuls les volumes changent.

Dans le système (2), la batterie de l'immeuble de bureau effectue dans l'année près de **153 cycles équivalent complets**. Comme dans le cas de l'immeuble de bureau en métropole, la batterie est dimensionnée pour permettre une autoconsommation à 100% sur l'ensemble des jours ouvrés, ce qui explique le faible nombre de cycles.

Dans le cas de l'immeuble de bureau en Martinique, la pointe d'injection est de 24kW dans le cas du système d'autoconsommation (1) et de 20kW dans le cas du système d'autoconsommation (2). Ces valeurs sont en-dessous des 36kVA, l'injection du surplus solaire sur le réseau est donc possible toute l'année.

L'ajout de la batterie permet de consommer une part plus importante de l'énergie PV produite par l'installation du bâtiment tertiaire. Dans le cas de la Martinique, 97% de l'électricité produite par le PV du bâtiment est consommée localement. En revanche, la demande du bâtiment étant très élevée, la part d'électricité produite localement représente seulement 60% de la demande totale du bâtiment (hors consommation auxiliaire de la batterie).

Les résultats principaux de la simulation réalisée sont disponibles dans le Tableau 16 ci-dessous.

En MWh ²⁴	PV	PV + Batteries
Consommation totale	91,1	91,1
Production PV totale	60,6	60,6
Injection sur le réseau	15,3	2,1
Consommation du réseau	45,8	36,3
Energie produite par la batterie	-	10,7
Pertes de la batterie	-	2,1
Consommation des auxiliaires (dont alimentation par PV)	-	1,6 (0,9)

Tableau 16 – Résultats de la simulation dans le cas de l'immeuble de bureau en Martinique

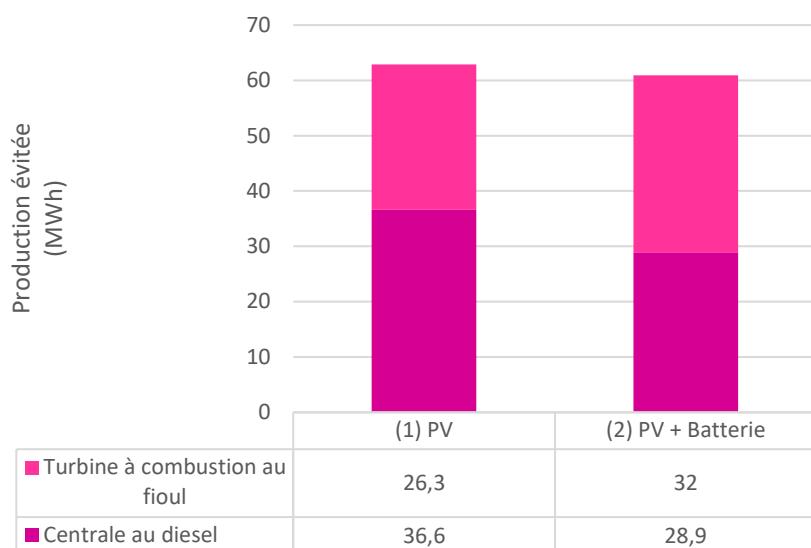
Les taux d'autoconsommation et d'autoproduction sont présentés dans le Tableau 17. Ces taux sont élevés dans le cas de l'immeuble de bureau en Martinique pour plusieurs raisons :

- Le profil de consommation des immeubles de bureau en Martinique : la majorité de la consommation des immeubles de bureau se fait pendant la journée lorsque la production solaire est élevée favorisant l'autoconsommation et l'autoproduction.
- La batterie étant dimensionnée pour permettre une autoconsommation à 100% sur l'ensemble des jours ouvrés, les injections réseaux sont faibles et la part d'autoconsommation est très élevée.

	(1) PV	(2) PV + Batterie
Autoconsommation	75%	92%
Autoproduction	50%	60%

Tableau 17 – Taux d'autoconsommation et d'autoproduction dans le cas de l'immeuble de bureau en Martinique

L'ajout de la batterie dans le système (2) permet à l'immeuble de bureau de pouvoir consommer l'énergie stockée dans la batterie lors des heures de pointes et donc de diminuer la consommation au moment où des centrales de pointe comme les TAC fioul sont en activité²⁵.



(Source : Sortie Artelys Crystal Super Grid)

Figure 27 – Production évitée en MWh lors de l'ajout du des systèmes d'autoconsommation dans le cas de l'immeuble de bureau en Martinique

Malgré la présence de batteries en Martinique dans le système de référence, l'ajout des systèmes d'autoconsommation n'a pas d'impact sur leur utilisation, ces batteries participant à des services systèmes non modélisés dans cette étude.

24 Les valeurs numériques affichées dans ce tableau sont arrondies au dixième. Ces arrondis peuvent expliquer les différences observées lorsque qu'on tente de retrouver une valeur à partir des autres.

25 La différence de volume de production évitée entre les cas PV et PV + Batterie est liée aux pertes dans la batterie.

4.4.2.3. La Réunion

Comme pour la métropole et la Martinique, l'interprétation des résultats dans le cas de l'immeuble de bureau à La Réunion est identique à celle du pavillon résidentiel.

Les résultats principaux de la simulation réalisée sont disponibles dans le Tableau 18 ci-dessous.

En MWh ²⁶	PV	PV + Batteries
Consommation totale	91,1	91,1
Production PV totale	65,4	65,4
Injection sur le réseau	17,6	5,1
Consommation du réseau	43,3	34,1
Energie produite par la batterie	-	10,1
Pertes de la batterie	-	2,0
Consommation des auxiliaires (dont alimentation par PV)	-	1,3 (0,8)

Tableau 18 – Résultats de la simulation dans le cas de l'immeuble de bureau à la Réunion

Dans le système (2), la batterie de l'immeuble de bureau effectue dans l'année près de **174 cycles équivalents complets**. Comme dans le cas de l'immeuble de bureau en métropole et à la Martinique, la batterie est dimensionnée pour permettre une autoconsommation à 100% sur l'ensemble des jours ouvrés, ce qui explique le faible nombre de cycles.

Dans le cas de l'immeuble de bureau à La Réunion, la pointe d'injection est de 27kW dans le cas du système d'autoconsommation (1) et de 27kW dans le cas du système d'autoconsommation (2). Ces valeurs sont en-dessous des 36kVA, l'injection du surplus solaire sur le réseau est donc possible toute l'année.

L'ajout de la batterie permet de consommer une part plus importante de l'énergie PV produite par l'installation du bâtiment tertiaire. Dans le cas de La Réunion, 88% de l'électricité produite par le PV du bâtiment est consommée localement. En revanche, la demande du bâtiment étant très élevée, la part d'électricité produite localement représente seulement 63% de la demande totale du bâtiment (hors consommation auxiliaire de la batterie).

Comme pour le cas de la zone H3 et de la Martinique, les taux d'autoconsommation et d'autoproduction sont élevés dans le cas de l'immeuble de bureau à la Réunion. Ces taux présentés dans le Tableau 19 sont élevés pour plusieurs raisons :

- Le profil de consommation des immeubles de bureau en Martinique : la majorité de la consommation des immeubles de bureau se fait pendant la journée lorsque la production solaire est élevée favorisant l'autoconsommation et l'autoproduction.
- La batterie étant dimensionnée pour permettre une autoconsommation à 100% sur l'ensemble des jours ouvrés, les injections réseaux sont faibles et la part d'autoconsommation est très élevée.

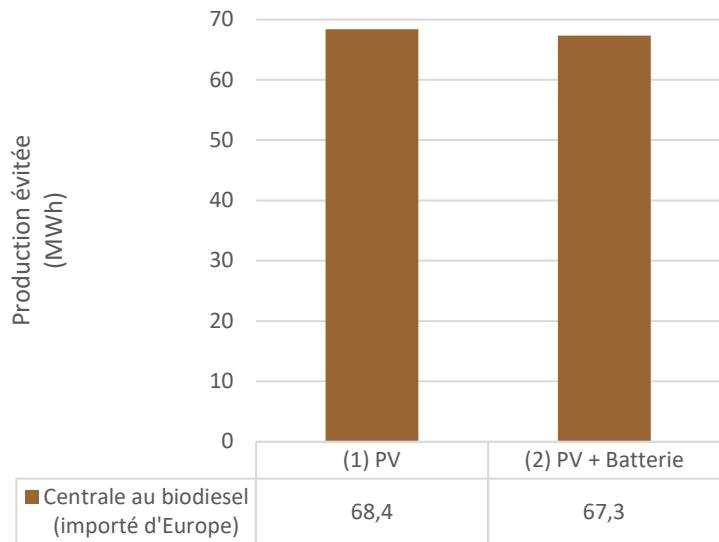
	(1) PV	(2) PV + Batterie
Autoconsommation	73%	88%
Autoproduction	52%	63%

Tableau 19 – Taux d'autoconsommation et d'autoproduction dans le cas de l'immeuble de bureau à La Réunion

La production marginale se faisant exclusivement à partir de biodiesel (ressource chère importée d'Europe en 2025), seule cette production est affectée par l'ajout de système d'autoconsommation PV avec et sans batterie. L'ajout de la batterie dans le système (2) ne permet pas de réaliser d'autres substitutions d'énergie.

La production évitée lors de l'ajout de la batterie est plus faible que dans le cas où le PV est le seul système d'autoconsommation, cette différence n'est pas observable dans le cas du pavillon résidentiel à La Réunion. Cela est principalement due au fait qu'ici les pertes liées au cyclage de la batterie (qui sont plus élevées que dans le cas du pavillon résidentiel en raison de la capacité plus grande de la batterie) ne peuvent pas être compensées par les pertes réseaux liées à l'injection (qui sont plus grandes dans le cas (1) PV seul que dans le cas (2) PV + Batterie).

26 Les valeurs numériques affichées dans ce tableau sont arrondies au dixième. Ces arrondis peuvent expliquer les différences observées lorsque qu'on tente de retrouver une valeur à partir des autres.



(Source : Sortie Artelys Crystal Super Grid)

Figure 28 – Production évitée en MWh lors de l'ajout du des systèmes d'autoconsommation dans le cas de l'immeuble de bureau à La Réunion

L'augmentation de production fatale PV, dans le cas du système (1), entraîne des besoins en stockage centralisé en baisse, justifié par le phénomène suivant : sur certaines journées, les batteries centralisées sont utilisées pour répondre à la demande lors des périodes de production PV, l'ajout de production PV permet donc de diminuer le recours à ces batteries. Sur les autres journées, les capacités de production pilotables permettent d'absorber le surplus de production PV, sans avoir nécessairement recours aux batteries centralisées. Dans le cas où la batterie est présente dans le système d'autoconsommation (système (2)), les stockages centralisés du mix électrique réunionnais sont encore moins sollicités que dans le système (1).

En MWh	(1) PV	(2) PV + Batterie
Batterie	-6,5	-11
Total	-6,5	-11

Tableau 20 – Production supplémentaire en MWh des batteries centralisées lors de l'ajout des systèmes d'autoconsommation dans le cas de l'immeuble de bureau à la Réunion

4.4.3.Système supplémentaire : autoconsommation PV + Batterie avec charge nocturne

Dans le système d'autoconsommation (2) présenté plus haut, la batterie ne peut pas se recharger à partir du réseau mais la manière dont elle se décharge n'est pas contrainte. La batterie effectue alors au maximum un cycle par jour : elle se charge lors des heures de production solaire et se décharge en début de soirée afin de passer la pointe de consommation. Son modèle de fonctionnement est donc orienté vers une optimisation de l'autoconsommation, ce qui correspond au mode de fonctionnement usuel des batteries actuellement opérées en résidentiel et tertiaire. Afin de rentabiliser la batterie d'un point de vue économique, des acteurs ajoutent un cycle à leur batterie également en exploitant le différentiel de prix entre heures creuses et heures pleines, la faisant donc se charger la nuit et décharger le matin. Les plages horaires heures creuses et heures pleines sont fixées par le TURPE en vigueur (il s'agit du TURPE 6 au moment de la réalisation de l'étude). Il s'agit d'un second cycle journalier, opéré pour ne pas dégrader le fonctionnement pour l'autoconsommation du photovoltaïque. Ce mode est actuellement utilisé sur certaines installations tertiaires et reste peu développé pour le résidentiel. Dans le cadre de cette étude, il a semblé néanmoins intéressant de conduire cette sensibilité de fonctionnement sur les deux cas d'application, au vu des évolutions rapides dans le domaine du stockage par batterie.

Un 3^{ème} système d'autoconsommation (3) est donc étudié dans le cadre de cette analyse de sensibilité, et ce uniquement pour le périmètre France métropolitaine – zone H3. Le système étudié est une nouvelle fois composé d'une installation PV couplée à une batterie ayant les mêmes dimensions que dans le système (2).

Pavillon résidentiel – métropole zone H3	Immeuble de bureau – métropole zone H3
PV	6kWc
Batterie	10kWh/5kW

Tableau 21 – Dimensionnement des actifs de production du système (3) pour le périmètre de la France métropolitaine – zone H3

Dans les deux périmètres, la batterie fonctionne de la manière suivante :

- De 22h à 2h (« heures creuses »)²⁷ la batterie se charge de manière contrainte et automatique à partir du réseau afin d'atteindre une charge maximale (90% de SoC) à 2h.
- Après 2h, la batterie a une décharge à sa disposition. Elle se décharge suivant une optimisation économique.
- En journée, lorsque l'installation PV produit de l'électricité, la batterie est capable de se charger afin de valoriser le surplus solaire.
- En fin de journée, la batterie se décharge entièrement afin d'être vide (10% de SoC) à 22h.
- Le cycle peut alors recommencer.

Note sur les périmètres géographiques étudiés lors pour ce système supplémentaire :

L'étude d'un système supplémentaire n'est réalisée ici que sur le périmètre géographique de la zone H3 en métropole.

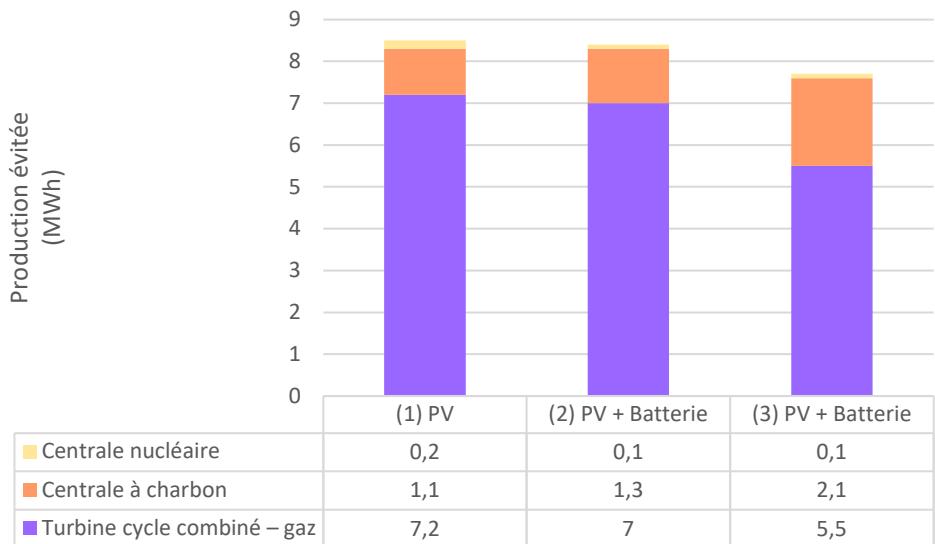
La réalisation de l'étude de ce système supplémentaire sur le périmètre de la Martinique est peu représentative de la réalité car elle va à l'encontre des recommandations locales qui déconseillent de recharger les batteries des installations d'autoconsommation à partir du réseau durant la nuit car l'électricité est essentiellement produite via des centrales fossiles lors de ces heures.

La réalisation de l'étude de ce système supplémentaire sur le périmètre géographique de La Réunion représente un intérêt assez limité car les centrales de production marginales restent les centrales à biodiesel comme le montrent les résultats développés précédemment. Un second cyclage de la batterie donnerait donc des résultats très proches de ceux observés avec un seul cyclage et permettrait seulement d'éviter de la production issue des centrales biodiesel.

4.4.3.1. Pavillon résidentiel

Les résultats dans le cas du système (3) sont proches de ceux observés dans le cas du système (2) : l'ajout de la batterie permet au pavillon résidentiel de pouvoir consommer l'énergie stockée dans la batterie lors des heures de pointes et donc de diminuer la consommation au moment où les centrales de pointe comme les centrales à charbon sont en activité. La possibilité d'effectuer un second cycle accroît cette diminution : lors du second cycle réalisé durant les heures creuses, la batterie se recharge en utilisant des moyens de production moins carbonés, l'énergie est ensuite restituée lors de la pointe du matin permettant ainsi d'éviter la consommation au moment où les centrales à charbon sont en activité. Cependant, des pertes liées à l'efficacité de la batterie font baisser de manière non négligeable le volume total de production évitée par le système (3).

²⁷ Lors de la réalisation de cette étude, la plage 22h-2h était la plage horaire représentative des heures creuses. Une redéfinition des heures creuses pour bénéficier de l'ensoleillement élevé lors de la journée est en cours d'évaluation, notamment via le TURPE 7. Cette plage horaire a été fixée au moment de la réalisation de l'étude (octobre 2024) afin de réaliser une analyse de l'impact d'une batterie pilotée sur le système modélisé sans prendre en compte d'évolution future de la réglementation.



(Source : Sortie Artelys Crystal Super Grid)

Figure 29 – Production évitée en MWh lors de l'ajout du des systèmes d'autoconsommation dans le cas du pavillon résidentiel en zone H3

Dans le système (3), la batterie du système d'autoconsommation permet de valoriser des moments avec une faible demande sur le réseau électrique lors des charges nocturnes. Ainsi, ce système (3) sollicite moins les flexibilités du mix électrique européen que les deux systèmes précédemment étudiés (1) et (2).

En MWh	(1) PV	(2) PV + Batterie	(3) PV + Batterie
Batterie	-0,02	-0,1	-0,3
STEP	0,9	0,6	0,5
Total	0,9	0,5	0,2

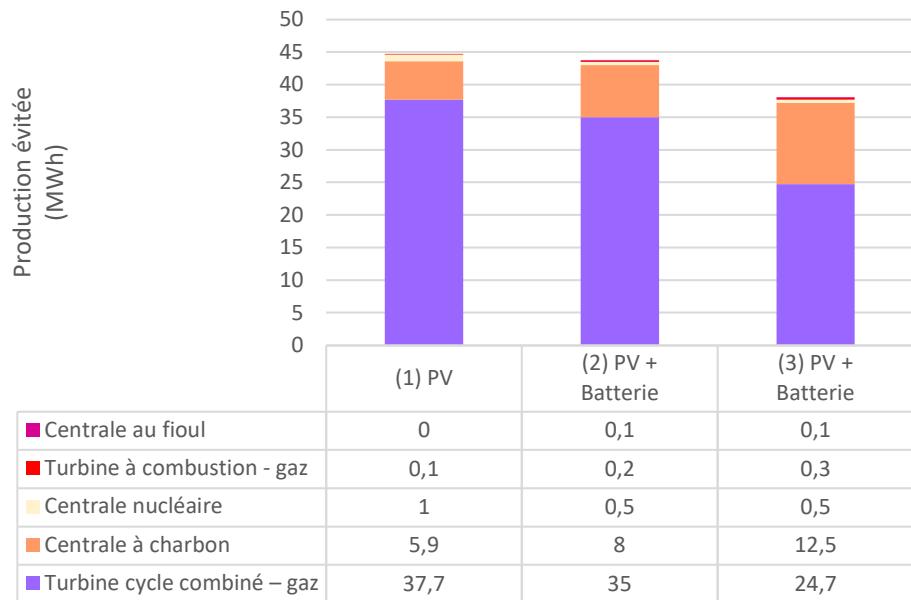
Tableau 22 – Production supplémentaire en MWh des batteries et STEP du système lors de l'ajout des systèmes d'autoconsommation dans le cas du pavillon résidentiel en zone H3

Dans ce cas, la batterie effectue dans l'année près de **594 cycles équivalent complets**. Cette forte augmentation du nombre de cycles par rapport au système (2) s'explique par le fait que la batterie effectue un cycle de manière contrainte chaque nuit en plus du cycle journalier effectué dans le système (2).

Il est ici considéré que les ratios d'autoconsommation et d'autoproduction restent identiques à ceux du systèmes (2), le système d'autoconsommation (3) produit une quantité d'électricité identique à celle du système (2) pour une consommation égale. L'électricité utilisée pour recharger la batterie durant les heures creuses étant issues du réseau et n'évitant pas d'écrêtement, n'est pas comptabilisée dans le calcul de ces ratios.

4.4.3.2. Immeuble de bureau

Les résultats sont identiques dans le cas de l'immeuble de bureau. Dans le système (3), le second cycle de la batterie permet de faire diminuer encore plus la production des centrales à charbon qui sont les centrales les plus carbonées. Cependant, des pertes liées à l'efficacité de la batterie et les différentes pertes sur les réseaux font baisser de manière non négligeable le volume total de production évitée par le système (3).



(Source : Sortie Artelys Crystal Super Grid)

Figure 30 – Production évitée en MWh lors de l'ajout du des systèmes d'autoconsommation dans le cas de l'immeuble de bureau en zone H3

Dans le système (3), la batterie du système d'autoconsommation permet de valoriser des moments avec une faible demande sur le réseau électrique lors des charges nocturnes. Ainsi, ce système (3) sollicite moins les flexibilités du mix électrique européen que les deux systèmes précédemment étudiés (1) et (2).

En MWh	(1) PV	(2) PV + Batterie	(3) PV + Batterie
Batterie	-0,1	-0,9	-1,8
STEP	4,6	3,5	2,1
Total	4,5	2,6	0,4

Tableau 23 – Production supplémentaire en MWh des batteries et STEP du système lors de l'ajout des systèmes d'autoconsommation dans le cas de l'immeuble de bureau en zone H3

Dans ce cas, la batterie effectue dans l'année près de **521 cycles équivalent complets**. Cette forte augmentation du nombre de cycles par rapport au système (2) s'explique par le fait que la batterie effectue un cycle de manière contrainte chaque nuit en plus du cycle journalier effectué dans le système (2). Comme dans le cas du système (2), la batterie est surdimensionnée afin de permettre une autoconsommation à 100% sur l'ensemble des jours ouvrés.

De la même manière que dans le périmètre résidentiel, il est ici considéré que les ratios d'autoconsommation et d'autoproduction restent identiques à ceux du système (2), le système d'autoconsommation (3) produit une quantité d'électricité identique à celle du système (2) pour une consommation égale. L'électricité utilisée pour recharger la batterie durant les heures creuses étant issues du réseau, elle n'est pas comptabilisée.

4.5. Limites de la modélisation

Les résultats des modélisations présentés ici apportent des éléments précieux, mais nécessitent d'être nuancés en tenant compte de certaines limites :

- L'impact de l'autoconsommation a été calculé à partir d'un mix prospectif pour 2025 construit à partir des données disponibles et consolidées au moment de la réalisation de l'étude. Cependant, ce mix est susceptible d'évoluer au cours de la durée de vie des systèmes d'autoconsommation (avec ou sans batterie), ce qui pourrait influencer les résultats liés au moindre soutirage sur le réseau.
- Les évolutions du mix électrique prévu pour La Réunion influencent fortement les résultats, du fait de la marginalité du biodiesel. Une trajectoire retardée ou différente aurait des impacts non négligeables sur les résultats.

- Les courbes de charge utilisées pour les pavillons résidentiels proviennent de données de 2019-2020, représentant des foyers sans comportement favorable à l'autoconsommation et non détenteur de véhicules électriques. Bien que ces consommations évoluent peu entre 2020 et 2025, il est probable que les comportements des usagers changent pour maximiser leur autoconsommation, notamment par le déplacement de charges en journée et la réduction de la consommation nocturne lorsque le PV n'est pas disponible. De tels changements de comportement pourraient rendre l'impact environnemental de l'autoconsommation encore plus favorable que celui calculé, tout en confirmant les grandes tendances identifiées dans cette étude. Malgré ces limites, les tendances dégagées par cette étude devraient rester valides pour des sites présentant des caractéristiques similaires. Elles offrent ainsi une base pour interpréter et extrapoler les résultats à d'autres contextes comparables.
- Les résultats présentés sont spécifiques aux périmètres considérés. Les spécificités climatiques de chaque périmètre jouent sur des hypothèses d'entrée assez fortes du modèle (facteur de charge solaire, consommation du bâtiment étudié, etc.). Ces résultats ne sont donc pas généralisables à tous les périmètres géographiques ni à tous les bâtiments. Les taux d'autoconsommation et d'autoproduction ne sont pas représentatifs des systèmes d'autoconsommation moyens en France. En particulier, les résultats obtenus pour la zone H3 ne sont pas extrapolables à l'ensemble de la France métropolitaine.
- Une seule année climatique a été utilisée dans les simulations. Cette année, bien qu'elle reflète déjà une certaine variation inter-journalière de consommation et de production, offre une meilleure représentativité qu'une analyse basée sur des jours types. Toutefois, l'utilisation d'autres années climatiques pourrait entraîner des variations marginales dans les résultats sans en changer les conclusions principales.
- Cette étude présente les résultats liés à l'installation d'un système d'autoconsommation sur un seul bâtiment. Il serait également intéressant d'étudier l'impact de l'installation d'un système d'autoconsommation sur un plus large panel de consommateurs (par exemple sur 1 million de pavillons résidentiels) et de venir comparer les conclusions. En particulier, une étude sur un déploiement plus important du stockage résidentiel pourrait donner des résultats différents. Les résultats de cette étude ne peuvent ainsi être généralisés afin d'orienter un choix de politique publique à grande échelle par exemple.
- Les résultats du système (3) du périmètre France métropolitaine zone H3 sont représentatifs des heures creuses heures pleines au moment de l'étude. L'analyse de sensibilité réalisée ici va dans le sens de la modification du TURPE 7.

5. Modélisation ACV

5.1. Champs de l'étude

5.1.1. Objectifs

Les principaux objectifs de cette étude sont définis au 3.2.1.

L'objectif de cette partie est de comparer la performance environnementale de plusieurs systèmes de solutions de stockage pour des cas d'autoconsommation. Ce rapport présente une Analyse de Cycle de Vie (ACV) comparative en conformité avec les normes ISO 14040 et ISO 14044, permettant de quantifier, d'analyser et de comparer les impacts environnementaux des scénarios pour la même Unité Fonctionnelle, selon trois zones géographiques – la métropole, la Martinique et La Réunion.

5.1.2. Périmètre de l'étude

Le périmètre temporel est l'année 2025. Les périmètres géographiques sont la métropole, la Martinique et La Réunion. A noter que l'un des scénarios, avec Batterie pilotée, noté (3), est spécifique au périmètre géographique de la métropole.

Le périmètre de l'étude englobe l'ensemble du cycle de vie des composants du système photovoltaïque et de la batterie pour fournir l'énergie demandée. Leur dimensionnement est spécifique pour chaque zone géographique.

L'étude adopte l'approche dite "du berceau à la tombe" (cradle-to-grave), incluant toute la chaîne aboutissant à la fourniture des systèmes énergétiques (extraction des matières, raffinages, mises en forme, assemblage, transports, traitements des chutes, rebuts et déchets de production), le transport de ces systèmes jusqu'au site de fonctionnement, les stockages centralisés et les variations de production, les émissions pendant le fonctionnement, ainsi que le démantèlement et transports des systèmes en fin de vie vers le tri et traitement de leurs déchets, chacun en fonction de leur durée de vie et lieu de traitement. A noter que le stockage centralisé est nul dans le cas de la Martinique.

Le périmètre est identique entre le pavillon résidentiel et l'immeuble tertiaire.

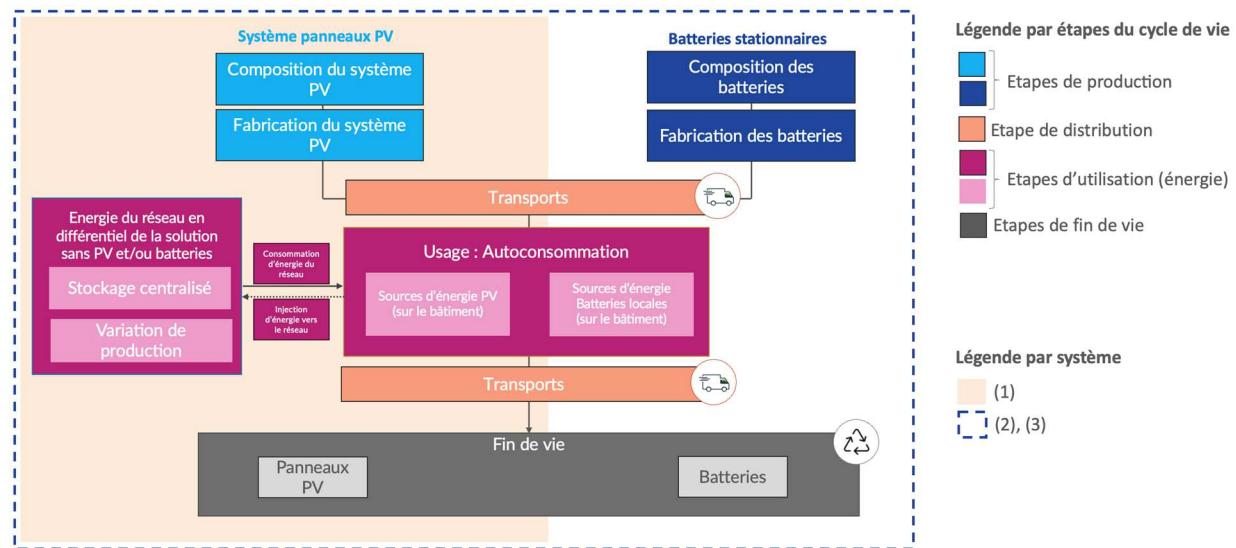


Figure 31 – Périmètre du cas d'étude

Les calculs effectués sont tous effectués en différentiel par rapport au système de référence sans équipement d'autoconsommation (système (0)).

5.1.3. Critères de coupure

Dans cette étude, un critère de coupure de **5 %** en masse est appliquée. Chaque élément négligé a fait l'objet d'une évaluation pour s'assurer qu'il ne dépassait pas 5% en masse du système, en énergie et en impact environnemental.

L'étude n'a pas pu bénéficier du travail d'un bureau d'étude qui aurait spécifié les nomenclatures précises de l'ensemble des systèmes électriques, du génie civil, *etc.* Les nomenclatures ont été estimées et certains éléments ont été négligés en vérifiant qu'ils restaient en dessous du seuil de coupure de 5% en masse, en énergie et en impact environnemental.

Plus précisément, les éléments négligés et la raison de ce choix sont précisés ci-dessous :

- Les câblages de raccordement entre les systèmes photovoltaïques, la batterie et le réseau (en fonction de la topographie des lieux/de l'immeuble) ;
- La surface du bâtiment destinée à recevoir la batterie en résidentiel : cette surface est supposée « mise à disposition » au sein du pavillon ;
- Les éventuels convertisseurs DC/DC qui pourraient être installés, notamment dans les immeubles tertiaires de plus grande puissance ;
- Les inventaires des systèmes auxiliaires de refroidissement ; en revanche, n'ont pas été négligés les impacts de, a) l'énergie consommée par ces systèmes b) des quantités de fluide réfrigérant (remplissage initial et recharge régulier par suite des fuites à l'usage). Note : les solutions résidentielles sont considérées sans auxiliaire de refroidissement ;
- Les emballages du dernier transport vers le site d'installation du système photovoltaïque et de la batterie, ainsi que leur fin de vie. Les emballages des constituants en amont sont intégrés à écoinvent 3.10 – par exemple les cartons et palettes entre les usines chinoises de fabrications de lingots de silicium, de cellules photoélectriques, *etc.*

5.1.4. Fin de vie et règles d'allocation

La règle cut-off en fin de vie a été appliquée pour les matières recyclées, en suivant les recommandations des « Product Category Rules » éditées par « International EPD System »²⁸ :

- Product Category Rules – Electricity, Steam and Hot/Cold Water Generation and Distribution, version 5.0.0 (PCR 2007:08, 2024)
- NPCR 029 – Part B for photovoltaic modules used in the building and construction industry, including production of cell, wafer, ingot block, solar grade silicon, solar substrates, solar superstrates and other solar grade semiconductor materials (NPCR 029, 2020).

Aucune matière recyclée n'a été mentionnée en entrée dans les inventaires des différents systèmes énergétiques du site étudié : aucun des composants n'est, à ce stade de développement du marché, susceptible d'être remplacé par une alternative recyclée – les batteries pourront l'être à long terme, mais la tension marché ne le permet pas à échéance connue. Il a donc été choisi de mettre en œuvre la **méthode des stocks** (détaillée en Annexe 7.3) d'une part pour suivre les recommandations du PCR 2007:08 Electricity, Steam and Hot/Cold Water Generation and Distribution, d'autre part parce qu'aucun enjeu particulier n'est apparu, ni en amont, ni en aval sur la seconde vie des composants, et que l'étude des matières recyclées ou à recycler n'est pas l'objectif de ces cas d'usage.

5.2. Cadrage de la collecte de données ACV

5.2.1. Organisation de la collecte de données

5.2.1.1. Les données primaires

Pour les différents systèmes du cas d'usage Autoconsommation, les données primaires issues du modèle électrique sont :

28 voir <https://www.environdec.com>

- Les puissances des éléments du système installés
 - o Du système photovoltaïque (kWc)
 - o De la batterie LFP (capacité en kWh)
- Le nombre de cycles annuels charges/décharge selon la profondeur de décharge (DoD, Depth of Discharge) propre au type de batterie considéré (en nombre)
- Les variations de production sur l'année 2025 (kWh)
- Les sollicitations de stockages centralisés sur l'année 2025 (kWh)
- Le type, la quantité initiale de fluide réfrigérant et la consommation annuelle de ce fluide par des fuites dans le système de refroidissement de la batterie (auxiliaires)
- Des données de provenance et quantité des carburants (biomasse, biodiesel) des centrales électriques de La Réunion et de La Martinique
- Les mix électriques moyens de France, de la Martinique et de La Réunion (utilisés uniquement pour la sélection des indicateurs dits « pertinents »)

Les données primaires sont issues du dimensionnement des cas, de caractéristiques techniques livrées par les membres du COTECH et l'ADEME, ainsi que de la modélisation électrique d'Artelys par Crystal Super Grid.

Par ailleurs, une adaptation de l'ICV du système photovoltaïque a été conduite grâce à des données primaires des usines de fabrication des panneaux, modules, briques et lingots de silicium, fournies par l'ADEME (détails en § 5.3.2).

5.2.1.2. Les données secondaires

Les données secondaires sont majoritairement issues de la base de données ecoinvent 3.10. Des erreurs ont été reconnues par ecoinvent dans la version 3.10, et il a été vérifié que celles-ci n'avaient un impact sur nos résultats qu'avec une très faible probabilité. Les problèmes principaux identifiés par ecoinvent dans la version 3.10 concernent :

- Les émissions dans l'air dans le cadre de « coke production » : notre inventaire des flux des émissions dans l'air n'en comporte pas, mais pourrait être impacté indirectement via le métal issu d'aciéries chinoises et RoW (Rest of the World), utilisé dans les différents composants des systèmes étudiés. Manuellement a été corrigée la base de données ecoinvent 3.10 pour 28 valeurs erronées dont la déviation dépassait un facteur 10 (« coke production {RoW} » et « coke production, wet quenching {CN} », pour les émissions dans l'air de 3 matières : « Anthracene », « Cobalt II » et « Polychlorinated biphenyls », dont les valeurs étaient surévaluées dans un rapport 800, 1'000 ou 1'000'000 selon les cas, d'après le correctif mis à disposition par ecoinvent : <https://support.ecoinvent.org/ecoinvent-version-3.10.1>)
- Les volumes de production dans les procédés « market for electricity » au Brésil et notamment la production d'électricité des panneaux photovoltaïques. Nos travaux ne font appel à aucune électricité du Brésil directement, mais il serait possible qu'un procédé « global » au sens d'ecoinvent en inclue une partie logiquement minime.

Les autres données secondaires sont des compléments de données fournies par le COTECH et l'ADEME, entre autres :

- La puissance surfacique d'un module photovoltaïque (230W_c/m², source ADEME)
- La durée de vie d'un panneau photovoltaïque (30 ans, source ADEME)
- La durée de vie des onduleurs et de l'installation électrique d'un système photovoltaïque (15 ans, source ADEME et ecoinvent 3.10)
- La densité énergétique d'une batterie LFP (130Wh/kg, source ADEME), qui correspond à des cellules de densité 160Wh/kg comme expliqué en 5.3.3
- L'usure « normale » d'une batterie LFP stationnaire : 6000 cycles ou 15 ans, au premier des deux paramètres atteint (source CEA-LITEN).
- Des distances utilisées dans la modélisation en ACV des transports maritimes des éléments et carburants, en libre accès sur divers sites internet

5.2.2.Gestion de la qualité des données et de l'incertitude

Les données d'entrée provenant de la modélisation électrique par le logiciel Artelys Crystal Super Grid sont des données considérées fixes, sans intervalle de confiance ni incertitude connue. Elles sont donc traitées dans le modèle ACV comme telles.

Les données primaires citées au paragraphe 5.2.1.1 sont en amélioration permanente grâce à l'évolution technologique (puissance surfacique d'un module photovoltaïque, durée de vie d'un panneau photovoltaïque, densité énergétique des batteries LFP, vieillissement au cyclage des batteries LFP). Ces données non figées ont été fixées au meilleur des connaissances actuelles pour représenter l'année 2025, la sensibilité des résultats à leurs variations a été testée.

La représentativité de chacune des données tirées d'ecoinvent 3.10 au regard du cas d'usage a été vérifiée sous l'aspect de leur adéquation temporelle, géographique et technologique. L'Annexe 7.2 présente la grille des critères utilisée.

Le statut particulier des données ICV des systèmes photovoltaïques est expliquée au paragraphe 5.3.2 ci-après.

Les données issues d'ecoinvent 3.10 bénéficient de la description de complétude et d'incertitude des données incluse à cette base de données.

5.3.Inventaires de cycle de vie

5.3.1. Les mix électriques

Les résultats de la modélisation électrique issue d'Artelys Crystal Super Grid sont calculés en **différentiel** par rapport à la solution de référence, le mix réseau, c'est-à-dire que les impacts présentés correspondent à la différence entre les scénarios *avec* et *sans* système d'autoconsommation.

Il est toutefois nécessaire de prendre en compte l'ensemble des impacts afin de prioriser les indicateurs pertinents sur l'ensemble du système, et non seulement sur les variations. Pour représenter la situation *sans* système d'autoconsommation, un proxy est pris avec le mix électrique moyen de chaque situation de référence. Pour la métropole, le mix moyen France d'ecoinvent 3.10 est utilisé ; pour La Martinique et La Réunion, des ACV séparées du mix moyen sont réalisées. Les résultats des trois mix moyens sont utilisés uniquement afin de sélectionner les indicateurs pertinents à cette étude. Les trois calculs sont donc réalisés sur 1kWh représentatif de l'UF.

Le reste des analyses environnementales sera poursuivi sur la base des résultats issus des calculs linéaires d'ACV ayant pris pour entrées les valeurs des calculs différentiels d'Artelys Crystal Super Grid.

5.3.1.1. Mix électrique : métropole

Le mix électrique considéré pour la métropole est le mix moyen issu d'ecoinvent 3.10 : « **Electricity, low voltage {FR} market for electricity, low voltage** ». La notion « Market for » d'ecoinvent représente le mix consommé à la prise électrique d'un usager basse tension localisé en moyenne en France, et prend en compte l'interconnexion de l'électricité française avec le reste de l'Europe (importations d'électricité haute tension).

On a vérifié que la même approche utilisant « **Electricity, low voltage {RER} market for electricity, low voltage** » aboutirait à la priorisation des mêmes indicateurs pertinents, seulement dans un ordre différent.

5.3.1.2. Mix électrique : Martinique

Le mix électrique de la Martinique a été modélisé à partir des informations de la partie 4.1.2.3. L'ICV du mix électrique de la Martinique est disponible en Annexe 7.4.

Les centrales diesel sont utilisées en base et les TAC fioul lors des heures de pointe. La production d'électricité à partir de centrales thermiques fossiles se répartit entre les centrales diesel (2/3 de la production annuelle) et les TAC (1/3 de la production annuelle).

La

Figure 13 présentée plus haut montre les origines des carburants des centrales électriques du mix Azur 2025 selon le rapport d'EDF SEI cité en page 20. Nous le détaillons plus finement en Tableau 24 pour différencier la bagasse locale des pellets de bois importés.

La provenance des pellets de bois de la Martinique est en 2023 à 60% importée des USA et 40% importée du Québec, que nous supposons identique en 2025 à défaut de meilleure information disponible. Le Tableau 24 récapitule les sources de production, et le Tableau 25 détaille la provenance et les quantités des pellets de bois, dernière ligne du Tableau 24. Le rendement global d'une centrale biomasse est considéré de 30%²⁹, hypothèse nécessaire pour évaluer les masses à transporter.

Production d'électricité	Proportion 2025
Diesel	63,3%
Solaire	10,1%
Eolien on-shore	4,7%
Biomasse : Bagasse locale	2,21%
Biomasse : Déchets locaux	4,32%
Biomasse : Biogaz	0,02%
Biomasse : Pellet de bois	15,15%
	21,7%

Tableau 24 – Proportion prévisionnelle des carburants de la Martinique, 2025

Source : ALBIOMA ³⁰	% des pellets de bois	miles nautiques	km
Québec, Canada	42%	2'720	5'037
Houston, Texas, USA	18%	2'770	5'130
Savannah, Géorgie, USA	29%	2'060	3'815
Brunswick, Géorgie, USA	11%	2'010	3'723

Tableau 25 – Provenance et proportion de la biomasse en pellet de bois importés de la Martinique, 2023

5.3.1.3. Mix électrique : La Réunion

Le mix électrique de La Réunion a été modélisé à partir des informations de la partie 4.1.3.3. L'ICV du mix électrique de La Réunion est disponible en Annexe 7.5.

La Figure 17 présentée plus haut montre les origines des carburants des centrales électriques du mix Azur 2025 selon le rapport d'EDF SEI cité en page 23. Nous le détaillons plus finement en Tableau 26 pour différencier le biodiesel importé, la bagasse locale et les pellets de bois importés.

La provenance et les proportions de la biomasse en pellets de bois de La Réunion (dernière ligne du Tableau 26) sont récapitulées dans le Tableau 27 pour l'année 2023, que nous supposons identique en 2025 à défaut de meilleure information disponible. Le rendement global d'une centrale biomasse est considéré de 30%²⁹, hypothèse nécessaire pour évaluer les masses à transporter.

Production d'électricité	Proportion 2025
Hydraulique	12,6%
Solaire	10,1%
Diesel	0,50%
Eolien on -shore	0,33%
Biomasse : biodiesel importé d'Europe	25,78%
Biogaz	0,45%
Biomasse : Bagasse locale	24,14%
Biomasse : Pellet de bois	24,14%
	74,5%

Tableau 26 – Proportion prévisionnelle des carburants de la Réunion, 2025

Source : ALBIOMA ³⁰	% des pellets de bois	miles nautiques	km

²⁹ Source : <https://aet-biomass.fr/fr-fr/accueil/r%C3%A9rences/centrales-%C3%A0-biomasse/wwep-port-talbot.aspx>

³⁰ ALBIOMA (www.albioma.com) est un producteur d'énergie renouvelable indépendant, qui gère aussi l'approvisionnement des centrales de La Martinique et de La Réunion. Grâce à l'ADEME ; des données de provenance ont pu être obtenues.

Bundaberg, Australie	8%	6'730	12'464
Port Klang, Malaisie	10,5%	4'185	7'751
Setubal, Portugal	4%	6'615	12'251
Mobile, USA	8%	11'565	21'418
Savannah, USA	19%	10'285	19'048
Vinh Dung Quat, Vietnam	9,25%	5'000	9'260
Quy Nhon, Vietnam	41,25%	4'800	8'890

Tableau 27 – Provenance et proportion des pellets de bois de La Réunion, 2023

5.3.2.Les panneaux photovoltaïques

Pour cette étude, l'ambition n'est pas de poser une référence pour l'ICV d'un système photovoltaïque. Les ICV disponibles dans ecoinvent 3.10 étant fondées sur des données de l'industrie allemande supplantée par la production chinoise depuis plus de 10 ans, il est apparu opportun de faire usage de données d'inventaire et de production fournies par l'ADEME (issues d'un benchmark de la CRE) pour une meilleure représentativité temporelle.

Les données utilisées pour réaliser l'ICV du système photovoltaïque sont issues d'ACV certifiées par l'organisme Certisolis pour répondre aux appels d'offre de la CRE. Afin d'être certifiés, ces ACV doivent respecter la norme ISO 14040. Une autre condition pour obtenir cette certification est une validation par l'ADEME. C'est donc par ce biais que l'ADEME dispose des données respectant la norme ISO 14040, qu'elle a mises au service de cette étude.

A l'issue de la modélisation réalisée sans interaction avec des spécialistes du domaine ni possibilité de d'obtenir des détails sur les données, la cohérence à ecoinvent 3.10 a été vérifiée (voir Annexe 7.6).

L'adaptation de la modélisation s'est fondée sur l'ICV d'ecoinvent 3.10 pour une installation solaire montée sur le toit, de puissance 3kWc : « **Photovoltaic slanted-roof installation, 3kWp, single-Si, panel, mounted, on roof {CH}** ». Pour l'ensemble des systèmes de l'étude, un multiple de cette installation a été pris en compte en fonction de la puissance en kWc spécifiée par les données d'entrée ou les données issues du modèle d'Artelys.

Les installations photovoltaïques sur ombrière ont été modélisées en ACV en remplaçant, dans l'ICV mentionné au paragraphe précédent, le procédé « Photovoltaic mounting system, for slanted-roof installation {GLO} » par les inventaires des poutrelles métalliques boulonnées et des plots de béton en fondations montrés en Annexe 7.7. Les inventaires obtenus de façon confidentielle de l'entreprise JMT Industrie à Saumur, Maine et Loire, ne sont pas détaillés dans ce rapport.

Comme mentionné en partie 4.3.4, la surface de toiture disponible des immeubles tertiaires pour les panneaux photovoltaïques est proche de 125m², approximativement la moitié de la surface totale du bâtiment. En ACV, les systèmes de la Métropole sont donc modélisés par des panneaux sur toiture ; une étude de sensibilité entre panneau photovoltaïque sur toiture et sur ombrière est réalisée en Martinique. Présentée en Annexe 7.8, elle conclut à de très faibles différences, et les systèmes en immeuble tertiaire de La Martinique La Réunion sont donc modélisés sur toiture.

Concernant les pavillons résidentiels, la surface de 26m², mentionnée au Tableau 3, est considérée disponible en toiture ; en ACV, les systèmes photovoltaïques des pavillons dans tous les périmètres géographiques sont modélisés sur toiture.

Les modifications de l'ICV initial pour l'étude concernent :

- La provenance 100% de Chine des modules photovoltaïques, et l'assemblage des panneaux en Chine
- La mise en œuvre d'un coefficient de proportionnalité à la puissance surfacique conforme aux performances récentes de 230W_c/m², au lieu de 135,7W_c/m² dans ecoinvent 3.10, valeur datant de 2005, réduisant proportionnellement la surface des modules nécessaires ainsi que tous les composants (notamment : câblages et structure de montage des panneaux photovoltaïques)
- L'intégration de la chaîne de valeur du silicium mono-facial PERC « cellule M10 » (wafers, briques, lingots, silicium vierge et recyclé) en lieu et place des données d'ecoinvent 3.10 grâce aux données ADEME issues du benchmark de la CRE, apportant les données d'usines de

production chinoises, pondérées par les volumes de production annuels qui les rendent représentatifs (de l'ordre du GW annuel).

- Le remplacement des câbles en cuivre par de l'aluminium, recommandé par un expert du domaine pour prendre en compte cette évolution technologique, avec des sections de câble environ double du fait de la résistivité différente de l'aluminium par rapport au cuivre.

L'accès à une collection importante de données sur les cellules PERC M10 a permis de modéliser une incertitude de chacune des données primaires conduisant à l'ICV de l'installation solaire. Ce point est détaillé en Annexe 7.14.

Une limite de l'ICV modifié a trait à l'onduleur, qui a été considéré comme multiple linéaire de l'onduleur présent dans l'ICV d'ecoinvent 3.10. Celui-ci est un multiple d'un onduleur de 2,5kW de masse 18,5kg dont les composants électroniques ont été extrapolés d'un onduleur de 500W en 2007. La modélisation linéaire par coefficient de proportionnalité est une approximation par excès, car un effet d'échelle joue en faveur des composants électroniques ; en outre, les technologies ont évolué depuis 2007 vers une miniaturisation – avec des masses moindres, potentiellement des impacts moindres. L'onduleur pèse jusqu'à un quart des impacts de l'installation solaire modélisée sur certaines catégories d'impact, comme montré en Figure 32.

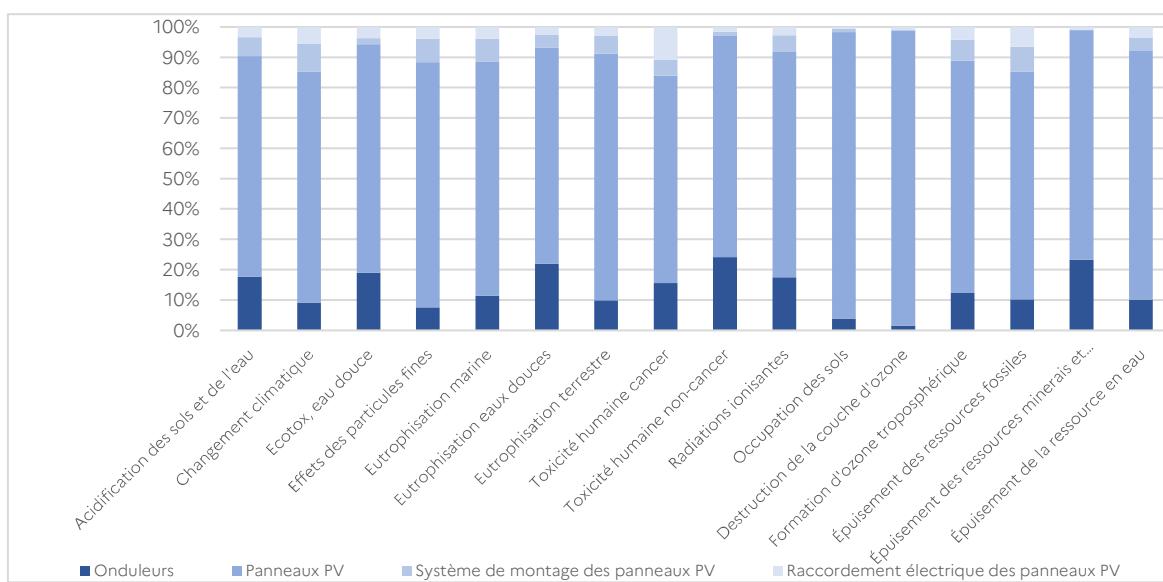


Figure 32 – Ventilation des impacts de l'installation solaire de 3kWc utilisée dans l'étude (indicateurs EF3.1)

Les inventaires et les valeurs des impacts de l'installation solaire de 3kWc utilisées dans ce cas d'étude sont montrés à l'Annexe 7.6. Les détails sur les ombrières sont en Annexe 7.7.

Pour le calcul des t.km des transports, le poids moyen utilisé est de :

- Pour les panneaux photovoltaïques, 11,5kg/m²(Source Engie 16 mai 2022, <https://mypower.engie.fr/conseils/panneaux-solaires/caracteristiques-panneaux-solaires/quel-poids-de-panneaux-solaires-peut-supporter-mon-toit.html>)
- Pour les montants supports des panneaux (« mounting system »), 10,37kg/m²(Source : ecoinvent 3.10 documentation de l'ICV "photovoltaic mounting system production, for 570kWp open ground module").

Le modèle ne prend en compte aucune maintenance pour pièces des panneaux photovoltaïques pendant leur phase d'usage, d'après les informations reçues du COTECH.

Le Tableau 28 présente les hypothèses principales considérées pour la modélisation des panneaux photovoltaïques pour chaque système et pour chaque zone géographique étudiés.

Systèmes étudiés ³¹	Métropole		Martinique		La Réunion	
	A1, A2, A3	B1, B2, B3	C1, C2	D1, D2	E1, E2	F1, F2

³¹ Voir en partie 3.2.2 page 12 le rappel des systèmes étudiés en Métropole : A1, A2, A3, B1, B2, B3, en Martinique : C1, C2, D1, D2 et à La Réunion : E1, E2, F1, F2

PV	Puissance (kWc)	6	28	6	43,5	6	53
	Durée de vie panneaux PV (ans)	30	30	30	30	30	30
	Masse de l'onduleur (kg)	37	172,67	37	268,25	37	326,83
	Durée de vie onduleur (ans)	15	15	15	15	15	15
	Transports	Transport par route, de Yancheng, Jiangsu, Chine au Port de Shanghai : 300km Transport par bateau, du Port de Shanghai au Port de Marseille : 18600km Transport par bateau, du Port de Marseille au Port Fort de France (Martinique) : 9000km Transport par route, du Port Fort de France jusqu'à la destination finale : 50km			Transport par route, de Yancheng, Jiangsu, Chine au Port de Shanghai : 300km Transport par bateau, du Port de Shanghai au Port de Marseille : 18600km Transport par bateau, du Port de Marseille au Port de Saint Denis (La Réunion) : 11000km Transport par route, du Port de Saint Denis jusqu'à la destination finale : 50km		
	Transports de fin de vie	Transport par route, distance moyenne vers un centre de traitement de fin de vie : 100km			Transport par route, distance moyenne vers un centre de traitement de fin de vie sur l'île : 50km		

Tableau 28 – Hypothèses principales appliquées aux panneaux photovoltaïques et par périmètre géographique de l'étude

Le Tableau 29 indique les quantités des panneaux photovoltaïques permettant de répondre à l'UF en fonction des étapes du cycle de vie et de la zone géographique.

Systèmes étudiés ³¹			Métropole		Martinique		La Réunion		
Etape du cycle de vie	Procédés utilisés en métropole	Unité	A1, A2, A3	B1, B2, B3	Procédés utilisés en Martinique et à La Réunion	C1, C2	D1, D2	E1, E2	F1, F2
Matières premières	Photovoltaic by G21RC, slanted-roof installation, 3kWp, PERC capped @ 10, panel, mounted, on roof {RoW}	p	0,07	0,31	Photovoltaic by G21RC, slanted-roof installation, 3kWp, PERC capped @10, panel, mounted, on roof {RoW}	0,07	0,48	0,07	0,59
Transport jusqu'en métropole/Martinique/ La Réunion	Transport, freight, lorry 16-32 metric ton, EURO6 {RoW}	t.km	3,58	16,7	Transport, freight, lorry 16-32 metric ton, EURO6 {RoW}	3,58	25,99	3,58	31,67
	Transport, freight, sea, container ship {GLO}	t.km	266	1239	Transport, freight, sea, container ship {GLO}	330	2391	354	3124
	Transport, freight, lorry 16-32 metric ton, EURO6 {RER}	t.km	14,3	66,9	Transport, freight, lorry 16-32 metric ton, EURO6 {RoW}	0,60	4,33	0,60	5,28
Fin de vie de l'électronique	Waste electric and electronic equipment {GLO} treatment of waste electric and electronic equipment, shredding	kg	1,67	7,82	Waste electric and electronic equipment {GLO} treatment of waste electric and electronic equipment, shredding	1,67	12,1	1,67	14,8
Transport de fin de vie des poutrelles	Transport, freight, lorry 16-32 metric ton, EURO6 {RER}	t.km	0,90	4,21	Transport, freight, lorry 16-32 metric ton, EURO6 {RoW}	0,45	6,54	0,45	3,98

Transport de fin de vie des panneaux photovoltaïques	Transport, freight, lorry 16-32 metric ton, EURO6 {RER}	t.km	1,19	5,58	Transport, freight, lorry 16-32 metric ton, EURO6 {RoW}	0,60	4,33	0,60	5,28
--	---	------	------	------	---	------	------	------	------

Tableau 29 - Éléments modélisés pour les panneaux photovoltaïques pour l'ensemble des systèmes et des périmètres géographiques de l'étude

Les poutrelles de structure des panneaux photovoltaïques, les cadres métalliques des panneaux photovoltaïques et le verre de protection des panneaux photovoltaïques sont considérés comme des matières recyclables en fin de vie. Ces déchets sont collectés et triés au centre de tri le plus proche de l'exploitation, soit directement en métropole, en Martinique ou à La Réunion.

Dans le cas de la Métropole, il est considéré que le bâtiment peut structurellement supporter l'ajout d'une charge supplémentaire en toiture liée à l'installation de panneaux photovoltaïques. Cette hypothèse suppose que la structure existante du bâtiment est suffisamment dimensionnée pour permettre cette intégration sans nécessiter de renforcement ou d'adaptation spécifique.

5.3.3.Les batteries stationnaires

L'ICV d'ecoinvent 3.10 « **Battery, Li-ion, LFP, rechargeable, prismatic {CN}I battery production** » pour une batterie LFP d'application de mobilité (automobile) est choisi, dont la modélisation date de 2018. Elle inclut les cellules, les enveloppes de modules et leurs séparateurs, le BMS (Battery Management System), les structures métalliques des modules et une enveloppe de protection extérieure dimensionnée pour résister aux sollicitations de l'application de mobilité. Aucun inventaire spécifique au stationnaire n'a été trouvé dans ecoinvent, l'inventaire d'une batterie LFP de mobilité a donc été adapté. Pour une application stationnaire, l'aluminium de l'enveloppe de protection extérieure a été retiré, et la moitié de la masse de cette enveloppe a été réalloué en une structure métallique de maintien (tôle inox), pour fixer les modules : nous avons voulu représenter une structure en « racks », sans accès à une nomenclature détaillée de batterie stationnaire. La densité énergétique des cellules est de 160Wh/kg si l'on considère leur masse seule, sans les enveloppes de module, le BMS, les accessoires de maintien, comme montré par le détail des quantités considérées en Annexe 7.7.

En résidentiel, l'emplacement de la batterie sera à l'intérieur du bâtiment, aucune infrastructure n'a donc été modélisée. En tertiaire, l'emplacement de la batterie sera à l'extérieur du bâtiment, en une armoire métallique que nous avons modélisée comme la fraction linéaire d'un conteneur de transport de 20 pieds (20ft) qui peut contenir 2MWh de batterie.

Uniquement pour les immeubles tertiaires, un auxiliaire nécessaire au refroidissement de la batterie a été inclus au calcul, en prenant pour référence la déclaration PEP Ecopassport de la Pompe à chaleur HTi(70) 6-14kWh AUER, comme approximation de climatisation. Ont été considérées :

- La consommation électrique, intégrée au calcul d'Artelys Crystal Super Grid ; notons donc que ces conséquences sont bien incluses dans le calcul ACV mais apparaissent en dehors du bloc de calcul « batterie » ;
- La production du fluide frigorigène R290 (propane) nécessaire au fonctionnement (0,17kg pour 3 recharges sur 17 ans de fonctionnement par kW de puissance thermique), et ses fuites dans l'atmosphère pendant l'usage, estimées annuellement à 2% de la quantité de fluide dans la machine thermique, d'après la source citée.

La fabrication et la fin de vie des composants de la machine thermique ont été négligées, en l'absence de nomenclature de climatisation et de dimensionnement par une étude thermique précise. De l'expérience de Gingko21, la consommation d'énergie et l'impact du fluide sont les sources prépondérantes d'impact d'une machine thermique.

La quantité de fluide frigorigène a été dimensionnée en considérant une machine thermique délivrant une puissance double de la puissance thermique moyenne prise en compte par le calcul énergétique. Il s'agit d'une approche de maximisation par un « coefficient de sécurité de 2 » en l'absence d'étude thermique, pour représenter que la chaleur à évacuer est plus forte aux moments de charge ou décharge.

Au moment de la rédaction de ce rapport, les batteries en fin de vie ne sont pas acceptées par les transporteurs maritimes. Cela a un impact pour la fin de vie des batteries dans les ZNI. Il a semblé que cette problématique était temporaire et liée à des conditions de sécurité et de réglementations qui pourraient être résolus à court terme. Pour cette étude, il a été décidé de ne pas tenir compte de cette

difficulté temporaire et de modéliser une fin de vie via transport maritime en métropole pour son traitement.

Le Tableau 30 récapitule les hypothèses principales considérées pour la modélisation des batteries pour chaque système et pour chaque périmètre géographique.

Systèmes étudiés ³²		Métropole					
		A1	A2	A3	B1	B1	B3
Batterie	Puissance (kWh)	/	10	10	/	84	84
	Nombre de cycles/an	/	293	594	/	113	521
	Durée de vie (ans)	/	15	10,1	/	15	11,5
	Transports jusqu'en métropole	Transport par route, de Yancheng, Jiangsu, Chine au port de Shanghai : 300km Transport par bateau, du port de Shanghai au port de Rotterdam : 22 224km Transport par route, du port de Rotterdam au sud de la France (zone H3) : 1 200km					
	Transports de fin de vie	Transport par route, distance moyenne vers un centre de traitement de fin de vie : 100km					
	Martinique						
		C1	C2	D1	D2		
Batterie	Puissance (kWh)	/		10	/		96
	Nombre de cycles/an	/		355	/		153
	Durée de vie (ans)	/		15	/		15
	Transports jusqu'en Martinique	Transport par route, de Yancheng, Jiangsu, Chine au port de Shanghai : 300km Transport par bateau, du port de Shanghai au port de Marseille : 18 600km Transport par bateau, du port de Marseille au port de Fort de France (Martinique) : 9 000km Transport par route, du port de Fort de France jusqu'à la destination finale : 50km					
	Transports de fin de vie	Transport par route, distance moyenne sur l'île vers le port : 50km Transport par bateau, du port de Fort de France (Martinique) au port de St Nazaire (France) : 6 600km Transport par route, distance moyenne vers un centre de traitement de fin de vie : 100km					
	La Réunion						
		E1	E2	F1	F2		
Batterie	Puissance (kWh)	/		10	/		80
	Nombre de cycles/an	/		339	/		174
	Durée de vie (ans)	/		15	/		15
	Transports jusqu'à La Réunion	Transport par route, de Yancheng, Jiangsu, Chine au port de Shanghai : 300km Transport par bateau, du port de Shanghai au port de Marseille : 18 600km Transport par bateau, du port de Marseille au port de Saint Denis (La Réunion) : 11 000km Transport par route, du Port de Saint Denis jusqu'à la destination finale : 50km					
	Transports de fin de vie	Transport par route, distance moyenne sur l'île vers le port : 50km Transport par bateau, du port de Saint Denis (Réunion) au port de Bordeaux (métropole) : 13 875km Transport par route, distance moyenne vers un centre de traitement de fin de vie : 100km					

Tableau 30 – Hypothèses principales appliquées aux Batteries stationnaires et par périmètre géographique de l'étude

³² Voir en partie 3.2.2 page 12 le rappel des systèmes étudiés en Métropole : A1, A2, A3, B1, B2, B3, en Martinique : C1, C2, D1, D2 et à La Réunion : E1, E2, F1, F2

Les tableaux suivants indiquent les quantités du composant batterie permettant de répondre à l'UF en fonction des étapes du cycle de vie et de la zone géographique. A noter que les batteries LFP ne nécessitent aucune maintenance pendant leur phase d'usage.

Systèmes étudiés ³³			Métropole						Martinique		La Réunion	
Etape du cycle de vie	Procédés utilisés en métropole	Unité	A2	A3	B1	B3	Procédés utilisés en Martinique et à La Réunion	C2	D2	E2	F2	
Matières premières	Battery, Li-ion, LFP stationary by G21, rechargeable, prismatic {CN}	kg	5,13	7,61	43,1	56,1	Battery, Li-ion, LFP stationary by G21, rechargeable, prismatic {CN}	5,13	49,2	5,13	41,0	
Transport jusqu'en métropole/ Martinique/ La Réunion	Transport, freight, lorry 16-32 metric ton, EURO6 {RoW}	t.km	1,54	2,28	12,9	16,8	Transport, freight, lorry 16-32 metric ton, EURO6 {RoW}	1,54	14,8	1,54	12,3	
	Transport, freight, sea, container ship {GLO}	t.km	114	169	957	1250	Transport, freight, sea, container ship {GLO}	142	1360	152	1210	
	Transport, freight, lorry 16-32 metric ton, EURO6 {RER}	t.km	6,15	9,13	51,7	67,4	Transport, freight, lorry 16-32 metric ton, EURO6 {RER}	0,26	2,46	0,26	2,05	
Fin de vie	Used Li-ion battery {GLO} treatment of used Li-ion battery, hydrometallurgical treatment	kg	2,56	3,81	21,5	28,1	Used Li-ion battery {GLO} treatment of used Li-ion battery, hydrometallurgical treatment	2,56	24,6	2,56	20,5	
	Used Li-ion battery {GLO} treatment of used Li-ion battery, pyrometallurgical treatment	kg	2,56	3,81	21,5	28,1	Used Li-ion battery {GLO} treatment of used Li-ion battery, pyrometallurgical treatment	2,56	24,6	2,56	20,5	
Transport de fin de vie	Transport, freight, lorry 16-32 metric ton, EURO6 {RER}	t.km	0,51	0,76	4,31	5,61	Transport, freight, lorry 16-32 metric ton, EURO6 {RoW}	0,26	2,46	0,26	2,05	
							Transport, freight, sea, container ship {GLO}	33,9	325	71,2	569,	
							Transport, freight, lorry 16-32 metric ton, EURO6 {RER}	0,51	0,51	0,51	4,10	

Tableau 31 – Éléments modélisés pour les batteries stationnaires pour l'ensemble des systèmes et des périmètres géographiques de l'étude

La nomenclature de la batterie « **Battery, Li-ion, LFP stationary by G21, rechargeable, prismatic {CN}** » est détaillée en Annexe 7.7.

Le transport en fin de vie de la batterie est assuré jusqu'à un centre de tri et de traitement spécialisé en métropole, car il s'agit d'un déchet nécessitant une prise en charge spécifique. Pour la batterie, une fin de vie avec 50% de traitement pyrométallurgie et 50% hydro-métallurgique est modélisée. Il s'agit d'une

³³ Voir en partie 3.2.2 page 12 le rappel des systèmes étudiés en Métropole : A1, A2, A3, B1, B2, B3, en Martinique : C1, C2, D1, D2 et à La Réunion : E1, E2, F1, F2

hypothèse neutre en attendant que la filière de fin de vie des batteries se structure et qu'un traitement devienne majoritaire en volume. Le marché des batteries de seconde vie (non étudié dans cette ACV) est pour l'instant en phase d'émergence et sera affecté par les différentes mesures mises en place dans le règlement batterie (EC, 2023).

5.3.4. Variation de production

Les sorties du modèle Artelys Crystal Super Grid mettent à disposition la variation de production annuelle en kWh par suite du système d'autoconsommation, avec sa ventilation par type de centrale de production :

- En métropole, turbine à gaz à cycle combiné, turbine à gaz à cycle ouvert, centrale à charbon, centrale nucléaire, centrale au fioul ;
- En Martinique, Centrale au diesel et turbine à combustion au fioul ;
- A La Réunion, Centrale au biodiesel (importé d'Europe).

Pour modéliser la variation d'impact entre la situation sans et avec le système d'autoconsommation, il suffit de calculer les impacts de cette variation pour chacune des centrales de production.

Les ICV des centrales de production françaises sont disponibles dans ecoinvent 3.10.

Pour les centrales à La Martinique et La Réunion, des ICV spécifiques à ces îles ne sont pas présentes dans ecoinvent 3.10. Des centrales géographiquement proches ont été approximées (par ex., Mexique pour La Martinique) et l'origine du carburant adaptée pour respecter les données présentées aux Tableau 25 et Tableau 27.

Les tableaux suivants indiquent les quantités de chaque élément de variation de production permettant de répondre à l'UF en fonction de la zone géographique.

Systèmes étudiés ³⁴		Métropole						
Production	Procédé utilisé	Unité	A1	A2	A3	B1	B1	B3
Turbine cycle combiné, gaz	Electricity, high voltage {FR} electricity production, natural gas, combined cycle power plant	kWh	-7 200	-7 000	-5 500	37 700	-35 000	-24 700
Centrale à charbon	Electricity, high voltage {FR} electricity production, hard coal	kWh	-1 100	-1 300	-2 100	-5 900	-8 000	-12 500
Centrale nucléaire	Electricity, high voltage {FR} electricity production, nuclear, pressure water reactor	kWh	-200	-100	-100	-1 000	-500	-500
Turbine à combustion, gaz	Electricity, high voltage {FR} electricity production, natural gas, conventional power plant	kWh	/	/	/	-100	-200	-300
Centrale au fioul	Electricity, high voltage {FR} electricity production, oil	kWh	/	/	/	/	-100	-100
Martinique								
Production	Procédé utilisé	Unité	C1	C2	D1	D2		
Centrale au diesel	Electricity, high voltage {RoW} heat and power co-generation, diesel, 200kW electrical, SCR-NOx reduction	kWh	-4 480	-3 100	36 600	-28 900		
Turbine à combustion au fioul	Electricity, high voltage {MX} electricity production, oil	kWh	-4 480	-3 100	36 600	-28 900		
La Réunion								

³⁴ Voir en partie 3.2.2 page 12 le rappel des systèmes étudiés en Métropole : A1, A2, A3, B1, B2, B3, en Martinique : C1, C2, D1, D2 et à La Réunion : E1, E2, F1, F2

Production	Procédé utilisé	Unité	E1	E2	F1	F2
Centrale au biodiesel	Electricity, high voltage {CH} heat and power co-generation, diesel, 200kW electrical, SCR-NOx reduction [Modifié]	kWh	-7 000	-7 000	68 400	67 300

Tableau 32 – Éléments modélisés pour les variations de production pour l'ensemble des systèmes et des périmètres géographiques de l'étude

En Martinique, la turbine à combustion au fioul a été approximé par un système de production chaudière au fioul et une turbine à vapeur. Le choix de la géographie du procédé (Mexique) a été effectué par rapport à sa proximité avec la Martinique.

A La Réunion, un proxy a été créé pour la centrale au biodiesel à partir d'une centrale au diesel européenne. Le choix de la géographie du procédé a été effectué par rapport à la technologie. Il a été estimé que La Réunion dispose des mêmes équipements technologiques que la Métropole et donc l'Europe. N'ayant pas de variante française dans ecoinvent 3.10, la version suisse a été choisie comme base la plus proche de la France. Les détails sur le proxy de la centrale au biodiesel sont disponibles en Annexe 7.11.

Les modèles électriques par Artelys Crystal Super Grid en Métropole tiennent compte de l'interconnexion au niveau européen de toutes les unités de production. Les centrales marginales ne sont donc pas forcément françaises, mais potentiellement des pays voisins. En ce qui concerne les centrales mises en jeu dans les variations de production, on a vérifié que les impacts des moyens de production français sont une hypothèse maximisante par rapport aux pays voisins (voir Annexe 7.10). Les ICV pris pour base de l'ACV sont les centrales françaises d'ecoinvent 3.10.

Nous tenons à préciser que la modélisation d'Artelys Crystal Super Grid ne permet pas de différencier l'anthracite du lignite (utilisé en Allemagne) en ce qui concerne les centrales à charbon marginales. Cependant, l'anthracite est plus souvent marginale que la lignite en 2022 en Europe³⁵ et cette tendance est valable aussi à l'horizon 2030. Pour les variations de production des centrales à charbon, l'ACV considère de l'anthracite, et non du lignite.

5.3.5. Stockages centralisés

Les stockages centralisés représentent les batteries ou stations de transfert d'énergie par pompage (STEP) présent centralement sur le réseau,

- En métropole, les batteries centralisées et les STEP ;
- En Martinique, aucun moyen installé ;
- À La Réunion, les batteries centralisées sur le réseau de l'île.

Des ICV sont disponibles pour les STEP dans ecoinvent 3.10. Pour les batteries centralisées, le même modèle de batterie stationnaire a été considéré que la batterie locale intégrée à l'installation résidentielle ou tertiaire.

Les tableaux suivants indiquent les quantités de chaque élément de stockage centralisé permettant de répondre à l'UF en fonction de la zone géographique.

Métropole								
Stockage	Procédé utilisé	Unité	A1	A2	A3	B1	B1	B3
Hydraulique	Electricity, high voltage {FR} STEP electricity production, without incoming electricity Cut-off, U [Modifié]	kWh	910	600	500	4640	3500	2100
Batterie Li-ion centralisée (du réseau électrique)	Battery, Li-ion, LFP stationary by G21, rechargeable, prismatic {CN}	kg	-0,03	-0,17	-0,38	-0,08	-1,14	-2,31
La Réunion								

³⁵ Voir : Joint Research Center, The Merit Order and Price-Setting Dynamics in European Electricity Markets, 2023, https://publications.jrc.ec.europa.eu/repository/bitstream/JRC134300/JRC134300_01.pdf

Production	Procédé utilisé	Unité	E1	E2	F1	F2
Batterie Li-ion centralisée (du réseau électrique)	Battery, Li-ion, LFP stationary by G21, rechargeable, prismatic {CN}	kg	-0,86	-1,54	-8,33	-14,10

Tableau 33 – Éléments modélisés pour les stockages centralisés pour l'ensemble des systèmes et des périmètres géographiques de l'étude

Les batteries centralisées du réseau électrique sont modélisées à partir du même procédé que celui de la batterie stationnaire, dont les détails sont disponibles en Annexe 7.9.

Concernant le stockage hydraulique, le procédé d'ecoinvent 3.10 « **Electricity, high voltage {FR}| electricity production, hydro, pumped storage | Cut-off, U** » a été adapté pour éviter un double comptage d'énergie car la modélisation d'Artelys Crystal Super Grid prend déjà en compte l'électricité entrante pour pomper l'eau du réservoir bas au réservoir haut dans les résultats. Ainsi, dans « **Electricity, high voltage {FR}| electricity production, hydro, pumped storage | Cut-off, U [Modifié]** », la quantité de « **Electricity, high voltage {FR}| market for electricity, high voltage | Cut-off, U** » a été mise à zéro.

Limites de la modélisation ACV

Les limites de la modélisation ACV ont trait à

- L'absence d'inventaire spécifique pour des batteries stationnaires, qui a mené à une adaptation d'un inventaire spécifique à la mobilité
- La linéarité des quantités mises en œuvre, comme discuté ci-avant, alors que les systèmes ne sont pas tous en quantité linéaire du service apporté (voir Onduleurs). Cette hypothèse de linéarité est néanmoins une pratique courante en ACV, en l'absence de bureau d'étude éditant des spécifications réelles ;
- L'absence de connaissance précise du cyclage des batteries centralisées, dont la mise en œuvre a été considérée comme optimale, au maximum de leurs possibilités, effectuant 6000 cycles en 15 ans, critère de durée de vie maximale. Les rôles joués par les batteries centralisées et la batterie locale sont mis en balance au travers du réseau électrique tout entier, et les mérites respectifs sont ensuite comptabilisés par l'ACV. Le moindre cyclage des batteries locales en autoconsommation alourdit donc le bilan environnemental de l'Unité Fonctionnelle comparativement au cyclage important des batteries centralisées et optimisées. Le fonctionnement actuel de ces systèmes distincts semble tout de même correspondre aux caractéristiques prises dans le modèle ACV.
- La modélisation ACV s'appuie sur les résultats de la modélisation dans Artelys Crystal Super Grid par Artelys, sans évaluation de leur incertitude.

5.4. Évaluation de l'impact du cycle de vie

5.4.1. Méthode d'évaluation de l'impact

Les impacts sont évalués selon le jeu d'indicateurs préconisé par la Commission Européenne à ce jour : Environmental Footprint 3.1. "EF 3.1" (PEFCR, 2017).

L'ensemble des catégories d'impact est listé dans le tableau ci-dessous :

Catégorie d'impact	Unité	Méthode	Robustesse
Changement climatique, dont :			
- Fossile	kg CO ₂ eq	Baseline model of 100 years of the IPCC (based on IPCC 2021)	I
- Carbone biogénique			
- Occupation des sols			
Destruction de la couche d'ozone	kg CFC-11 eq	Steady-state ODPs as in (WMO 1999)	I
Effets des particules fines	Nb of diseases	PM method recommended by UNEP 2016	I
Formation d'ozone troposphérique	kg NMVOC eq	LOTOS-EUROS (Van Zelm et al, 2008) as applied in ReCiPe 2008	II
Acidification des sols et de l'eau	mol H+ eq	Accumulated Exceedance (Seppälä et al. 2006, Posch et al, 2008)	II
Radiations ionisantes	kBq U235eq	Dreicer et al. 1995 and Frischknecht 2000	II
Eutrophisation eaux douces	kg P eq	EUTREND model (Struijs et al, 2009) as implemented in ReCiPe	II
Eutrophisation marine	kg N eq	EUTREND model (Struijs et al, 2009) as implemented in ReCiPe	II
Eutrophisation terrestre	Mol N eq	Accumulated Exceedance (Seppälä et al. 2006, Posch et al, 2008)	II
Toxicité humaine : Cancérogène Non-cancérogène	CTUh	USEtox 2.1. model (Rosenbaum et al, 2008)	III <i>interim</i>
Écotoxicité eaux douces	CTUe	USEtox 2.1. model (Rosenbaum et al, 2008)	III <i>interim</i>
Occupation des sols	Pt	Soil quality index based on LANCA (Beck et al. 2010 and Bos et al. 2016)	III
Épuisement de la ressource en eau	m ³	Available Water Remaining (AWARE) in UNEP, 2016	III
Épuisement des ressources fossiles	MJ	CML Guinée et al. (2002) and van Oers et al. (2002)	III
Épuisement des ressources minérales et métalliques	kg Sb eq	CML Guinée et al. (2002) and van Oers et al. (2002)	III

Source : (Fazio & al., 2018)

Tableau 34 – Catégories d'impacts, unité, méthode et robustesse

Les résultats sont normalisés et pondérés afin de pouvoir identifier les catégories d'impacts pertinentes pour l'étude. La méthode, issue des travaux de EF, est explicitée en Annexe 7.10.

Cette méthode de normalisation et pondération permet la sélection des indicateurs pertinents en partie 5.4.3.

5.4.2.Résultats pour l'ensemble du cycle de vie

Les résultats différentiels par rapport au mix réseau pour l'ensemble des systèmes du cas Autoconsommation (1 à 2 ou 3, en résidentiel et en tertiaire) et pour les trois périmètres géographiques sont présentés ci-après en Tableau 35, Tableau 36 et Tableau 37, par catégorie d'impact de la méthode EF3.1.

Le code couleur permet de mettre en avant quel système est le plus impactant en fonction de l'indicateur étudié, de la zone géographique (Métropole, La Réunion et Martinique), du périmètre étudié (Résidentiel ou tertiaire) et les systèmes étudiés (A1-A2-A3, B1-B2-B3, C1-C2, D1-D2, E1-E2, F1-F2). Ce code couleur se lit en ligne par indicateur avec en vert, le système ayant le moins d'impact, en rouge celui avec le plus d'impact et en jaune le système intermédiaire.

Note sur l'approche différentielle des calculs et résultats :

Les résultats montrés, que ce soit en sortie de la modélisation électrique ou de l'ACV, sont uniquement en différentiel entre la situation *avec* système d'autoconsommation et *sans* système d'autoconsommation, s'affranchissant de la partie commune entre les deux systèmes, qui n'est pas évaluée (production commune des centrales électriques, transformation, distribution, etc.). Si l'on appelle S_0 la situation de référence *sans* système d'autoconsommation et S_1 , S_2 et S_3 respectivement les situations *avec* les systèmes d'autoconsommation 1, 2 et 3, les résultats montreront les valeurs électriques et les impacts environnementaux de $(S_1 - S_0)$, $(S_2 - S_0)$ et $(S_3 - S_0)$. En comparant $(S_i - S_0)$ à $(S_k - S_0)$, on compare S_i à S_k , puisque $(S_i - S_0) - (S_k - S_0) = S_i - S_k$.

L'approche différentielle permet de répondre à l'objectif de l'étude, comparer les situations *avec* et *sans* système d'autoconsommation, par une modélisation ACV plus légère, qui n'a pas besoin de prendre en compte toute l'infrastructure de production et du réseau commune entre tous les systèmes.

Géographie : métropole (code couleur expliqué page 62 ; codes des systèmes A1, A2, A3, B1, B2, B3 définis § 3.2.2 page 12)

Catégorie d'impact (en différentiel par rapport au mix réseau)	Unité	Métropole Résidentiel			Métropole Tertiaire		
		A1	A2	A3	B1	B2	B3
Acidification des sols et de l'eau	mol H+ eq	-8,70E+00	-9,11E+00	-1,45E+01	-4,92E+01	-5,66E+01	-8,62E+01
Changement climatique	kg CO2 eq	-5,08E+03	-5,12E+03	-5,04E+03	-2,71E+04	-2,74E+04	-2,59E+04
Écotoxicité, eau douce	CTUe	1,83E+03	2,41E+03	1,78E+03	6,21E+03	1,10E+04	7,88E+03
Effets des particules fines	disease inc.	1,21E-05	1,80E-05	1,47E-05	3,74E-05	7,74E-05	6,16E-05
Eutrophisation marine	kg N eq	-2,17E+00	-2,26E+00	-2,86E+00	-1,19E+01	-1,31E+01	-1,62E+01
Eutrophisation eaux douces	kg P eq	-3,64E-01	-4,21E-01	-8,19E-01	-2,16E+00	-2,84E+00	-5,07E+00
Eutrophisation terrestre	mol N eq	-2,07E+01	-2,00E+01	-2,55E+01	-1,15E+02	-1,14E+02	-1,42E+02
Toxicité humaine cancer	CTUh	-3,14E-08	9,28E-08	1,39E-07	-4,79E-07	5,76E-07	9,18E-07
Toxicité humaine non-cancer	CTUh	9,81E-06	1,24E-05	6,85E-06	3,44E-05	5,26E-05	2,22E-05
Radiations ionisantes	kBq U-235 eq	-1,40E+02	-6,81E+01	-6,84E+01	-7,15E+02	-3,44E+02	-3,42E+02
Occupation des sols	Pt	6,40E+03	6,57E+03	5,76E+03	2,81E+04	2,92E+04	2,50E+04
Destruction de la couche d'ozone	kg CFC11 eq	-1,38E-04	-1,32E-04	-9,13E-05	-7,62E-04	-6,85E-04	-4,09E-04
Formation d'ozone troposphérique	kg NMVOC eq	-9,82E+00	-9,96E+00	-1,08E+01	-5,33E+01	-5,54E+01	-5,80E+01
Épuisement des ressources fossiles	MJ	-8,20E+04	-8,01E+04	-7,40E+04	-4,34E+05	-4,20E+05	-3,69E+05
Épuisement des ressources minérales et métalliques	kg Sb eq	4,57E-02	5,38E-02	5,76E-02	2,12E-01	2,82E-01	3,02E-01
Épuisement de la ressource en eau	m3 depriv.	3,16E+01	5,24E+01	6,74E+01	6,65E+01	2,51E+02	3,60E+02

Tableau 35 – Résultats différentiels par rapport au mix réseau des impacts de l'ensemble des systèmes en métropole sur l'ensemble du cycle de vie par catégorie d'impact de la méthode EF 3.1

Géographie : Martinique (code couleur expliqué page 62 ; codes des systèmes C1, C2, D1, D2 définis § 3.2.2 page 12)

Catégorie d'impact (en différentiel par rapport au mix réseau)	Unité	Martinique Résidentiel		Martinique Tertiaire	
		C1	C2	D1	D2
Acidification des sols et de l'eau	mol H+ eq	-3,33E+01	-4,14E+01	-2,72E+02	-2,97E+02
Changement climatique	kg CO2 eq	-6,52E+03	-6,77E+03	-5,32E+04	-5,25E+04
Écotoxicité, eau douce	CTUe	5,50E+02	1,24E+03	-1,43E+02	9,04E+03
Effets des particules fines	disease inc.	-2,68E-04	-3,37E-04	-2,19E-03	-2,42E-03
Eutrophisation marine	kg N eq	-5,05E+00	-6,08E+00	-4,12E+01	-4,43E+01

Catégorie d'impact (en différentiel par rapport au mix réseau)	Unité	Martinique Résidentiel		Martinique Tertiaire	
		C1	C2	D1	D2
Eutrophisation eaux douces	kg P eq	1,72E-01	2,33E-01	1,13E+00	1,71E+00
Eutrophisation terrestre	mol N eq	-5,42E+01	-6,37E+01	-4,44E+02	-4,62E+02
Toxicité humaine cancer	CTUh	-7,31E-07	-9,52E-07	-6,28E-06	-6,36E-06
Toxicité humaine non-cancer	CTUh	1,33E-05	1,63E-05	8,49E-05	1,26E-04
Radiations ionisantes	kBq U-235 eq	-6,10E-02	4,64E+00	-2,05E+01	2,91E+01
Occupation des sols	Pt	3,13E+03	3,50E+03	1,76E+04	2,31E+04
Destruction de la couche d'ozone	kg CFC11 eq	-3,25E-05	-3,27E-05	-3,13E-04	-2,87E-04
Formation d'ozone troposphérique	kg NMVOC eq	-2,53E+01	-2,80E+01	-2,06E+02	-2,12E+02
Épuisement des ressources fossiles	MJ	-8,16E+04	-8,34E+04	-6,65E+05	-6,50E+05
Épuisement des ressources minérales et métalliques	kg Sb eq	4,47E-02	5,33E-02	3,21E-01	4,04E-01
Épuisement de la ressource en eau	m3 depriv.	-2,88E+02	-2,53E+02	-2,48E+03	-2,10E+03

Tableau 36 – Résultats différentiels par rapport au mix réseau des impacts de l'ensemble des systèmes en Martinique sur l'ensemble du cycle de vie par catégorie d'impact de la méthode EF 3.1

Géographie : La Réunion (code couleur expliqué page 62 ; codes des systèmes E1, E2, F1, F2 définis § 3.2.2 page 12)

Catégorie d'impact	Unité	La Réunion Résidentiel		La Réunion Tertiaire	
		E1	E2	F1	F2
Acidification des sols et de l'eau	mol H+ eq	-4,12E+01	-4,02E+01	-4,07E+02	-3,91E+02
Changement climatique	kg CO2 eq	-7,11E+03	-7,05E+03	-6,98E+04	-6,82E+04
Ecotox, eau douce	CTUe	-6,54E+04	-6,46E+04	-6,44E+05	-6,26E+05
Effets des particules fines	disease inc.	-2,51E-04	-2,44E-04	-2,49E-03	-2,39E-03
Eutrophisation marine	kg N eq	-2,91E+01	-2,90E+01	-2,85E+02	-2,79E+02
Eutrophisation eaux douces	kg P eq	-3,47E-01	-3,03E-01	-3,68E+00	-3,21E+00
Eutrophisation terrestre	mol N eq	-1,56E+02	-1,54E+02	-1,53E+03	-1,49E+03
Toxicité humaine cancer	CTUh	-7,55E-07	-6,22E-07	-7,85E-06	-6,55E-06
Toxicité humaine non-cancer	CTUh	-5,42E-05	-5,01E-05	-5,55E-04	-5,09E-04
Radiations ionisantes	kBq U-235 eq	-1,14E+02	-1,10E+02	-1,13E+03	-1,08E+03
Occupation des sols	Pt	-4,04E+05	-4,04E+05	-3,96E+06	-3,89E+06
Destruction de la couche d'ozone	kg CFC11 eq	-2,63E-05	-2,51E-05	-3,12E-04	-2,89E-04
Formation d'ozone troposphérique	kg NMVOC eq	-2,11E+01	-2,08E+01	-2,08E+02	-2,02E+02
Épuisement des ressources fossiles	MJ	-3,06E+04	-3,00E+04	-3,04E+05	-2,93E+05
Épuisement des ressources minérales et métaux	kg Sb eq	2,82E-02	3,54E-02	2,31E-01	2,92E-01
Épuisement de la ressource en eau	m3 depriv.	-2,78E+03	-2,76E+03	-2,73E+04	-2,67E+04

Tableau 37 – Résultats différentiels par rapport au mix réseau des impacts de l'ensemble des systèmes de La Réunion sur l'ensemble du cycle de vie par catégorie d'impact de la méthode EF 3.1

5.4.3. Identification des indicateurs pertinents

La priorisation des indicateurs permet de sélectionner les indicateurs pertinents sur l'ensemble de notre cas d'étude, afin de simplifier la communication et la compréhension des résultats, en réduisant la complexité des informations présentées.

L'identification des indicateurs pertinents pour le cas d'étude s'effectue à partir des résultats de la pondération réalisée après la normalisation pour chaque périmètre géographique. Les indicateurs pertinents sont habituellement ceux qui représentent 80% des impacts totaux de la pondération cumulés par ordre d'impact décroissant. Les calculs d'Artelys Crystal Super Grid suivent, dans ce cas d'usage, une approche différentielle : ils délivrent la différence entre la situation du mix réseau seul et la situation conjuguant mix réseau et autoproduction/autoconsommation/batterie. Par ce fait, le calcul ne donne pas accès au véritable total des impacts, et nous avons construit une sélection des indicateurs pertinents en trois phases successives à l'intérieur de chacune des trois zones géographiques considérées (métropole, La Martinique, La Réunion) :

- 1) Sélection des indicateurs pertinents du mix réseau moyen annuel, suivant une règle de 80% des impacts cumulés après normalisation et pondération. Le calcul est réalisé pour 1kWh distribué. La valeur en % du premier indicateur échappant à la sélection est considérée comme le *seuil minimal de variation* pour l'étape suivante ;
- 2) Ensuite, les catégories d'impacts dont la contribution en valeur absolue au score unique dans le calcul différentiel local de chaque système dépasse le *seuil minimal de variation* évoqué au paragraphe précédent sont ajoutées à la liste des indicateurs pertinents. La valeur absolue de chacune des catégories d'impact est considérée, car les contributions sont positives ou négatives du fait du caractère différentiel du calcul ;
- 3) Tous les indicateurs sélectionnés pour les 4 (6 en métropole) systèmes modélisés sont considérés « pertinents » et étudiés ensuite.

Les résultats sont présentés pour tous les systèmes dans un ordre identique des catégories d'impact, de la plus contributrice à la moins contributrice d'après le mix électrique, puis les catégories d'impact les plus contributrices dans des calculs différentiels.

Les Tableau 35, Tableau 36 et Tableau 37 présentent les résultats du score unique, obtenus à la suite d'une normalisation et d'une pondération EF3.1, pour chaque zone géographique respective et pour tous les systèmes de l'étude.

Les étapes du choix des indicateurs pertinents y sont visualisées comme suit :

- 1) 1^{ère} colonne – mix électrique réseau : les indicateurs sur fond vert sont sélectionnés selon le critère qu'ils participent aux 80% majeurs du score unique du mix électrique. La contribution du premier indicateur qui suit les 80% est montrée sur fond orange et constitue le *seuil minimal de variation* pour l'étape suivante.
- 2) 4 ou 6 colonnes suivantes – calculs différentiels des systèmes : si le *seuil minimal de variation* (orange) est dépassé, la valeur est montrée sur fond violet et l'indicateur entre dans la sélection des indicateurs pertinents.

Géographie : Métropole (codes des systèmes A1, A2, A3, B1, B2, B3 définis § 3.2.2 page 12)

en % de Point du score unique	Mix France	A1	A2	A3	B1	B2	B3
Épuisement des ressources fossiles	45%	47%	48%	44%	44%	46%	42%
Radiations ionisantes	19%	1%	0%	0%	1%	0%	0%
Épuisement des ressources minérales et métalliques	16%	-24%	-30%	-32%	-20%	-29%	-32%
Changement climatique	8%	63%	67%	65%	60%	66%	64%
Effets des particules fines	2,6%	-1%	-1%	-1%	0%	-1%	-1%
Acidification des sols et de l'eau	2%	4%	5%	8%	4%	5%	9%
Eutrophisation eaux douces	2%	3%	3%	7%	3%	4%	8%
Toxicité humaine non-cancer	2%	-1%	-1%	0%	0%	-1%	0%
Formation d'ozone troposphérique	1%	5%	5%	6%	5%	6%	6%
Épuisement de la ressource en eau	1%	0%	0%	0%	0%	0%	0%
Ecotoxicité, eau douce	1%	0%	0%	0%	0%	0%	0%
Eutrophisation terrestre	1%	2%	2%	2%	2%	2%	2%
Eutrophisation marine	1%	1%	2%	2%	1%	2%	2%

en % de Point du score unique	Mix France	A1	A2	A3	B1	B2	B3
Toxicité humaine cancer	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%
Occupation des sols	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%
Destruction de la couche d'ozone	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%

Note : en fond vert sont présentées les catégories d'impact retenues pour mix électrique de la métropole, comme responsables de plus de 80% des résultats pondérés du mix. En fond orange la catégorie d'impact déterminant le « seuil de variation minimale », ici 2,6%. En fond violet sont présentées les catégories d'impact retenues pour chaque système d'après les calculs différentiels.

Tableau 38 – Indicateurs retenus pour chaque système en métropole par la méthode EF3.1

Géographie : Martinique (codes des systèmes C1, C2, D1, D2 définis § 3.2.2 page 12)

en % de Point du score unique	Mix Martinique	C1	C2	D1	D2
Changement climatique	38%	51%	50%	50%	51%
Épuisement des ressources fossiles	22%	29%	28%	29%	29%
Effets des particules fines	12%	11%	13%	11%	13%
Acidification des sols et de l'eau	8%	10%	12%	10%	11%
Formation d'ozone troposphérique	7,0%	8%	9%	8%	9%
Eutrophisation terrestre	3%	3%	4%	3%	3%
Épuisement des ressources minérales et métaux	2%	-15%	-17%	-13%	-17%
Eutrophisation marine	2%	2%	2%	2%	2%
Occupation des sols	2%	0%	0%	0%	0%
Épuisement de la ressource en eau	1%	1%	0%	1%	1%
Toxicité humaine non-cancer	1%	-1%	-1%	0%	-1%
Eutrophisation eaux douces	1%	-1%	-1%	-1%	-1%
Ecotoxicité, eau douce	0%	0%	0%	0%	0%
Toxicité humaine cancer	0%	0%	0%	0%	0%
Radiations ionisantes	0%	0%	0%	0%	0%
Destruction de la couche d'ozone	0%	0%	0%	0%	0%

Note : en fond vert sont présentées les catégories d'impact retenues pour mix électrique de la métropole, comme responsables de plus de 80% des résultats pondérés du mix. En fond orange la catégorie d'impact déterminant le « seuil de variation minimale », ici 3,6%. En fond violet sont présentées les catégories d'impact retenues pour chaque système d'après les calculs différentiels.

Tableau 39 – Indicateurs retenus pour chaque système en Martinique par la méthode EF3.1

Géographie : La Réunion (codes des systèmes E1, E2, F1, F2 définis § 3.2.2 page 12)

en % de Point du score unique	Mix La Réunion	E1	E2	F1	F2
Effets des particules fines	30%	8%	8%	8%	8%
Changement climatique	20%	41%	42%	40%	41%
Acidification des sols et de l'eau	8%	9%	10%	9%	9%
Formation d'ozone troposphérique	6%	5%	5%	5%	5%
Eutrophisation terrestre	6%	7%	7%	7%	7%
Occupation des sols	6%	8%	8%	8%	8%
Épuisement des ressources fossiles	5%	8%	8%	8%	8%
Eutrophisation marine	5,3%	9%	9%	9%	9%
Épuisement de la ressource en eau	5%	4%	4%	4%	4%
Épuisement des ressources minérales et métaux	3%	-7%	-9%	-6%	-7%
Ecotoxicité, eau douce	2%	5%	5%	4%	5%
Toxicité humaine non-cancer	2%	2%	2%	2%	2%
Eutrophisation eaux douces	1%	1%	1%	1%	1%
Toxicité humaine cancer	0%	0%	0%	0%	0%
Radiations ionisantes	0%	0%	0%	0%	0%
Destruction de la couche d'ozone	0%	0%	0%	0%	0%

Note : en fond vert sont présentées les catégories d'impact retenues pour mix électrique de la métropole, comme responsables de plus de 80% des résultats pondérés du mix. En fond orange la catégorie d'impact déterminant le « seuil de variation minimale », ici 3,6%. En fond violet sont présentées les catégories d'impact retenues pour chaque système d'après les calculs différentiels.

Tableau 40 – Indicateurs retenus pour chaque système de La Réunion par la méthode EF3.1

Finalement, les indicateurs considérés comme pertinents dans ce cas d'étude sont récapitulés dans le Tableau 41.

Critère	Catégories d'impact pertinentes		
	Métropole	Martinique	La Réunion
Priorisés par les 80% majeurs des résultats de pondération sur le mix électrique moyen	Épuisement des ressources fossiles	Changement climatique	Effets des particules fines
	Radiations ionisantes	Épuisement des ressources fossiles	Changement climatique
	Épuisement des ressources minérales et métalliques	Effets des particules fines	Acidification des sols et de l'eau Formation d'ozone troposphérique Eutrophisation terrestre
	Changement climatique	Acidification des sols et de l'eau	Occupation des sols Épuisement des ressources fossiles
Priorisés par la pondération des résultats différentiels	Acidification des sols et de l'eau	Formation d'ozone troposphérique	Eutrophisation marine
	Formation d'ozone troposphérique	Épuisement des ressources minérales et métalliques	Épuisement des ressources minérales et métalliques
	Eutrophisation eaux douces		

Tableau 41 – Liste des indicateurs pertinents pour les cas d'usage en métropole, Martinique et La Réunion

5.5.Cas d'usage en métropole

5.5.1. Résultats comparatifs sur l'ensemble du cycle de vie par indicateur pertinent, en métropole

Cette partie a pour but d'examiner les systèmes résidentiels et tertiaires en métropole pour chaque indicateur pertinent pris isolément. Les comparaisons devront être validées à la lumière des incertitudes et des écarts significatifs calculés dans la partie 5.5.3.1.

- Pour rappel, les codes des systèmes étudiés en métropole (zone climatique H3) définis en partie 3.2.2 sont :
- A1 – pavillon résidentiel avec système d'autoconsommation de panneaux solaires seuls ;
- A2 – pavillon résidentiel avec système d'autoconsommation de panneaux solaires + stockage par batterie ;
- A3 – pavillon résidentiel avec système d'autoconsommation de panneaux solaires + stockage par batterie pilotée ;
- B1 – immeuble tertiaire avec système d'autoconsommation de panneaux solaires seuls ;
- B2 – immeuble tertiaire avec système d'autoconsommation de panneaux solaires+ stockage par batterie ;
- B3 – immeuble tertiaire avec système d'autoconsommation de panneaux solaires+ stockage par batterie pilotée.

Comme introduit en section 3.4 et rappelé dans l'encadré « Note sur l'approche différentielle des calculs et résultats » en 5.4.2, le scénario de référence « S₀ » sans système d'autoconsommation n'est pas évalué en ACV. En revanche, l'ordre de grandeur des impacts du scénario peut être approximé par la consommation annuelle multipliée par le mix moyen :

- La consommation globale annuelle est rappelée en Figure 20 page 27 pour les pavillons résidentiels, et à la fin du paragraphe 4.2.2.3 page 28 pour les immeubles tertiaires.
- Les ICV des mix moyens dans chacune des zones géographiques sont :

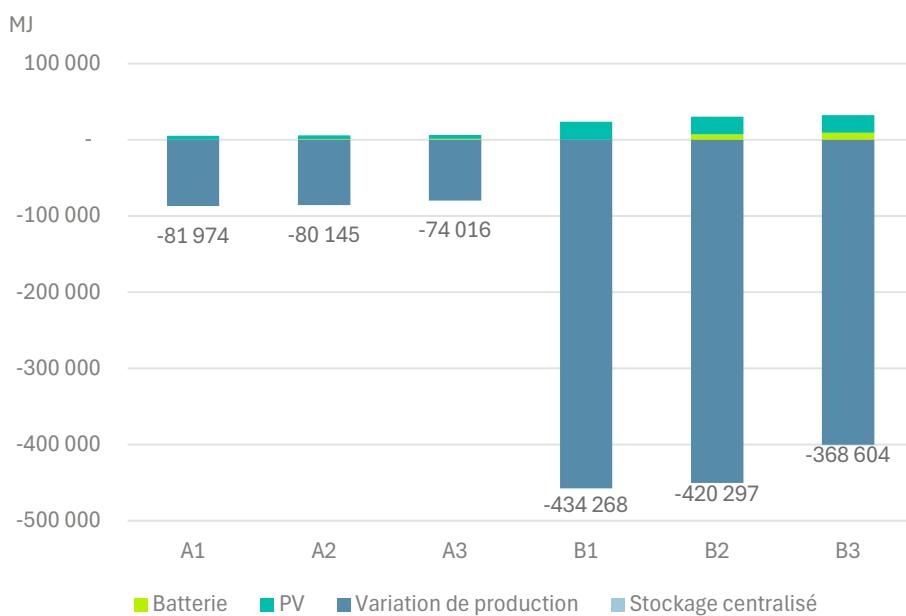
- o En métropole, mix France disponible dans ecoinvent 3.10 ;
- o Pour la Martinique et La Réunion, voir resp. les Annexes 7.4 et 7.5.

Le résultat sera un ordre de grandeur et non un détail aussi fin que la modélisation par Artelys Crystal Super Grid, qui tient compte du moment de consommation par le pas de temps horaire sur toute l'année.

Dans les tableaux de présentation des résultats relatifs (en %) ci-après appelés « Contribution différentielle (par rapport au mix réseau) par composant à l'indicateur ... », le code couleur différencie les valeurs de la plus faible à la plus élevée selon l'ordre des couleurs vert/orange/rouge.

5.5.1.1. Métropole – Épuisement des ressources fossiles

La figure ci-dessous fournit la contribution relative de chaque composant des différents systèmes des différents scénarios en métropole sur l'indicateur épuisement des ressources fossiles. L'ensemble des étapes du cycle de vie a été considéré pour chaque composant.



Note : Les nombres sur le graphique représentent la somme des impacts positifs (barres au-dessus de l'axe des abscisses) et négatifs (barres en dessous de l'axe) pour chaque système

Figure 33 – Contribution différentielle (par rapport au mix réseau) à l'indicateur épuisement des ressources fossiles (MJ) en métropole

D'un point de vue comparatif :

- Les résultats étant en différentiel, on observe que tous les scénarios étudiés avec des panneaux PV et/ou une batterie sont **moins impactant que le scénario de référence**.
- Les scénarios utilisant une batterie (A2 et A3, B2 et B3) présentent des impacts plus élevés sur l'indicateur épuisement des ressources fossiles que les scénarios avec uniquement un système PV (A1 et B1).
- Les variations d'impacts des batteries et des systèmes photovoltaïques entre les systèmes sont dues au dimensionnement des équipements dans chaque système.
- En résidentiel, entre le scénario en différentiel le plus impactant A3 et le scénario en différentiel le moins impactant A1, un facteur 1,1 est observé. L'écart étant relativement faible entre les scénarios, les conclusions seront à valider avec l'analyse des incertitudes.
- En tertiaire, entre le scénario en différentiel le plus impactant B3 et le scénario en différentiel le moins impactant B1, un facteur 1,2 est observé. L'écart étant relativement faible entre les scénarios, les conclusions seront à valider avec l'analyse des incertitudes.

Épuisement des ressources fossiles (code couleur page 68)	Composants des systèmes			
	Batterie	PV	Variation de production	Stockage centralisé
A1		6%	-106%	~0%
A2	1%	6%	-107%	~0%
A3	2%	7%	-108%	~0%
B1		5%	-105%	~0%
B2	2%	6%	-107%	~0%
B3	2%	6%	-109%	~0%

Tableau 42 – Contribution différentielle (par rapport au mix réseau) par composant à l’indicateur épuisement des ressources fossiles, en métropole

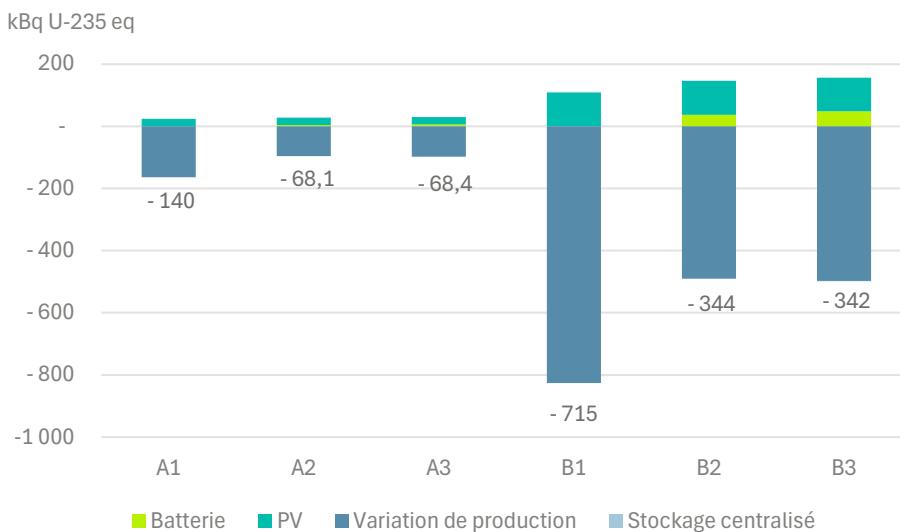
Du point de vue des composants des systèmes :

- Pour l’ensemble des systèmes étudiés, la variation de production permet de réduire les impacts par rapport au scénario de référence. C’est majoritairement dû à l’évitement du gaz naturel utilisé dans les turbines à cycle combinées, puis également par suite de l’évitement de l’utilisation de charbon ;
- Pour l’ensemble des systèmes étudiés, la contribution des systèmes photovoltaïques est la plus importante et elle varie de 5 à 7% par rapport au scénario de référence. La production de silicium est impactant sur le système PV ;
- Pour l’ensemble des systèmes étudiés, la contribution des batteries est faible et varie de 1 à 2% par rapport au scénario de référence ;
- Le recours aux stockage centralisés a un impact négligeable dans tous les scénarios (environ 0%).

La réduction des impacts de tous les scénarios étudiés sur l’épuisement des ressources fossiles est étroitement liée à l’évitement de ressources consommées, telles que le gaz et le charbon. Les impacts des installations des batteries et des systèmes PV sont minoritaires par rapport au gain de l’évitement de la production d’électricité.

5.5.1.2. Métropole - Radiations ionisantes

La figure ci-dessous fournit la contribution relative de chaque composant des différents systèmes des différents scénarios en métropole sur l’indicateur radiations ionisantes. L’ensemble des étapes du cycle de vie a été considéré pour chaque composant.



Note : Les nombres sur le graphique représentent la somme des impacts positifs (barres au-dessus de l’axe des abscisses) et négatifs (barres en dessous de l’axe) pour chaque système

Figure 34 – Contribution différentielle (par rapport au mix réseau) à l’indicateur radiations ionisantes (kBq U-235 eq) en métropole

D’un point de vue comparatif :

- Les résultats étant en différentiel, on observe que tous les scénarios étudiés avec des panneaux PV avec ou sans batterie sont **moins impactant que le scénario de référence** ;
- Les scénarios utilisant une batterie (A2 et A3, B2 et B3) présentent des impacts plus élevés sur l'indicateur radiations ionisantes que les scénarios avec uniquement des panneaux PV (A1 et B1) ;
- La variation des impacts entre le scénario avec des panneaux PV et une batterie et le scénario avec des panneaux PV et une batterie pilotée est relativement faible, en résidentiel et en tertiaire ;
- Les variations d'impacts des batteries et des systèmes photovoltaïques entre les systèmes sont dues au dimensionnement des équipements dans chaque système ;
- En résidentiel, entre le scénario en différentiel le plus impactant A2 et le scénario en différentiel le moins impactant A1, un facteur 2,1 est observé. L'écart étant relativement faible entre les scénarios, les conclusions seront à valider avec la partie incertitudes ;
- En tertiaire, entre le scénario en différentiel le plus impactant B3 et le scénario en différentiel le moins impactant B1, un facteur 2,1 est observé. L'écart étant relativement faible entre les scénarios, les conclusions seront à valider avec la partie incertitudes.

Radiations ionisantes (code couleur page 68)	Composants des systèmes			
	Batterie	PV	Variation de production	Stockage centralisé
A1		17%	-117%	~0%
A2	6%	34%	-140%	~0%
A3	9%	34%	-143%	~0%
B1		15%	-116%	~0%
B2	11%	32%	-142%	~0%
B3	14%	32%	-146%	~0%

Tableau 43 – Contribution différentielle (par rapport au mix réseau) par composant à l'indicateur radiations ionisantes, en métropole

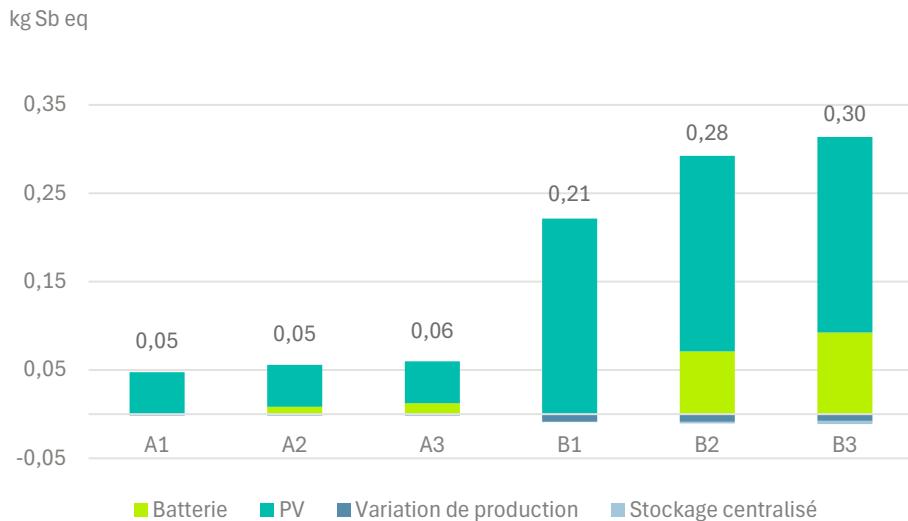
Du point de vue des composants des systèmes :

- Pour l'ensemble des systèmes étudiés, la variation de production permet de réduire les impacts par rapport au scénario de référence. C'est majoritairement dû à l'évitement de la consommation d'énergie issue du nucléaire. Le gain des impacts s'explique en partie par la réduction des résidus d'uranium et de l'évitement du traitement du combustible nucléaire usé ;
- Pour l'ensemble des systèmes étudiés, la contribution des systèmes photovoltaïques est la plus importante et elle varie de 15 à 34% par rapport au scénario de référence. Les impacts du système PV sont liés à la production de ces différents composants ;
- Pour l'ensemble des systèmes étudiés, la contribution des batteries varie de 6 à 9% en résidentiel et 11 à 14% en tertiaire par rapport au scénario de référence ;
- Le recours aux stockages centralisés a un impact négligeable dans tous les scénarios.

La réduction des impacts de tous les scénarios étudiés sur l'indicateur radiations ionisantes est étroitement liée à l'évitement de minerais d'uranium consommé par les centrales nucléaires de l'hexagone pour contribuer au mix consommé par l'unité fonctionnelle. Les impacts des installations des batteries et des systèmes PV sont mineurs par rapport au gain de l'évitement de l'exploitation de l'uranium. La part de l'énergie nucléaire substituée reste dans tous les cas très faible, moins de 2% de l'énergie totale substituée (voir Figure 29 et Figure 30 page 46). On rappelle que la catégorie d'impact radiations ionisante a été sélectionnée comme pertinente du fait du mix électrique de l'hexagone, à forte proportion nucléaire, et non du fait des variations différentes dues aux systèmes d'autoconsommation (cf.. Tableau 38 page 66).

5.5.1.3. Métropole – Épuisement des ressources minérales et métalliques

La figure ci-dessous fournit la contribution relative de chaque composant des différents systèmes des différents scénarios en métropole sur l'indicateur épuisement des ressources minérales et métalliques. L'ensemble des étapes du cycle de vie a été considéré pour chaque composant.



Note : Les nombres sur le graphique représentent la somme des impacts positifs (barres au-dessus de l'axe des abscisses) et négatifs (barres en dessous de l'axe) pour chaque système

Figure 35 – Contribution différentielle (par rapport au mix réseau) à l'indicateur épuisement des ressources minérales et métalliques (kg Sb eq) en métropole

D'un point de vue comparatif :

- Les résultats étant différentiels, on observe que tous les scénarios étudiés avec des panneaux PV et/ou une batterie sont plus impactant que le scénario de référence ;
- En résidentiel et en tertiaire, les scénarios utilisant une batterie (A2 et A3, B2 et B3) présentent des impacts plus élevés sur l'indicateur épuisement des ressources minérales et métalliques que les scénarios avec uniquement des panneaux PV (A1 et B1) ;
- La variation des impacts entre le scénario avec des panneaux PV et une batterie et le scénario avec des panneaux PV et une batterie pilotée est relativement faible, en résidentiel et en tertiaire ;
- Les variations d'impacts des batteries et des systèmes photovoltaïques entre les systèmes sont dues au dimensionnement des équipements dans chaque système ;
- Les batteries pilotées (en A3 et B3³⁶) effectuent respectivement 2 et 4 fois plus de cycles que les batteries non pilotées (A2 et B2³⁷). On lit directement l'ampleur de leur contribution au système dans la barre vert clair « batterie » des résultats sur la figure ci-dessus, en comparant A2 et A3 d'une part, B2 et B3 d'autre part. Notons qu'en A3 et B3, elles dépassent 400 cycles annuels (en équivalent de cycles complets DoD). Les batteries sont donc remplacées du fait de leur vieillissement par cyclage et non par le critère de la limite d'âge de 15 ans. En effet, la durée de vie dépend du nombre de cycle : elle est stable et vaut 15 ans en dessous de 400 cycles, et 6000 divisé par le nombre de cycles annuels au-dessus de 400 (Figure 36). Une batterie qui n'effectuerait qu'un seul cycle par an dans notre système « pèserait », dans l'allocation ACV, autant qu'une batterie qui en effectuerait 400. Au-dessus de 400 cycles annuels, le mode de calcul change : une batterie qui effectuerait 800 cycles par an dans notre système « pèserait », dans l'allocation ACV, le double d'une batterie qui en effectuerait 400. Le bilan environnemental d'un cyclage plus important de la batterie dépend alors des substitutions de production effectuées ;
- En résidentiel, entre le scénario en différentiel le plus impactant A3 et le scénario en différentiel le moins impactant A1, un facteur 1,3 est observé. Les résultats étant très proches entre les scénarios résidentiels, les conclusions seront à valider avec la partie incertitudes ;
- En tertiaire, entre le scénario en différentiel le plus impactant B3 et le scénario en différentiel le moins impactant B1, un facteur 1,4 est observé. L'écart étant relativement faible entre les scénarios, les conclusions seront à valider avec l'analyse des incertitudes.

³⁶ cf. 4.4.3.1 page 46 et 4.4.3.2 page 47

³⁷ cf. 4.4.1.1 page 33 et 4.4.2.1 page 39

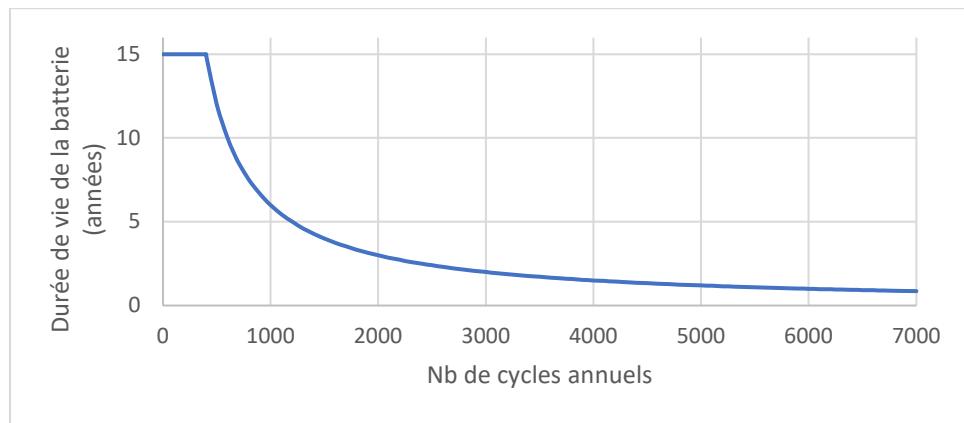


Figure 36 – Modèle de durée de vie de la batterie = min (15, 6000/nombre de cycles annuels)

Épuisement des ressources minérales et métalliques (code couleur page 68)	Composants des systèmes			
	Batterie	PV	Variation de production	Stockage centralisé
A1		104%	-4%	~0%
A2	15%	88%	-3%	~0%
A3	21%	82%	-3%	-1%
B1		104%	-4%	~0%
B2	25%	79%	-3%	-1%
B3	31%	73%	-3%	-1%

Tableau 44 – Contribution différentielle (par rapport au mix réseau) par composant à l'indicateur épuisement des ressources minérales et métalliques, en métropole

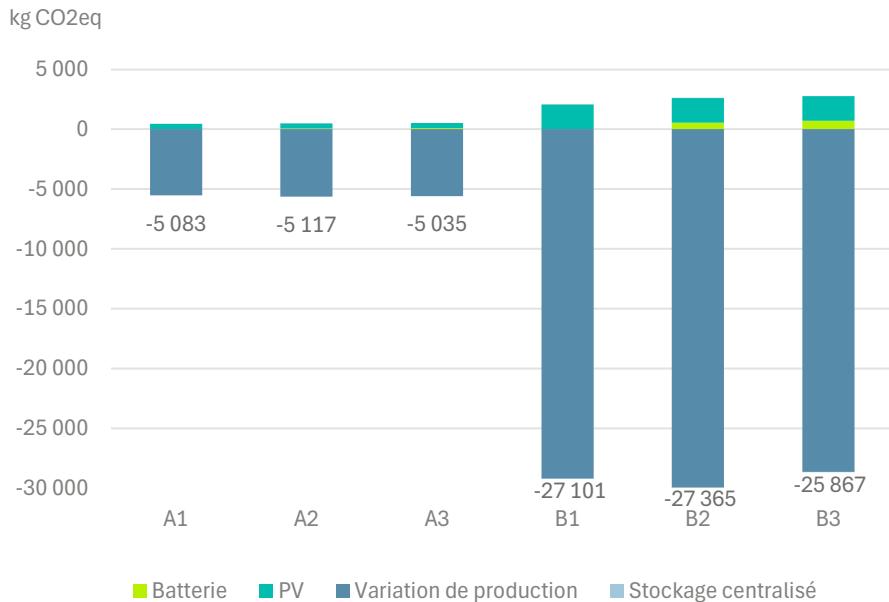
Du point de vue des composants des systèmes :

- Pour l'ensemble des systèmes étudiés, la contribution des systèmes photovoltaïques est prédominante par rapport au scénario de référence. Les impacts du système PV sont liés à l'extraction de métaux pour ces différents composants (cellule, wafer, éléments électroniques...), comme le silicium, l'or, qui est un coproduit de l'argent présent dans les panneaux, et le cuivre, entrant dans la composition des panneaux, des onduleurs, des câblages, des circuits électroniques ;
- Pour l'ensemble des systèmes étudiés, la contribution des batteries varie de 15 à 21% en résidentiel et 25 à 31% en tertiaire par rapport au scénario de référence. Le cuivre est un contributeur important pour la batterie ;
- Pour l'ensemble des systèmes étudiés, la variation de production permet de réduire les impacts par rapport au scénario de référence, notamment par la réduction de la consommation de gaz ;
- Le recours aux stockages centralisés a un impact négligeable dans tous les scénarios.

Sur l'épuisement des ressources minérales et métalliques, tous les scénarios étudiés ont un impact plus important que la référence liée à la consommation de ressources nécessaire pour l'installation des systèmes PV et des batteries.

5.5.1.4. Métropole – Changement climatique

La figure ci-dessous fournit la contribution relative de chaque composant des différents systèmes des différents scénarios en métropole sur l'indicateur changement climatique. L'ensemble des étapes du cycle de vie a été considéré pour chaque composant.



Note : Les nombres sur le graphique représentent la somme des impacts positifs (barres au-dessus de l'axe des abscisses) et négatifs (barres en dessous de l'axe) pour chaque système

Figure 37 – Contribution différentielle (par rapport au mix réseau) à l'indicateur changement climatique (kg CO₂eq) en métropole

D'un point de vue comparatif :

- Les résultats étant en différentiel, on observe que tous les scénarios étudiés avec des panneaux PV avec ou sans batterie sont moins impactants que le scénario de référence (0) ;
- Les écarts des totaux restent très faibles entre les résultats à l'intérieur des deux groupes, résidentiel d'une part, tertiaire d'autre part. Au total, les scénarios utilisant une batterie non pilotée (A2 et B2) atteignent des impacts totaux les plus faibles sur le changement climatique, suivis respectivement des panneaux PV seuls (A1 et B1) puis des panneaux PV avec batterie pilotée (A3 et B3).
- Comparant isolément les installations photovoltaïques entre les systèmes, leurs impacts varient en fonction du seul dimensionnement des équipements ;
- Comparant isolément les batteries entre les systèmes, leurs impacts varient en fonction du dimensionnement de la batterie et du nombre de cycles annuel (cf.. discussion au 5.5.1.3 ci-dessus) ;
- En résidentiel, entre le scénario en différentiel le plus impactant A3 et le scénario en différentiel le moins impactant A1, un facteur 1,01 est observé. L'écart étant relativement faible entre les scénarios, les conclusions seront à valider avec l'analyse des incertitudes ;
- En tertiaire, entre le scénario en différentiel le plus impactant B3 et le scénario en différentiel le moins impactant B1, un facteur 1,05 est observé. L'écart étant relativement faible entre les scénarios, les conclusions seront à valider avec l'analyse des incertitudes.

Changement climatique (code couleur page 68)	Composants des systèmes			
	Batterie	PV	Variation de production	Stockage centralisé
A1	-	9%	-109%	~0%
A2	1%	9%	-110%	~0%
A3	2%	9%	-111%	~0%
B1	-	8%	-108%	~0%
B2	2%	8%	-110%	~0%
B3	3%	8%	-111%	~0%

Tableau 45 – Contribution différentielle (par rapport au mix réseau) par composant à l'indicateur changement climatique, en métropole

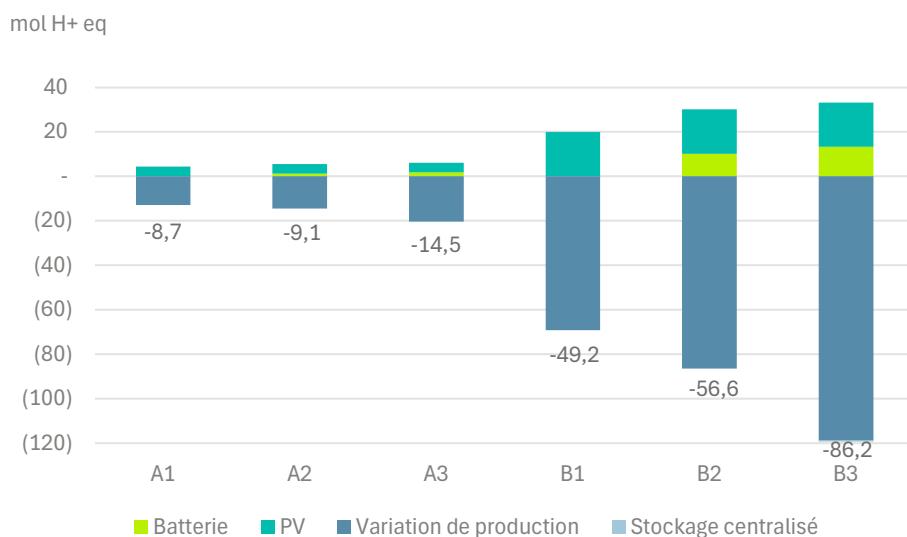
Du point de vue des composants des systèmes :

- Pour l'ensemble des systèmes étudiés, la variation de production permet de réduire les impacts par rapport au scénario de référence. C'est majoritairement dû à l'évitement du gaz naturel utilisé dans les turbines à cycle combinées, et également par suite de l'évitement de l'utilisation de charbon ;
- Pour l'ensemble des systèmes étudiés, la contribution des systèmes photovoltaïques est la plus importante et elle varie de 8 à 9% par rapport au scénario de référence ;
- Pour l'ensemble des systèmes étudiés, la contribution des batteries est faible et varie de 1 à 3% par rapport au scénario de référence ;
- Le recours aux stockages centralisés a un impact négligeable dans tous les scénarios (environ 0%).

La réduction des impacts de tous les scénarios étudiés sur le changement climatique est étroitement liée à l'évitement de ressources consommées, telles que le gaz et le charbon. Les impacts des installations des batteries et des systèmes PV sont minoritaires par rapport aux gains liés à l'évitement de production d'électricité d'origine fossile.

5.5.1.5. Métropole – Acidification des sols et de l'eau

La figure ci-dessous fournit la contribution relative de chaque composant des différents systèmes des différents scénarios en métropole sur l'indicateur acidification. L'ensemble des étapes du cycle de vie a été considéré pour chaque composant.



Note : Les nombres sur le graphique représentent la somme des impacts positifs (barres au-dessus de l'axe des abscisses) et négatifs (barres en dessous de l'axe) pour chaque système

Figure 38 – Contribution différentielle (par rapport au mix réseau) à l'indicateur acidification (mol H⁺ eq) en métropole

D'un point de vue comparatif :

- Les résultats étant en différentiel, on observe que tous les scénarios étudiés avec des panneaux PV avec ou sans batterie sont moins impactants que le scénario de référence ;
- Les scénarios utilisant une batterie (A2 et A3, B2 et B3) présentent des impacts moins élevés sur l'indicateur acidification que les scénarios avec uniquement un système PV (A1 et B1) ;
- Les variations d'impacts des batteries et des systèmes photovoltaïques entre les systèmes sont dues au dimensionnement des équipements dans chaque système ;
- En résidentiel, entre le scénario en différentiel le plus impactant A1 et le scénario en différentiel le moins impactant A3, un facteur 1,7 est observé. L'écart étant relativement faible entre les scénarios, les conclusions seront à valider avec la partie incertitudes ;
- En tertiaire, entre le scénario en différentiel le plus impactant B1 et le scénario en différentiel le moins impactant B3, un facteur 1,8 est observé. L'écart étant relativement faible entre les scénarios, les conclusions seront à valider avec la partie incertitudes.

Acidification des sols et de l'eau (code couleur page 68)	Composants des systèmes			
	Batterie	PV	Variation de production	Stockage centralisé
A1		49%	-149%	~0%
A2	13%	47%	-160%	~0%
A3	12%	29%	-141%	~0%
B1		41%	-141%	~0%
B2	18%	35%	-153%	~0%
B3	15%	23%	-138%	-1%

Tableau 46 – Contribution différentielle (par rapport au mix réseau) par composant à l'indicateur acidification, en métropole

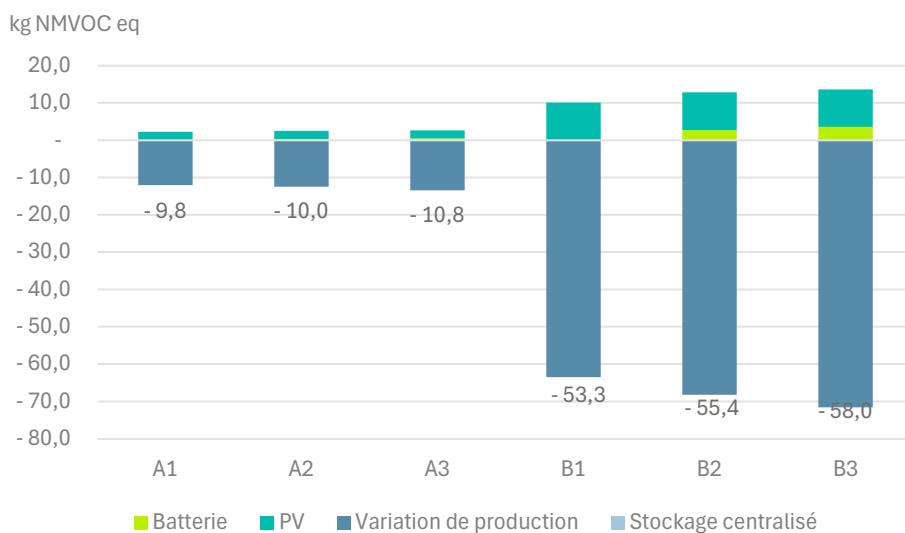
Du point de vue des composants des systèmes :

- Pour l'ensemble des systèmes étudiés, la variation de production permet de réduire les impacts par rapport au scénario de référence. C'est majoritairement dû à l'évitement de l'utilisation de charbon ;
- Pour l'ensemble des systèmes étudiés, la contribution des systèmes photovoltaïques est prédominante par rapport au scénario de référence. Les impacts du système PV sont liés à l'extraction du cuivre utilisé pour les différents composants de l'installation du système PV ;
- Pour l'ensemble des systèmes étudiés, la contribution des batteries varie de 12 à 18% par rapport au scénario de référence. Le composé Lithium-Fer-Phosphate (cellules de la batterie), et le cuivre sont des contributeurs importants pour la batterie ;
- Le recours aux stockages centralisés a un impact négligeable dans tous les scénarios.

La réduction des impacts de tous les scénarios étudiés sur l'acidification est étroitement liée à l'évitement de charbon consommé. Les impacts des installations des batteries et des systèmes PV sont moins importants que les impacts de la variation de production.

5.5.1.6. Métropole – Formation d'ozone troposphérique

La figure ci-dessous fournit la contribution relative de chaque composant des différents systèmes des différents scénarios en métropole sur l'indicateur formation d'ozone troposphérique. L'ensemble des étapes du cycle de vie a été considéré pour chaque composant.



Note : Les nombres sur le graphique représentent la somme des impacts positifs (barres au-dessus de l'axe des abscisses) et négatifs (barres en dessous de l'axe) pour chaque système

Figure 39 – Contribution différentielle (par rapport au mix réseau) à l'indicateur formation d'ozone troposphérique (kg NMVOC eq) en métropole

D'un point de vue comparatif :

- Les résultats étant en différentiel, on observe que tous les scénarios étudiés avec des panneaux PV avec ou sans batterie sont moins impactant que le scénario de référence ;
- Les scénarios utilisant une batterie (A2 et A3, B2 et B3) présentent des impacts moins élevés sur l'indicateur formation d'ozone troposphérique que les scénarios avec uniquement un système PV (A1 et B1) ;
- Les variations d'impacts des batteries et des systèmes photovoltaïques entre les systèmes sont dues au dimensionnement des équipements dans chaque système ;
- En résidentiel, entre le scénario en différentiel le plus impactant A1 et le scénario en différentiel le moins impactant A3, un facteur 1,1 est observé. L'écart étant relativement faible entre les scénarios, les conclusions seront à valider avec l'analyse des incertitudes ;
- En tertiaire, entre le scénario en différentiel le plus impactant B3 et le scénario en différentiel le moins impactant B1, un facteur 1,1 est observé. L'écart étant relativement faible entre les scénarios, les conclusions seront à valider avec l'analyse des incertitudes.

Formation d'ozone troposphérique (code couleur page 68)	Composants des systèmes			
	Batterie	PV	Variation de production	Stockage centralisé
A1		22%	-122%	~0%
A2	3%	22%	-125%	~0%
A3	4%	20%	-124%	~0%
B1		19%	-119%	~0%
B2	5%	18%	-123%	~0%
B3	6%	17%	-123%	~0%

Tableau 47 – Contribution différentielle (par rapport au mix réseau) par composant à l'indicateur formation d'ozone troposphérique, en métropole

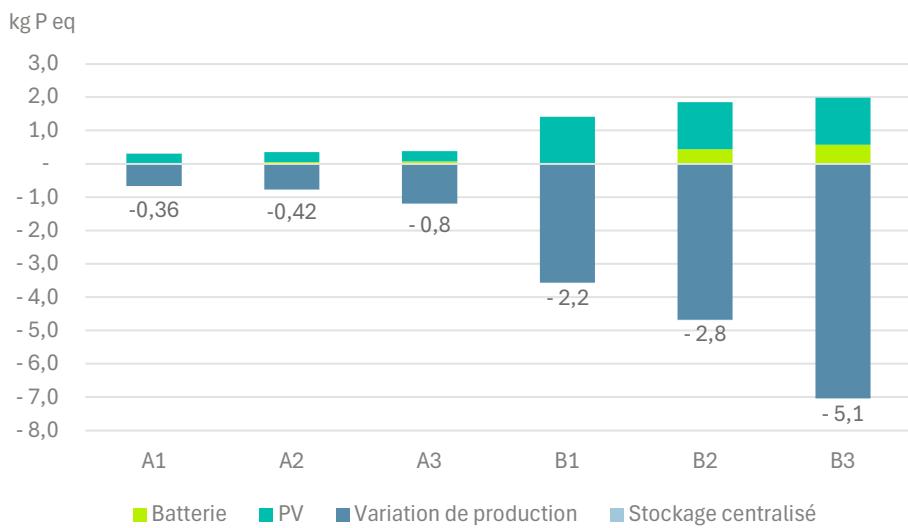
Du point de vue des composants des systèmes :

- Pour l'ensemble des systèmes étudiés, la variation de production permet de réduire les impacts par rapport au scénario de référence. C'est majoritairement dû à l'évitement de l'utilisation de charbon et de gaz naturel ;
- Pour l'ensemble des systèmes étudiés, la contribution des systèmes photovoltaïques est importante par rapport au scénario de référence. Les impacts du système PV sont à la production des cellules du système PV ;
- Pour l'ensemble des systèmes étudiés, la contribution des batteries varie de 3 à 6% par rapport au scénario de référence ;
- Le recours aux stockages centralisés a un impact négligeable dans tous les scénarios.

La réduction des impacts de tous les scénarios étudiés sur la formation d'ozone troposphérique est étroitement liée à l'évitement de carburants fossiles consommés, telles que le gaz et le charbon. Les impacts des installations des batteries et des systèmes PV sont moins importants que les impacts de la variation de production.

5.5.1.7. Métropole – Eutrophisation eaux douces

La figure ci-dessous fournit la contribution relative de chaque composant des différents systèmes des différents scénarios en métropole sur l'indicateur eutrophisation eaux douces. L'ensemble des étapes du cycle de vie a été considéré pour chaque composant.



Note : Les nombres sur le graphique représentent la somme des impacts positifs (barres au-dessus de l'axe des abscisses) et négatifs (barres en dessous de l'axe) pour chaque système

Figure 40 – Contribution différentielle (par rapport au mix réseau) à l'indicateur eutrophisation eaux douces (kg P eq) en métropole

D'un point de vue comparatif :

- Les résultats étant en différentiel, on observe que tous les scénarios étudiés avec des panneaux PV et/ou une batterie sont moins impactant que le scénario de référence ;
- Les scénarios utilisant une batterie (A2 et A3, B2 et B3) présentent des impacts moins élevés sur l'indicateur eutrophisation eaux douces que les scénarios avec uniquement un système PV (A1 et B1) ;
- Les variations d'impacts des batteries et des systèmes photovoltaïques entre les systèmes sont dues au dimensionnement des équipements dans chaque système ;
- En résidentiel, entre le scénario en différentiel le plus impactant A1 et le scénario en différentiel le moins impactant A3, un facteur 2,2 est observé. Les conclusions seront à valider avec l'analyse des incertitudes ;
- En tertiaire, entre le scénario en différentiel le plus impactant B3 et le scénario en différentiel le moins impactant B1, un facteur 2,4 est observé. Les conclusions seront à valider avec l'analyse des incertitudes.

Eutrophisation eaux douces (code couleur page 68)	Composants des systèmes			
	Batterie	PV	Variation de production	Stockage centralisé
A1		83%	-183%	0%
A2	12%	72%	-183%	0%
A3	9%	37%	-146%	0%
B1		65%	-166%	0%
B2	16%	50%	-165%	0%
B3	11%	28%	-139%	0%

Tableau 48 – Contribution différentielle (par rapport au mix réseau) par composant à l'indicateur eutrophisation eaux douces, en métropole

Du point de vue des composants des systèmes :

- Pour l'ensemble des systèmes étudiés, la variation de production permet de réduire les impacts par rapport au scénario de référence. C'est majoritairement dû à l'évitement de l'utilisation et de l'extraction de charbon ;
- Pour l'ensemble des systèmes étudiés, la contribution des systèmes photovoltaïques est importante par rapport au scénario de référence. Les impacts du système PV sont liés aux résidus sulfurés de l'exploitation des mines pour extraire les métaux (cuivre et l'or) ;
- Pour l'ensemble des systèmes étudiés, la contribution des batteries varie de 9 à 16% par rapport au scénario de référence ;

- Le recours aux stockages centralisés a un impact négligeable dans tous les scénarios.

La réduction des impacts de tous les scénarios étudiés sur l'eutrophisation eaux douces est étroitement liée à l'évitement de charbon consommé. Les impacts des installations des batteries et des systèmes PV sont moins importants que les impacts de la variation de production.

5.5.2. Métropole – Comparaison des systèmes par les indicateurs pertinents

Les Figure 41 et Figure 42 ci-dessous comparent les impacts des trois différentiels des systèmes autoconsommation (1) PV, (2) PV + batterie et (3) PV + batterie pilotée par rapport à (0) mix réseau, respectivement pour le cas d'usage résidentiel (A1, A2, A3) et tertiaire (B1, B2, B3).

Les deux situations, résidentielle et tertiaire, montrent exactement les mêmes tendances et peuvent être commentées d'un même trait :

- Tous les systèmes d'autoconsommation montrent par rapport au mix réseau une amélioration des indicateurs pertinents (différentiel négatif), sauf l'épuisement des ressources minérales et métalliques : il s'agit donc d'une situation de transfert d'impact de l'épuisement des ressources fossiles, les radiations ionisantes, le changement climatique, l'acidification des sols et de l'eau, la formation d'ozone troposphérique et l'eutrophisation eaux douces vers l'épuisement des ressources minérales et métalliques ; ce transfert augmente lorsque l'on complexifie les systèmes d'autoconsommation, de (1) PV seul à (2) PV+ batterie puis de façon insignifiante à (3) PV+ batterie pilotée : on lit ici la mise en œuvre de ressources supplémentaires pour les installations photovoltaïques, batterie, électriques et électroniques. L'indicateur épuisement des ressources minérales et métalliques est noté (■) ;
- Trois indicateurs varient peu quel que soit le système d'autoconsommation installé (1), (2) ou (3) : l'épuisement des ressources fossiles, le changement climatique, la formation d'ozone troposphérique. La somme des kWh issus des énergies thermiques fossiles (*i.e.* turbine à gaz à cycle combiné, centrale à charbon, turbine à gaz à cycle ouvert, centrale au fioul) évités par l'autoconsommation et influant sur ces indicateurs varie peu entre les trois systèmes d'autoconsommation : en résidentiel, de ~0% entre (1) et (2) puis de -8% entre (2) et (3) (*cf.* Figure 29), et respectivement en tertiaire -1% et -13% (*cf.* Figure 30). Ces trois indicateurs, liés à la production d'énergie électrique à base de ressources fossiles, sont notés (●) ;
(Remarque : on estimera par l'étude de l'incertitude le seuil significatif des variations en 5.5.4)
- La catégorie radiations ionisantes améliore moins ses impacts par rapport à la situation du mix du réseau lorsqu'une batterie est ajoutée au système photovoltaïque pour un système d'autoconsommation plus complexe, qu'elle soit pilotée (3) ou non (2). Les systèmes d'autoconsommation évitent deux fois moins de recours au nucléaire dès lorsqu'une batterie est présente, pilotée (3) ou non (2). Cet indicateur est noté (◆) ;
- Deux catégories d'impact sont améliorées par la complexité croissante du système d'autoconsommation installé, dans l'ordre (1), (2) puis (3) : l'acidification des sols et de l'eau et l'eutrophisation des eaux douces montrent des impacts légèrement améliorés quand on passe de (1) à (2), et significativement améliorés de (2) à (3) par le pilotage de la batterie. Ils sont notés (▲).

Aucune conclusion sur la valeur environnementale comparée des systèmes ne peut être dégagée de l'analyse, entre système (1) sans batterie, (2) avec batterie et (3) avec batterie pilotée, à part qu'entre (2) et (3), le transfert d'impact vers l'épuisement des ressources minérales et métalliques augmente, au profit de l'acidification des sols et de l'eau, et de l'eutrophisation des eaux douces.

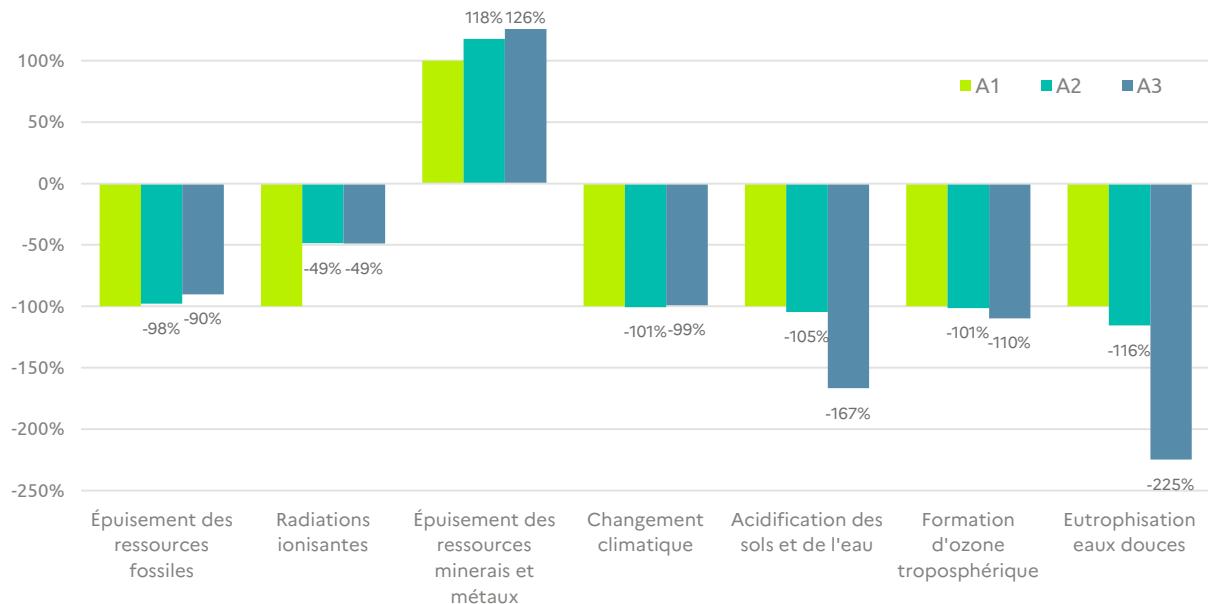


Figure 41 – Comparaison des impacts pertinents des systèmes d'autoconsommation résidentiels en métropole

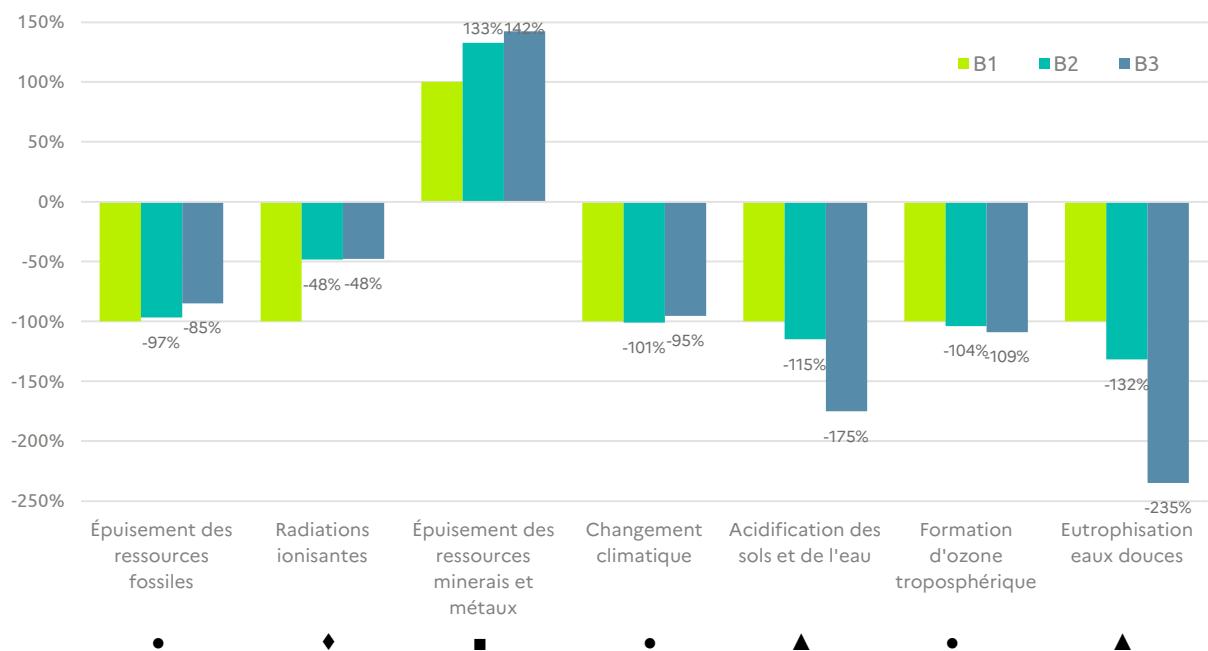


Figure 42 – Comparaison des impacts pertinents des systèmes d'autoconsommation tertiaires en métropole

5.5.3. Métropole – Sensibilité des résultats

La stabilité des résultats aux hypothèses et paramètres d'entrée est analysée dans cette partie. Si une hypersensibilité des résultats à un facteur de l'étude est détectée, il devra faire l'objet d'une attention accrue quant à sa valeur. Notamment, certains paramètres de dimensionnement et de calcul sont en rapide amélioration avec l'évolution des technologies, entre autres :

- Efficacité des panneaux photovoltaïques, caractérisée par la puissance surfacique, choisie à +/-15% autour de la valeur centrale de 230Wc/m² car la valeur centrale représente le marché actuel des panneaux photovoltaïques. Cette valeur .15% correspond aux panneaux photovoltaïques d'y a 5 ans et cette valeur +15% est la puissance surfacique envisageable dans un futur assez proche ;
- Durée de vie des panneaux photovoltaïques, choisie à +/-5 ans autour de la valeur centrale de 30 ans, il semble raisonnable de réaliser une sensibilité de 5 ans sur des panneaux photovoltaïques actuels de 30 ans ;

- Densité énergétique de la batterie, choisie à -/+15% autour de la valeur centrale de 130Wh/kg (équivalente à 160Wh/kg des cellules). Les fabricants annoncent des capacités spécifiques en hausse au fur et à mesure des améliorations de leurs modèles ;
- Durée de vie de la batterie, choisie à -/+2 ans comme arrondi de -/+15% autour de la valeur centrale conservatrice de 15 ans, par cohérence avec l'approche de sensibilité antérieure. La durée de vie d'une batterie LFP est influencée par de nombreux facteurs (profondeur de décharge, puissance de la charge/décharge, température d'utilisation). Le retour du Comité Technique sollicité statue envers une durabilité des batteries meilleure qu'espérée. Des fabricants garantissent aujourd'hui leurs batteries jusqu'à 20 ans.

Ces variations ont été mises en œuvre sur le système d'autoconsommation B2, immeuble tertiaire avec système d'autoconsommation photovoltaïque + batterie en métropole, qui réunit tous les composants des systèmes d'autoconsommation. Les résultats sont similaires sur A2.

5.5.3.1. Sensibilité à l'efficacité des panneaux photovoltaïques

En augmentant le rendement des panneaux photovoltaïques, on diminue la surface de panneaux nécessaires pour obtenir le même service, et par suite la connectique, les masses transportées, etc.. Les impacts liés à la fabrication et l'installation des panneaux évoluent le plus fortement à la baisse. Aucune « surréaction » ne se produit dans les résultats des indicateurs, les variations en sortie sont inférieures aux -/+15% imposés en entrée. Les réponses sont toutes symétriques autour de la valeur médiane.

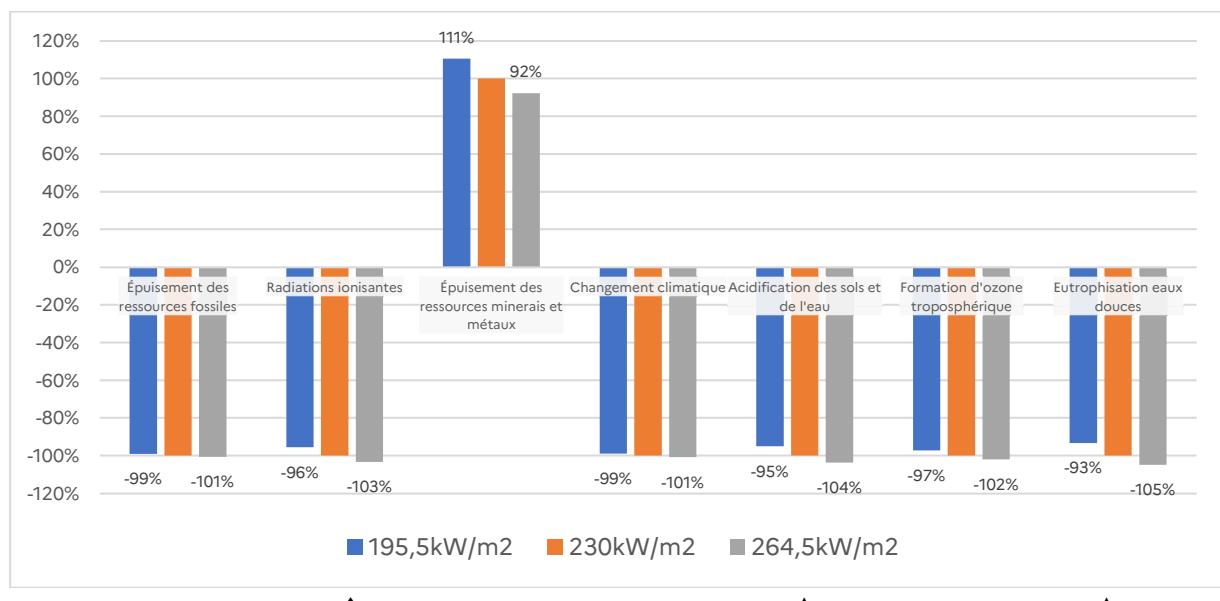


Figure 43 – Sensibilités des indicateurs à l'efficacité des panneaux photovoltaïques, cas B2

5.5.3.2. Sensibilité à la durée de vie des panneaux photovoltaïques

Le même commentaire que ci-dessus vaut pour l'augmentation de la durée de vie des panneaux photovoltaïques, puisque l'impact est jugé en part annuelle : on diminue cette part pour obtenir le même service, et par suite celle de la connectique, les masses transportées, etc.. Les impacts liés à la fabrication et l'installation des panneaux évoluent le plus fortement à la baisse. Aucune « surréaction » ne se produit dans les résultats des indicateurs, les variations en sortie sont inférieures aux -/+5ans (16,7%) imposés en entrée. Les réponses sont toutes symétriques autour de la valeur médiane.

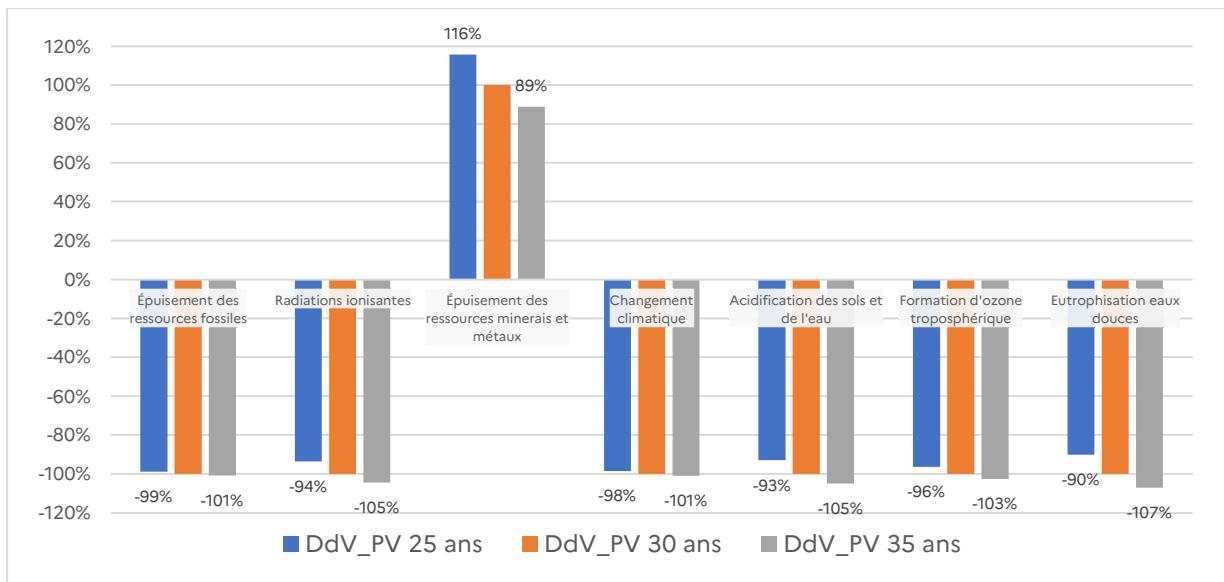


Figure 44 - Sensibilités des indicateurs à la durée de vie des panneaux photovoltaïques, cas B2

5.5.3.3.Sensibilité à la densité énergétique de la batterie

Un phénomène semblable aux panneaux photovoltaïques se produit sur la batterie dont on augmente la densité énergétique, diminuant la masse des cellules nécessaires pour obtenir le même service – supposées à peu près de même bilan à la fabrication – et par suite la masse transportée. Les impacts liés à la fabrication évoluent le plus fortement à la baisse, en premier les ressources minérales et métalliques. Aucune « surréaction » ne se produit dans les résultats des indicateurs, les variations en sortie sont inférieures aux -/+15% imposés en entrée. Les réponses sont toutes symétriques autour de la valeur médiane.

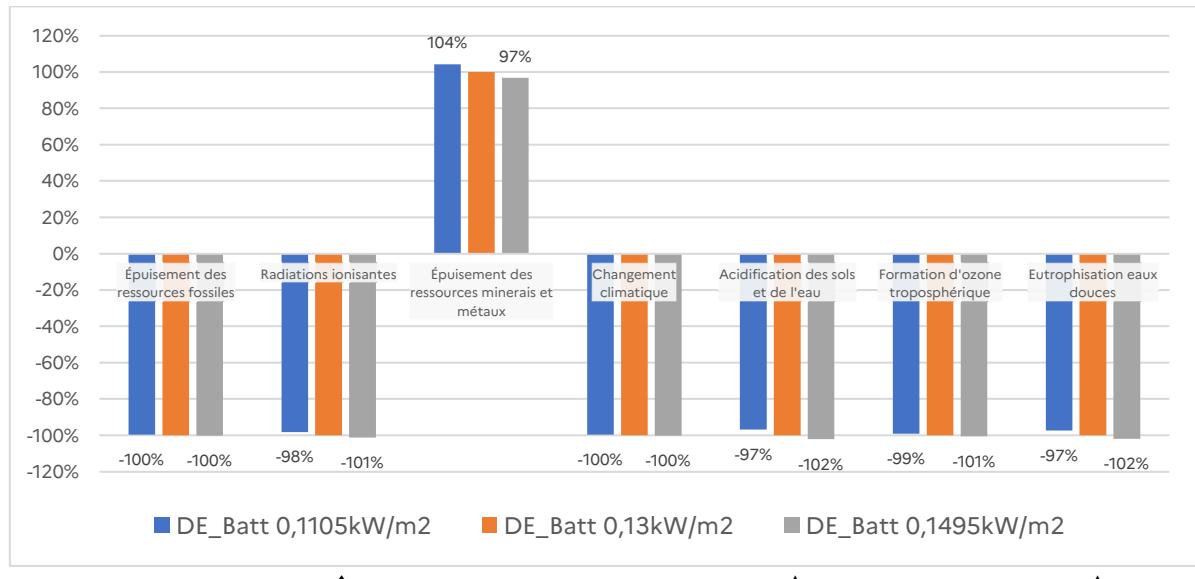


Figure 45 - Sensibilités des indicateurs à la densité énergétique de la batterie, cas B2

5.5.3.4.Sensibilité à la durée de vie de la batterie

La durée de vie de la batterie augmentée permet la diminution la masse allouée annuellement pour obtenir le même service. Les impacts liés à la fabrication évoluent le plus fortement à la baisse, en premier les ressources minérales et métalliques. Aucune « surréaction » ne se produit dans les résultats des indicateurs, les variations en sortie sont inférieures aux -/+13% imposés en entrée. Les réponses sont toutes symétriques autour de la valeur médiane.

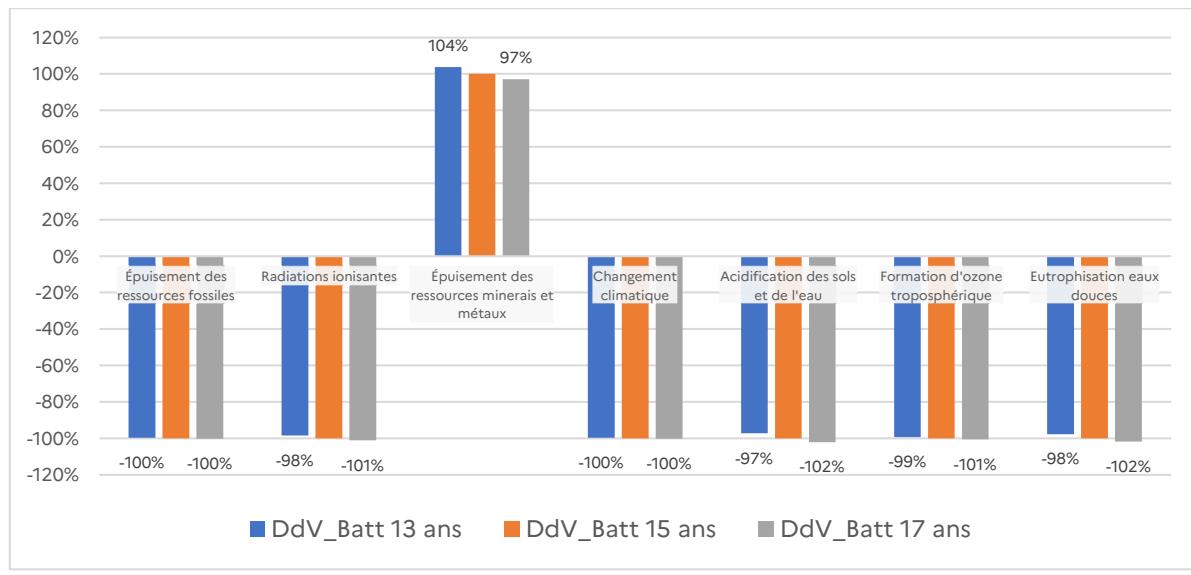


Figure 46 - Sensibilités des indicateurs à la durée de vie de la batterie, cas B2

5.5.4. Métropole – Incertitudes sur les résultats

5.5.4.1. Incertitudes simples

L'analyse d'incertitude est effectuée sur le logiciel SimaPro par la méthode de Monte Carlo. Cette méthode consiste à calculer un grand nombre de fois les impacts environnementaux des scénarios en piochant au hasard les valeurs des paramètres selon la distribution qui leur est attribuée, autour de la valeur moyenne. Les quartiles 2,5 et 97,5% (intervalle de confiance à 95 %) des résultats sont ainsi calculés et utilisées pour représenter l'incertitude des scénarios grâce à des barres d'erreur à empattement.

Les détails des paramètres et de la méthode sont présentés en Annexe 7.14.

Les Figure 47 et Figure 48 montrent les boîtes à empattement représentant les Quartiles 2,5% et 97,5% des trois différentiels des systèmes autoconsommation (1) PV, (2) PV + batterie et (3) PV + batterie pilotée par rapport à (0) mix réseau, respectivement pour le cas d'usage résidentiel (A1, A2, A3) et tertiaire (B1, B2, B3). Elles sont à rapprocher des Figure 41 et Figure 42 antérieures.

Les empattements se recouvrent dans tous les cas, aboutissant à des conclusions non catégoriques des comparaisons des résultats.

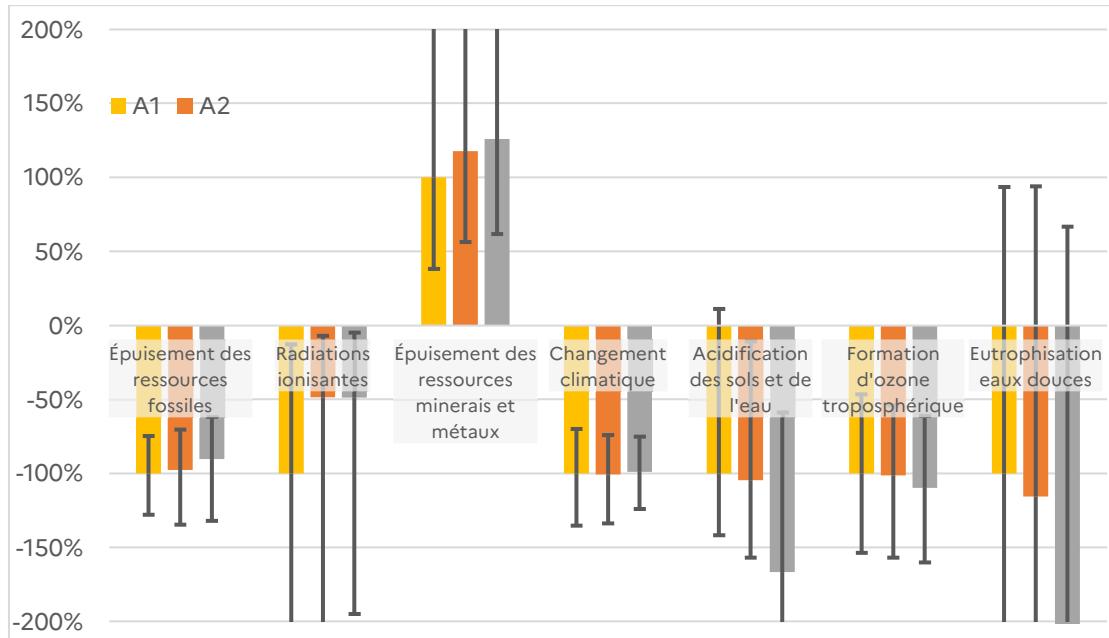


Figure 47 – Incertitudes des impacts pertinents des systèmes d'Autoconsommation résidentiels en métropole : quartiles 2,5% et 97,5%

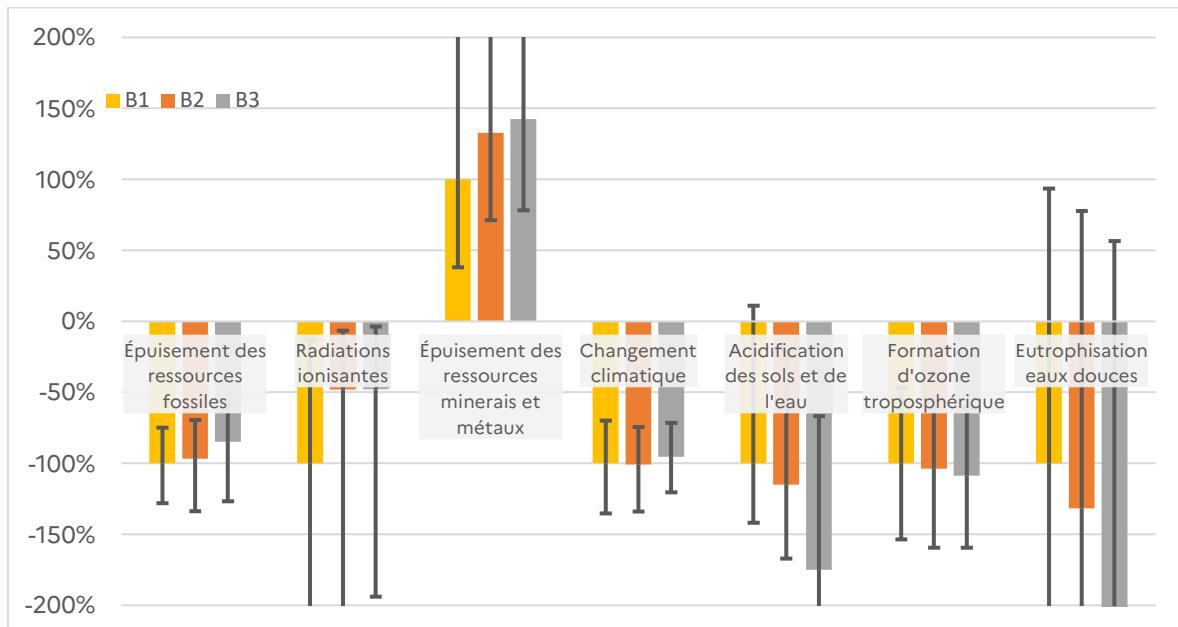


Figure 48 – Incertitudes des impacts pertinents des systèmes d'Autoconsommation tertiaires en métropole : quartiles 2,5% et 97,5%

5.5.4.2. Incertitudes corrélées des catégories d'impact

Du fait de grandes parts similaires des installations du mix réseau et d'autoconsommation locale, les erreurs qui découlent de ces parties similaires sont corrélées. Des calculs séparés des incertitudes par tirage de Monte-Carlo surévaluent leur amplitude. Pour une comparaison plus fine, nous réalisons des calculs par tirage de Monte-Carlo avec des valeurs identiques en entrée pour deux systèmes comparés.

La Figure 49 est issue d'un calcul par tirage de Monte-Carlo sur avec incertitude appliquée identiquement aux deux systèmes comparés A1 (PV) et A2 (PV + Batterie). Elle révèle, pour chaque indicateur, la proportion de tirages dans lesquels l'évaluation de l'indicateur d'A1 est inférieure à A2 (barre bleue à gauche) ou supérieure (barre orange à droite). Le total des deux barres vaut évidemment 100% pour chaque indicateur.

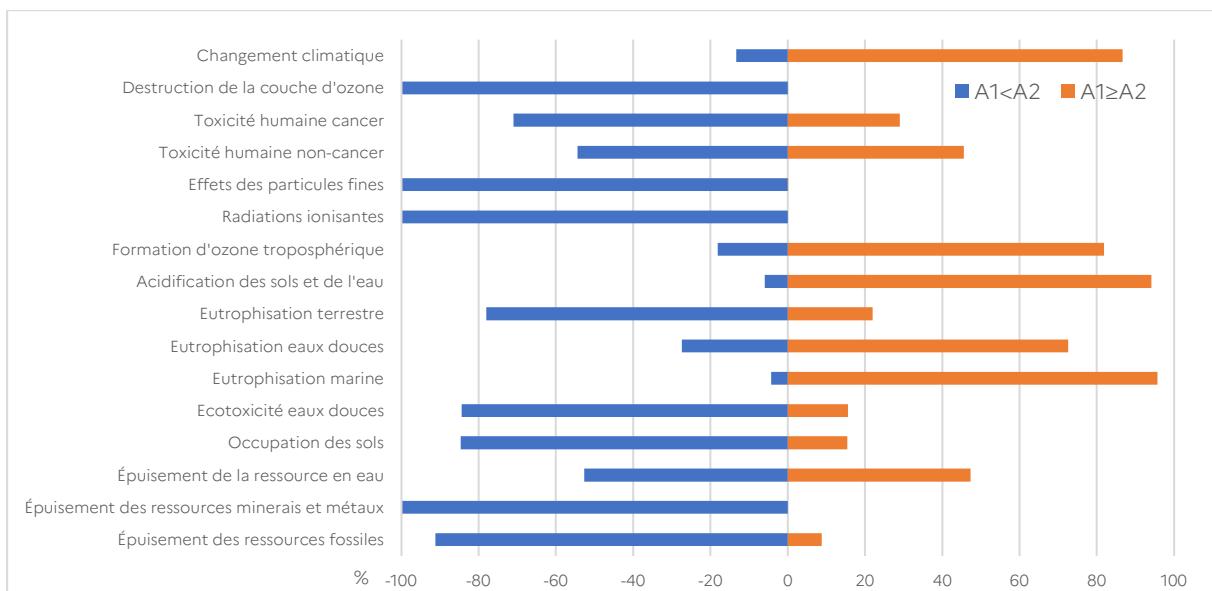


Figure 49 – Probabilité en % de comparaison des résultats des calculs corrélés des 16 indicateurs de dommage EF3.1 des systèmes A1 et A2 avec incertitude par méthode de Monte-Carlo, 1000 tirages.

Se concentrant sur les indicateurs pertinents au cas d'usage en Figure 50, on retrouve les clivages liées aux variations des indicateurs comme en Figure 41 : en tendance, les fortes variations à la hausse avec le passage de A1 à A2 montrent une forte barre bleue ($A1 < A2$), et inversement pour les barres orange $A1 \geq A2$,

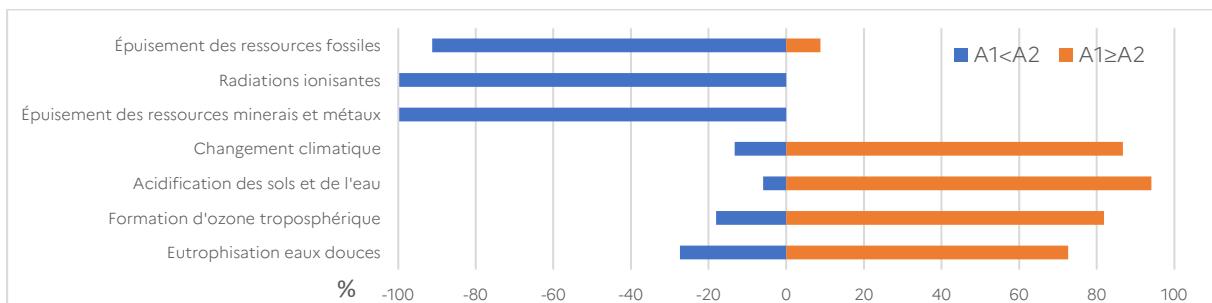


Figure 50 – Probabilité en % de comparaison des résultats des calculs corrélés pour les systèmes A1 et A2 des indicateurs EF3.1 pertinents au cas d'usage Résidentiel en métropole, avec incertitude par méthode de Monte-Carlo, 1000 tirages.

Du fait du « bruit aléatoire » des tirages de Monte-Carlo, les résultats ne sont pas « binaires » avec des résultats 0 ou 100% sur tous les indicateurs. Néanmoins, les probabilités montrées sur la Figure ci-dessus ont un caractère tranché, éloigné de la situation ambiguë « barre bleue = 50% et barre orange = 50% » pour toutes les catégories d'impact. La conclusion d'une claire tendance du transfert croissant des impacts entre les systèmes A1 et A2 peut être posée.

5.5.5. Métropole – Comparaison des systèmes par le score unique

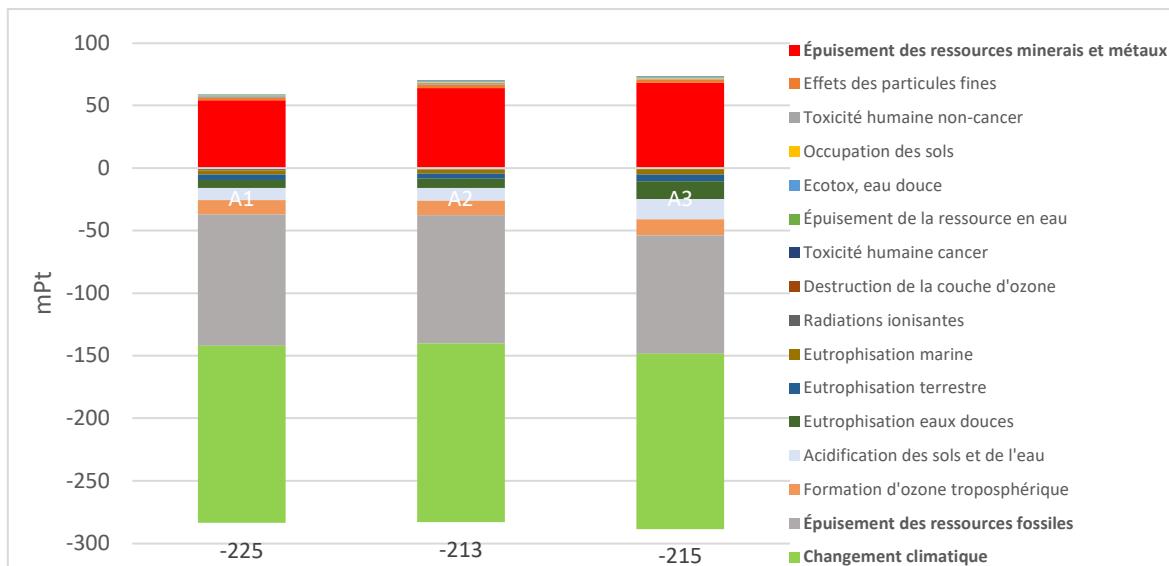
5.5.5.1. Comparaison simple des scores uniques

La comparaison de scénarios par le biais d'un score unique n'est pas recommandée par les normes ISO 14040 et 14044 de l'ACV, car l'étape de pondération implique des choix de valeurs : l'utilisation d'une pondération différente entraînerait des conclusions différentes.

La pondération recommandée par EF3.1 est utilisée ici pour apporter un éclairage additionnel à l'analyse séparée des indicateurs pertinents conduite dans les 7 premières sous-sections de 5.5. Le but est d'éclairer notre jugement sur le transfert d'impact vers l'Épuisement des ressources minérales et métalliques via la pondération relative des catégories d'impact. La méthode et les coefficients, issus des travaux de EF, sont explicités en Annexe 7.6.

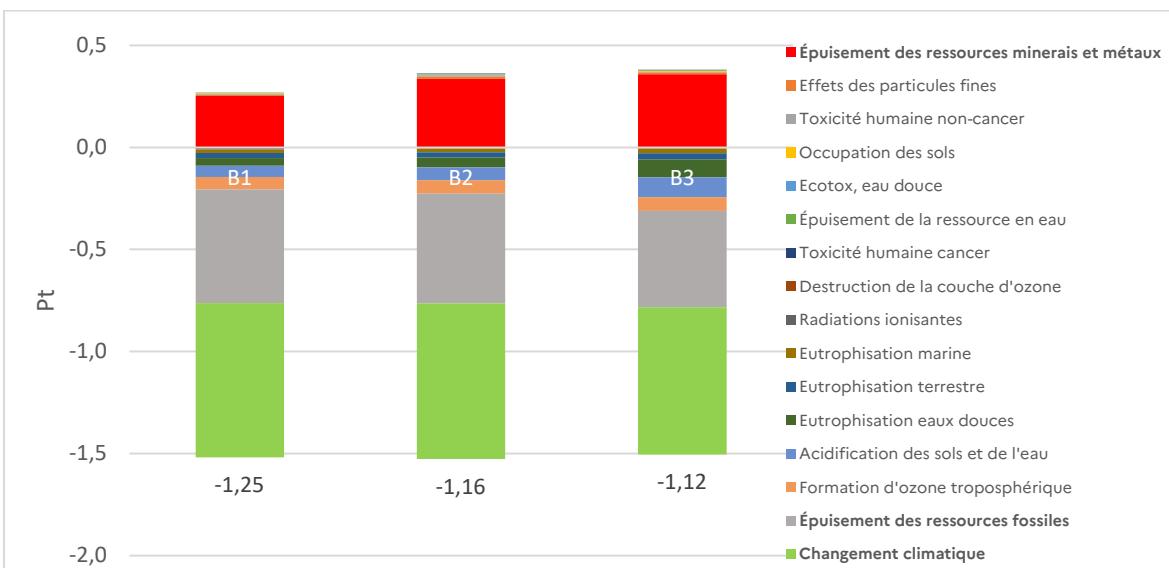
Les Figure 54 et Figure 55 ci-dessous comparent les scores uniques des trois différentiels des systèmes autoconsommation (1) PV, (2) PV + batterie et (3) PV + batterie pilotée, respectivement pour le cas d'usage résidentiel (A1, A2, A3) et tertiaire (B1, B2, B3).

- Le résultat des calculs différentiels donne des scores uniques tous négatifs, confirmant la valeur environnementale de tous les systèmes d'autoconsommation, (1), (2) ou (3) ;
- Trois catégories d'impact (indiqués en gras dans les légendes) influencent de façon majeure les résultats : l'épuisement des ressources minérales et métalliques (en rouge, positif) largement contrebalancé par l'épuisement des ressources fossiles et par le changement climatique ;
- La forte pondération accordée au le changement climatique (21,06%) par rapport à l'épuisement des ressources minérales et métalliques (7.55%) est visible dans le résultat du score unique ;
- Un score unique plus négatif caractérise en principe un moindre impact environnemental global. Les résultats classent formellement A1 < A3 < A2, B1 < B2 < B3, mais les valeurs diffèrent trop peu pour conclure sans des vérifications supplémentaires.



Note : Les nombres sur le graphique représentent la somme des impacts positifs (barres au-dessus de l'axe des abscisses) et négatifs (barres en dessous de l'axe) pour chaque système

Figure 51 – Comparaison des scores uniques des systèmes d'Autoconsommation résidentiels en métropole, en milli-Point



Note : Les nombres sur le graphique représentent la somme des impacts positifs (barres au-dessus de l'axe des abscisses) et négatifs (barres en dessous de l'axe) pour chaque système

Figure 52 – Comparaison des scores uniques des systèmes d'Autoconsommation tertiaires en métropole, en Point

5.5.5.2. Incertitudes corrélées du score unique

Grâce aux incertitudes corrélées de la partie 5.5.4.2, pour pouvons qualifier statistiquement « l'ordre de mérite environnemental » comparé des scores uniques de A1-A2-A3 et B1-B2-B3.

A chaque tirage d'incertitude corrélée, les deux scores uniques de chacun des deux systèmes sont calculés parallèlement, par normalisation et pondération, puis comparés entre eux. En résulte la statistique de comparaison en Figure 53, par exemple entre A1 et A2. La comparaison apparaît dans 69% des cas favorable au système A1 par rapport au A2, qualifiant statistiquement l'inégalité des scores uniques A1 (-0,225) < A2 (-0,213).



Figure 53 – Probabilité en % de comparaison des résultats des calculs corrélés des scores uniques EF3.1 des systèmes A1 et A2 par méthode de Monte-Carlo, 1000 tirages.

La même approche est répétée par la comparaison des Scores Uniques de A2 et A3, pour qualifier statistiquement l'inégalité des scores uniques A2 (-0,213) > A3 (-0,215), ainsi qu'entre A1 et A3 pour qualifier A1 (-0,225) < A3 (-0,215).

L'ensemble des résultats est résumé en Figure 47. Ils montrent qu'on ne peut pas clairement départager les solutions d'autoconsommation dans les cas d'usages étudiés, les probabilités restant assez proches de l'équilibre 50%-50%.

Résidentiel Probabilité $\alpha < \beta$		α		
		A1 (-0,225)	A2 (-0,213)	A3 (-0,215)
β	A1 (-0,225)		31	39
	A2 (-0,213)	69		51
	A3 (-0,215)	61	49	

Tertiaire Probabilité $\alpha < \beta$		α		
		B1 (-1,25)	B2 (-1,16)	B3 (-1,12)
β	B1 (-1,25)		34	34
	B2 (-1,16)	66		35
	B3 (-1,12)	66	65	

Tableau 49 – Statistiques de comparaison des scores uniques des systèmes d'autoconsommation des cas d'usage en métropole, résidentiels (haut) et tertiaire (bas)

Nous mentionnons ici les limites de l'approche « statistique » par les incertitudes : les paramètres qui varient dans les calculs de Monte-Carlo et leurs amplitudes ont été fixés comme expliqué en Annexe 7.14 page 133. Ce choix conditionne les résultats des tirages dans tous les cas d'usage, et pourrait influer sur la « force » de certaines conclusions. Le choix de ces paramètres (dont de nombreux découlent de la base ecoinvent 3.10 utilisée dans la plupart des données de modélisation ACV) serait un champ d'étude qui déborde du cadre de ce travail.

5.5.6. Métropole – Conclusion

Pour les cas d'usage d'autoconsommation résidentiels et tertiaires en métropole zone H3, sous les hypothèses de courbe de consommation et de mix réseau, les systèmes d'autoconsommation

(1) photovoltaïque seul, (2) photovoltaïque + batterie et (3) photovoltaïque + batterie pilotée permettent tous une réduction des impacts environnementaux sur toutes les catégories d'impact pertinentes, sauf sur l'épuisement des ressources minérales et métalliques qui se dégrade : c'est un « transfert d'impact ».

Ajouter une batterie augmente l'ampleur de ce transfert, sauf pour les radiations ionisantes qui augmentent elles aussi, car elles évitent moins d'énergie nucléaire du mix français³⁸, dans la même quantité que la batterie soit pilotée ou non. Le pilotage de la batterie occasionne un transfert additionnel vers l'épuisement des ressources minérales et métalliques, en diminuant les catégories d'impact acidification des sols et de l'eau et eutrophisation en eau douce par le jeu complexe du report des sources de production d'électricité.

Le score unique de EF, utilisé pour éclairer la balance globale des valeurs positives et négatives des différentes catégories d'impact, pose le jugement d'un bilan favorable à l'environnement pour tous les systèmes d'autoconsommation.

Cependant, il ne permet pas de hiérarchiser clairement le mérite environnemental global des trois systèmes d'autoconsommation l'un par rapport à l'autre : la batterie, pilotée ou non, n'apporte pas de mérite environnemental supplémentaire au système – mais les écarts à la solution sans batterie restent faibles.

Les conclusions sont similaires entre les cas d'usage d'autoconsommation résidentiels et tertiaires.

5.6. Cas d'usage à La Martinique

5.6.1. Résultats comparatifs sur l'ensemble du cycle de vie par indicateur pertinent, en Martinique

Cette partie a pour but d'examiner les systèmes résidentiels et tertiaires en Martinique pour chaque indicateur pertinent pris isolément. Néanmoins, les comparaisons devront être validées à la lumière des incertitudes et des écarts significatifs calculés dans la partie 5.6.3. Nous rappelons que les indicateurs sont présentés dans l'ordre d'importance des résultats pondérés du mix électrique, puis en fonction des résultats pondérés en différentiel (*cf.* partie 5.4.3 page 65).

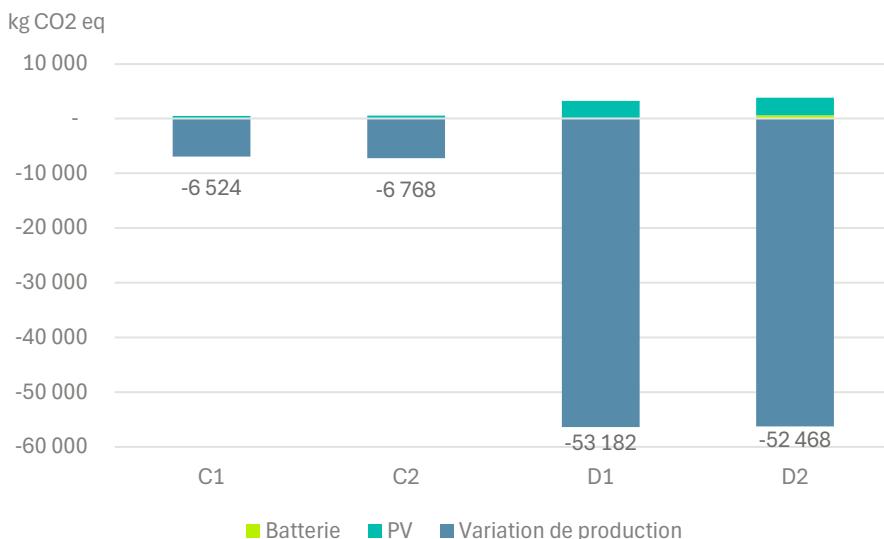
- Pour rappel, les codes des systèmes étudiés en Martinique définis en partie 3.2.2 sont :
- C1** – pavillon résidentiel avec système d'autoconsommation de panneaux solaires seuls ;
- C2** – pavillon résidentiel avec système d'autoconsommation de panneaux solaires + stockage par batterie ;
- D1** – immeuble tertiaire avec système d'autoconsommation de panneaux solaires seuls ;
- D2** – immeuble tertiaire avec système d'autoconsommation de panneaux solaires+ stockage par batterie.

Dans les tableaux de présentation des résultats relatifs (en %) ci-après appelés « Contribution différentielle (par rapport au mix réseau) par composant à l'indicateur ... », le code couleur différencie les valeurs de la plus faible à la plus élevée selon l'ordre des couleurs vert/orange/rouge.

5.6.1.1. Martinique – Changement climatique

La figure ci-dessous fournit la contribution relative de chaque composant des différents systèmes des différents scénarios en Martinique sur l'indicateur changement climatique. L'ensemble des étapes du cycle de vie a été considéré pour chaque composant.

³⁸ Cette quantité reste faible en MWh au regard des autres énergies évitées (environ un facteur 70 par rapport aux OCGT), mais le facteur 2 entre les systèmes sans Batterie / avec Batterie se lit directement sur l'indicateur Radiations Ionisantes, qui varie fortement en relatif.



Note : Les nombres sur le graphique représentent la somme des impacts positifs (barres au-dessus de l'axe des abscisses) et négatifs (barres en dessous de l'axe) pour chaque système

Figure 54 – Contribution différentielle (par rapport au mix réseau) à l'indicateur changement climatique (kg CO2 eq) en Martinique

D'un point de vue comparatif :

- Les résultats étant en différentiel, on observe que tous les scénarios étudiés avec des panneaux PV et/ou une batterie sont moins impactant que le scénario de référence ;
- En résidentiel, le scénario utilisant une batterie (C2) présente des impacts moins élevés sur cet indicateur que les scénarios avec uniquement un système PV (C1). Entre ces deux scénarios, un facteur 1,04 est observé. Les résultats sont très proches entre les scénarios, les conclusions seront à valider avec l'analyse des incertitudes ;
- En tertiaire, contrairement au résidentiel, le scénario utilisant une batterie (D2) présente des impacts plus élevés sur cet indicateur que les scénarios avec uniquement un système PV (D1). Entre ces deux scénarios, un facteur 1,01 est observé. Les résultats sont très proches entre les scénarios, les conclusions seront à valider avec l'analyse des incertitudes.

Changement climatique (code couleur page 87)	Composants des systèmes		
	Batterie	PV	Variation de production
C1		7%	-107%
C2	1%	7%	-107%
D1		6%	-106%
D2	1%	6%	-107%

Tableau 50 – Contribution différentielle (par rapport au mix réseau) par composant à l'indicateur changement climatique, en Martinique

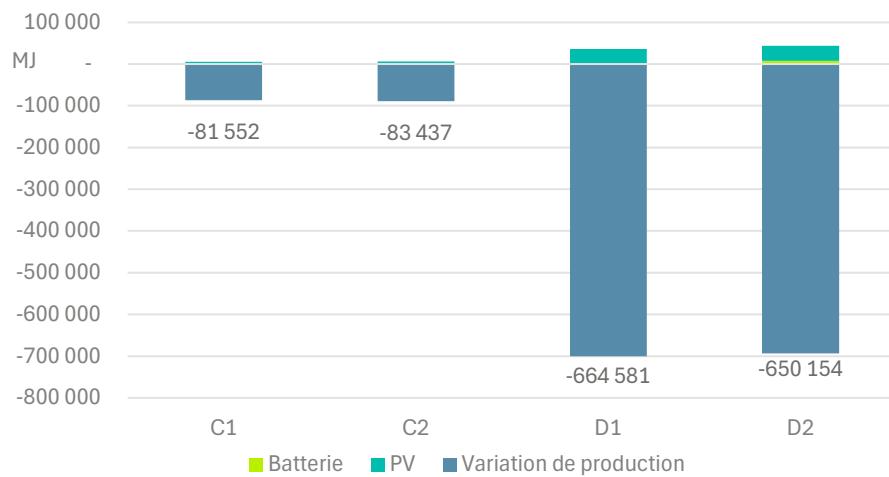
Du point de vue des composants des systèmes :

- Pour l'ensemble des systèmes étudiés, la variation de production permet de réduire les impacts par rapport au scénario de référence. C'est majoritairement dû à l'évitement de diesel, puis à l'évitement du fioul utilisé dans les turbines à combustion ;
- La contribution des systèmes photovoltaïques varie de 7% en résidentiel et de 6% en tertiaire par rapport au scénario de référence ;
- Les batteries ont un impact faible dans les scénarios C2 et D2.

La réduction des impacts de tous les scénarios étudiés sur le changement climatique est étroitement liée à l'évitement de ressources consommées, telles que le diesel et le fioul. Les impacts des installations des batteries et des systèmes PV sont minoritaires par rapport au gain de l'évitement de consommation de carburants fossiles.

5.6.1.2. Martinique – Épuisement des ressources fossiles

La figure ci-dessous fournit la contribution relative de chaque composant des différents systèmes des différents scénarios en Martinique sur l'indicateur épuisement des ressources fossiles. L'ensemble des étapes du cycle de vie a été considéré pour chaque composant.



Note : Les nombres sur le graphique représentent la somme des impacts positifs (barres au-dessus de l'axe des abscisses) et négatifs (barres en dessous de l'axe) pour chaque système

Figure 55 – Contribution différentielle (par rapport au mix réseau) à l'indicateur épuisement des ressources fossiles (MJ) en Martinique

D'un point de vue comparatif :

- Les résultats étant en différentiel, on observe que tous les scénarios étudiés avec des panneaux PV avec ou sans batterie sont moins impactants que le scénario de référence ;
- En résidentiel, le scénario utilisant une batterie (C2) présente des impacts moins élevés sur cet indicateur que les scénarios avec uniquement un système PV (C1). Entre ces deux scénarios, un facteur 1,02 est observé. Les résultats sont très proches entre les scénarios, les conclusions seront à valider avec l'analyse des incertitudes ;
- En tertiaire, contrairement au résidentiel, le scénario utilisant une batterie (D2) présente des impacts plus élevés sur cet indicateur que les scénarios avec uniquement un système PV (D1). Entre ces deux scénarios, un facteur 1,02 est observé. Les résultats sont très proches entre les scénarios, les conclusions seront à valider avec l'analyse des incertitudes.

Épuisement des ressources fossiles (code couleur page 87)	Composants des systèmes		
	Batterie	PV	Variation de production
C1		6%	-106%
C2	1%	6%	-107%
D1		5%	-105%
D2	1%	6%	-107%

Tableau 51 – Contribution différentielle (par rapport au mix réseau) par composant à l'indicateur épuisement des ressources fossiles, en Martinique

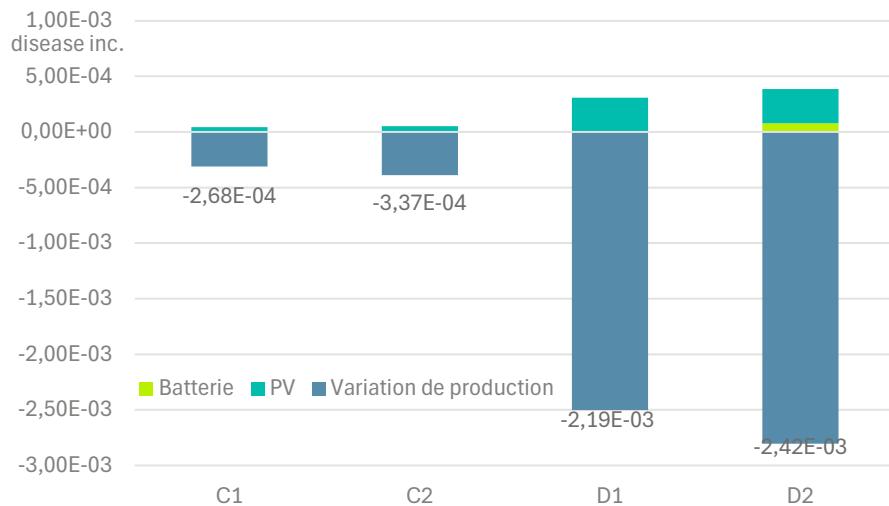
Du point de vue des composants des systèmes :

- Pour l'ensemble des systèmes étudiés, la variation de production permet de réduire les impacts par rapport au scénario de référence. C'est majoritairement dû à l'évitement de pétrole consommé pour produire du diesel et du fioul ;
- La contribution des systèmes photovoltaïques varie de 6% en résidentiel et de 5 à 6% en tertiaire par rapport au scénario de référence ;
- Les batteries ont un impact faible dans les scénarios C2 et D2.

La réduction des impacts de tous les scénarios étudiés sur l'épuisement des ressources fossiles est étroitement liée à l'évitement de pétrole consommé. Les impacts des installations des batteries et des systèmes PV sont minoritaires par rapport au gain de l'évitement de la production d'électricité.

5.6.1.3. Martinique – Effets des particules fines

La figure ci-dessous fournit la contribution relative de chaque composant des différents systèmes des différents scénarios en Martinique sur l'indicateur effets des particules fines. L'ensemble des étapes du cycle de vie a été considéré pour chaque composant.



Note : Les nombres sur le graphique représentent la somme des impacts positifs (barres au-dessus de l'axe des abscisses) et négatifs (barres en dessous de l'axe) pour chaque système

Figure 56 – Contribution différentielle (par rapport au mix réseau) à l'indicateur particules fines (disease inc.) en Martinique

D'un point de vue comparatif :

- Les résultats étant en différentiel, on observe que tous les scénarios étudiés avec des panneaux PV et/ou une batterie sont moins impactant que le scénario de référence ;
- Les scénarios utilisant une batterie (C2 et D2) présentent des impacts moins élevés sur l'indicateur particules fines que les scénarios avec uniquement un système PV (C1 et D1) ;
- En résidentiel, entre le scénario en différentiel le plus impactant C1 et le scénario en différentiel le moins impactant C2, un facteur 1,26 est observé. L'écart étant relativement faible entre les scénarios, les conclusions seront à valider avec l'analyse des incertitudes ;
- En tertiaire, entre le scénario en différentiel le plus impactant D1 et le scénario en différentiel le moins impactant D2, un facteur 1,1 est observé. L'écart étant relativement faible entre les scénarios, les conclusions seront à valider avec l'analyse des incertitudes.

Effets des particules fines (code couleur page 87)	Composants des systèmes		
	Batterie	PV	Variation de production
C1	-	16%	-116%
C2	2%	13%	-115%
D1	-	14%	-114%
D2	3%	13%	-116%

Tableau 52 – Contribution différentielle (par rapport au mix réseau) par composant à l'indicateur particules fines, en Martinique

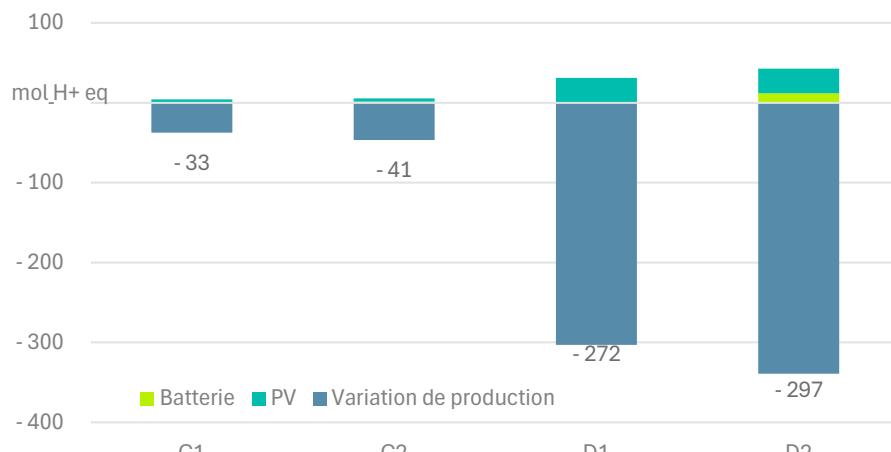
Du point de vue des composants des systèmes :

- Pour l'ensemble des systèmes étudiés, la variation de production permet de réduire les impacts par rapport au scénario de référence. C'est majoritairement dû à l'évitement du fioul et à l'évitement de diesel consommés ;
- Pour l'ensemble des systèmes étudiés, la contribution des systèmes photovoltaïques varie de 13 à 16% par rapport au scénario de référence ;
- Les batteries ont un impact faible dans les scénarios C2 et D2.

La réduction des impacts de tous les scénarios étudiés sur les effets des particules fines est étroitement liée à l'évitement de diesel et fioul consommés. Les impacts des installations des batteries et des systèmes PV sont minoritaires par rapport au gain de l'évitement du tirage du réseau évité.

5.6.1.4. Martinique – Acidification des sols et de l'eau

La figure ci-dessous fournit la contribution relative de chaque composant des différents systèmes des différents scénarios en Martinique sur l'indicateur acidification. L'ensemble des étapes du cycle de vie a été considéré pour chaque composant.



Note : Les nombres sur le graphique représentent la somme des impacts positifs (barres au-dessus de l'axe des abscisses) et négatifs (barres en dessous de l'axe) pour chaque système

Figure 57 – Contribution différentielle (par rapport au mix réseau) à l'indicateur acidification (mol H⁺ eq) en Martinique

D'un point de vue comparatif :

- Les résultats étant en différentiel, on observe que tous les scénarios étudiés avec des panneaux PV et/ou une batterie sont moins impactant que le scénario de référence ;
- Les scénarios utilisant une batterie (C2 et D2) présentent des impacts moins élevés sur l'indicateur acidification que les scénarios avec uniquement un système PV (C1 et D1) ;
- En résidentiel, entre le scénario en différentiel le plus impactant C1 et le scénario en différentiel le moins impactant C2, un facteur 1,24 est observé. L'écart étant relativement faible entre les scénarios, les conclusions seront à valider avec l'analyse des incertitudes ;
- En tertiaire, entre le scénario en différentiel le plus impactant D1 et le scénario en différentiel le moins impactant D2, un facteur 1,09 est observé. L'écart étant relativement faible entre les scénarios, les conclusions seront à valider avec l'analyse des incertitudes.

Acidification des sols et de l'eau (code couleur page 87)	Composants des systèmes		
	Batterie	PV	Variation de production
C1		13%	-113%
C2	3%	10%	-113%
D1		11%	-111%
D2	4%	10%	-114%

Tableau 53 – Contribution différentielle (par rapport au mix réseau) par composant à l'indicateur acidification, en Martinique

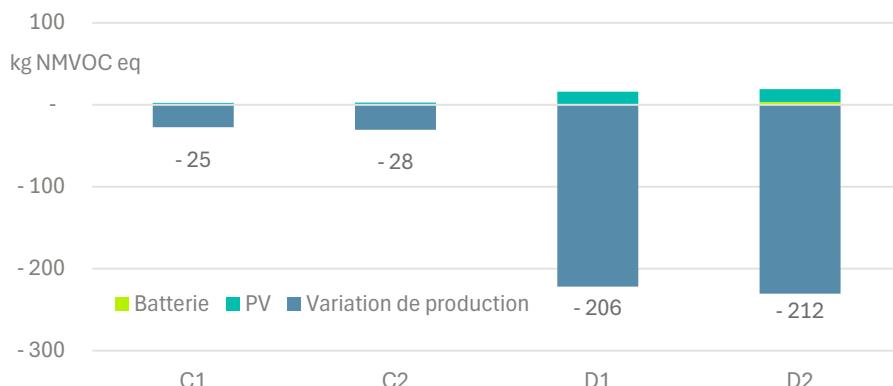
Du point de vue des composants des systèmes :

- Pour l'ensemble des systèmes étudiés, la variation de production permet de réduire les impacts par rapport au scénario de référence. C'est majoritairement dû à l'évitement du fioul et au diesel consommés ;
- Pour l'ensemble des systèmes étudiés, la contribution des systèmes photovoltaïques varie de 10 à 13% par rapport au scénario de référence ;
- Les batteries ont un impact faible dans les scénarios C2 et D2.

La réduction des impacts de tous les scénarios étudiés sur l'acidification est étroitement liée à l'évitement de diesel et fioul consommés. Les impacts des installations des batteries et des systèmes PV sont minoritaires par rapport au gain de l'évitement des ressources.

5.6.1.5. Martinique - Formation d'ozone troposphérique

La figure ci-dessous fournit la contribution relative de chaque composant des différents systèmes des différents scénarios en Martinique sur l'indicateur formation d'ozone troposphérique. L'ensemble des étapes du cycle de vie a été considéré pour chaque composant.



Note : Les nombres sur le graphique représentent la somme des impacts positifs (barres au-dessus de l'axe des abscisses) et négatifs (barres en dessous de l'axe) pour chaque système

Figure 58 – Contribution différentielle (par rapport au mix réseau) à l'indicateur formation d'ozone troposphérique (kg NMVOC eq) en Martinique

D'un point de vue comparatif :

- Les résultats étant en différentiel, on observe que tous les scénarios étudiés avec des panneaux PV et/ou une batterie sont moins impactant que le scénario de référence ;
- Les scénarios utilisant une batterie (C2 et D2) présentent des impacts moins élevés sur l'indicateur formation d'ozone troposphérique que les scénarios avec uniquement un système PV (C1 et D1) ;
- En résidentiel, entre le scénario en différentiel le plus impactant C1 et le scénario en différentiel le moins impactant C2, un facteur 1,11 est observé. L'écart étant relativement faible entre les scénarios, les conclusions seront à valider avec l'analyse des incertitudes ;
- En tertiaire, entre le scénario en différentiel le plus impactant D1 et le scénario en différentiel le moins impactant D2, un facteur 1,03 est observé. L'écart étant relativement faible entre les scénarios, les conclusions seront à valider avec l'analyse des incertitudes.

Formation d'ozone troposphérique (code couleur page 87)	Composants des systèmes		
	Batterie	PV	Variation de production
C1	-	9%	-109%
C2	1%	8%	-109%
D1	-	8%	-108%
D2	2%	7%	-109%

Tableau 54 – Contribution différentielle (par rapport au mix réseau) par composant à l'indicateur formation d'ozone troposphérique, en Martinique

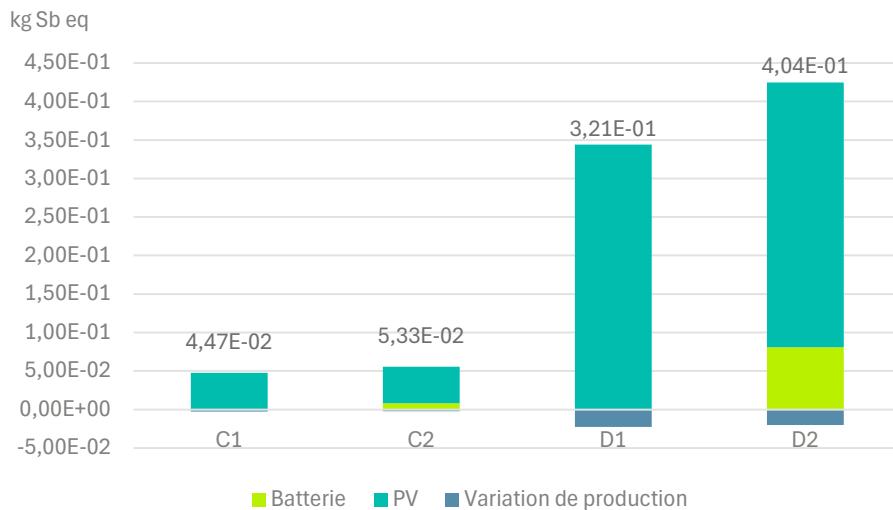
Du point de vue des composants des systèmes :

- Pour l'ensemble des systèmes étudiés, la variation de production permet de réduire les impacts par rapport au scénario de référence. C'est majoritairement dû à l'évitement du fioul utilisé dans les TAC ;
- Pour l'ensemble des systèmes étudiés, la contribution des systèmes photovoltaïques varie de 7 à 9% par rapport au scénario de référence ;
- Les batteries ont un impact faible dans les scénarios C2 et D2.

La réduction des impacts de tous les scénarios étudiés sur les effets des particules fines est étroitement liée à l'évitement de fioul et de diesel consommés. Les impacts des installations des batteries et des systèmes PV sont minoritaires par rapport au gain de l'évitement des ressources.

5.6.1.6. Martinique – Épuisement des ressources minérales et métalliques

La figure ci-dessous fournit la contribution relative de chaque composant des différents systèmes des différents scénarios en Martinique sur l'indicateur épuisement des ressources minérales et métalliques. L'ensemble des étapes du cycle de vie a été considéré pour chaque composant.



Note : Les nombres sur le graphique représentent la somme des impacts positifs (barres au-dessus de l'axe des abscisses) et négatifs (barres en dessous de l'axe) pour chaque système

Figure 59 – Contribution différentielle (par rapport au mix réseau) à l'indicateur épuisement des ressources minérales et métalliques (kg Sb eq) en Martinique

D'un point de vue comparatif :

- Les résultats étant en différentiel, on observe que tous les scénarios étudiés avec des panneaux PV avec ou sans batterie sont plus impactants que le scénario de référence ;
- En résidentiel et en tertiaire, les scénarios utilisant une batterie (C2 et D2) présentent des impacts plus élevés sur l'indicateur épuisement des ressources minérales et métalliques que les scénarios avec uniquement des panneaux PV (C1 et D1) ;
- En résidentiel, entre le scénario en différentiel le plus impactant C2 et le scénario en différentiel le moins impactant C1, un facteur 1,2 est observé. L'écart étant relativement faible entre les scénarios, les conclusions seront à valider avec l'analyse des incertitudes ;
- En tertiaire, entre le scénario en différentiel le plus impactant D2 et le scénario en différentiel le moins impactant D1, un facteur 1,3 est observé. L'écart étant relativement faible entre les scénarios, les conclusions seront à valider avec l'analyse des incertitudes.

Épuisement des ressources minérales et métalliques (code couleur page 87)	Composants des systèmes		
	Batterie	PV	Variation de production
C1		106%	-6%
C2	16%	89%	-5%
D1		107%	-7%
D2	20%	85%	-5%

Tableau 55 – Contribution différentielle (par rapport au mix réseau) par composant à l'indicateur épuisement des ressources minérales et métalliques, en Martinique

Du point de vue des composants des systèmes :

- Pour l'ensemble des systèmes étudiés, la contribution des systèmes photovoltaïques est prédominante par rapport au scénario de référence. Les impacts du système PV sont liés à l'extraction de métaux pour ces différents composants comme le silicium, le cuivre et l'or mis en œuvre dans les panneaux, l'onduleur et l'électronique en général, directement ou indirectement ;

- La contribution des batteries est de 16% en résidentiel et de 20% en tertiaire par rapport au scénario de référence. Le cuivre est un contributeur important pour la batterie ;
- Pour l'ensemble des systèmes étudiés, la variation de production permet de réduire les impacts par rapport au scénario de référence, notamment par la réduction de la consommation de diesel.

Sur l'épuisement des ressources minérales et métalliques, tous les scénarios étudiés ont un impact plus important que la référence à cause de la consommation de ressources nécessaire pour l'installation des systèmes PV et des batteries.

5.6.2.Martinique – Comparaison des systèmes par les indicateurs pertinents

Les Figure 60 et

Figure 61 ci-dessous comparent les impacts des deux différentiels des systèmes autoconsommation (1) PV et (2) PV + batterie par rapport à (0) mix réseau de La Martinique, respectivement pour le cas d'usage résidentiel (C1, C2) et tertiaire (D1, D2).

Les deux situations, résidentielle et tertiaire, montrent les mêmes tendances et peuvent être commentés d'un même trait :

- Tous les systèmes d'autoconsommation montrent par rapport au mix réseau une amélioration des indicateurs pertinents (différentiel négatif), sauf l'épuisement des ressources minérales et métalliques : il s'agit donc d'une situation de transfert d'impact du changement climatique, de l'épuisement des ressources fossiles, de l'effet des particules fines, de l'acidification des sols et de l'eau, de la formation d'ozone troposphérique vers l'épuisement des ressources minérales et métalliques ; ce transfert augmente lorsque l'on complexifie les systèmes d'autoconsommation, de (1) PV seul à (2) PV+ batterie : on lit ici la mise en œuvre de ressources supplémentaires pour les installations photovoltaïques, batterie, électriques et électroniques. L'indicateur épuisement des ressources minérales et métalliques est noté (■) sur les figures suivantes ;
- Deux indicateurs restent presque indifférents entre les deux systèmes d'autoconsommation installés (1) ou (2) : l'Épuisement des ressources fossiles et le changement climatique varient peu. A La Martinique, le mix est carboné. La somme des kWh qu'évite l'autoconsommation issus des énergies thermiques fossiles (*i.e.* centrale au fioul et turbine à combustion au fioul, qui ont sensiblement le même rendement et la même signature carbonée) varie peu entre les deux systèmes d'autoconsommation. L'ajout de la batterie au système d'autoconsommation substitute de l'électricité issue de centrale au diesel par une turbine à combustion au fioul, ce qui ne change pas ces deux indicateurs (*cf.* Figure 24 en résidentiel et Figure 27 en tertiaire). Ces indicateurs sont notés (●) ;
- Les trois catégories d'impact effet des particules fines, acidification des sols et de l'eau, et formation d'ozone troposphérique s'améliorent encore de 10% ou 25% lorsqu'une batterie est ajoutée au système photovoltaïque. Ils sont notés (▲).

Aucune conclusion évidente ne se dégage de l'analyse, à part le transfert d'impact vers l'épuisement des ressources minérales et métalliques, au profit de l'effet des particules fines, de l'acidification des sols et de l'eau, et de la formation d'ozone troposphérique.

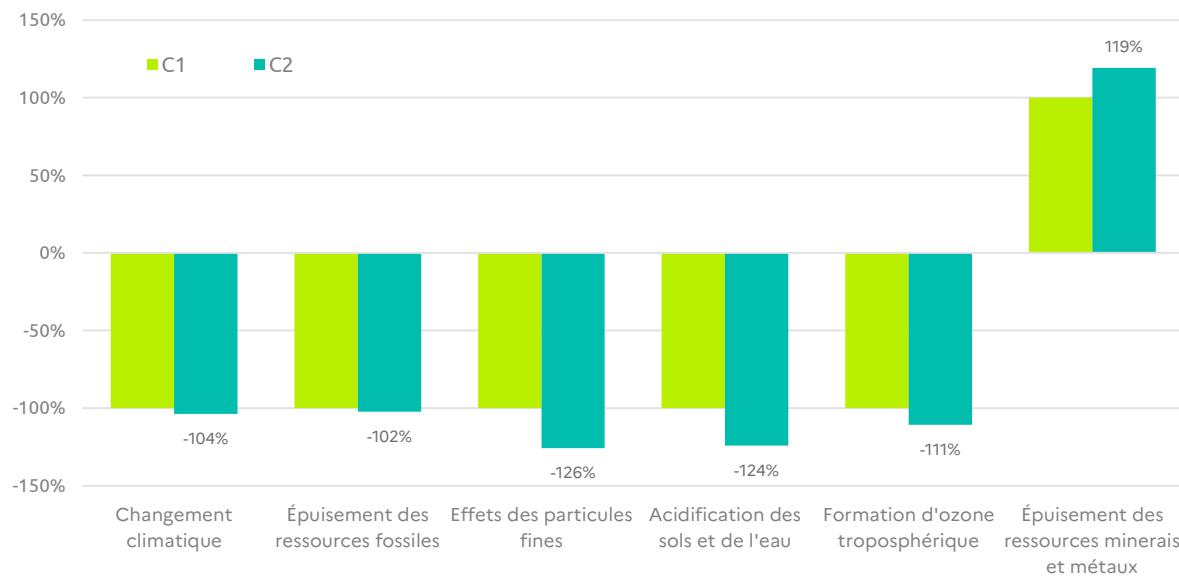


Figure 60 – Comparaison des impacts pertinents des systèmes d'autoconsommation résidentiels en Martinique

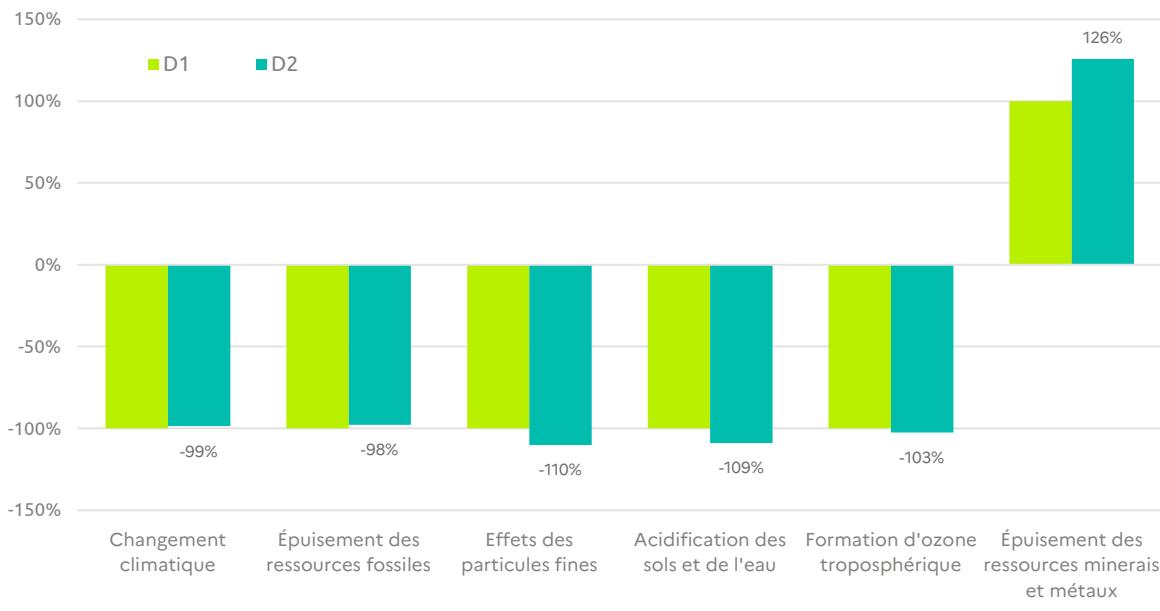


Figure 61 – Comparaison des impacts pertinents des systèmes d'autoconsommation tertiaires en Martinique

5.6.3. Martinique – Incertitude sur les résultats

5.6.3.1. Incertitudes simples

La même approche de Monte Carlo avec les mêmes variations des paramètres en entrée qu'en métropole, décrite partie 5.5.4.1 page 82, est menée pour les systèmes de la Martinique.

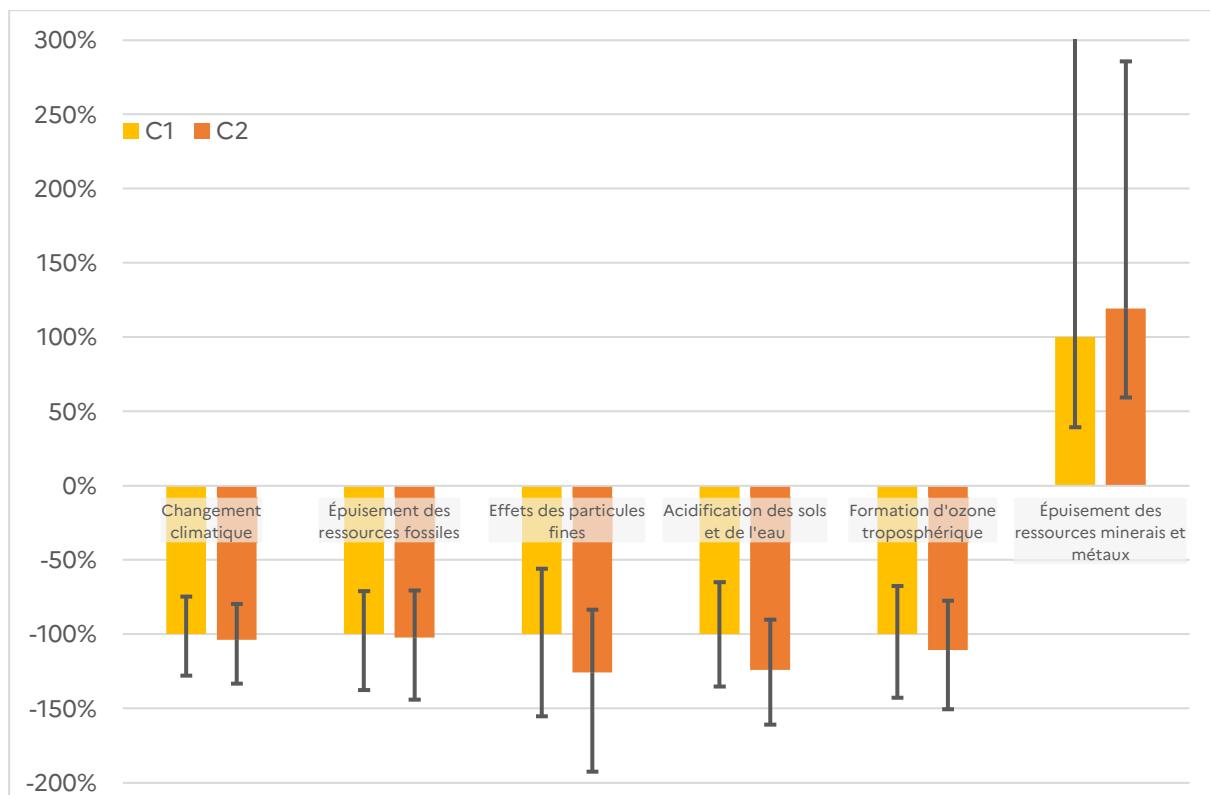


Figure 62 – Incertitudes des impacts pertinents des systèmes d'autoconsommation résidentiels en Martinique : quartiles 2,5% et 97,5%

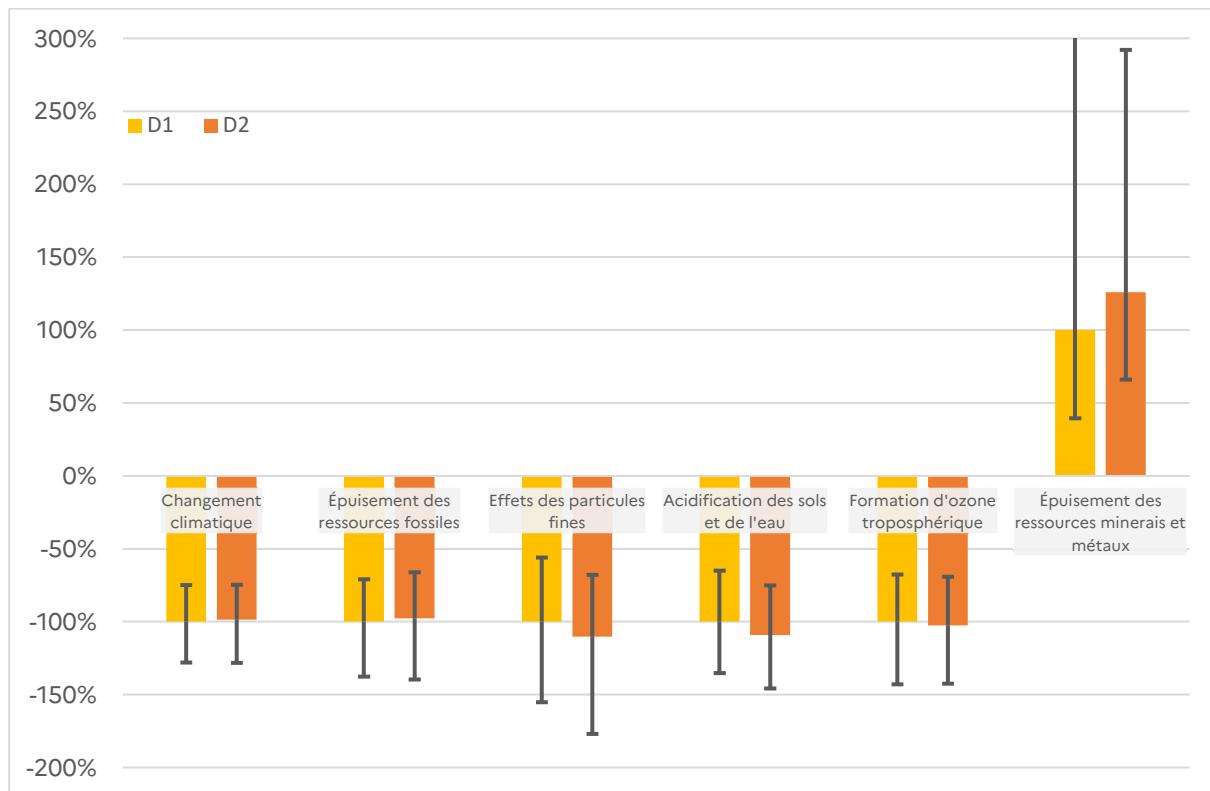


Figure 63 – Incertitudes des impacts pertinents des systèmes d'autoconsommation tertiaires en Martinique : quartiles 2,5% et 97,5%

Les empattements se recouvrent dans tous les cas, aboutissant à des conclusions non catégoriques des comparaisons entre résultats.

5.6.3.2. Incertitudes corrélées des catégories d'impact

La même approche qu'en métropole, décrite partie 5.5.4.2 page 83 est menée sur les modèles de La Martinique.

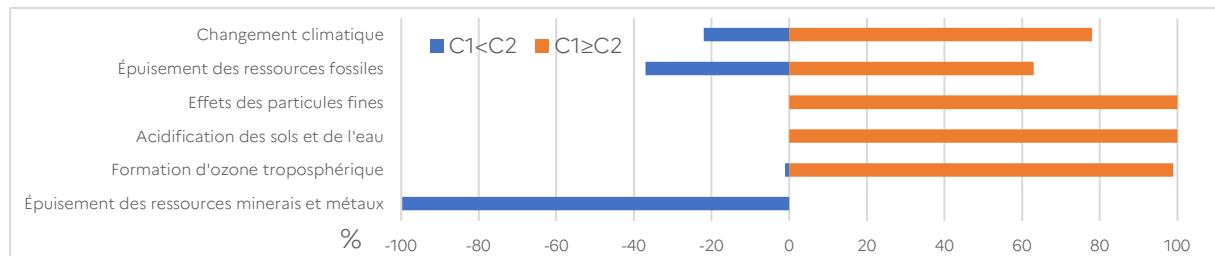


Figure 64 – Probabilité en % de comparaison des résultats des calculs corrélés pour les systèmes C1 et C2 des indicateurs EF3.1 pertinents au cas d'usage résidentiel en Martinique, avec incertitude par méthode de Monte-Carlo, 1000 tirages.

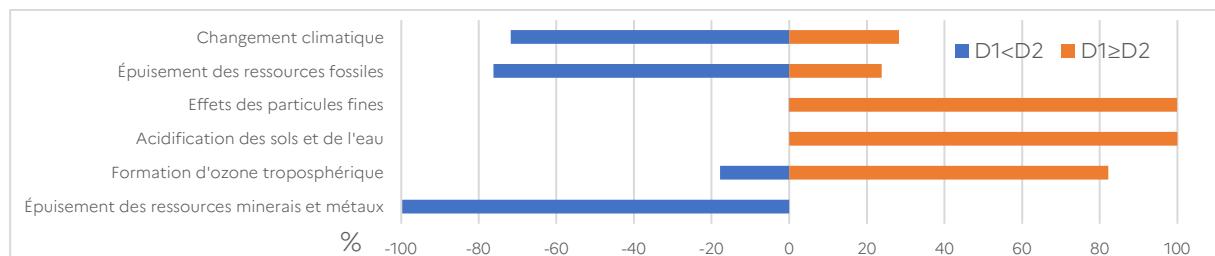


Figure 65 – Probabilité en % de comparaison des résultats des calculs corrélés pour les systèmes D1 et D2 des indicateurs EF3.1 pertinents au cas d'usage tertiaire en Martinique, avec incertitude par méthode de Monte-Carlo, 1000 tirages.

Malgré le recouvrement des barres d'incertitude, il est possible de conclure au transfert croissant des impacts entre les systèmes C1 et C2, « avec une bonne validité statistique » vu le caractère tranché des probabilités, suffisamment éloignées de la situation ambiguë 50%/50% pour toutes les catégories d'impact.

La conclusion est en revanche moins nette en tertiaire, où les deux indicateurs directement liés à la production du mix d'origine fossile varient plutôt en sens inverse. Cette différence avec le résidentiel est liée à la différence de substitution entre mix réseau et autoproduction : la variation de production totale reste à peu près la même en résidentiel entre C1 (7,76MWh annuels) et C2 (7,71MWh annuels), alors qu'elle baisse entre D1 (62,9MWh annuels) et D2 (60,9MWh annuels).

5.6.4. Martinique – Comparaison des systèmes par le score unique

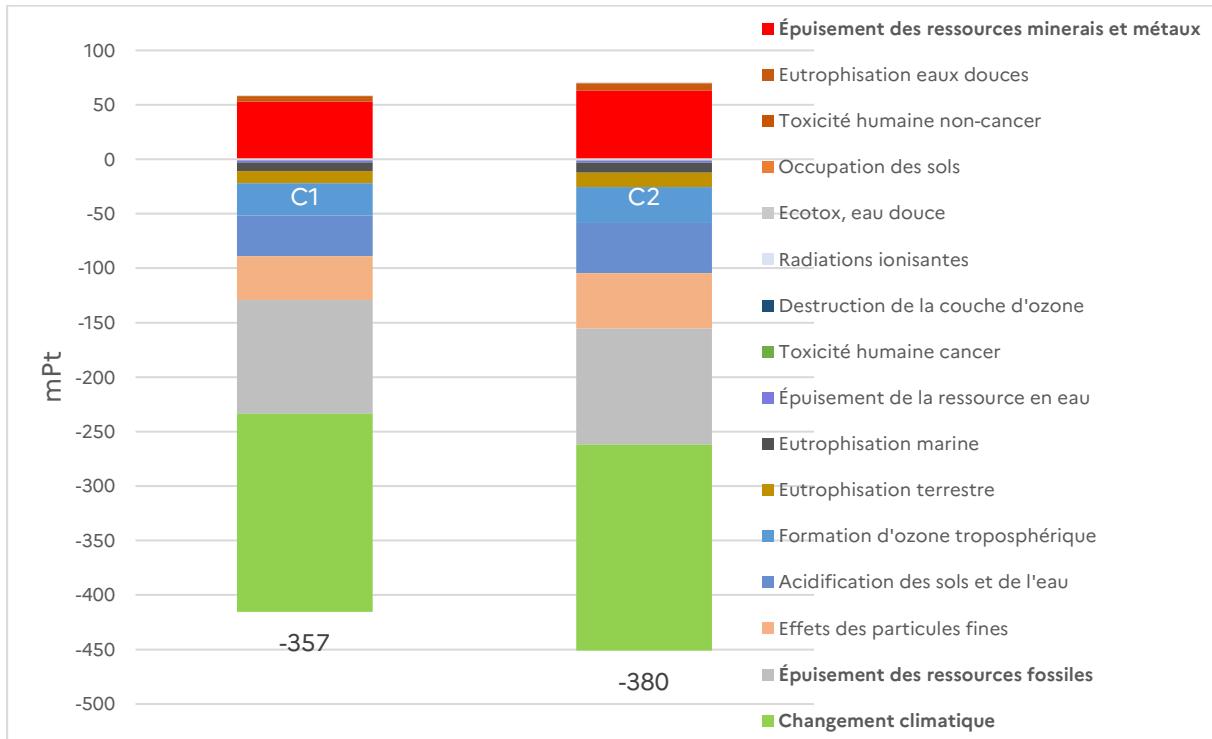
5.6.4.1. Comparaison simple des scores uniques

La même approche de score unique EF – avec ses limitations – que décrite pour la métropole en partie 5.5.5.1 page 84, est appliquée.

Les Figure 66 et Figure 67 comparent les scores uniques des deux différentiels des systèmes autoconsommation (1) PV et (2) PV + batterie, respectivement pour le cas d'usage résidentiel (C1, C2) et tertiaire (D1, D2).

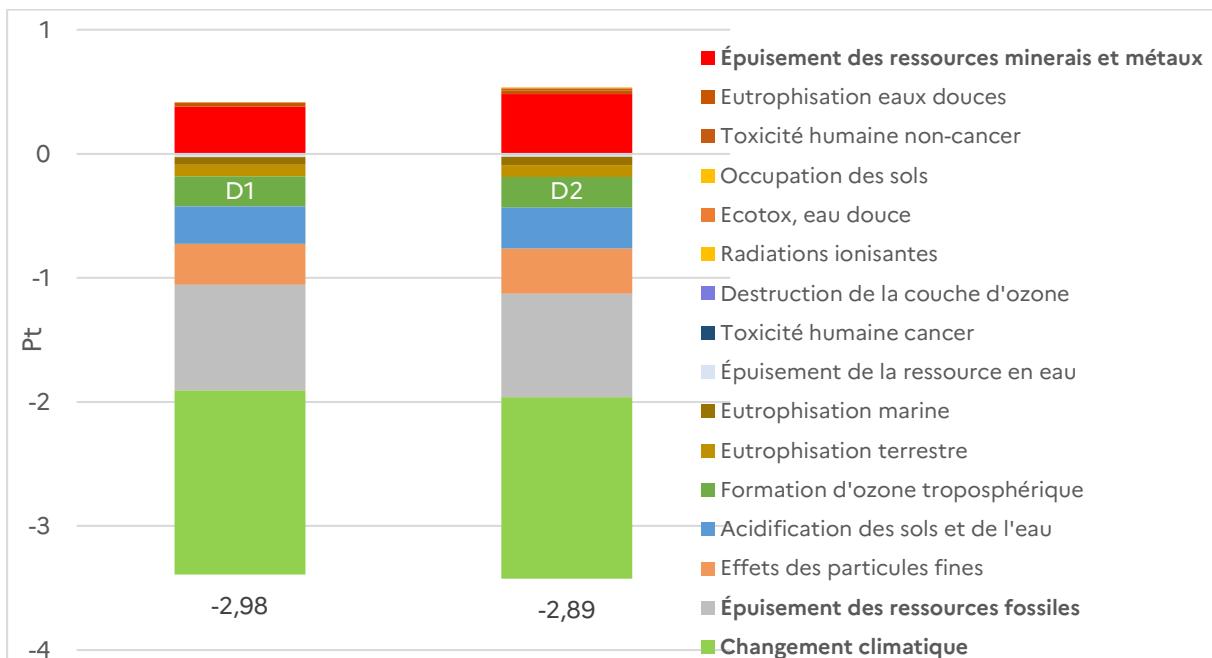
- Le résultat des calculs différentiels donne des scores uniques tous négatifs, confirmant la valeur environnementale de tous les systèmes d'autoconsommation, (1) et (2) ;
- Trois catégories d'impact (indiqués en gras dans les légendes) influencent de façon majeure les résultats : l'épuisement des ressources minérales et métalliques (en rouge, positif) largement contrebalancé par l'épuisement des ressources fossiles et par le changement climatique ;

- La forte pondération accordée au le changement climatique (21,06%) par rapport à l'épuisement des ressources minérales et métalliques (7.55%) est visible dans le résultat du score unique ;
- Un score unique plus négatif caractérise en principe un meilleur impact environnemental global. Les résultats classent formellement C2 < C1 et D1 < D2, mais les valeurs diffèrent trop peu pour conclure sans vérifications supplémentaires.



Note : Les nombres sur le graphique représentent la somme des impacts positifs (barres au-dessus de l'axe des abscisses) et négatifs (barres en dessous de l'axe) pour chaque système

Figure 66 – Comparaison des scores uniques des systèmes d'autoconsommation résidentiels en Martinique, en milli-Point



Note : Les nombres sur le graphique représentent la somme des impacts positifs (barres au-dessus de l'axe des abscisses) et négatifs (barres en dessous de l'axe) pour chaque système

Figure 67 – Comparaison des scores uniques des systèmes d'autoconsommation tertiaires en Martinique, en Point

5.6.4.2. Incertitudes corrélées du score unique

La même approche d'incertitudes corrélées sur le score unique qu'en métropole, décrite partie 5.5.5.2 page 86, est appliquée aux comparaisons de C1 avec C2, et D1 avec D2.

Le système autoconsommation C2 impacte moins l'environnement au sens du score unique dans 72% des tirages que le système C1, promouvant l'emploi de la batterie en résidentiel si l'on accorde crédit au score unique.

La comparaison est en revanche inverse en tertiaire, car le système D2 n'est que dans 39% des calculs moins impactant que D1 au sens du score unique EF – autrement dit, « D1 < D2 » à 61% de probabilité. La batterie a une valeur environnementale « globalement défavorable au sens du score unique » dans le cas de mix et charge étudiés. L'amplitude faible de la différence entre les scores uniques de D1 et D2 nuance cependant la comparaison « < ».

5.6.5. Martinique – Conclusion

Pour les cas d'usage d'autoconsommation résidentiels et tertiaires à La Martinique, sous les hypothèses de courbe de consommation et de mix réseau local, les systèmes d'autoconsommation (1) photovoltaïque seul et (2) photovoltaïque + batterie permettent une réduction des impacts environnementaux sur tous les indicateurs pertinents, sauf sur l'épuisement des ressources minérales et métalliques. Il s'agit donc d'un transfert d'impact.

Comparant le système (2) avec batterie au système (1) sans batterie, l'étude montre qu'ajouter une batterie augmente l'ampleur du transfert : tous les indicateurs pertinents s'améliorent encore plus, l'épuisement des ressources minérales et métalliques se dégrade encore plus.

Le score unique de EF, utilisé pour éclairer la balance globale des valeurs positives et négatives des différentes catégories d'impact, pose le jugement d'un bilan favorable à l'environnement pour tous les systèmes d'autoconsommation.

Il ne permet cependant pas de hiérarchiser fortement le mérite environnemental global des systèmes d'autoconsommation l'un par rapport à l'autre : dans le cadre des cas d'usage étudiés, l'ajout de la batterie semble apporter une amélioration supplémentaire au sens du score unique dans le cas résidentiel, et non dans le cas tertiaire.

5.7. Cas d'usage à La Réunion

5.7.1. Résultats comparatifs sur l'ensemble du cycle de vie par indicateur pertinent, à La Réunion

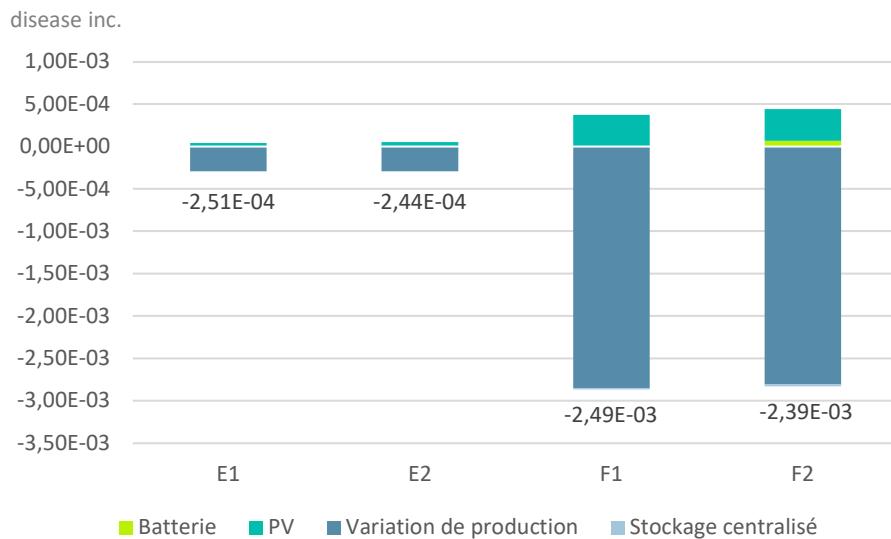
Cette partie a pour but d'examiner les systèmes résidentiels et tertiaires de La Réunion pour chaque indicateur pertinent pris isolément. Néanmoins, les comparaisons devront être validées à la lumière des incertitudes et des écarts significatifs calculés dans la partie 5.7.3. Nous rappelons que les indicateurs sont présentés dans l'ordre d'importance des résultats pondérés du mix électrique, puis en fonction des résultats pondérés en différentiel (*cf.* partie 5.4.3 page 65).

- Pour rappel, les codes des systèmes étudiés en Martinique définis en partie 3.2.2 sont :
- **E1** – pavillon résidentiel avec système d'autoconsommation de panneaux solaires seuls ;
- **E2** – pavillon résidentiel avec système d'autoconsommation de panneaux solaires + stockage par batterie ;
- **F1** – immeuble tertiaire avec système d'autoconsommation de panneaux solaires seuls ;
- **F2** – immeuble tertiaire avec système d'autoconsommation de panneaux solaires+ stockage par batterie.

Dans les tableaux de présentation des résultats relatifs (en %) ci-après appelés « Contribution différentielle (par rapport au mix réseau) par composant à l'indicateur ... », le code couleur différencie les valeurs de la plus faible à la plus élevée selon l'ordre des couleurs vert/orange/rouge.

5.7.1.1. La Réunion – Effets des particules fines

La figure ci-dessous fournit la contribution relative de chaque composant des différents systèmes des différents scénarios à La Réunion sur l'indicateur effets des particules fines. L'ensemble des étapes du cycle de vie a été considéré pour chaque composant.



Note : Les nombres sur le graphique représentent la somme des impacts positifs (barres au-dessus de l'axe des abscisses) et négatifs (barres en dessous de l'axe) pour chaque système

Figure 68 – Contribution différentielle (par rapport au mix réseau) à l'indicateur effets des particules fines (disease inc.) à La Réunion

D'un point de vue comparatif :

- Les résultats étant en différentiel, on observe que tous les scénarios étudiés avec des panneaux PV avec ou sans batterie sont moins impactant que le scénario de référence ;
- Les scénarios utilisant une batterie (E2 et F2) présentent des impacts plus élevés sur l'indicateur effets des particules fines que les scénarios avec uniquement un système PV (E1 et F1) ;
- En résidentiel, entre le scénario en différentiel le plus impactant E2 et le scénario en différentiel le moins impactant E1, un facteur 1,03 est observé. L'écart étant relativement faible entre les scénarios, les conclusions seront à valider avec l'analyse des incertitudes ;
- En tertiaire, entre le scénario en différentiel le plus impactant F2 et le scénario en différentiel le moins impactant F1, un facteur 1,04 est observé. L'écart étant relativement faible entre les scénarios, les conclusions seront à valider avec l'analyse des incertitudes.

Effets des particules fines (code couleur page 99)	Composants des systèmes			
	Batterie	PV	Variation de production	Stockage centralisé
E1		17%	-116%	~0%
E2	3%	17%	-120%	-1%
F1		15%	-115%	~0%
F2	3%	16%	-118%	-1%

Tableau 56 – Contribution différentielle (par rapport au mix réseau) par composant à l'indicateur effets des particules fines, à La Réunion

Du point de vue des composants des systèmes :

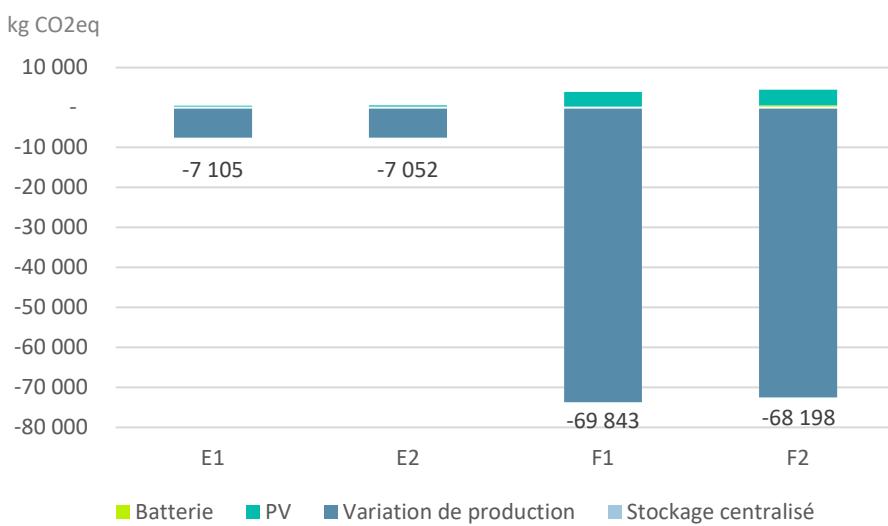
- Pour l'ensemble des systèmes étudiés, la variation de production permet de réduire les impacts par rapport au scénario de référence. C'est majoritairement dû à l'évitement de biodiesel consommé ;
- Pour l'ensemble des systèmes étudiés, la contribution des systèmes photovoltaïques est notable et elle varie de 15 à 17% par rapport au scénario de référence. Les impacts sont liés à la production des panneaux PV et notamment l'utilisation de silicium ;

- La proportion d'impact des batteries est moins importante que celle du système PV. Elle est de 3% en résidentiel et en tertiaire ;
- Le moindre recours aux stockages centralisés représente un faible gain d'impact dans tous les scénarios.

La réduction des impacts de tous les scénarios étudiés sur les effets des particules fines est étroitement liée à l'évitement de biodiesel consommé. Les impacts des installations des batteries et des systèmes PV sont plus faibles que ceux de l'évitement des ressources consommées.

5.7.1.2. La Réunion – Changement climatique

La figure ci-dessous fournit la contribution relative de chaque composant des différents systèmes des différents scénarios à La Réunion sur l'indicateur changement climatique. L'ensemble des étapes du cycle de vie a été considéré pour chaque composant.



Note : Les nombres sur le graphique représentent la somme des impacts positifs (barres au-dessus de l'axe des abscisses) et négatifs (barres en dessous de l'axe) pour chaque système

Figure 69 – Contribution différentielle (par rapport au mix réseau) à l'indicateur changement climatique (kg CO₂eq) à La Réunion

D'un point de vue comparatif :

- Les résultats étant en différentiel, on observe que tous les scénarios étudiés avec des panneaux PV avec ou sans batterie sont moins impactants que le scénario de référence ;
- Les scénarios utilisant une batterie (E2 et F2) présentent des impacts plus élevés sur l'indicateur changement climatique que les scénarios avec uniquement un système PV (E1 et F1) ;
- En résidentiel, entre le scénario en différentiel le plus impactant E2 et le scénario en différentiel le moins impactant E1, un facteur 1,01 est observé. L'écart étant relativement faible entre les scénarios, les conclusions seront à valider avec l'analyse des incertitudes ;
- En tertiaire, entre le scénario en différentiel le plus impactant F2 et le scénario en différentiel le moins impactant F1, un facteur 1,02 est observé. L'écart étant relativement faible entre les scénarios, les conclusions seront à valider avec l'analyse des incertitudes.

Changement climatique (code couleur page 99)	Composants des systèmes			
	Batterie	PV	Variation de production	Stockage centralisé
E1		6%	-106%	~0%
E2	1%	6%	-107%	~0%
F1		6%	-105%	~0%
F2	1%	6%	-106%	~0%

Tableau 57 – Contribution différentielle (par rapport au mix réseau) par composant à l'indicateur changement climatique, à La Réunion

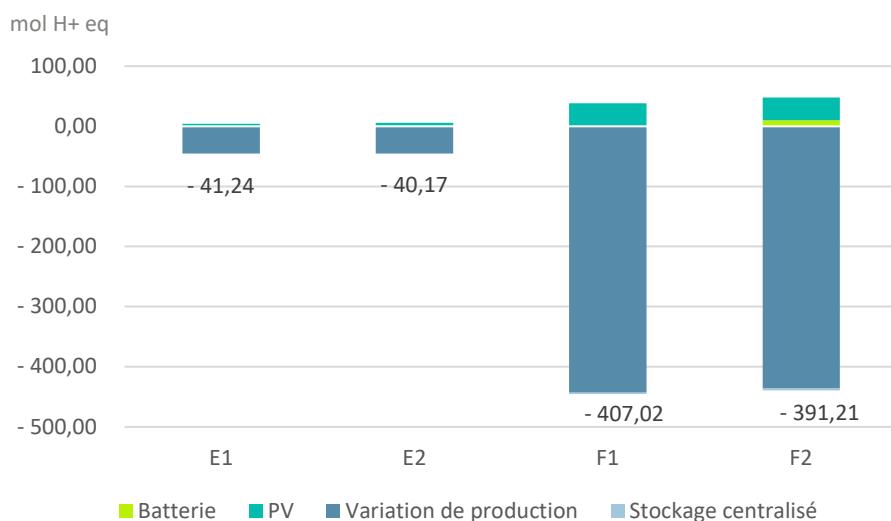
Du point de vue des composants des systèmes :

- Pour l'ensemble des systèmes étudiés, la variation de production permet de réduire les impacts par rapport au scénario de référence. C'est majoritairement dû à l'évitement de biodiesel consommé. L'urée, utilisée dans le post traitement des émissions diesel, est un contributaire important ;
- Pour l'ensemble des systèmes étudiés, la contribution des systèmes photovoltaïques varie est de 6% par rapport au scénario de référence. Les impacts sont liés à l'énergie pour produire le système PV ;
- La proportion d'impact des batteries est faible (1%) en résidentiel et en tertiaire ;
- Le moindre recours aux stockages centralisés a un impact négligeable dans tous les scénarios.

La réduction des impacts de tous les scénarios étudiés sur le changement climatique est étroitement liée à l'évitement de biodiesel consommé. Les impacts des installations des batteries et des systèmes PV sont plus faibles que ceux de l'évitement des carburants et adjuvants consommés.

5.7.1.3. La Réunion – Acidification des sols et de l'eau

La figure ci-dessous fournit la contribution relative de chaque composant des différents systèmes à La Réunion sur l'indicateur acidification. L'ensemble des étapes du cycle de vie a été considéré pour chaque composant.



Note : Les nombres sur le graphique représentent la somme des impacts positifs (barres au-dessus de l'axe des abscisses) et négatifs (barres en dessous de l'axe) pour chaque système

Figure 70 – Contribution différentielle (par rapport au mix réseau) à l'indicateur acidification (mol H⁺ eq) à La Réunion

D'un point de vue comparatif :

- Les résultats étant en différentiel, on observe que tous les scénarios étudiés avec des panneaux PV avec ou sans batterie sont moins impactants que le scénario de référence ;
- Les scénarios utilisant une batterie (E2 et F2) présentent des impacts plus élevés sur l'indicateur acidification que les scénarios avec uniquement un système PV (E1 et F1) ;
- En résidentiel, entre le scénario en différentiel le plus impactant E2 et le scénario en différentiel le moins impactant E1, un facteur 1,03 est observé. L'écart étant relativement faible entre les scénarios, les conclusions seront à valider avec l'analyse des incertitudes ;
- En tertiaire, entre le scénario en différentiel le plus impactant F2 et le scénario en différentiel le moins impactant F1, un facteur 1,04 est observé. L'écart étant relativement faible entre les scénarios, les conclusions seront à valider avec l'analyse des incertitudes.

Acidification des sols et de l'eau (code couleur page 99)	Composants des systèmes			
	Batterie	PV	Variation de production	Stockage centralisé
E1		10%	-110%	~0%
E2	3%	11%	-113%	-1%
F1		9%	-109%	~0%
F2	3%	10%	-111%	-1%

Tableau 58 – Contribution différentielle (par rapport au mix réseau) par composant à l'indicateur acidification, à La Réunion

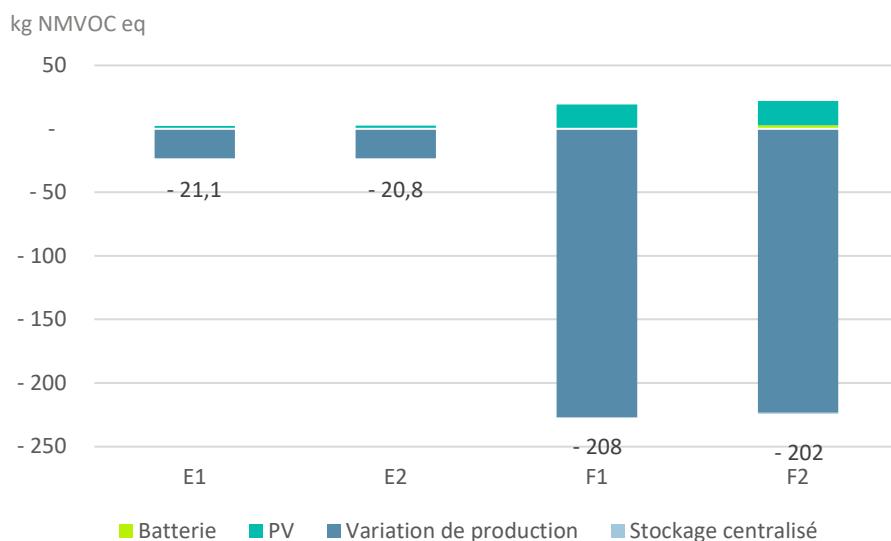
Du point de vue des composants des systèmes :

- Pour l'ensemble des systèmes étudiés, la variation de production permet de réduire les impacts par rapport au scénario de référence. C'est majoritairement dû à l'évitement de biodiesel consommé et de son transport ;
- Pour l'ensemble des systèmes étudiés, la contribution des systèmes photovoltaïques est notable et elle varie de 9 à 11% par rapport au scénario de référence ;
- La proportion d'impact des batteries est de 3% en résidentiel et en tertiaire ;
- Le moindre recours aux stockages centralisés a un impact faible dans tous les scénarios.

La réduction des impacts de tous les scénarios étudiés sur l'acidification est étroitement liée à l'évitement de biodiesel consommé. Les impacts des installations des batteries et des systèmes PV sont plus faibles que ceux de l'évitement des carburants consommés.

5.7.1.4. La Réunion – Formation d'ozone troposphérique

La figure ci-dessous fournit la contribution relative de chaque composant des différents systèmes des différents scénarios à La Réunion, sur l'indicateur formation d'ozone troposphérique. L'ensemble des étapes du cycle de vie a été considéré pour chaque composant.



Note : Les nombres sur le graphique représentent la somme des impacts positifs (barres au-dessus de l'axe des abscisses) et négatifs (barres en dessous de l'axe) pour chaque système

Figure 71 – Contribution différentielle (par rapport au mix réseau) à l'indicateur formation d'ozone troposphérique (kg NMVOC eq) à La Réunion

D'un point de vue comparatif :

- Les résultats étant en différentiel, on observe que tous les scénarios étudiés avec des panneaux PV avec ou sans batterie sont moins impactant que le scénario de référence ;
- Les scénarios utilisant une batterie (E2 et F2) présentent des impacts plus élevés sur l'indicateur formation d'ozone troposphérique que les scénarios avec uniquement un système PV (E1 et F1) ;

- En résidentiel, entre le scénario en différentiel le plus impactant E2 et le scénario en différentiel le moins impactant E1, un facteur 1,01 est observé. L'écart étant relativement faible entre les scénarios, les conclusions seront à valider avec l'analyse des incertitudes ;
- En tertiaire, entre le scénario en différentiel le plus impactant F2 et le scénario en différentiel le moins impactant F1, un facteur 1,03 est observé. L'écart étant relativement faible entre les scénarios, les conclusions seront à valider avec l'analyse des incertitudes.

Formation d'ozone troposphérique (code couleur page 99)	Composants des systèmes			
	Batterie	PV	Variation de production	Stockage centralisé
E1		10%	-110%	~0%
E2	2%	10%	-112%	~0%
F1		9%	-109%	~0%
F2	1%	9%	-110%	~0%

Tableau 59 – Contribution différentielle (par rapport au mix réseau) par composant à l'indicateur formation d'ozone troposphérique, à La Réunion

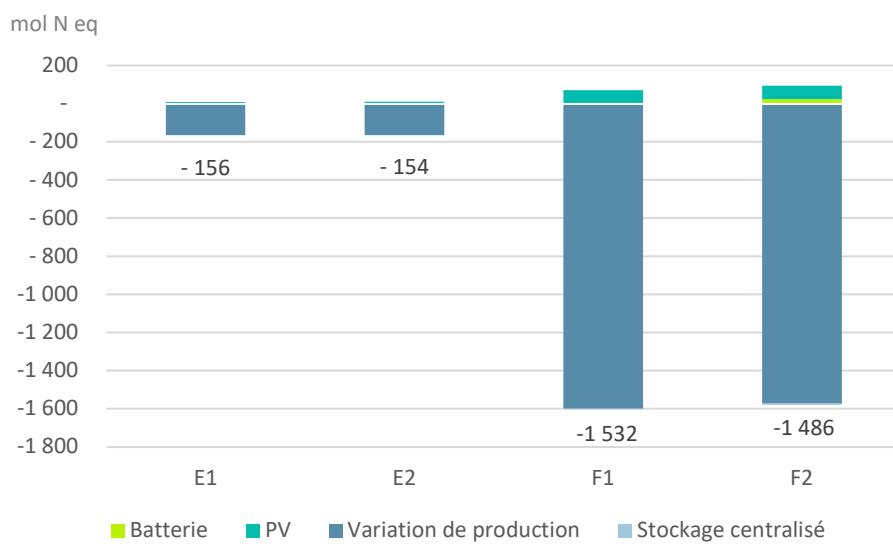
Du point de vue des composants des systèmes :

- Pour l'ensemble des systèmes étudiés, la variation de production permet de réduire les impacts par rapport au scénario de référence. C'est majoritairement dû à l'évitement de biodiesel consommé et leur transport ;
- Pour l'ensemble des systèmes étudiés, la contribution des systèmes photovoltaïques varie de 9 à 10% par rapport au scénario de référence. Les impacts sont liés à l'énergie pour produire le système PV et notamment les cellules ;
- La proportion d'impact des batteries est faible (< 2%) en résidentiel et en tertiaire ;
- Le moindre recours aux stockages centralisés a un impact négligeable dans tous les scénarios.

La réduction des impacts de tous les scénarios étudiés sur la formation d'ozone troposphérique est étroitement liée à l'évitement de biodiesel consommé. Les impacts des installations des batteries et des systèmes PV sont plus faibles que ceux de l'évitement des ressources consommées.

5.7.1.5. La Réunion – Eutrophisation terrestre

La figure ci-dessous fournit la contribution relative de chaque composant des différents systèmes des différents scénarios à La Réunion sur l'indicateur eutrophisation terrestre. L'ensemble des étapes du cycle de vie a été considéré pour chaque composant.



Note : Les nombres sur le graphique représentent la somme des impacts positifs (barres au-dessus de l'axe des abscisses) et négatifs (barres en dessous de l'axe) pour chaque système

Figure 72 – Contribution différentielle (par rapport au mix réseau) à l'indicateur eutrophisation terrestre (mol N eq) à La Réunion

D'un point de vue comparatif :

- Les résultats étant en différentiel, on observe que tous les scénarios étudiés avec des panneaux PV avec ou sans batterie sont moins impactant que le scénario de référence ;
- Les scénarios utilisant une batterie (E2 et F2) présentent des impacts plus élevés sur l'indicateur eutrophisation terrestre que les scénarios avec uniquement un système PV (E1 et F1) ;
- En résidentiel, entre le scénario en différentiel le plus impactant E2 et le scénario en différentiel le moins impactant E1, un facteur 1,02 est observé. L'écart étant relativement faible entre les scénarios, les conclusions seront à valider avec l'analyse des incertitudes ;
- En tertiaire, entre le scénario en différentiel le plus impactant F2 et le scénario en différentiel le moins impactant F1, un facteur 1,03 est observé. L'écart étant relativement faible entre les scénarios, les conclusions seront à valider avec l'analyse des incertitudes.

Eutrophisation terrestre (code couleur page 99)	Composants des systèmes			
	Batterie	PV	Variation de production	Stockage centralisé
E1		5%	-105%	~0%
E2	2%	5%	-107%	-1%
F1		5%	-104%	~0%
F2	2%	5%	-106%	~0%

Tableau 60 – Contribution différentielle (par rapport au mix réseau) par composant à l'indicateur eutrophisation terrestre, à La Réunion

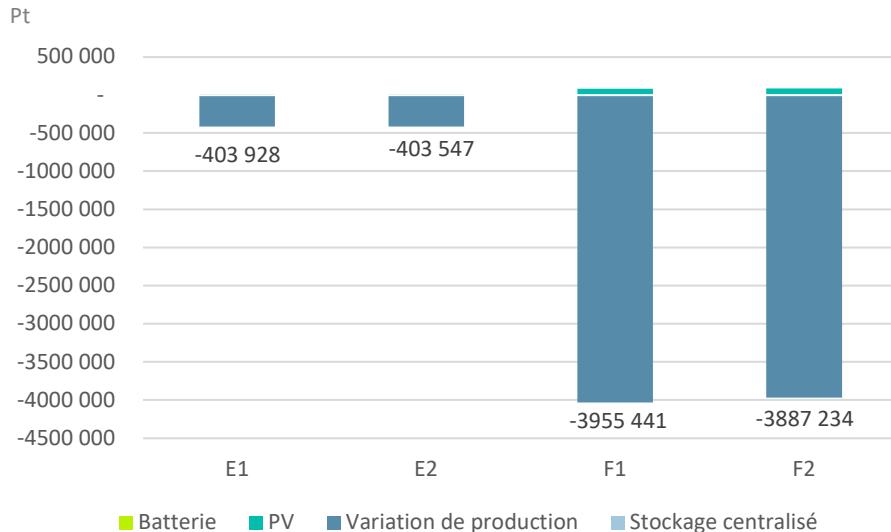
Du point de vue des composants des systèmes :

- Pour l'ensemble des systèmes étudiés, la variation de production permet de réduire les impacts par rapport au scénario de référence. C'est majoritairement dû à l'évitement de biodiesel consommé et leur transport ;
- Pour l'ensemble des systèmes étudiés, la contribution des systèmes photovoltaïques est de 5% par rapport au scénario de référence. Les impacts sont à la production du système PV et notamment l'extraction du silicium ;
- La proportion d'impact des batteries est moins importante que celle du système PV. Elle est de 2% en résidentiel et en tertiaire ;
- Le moindre recours aux stockages centralisés représente un faible gain d'impact dans tous les scénarios.

La réduction des impacts de tous les scénarios étudiés sur l'eutrophisation terrestre est étroitement liée à l'évitement de biodiesel consommé. Les impacts des installations des batteries et des systèmes PV sont plus faibles que ceux de l'évitement des ressources consommées.

5.7.1.6. La Réunion – Changement d'occupation des sols

La figure ci-dessous fournit la contribution relative de chaque composant des différents systèmes des différents scénarios à La Réunion sur l'indicateur changement d'occupation des sols. L'ensemble des étapes du cycle de vie a été considéré pour chaque composant.



Note : Les nombres sur le graphique représentent la somme des impacts positifs (barres au-dessus de l'axe des abscisses) et négatifs (barres en dessous de l'axe) pour chaque système

Figure 73 – Contribution différentielle (par rapport au mix réseau) à l'indicateur changement d'occupation des sols (Pt) à La Réunion

D'un point de vue comparatif :

- Les résultats étant en différentiel, on observe que tous les scénarios étudiés avec des panneaux PV avec ou sans batterie sont moins impactant que le scénario de référence ;
- En résidentiel et en tertiaire, les scénarios utilisant une batterie (E2 et F2) présentent des impacts plus élevés sur l'indicateur changement d'occupation des sols que les scénarios avec uniquement des panneaux PV (E1 et F1) ;
- En résidentiel, entre le scénario en différentiel le plus impactant E2 et le scénario en différentiel le moins impactant E1, un facteur 1 est observé. Les résultats étant très proches entre les scénarios résidentiels, les conclusions seront à valider avec l'analyse des incertitudes ;
- En tertiaire, entre le scénario en différentiel le plus impactant F2 et le scénario en différentiel le moins impactant F1, un facteur 1,02 est observé. Les résultats étant très proches entre les scénarios résidentiels, les conclusions seront à valider avec l'analyse des incertitudes.

Épuisement des ressources fossiles (code couleur page 99)	Composants des systèmes			
	Batterie	PV	Variation de production	Stockage centralisé
E1		2%	-102%	~0%
E2	~0%	2%	-102%	~0%
F1		2%	-102%	~0%
F2	~0%	2%	-102%	~0%

Tableau 61 – Contribution différentielle (par rapport au mix réseau) par composant à l'indicateur changement d'occupation des sols, à La Réunion

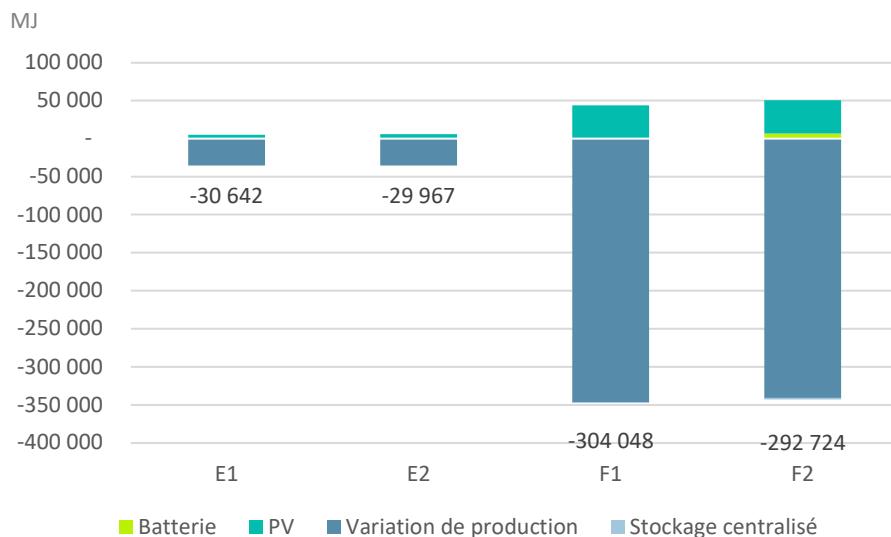
Du point de vue des composants des systèmes :

- Pour l'ensemble des systèmes étudiés, la contribution des systèmes photovoltaïques est une charge par rapport au scénario de référence. Les impacts du système PV sont liés à l'extraction de métaux et la production de ces différents composants du panneau PV ;
- Pour l'ensemble des systèmes étudiés, la contribution des batteries est une charge négligeable en résidentiel et en tertiaire par rapport au scénario de référence ;
- Pour l'ensemble des systèmes étudiés, la variation de production permet de réduire les impacts par rapport au scénario de référence, notamment en évitant de produire du biodiesel B100 ;
- Le moindre recours aux stockages centralisés représente un faible gain d'impact dans tous les scénarios.

Sur l'indicateur changement d'occupation des sols, tous les scénarios étudiés ont un impact moins important que la référence malgré de la consommation de ressources nécessaire pour l'installation des systèmes PV et des batteries.

5.7.1.7. La Réunion – Épuisement des ressources fossiles

La figure ci-dessous fournit la contribution relative de chaque composant des différents systèmes des différents scénarios à La Réunion sur l'indicateur épuisement des ressources fossiles. L'ensemble des étapes du cycle de vie a été considéré pour chaque composant.



Note : Les nombres sur le graphique représentent la somme des impacts positifs (barres au-dessus de l'axe des abscisses) et négatifs (barres en dessous de l'axe) pour chaque système

Figure 74 – Contribution différentielle (par rapport au mix réseau) à l'indicateur épuisement des ressources fossiles (MJ) à La Réunion

D'un point de vue comparatif :

- Les résultats étant en différentiel, on observe que tous les scénarios étudiés avec des panneaux PV avec ou sans batterie sont moins impactant que le scénario de référence ;
- Les scénarios utilisant une batterie (E2 et F2) présentent des impacts plus élevés sur l'indicateur épuisement des ressources fossiles que les scénarios avec uniquement un système PV (E1 et F1) ;
- En résidentiel, entre le scénario en différentiel le plus impactant E2 et le scénario en différentiel le moins impactant E1, un facteur 1,02 est observé. L'écart étant relativement faible entre les scénarios, les conclusions seront à valider avec l'analyse des incertitudes ;
- En tertiaire, entre le scénario en différentiel le plus impactant F2 et le scénario en différentiel le moins impactant F1, un facteur 1,04 est observé. L'écart étant relativement faible entre les scénarios, les conclusions seront à valider avec l'analyse des incertitudes.

Épuisement des ressources fossiles (code couleur page 99)	Composants des systèmes			
	Batterie	PV	Variation de production	Stockage centralisé
E1		16%	-116%	~0%
E2	3%	17%	-118%	-1%
F1		14%	-114%	~0%
F2	2%	15%	-117%	-1%

Tableau 62 – Contribution différentielle (par rapport au mix réseau) par composant à l'indicateur épuisement des ressources fossiles, à La Réunion

Du point de vue des composants des systèmes :

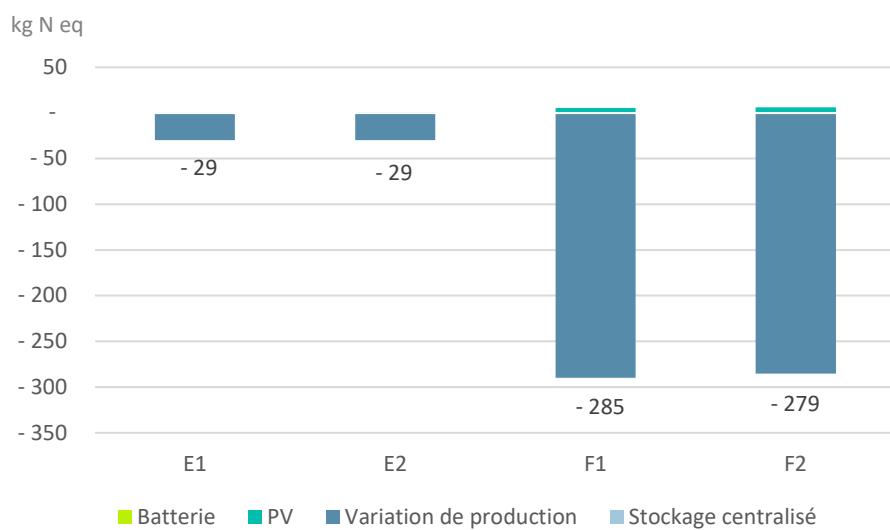
- Pour l'ensemble des systèmes étudiés, la variation de production permet de réduire les impacts par rapport au scénario de référence. C'est majoritairement dû à l'évitement de biodiesel B100 consommé ;

- Pour l'ensemble des systèmes étudiés, la contribution des systèmes photovoltaïques varie de 14 à 17% par rapport au scénario de référence. Les impacts sont à la production du système PV et notamment l'extraction du silicium ;
- La proportion d'impact des batteries est moins importante que celle du système PV. Elle est de 3% en résidentiel et de 2% en tertiaire ;
- Le moindre recours aux stockages centralisés représente un faible gain d'impact dans tous les scénarios.

La réduction des impacts de tous les scénarios étudiés sur l'épuisement des ressources fossiles est étroitement liée à l'évitement de biodiesel consommé. Les impacts des installations des batteries et des systèmes PV sont plus faibles que ceux de l'évitement des ressources consommées.

5.7.1.8. La Réunion – Eutrophisation marine

La figure ci-dessous fournit la contribution relative de chaque composant des différents systèmes des différents scénarios à La Réunion sur l'indicateur eutrophisation marine. L'ensemble des étapes du cycle de vie a été considéré pour chaque composant.



Note : Les nombres sur le graphique représentent la somme des impacts positifs (barres au-dessus de l'axe des abscisses) et négatifs (barres en dessous de l'axe) pour chaque système

Figure 75 – Contribution différentielle (par rapport au mix réseau) à l'indicateur eutrophisation marine (kg N eq) à La Réunion

D'un point de vue comparatif :

- Les résultats étant en différentiel, on observe que tous les scénarios étudiés avec des panneaux PV avec ou sans batterie sont moins impactant que le scénario de référence ;
- Le scénario tertiaire utilisant une batterie (F2) présente des impacts plus élevés sur l'indicateur eutrophisation marine que le scénario tertiaire avec uniquement un système PV (F1) ;
- Les scénarios résidentiels (E1 et E2) ont des impacts équivalents ;
- En tertiaire, entre le scénario en différentiel le plus impactant F2 et le scénario en différentiel le moins impactant F1, un facteur 1,02 est observé. L'écart étant relativement faible entre les scénarios, les conclusions seront à valider avec l'analyse des incertitudes.

Eutrophisation marine (code couleur page 99)	Composants des systèmes			
	Batterie	PV	Variation de production	Stockage centralisé
E1		2%	-102%	~0%
E2	~0%	2%	-102%	~0%
F1		2%	-102%	~0%
F2	~0%	2%	-102%	~0%

Tableau 63 – Contribution différentielle (par rapport au mix réseau) par composant à l'indicateur eutrophisation marine, à La Réunion

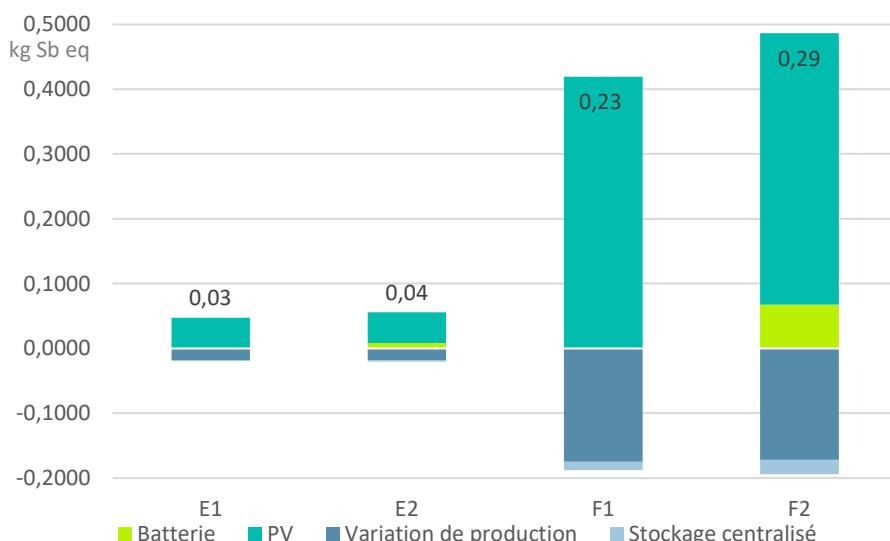
Du point de vue des composants des systèmes :

- Pour l'ensemble des systèmes étudiés, la variation de production permet de réduire les impacts par rapport au scénario de référence. C'est majoritairement dû à l'évitement de biodiesel consommé et leur transport ;
- Pour l'ensemble des systèmes étudiés, la contribution des systèmes photovoltaïques est de 2% par rapport au scénario de référence. Les impacts sont à la production du système PV et notamment l'extraction du silicium ;
- La proportion d'impact des batteries est moins importante que celle du système PV. Elle est négligeable en résidentiel et en tertiaire ;
- Le moindre recours aux stockages centralisés représente un faible gain d'impact dans tous les scénarios.

La réduction des impacts de tous les scénarios étudiés sur l'eutrophisation marine est étroitement liée à l'évitement de biodiesel consommé. Les impacts des installations des batteries et des systèmes PV sont plus faibles que ceux de l'évitement des ressources consommées.

5.7.1.9. La Réunion – Épuisement des ressources minérales et métalliques

La figure ci-dessous fournit la contribution relative de chaque composant des différents systèmes des différents scénarios à La Réunion sur l'indicateur épuisement des ressources minérales et métalliques. L'ensemble des étapes du cycle de vie a été considéré pour chaque composant.



Note : Les nombres sur le graphique représentent la somme des impacts positifs (barres au-dessus de l'axe des abscisses) et négatifs (barres en dessous de l'axe) pour chaque système

Figure 76 – Contribution différentielle (par rapport au mix réseau) à l'indicateur épuisement des ressources minérales et métalliques (kg Sb eq) à La Réunion

D'un point de vue comparatif :

- Les résultats étant en différentiel, on observe que tous les scénarios étudiés avec des panneaux PV et/ou une batterie sont plus impactant que le scénario de référence ;
- En résidentiel et en tertiaire, les scénarios utilisant une batterie (E2 et F2) présentent des impacts plus élevés sur l'indicateur épuisement des ressources minérales et métalliques que les scénarios avec uniquement des panneaux PV (E1 et F1) ;
- En résidentiel, entre le scénario en différentiel le plus impactant E2 et le scénario en différentiel le moins impactant E1, un facteur 1,25 est observé. Les résultats étant très proches entre les scénarios résidentiels, les conclusions seront à valider avec l'analyse des incertitudes ;
- En tertiaire, entre le scénario en différentiel le plus impactant F2 et le scénario en différentiel le moins impactant F1, un facteur 1,26 est observé. Les résultats étant très proches entre les scénarios tertiaires, les conclusions seront à valider avec l'analyse des incertitudes.

Épuisement des ressources minérales et métalliques (code couleur page 99)	Composants des systèmes			
	Batterie	PV	Variation de production	Stockage centralisé
E1		168%	-63%	-5%
E2	23%	134%	-51%	-7%
F1		181%	-76%	-6%
F2	23%	143%	-59%	-8%

Tableau 64 – Contribution différentielle (par rapport au mix réseau) par composant à l'indicateur épuisement des ressources minérales et métalliques, à La Réunion

Du point de vue des composants des systèmes :

- Pour l'ensemble des systèmes étudiés, la contribution des systèmes photovoltaïques est prédominante par rapport au scénario de référence. Les impacts du système PV sont liés à l'extraction de métaux pour ces différents composants (panneaux et onduleur), comme le silicium, l'or et le cuivre ;
- Pour l'ensemble des systèmes étudiés, la contribution des batteries est de 23% en résidentiel et en tertiaire par rapport au scénario de référence. Le cuivre est un contributeur important pour la batterie ;
- Pour l'ensemble des systèmes étudiés, la variation de production permet de réduire les impacts par rapport au scénario de référence, notamment par la réduction de la consommation de biodiesel B100 ;
- Le moindre recours aux stockages centralisés représente un gain variant de 5 à 8% en fonction des scénarios.

Sur l'épuisement des ressources minérales et métalliques, tous les scénarios étudiés ont un impact plus important que la référence à cause de la consommation de ressources nécessaire pour l'installation des systèmes PV et des batteries.

5.7.2.La Réunion – Comparaison des systèmes par les indicateurs pertinents

Les Figure 77 et Figure 78 ci-dessous comparent les impacts des deux différentiels des systèmes autoconsommation (1) PV et (2) PV + batterie par rapport au mix réseau de La Réunion, respectivement pour le cas d'usage résidentiel (E1, E2) et tertiaire (F1, F2).

Les deux situations, résidentielle et tertiaire, montrent exactement les mêmes tendances et peuvent être commentés d'un même trait :

- Les systèmes d'autoconsommation montrent par rapport au mix réseau une amélioration des indicateurs pertinents (différentiel négatif), sauf l'épuisement des ressources minérales et métalliques : il s'agit donc d'une situation de transfert d'impact de l'effet des particules fines, du changement climatique, de l'acidification des sols et de l'eau, de la formation d'ozone troposphérique, de l'eutrophisation terrestre, du changement d'occupation des sols³⁹, de l'épuisement des ressources fossiles et de l'eutrophisation marine vers l'épuisement des ressources minérales et métalliques. Cet indicateur – épuisement des ressources minérales et métalliques – sont notés (■) ;
- Tous les autres indicateurs pertinents – excepté l'épuisement des ressources minérales et métalliques - varient peu entre les deux systèmes d'autoconsommation installés (1) ou (2) : l'effet des particules fines, du changement climatique, l'acidification des sols et de l'eau, la formation d'ozone troposphérique, l'eutrophisation terrestre, le changement d'occupation des sols, l'épuisement des ressources fossiles et l'eutrophisation marine. A La Réunion, le mix considéré a entièrement réalisé la transition vers du biodiesel⁴⁰ importé d'Europe, mise en œuvre d'une forte volonté politique environnementale. Une flexibilité réseau sous la forme de batteries centralisée est déjà installée dans le scenario 2025. L'énergie électrique du réseau qu'évite l'autoconsommation varie peu entre les deux systèmes d'autoconsommation. Ces indicateurs – l'effet des particules fines, du changement climatique, l'acidification des sols

39 Voir en Annexe page 138 une description de cet indicateur exprimé en « points » qui ne se résume pas à la simple surface visible vue par l'utilisateur final, mais agrège les impacts tout au long des chaînes de production. L'apparition de cette catégorie d'impact est liée au Biodiesel importé d'Europe utilisé massivement pour le mix réseau de La Réunion.

40 L'utilisation exclusive de Biodiesel explique la déconnexion entre la variation des catégories d'impact changement climatique et épuisement des ressources fossiles.

et de l'eau, la formation d'ozone troposphérique, l'eutrophisation terrestre, le changement d'occupation des sols, l'épuisement des ressources fossiles et l'eutrophisation marine – sont notés (●) ;

- Dans le cas de La Réunion, on observe un phénomène inverse de la métropole et de La Martinique étudiés précédemment si l'on compare entre eux les deux systèmes d'autoconsommation *avec* et *sans* batterie. En métropole et en Martinique, le transfert d'impact se renforce lorsque l'on ajoute la batterie au système d'autoconsommation : les impacts sur les ressources minérales et métalliques augmentent, les autres impacts se réduisent plus si l'on ajoute la batterie. A La Réunion, l'ajout de la batterie augmente les impacts pour tous indicateurs pertinents : on peut conclure de façon claire qu'ajouter une batterie au système n'est pas bénéfique à l'environnement.

Les conclusions se résument donc en :

- Un transfert d'impact vers l'épuisement des ressources minérales et métalliques qu'occasionnent les deux systèmes d'autoconsommation ;
- L'effet néfaste de l'ajout de la batterie à La Réunion.

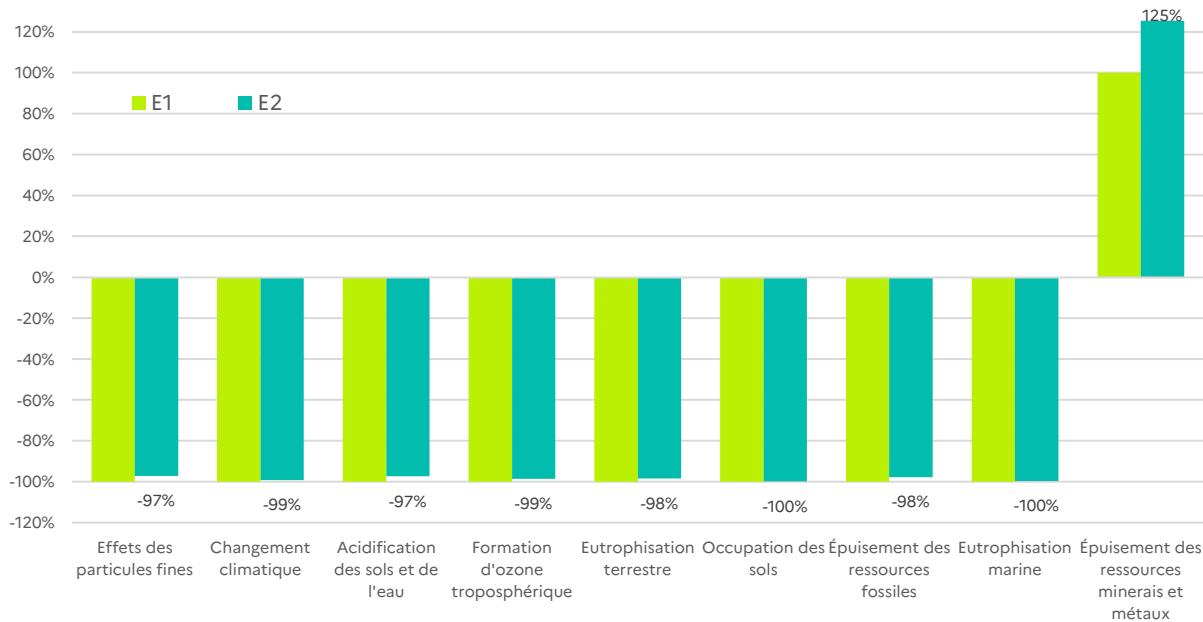


Figure 77 – Comparaison des impacts pertinents des systèmes d'autoconsommation résidentiels pour La Réunion

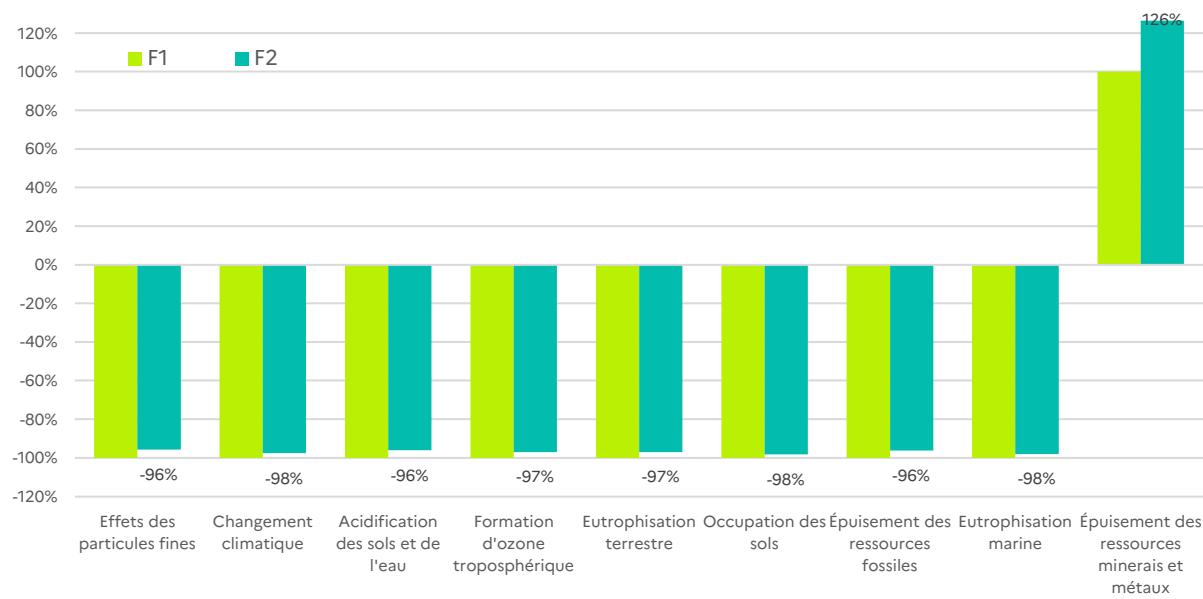


Figure 78 – Comparaison des impacts pertinents des systèmes d'autoconsommation tertiaires pour La Réunion

5.7.3.La Réunion – Incertitude sur les résultats

5.7.3.1. Incertitudes simples

La même approche de Monte Carlo avec les mêmes variations des paramètres en entrée qu'en métropole, décrite partie 5.5.4.1 page 82, est menée pour les systèmes de la Réunion.

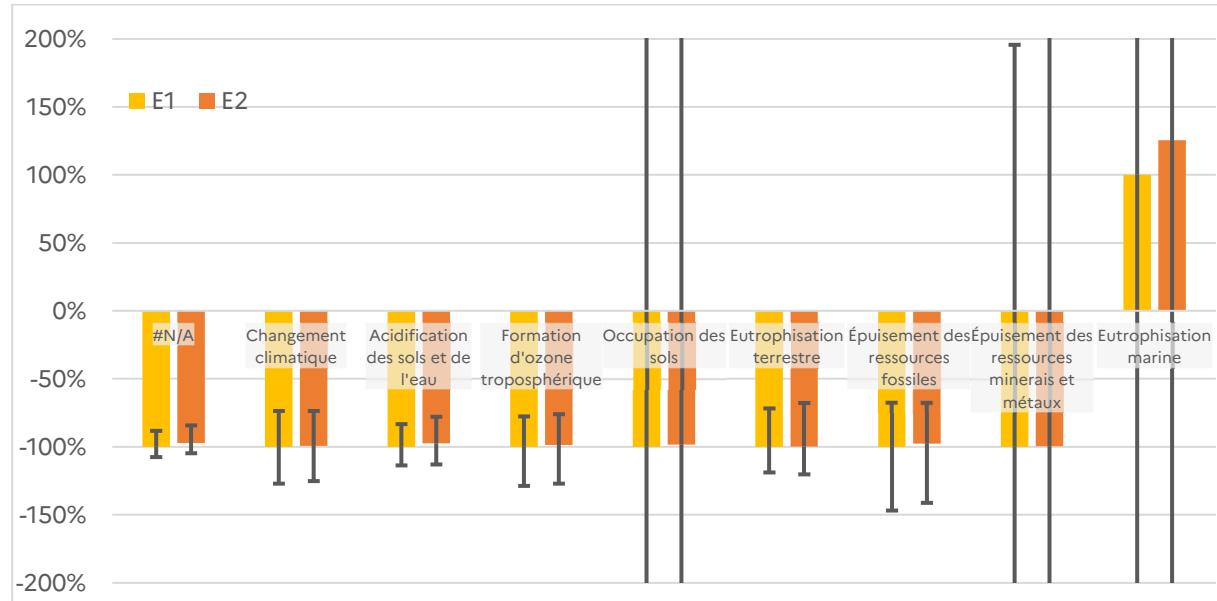


Figure 79 – Incertitudes des impacts pertinents des systèmes d'autoconsommation résidentiels en Réunion : quartiles 2,5% et 97,5%

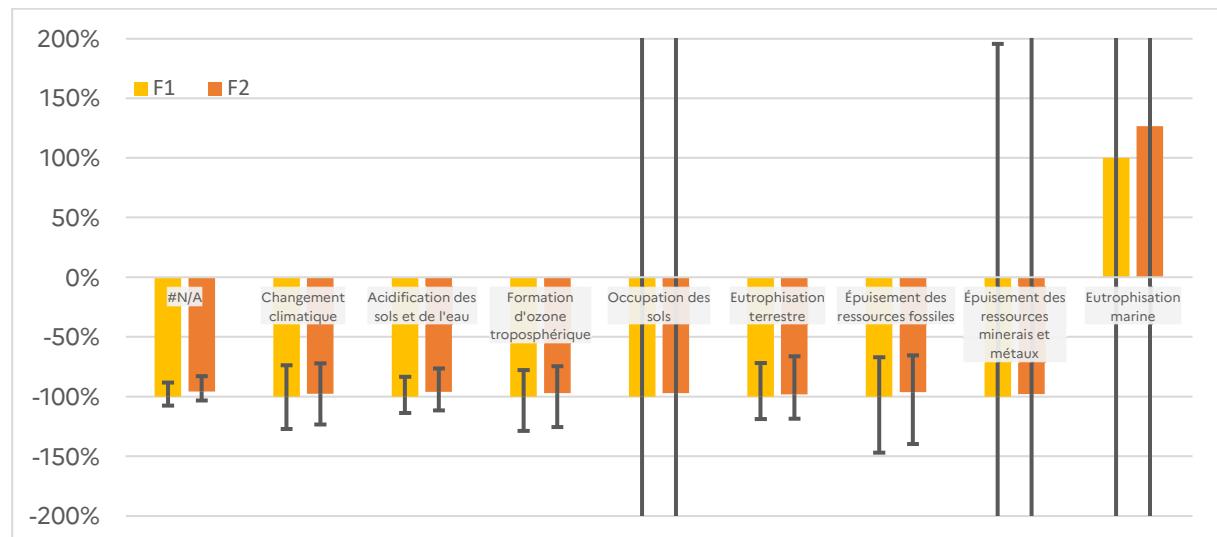


Figure 80 – Incertitudes des impacts pertinents des systèmes d'autoconsommation tertiaires en Réunion : quartiles 2,5% et 97,5%

Les empattements se recouvrent dans tous les cas, aboutissant *a priori* à des conclusions non catégoriques des comparaisons entre résultats.

5.7.3.2. Incertitudes corrélées des catégories d'impact

La même approche qu'en métropole, décrite partie 5.5.4.2 page 83 est menée sur les modèles de La Réunion. On obtient les résultats présentés en Figure 81 et en Figure 82.

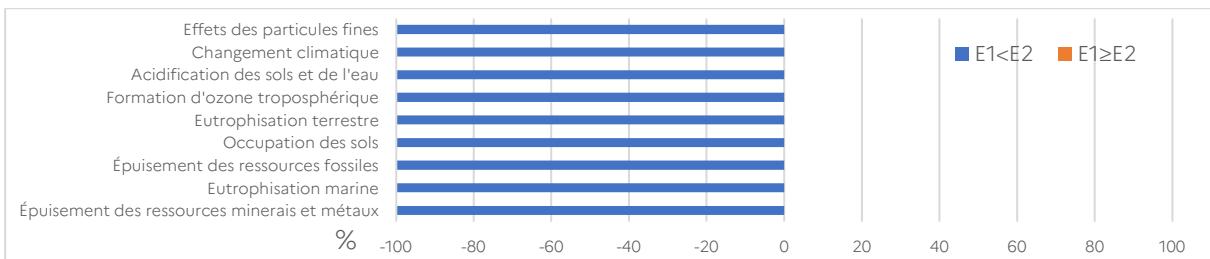


Figure 81 – Probabilité en % de comparaison des résultats des calculs corrélés pour les systèmes E1 et E2 des indicateurs EF3.1 pertinents au cas d'usage résidentiel en Réunion, avec incertitude par méthode de Monte-Carlo, 1000 tirages.

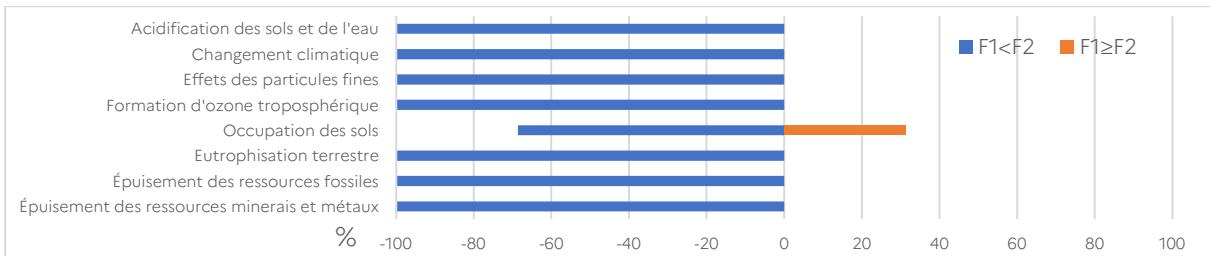


Figure 82 – Probabilité en % de comparaison des résultats des calculs corrélés pour les systèmes F1 et F2 des indicateurs EF3.1 pertinents au cas d'usage tertiaire en Réunion, avec incertitude par méthode de Monte-Carlo, 1000 tirages.

Au paragraphe précédent, Le recouvrement des barres d'incertitude ne permettait pas de conclure. L'approche des incertitudes corrélées menée ici permet de conclure grâce à des probabilités fortes (proche de 100%) dans tous les cas de calcul sauf l'occupation des sols pour l'immeuble tertiaire (qui penche du même côté avec une balance 70%/30%). Les résultats permettent de conclure dans les deux cas résidentiel et tertiaire à de moindres impacts du système (1) Photovoltaïque seul par rapport à (2) Photovoltaïque + Batterie pour les catégories pertinentes aux cas d'usage, grâce à des résultats de la probabilité étant non ambigus.

La comparaison par le score unique n'est donc pas nécessaire pour La Réunion.

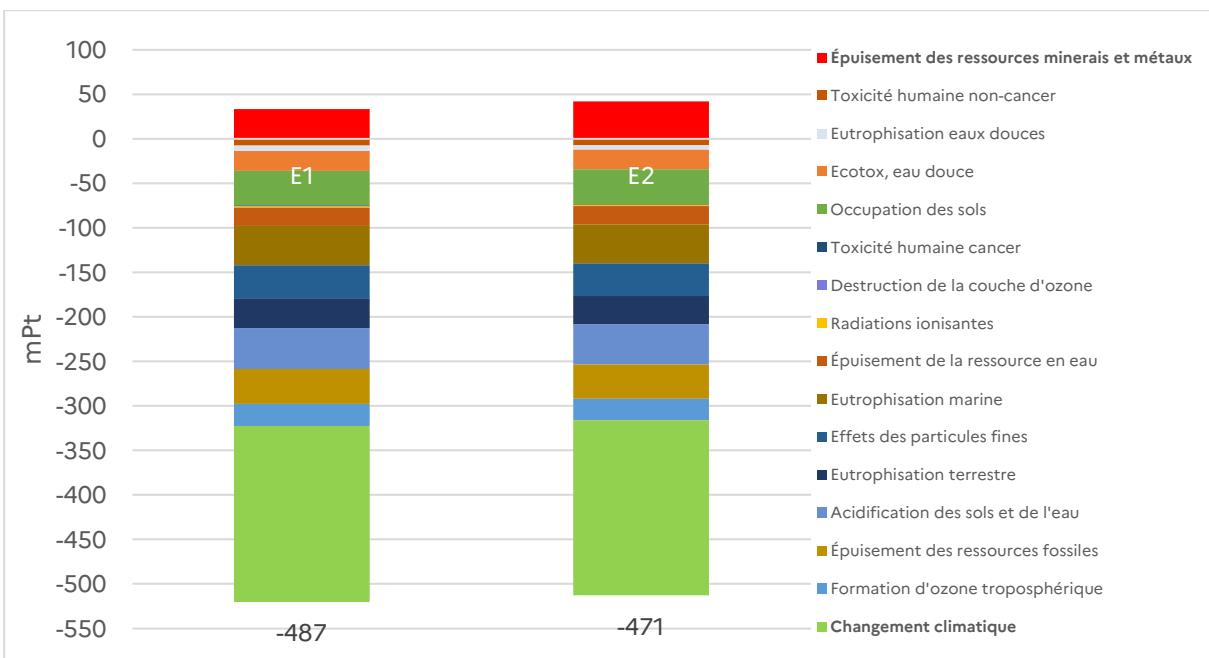
5.7.4. La Réunion – Comparaison des systèmes par le score unique

5.7.4.1. Comparaison simple des scores uniques

La même approche de score unique EF – avec ses limitations – que décrite pour la métropole en partie 5.5.5.1 page 84, est appliquée.

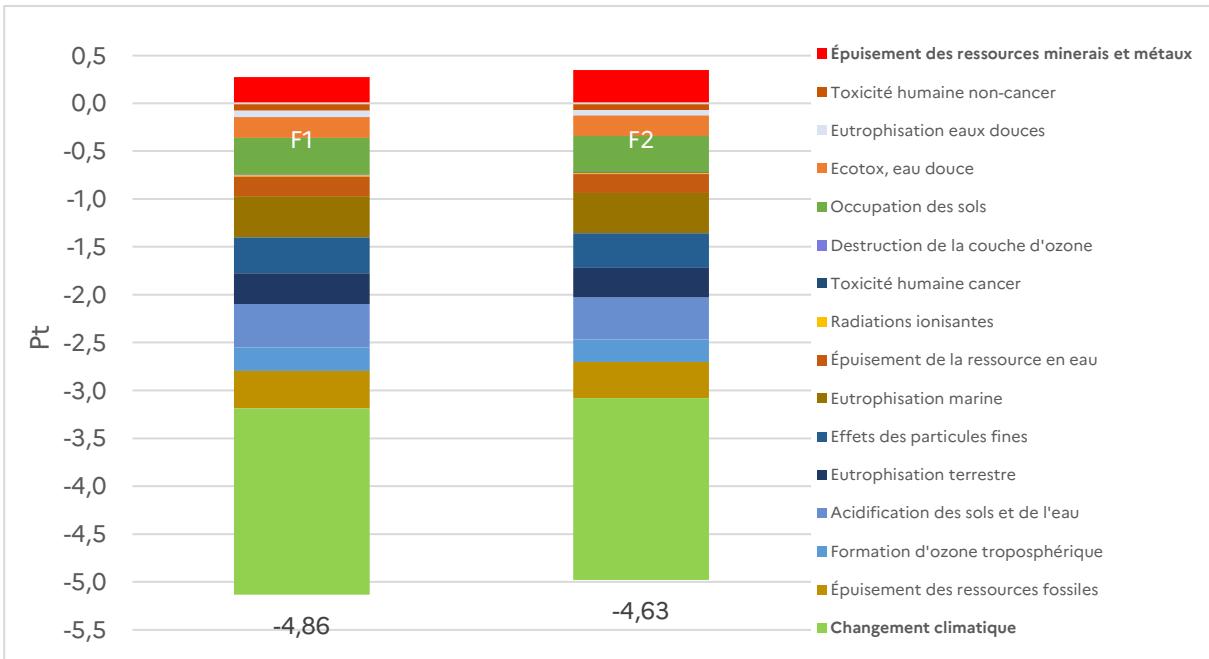
Les Figure 83 et Figure 84 comparent les scores uniques des deux différentiels des systèmes autoconsommation (1) PV et (2) PV + batterie, respectivement pour le cas d'usage résidentiel (E1, E2) et tertiaire (F1, F2).

- Le résultat des calculs différentiels donne des scores uniques tous négatifs, confirmant la valeur environnementale des systèmes d'autoconsommation, (1) et (2) ;
- Deux catégories d'impact (indiquées en gras dans les légendes) influencent de façon majeure les résultats : l'Épuisement des ressources minérales et métalliques (en rouge, positif) largement contrebalancé par le changement climatique (en vert, négatif) ;
- La forte pondération accordée au changement climatique (21,06%) par rapport à l'Épuisement des ressources minérales et métalliques (7,55%) est visible dans le résultat du score unique. Le changement d'occupation des sols est peu influent du fait de la pondération ;
- Un score unique plus négatif caractérise en principe un moindre impact environnemental global. Les résultats classent formellement E1 < E2 et F1 < F2, mais les valeurs diffèrent assez peu et conclure demande une vérification supplémentaire par la statistique du score unique.



Note : Les nombres sur le graphique représentent la somme des impacts positifs (barres au-dessus de l'axe des abscisses) et négatifs (barres en dessous de l'axe) pour chaque système

Figure 83 – Comparaison des scores uniques des systèmes d'autoconsommation résidentiels en Réunion, en milli-Point



Note : Les nombres sur le graphique représentent la somme des impacts positifs (barres au-dessus de l'axe des abscisses) et négatifs (barres en dessous de l'axe) pour chaque système

Figure 84 – Comparaison des scores uniques des systèmes d'autoconsommation tertiaires en Réunion, en Point

5.7.4.2. Incertitudes corrélées du score unique

La même approche d'incertitudes corrélées sur le score unique qu'en métropole, décrite partie 5.5.5.2 page 86, est appliquée aux comparaisons de E1 avec E2, et F1 avec F2.

Le système autoconsommation E2 apparaît dans 75%⁴¹ des tirages « globalement » plus impactant pour l'environnement que le système E1, déconseillant l'emploi de la batterie en résidentiel.

La même comparaison vaut en tertiaire, avec F1 < F2 à 77% : avec une bonne crédibilité statistique, la batterie apparaît induire une valeur environnementale négative dans le cas de mix et charge étudiés à La Réunion.

Nous répétons ici les limites de l'approche « statistique » par les incertitudes : les paramètres qui varient dans les calculs de Monte-Carlo et leurs amplitudes ont été fixés comme expliqué en Annexe 7.14 page 133. Ce choix conditionne les résultats des tirages dans tous les cas d'usage, et pourrait influer sur la « force » de certaines conclusions. Le choix de ces paramètres (dont de nombreux découlent de la base ecoinvent 3.10 utilisée dans la plupart des données de modélisation ACV) serait un champ d'étude qui déborde du cadre de ce travail.

5.7.5. La Réunion – Conclusion

Pour les cas d'usage d'autoconsommation résidentiels et tertiaires à La Réunion, sous les hypothèses de courbe de consommation et de mix réseau local, les systèmes d'autoconsommation (1) photovoltaïque seul et (2) photovoltaïque + batterie permettent une réduction des impacts environnementaux sur tous les indicateurs pertinents, sauf sur l'épuisement des ressources minérales et métalliques qui se dégrade. Il s'agit donc d'un transfert d'impact.

Ajouter une batterie dégrade tous les indicateurs pertinents.

Le score unique de EF, utilisé pour éclairer la balance globale des valeurs positives et négatives des différentes catégories d'impact, pose le jugement d'un bilan favorable à l'environnement pour tous les systèmes d'autoconsommation.

En outre, il juge, de la même façon dans les deux cas résidentiel et tertiaire, l'impact de la batterie comme défavorable par rapport au système sans batterie. L'amplitude de la différence reste toutefois faible.

⁴¹ Bien que la Figure 81 et la Figure 82 fassent apparaître tous les indicateurs pertinents de E2 à 100% de probabilité moins favorables à l'environnement que E1, d'autres indicateurs non montrés sur les figures produisent des résultats statistiquement moins tranchés – *i.e.* toxicité humaine cancer, toxicité humaine non-cancer, écotoxicité des eaux douces et épuisement de la ressource en eau –. Ces indicateurs comptent dans le score unique et influent sur le résultat du tirage de Monte-Carlo

6. Principales conclusions de l'étude

Dans tous les cas d'usage d'autoconsommation résidentiels et tertiaires, qu'ils soient en zone métropolitaine en zone H3, à La Martinique et à La Réunion, les systèmes d'autoconsommation (1) [photovoltaïque seul] et (2) [photovoltaïque + batterie] permettent une réduction des impacts environnementaux sur tous les indicateurs pertinents, sauf sur l'épuisement des ressources minérales et métalliques qui se dégrade. Il s'agit donc d'un transfert d'impact.

Ajouter une batterie augmente l'ampleur des variations : les indicateurs pertinents s'améliorent plus, l'épuisement des ressources minérales et métalliques se dégrade plus, sauf à La Réunion où ajouter une batterie est défavorable pour tous les indicateurs pertinents.

Un système d'autoconsommation (3) [photovoltaïque + batterie pilotée], étudié en métropole, amplifie encore l'ampleur des mêmes variations, améliorant encore plus les indicateurs pertinents, donc dégageant une valeur environnementale encore plus grande.

Le score unique de EF, utilisé pour éclairer la balance globale des valeurs positives et négatives des différentes catégories d'impact, pose le jugement d'un bilan favorable à l'environnement pour tous les systèmes d'autoconsommation.

Il ne permet cependant pas de hiérarchiser clairement le mérite environnemental global des systèmes d'autoconsommation l'un par rapport à l'autre de façon systématique :

- En métropole zone H3, la conclusion est en demi-teinte : la batterie ne représente pas un mérite environnemental supplémentaire, mais les écarts à la solution sans batterie restent faibles ;
- A la Martinique, la batterie semble apporter une amélioration en cas résidentiel, et une légère dégradation en cas tertiaire ;
- A La Réunion, le score unique valide l'impact défavorable de la batterie en résidentiel et en tertiaire – avec un écart faible.

Les progrès techniques réguliers des solutions de production d'énergie solaire (efficacité, électronique, onduleurs, etc.) et des batteries (densité d'énergie, durée de vie) devraient à l'avenir amoindrir le phénomène de transfert d'impact vers l'épuisement des minérales et métalliques, sans que l'on puisse supposer l'effacer, vu son ampleur. Enfin, la part croissante d'énergies renouvelables prévue dans les mix pourrait réduire l'impact favorable des batteries sur une grande part des indicateurs pertinents, impact provenant de l'évitement de production d'électricité aujourd'hui à base de sources fossiles. Cependant, l'augmentation de plus grande part d'énergies variables pourra amener la batterie à éviter des situations d'écrêtement, permettant alors une plus grande valorisation d'énergie renouvelable sur les réseaux.

En dernier, rappelons plusieurs limites importantes de la modélisation mise en œuvre : une seule année climatique a été modélisée du fait des faibles données disponibles, l'incertitude relative aux calculs et résultats d'Artelys Crystal Super Grid ne sont pas estimables dans les calculs d'incertitudes ACV. D'autres limites inhérentes à la modélisation des systèmes électriques sont décrites en partie 4.5. Enfin, cette étude, menée dans un cadre conséquentiel court terme, présente des résultats liés à l'ajout de systèmes d'autoconsommation sur un seul bâtiment à la fois, les conclusions ne peuvent pas être extrapolées à un développement massif des systèmes étudiés et ne sont donc pas suffisantes pour orienter un choix de politique publique à grande échelle. L'étude permet de pointer les transferts d'impact en jeu avec le développement de photovoltaïque en autoconsommation individuelle, avec ou sans batterie. Une étude complémentaire intéressante serait d'estimer les impacts d'un échantillon significatif de photovoltaïque diffus en autoconsommation (ex : 10% du parc résidentiel en logement individuel) avec ou sans batterie Li-ion associée.

7. Annexes

7.1. Annexe : Présentation d'Artelys Crystal Super Grid

Les modélisations du système électriques seront effectuées à partir du logiciel Artelys Crystal Super Grid.

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.

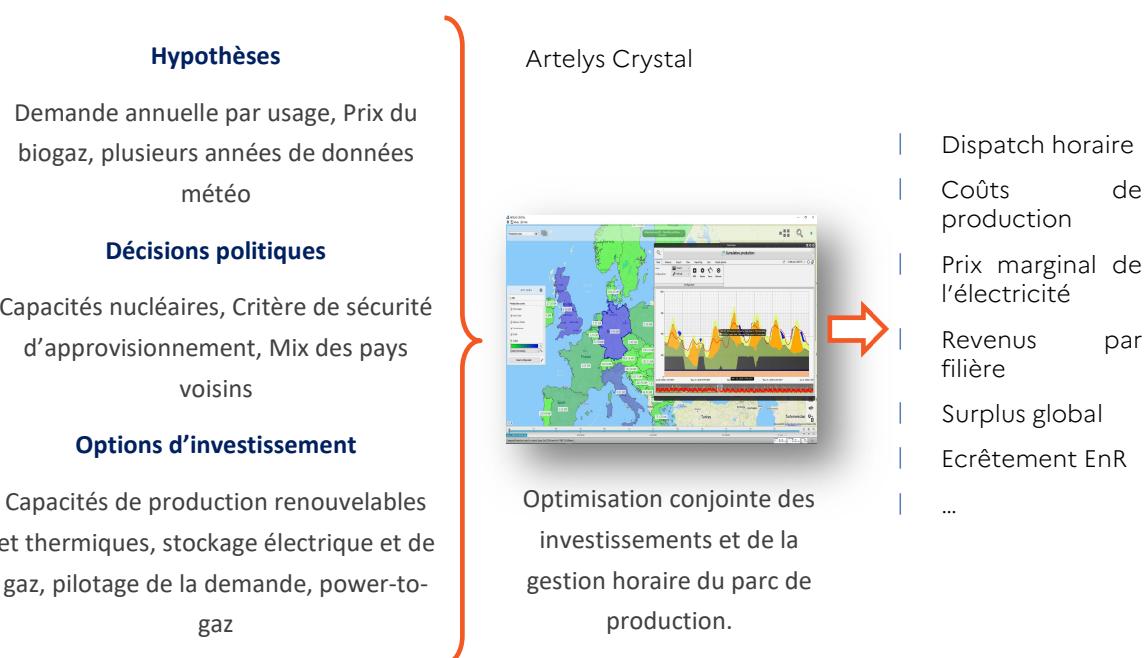


Figure 85 - Présentation d'Artelys Crystal Super Grid

7.2. Annexe : Analyse de la qualité des données au cadrage de l'étude

Lors de la phase de cadrage de l'étude, les données, y compris celles tirées d'ecoinvent 3.10, nécessaires à la modélisation des systèmes mis en œuvre dans le cas d'usage étudié ont été vérifiées quant à leur qualité en fonction des critères du Tableau 65. La note de 3/5 a été définie comme note minimale pour que l'étude du cas d'usage soit engagée.

Note	Définition
------	------------

5/5	<ul style="list-style-type: none"> Données existantes dans les bases de données courantes (ecoinvent 3.10, GaBi...) ou dans un article avec un ICV donnant 5 indicateurs majeurs – au sens de la normalisation Européenne PEF – avec validité technique, temporelle (selon système), et géographique Données fournies lors de la partie forfaitaire de l'étude par un membre du COTECH ou l'ADEME et validée par le COTECH (ICV ou Flux ou Nomenclature)
4/5	<ul style="list-style-type: none"> Données existantes dans les bases de données courantes (ecoinvent 3.10, GaBi...) ou dans un article avec un ICV donnant avec 5 indicateurs majeurs – au sens de la normalisation Européenne PEF – avec validité technique, temporelle (selon système), et géographique Données fournies lors de la partie forfaitaire de l'étude par un membre du COTECH ou l'ADEME et validée par le COTECH (ICV ou Flux ou Nomenclature) Données extrapolées sur la base de l'ajout du transport à partir d'un autre périmètre géographique
3/5	Données promises lors de la partie forfaitaire de l'étude par un membre du COTECH ou l'ADEME et validée par le COTECH (ICV ou Flux ou Nomenclature)
2/5	Données trouvées dans la littérature, dans les bases de données mais non représentatives des systèmes actuels de l'étude Ou: Sur la majorité des composants du Système : Données ICV partielles (par exemple: GWP seulement)
1/5	Données partiellement trouvées dans la littérature, dans les bases de données (au moins 1 composant du système manquant, qu'il soit production, transport, ...) Ou: Sur l'ensemble des composants du Système: Données ICV partielles (par exemple: GWP seulement)

Tableau 65 – Détail des évaluations des données ACV

7.3. Annexe : Méthode des Stocks en ACV

La modélisation des matières à recycler et recyclées est réalisée dans les différentes ACV présentées ici selon la méthode des stocks (en anglais : "cut-off"). Ce choix influe notamment sur le résultat d'impact « épuisement des ressources, métalliques et minérales ».

Le principe appliqué avec la méthode des stocks consiste à poser la frontière entre deux cycles de vie au niveau du stock homogène de matière. Dans la figure présentée ci-dessous, le premier cycle de vie mobilise de l'acier primaire pour la fabrication d'une voiture, le second utilisateur mobilise de l'acier en partie recyclé pour armer du béton. En considérant la frontière au niveau du stock de matière homogène, le premier utilisateur de matière se voit attribuer les impacts des premières étapes de recyclage (broyage, tri, éventuellement lavage selon les cas). Le second utilisateur se voit attribuer les étapes suivantes du recyclage, ici la fonte de l'acier dans une acierie électrique.

Dans cette configuration, l'utilisateur de matière secondaire est avantagé car seuls les impacts de l'action de recyclage à partir d'un stock de matière triée lui sont attribués ; l'impact de la matière en elle-même est très faible dans le second cycle. Les impacts de production de la matière vierge ont été attribués au (autrement dit « ont été déjà supportés par le ») premier utilisateur.

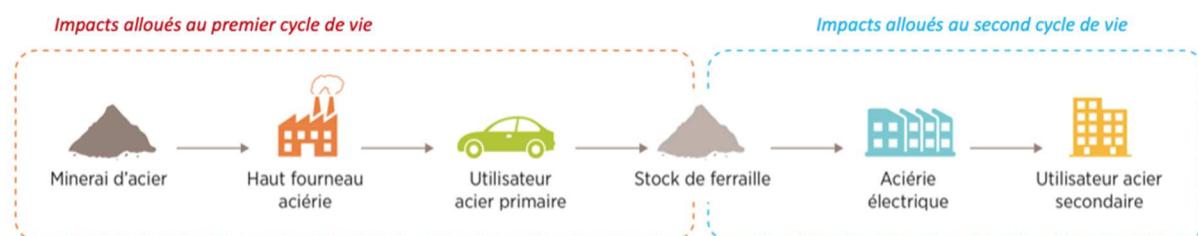


Figure 86 – Méthode des stocks

Cette méthode ne permet pas de prendre en compte des potentiels effets positifs liés au recyclage des produits en fin de vie, objectif qui n'est pas au cœur de notre étude.

7.4. Annexe : ICV du mix électrique de la Martinique

Source d'énergie	Flux	Quantité	Unité	Commentaire
Central au diesel	Electricity, high voltage {RoW} heat and power co-generation, diesel, 200kW electrical, SCR-NOx reduction Cut-off, U	0,422	kWh	63,3% du mix de la Martinique
Turbine à combustion	Electricity, high voltage {MX} electricity production, oil Cut-off, U	0,211	kWh	
Biomasse	Electricity, high voltage {GLO} treatment of bagasse, from sweet sorghum, in heat and power co-generation unit, 6400kW thermal Cut-off, U	0,102	kWh	21,7% du mix de la Martinique, dont 10,2% de bagasse locales
	Electricity, medium voltage {FR} electricity, from municipal waste incineration to generic market for electricity, medium voltage Cut-off, U	0,199	kWh	21,7% du mix de la Martinique, dont 19,9% de déchets locaux (déchets ménagers)
	Electricity, high voltage {FR} heat and power co-generation, biogas, gas engine Cut-off, U	0,001	kWh	21,7% du mix de la Martinique, dont 0,1% de biogaz issu de la valorisation de déchets
	Electricity, high voltage {FR} heat and power co-generation, wood chips, 6667 kW, state-of-the-art 2014 Cut-off, U	0,698	kWh	21,7% du mix de la Martinique, dont 69,8% de biomasse combustible importée (pellets de bois)
	Transport, freight, sea, tanker for liquid goods other than petroleum and liquefied natural gas {GLO} transport, freight, sea, tanker for liquid goods other than petroleum and liquefied natural gas Cut-off, U	3,167	t.km	Provenance biomasse de la Martinique : USA 60% et 40% Québec
Solaire	Electricity, low voltage {FR} electricity production, photovoltaic, 570kWp open ground installation, multi-Si Cut-off, U	0,101	kWh	10,1% du mix de la Martinique
Eolienne terrestre	Electricity, high voltage {FR} electricity production, wind, >3MW turbine, onshore Cut-off, U	0,049	kWh	4,87% du mix de la Martinique

Tableau 66 - ICV de 1kWh d'électricité de la Martinique

Les impacts d'1kWh du mix électrique de la Martinique utilisée dans l'étude pour déterminer les indicateurs pertinents sont montrés dans le Tableau 67 :

Catégorie de dommages	Unité	Total
Acidification des sols et de l'eau	mol H+ eq	0,003
Changement climatique	kg CO2 eq	0,579
Ecotoxicité eaux douces	CTUe	0,575
Effets des particules fines	disease inc.	3,41E-08
Eutrophisation marine	kg N eq	5,71E-04
Eutrophisation eaux douces	kg P eq	1,97E-05
Eutrophisation terrestre	mol N eq	0,007
Toxicité humaine cancer	CTUh	1,23E-10
Toxicité humaine non-cancer	CTUh	2,43E-09
Radiations ionisantes	kBq U-235 eq	0,003
Occupation des sols	Pt	8,21
Destruction de la couche d'ozone	kg CFC11 eq	9,32E-09
Formation d'ozone troposphérique	kg NMVOC eq	0,003
Épuisement des ressources fossiles	MJ	7,21
Épuisement des ressources minérales et métalliques	kg Sb eq	7,83E-07
Épuisement de la ressource en eau	m3 depriv.	0,054

(3 chiffres significatifs affichés)

Tableau 67 – ICV d'1kWh du mix électrique de la Martinique utilisé pour définir les indicateurs pertinents de l'étude sur la Martinique

7.5. Annexe : ICV du mix électrique de La Réunion

Source d'énergie	Flux	Quantité	Unité	Commentaire
Biomasse	Electricity, high voltage {CH} heat and power co-generation, diesel, 200kW electrical, SCR-NOx reduction - Made by Gingko Cut-off, U	0,346	kWh	74,5% du mix de La Réunion, dont 34,6% de biodiesel
	Electricity, high voltage {FR} heat and power co-generation, biogas, gas engine Cut-off, U	0,006	kWh	74,5% du mix de La Réunion, dont 0,6% de biogaz
	Electricity, high voltage {FR} heat and power co-generation, wood chips, 6667 kW, state-of-the-art 2014 Cut-off, U	0,324	kWh	74,5% du mix de La Réunion, dont 64,8% de biomasse solide, réparti équitablement entre pellet de bois et bagasse
	Electricity, high voltage {GLO} treatment of bagasse, from sweet sorghum, in heat and power co-generation unit, 6400kW thermal Cut-off, U	0,324	kWh	74,5% du mix de La Réunion, dont 64,8% de biomasse solide, réparti équitablement entre pellet de bois et bagasse
	Transport, freight, sea, tanker for liquid goods other than petroleum and liquefied natural gas {GLO} transport, freight, sea, tanker for liquid goods other than petroleum and liquefied natural gas Cut-off, U	3,928	t.km	Provenance moyenne des pellets de bois de La Réunion
Hydraulique	Electricity, high voltage {IN-KL} electricity production, hydro, reservoir, non-alpine region Cut-off, U	0,126	kWh	12,6% du mix de La Réunion
Solaire	Electricity, low voltage {FR} electricity production, photovoltaic, 570kWp open ground installation, multi-Si Cut-off, U	0,121	kWh	12,1% du mix de La Réunion
Turbine à combustion au fioul	Electricity, high voltage {IN-KL} electricity production, oil Cut-off, U	0,005	kWh	0,502% du mix de La Réunion
Eolienne terrestre	Electricity, high voltage {FR} electricity production, wind, >3MW turbine, onshore Cut-off, U	0,003	kWh	0,333% du mix de La Réunion

Tableau 68 – ICV de 1kWh d'électricité de La Réunion

Les impacts d'1kWh du mix électrique de La Réunion utilisée dans l'étude pour déterminer les indicateurs pertinents sont montrés dans le Tableau 69 :

Catégorie de dommages	Unité	Total
Acidification des sols et de l'eau	mol H+ eq	0,003
Changement climatique	kg CO2 eq	0,347
Ecotoxicité eaux douces	CTUe	3,08
Effets des particules fines	disease inc.	9,47E-08
Eutrophisation marine	kg N eq	0,002
Eutrophisation eaux douces	kg P eq	3,95E-05
Eutrophisation terrestre	mol N eq	0,013
Toxicité humaine cancer	CTUh	1,46E-10
Toxicité humaine non-cancer	CTUh	6,11E-09
Radiations ionisantes	kBq U-235 eq	0,007
Occupation des sols	Pt	27,7
Destruction de la couche d'ozone	kg CFC11 eq	6,44E-09
Formation d'ozone troposphérique	kg NMVOC eq	0,002
Épuisement des ressources fossiles	MJ	2,02
Épuisement des ressources minérales et métalliques	kg Sb eq	1,26E-06
Épuisement de la ressource en eau	m3 depriv.	0,306

(3 chiffres significatifs affichés)

Tableau 69 – ICV d'1kWh du mix électrique de La Réunion utilisé pour définir les indicateurs pertinents de l'étude sur La Réunion

7.6. Annexe : Nomenclature et ICV de l'installation solaire de 3kWc

Comme expliqué en section 5.3.2, une mise à jour des ICV des panneaux photovoltaïques est effectuée pour les besoins de l'étude. Partant d'une installation solaire de 3kWc d'ecoinvent 3.10, les données d'inventaires disponibles sont réinjectées dans les différents niveaux. Il s'agit :

- de la fabrication de cellules photovoltaïques (silicium monocristallin de type PERC M10), résultant en panneaux de 230W_c/m², de plus forte puissance surfacique que la donnée ecoinvent 3.10 qui suppose 135W/m²
- de la surface de panneaux nécessaires pour générer la même puissance d'installation solaire, avec l'influence sur les systèmes de montage des panneaux associés
- des quantités d'onduleur mises en œuvre
- des câblages dont le cuivre est remplacé par de l'aluminium.

Le résultat est comparé à l'ICV ecoinvent 3.10 « Photovoltaic slanted-roof installation, 3kWp, single-Si, panel, mounted, on roof {CH} » en Figure 87 et vérifiant que l'ordre de grandeur est correct. Les valeurs résultantes sont détaillées dans le Tableau 70 ci-après.

On précise en outre qu'a été considéré le mix électrique « Global electricity supply by source and for solar PV manufacturing » de la chaîne de valeur de l'industrie photovoltaïque globale dans sa mise à jour de 2022 par l'International Energy Agency (voir (IEA, 2022), page 38), et que les palettes de transport logistique inter-usines dans les phases amont du process ont été approximées par des euro-palettes (approximation supposée peu impactante sur le bilan environnemental de la ferme solaire dans son ensemble).

Les détails de la mise à jour des ICV des installations photovoltaïques ont été mises à disposition du Comité de Revue Critique dans une version confidentielle séparée.

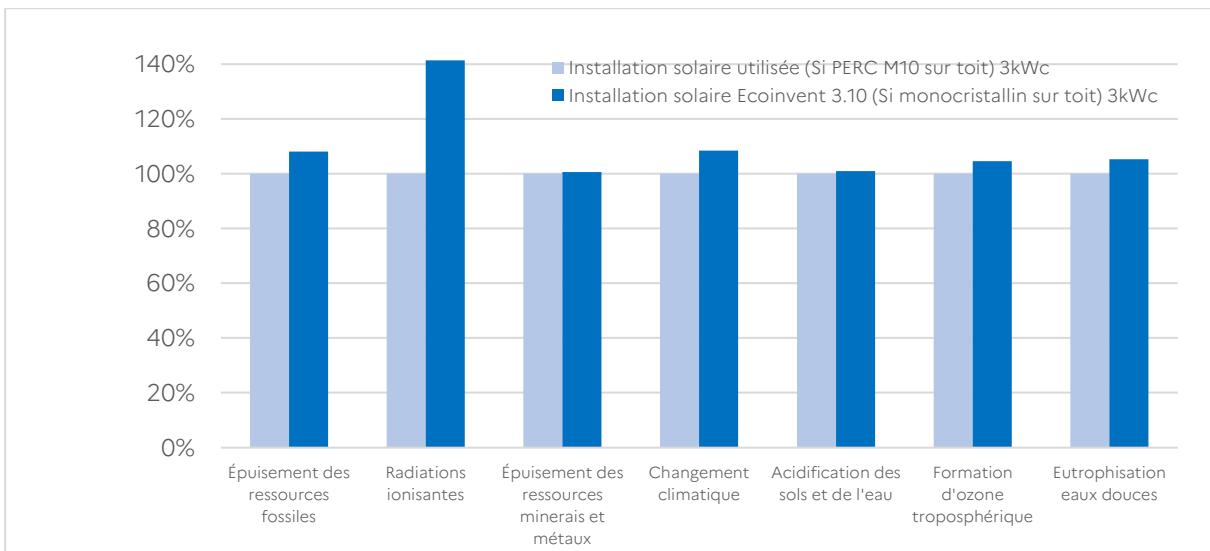


Figure 87 – Comparaison des impacts de l'installation solaire de 3kWc a) utilisée dans les modèles Autoconsommation de l'étude et b) de l'installation solaire de 3kWc d'ecoinvent 3.10 à Silicium monocristallin (base 100 : installation utilisée)

Catégorie de dommages	Unité	Installation solaire utilisée (Si PERC M10 sur toiture) 3kWc	Installation solaire ecoinvent 3.10 (Si monocristallin sur toiture) 3kWc
Épuisement des ressources fossiles	MJ	99 700	73 300
Radiations ionisantes	kBq U-235 eq	694	349
Épuisement des ressources minérales et métalliques	kg Sb eq	4,72E-01	7,11E-01
Changement climatique	kg CO2 eq	8 060	6 550
Acidification des sols et de l'eau	mol H+ eq	59	63
Formation d'ozone troposphérique	kg NMVOC eq	33	31
Eutrophisation eaux douces	kg P eq	4,70	4,52
Effets des particules fines	disease inc.	5,25E-04	6,33E-04
Toxicité humaine cancer	CTUh	4,69E-06	7,62E-06
Toxicité humaine non-cancer	CTUh	3,38E-04	4,05E-04
Épuisement de la ressource en eau	m3 depriv.	5 750	2 500
Ecotox, eau douce	CTUe	70 500	81 500
Eutrophisation terrestre	mol N eq	94	117
Eutrophisation marine	kg N eq	8,97	8,55
Occupation des sols	Pt	31 500	136 000
Destruction de la couche d'ozone	kg CFC11 eq	4,54E-04	8,82E-04

Tableau 70 – ICV de l'installation solaire de 3kWc utilisée dans les modèles de l'étude

7.7. Annexe : Inventaire d'une ombrière

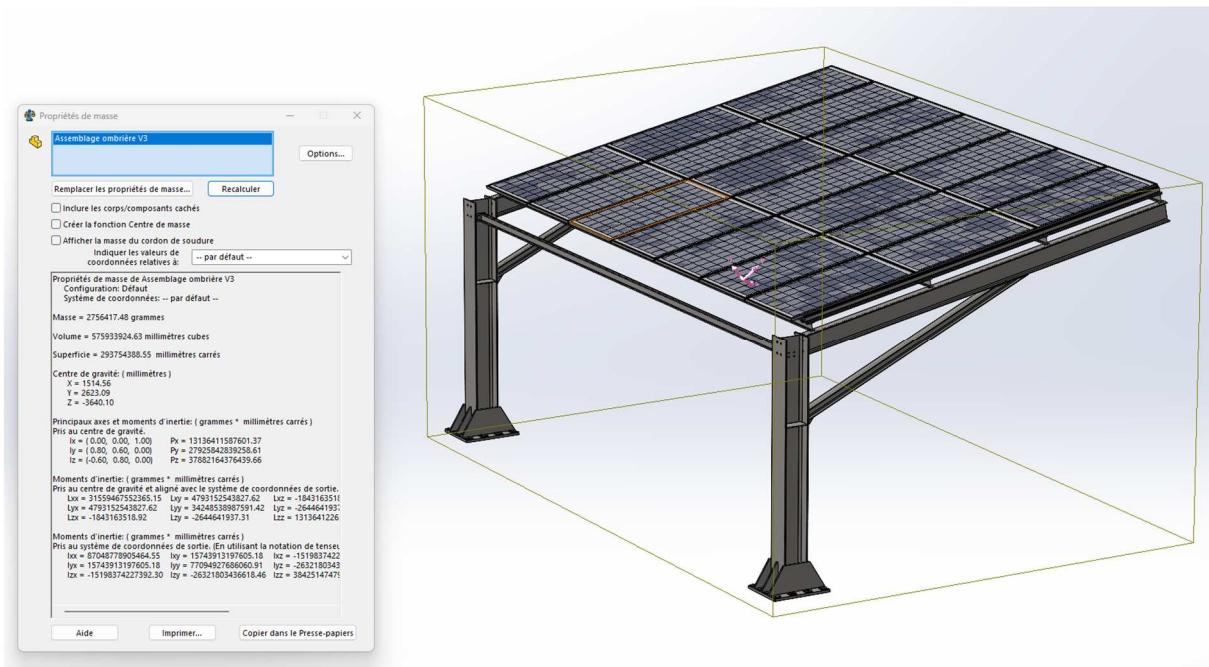


Figure 88 – Inventaire d'une ombrière 1 pente. Détails confidentiels – Source : JMT Industrie

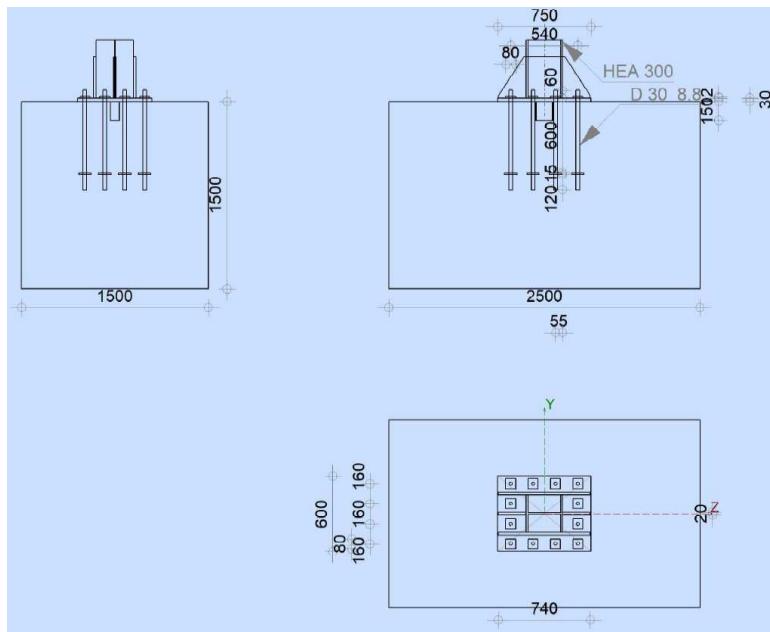


Figure 89 – Plan de béton fondation de l'ombrière 1 pente. Détails confidentiels – Source : JMT Industrie

Catégorie de dommages	Unité	Installation solaire sur ombrière (Si PERC M10) 3kWc
Épuisement des ressources fossiles	MJ	7,93E+04
Radiations ionisantes	kBq U-235 eq	4,93E+02
Épuisement des ressources minérales et métalliques	kg Sb eq	7,16E-01
Changement climatique	kg CO2 eq	7,11E+03
Acidification des sols et de l'eau	mol H+ eq	6,34E+01
Formation d'ozone troposphérique	kg NMVOC eq	3,27E+01
Eutrophisation eaux douces	kg P eq	4,75E+00
Effets des particules fines	disease inc.	6,64E-04
Toxicité humaine cancer	CTUh	1,01E-05
Toxicité humaine non-cancer	CTUh	4,13E-04
Épuisement de la ressource en eau	m3 depriv.	3,25E+03
Ecotoxicité, eau douce	CTUe	8,42E+04
Eutrophisation terrestre	mol N eq	1,21E+02
Eutrophisation marine	kg N eq	8,98E+00
Occupation des sols	Pt	1,40E+05
Destruction de la couche d'ozone	kg CFC11 eq	8,89E-04

Tableau 71 – ICV de l'installation solaire de 3kWc sur ombrières 1 pente

7.8. Annexe : Sensibilité des résultats des immeubles tertiaires de la Martinique à l'alternative des panneaux photovoltaïques en toiture ou sur ombrières

La surface disponible sur les bâtiments tertiaires pour les panneaux photovoltaïques est estimée, selon avis d'expert, à 125m², la moitié de la surface de toiture totale.

Selon les périmètres géographiques, la surface de panneaux photovoltaïques est inférieure à 125m² (métropole), de moitié supérieure (Martinique) ou presque le double (La Réunion) – voir Tableau 4.

En ACV, la différence de modélisation tient aux systèmes de fixation sur toiture comparés aux poutrelles et fondations de béton des ombrières par mètre carré de panneau photovoltaïque.

Une étude de sensibilité a été menée sur l'immeuble tertiaire de La Martinique, le système C1 (panneaux photovoltaïques seuls, sans batterie), entre les deux choix de l'alternative. La comparaison met en regard les résultats avec des panneaux photovoltaïques montés

- à 100% sur toiture, et
- à 100% sur ombrière.

Les résultats ci-dessous, montrés sous deux graphes avec des échelles différentes en Figure 90 et Figure 91, concluent au faible écart des résultats différentiels, avec moins de 0,7% sur tous les indicateurs pertinents. Cette étude a conduit aux mêmes résultats pour le périmètre géographique de La Réunion.

Ces écarts faibles, « dans l'épaisseur du trait » comparée à l'incertitude des résultats montrée plus haut, permet de les considérer comme négligeables et sans influence sur les conclusions.

En conséquence, les ACV des systèmes pour les immeubles tertiaires de La Martinique et de La Réunion sont calculés comme des panneaux photovoltaïques sur toiture inclinée, prenant en compte les données écoinvent 3.10 de « Photovoltaic mounting system, for slanted-roof installation ».

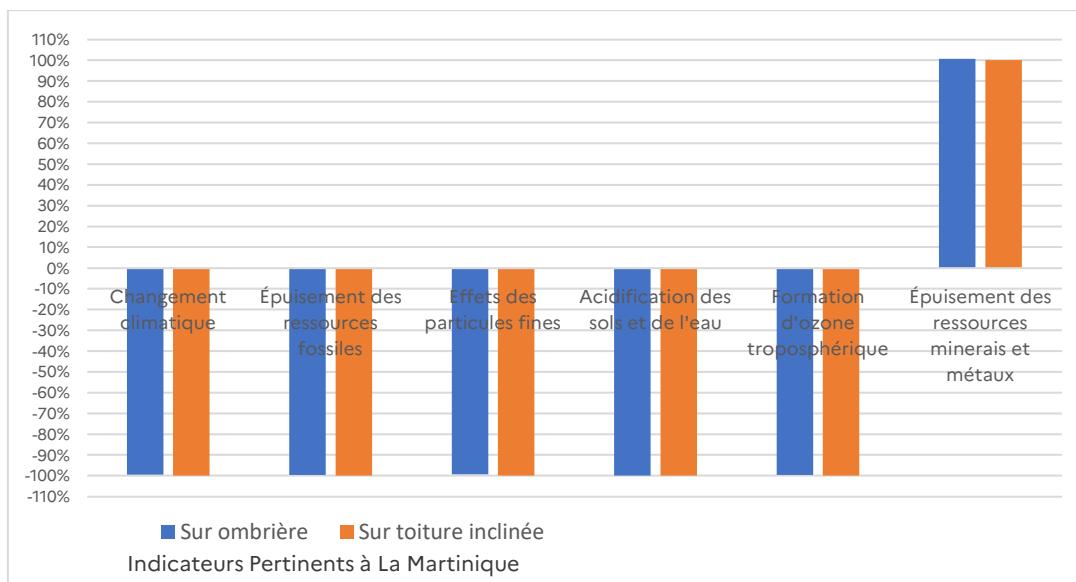


Figure 90 – Impacts différentiels par rapport au mix, immeuble tertiaire à La Martinique pour le système C1 (panneaux photovoltaïques seuls, sans batterie), comparaison entre panneaux sur ombrière ou sur toiture inclinée – Indicateurs montrés selon leur contribution positive ou négative par rapport au mix, situation sur toiture inclinée prise en référence à + ou -100%

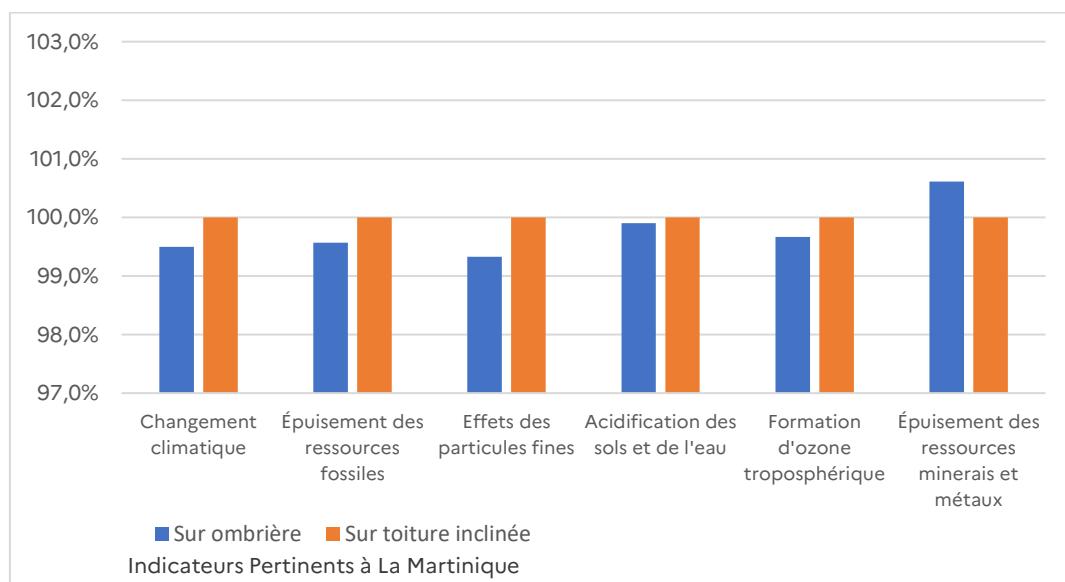


Figure 91 – Impacts différentiels par rapport au mix, immeuble tertiaire à La Martinique pour le système C1 (panneaux photovoltaïques seuls, sans batterie), comparaison entre panneaux sur ombrière ou sur toiture inclinée – Indicateurs en valeur absolue, situation sur toiture inclinée prise en référence à 100%

7.9. Annexe : Nomenclature et ICV de la batterie stationnaire

Flux	Quantité	Unité
Steel, chromium steel 18/8 {RER} steel production, electric, chromium steel 18/8 Cut-off, U	0,0682	kg
Battery cell, Li-ion, LFP {GLO} market for battery cell, Li-ion, LFP Cut-off, U	0,727	kg
Battery management system, for Li-ion battery {GLO} battery management system production, for Li-ion battery Cut-off, U	0,0201	kg
Battery module packaging, Li-ion {GLO} market for battery module packaging, Li-ion Cut-off, U	0,0558	kg
Copper, anode {GLO} market for copper, anode Cut-off, U	0,000540	kg
Electronic component, passive, unspecified {GLO} market for electronic component, passive, unspecified Cut-off, U	0,00350	kg
Ethylene glycol {RoW} market for ethylene glycol Cut-off, U	0,0255	kg

Flux	Quantité	Unité
Glass fibre reinforced plastic, polyamide, injection moulded {GLO} market for glass fibre reinforced plastic, polyamide, injection moulded Cut-off, U	0,000180	kg
Sheet rolling, chromium steel {RER} sheet rolling, chromium steel Cut-off, U	0,0683	kg
Injection moulding {GLO} market for injection moulding Cut-off, U	0,00386	kg
Metal working factory {GLO} market for metal working factory Cut-off, U	1,15E-09	p
Polyethylene, high density, granulate {GLO} market for polyethylene, high density, granulate Cut-off, U	0,00386	kg
Reinforcing steel {GLO} market for reinforcing steel Cut-off, U	0,00710	kg
Sheet rolling, aluminium {GLO} market for sheet rolling, aluminium Cut-off, U	0,00102	kg
Sheet rolling, copper {GLO} market for sheet rolling, copper Cut-off, U	0,000540	kg
Sheet rolling, steel {GLO} market for sheet rolling, steel Cut-off, U	0,00710	kg
Tap water {RoW} market for tap water Cut-off, U	0,0255	kg
Electricity, medium voltage {CN} market group for electricity, medium voltage Cut-off, U	0,000280	kWh

(3 chiffres significatifs affichés)

Tableau 72 – Nomenclature d'1kg de batterie LFP adaptée et utilisée dans les modèles de l'étude, sur la base de la donnée d'ecoinvent 3.10 « Battery, Li-ion, LFP, rechargeable, prismatic {CN}| battery production, Li-ion, LFP, rechargeable, prismatic »

Les impacts d'1kg de batterie stationnaire, hors conteneur de 20 pieds, utilisée dans l'étude sont montrés dans le Tableau 73.

Catégorie de dommages	Unité	Total
Acidification des sols et de l'eau	mol H+ eq	0,220
Changement climatique	kg CO2 eq	10,1
Ecotoxicité eaux douces	CTUe	162
Effets des particules fines	disease inc.	1,40E-06
Eutrophisation marine	kg N eq	1,78E-02
Eutrophisation eaux douces	kg P eq	9,43E-03
Eutrophisation terrestre	mol N eq	0,502
Toxicité humaine cancer	CTUh	1,26E-08
Toxicité humaine non-cancer	CTUh	8,99E-07
Radiations ionisantes	kBq U-235 eq	0,667
Occupation des sols	Pt	79,9
Destruction de la couche d'ozone	kg CFC11 eq	2,12E-07
Formation d'ozone troposphérique	kg NMVOC eq	5,07E-02
Épuisement des ressources fossiles	MJ	129
Épuisement des ressources minérales et métalliques	kg Sb eq	1,60E-03
Épuisement de la ressource en eau	m3 depriv.	3,75

(3 chiffres significatifs affichés)

Tableau 73 – ICV d'1kg de batterie LFP adaptée et utilisée dans les modèles de l'étude

7.10. Annexe : Comparaison graphique des impacts de moyens de production d'électricité françaises avec ses voisins

“high voltage electricity production, nuclear, pressure water reactor”

Data ecoinvent – EF3.10 – 9 premiers indicateurs

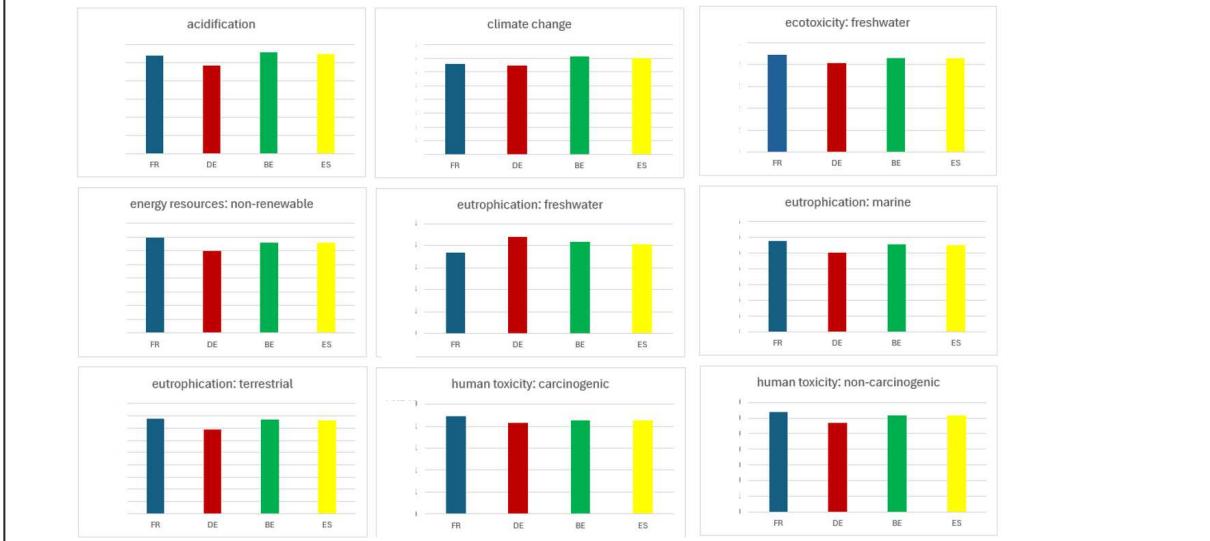


Figure 92 – Comparaison graphique des 9 premiers indicateurs de centrales nucléaires Européennes (France, Allemagne, Belgique, Espagne), pour 1kWh produit, ecoinvent 3.10, selon EF3.1

“electricity production, natural gas, combined cycle power plant”

Data ecoinvent – EF3.10 – 9 premiers indicateurs

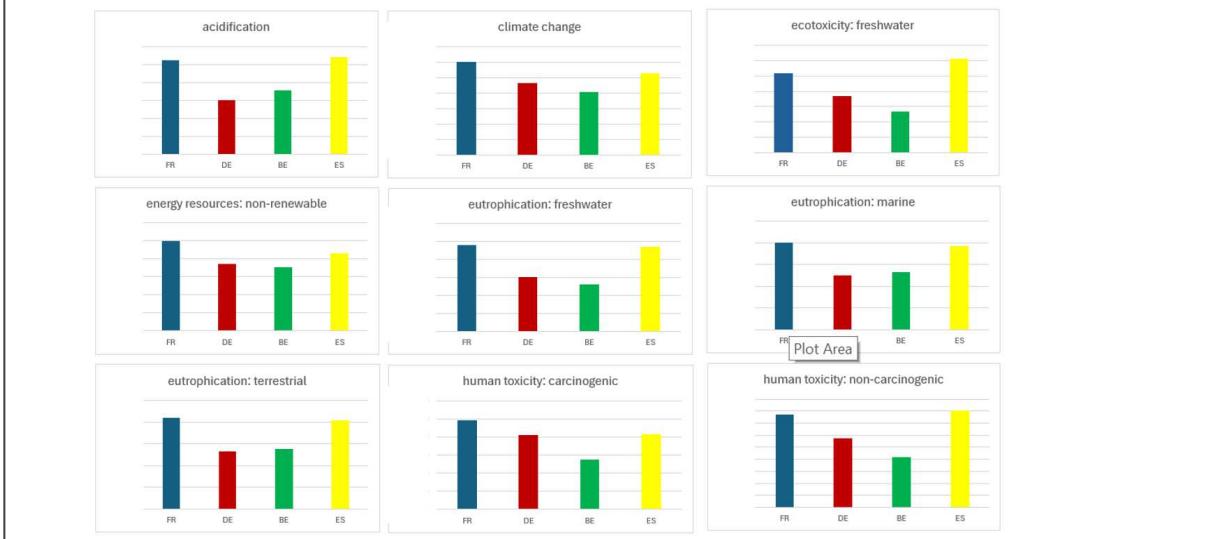


Figure 93 – Comparaison des 9 premiers indicateurs de centrales gaz à cycle combiné Européennes (France, Allemagne, Belgique, Espagne), pour 1kWh produit, ecoinvent 3.10, selon EF3.1

“electricity production, hard coal ”

Data ecoinvent – EF3.10 – 9 premiers indicateurs

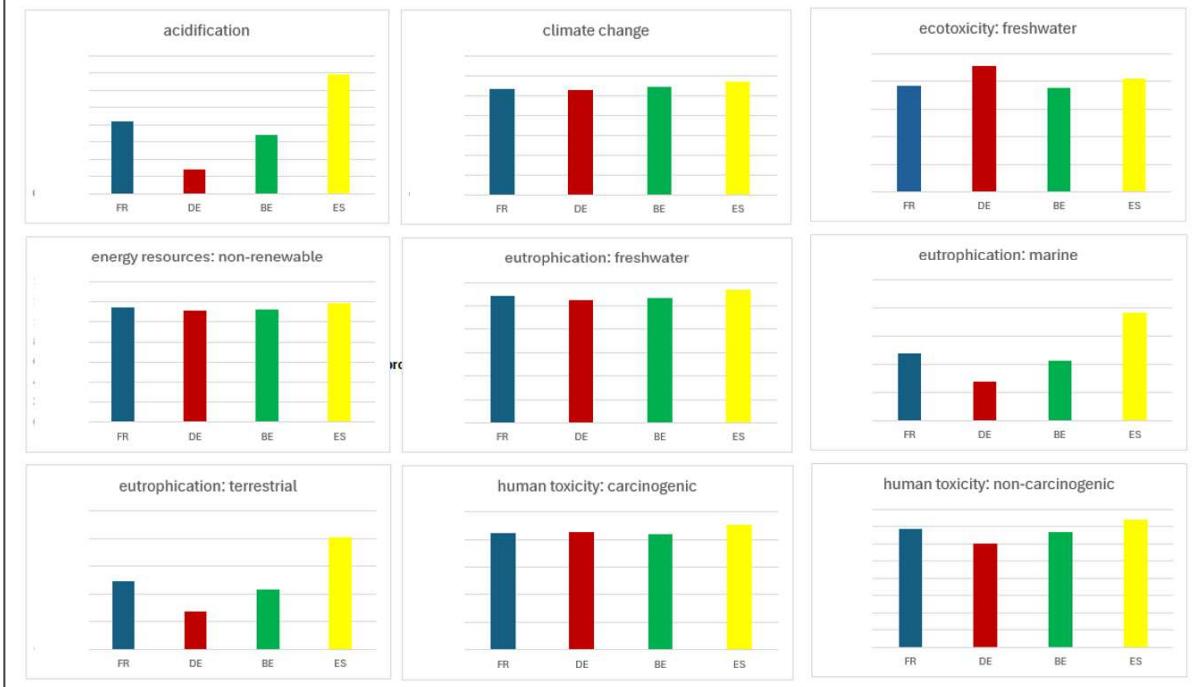


Figure 94 – Comparaison des 9 premiers indicateurs de centrales nucléaires Européennes (France, Allemagne, Belgique, Espagne), pour 1kWh produit, ecoinvent 3.10, selon EF3.1

7.11. Annexe : ICV de la centrale au biodiesel

Le procédé ecoinvent d'une centrale au diesel « Electricity, high voltage [CH₄] heat ad power co-generation, diesel, 200kW electrical, SCR-NO_x reduction | Cut-off, U » a été retravaillé pour s'approcher au mieux d'une centrale au biodiesel pour La Réunion.

- Modifications sur « Electricity, high voltage [CH₄] heat and power co-generation, diesel, 200kW electrical, SCR-NO_x reduction | Cut-off, U [Modifié] »

Le procédé « Diesel [CH₄] market for diesel | Cut-off, U » a été remplacé par « Fatty acid methyl ester [Europe without Switzerland] esterification of rape oil | Cut-off, U [Modifié] ». La valeur calorifique du biodiesel étant inférieure de 5 à 10%⁴² par rapport au diesel, un ajout de 10% a été pris en compte par rapport à la quantité initiale de diesel.

- Modifications sur « Rape seed [RoW] market for rape seed | Cut-off, U [Modifié] »

Les hypothèses sont les suivantes :

- Le biodiesel utilisé à La Réunion provient de l'Europe. Les deux plus gros producteurs sont la France Métropolitaine et l'Allemagne. Une hypothèse arbitraire a été posée sur la provenance du colza : 50% de Métropole et 50% d'Allemagne.
- Au niveau des distances de transport, il a été considéré un transport moyen de 400km en camion et de 9 200km en transport maritime.

A partir de ces hypothèses, on obtient l'ICV suivant pour 1kg de « Rape seed [RoW] market for rape seed | Cut-off, U [Modifié] » :

Flux	Quantité	Unité
Rape seed {DE} rape seed production Cut-off, U	0,500	kg
Rape seed {FR} rape seed production Cut-off, U	0,500	kg

⁴² Source : https://www.sciencedirect.com.translate.google/topics/engineering/calorific-value?_x_tr_sl=en&_x_tr_tl=fr&_x_tr_hl=fr&_x_tr_pto=rq

Transport, freight, lorry, unspecified {GLO} market group for transport, freight, lorry, unspecified Cut-off, U	0,400	t.km
Transport, freight, sea, bulk carrier for dry goods {GLO} market for transport, freight, sea, bulk carrier for dry goods Cut-off, U	9,19	t.km
Copper, anode {GLO} market for copper, anode Cut-off, U	0,000540	kg
Electronic component, passive, unspecified {GLO} market for electronic component, passive, unspecified Cut-off, U	0,00350	kg

(3 chiffres significatifs affichés)

Tableau 74 – Nomenclature d'1kg de graine de colza adaptée et utilisée dans les modèles de l'étude

- Détails de l'imbrication des procédés

Le procédé « Rape seed {RoW}| market for rape seed | Cut-off, U [Modifié] » vient remplacer « Rape seed {RoW}| market for rape seed | Cut-off, U » dans « Rape oil, crude {Europe without Switzerland}| rape oil mill operation | Cut-off, U ».

Le procédé « Rape oil, crude {Europe without Switzerland}| rape oil mill operation | Cut-off, U » est appelé dans « Fatty acid methyl ester {Europe without Switzerland}| esterification of rape oil | Cut-off, U [Modifié] ».

Le procédé « Fatty acid methyl ester {Europe without Switzerland}| esterification of rape oil | Cut-off, U [Modifié] » est utilisé dans « Electricity, high voltage {CH}| heat and power co-generation, diesel, 200kW electrical, SCR-NOx reduction | Cut-off, U [Modifié] » qui correspond au procédé modélisé pour la centrale au biodiesel de La Réunion.

7.12. Annexe : Normalisation et pondération

A chaque catégorie d'impacts est attribué un niveau de fiabilité (aussi appelée « robustesse ») dans la méthode EF3.1 (Sala S., 2018)

- I : recommandé et satisfaisant
- II : recommandé mais peut être amélioré
- III : recommandé mais à appliquer avec précaution

Les évaluations d'impact sur le changement climatique, la destruction de la couche d'ozone, et l'effet des particules fines ont été évaluées comme les plus fiables, de niveau de fiabilité I.

La priorisation des catégories d'impacts (plus simplement aussi appelés « indicateurs ») s'appuie sur la normalisation et la pondération. Les catégories d'impacts priorisés sont appelées « indicateurs pertinents » pour le cas d'étude.

La normalisation consiste à diviser les valeurs des indicateurs retenus ci-dessus (résultats caractérisés) par une valeur de référence par indicateur. Cette valeur de référence, préconisée par la Commission Européenne et définie, est l'impact d'un habitant moyen dans la méthode EF 3.1 (Andreasi Bassi & al., 2023). Les résultats normalisés sont alors exprimés en points.

Les facteurs de normalisation proviennent d'une étude auprès d'experts sur l'importance accordée aux impacts proposés par la méthode et sur la portée de leurs effets sur l'environnement, la santé humaine et les ressources, présentée dans le rapport du JRC européen (Sala & al., 2019).

Les résultats normalisés peuvent ensuite être pondérés par des facteurs de pondération (weighting factors). Il existe différents jeux de pondérations, et l'utilisation d'une pondération différente pourrait entraîner des conclusions différentes. Nous utilisons la pondération recommandée par le JRC dans EF par la Commission Européenne, qui a recueilli les avis d'experts et de parties prenantes selon des méthodes quantitatives et qualitatives, et en conjuguant dans une approche statistique l'importance accordée aux impacts, la portée de leurs effets sur l'environnement, la santé humaine et les ressources. Les facteurs résultants ont l'ambition de traduire l'importance relative de chaque indicateur pour la société. L'approche, on le comprend par sa description, inclut une part de subjectivité de la part des experts et partie prenante, avec de surcroît un biais potentiel dû au choix du panel d'experts et de parties prenantes dont les avis ont été réunis. Ils restent un sujet de débat dans la communauté scientifique.

La méthode complète est présentée dans le EC-JRC 106939 (Joint Research Centre et al., 2019). Les facteurs de normalisation et de pondération utilisés sont rappelés en Tableau 75.

Catégorie d'impact	Facteur de normalisation	Facteur de pondération (%)
--------------------	--------------------------	----------------------------

Changement climatique	1,80E-02	21,06
Destruction de la couche d'ozone	1,32E-04	6,31
Toxicité humaine cancer	1,76E-05	2,13
Toxicité humaine non-cancer	1,68E+03	1,84
Effets des particules fines	5,12E-02	8,96
Radiations ionisantes	6,22E-01	5,01
Formation d'ozone troposphérique	5,66E-03	4,78
Acidification des sols et de l'eau	5,80E+04	6,20
Eutrophisation terrestre	7,77E+03	3,71
Eutrophisation eaux douces	2,37E-04	2,80
Eutrophisation marine	1,22E-06	2,96
Ecotoxicité eaux douces	1,91E+01	1,92
Occupation des sols	2,45E-02	7,94
Épuisement de la ressource en eau	1,54E-05	8,51
Épuisement des ressources minérales et métalliques	1,57E+01	7,55
Épuisement des ressources fossiles	8,72E-05	8,32
Total		100,00

Tableau 75 – Facteurs de normalisation et de pondération de la méthode EF3.1 (Sala S., 2018)

7.13. Annexe : Description des indicateurs pertinents de l'étude

a) Acidification des sols et de l'eau

C'est un indicateur de robustesse de niveau II.

L'acidification des sols et de l'eau est provoquée par des retombées de pluies acides résultant du lessivage de gaz se dissolvant dans l'eau en formant des espèces acides.

Les impacts d'acidification des sols et de l'eau sont principalement générés par les émissions dans l'atmosphère de dioxyde de soufre (SO_2), de dioxyde d'azote (NO_2) et d'ammoniac (NH_3). Ces gaz, très solubles dans l'eau, forment des molécules acides au contact de l'eau présent dans l'atmosphère (acide sulfurique, acide sulfureux, acide nitrique).

Les conséquences sont nombreuses, en voici quelques-unes :

- L'acidification des sols inhibe la croissance des végétaux, ce qui entraîne une perte de la biodiversité. Les sols cultivés atteints peuvent perdre en rendements et nécessiter un apport en chaux.
- La faune peut être atteinte par contact cutané en cas de pluies acides ou en buvant de l'eau acide.
- Des effets indirects peuvent se manifester par l'augmentation ou la diminution de substances selon l'acidité du milieu (Baker). L'acidité peut provoquer des réactions (notamment avec le calcaire) générant des composés qui eux-mêmes ont des effets potentiels sur les écosystèmes, la faune ou la flore.

b) Changement climatique

C'est un indicateur de robustesse de niveau I.

Le changement climatique est provoqué par l'émission de gaz à effet de serre (GES) dans l'atmosphère, en grande majorité par le dioxyde de carbone (CO_2), le méthane (CH_4) et le protoxyde d'azote (N_2O). Cet indicateur est la somme de trois catégories d'impact : le changement climatique lié aux émissions fossiles, le changement climatique lié aux émissions biogéniques et le changement climatique lié à l'usage des sols.

c) Épuisement des ressources fossiles

Le potentiel d'épuisement des ressources fossiles est un indicateur de robustesse de niveau III.

L'indicateur d'épuisement des ressources fossiles est utilisé pour mesurer la quantité de ressources fossiles consommées tout au long du cycle de vie du matériel roulant pour le transport de personnes et de marchandises. L'épuisement des ressources fossiles est évalué en MJ selon le pouvoir calorifique du combustible. Il quantifie la quantité d'énergie extraite du sol.

Les ressources fossiles sont utilisées comme combustibles afin de générer des sources d'énergie. Notamment la production d'électricité et de chaleur pour les processus de fabrication. Les ressources

fossiles sont considérées comme des ressources non renouvelables du fait de leur disponibilité limitée ainsi que de leur régénération à l'échelle humaine.

Les principales ressources fossiles utilisées dans les inventaires de cette étude sont l'uranium, le pétrole et le gaz naturel. Il est à noter que l'uranium est considéré comme une ressource fossile et non une ressource métallique, bien que l'uranium soit un métal et que le terme fossile se rapporte à de la matière organique sédimentée⁴³. Cela est dû à un choix méthodologique du jeu de données EF3.1 qui considère l'uranium comme une ressource combustible.

d) Épuisement des ressources minérales et métalliques

Le potentiel d'épuisement des ressources minérales et métalliques est un indicateur de robustesse de niveau III.

L'indicateur d'épuisement des ressources minérales est utilisé pour évaluer la quantité de ressources minérales consommées sur l'ensemble des composants des systèmes.

Les ressources minérales sont nécessaires dans la fabrication des GE, des systèmes photovoltaïques, des batteries ou de la quantité de diesel. Elles sont extraites de la terre et transformées en matériaux tels que les métaux.

Les ressources minérales ne sont pas renouvelables à l'échelle humaine. La consommation excessive de ces ressources rend plus difficile et coûteuse leur extraction, compromettant leur disponibilité.

L'épuisement des ressources minérales est évalué en antimoine équivalent (Sb eq) et dépend de deux facteurs :

- Le stock disponible sur Terre
 - La vitesse d'extraction par les humains
- e) Eutrophisation terrestre

L'eutrophisation est un indicateur de robustesse de niveau II.

L'eutrophisation désigne l'accumulation dans les milieux aquatiques et terrestres de substances nutritives. Les nutriments azotées et phosphorées participent à la croissance des végétaux. C'est la raison pour laquelle les engrains contenant de l'azote et du phosphate jouent un rôle si important dans l'agriculture (Justus Liebig, 1841). En présence de ces nutriments, les espèces végétales des milieux aquatiques et terrestres prospèrent, mais des apports trop importants et leur accumulation provoquent le déséquilibre du milieu.

L'eutrophisation terrestre est mesurée en mole azote équivalent (mol N eq). Elle se caractérise par la quantité de substances nutritive azotées émise dans l'environnement et la proportion moyenne de ces substances atteignant les milieux terrestres.

f) Eutrophisation eaux douces

L'eutrophisation aquatique d'eau douce est un indicateur de robustesse de niveau II.

Le mécanisme de l'eutrophisation est détaillé dans l'indicateur précédent.

L'eutrophisation aquatique d'eau douce est mesurée en Phosphate équivalent (P eq). Elle se caractérise par la quantité de phosphate émis dans l'environnement et sa proportion moyenne atteignant les milieux aquatiques d'eau douce.

Les principales sources de l'émission de phosphate dans les eaux douces sont d'une part les épandages d'engrais phosphatés sur les cultures, et d'autre part les stockages de déchets miniers à ciel ouvert. Ces méthodes de stockage permettent le ruissellement des substances polluantes sur un horizon temporel long. En particulier les terrils miniers de charbon et de lignite et les résidus miniers sulfureux issus des mines d'or et de cuivre, susceptibles de produire un drainage minier acide.

g) Formation d'ozone troposphérique

Le potentiel de formation d'ozone troposphérique est un indicateur de robustesse de niveau II.

L'ozone photochimique (O_3) est un gaz nocif pour les yeux et les poumons. Il est formé par une réaction chimique entre des gaz précurseurs et les rayons solaires UV. Beaucoup de molécules émises par les activités industrielles sont précurseurs.

h) Particules fines

43 <https://www.connaissancedesenergies.org/questions-et-reponses-energies/quest-ce-qu'une-energie-fossile>

La pollution aux particules est un indicateur de robustesse de niveau I.

La pollution aux particules se caractérise par une concentration de particules de diamètre de moins de $2,5 \mu\text{m}$ à $10 \mu\text{m}$. Elle se manifeste par des événements localisés lorsque la concentration dans l'atmosphère dépasse les seuils recommandés. L'inhalation de particules fines engendre des maladies respiratoires chroniques et peut entraîner une mortalité prématuée. L'indicateur est mesuré en incidence de maladie (disease incidence).

Les particules peuvent être d'origines naturelles, pollen, feux de forêt, éruptions. Elles sont cependant majoritairement d'origine anthropogénique, majoritairement issues de combustions incomplètes liées aux activités industrielles, domestiques ou aux transports. Elles sont aussi émises directement par l'agriculture dans les travaux d'épandage. Les particules fines peuvent aussi être issues de la transformation chimique entre polluants.

Dans le modèle ACV, les émissions aux particules fines sont causées par les particules fines ($< 2,5 \mu\text{m}$: PM2.5 et $< 10 \mu\text{m}$: PM10), l'ammoniac dans l'air, le dioxyde d'azote (NO₂) et plus généralement les oxydes d'azote (NO_x).

i) Changement d'occupation des sols

Le potentiel d'occupation des sols est un indicateur de robustesse de niveau III.

L'occupation des sols se définit par la quantification des surfaces défrichées ou artificialisées sur une durée donnée selon la qualité relative des surfaces. Elle se mesure en points d'index de qualité du sol.

Plusieurs types de surface affectant l'importance de l'impact sont considérés : forêts, terres cultivées, prairies, zones humides, urbaines ou industrielles. L'occupation des sols est donc différente d'une mesure de la déforestation puisque tous les changements d'usage des sols sont comptabilisés. L'occupation des sols peut être directe ou indirecte.

L'occupation directe mesure la répartition des surfaces dont l'usage change.

L'occupation indirect mesure les conséquences de la production agricole sur la production agricole globale. Au-delà de la production agricole observée, la hausse de la production nécessaire pour maintenir l'offre alimentaire provoque des changements d'usage des sols au-delà de ceux nécessaires à la production du produit étudié. Cet effet est principalement observé dans le cas des biocarburants de première génération (utilisant des cultures agricoles qui peuvent dans certains cas remplacer des surfaces alimentaires). Cet effet, combiné aux mécanismes d'offre et de demande qui entraînent potentiellement des demandes en terres arables dans des zones déforestées n'est pas pris en compte par la méthode Environmental Footprint de la Commission européenne.

Les impacts sur la biodiversité ne sont pas directement comptabilisés, cependant l'impact d'occupation des sols a de nombreuses conséquences sur l'environnement. La perte d'habitats naturels d'espèces vivantes entraîne une perte de biodiversité et des services rendus par l'environnement. La transformation du couvert végétal entraîne l'augmentation de l'érosion du sol et donc des risques d'inondation et de glissements de terrain. La découpe d'arbres et le retournement des sols entraîne une hausse des émissions de gaz à effet de serre (Commissariat général au développement durable, 2019).

j) Radiations ionisantes

Le potentiel de radiations ionisantes est un indicateur de robustesse de niveau II.

Les radiations ionisantes sont des rayonnements énergétiques capables d'arracher un électron à un atome d'un tissu, produisant un ion chargé positivement et un ion chargé négativement pour l'atome accueillant l'électron. Ces radiations peuvent également traverser la matière, et donc créer des lésions sur des parties internes du corps humain, notamment l'ADN ou des constituants cellulaires. Certains organes sont particulièrement sensibles à ces rayonnements, comme la thyroïde qui peut être sujette à des cancers.

Les radiations ionisantes existent naturellement, sous plusieurs formes. Les rayonnements cosmiques, responsables de 7 % de l'exposition (celle-ci augmente en altitude), le radon émanant du sol et des roches granitiques pour 33 %, les radiations telluriques pour 14 % et les radiations internes du corps humain provenant de l'ingestion d'aliments radioactifs responsables de 12 % (IRSN, 2019).

Les principales radiations artificielles proviennent des applications médicales, responsables de 34 % de la radioactivité en France. Les activités industrielles non nucléaires, nucléaires et les retombées d'essais nucléaires et de Tchernobyl sont responsables de 0,3 % de la radioactivité.

7.14. Annexe : Approche des incertitudes par la méthode de Monte-Carlo

L'analyse d'incertitude est effectuée sur le logiciel SimaPro par la méthode de Monte Carlo. Cette méthode consiste à calculer un grand nombre de fois les impacts environnementaux des scénarios en piochant au hasard les valeurs des paramètres selon la distribution qui leur est attribuée, autour de la valeur moyenne. Les quartiles 2,5 et 97,5% (intervalle de confiance à 95 %) des résultats sont ainsi calculés et utilisées pour représenter l'incertitude des scénarios grâce à des barres d'erreur à empattement.

Note : Données primaires issues de Crystal Super Grid

L'incertitude relative aux calculs d'Artelys avec Artelys Crystal Super Grid n'étant pas estimable par le logiciel, les résultats de la modélisation électrique en entrée de l'ACV ont été considérées comme fixes : il s'agit des puissances des installations photovoltaïques ou batterie (lorsqu'elles sont le résultat de calcul d'optimisation par Artelys Crystal Super Grid) et de la consommation de diesel. Notons qu'une limite importante de la modélisation de l'incertitude de l'ACV est l'absence d'estimation de l'incertitude de ces données primaires issues de Crystal Super Grid, entrées du modèle d'ACV.

Choix des incertitudes en entrée

1. Données secondaires du modèle

Les valeurs liées au vieillissement des installations photovoltaïques (30 ans), de leur électronique (15 ans) et des batteries (15 ans ou moins, selon cyclage), ont été intégrées au calcul de Monte-Carlo avec une incertitude arbitraire « de 5% » (en loi log-normale, $(e^{\sqrt{a}})^2 = 1.05$).

2. Données secondaires provenant de l'ADEME et du COTECH

Le même choix arbitraire de 5% a été posé pour les données secondaires de densité énergétique de la batterie (130Wh/kg de batterie, équivalente à 160Wh/kg de cellule), de puissance surfacique en crête des panneaux photovoltaïques (230kWc/m²).

3. Données secondaires provenant d'ecoinvent 3.10

Les incertitudes en loi log-normale des procédés issus de la base de données ecoinvent 3.10 ont été reprises sans changement.

4. Données primaires provenant de l'ADEME (d'un benchmark de la CRE) pour les ICV des systèmes photovoltaïques

L'accès à un échantillon important de données sur les constituants et fabrication des panneaux photovoltaïques et de leurs cellules PERC M10 a permis de modéliser une incertitude pour les données primaires conduisant à l'ICV de la ferme solaire, par une analyse statistique des données mises à disposition.

Certaines données semblaient trop éloignées des moyennes, ou peu cohérentes entre elles. Elles ont donc été manuellement retirées de l'échantillon statistique. Aucune interaction n'a été possible avec les émetteurs des données, donc aucune vérification en cas de doutes et questions (par ex : concentration des solutions chimiques utilisées ; composition de certains adjuvants de production et de bien intermédiaires ; absence d'émissions dans l'air présentes dans ecoinvent 3.10, potentielle modernisation du processus de fabrication ou oubli de données). Des produits chimiques dont les ICV n'étaient pas disponibles dans ecoinvent 3.10 ont été approximés par des produits proches (par exemple, le Trichlorosilane (TCS, SiHCl₃, CAS number **10025-78-2**) a été approximé par du Dimethyldichlorosilane (CH₃)₂ Cl₂ Si en l'absence de correspondance exacte dans ecoinvent 3.10. Similairement, le « Boron » (=Bore) a été approximé par du Borax anhydride Na₂[B₄O₅(OH)₄]·8H₂O). De telles approximations, laissées à l'ACViste sans autre recours, sont de l'ordre d'une dizaine sur un inventaire de plus de 100 matières prises en compte. L'influence de ces approximations n'a pas été encadrée spécifiquement, mais une vérification globale par comparaison avec ecoinvent 3.10 est montrée en Annexe 7.6.

Les données issues d'ecoinvent 3.10 sont fournies avec des incertitudes quantitativement représentées par une loi statistique log-normale. La plupart des évaluations de cette loi se fondent sur une « matrice de Pedigree » agrégeant des évaluations qualitatives sur une échelle à 5 degrés, selon des axes de fiabilité, complétude, adéquation temporelle, adéquation géographique, et adéquation technologique des données.

Il a été choisi, comme dans la majorité des jeux de données d'ecoinvent 3.10, d'approcher les variations des données par une loi log-normale, adaptée à la conjugaison statistique d'une multitude de petites incertitudes indépendantes sur des paramètres prenant leurs valeurs dans]0 ; +∞[. Elle a été évaluée non par une matrice de Pedigree, mais par le calcul de la moyenne et l'écart type géométrique des échantillons de données disponibles.

Limites des incertitudes

Nous répétons qu'une limite importante des estimations d'incertitude est l'absence d'incertitude sur les résultats des calculs d'Artelys Crystal Super Grid pris comme entrées du modèle d'ACV.

Le modèle de calcul est quantitatif : il permet de prendre en compte les plages d'erreur sur les données d'entrée mais ne permet pas de représenter les erreurs dues au manque d'information, par exemple l'utilisation de matières « similaires » lorsque les bases de données environnementales ne disposent pas de l'exacte substance utilisée (par ex., inventaire des matières en jeu dans la fabrication des panneaux photovoltaïques).

Les méthodes de calcul sont des modèles environnementaux complexes développés par des chercheurs et reposant sur des mesures, des calculs statistiques et des hypothèses. Ces méthodes regroupent et synthétisent les effets sur l'environnement des polluants pris en compte. Chaque mesure, paramètre, calcul et hypothèse étant chargé d'une incertitude, le modèle de calcul s'en retrouve mécaniquement incertain. Cette incertitude est résumée dans le niveau de robustesse proposé par la commission européenne (PEFCR, 2017). Les incertitudes des méthodes de calcul ne sont pas prises en compte dans cette analyse.

Seules les incertitudes relatives au modèle ACV sont prises en compte dans ces simulations. La base de données ecoinvent 3.10 propose des incertitudes calculées à partir de la méthode de Pedigree pour chaque élément des inventaires. La base de données ecoinvent 3.10 étant large et interconnectée, les incertitudes liées à celle-ci peuvent être élevées, en particulier pour certains indicateurs (changement climatique biogénique et de changement d'affectation des sols, eutrophisation en eau douce, pollution liée aux particules fines, utilisation de ressources fossiles et utilisation de ressources minérales) voire extrêmement élevées (écotoxicité, toxicité humaine à effets cancérogènes, radiations ionisantes et consommation d'eau douce). Ces incertitudes sont vraisemblablement des aberrations dues à la méthode de Monte-Carlo, comme expliqué dans le paragraphe ci-dessous.

La méthode de Monte-Carlo peut amplifier des incertitudes dans certains cas. Ces emballages sont notamment formés quand des substances auxquelles sont associées des incertitudes fortes se compensent. Selon les tirages, la somme des résultats peut alors être très faible ou très forte, créant une plage d'incertitude globale très élevée.

Nous mentionnons enfin ici les limites de l'approche « statistique » par les incertitudes : les paramètres qui varient dans les calculs de Monte-Carlo et leurs amplitudes ont été fixés comme expliqué en page 133. Ce choix conditionne les résultats des tirages dans tous les cas d'usage, et pourrait influer sur la « force » de certaines conclusions. Le choix de ces paramètres (dont de nombreux découlent de la base ecoinvent 3.10 utilisée) est un champ d'étude qui déborde du cadre de ce travail.

7.15. Annexe : Rapport détaillé du Comité de Revue Critique

Revue Critique du rapport

“ ANALYSE DU CYCLE DE VIE DE CAS D’USAGES DE DEVELOPPEMENT DE STOCKAGE D’ELECTRICITE – Autoconsommation PV avec ou sans batterie dans un bâtiment résidentiel ou tertiaire”

selon
ISO 14040 & ISO 14044
et ISO 14071

SOL 24-410.1
29 juin 2025
Rapport DRAFT pour

Ginkgo 21 et Artelys et l’ADEME

Introduction

Ginkgo21 et Artelys (nommée « le praticien » dans le reste du document) ont réalisé une analyse du cycle de vie Analyse du Cycle de Vie de cas d’usages de Développement de Stockage d’électricité – Autoconsommation PV avec ou sans batterie dans un bâtiment résidentiel ou tertiaire – 27 mai 2025 – pour son commanditaire l’ADEME (nommée « le commanditaire » dans le reste du document).

L’étude s’inscrit dans un projet dont l’objectif est « d’effectuer un panorama d’études en ACV sur différents systèmes énergétiques afin d’orienter les politiques publiques et de permettre la priorisation du développement des différentes installations du système énergétique en fonction du cas envisagé et de la particularité des périmètres » (chapitre 2.2 du rapport d’étude). De plus chaque étude de cas a pour objectif complémentaire « de donner des éléments comparatifs et quantitatifs à l’ADEME afin d’instruire des dossiers de projets spécifiques dès aujourd’hui » (chapitre 2.2 du rapport d’étude).

Plus spécifiquement pour le cas considéré ici, l’objectif est « d’étudier l’impact environnemental de l’ajout d’un système de production d’énergie photovoltaïque en autoconsommation, avec ou sans système de stockage associé pour un bâtiment » (chapitre 3.2.1 du rapport).

Cette étude comparative a été réalisée dans le cadre des normes ISO 14040 et ISO 14044.

Cette étude a vocation à être communiquée en l’état à un tiers externe.

De ce fait, le commanditaire a souhaité faire réaliser une revue critique par un comité de suivi (nommée « le panel » ou « les membres du panel » dans le reste du document).

Le présent rapport est le rapport final de revue critique, préparé par le panel. Ce rapport, comprenant ses annexes, est destiné à être intégré au rapport final du praticien.

Composition du panel

Les membres du panel qui ont réalisé la revue sont :

- Delphine BAUCHOT et Guillaume AUDARD, de la société Solinnen, société spécialisée dans les applications de l’Analyse du Cycle de Vie. Delphine, Directrice chez Solinnen, a plus de 20 ans d’expérience en environnement et réalise régulièrement en tant qu’expert ACV des revues critiques. Elle est la présidente de panel. Guillaume est expert ACV chez Solinnen depuis 2017 et docteur en Energétique et Procédés. Il a réalisé sa thèse sur un sujet lié au réseau électrique de transport.

- France JONATHAN, expert en stratégie carbone, directrice chez Pink Strategy. PINK Strategy, société spécialisée dans les applications de l'Analyse du Cycle de Vie pour les secteurs de l'énergie, et des infrastructures. France a plus de 20 ans d'expérience dans l'analyse de valeur sur le cycle de vie des équipements et réalise régulièrement des ACV, éco-conceptions et revues critiques.
- Hubert GENTOU, expert dans les marchés de l'énergie, notamment la gestion des risques marché, a une expérience approfondie de l'optimisation d'actifs énergétiques dans les marchés d'énergie. Il est actuellement Chief Economist chez ZE Energy et supervise le développement des outils d'optimisation des actifs de production de Ze Energy. Ze Energy est une entreprise spécialisée dans le développement et l'opération de batteries stationnaires et de centrales de production photovoltaïque hybrides (centrale + batterie stationnaire). Hubert apporte sa connaissance des marchés d'énergie et des batteries afin de vérifier la cohérence des hypothèses avec la réalité du marché et des actifs énergétiques utilisés.

Les membres du panel ont travaillé de la façon la plus indépendante possible vis à vis des praticiens et du commanditaire.

Nature du travail de Revue Critique, processus et limitations

Le panel a travaillé conformément aux exigences des normes mentionnées en référence. Le panel a pris de plus en compte également l'ISO 14071. Conformément à ISO 14044, le panel a notamment travaillé afin de vérifier les points suivants :

- les méthodes utilisées pour réaliser l'ACV sont cohérentes avec les exigences de la norme ISO 14044,
- les méthodes utilisées pour réaliser l'ACV sont valables d'un point de vue scientifique et technique,
- les données utilisées sont appropriées et raisonnables par rapport aux objectifs de l'étude,
- les interprétations reflètent les limitations identifiées et les objectifs de l'étude,
- le rapport d'étude est transparent et cohérent.

Le premier objectif du panel été de fournir *au praticien* des commentaires détaillés afin qu'il améliore son travail. Ces commentaires ont couvert les choix méthodologiques et le mode de restitution des résultats. Les membres du panel ont vérifié la plausibilité des données utilisées au travers de tests aléatoires. Enfin, le présent rapport final de revue critique fournit *au futur lecteur du rapport* du praticien des informations qui lui permettront de mieux comprendre le rapport final du praticien pour le commanditaire.

Le travail de revue critique a été mené au fur et à mesure du travail du praticien, de juillet 2024 à juin 2025. Ce travail a commencé après la genèse d'un premier rapport par le praticien, reçu en mars 2025, s'est poursuivi avec la soumission d'une version finalisée reçue le 15 mai 2025, qui a donné lieu à un commentaire significatif sur la qualification de l'approche retenue (attributionnelle/ conséquentielle) de la part du panel amenant le praticien et le commanditaire à émettre une nouvelle version finale reçue le 27 mai 2025, version sur laquelle le panel émit son avis dans le présent rapport. Pendant la période de revue critique, des échanges oraux et écrits ont eu lieu entre les membres du panel et le praticien, incluant des clarifications concernant les commentaires produits. Les principaux échanges ont eu lieu le 2 juillet 2024 (présentation du cas d'étude au panel), le 4 avril 2025 (revue de la modélisation sous Simapro), le 28 avril 2025 (réunion d'échanges sur les commentaires du panel) et une réunion complémentaire le 22 mai 2025 sur la qualification de l'approche méthodologique retenue. Le praticien a pris en compte la majeure partie des commentaires du panel et significativement modifié et amélioré son rapport.

Le présent rapport de revue critique est la synthèse finale des commentaires par les membres panel. Quelques commentaires détaillés clefs sont fournis au sein du présent rapport de revue critique, ainsi que l'ensemble des échanges en annexe.

Le présent rapport est livré par le panel au commanditaire et au praticien. Le panel ne peut pas être tenu pour responsable de l'usage de son travail par des tiers. Les conclusions du panel couvrent *l'ensemble du rapport du praticien* mentionné plus haut et aucun autre rapport, extrait, publication ou généralisation de tout type qui pourrait être fait. Les conclusions du panel ont été données dans le cadre de l'état de l'art courant, et de l'information qu'il a reçu au cours de son travail. Ces conclusions auraient pu être différentes dans un contexte différent.

Conclusions de la revue

Les 100 commentaires détaillés couvrent les points suivants :

- Méthodologie (ISO et science) : 20 commentaires ;
- Données et calculs : 52 commentaires ;

- Analyse et interprétations : 14 commentaires ;
- Rapport, éditorial et autres commentaires : 14 commentaires.

Un travail important a été réalisé par le praticien pour répondre aux commentaires de façon détaillée, et les prendre en compte au sein de son rapport final. La pertinence des modifications proposées a été discutée en réunion, et la réalisation effective des modifications vérifiée au vu du rapport final. La revue critique note l'effort du praticien qui a apporté très souvent des modifications en directe adéquation avec les commentaires de la revue.

A la réception de la première version finale du rapport, le panel a émis un commentaire complémentaire significatif sur la qualification de l'approche méthodologique retenue qui a donné lieu à discussion et l'émission d'une nouvelle version finale, reçue le 27 mai 2025.

L'ensemble de ces commentaires complémentaires sont listés à la suite des autres commentaires en annexe de ce document.

Au vu du rapport final, le panel considère que les conclusions apportées répondent de façon adéquate et crédible aux objectifs mentionnés, et qu'elles ont été établies dans le respect des normes mentionnées.

Néanmoins, le panel attire l'attention du lecteur sur le fait que les conclusions de l'étude ont une validité qui se limite aux hypothèses présentées dans l'étude, et ne peuvent être généralisées à aucune autre situation que celles présentées dans le rapport. En particulier, cette étude ne peut pas servir à l'orientation des politiques publiques, qui fait partie des objectifs généraux du projet dans le cadre duquel cette étude a été réalisée (voir § 2.2 du rapport d'étude).

Par ailleurs, l'ADEME et le praticien ont fait le choix de présenter uniquement les résultats de manière différentielle par rapport à un système sans autoconsommation, en modélisation les variations de consommation électrique sur le réseau (injection et soutirage) par un mix électrique marginal. D'autres choix méthodologiques auraient pu être réalisés (voir plus loin). L'étude ne présente pas d'analyse de sensibilité sur l'approche méthodologique pour vérifier que les conclusions sur l'intérêt d'ajouter un système d'autoconsommation avec ou sans stockage ne sont pas dépendantes de ce choix méthodologique.

Le rapport du praticien s'inscrit ainsi bien dans le cadre général des exigences d'ISO 14044 concernant les rapports d'ACV communiqué à des tiers.

Commentaires détaillés

Les lignes suivantes apportent des éclairages spécifiques qu'un lecteur du rapport final du praticien pourra utiliser pour l'assister dans sa lecture et sa compréhension du rapport. Ces lignes récapitulent des commentaires essentiels qui n'auraient pas été traités de façon appropriée selon les exigences des normes, en mentionnant les raisons apportées et l'implication sur les résultats que ces écarts peuvent avoir. Elles identifient également des recommandations d'améliorations pour les prochaines études. La lecture des commentaires détaillés, et des réponses correspondantes, fournis au sein de l'annexe, est disponible pour mieux comprendre les points suivants.

Adéquation des méthodes avec les exigences des normes de référence

Le rapport est globalement conforme dans sa structure aux exigences de la norme ISO 14044.

Commentaires sur l'unité fonctionnelle

Dans la première version du rapport qui a été remise au panel, l'unité fonctionnelle était la suivante : « Fournir l'électricité pour le site étudié sur une année type de consommation et de production (année 2025) ». Cette unité fonctionnelle répondait correctement aux exigences de la norme ISO 14044, et elle était bien commune à l'ensemble des systèmes étudiés : sans système d'autoconsommation (S0), avec système d'autoconsommation PV sans stockage (S1), avec système d'autoconsommation PV et stockage (S2).

Le panel a cependant fait remarquer que les résultats de l'étude étaient présentés uniquement de manière différentielle par rapport au système S0, et que l'étude ne présentait à aucun moment les impacts environnementaux correspondant à l'intégralité de l'unité fonctionnelle. Ce commentaire du panel a été pris en compte en modifiant l'unité fonctionnelle pour sa forme présente dans le rapport final d'étude : « Fournir l'électricité à un bâtiment avec système d'autoconsommation, à toute heure pendant l'année 2025. L'étude caractérise seulement les impacts apportés par l'ajout du système

d'autoconsommation ». Cette nouvelle version a le mérite de mieux correspondre aux résultats qui sont effectivement présentés dans l'étude, mais elle amène à plusieurs commentaires supplémentaires :

- Cette unité fonctionnelle n'est pas applicable au système sans système d'autoconsommation (S0), alors que ce système est présenté comme un des systèmes comparés dans l'étude (voir § 3.2.2 du rapport d'étude).
- Le surplus PV est réinjecté sur le réseau lorsque celui-ci n'est pas consommé par le bâtiment et lorsque la batterie est pleine. L'injection de ce surplus a été pris en compte dans la modélisation qui a été réalisée, comme en atteste une note au § 4.3.1 du rapport d'étude. Cette fonction n'est pas explicitement mentionnée dans l'unité fonctionnelle, et le § 5.1.4 du rapport d'étude relatif aux règles d'allocation ne mentionne pas que le système étudié a une seconde fonction d'injection d'électricité sur le réseau. Dans les faits, la méthodologie employée pour la modélisation du système électrique (voir § 4 du rapport d'étude) est équivalente à traiter cette multifonctionnalité par substitution (l'énergie injectée sur le réseau évite le mix marginal à l'heure où l'injection a lieu).
- La seconde phrase de l'unité fonctionnelle ne correspond pas à une description quantifiée de la fonction des systèmes étudiés. Cette phrase permet cependant de clarifier la méthodologie employée.

Ces éléments ne sont cependant pas de nature à remettre en cause les conclusions de l'étude.

Limites de l'approche marginale utilisée dans l'étude

L'ADEME et le praticien ont fait le choix de modéliser l'impact de la variation de consommation électrique sur le réseau (variation de soutirage et d'injection en conséquence de l'ajout d'un système d'autoconsommation) avec une approche marginale horaire, telle que définie au § 3.5 du rapport d'étude. Ce choix méthodologique est cohérent avec l'objectif du cas d'étude tel que défini au § 3.2.1 du rapport d'étude, qui est d'étudier « les effets de l'ajout de [...] systèmes [d'autoconsommation] » et le choix général d'utiliser une approche différentielle et de ne quantifier que les différences par rapport au système de référence S0.

Le paragraphe § 4.5 du rapport d'étude présente un certain nombre de ces limites sur la modélisation du système électrique. Cependant, les précautions nuancées ne présentent pas l'ampleur des fluctuations possibles des résultats dus à la méthodologie. Les évolutions des prix de marché de gros de l'électricité, qui reflètent le type d'actif marginal disponible dans le réseau ont fortement évolués entre 2022 et 2025, ce qui montre que les actifs de production marginaux répondant à l'équilibre offre/demande peuvent très fortement varier en fonction de facteurs de disponibilité de production et d'évolution de la demande en l'espace de deux ans. L'étude n'a pas inclus de sensibilité concernant le mix de production considéré comme marginal. Une telle analyse en sensibilité aurait permis d'évaluer l'impact des hypothèses concernant le mix marginal associé à cette approche conséquentielle ou différentielle. En effet, une telle approche conséquentielle est beaucoup plus sensible à ces hypothèses qu'une approche attributionnelle, laquelle prend en compte un mix moyen beaucoup moins sensible aux variations d'hypothèses.

Le site Electricity Maps liste des limites supplémentaires, inhérentes à la détermination d'un mix électrique marginal, à partir de documents issus de plusieurs sources. Le lecteur pourra les consulter à l'adresse suivante : <https://ww2.electricitymaps.com/marginal-signals#reality>.

Adéquation de la méthode avec l'objectif défini

Des discussions spécifiques ont eu lieu entre le panel, le commanditaire et le praticien pour bien qualifier le type d'ACV réalisée (approche conséquentielle court terme/approche conséquentielle long terme/approche attributionnelle). Ainsi le rapport dans sa version finale explicite de manière adéquate au chapitre 3.4 l'approche retenue, à savoir l'approche conséquentielle court terme.

Le panel attire l'attention du lecteur sur le fait que deux autres familles de méthodes sont couramment mises en œuvre pour étudier les impacts environnementaux de la mise en œuvre de solutions de stockage :

- L'ACV dynamique, qui repose sur un mix électrique moyen horaire, dont on peut citer les exemples suivants :
 - Naumann G., Famiglietti J., Schropp E., Motta M., Gaderer M., *Dynamic life cycle assessment of European electricity generation based on a retrospective approach*,

Energy Conversion and Management, Volume 311, 2024, 118520, ISSN 0196-8904,
<https://doi.org/10.1016/j.enconman.2024.118520>.

- Padey, P., Goulouti, K., Beloin Saint-Pierre, D., Lasvaux, S., Capezzali, M., Medici, V., ... & Citherlet, S. (2020). *Dynamic Life Cycle Assessment of the building electricity demand: a case study*. In Proceedings of 21. Status-Seminar "Erneuern! Sanierungsstrategien für den Gebäudepark", 3-4 September 2020, Aarau, Switzerland. 3-4 September 2020.
- L'utilisation d'un mix électrique marginal long terme, qui tient compte des changements structurels dans le système électrique (mise en service et démantèlement des capacités de production), dont on peut citer les exemples suivants :
 - Hawkes A.D., *Long-run marginal CO2 emissions factors in national electricity systems*, Applied Energy, Volume 125, 2014, Pages 197-205, ISSN 0306-2619,
<https://doi.org/10.1016/j.apenergy.2014.03.060>.
 - Gagnon P., Cole W., *Planning for the evolution of the electric grid with a long-run marginal emission rate*, iScience, Volume 25, Issue 3, 2022, 103915, ISSN 2589-0042,
<https://doi.org/10.1016/j.isci.2022.103915>.

Chaque approche est susceptible de mener à des résultats différents. Il est donc important d'avoir toujours en tête lors de la lecture des conclusions que ces dernières sont élaborées avec une approche retenant « l'allocation des impacts environnementaux à la dernière centrale engagée en fonction de l'ordre de mérite économique » (voir chapitre 3.4), et d'éviter d'extrapoler les conclusions à toute autre contexte que celui présenté dans le rapport.

Validité technique et scientifique

Le rapport détaille de manière adéquate les données utilisées et les modélisations réalisées (modélisation par Artelys et modélisation ACV).

Concernant la modélisation ACV, la modélisation du processus de fabrication des panneaux solaires est réalisée à partir du benchmark de la CRE communiqué par l'ADEME. Chaque étape de fabrication y est traitée séparément puis réassemblée avec des pertes et casses liées à chaque procédé. Les étapes considérées correspondent à une réalité industrielle. Néanmoins, l'interprétation du benchmark étant complexe, la représentativité globale du processus, bien que suffisante pour statuer sur l'intérêt des différentes options, comporte des approximations. Les modèles techniques utilisés (secondary data) ne sont pas toujours représentatifs de l'industrie et une alerte particulière est à noter sur la modélisation du processus amont de purification du silicium solaire pour lequel les benchmarks de l'ADEME sont extrêmement restreints, limités à une seule technologie et usine. Ce processus étant extrêmement impactant dans la chaîne de valeur, cette modélisation conservatrice a notamment une influence sur les indicateurs de changement climatique et d'utilisation des ressources fossiles. Les conclusions de l'étude, notamment dans la comparaison des scénarios, restent pertinentes grâce à cette approche conservatrice.

Adéquation des données utilisées en relation avec les objectifs de l'étude

Concernant le benchmark de la CRE mentionné précédemment et utilisé pour la modélisation ACV des panneaux, le panel tient à préciser que ce benchmark regroupe un peu moins d'une centaine ACV monocritère carbone, réalisées par plusieurs praticiens, pour différents fabricants de la chaîne photovoltaïque et toujours soumis à un audit sur site, une double revue critique par des experts de la filière et l'ADEME (avec le support du CSTB et de Certisolis). Les données de ce benchmark sont issues d'ACV certifiées respecter le normes ISO 14040/44 (certificats non communiqués).

Si ces données sont plus pertinentes pour l'étude que les données ecoinvent, comme l'indique le rapport en chapitre 5.3.2, le panel et plus spécifiquement France Jonathan qui a été impliquée dans ce benchmark, souligne que l'analyse de l'ensemble de la chaîne de valeur (en remontant jusqu'à la purification du silicium), ainsi que la structure du benchmark par matériaux et non par fonction, rendent l'analyse complexe. Le benchmark, étant issu d'ACV monocritère, ne trace pas l'ensemble des émissions à l'eau et à l'air pour les procédés concernés (Les modèles Ecoinvent ont été repris pour compléter ce volet). L'objectif de l'étude n'étant pas d'établir un ICV du panneau photovoltaïque en tant que tel, le praticien s'est appuyé sur sa propre compréhension des inventaires communiqués et a tenté de faire sens lui-même de certaines disparités. La comparaison des résultats d'impact de l'inventaire utilisé avec celui disponible dans ecoinvent 3.10 permet de valider sa pertinence pour cette étude. Par conséquent, le modèle proposé dans ce rapport reste très conservateur par rapport aux pratiques industrielles constatées sur ce même marché de la CRE. Néanmoins, l'inventaire utilisé est à considérer avec précaution et uniquement dans l'usage de comparaison fait dans cette étude et ne doit en aucun cas être

utilisé comme référence à la modélisation de l'impact d'une centrale photovoltaïque hors de ce contexte. Une évaluation plus spécifique, qui n'est pas l'objet de cette étude, nécessiterait un travail approfondi, une approche adaptée à la taille des échantillons disponibles selon les étapes du cycle de fabrication, et une revue avertie avant modélisation, de la qualité de la remontée de données.

Concernant les batteries, il est à noter que certaines hypothèses et caractéristiques concernant les batteries chimiques évoluent rapidement avec la dynamique forte du marché actuel. Certaines hypothèses prises en compte dans l'étude, en particulier concernant les résultats de dimensionnement des batteries obtenus des systèmes électriques étudiés, provenant de bases de données un peu anciennes, sont plutôt conservatrices en comparaison aux produits industriels commercialisés actuellement et dans un futur proche.

Validité des interprétations dans le cadre des limitations de l'étude

Le panel souligne au lecteur que les données issues des calculs d'optimisation économiques par Artelys sont prises directement dans la modélisation ACV, sans prise en compte d'incertitudes, telles que, par exemple, incertitudes de la demande ou incertitudes de la production photovoltaïque. Ce point est rappelé en limitation dans le rapport de manière adéquate.

Il est à noter également que le niveau d'information à disposition du panel pour établir certaines hypothèses d'entrée du modèle économiques était assez faible (en particulier profil de demande électrique et profile de production électrique photovoltaïque). Il n'a pas été fait d'analyse de sensibilité sur les impacts éventuels relatifs de ces hypothèses sur les résultats de dimensionnement obtenus des systèmes électriques étudiés. Ce point est rappelé en limitation dans le rapport.

Enfin Le panel rappelle également que les résultats en score unique sont à considérer avec les ratios considérés pour la pondération, qui ne sont pas spécifiquement scientifiques et assez discutables.

Transparence et consistance

Le praticien a pris en compte les commentaires du panel et a fortement amélioré le niveau de transparence du rapport.

Cependant, il est à noter que malgré la demande faite, les calculs intermédiaires sur les différentes étapes de fabrication du panneau photovoltaïque (extract Simapro) n'ont pas été communiqués au panel ce qui a limité la revue de la pertinence du modèle utilisé aux indicateurs pour le produit fini alors que des benchmarks et valeurs de référence sont disponibles (ADEME, Experts, littérature) pour chaque étape du procédé.

Il est également important de noter que le bâtiment tertiaire retenu pour les trois périmètres est un bâtiment « à la frontière entre un DPE C et D en métropole » (voir 4.2.2.3), ce qui au niveau de la Métropole correspond à un bâtiment moyen mais n'est pas forcément représentatif d'un bâtiment tertiaire sur les autres périmètres. De plus il n'est pas rappelé en conclusions les spécificités de ce bâtiment et le lecteur doit se rappeler que les conclusions ne peuvent être extrapolées à d'autres hypothèses donc des bâtiments avec une efficacité énergétique différente, aucune analyse de sensibilité n'ayant été conduite. La même attention est valable pour le résidentiel.

Annexes

Le tableau de commentaires détaillés échangés au cours du travail de revue critique, ainsi que les réponses des praticiens, est une annexe du présent rapport de revue critique.

Num	Initiales rédacteur	version du rapport	Chapitre	Numéro de ligne	Type de commentaire	Niveau d'importance	Commentaire du reviewer	Suggestion éventuelle du reviewer	Type réponse praticien	Réponse du praticien	Qui ?	Revue du reviewer (pour intégration)
1	FJ	Rapport Mars 2025	2.1	218	Autre	Recommandation	La phrase "L'objectif de limiter les émission de dioxyde de carbone n'est pas l'unique but de la décarbonation" manque de clareté et de lien avec la suite du paragraphe. S'agit t'il de dire que la décarbonation traite de l'ensemble des GES, ou que l'ACV traite plus largement des impacts environnementaux?		Pris en compte	Il s'agissait de dire que l'ACV traite plus largement des impacts environnementaux, une précision a été ajoutée dans le paragraphe.	Artelys	La phrase a bien été reformulée - OK
2	DB	Rapport Mars 2025	3.1	326	Autre	Editorial	expliquer le terme "s.d." et ajouter un point apres la parenthèse.		Pris en compte	La date de publication de la source a été ajoutée dans la citation de la source	Artelys	ok
3	DB	Rapport Mars 2025	3.1	329	Autre	Recommandation	"En 2024, 2% des installations....". ajouter la source de la statistique. Préciser également le périmètre.		Pris en compte	La source a été ajoutée ainsi que le périmètre géographique	Artelys	ok
4	DB/FJ	Rapport Mars 2025	3.2.1	335	M - Méthodologie	Recommandation	Préciser des ce paragraphe que la métropole est représentée par la côte méditerranéenne		Pris en compte	La précision a été ajoutée dans la phrase.	Artelys	ok
5	GA	Rapport Mars 2025	3.2.2	342	AI - Analyse/interprétation	Editorial	La définition de l'unité fonctionnelle découle normalement de l'analyse des fonctions (primaires et secondaires) des systèmes comparés.	Il serait plus cohérent de passer le § 3.2.2 après le § 3.3.	Pris en compte	Le § 3.2.2 a été passé en § 3.5	Artelys	ok
6	GA	Rapport Mars 2025	3.2.2	342	DT - Données, technique	Recommandation	Tous les systèmes comparés fournissent-ils exactement les mêmes fonctions? On peut par exemple penser que la présence d'une batterie permet d'éviter les coupures d'électricité en cas de problème sur le réseau, et donc que le niveau de service est plus élevé avec une batterie. Les coupures d'électricité sont rares en métropole, mais qu'en est-il en Martinique ou à la Réunion ? Elle peut aussi contribuer à l'affacement de la consommation et éviter de l'affacement de consommation industrielle. Le développement du stockage à l'échelle du réseau BT ne permet-il pas également de pouvoir déployer davantage de moyens de production décentralisés sans avoir à investir davantage le réseau ?	Compléter l'analyse fonctionnelle et mentionner les fonctions jugées comme secondaires qui ne sont pas équivalentes entre tous les systèmes comparés.	Pris en compte	Un ajout mentionnant les fonctions secondaires des systèmes et précisant que ces fonctions secondaires ne sont pas étudiées a été fait dans le paragraphes 3.4	Artelys	ok
7	DB	Rapport Mars 2025	3.2.2	347	Autre	Recommandation	"Les variations climatiques entre les années ne sont pas représentées dans cette analyse". Etant donné que vous venez d'expliquer que vous vous basez sur une année, en l'occurrence 2025, la notion de variations entre les années n'a aucun sens.	Reprendre la phrase pour être en cohérence avec le paragraphe et l'approche.	Pris en compte	La phrase a été adaptée en supprimant la notion de variations climatiques.	Artelys	ok
8	DB	Rapport Mars 2025	3.2.2	359	M - Méthodologie	Recommandation	Aux vues de l'UF et des scénarios étudiés tels queannoncés en ligne 359, on ne comprend pas l'approche en différentiel. Expliquer voire à revoir car très difficile à lire. Il faudrait au moins un accompagnement dans la lecture (présentation des scénarios complet pour ensuite se réduire à la présentation de résultat en différentiel).		Pris en compte	Ajout d'explications dans la section UF devenue 3.5, sur fond vert clair, et deux boîtes de texte en 4.4 et 5.5.2, modification de légendes de Tableaux pour clarifier la nature différentielle des résultats	Gingko 21	ok, approche conséquentielle court terme requalifiée. Voir rapport RC.
9	DB	Rapport Mars 2025	3.2.3	380	M - Méthodologie	Recommandation	Peut-on avoir des éléments pour expliquer pourquoi on regarde la Martinique ET la Réunion? (réseau différent?, ensoleillement différent?, demande spécifique sur les deux zones?).		Pris en compte	ADEME : précision ajoutée en fin de paragraphe 3.2.1	ADEME	ok
10	FJ	Rapport Mars 2025	4		DT - Données, technique	Important - Ecart	Il manque une présentation claire de la méthodologie utilisée pour la modélisation de la réinjection réseau.		Pris en compte	Un schéma a été ajouté dans le paragraphe afin de clarifier la méthodologie utilisée	Artelys	ok
11	DB	Rapport Mars 2025	4		DT - Données, technique	Important - Ecart	L'ensemble de la partie 4 manque de transparence pour donner l'ensemble des hypothèses considérées pour établir les scénarios. A la lecture du rapport, on doit pouvoir refaire la modélisation complète et retomber sur les mêmes résultats. Le rapport a besoin de plus de transparence sur les hypothèses. Il doit également y avoir une cohérence entre la partie 4 et la partie 5 (ombrières ou pas?)		Pris en compte	L'annexe 7.8 a été ajoutée pour montrer l'absence de sensibilité des résultats entre installation PV sur ombrière et sur toiture pour le tertiaire en Martinique et à la Réunion. Des réf à cette Annexe 7.8 sont ajoutées en § 4.3.4 et § 5.3.2.	Artelys/Gingko 21	ok
12	DB	Rapport Mars 2025	4	419	Autre	Recommandation	"...pour chacun des périmètres". Rappeler quels sont les périmètres ou mieux faire référence au paragraphe dans le rapport qui les décrit.		Pris en compte	Une précision sur les périmètres géographiques ainsi qu'une référence au paragraphe 3.2.3 qui décrit les systèmes a été ajoutée dans la phrase.	Artelys	ok

Num	Initiales rédacteur	version du rapport	Chapitre	Numéro de ligne	Type de commentaire	Niveau d'importance	Commentaire du reviewer	Suggestion éventuelle du reviewer	Type réponse praticien	Réponse du praticien	Qui ?	Revue du reviewer (pour intégration)
13	DB	Rapport Mars 2025	4.1	426	M - Méthodologie	Important - Ecart	Le choix d'une approche attributionnelle (focus sur l'année 2025 - pas de considération des effets de réduction du soutirage à grande échelle) doit être explicité en terme de critères de choix mais aussi de conséquences sur les résultats (et notamment les limitations des conclusions qui pourront être faites).	choix à présenter , expliciter et limitations de l'approche attributionnelle a bien présenté dans le corps du rapport et dans les conclusions.	Pris en compte	Nouveau §3.4 ajouté, et limite mentionnée en §6 conclusion	Gingko 21	ok, approche conséquentielle court terme requalifiée. Voir rapport RC.
14	HG	Rapport Mars 2025	4.1.1	456	DT - Données, technique	Important - Ecart	il est écrit : "Les scénarios National Trends 2025 du TYNDP22 sont utilisés pour élaborer les mix modélisés pour les pays européens.". L'information est correcte dans la mesure ou des capacités transfrontalière permettent d'importer ou d'exporter de l'énergie à chaque heure et l'équilibre offre / demande à l'intérieur du territoire de France métropolitaine est basé sur un flux global incluant les flux de production française, mais pas seulement. Il n'est cependant pas fourni d'information explicitant la démarche méthodologique et les résultats obtenus. Les données de production fournies sont à la maille France, mais pas concernant l'équilibre injection/soutirage global France		Pris en compte	Des précisions sur la construction du mix français et de la prise en compte de l'Europe ont été ajoutées dans le paragraphe 4.1.2.	Artelys	Le rapport fournit plus d'information. Il faut cependant noter que de nombreuses hypothèses sont basées sur le scenario TYNDP22 et sur les Bilans Prévisionnels établis par RTE (Bilan prévisionnel Edition 2023, 2023). Cependant, force est de constater que les volumes d'heures à prix négatifs a explosé depuis 2022 et que ce scénario n'était pas anticipé par les acteurs. Il faut certainement incriminer une accélération du développement solaire en Allemagne, Espagne, Italie, mais aussi une faiblesse de la demande industrielle en Allemagne, comme en France, qui a pour conséquence de déplacer l'équilibre offre / demande et donc les actifs marginaux appelés. En conséquence, la pertinence des résultats de l'ACV conséquentielle sera beaucoup plus sensible à la précision de l'analyse du productible marginal. Une analyse en sensibilité concernant la production marginale aurait permis de mesurer la sensibilité de l'hypothèse.
15	FJ	Rapport Mars 2025	4.1.1		DT - Données, technique	Important - Ecart	La modélisation du mix de production électrique est peu clair et nécessite d'être plus étayé. Il est notamment difficile de comprendre la prise en compte de l'interconnection avec le reste de l'Europe dans le mix et les actifs de production considérés pour la modélisation. La localisation en zone H3 et la proximité avec les actifs de production du réseau est-elle prise en compte?	Des données consolidées en mix énergétiques moyens seraient les bienvenues pour être en mesure d'avoir une échelle de comparaison avec le mix français et le mix européen actuel (à minima)	Pris en compte	Des précisions sur la construction du mix français et de la prise en compte de l'Europe ont été ajoutées dans le paragraphe 4.1.2.	Artelys	ok
16	HG	Rapport Mars 2025	4.1.1	459	DT - Données, technique	Recommandation	Quelles données horaires sont utilisées pour modéliser les productions horaires des différentes catégories d'actifs de production en 2025 ? Moyennes de données historiques fournies par RTE et/ou ENTSOE Transparency Data corrigées ou pas ? Les méthodes ne sont pas expliquées.		Pris en compte	Des précisions sur la construction du mix français et de la prise en compte de l'Europe ont été ajoutées dans le paragraphe 4.1.2.	Artelys	ok
17	HG	Rapport Mars 2025	4.1.1	464	DT - Données, technique	Recommandation	Le parc de production PV installée en France à fin 2024 et 50% supérieur à celui installé à fin 2022 (https://www.les-energies-renouvelables.eu/conseils/photovoltaique/les-chiffres-essentiels-du-photovoltaique/). La référence à 1,3 fois 2022 ne semble pas correcte.		Pris en compte	La capacité de production renouvelable a été multipliée par 1,3 entre 2022 et 2025 (l'hydro et les "autres renouvelables": déchets, etc. sont restés constantes, l'éolien a augmenté d'environ 30% et le solaire a augmenté d'environ 60% entre 2022 et 2025). Une précision a été ajoutée dans la phrase.	Artelys	ok

Num	Initials rédacteur	version du rapport	Chapitre	Numéro de ligne	Type de commentaire	Niveau d'importance	Commentaire du reviewer	Suggestion éventuelle du reviewer	Type réponse praticien	Réponse du praticien	Qui ?	Revue du reviewer (pour intégration)
18	DB	Rapport Mars 2025	4.1.2.1	467	DT - Données, technique	Recommandation	"Source : sortie Artelys...." c'est RTE ou Artelys? quelle différence? A clarifier et expliciter. Idem pour tout les figures suivantes notamment figure 3, figure 4, figure 5, figure 6		Pris en compte	Des précisions ont été apportées dans le paragraphe. Les capacités de production sont issues de RTE mais adaptée lorsque les données sont manquantes. Les volumes de production sont des sorties du modèle.	Artelys	ok
19	HG	Rapport Mars 2025	4.1.2.1	488	DT - Données, technique	Recommandation	La méthodologie d'évaluation de chaque type de production devrait être mieux expliquée en introduction. La méthodologie présentée pour la Réunion est un plus détaillée sur ce point (mais l'introduction manque aussi). Les énergies renouvelables en "must run" sont bien différencier des énergies de pointe et d'ajustement, dont le prix est le plus élevé (mentionnés pour La Réunion mais pas de mentions pour la Martinique à ce sujet). La Martinique étant îlotée électriquement, la production et la demande sont égales à tout moment et il faut différentier dans la construction le facteur de charge des énergies de bases / renouvelables qui peut être basé sur des années spécifiques pour leur représentativité moyenne et celle de (s) énergie primaire marginale(s) qui servent d'ajustement entre la demande et les productions de base : ainsi, certains facteurs de charge sont basés sur des données historiques mais les actifs de pointe ne peuvent pas être basés sur des facteurs de charge historiques. La méthodologie prend bien en compte ces éléments, mais une explication introductory avant le 4.1.2.1, aiderait le lecteur néophyte		Pris en compte	Des précisions ont été apportées: les facteurs de charge concernant les production renouvelables, pour les productions thermiques seules des disponibilités sont fixées afin de permettre u modèle d'adapter la production de ces actifs de pointe en fonction de la demande.	Artelys	ok
20	DB	Rapport Mars 2025	4.1.2.3	522	Autre	Editorial	Les hypothèses concernant 2025 sont présentées de la même manière que des données historiques (2023). Il serait plus ajusté d'utiliser des termes comme "être considérée comme sensiblement identique à 2023" afin d'être cohérent. Revoir sur l'ensemble du rapport les verbes et conjugaison associées pour être cohérent avec le fait que vous faites une analyse sur des hypothèses et non des données réelles.		Pris en compte	Des modifications pour mettre en exergue le fait que les mix 2025 utilisés sont des mix prospectifs ont été faites	Artelys	ok
21	HG	Rapport Mars 2025	4.1.3	535	DT - Données, technique	Recommandation	Certaines couleurs du graphique du mix de référence de la Réunion sont très proches en terme de couleur (hydro et biomasse). Serait-il possible de changer la couleur de la source biomass pour mieux les différencier? Serait-il possible d'ajouter un tableau récapitulatif qui précise la distribution des sources en volume ou pourcentage annuel ?		Pris en compte	Les couleurs des graphiques n'ont pas été modifiées par soucis de cohérence avec tous les autres graphiques. Des tableaux récapitulatifs des sources de biomasses utilisées ont été ajoutés pour la Martinique et La Réunion.	Artelys	ok
22	HG	Rapport Mars 2025	4.1.3	535	DT - Données, technique	Recommandation	La méthodologie d'évaluation de chaque type de production devrait être mieux expliquée en introduction. La méthodologie présentée pour la Réunion est un plus détaillée sur ce point (mais l'introduction manque aussi). Les énergies renouvelables en "must run" sont bien différencier des énergies de pointe et d'ajustement, dont le prix est le plus élevé (mentionnés pour La Réunion mais pas de mentions pour la Martinique à ce sujet). La Martinique étant îlotée électriquement, la production et la demande sont égales à tout moment et il faut différentier dans la construction le facteur de charge des énergies de bases / renouvelables qui peut être basé sur des années spécifiques pour leur représentativité moyenne et celle de (s) énergie primaire marginale(s) qui servent d'ajustement entre la demande et les productions de base : ainsi, certains facteurs de charge sont basés sur des données historiques mais les actifs de pointe ne peuvent pas être basés sur des facteurs de charge historiques. La méthodologie prend bien en compte ces éléments, mais une explication introductory avant le 4.1.2.1, aiderait le lecteur néophyte		Pris en compte	Des précisions ont été apportées dans les paragraphes concernés: les facteurs de charge concernant les production renouvelables, pour les productions thermiques seules des disponibilités sont fixées afin de permettre u modèle d'adapter la production de ces actifs de pointe en fonction de la demande.	Artelys	ok

Num	Initiales rédacteur	version du rapport	Chapitre	Numéro de ligne	Type de commentaire	Niveau d'importance	Commentaire du reviewer	Suggestion éventuelle du reviewer	Type réponse praticien	Réponse du praticien	Qui ?	Revue du reviewer (pour intégration)
23	DB	Rapport Mars 2025	4.1.3.1	555	DT - Données, technique	Recommandation	"energies renouvelables pour tou.te.s", 2024 : je ne comprends pas la source, quel est le document publié par l'association, est-ce vraiment la source première?		Pris en compte	La source entière est présentée dans les références bibliographiques. Il s'agit d'un document publié et écrit par l'association "énergies renouvelables pour tous.t.es". Le titre du rapport a été ajouté.	Artelys	ok
24	DB	Rapport Mars 2025	4.2.1.1	608	DT - Données, technique	Recommandation	"Cette étude...avril 2020" Est-ce que cette étude est faite au niveau de la zone climatique H3? le préciser sinon, cela me semble trop générique. mentionner ici que vous faites des ajustements pour coller à la zone H3 qui sont explicités un peu plus loin dans le rapport (4.2.1.2).		Pris en compte	Ajout d'une mention dans le paragraphes 4.2.1.1 pour expliquer que les ajustements sont présentés plus loin dans le rapport (en 4.2.1.2 et 4.2.1.3)	Artelys	ok
25	FJ	Rapport Mars 2025	4.2.1.1	629	DT - Données, technique	Important - Ecart	Préciser si les 90m2 sont la surface habitable ou la surface au sol. Les deux devant être donné: l'une pour l'estimation de la consommation, l'autre pour la cohérence avec la surface de panneaux installés		Pris en compte	Précisions apportées	Artelys	ok
26	DB	Rapport Mars 2025	4.2.1.1	629	DT - Données, technique	Important - Ecart	Préciser également qu'il s'agit d'un pavillon en zone H3. Il est peu probable que la courbe de charge soit similaire dans une autre zone en métropole.		Non pris en compte	Dans la partie 4.2.1.1 on construit bien une courbe de charge pour la France métropolitaine. Celle-ci est ensuite adaptée à la zone H3 dans la partie 4.2.1.2.	Artelys	ok
27	FJ/GA/DB	Rapport Mars 2025	4.2.1.2	633	Autre	Editorial	Double référence au 4.2.1.1 à la fin du paragraphe		Pris en compte	La double référence a été supprimée	Artelys	ok
28	HG	Rapport Mars 2025	4.2.1.2	635	M - Méthodologie	Recommandation	La méthodologie proposée présente un risque d'écraser la demande de pointe de chauffage ou de climatisation dans la zone avec des DJU mensuels qui sont des facteurs moyens sur longue période. Il semblerait peut-être plus pertinent d'utiliser une sensibilité à la température des consommations de climatisation et de chauffage avec des données de température horaire/trohoraires pour avoir une courbe de consommation représentative. Une analyse comparative des deux méthodes a t elle été effectuée ?		Non pris en compte	Non aucune analyse de comparaison entre ces deux méthode n'a été effectuée. La méthodologie a été validée avec l'ADEME.	Artelys	ok
29	HG	Rapport Mars 2025	4.2.1.3	643	M - Méthodologie	Recommandation	La méthodologie proposée présente un risque d'écraser la demande de pointe de chauffage ou de climatisation dans la zone avec des DJU mensuels qui sont des facteurs moyens sur longue période. Il semblerait peut-être plus pertinent d'utiliser une sensibilité à la température des consommation de climatisation et de chauffage avec des données de température horaire/trohoraires pour avoir une courbe de conommation représentative. Une analyse comparative des deux méthodes a t elle été effectuée ?		Non pris en compte	Non aucune analyse de comparaison entre ces deux méthode n'a été effectuée. La méthodologie a été validée avec l'ADEME.	Artelys	Ok
30	DB	Rapport Mars 2025	4.2.1.3	644	M - Méthodologie	Recommandation	Y'a du chauffage en Martinique? et à la Réunion? vraiment? (peut-être en altitude, notamment à la Réunion mais est-ce dans le périmètre). La figure 13 n'en montre pas. A clarifier		Pris en compte	Il s'agit d'une erreur sur la figure 13. Il n'y a pas de chauffage en Martinique et un volume très faible de chauffage à La Réunion. La figure 13 a été modifiée	Artelys	ok
31	HG	Rapport Mars 2025	4.2.2.	666	M - Méthodologie	Recommandation	Les hypothèses de dimensionnement des bureaux ne sont pas précisées dans la rédaction (surface totale, nombre d'étages / surface par étage, surface disponible pour les ombrières). Ces hypothèses ont elles été confrontées a des bases de données pour s'assurer de la représentativité des hypothèses ?		Pris en compte	Les hypothèses de dimensionnement ont été ajoutées dans le rapport (en 4.2.2). Les immeubles de bureau ont une surface utile de 1000m ² et sont sur 4 niveaux soit 250m ² par niveau). Ces hypothèses sont des hypothèses arbitraires qui ont été validées lors de la réalisation de l'étude.	Artelys	ok
32	FJ	Rapport Mars 2025	4.2.1.4	671	DT - Données, technique	Important - Ecart	Préciser si les 1000m2 sont la surface habitable ou la surface au sol. Les deux devant être donné: l'une pour l'estimation de la consommation, l'autre pour la cohérence avec la surface de panneaux installés		Pris en compte	Ajout de la mention surface habitable et ajout de la surface au sol de 250 m ² .	Artelys	ok
33	DB	Rapport Mars 2025	4.2.2.1	679	M - Méthodologie	Recommandation	Attention à bien rappeler partout le choix d'un bâtiment bien particulier comme bâtiment tertiaire en zone H3 métropole et de ne pas faire de conclusions générales au-delà des circonstances étudiées. Il ne s'agit pas d'un bâtiment moyen.		Pris en compte	La mention de la zone H3 a été ajoutée dès que le cas de la métropole est abordé	Artelys	pas mentionné dans les limitations
34	HG	Rapport Mars 2025	4.2.2.	693	M - Méthodologie	Important - Ecart	Pourquoi recalculer les consommations annuelles des profils Martinique et Réunion pour les aligner sur la consommation France métropole? Quel est le justificatif ?		Pris en compte	Ajout d'explication	Artelys	ok

Num	Initials rédacteur	version du rapport	Chapitre	Numéro de ligne	Type de commentaire	Niveau d'importance	Commentaire du reviewer	Suggestion éventuelle du reviewer	Type réponse praticien	Réponse du praticien	Qui ?	Revue du reviewer (pour intégration)
35	FJ	Rapport Mars 2025	4.3		DT - Données, technique	Important - Ecart	Ce paragraphe mériterait de présenter dans chacun des scénarios (pas seulement batterie) la part de consommation, auto-consommation, stockage et réinjection		Non pris en compte	Ce paragraphe a pour objectif de présenter les dimensions des systèmes d'autoconsommation ajoutés sur le pavillon résidentiel et l'immeuble de bureaux. Les hypothèses communes aux systèmes sont d'abord présentées (spécificité des PV et des batteries installées) puis un focus est d'abord fait pour le pavillon résidentiel puis l'immeuble de bureaux. La part d'autoconsommation, de réinjection, etc. sont des résultats de la modélisation électrique présentés en section 4.4.	Artelys	ok
36	FJ	Rapport Mars 2025	4.3.1	732	DT - Données, technique	Important - Ecart	Il est mentionné ici que dans le cas d'immeubles d'ebureau les panneaux sont installé sur ombrière. Aucune ombrière n'est retrouvée dans l'ICV		Pris en compte	L'annexe 7.8 a été ajoutée pour montrer l'absence de sensibilité des résultats entre installation PV sur ombrière et sur toiture pour le tertiaire en Martinique et à la Réunion. Des réf à cette Annexe 7.8 sont ajoutées en § 4.3.4 et § 5.3.2.	Gingko 21	ok
37	HG	Rapport Mars 2025	4.3.1	735	DT - Données, technique	Important - Ecart	Déférence entre les hypothèses concernant l'installation des panneaux photovoltaïques suivant scénario Immeuble de bureau étudié par Artelys (ombrière) et l'étude ACV Gingko (sur toiture)		Pris en compte	L'annexe 7.8 a été ajoutée pour montrer l'absence de sensibilité des résultats entre installation PV sur ombrière et sur toiture pour le tertiaire en Martinique et à la Réunion. Des réf à cette Annexe 7.8 sont ajoutées en § 4.3.4 et § 5.3.2.	Gingko 21	ok
38	GA	Rapport Mars 2025	4.3.1	740	DT - Données, technique	Recommandation	Les Bilans Prévisionnels 2024-2040 de EDF SEI mentionnent 6% de pertes réseau pour la Réunion mentionnée, et 8,4% pour la Martinique. Le fait que vous ayez utilisé 7% est-il susceptible d'avoir une influence sur les conclusions ?		Non pris en compte	Plus les pertes sont importantes moins il y a d'énergie évitée par rapport au système sans autoconsommation donc plus l'impact ACV lié à l'ajout des systèmes d'autoconsommation sera important. Cependant, compte tenu des faibles volumes d'injections réseaux, la différence est faible et n'impacte pas les conclusions	Artelys	Ok, noté. A mentionner dans le rapport de revue.
39	HG	Rapport Mars 2025	4.3.2	751	DT - Données, technique	Recommandation	La duree de vie de 15 ans et 6000 cycles est une hypothese conservatrice		Pris en compte	Cette hypothese est en effet une hypothese conservatrice elle a été validée lors des échanges avec les différents acteurs de l'étude. Une précision est présente en note de bas de page.	Artelys	ok
40	HG/GA	Rapport Mars 2025	4.3.2	773	DT - Données, technique	Recommandation	"L'hypothèse faite ici est donc que la consommation auxiliaire des batteries est déjà prise en compte dans le profil de consommation des pavillons résidentiels [...]" . Cette formulation peut laisser penser que la consommation auxiliaire est prise en compte dans le profil de consommation de tous les systèmes comparés, qu'ils incluent une batterie ou non. Les auxiliaires de la batterie sont quand même une consommation supplémentaire, en comparaison à une situation sans batterie	Clarifier la formulation. Ne serait-il pas plus cohérent de mentionner la consommation auxiliaires des batteries dès le 4.2.1, qui aborde la construction des courbes de charge ?	Pris en compte	Il s'agit d'une erreur de formulation. La phrase a été modifiée afin de clarifier ce point "l'hypothèse faite ici est que la consommation auxiliaire des batteries dans le cas du pavillon résidentiel est déjà pris en compte dans le rendement de la batterie". La partie 4.2.1 se concentre sur la concentration des courbes de charge du bâtiment en tant que tel. Mentionner une consommation de batterie qui provient du système additionnel rajoute au bâtiment risque de perdre le lecteur dans la modélisation	Artelys	Ok, vu
41	HG	Rapport Mars 2025	4.3.2	775	DT - Données, technique	Recommandation	Il n'est pas précisé quel est le design électrique concernant les scenarii résidentiels et bureaux		Non pris en compte	Le design électrique des bâtiments n'est pas modélisé explicitement dans le cadre de l'étude	Artelys	ok
42	FJ	Rapport Mars 2025	4.3.3	780	Autre	Recommandation	Préciser dans le tableau la surface de PV installée ainsi que la technologie (sur toiture) pour plus de clarté		Pris en compte	La précision a été ajoutée dans le tableau	Artelys	ok
43	DB/FJ	Rapport Mars 2025	4.3.4	790	DT - Données, technique	Important - Ecart	Il est mentionné ici que dans le cas d'immeubles de bureau les panneaux sont installés sur ombrière. Aucune ombrière n'est retrouvée dans l'ICV		Pris en compte	L'annexe 7.8 a été ajoutée pour montrer l'absence de sensibilité des résultats entre installation PV sur ombrière et sur toiture pour le tertiaire en Martinique et à la Réunion. Des réf à cette Annexe 7.8 sont ajoutées en § 4.3.4 et § 5.3.2.	Gingko 21	ok
44	HG	Rapport Mars 2025	4.3.4	790	DT - Données, technique	Important - Ecart	"Le PV est fixé sur ombrière sur l'aire de stationnement de chacun des bâtiments tertiaires étudiés permettant ainsi une exposition optimale." : les surfaces typiques des parkings des configurations bureaux retenues sont elles compatibles avec les surfaces d'ombrières ?		Pris en compte	L'annexe 7.8 a été ajoutée pour montrer l'absence de sensibilité des résultats entre installation PV sur ombrière et sur toiture pour le tertiaire en Martinique et à la Réunion. Des réf à cette Annexe 7.8 sont ajoutées en § 4.3.4 et § 5.3.2.	Gingko 21	ok
45	DB/HG	Rapport Mars 2025	4.3.4	792	DT - Données, technique	Important - Ecart	'La surface de PV à installer doit permettre un surplus solaire[1] dépassant les 20kWh sur 100 jours ouvrés. " : quel justificatif ? Pourquoi 100 jours ouvrés (et pas 252 qui est le nombre de jours ouvrés sur 2025) ? Et est-ce que les surfaces sont cohérentes en terme d'occupation des sols sur les différentes zones?		Pris en compte	Un paragraphe de précision a été ajouté en 4.3.4	Artelys	ok

Num	Initiales rédacteur	version du rapport	Chapitre	Numéro de ligne	Type de commentaire	Niveau d'importance	Commentaire du reviewer	Suggestion éventuelle du reviewer	Type réponse praticien	Réponse du praticien	Qui ?	Revue du reviewer (pour intégration)	
46	HG	Rapport Mars 2025	4.3.4	792	DT - Données, technique	Important - Ecart	Pourquoi décrire que les surfaces PV doivent permettre un surplus de 20 kWh sur 100 jours ouvrés pour chacune des trois géographies, alors que les profils de production, consommation et les ratio consommation / production sont très différents ? "" Artelys conclut que le dimensionnement PV ne sera pas le même pour chaque site : c'est plutôt assez logique pour les raisons mentionnées précédemment entre les géographies (différences de profils de prod et conso). Mais cette règle du surplus de 20 kWh sur 100 jours ouvrés n'a aucune explication et justification et s'applique en plus à tous les sites de manière identique		Pris en compte	Un paragraphe de précision a été ajouté en 4.3.4	Artelys	ok	
47	DB	Rapport Mars 2025	4.3.4	799	DT - Données, technique	Recommandation	Expliquer ou faire référence aux explications des hypothèses de dimensionnement de la batterie.		Pris en compte	Une précision a été ajoutée dans le paragraphe afin de faire référence à la section 4.3.2 qui présente les caractéristiques des batteries	Artelys	ok	
48	DB	Rapport Mars 2025	4.4	810	M - Méthodologie	Recommandation	Afin d'accompagner le lecteur dans sa compréhension des ordres de grandeur des dimensionnements étudiés et des résultats, il serait bon de présenter néanmoins le scenario de référence et les autres scenarios également avant d'aller sur le différentiel		Pris en compte	Pour chaque système un tableau récapitulatif a été ajouté reprenant en compte les principaux ordres de grandeur de production, consommation, injection, pertes des systèmes étudiés.	Artelys	ok, approche conséquentielle court terme requalifiée. Voir rapport RC.	
49	HG	Rapport Mars 2025	4.4	815	DT - Données, technique	Editorial	Préciser que la puissance mesurée est la puissance en AC au compteur PV		Pris en compte	La précision a été faite en note de bas de page du tableau qui récapitule les dimensionnements en section 4.3.3	Artelys	ok	
50	DB	Rapport Mars 2025	4.4.1.1	843	DT - Données, technique	Recommandation	Figure 16 : vous dites juste avant qu'il n'y a pas de production évitée plus importante entre les deux scénarios, or si on regarde les chiffres ici on a 0,1 de différence. C'est certainement du aux arrondis mais il faut clarifier ce point.		Pris en compte	La phrase a été reformulée	Artelys	ok	
51	HG	Rapport Mars 2025	4.4.1.1	844	DT - Données, technique	Recommandation	Il n'y a pas d'explication concernant la méthode employée pour obtenir le résultat		Pris en compte	Une explication a été ajoutée en fin de section 4.4.1.1. Cette méthodologie s'applique à tous les systèmes x périmètres.	Artelys	ok	
52	GA	Rapport Mars 2025	4.4.1.1	844	DT - Données, technique	Recommandation	Seuls des moyens de production de semi-base sont affectés dans ce cas là ? N'y a-t-il pas d'effacement en heures de pointe où des moyens comme des turbines à combustion ?		Non pris en compte	Les TAC fioul sont bien prises en compte dans le modèle (voir 4.1.1 sur la calibration du mix électrique français). Néanmoins, ces TAC produisent assez peu en 2025 d'après les résultats du modèle (moins de 0,5TWh). Elles sont donc très peu marginales et l'ajout des systèmes d'autoconsommation ne permet pas d'éviter l'utilisation de ces TAC fioul.	Artelys	Ok, vu	
53	GA	Rapport Mars 2025	4.4.1.1	844	DT - Données, technique	Recommandation	D'après le bilan de production électrique 2024 de RTE, il reste encore quelques turbines à combustion fonctionnant au fioul, qui ont produit 1,8 TWh en 2024 (https://assets.rte-france.com/prod/public/2025-01/2025-01-20-chiffres-cles-production-electricite-francaise-2024.pdf). Les TAC fioul en métropole ne sont pas mentionnées dans le rapport. Est-ce qu'elles n'ont pas été prises en compte, ou est-ce qu'elles ne sont jamais marginales dans aucun des cas ?		Pris en compte	Les TAC fioul sont bien prises en compte dans le modèle (voir 4.1.1 sur la calibration du mix électrique français). Néanmoins, ces TAC produisent assez peu en 2025 d'après les résultats du modèle (moins de 0,5TWh). Elles sont donc très peu marginales et l'ajout des systèmes d'autoconsommation ne permet pas d'éviter l'utilisation de ces TAC fioul.	Artelys	Ok, vu	
54	HG	Rapport Mars 2025	4.4.1.1	850	DT - Données, technique	Recommandation	Il n'y a pas d'explication concernant la méthode employée pour obtenir le résultat		Pris en compte	Une explication a été ajoutée en fin de section 4.4.1.1. Cette méthodologie s'applique à tous les systèmes x périmètres.	Artelys	ok	
55	DB	Rapport Mars 2025	4.4.1.1	852	DT - Données, technique	Important - Ecart	293/365 = 80% ce qui est différent du cas de la martinique qui a exactement la même phrase d'analyse pour 355 . Il est donc important s'ajuster la phrase au cas par cas. A revoir.		Pris en compte	La phrase d'analyse a été ajustée	Artelys	ok	
56	HG	Rapport Mars 2025	4.4.1.2	868	DT - Données, technique	Important - Ecart	La batterie consomme un peu de la production PV par cyclage, donc la production totale PV injectée dans la configuration hybride est plus faible que dans la configuration PV seule, pour une même centrale PV. Comme la batterie a une taille importante relativement à la capacite PV, la perte devrait être significative, de l'ordre d'environ 2 heures/6heures *0,15, soit qu moins 5%		Pris en compte	La perte par cyclage est moins importante que celle calculée car elle est compensée par la diminution des pertes réseaux dans le cas de l'ajout d'une batterie. Cette explication a été ajoutée dans la section 4.4.1	Artelys	ok	

Num	Initiales rédacteur	version du rapport	Chapitre	Numéro de ligne	Type de commentaire	Niveau d'importance	Commentaire du reviewer	Suggestion éventuelle du reviewer	Type réponse praticien	Réponse du praticien	Qui ?	Revue du reviewer (pour intégration)
57	DB	Rapport Mars 2025	4.4.1.2	872	Autre	Editorial	typo dans la figure 17 à "Production"		Pris en compte	L'erreur a été modifiée dans la figure	Artelys	ok
58	HG	Rapport Mars 2025	4.4.1.2	882	DT - Données, technique	Important - Ecart	les facteurs d'autoconsommation et d'autoproduction semblent très élevés dans le cas avec batterie		Pris en compte	Un paragraphe justifiant les taux élevés d'autoproduction et d'autoconsommation a été ajouté ainsi qu'un tableau avec les ordres de grandeur des systèmes	Artelys	ok
59	HG	Rapport Mars 2025	4.4.1.3	882	DT - Données, technique	Recommandation	le tableau de Production supplémentaire en MWh des batteries et STEP du système lors de l'ajout des systèmes d'autoconsommation dans le cas du pavillon en Martinique n'est pas fourni		Pris en compte	L'ajout des systèmes d'autoconsommation n'a pas d'impact sur l'utilisation des flexibilités en Martinique car ces flexibilités (batterie uniquement, pas de STEP modélisé en Martinique) sont très peu utilisées dans le scénario de référence modélisé. Précision ajoutée	Artelys	ok
60	GA	Rapport Mars 2025	4.4.1.3	890	DT - Données, technique	Recommandation	D'après votre modélisation, la production évitée est la même entre les deux scénarios. Vous l'expliquez par le fait que la batterie à l'échelle du bâtiment remplace en fait une batterie centralisée. En réalité, n'y a-t-il pas une légère différence en matière de pertes réseau et de des pertes de conversion de tension (on peut penser qu'elles sont plus importantes dans le cas de la batterie centralisée que dans le cas de la batterie au niveau du bâtiment)?		Non pris en compte	L'arrondi utilisé permet d'expliquer l'égalité observée dans la figure 25	Artelys	Ok, vu
61	HG	Rapport Mars 2025	4.4.1.3	900	DT - Données, technique	Recommandation	Il n'y a pas d'explication concernant la méthode employée pour obtenir le résultat		Pris en compte	Une explication a été ajoutée en fin de section 4.4.1.1. Cette méthodologie s'applique à tous les systèmes x périmètres.	Artelys	ok
62	HG	Rapport Mars 2025	4.4.1.3	908	DT - Données, technique	Important - Ecart	les facteurs d'autoconsommation et d'autoproduction semblent très élevés dans le cas avec batterie		Pris en compte	Un paragraphe justifiant les taux élevés d'autoproduction et d'autoconsommation a été ajouté ainsi qu'un tableau avec les ordres de grandeur des systèmes	Artelys	ok
63	HG	Rapport Mars 2025	4.4.2.1	930	DT - Données, technique	Recommandation	Il n'y a pas d'explication concernant la méthode employée pour obtenir le résultat		Pris en compte	Une explication a été ajoutée en fin de section 4.4.1.1. Cette méthodologie s'applique à tous les systèmes x périmètres.	Artelys	ok
64	HG	Rapport Mars 2025	4.4.2.1	950	DT - Données, technique	Recommandation	le facteur d'autoconsommation semble très élevé dans le cas avec batterie, surtout avec une batterie qui n'effectue que 113 cycles dans l'année		Pris en compte	Un paragraphe justifiant les taux élevés d'autoproduction et d'autoconsommation a été ajouté ainsi qu'un tableau avec les ordres de grandeur des systèmes	Artelys	ok
65	HG	Rapport Mars 2025	4.4.2.2	973	DT - Données, technique	Recommandation	le facteur d'autoconsommation semble très élevé dans le cas avec batterie, surtout avec une batterie qui n'effectue que 113 cycles dans l'année		Pris en compte	Un paragraphe justifiant les taux élevés d'autoproduction et d'autoconsommation a été ajouté ainsi qu'un tableau avec les ordres de grandeur des systèmes	Artelys	ok
66	GA	Rapport Mars 2025	4.4.2.3	982	DT - Données, technique	Recommandation	Comment expliquez-vous que la production évitée est plus faible avec la batterie, alors qu'il n'y a pas de différence sur le pavillon ?	Compléter l'interprétation pour expliquer la différence avec le pavillon.	Pris en compte	Un paragraphe a été ajouté dans la partie 4.4.2.3	Artelys	ok. Il semble néanmoins que pour le pavillon, c'est plutôt un hasard que ça tombe presque sur les mêmes valeurs.
67	HG	Rapport Mars 2025	4.4.2.3	1007	DT - Données, technique	Recommandation	le facteur d'autoconsommation semble très élevé dans le cas avec batterie, surtout avec une batterie qui n'effectue que 113 cycles dans l'année		Pris en compte	Un paragraphe justifiant les taux élevés d'autoproduction et d'autoconsommation a été ajouté ainsi qu'un tableau avec les ordres de grandeur des systèmes	Artelys	ok
68	HG	Rapport Mars 2025	4.4.3	1008	DT - Données, technique	Important - Ecart	TURPE 7 applique au 1er aout 2025: Le développement de la production photovoltaïque modifie la dynamique de la journée électrique : de l'électricité peu coûteuse est ainsi disponible en abondance l'après-midi hors saison hivernale. Le placement des plages d'heures pleines (TURPE plus cher) et d'heures creuses (TURPE moins cher) permet de déplacer des consommations aux meilleurs moments de la journée pour le réseau. La CRE envisage donc, dans la présente consultation, que la majorité des clients puisse disposer d'heures creuses l'après-midi en été. La démarche de recharger la nuit a partir de 22h00 perd son sens, car le TURPE est un TURPE Heure Pleine jusqu'à 1h du matin		Pris en compte	Une note de bas de page dans la partie 4.3.3 a été ajoutée	Artelys	Section 4.4.3. Ok
69	HG	Rapport Mars 2025	4.4.3.1	1039	DT - Données, technique	Important - Ecart	La méthodologie doit prendre en compte les caractéristiques du TURPE 7		Pris en compte	Une note de bas de page dans la partie 4.3.3 a été ajoutée	Artelys	Section 4.4.3. Ok

Num	Initiales rédacteur	version du rapport	Chapitre	Numéro de ligne	Type de commentaire	Niveau d'importance	Commentaire du reviewer	Suggestion éventuelle du reviewer	Type réponse praticien	Réponse du praticien	Qui ?	Revue du reviewer (pour intégration)
70	HG	Rapport Mars 2025	4.4.3.2	1066	DT - Données, technique	Important - Ecart	La méthodologie doit prendre en compte les caractéristiques du TURPE 7		Pris en compte	Une note de bas de page dans la partie 4.3.3 a été ajoutée	Artelys	Section 4.4.3. Ok
71	FJ	Rapport Mars 2025	4.5		AI - Analyse/interprétation	Important - Ecart	La région H3 ayant été utilisée pour la modélisation , le modèle n'est pas extrapolable à l'ensemble de la France métropolitaine		Pris en compte	Une précision a été ajoutée dans les limites	Artelys	ok
72	DB/GA	Rapport Mars 2025	4.5	1115	AI - Analyse/interprétation	Important - Ecart	"Cette étude présente les résultats liés à l'installation d'un système d'autoconsommation sur un seul bâtiment. Il serait également intéressant d'étudier l'impact de l'installation d'un système d'autoconsommation sur un plus large panel de consommateurs (par exemple sur 1 million de pavillons résidentiels) et de venir comparer les conclusions". Ce dernier point est une limite très forte. Si l'objectif de l'étude est de permettre d'orienter les politiques publiques, c'est plutôt ce type d'évaluation qu'il aurait été pertinent d'évaluer, en prenant une hypothèse réaliste de déploiement du stockage résidentiel en conséquence de la mise en place d'une politique publique.	Souligner le fait qu'une étude sur un déploiement plus important du stockage résidentiel pourrait donner des conclusions différentes, et donc que les résultats de la présente étude ne sont pas suffisants pour orienter un choix de politique publique. Rappeler cette limite très forte dans la conclusion générale de l'étude.	Pris en compte	La précision a été appuyée dans ce paragraphe et en conclusion.	Artelys	ok, approche conséquentielle court terme requalifiée. Voir rapport RC.
73	DB	Rapport Mars 2025	5		M - Méthodologie	Important - Ecart	De manière générale, le rapport doit être complètement transparent sur la modélisation ACV et notamment les ICV utilisés et tout ajustement d'ICV et tout proxy. (ex : modélisation de la bagasse ou non, modélisation de centrale biodiesel, etc.)		Pris en compte	Des ICV ont été ajouté pour plus de transparence sur la modélisation réalisée. Par exemple, les éléments ayant été modifiés pour la modélisation de la centrale au biodiesel sont détaillés en annexe	Gingko 21	ok
74	DB	Rapport Mars 2025	5.1.3	1162	M - Méthodologie	Recommandation	"Les équipements...batterie". Cette phrase semble incohérente.Ils sont négligés quand on les considère nécessaire? à clarifier ou plutôt reformuler la phrase : Certains équipements sont nécessaires selon la zone. Néanmoins ils sont exclus en terme d'équipements. Néanmoins sont pris en compte les consom... et les fluides.		Pris en compte	Reformulé	Gingko 21	ok
75	DB	Rapport Mars 2025	5.2.1.2	1229	Autre	Editorial	"inclus" au lieu de "inclue"		Non pris en compte	"inclus" au subjonctif présent 3ème pers sg de "inclure"	Gingko 21	ok
76	FJ	Rapport Mars 2025	5.3.1		M - Méthodologie	Important - Ecart	Expliquer comment les mix moyen sont utilisés la modélisation de la re-injection se faisant en différentiel		Pris en compte	Les mix moyens ne sont pas utilisés dans la modélisation. En effet, en différentiel les impacts se compensent. Ils sont étudiés uniquement dans le but d'identifier les indicateurs pertinents. Texte précisé (changement en vert)	Gingko 21	ok
77	GA	Rapport Mars 2025	5.3.1.2	1274	DT - Données, technique	Important - Ecart	Manque de transparence sur les données génériques utilisées pour la reconstruction des mix électriques Martinique et Réunion. Quelles données ICV ont été utilisées et comment ont-elles été adaptées ?		Pris en compte	Texte adapté, et ajout des ICV des mix en annexe 7.4 et 7.5	Gingko 21	Erreur dans le tableau de l'annexe 7.4. Le total des kWh est supérieur à 1 kWh. Pour la biomasse, les valeurs de kWh doivent être multipliées par 0,217 pour la Martinique et 0,745 pour la Réunion. A priori c'est éditorial. La donnée pour la bagasse est une donnée de cogénération chaleur / électricité, qui a peu de chances d'être représentative du procédé réellement utilisé dans ces zones géographiques (électricité uniquement ?). Cela représente 2,2% du mix électrique, cela ne semble donc pas susceptible de remettre en cause les conclusions de l'étude.
78	DB	Rapport Mars 2025	5.3.1.2	1277	Autre	Editorial	Importé du Quebec		Pris en compte	Texte adapté	Gingko 21	ok
79	DB	Rapport Mars 2025	5.3.1.2	1280	DT - Données, technique	Important - Ecart	Tableau 16 : préciser cette source Qui est Albionia? . Est-ce un rapport public? a quelle période fait référence ces données? Quelle représentativité des données? idem pour tableau		Pris en compte	Texte adapté, note de bas de page ajoutée	Gingko 21	ok

Num	Initiales rédacteur	version du rapport	Chapitre	Numéro de ligne	Type de commentaire	Niveau d'importance	Commentaire du reviewer	Suggestion éventuelle du reviewer	Type réponse praticien	Réponse du praticien	Qui ?	Revue du reviewer (pour intégration)
							17. Ajuster si les données ne sont que partiellement représentatif.					
80	GA	Rapport Mars 2025	5.3.1.3	1287	DT - Données, technique	Recommandation	Le tableau 17 ne présente pas la bagasse, alors qu'elle est mentionnée comme étant un combustible utilisé à la Réunion.	Expliquer pourquoi ces statistiques ne présentent pas la bagasse, ou compléter ces statistiques.	Pris en compte	La bagasse a bien été prise en compte dans le mix de La Réunion (détails disponibles en annexe 7.5)	Gingko 21	ok
81	DB	Rapport Mars 2025	5.3.2	1288	Autre	Recommandation	Se reporter sur le rapport du cas précédent pour être en ligne avec les recommandations du panel par rapport à la présentation de la modélisation des panneaux.		Pris en compte	L'annexe 7.6 "Nomenclature et ICV de l'installation solaire de 3kWc" a été complétée avec la mention de confidentialité des données et revue séparée par la RC	Gingko 21	ok
82	FJ	Rapport Mars 2025	5.5.2		AI - Analyse/interprétation	Important - Ecart	Les résultat présentés ne sont pas en ligne avec l'unité fonctionnelle définie		Pris en compte	Ajout d'une explication dans la boîte de texte en 5.5.2	Gingko 21	ok
83	HG	Rapport Mars 2025	5.3.1	1365	M - Méthodologie	Important - Ecart	Concernant les scénarios étudiés sur les îles de Martinique et Réunion, il est logique que les mix électriques étudiés dans la partie ACV reprennent les caractéristiques des mix étudiés dans la partie 4, Modélisation du système électrique. Mais concernant le mix électrique France Métropolitaine la méthodologie du choix n'est pas expliquée		Pris en compte	Voir commentaire 77 ci-dessus Les mix sont modélisés à partir des données d'EDF SEI et non au pas horaire de la modélisation Artelys. Les mix moyens de la Réunion et de la Martinique n'étant pas disponibles dans les bases de données, nous les avons reconstitués. En revanche, le mix moyen de la Métropole est disponible sur ecoinvent, nous l'avons pris directement dans cette base de données. Voir aussi l'ajout d'explications en 5.3.1.1	Gingko 21	ok
84	HG	Rapport Mars 2025	5.3.1.1	1270	M - Méthodologie	Important - Ecart	Pourquoi choisir le Mix moyen électrique issu d'Ecoinvent ? En quoi est il relié à celui qui a été utilisé pour les scénarios France Métropolitaine dans le chapitre 4 ? Il n'y a pas d'explication concernant la méthodologie et pas d'explication concernant le choix du mix considéré		Pris en compte	Voir commentaire 77 ci-dessus Les mix sont modélisés à partir des données d'EDF SEI et non au pas horaire de la modélisation Artelys. Les mix moyens de la Réunion et de la Martinique n'étant pas disponibles dans les bases de données, nous les avons reconstitués. En revanche, le mix moyen de la Métropole est disponible sur ecoinvent, nous l'avons pris directement dans cette base de données.	Gingko 21	ok
85	HG	Rapport Mars 2025	5.3.2	1303	M - Méthodologie	Important - Ecart	Dans le chapitre 4, concernant les projets immeubles de bureau, il est fait référence à des centrales photovoltaïques sous forme d'ombrrière. Aucune référence aux ombrières n'est considérée dans cette section du chapitre ACV. Il y a cependant des surfaces importantes, surtout pour les projets dans les ZNI Martinique et Réunion.		Pris en compte	L'annexe 7.8 a été ajoutée pour montrer l'absence de sensibilité des résultats entre installation PV sur ombrière et sur toiture pour le tertiaire en Martinique et à la Réunion. Des réf à cette Annexe 7.8 sont ajoutées en § 4.3.4 et § 5.3.2.	Gingko 21	ok
86	DB	Rapport Mars 2025	5.3.2	1345	M - Méthodologie	Recommandation	Tableau 18 : il manque le rappel de la définition de ces différents scénarios.faire référence à 3.2.2.		Pris en compte	Ajouté sur tous les tableaux, et ref en note de bas de page	Gingko 21	ok
87	HG	Rapport Mars 2025	5.3.3	1390	M - Méthodologie	Important - Ecart	Les batteries ont des C-rate faibles, mais un cyclage élevé. Donc il est possible que les besoins d'évacuation de chaleur soient importants en période ensolleillée chaude (charge batterie + refroidissement). Le besoin de refroidissement augmente en fonction du carré du courant (ou du C rate). C'est donc plutôt plus qu'un facteur 2. De plus, le rendement de conversion du groupe froid n'est pas pris en compte dans ce calcul.		Non pris en compte	Voir au § 4.3.2 les explications de consommation des auxiliaires et de puissance thermique prises en compte dans l'étude se fondant sur la littérature.	Gingko 21	ok
88	HG	Rapport Mars 2025	5.3.4	1427	M - Méthodologie	Important - Ecart	Les actifs de production marginale représentées dans le scénario France Métropolitaine ne sont pas nécessairement des actifs basés en France métropolitaine, du fait des interco. Concernant les centrales charbon, ce sont très probablement des centrales charbon allemandes la plupart du temps, du fait de la quasi disparition de centrales charbon en France. L'utilisation des ICV centrales de production française ne sont pas nécessairement les plus représentatives, surtout pour les centrales charbon de l'ex Allemagne de l'Est qui utilisent des charbons de faible qualité thermique	Explicitier les centrales à charbon qui sont concernées et établir un ICV adéquat.	Pris en compte	Justification supplémentaire apportée en 5.3.4	Artelys/Gingko 21	ok

Num	Initiales rédacteur	version du rapport	Chapitre	Numéro de ligne	Type de commentaire	Niveau d'importance	Commentaire du reviewer	Suggestion éventuelle du reviewer	Type réponse praticien	Réponse du praticien	Qui ?	Revue du reviewer (pour intégration)
89	DB	Rapport Mars 2025	5.5.2	1473	AI - Analyse/interprétation	Important - Ecart	A quoi correspond les codes couleur? Expliciter. Idem sur tout les tableaux de présentation des résultats.Jusqu'au tableau 25.		Pris en compte	Code couleur explicité page 59, 80 et 92 et référence à l'explication ajoutée dans chaque tableau en haut à gauche. Etant donné que les résultats sont en négatif et que indiqués en valeur absolue, l'objectif de ce code couleur est de conclure rapidement sur les résultats globaux (en fonction de l'indicateur étudié, de la zone géographique (Métropole, La Réunion et Martinique), du périmètre étudié (Résidentiel ou tertiaire) et les systèmes étudiés (A1-A2-A3, B1-B2-B3, C1-C2, D1-D2, E1-E2, F1-F2)). Ce code couleur se lit en ligne par indicateur avec en vert, le système ayant le moins d'impact, en rouge celui avec le plus d'impact et en jaune le système intermédiaire.	Gingko 21	ok
90	DB	Rapport Mars 2025	5.5.3	1524	AI - Analyse/interprétation	Important - Ecart	Expliciter qu'en cas de valeur négative, les contribution au score unique doivent être regardées en valeur absolue.		Non pris en compte	Déjà expliqué en 5.5.3, point 2): "2) Ensuite, les catégories d'impacts dont la contribution en valeur absolue au score unique dans le calcul différentiel local de chaque système dépasse le seuil minimal de variation évoqué au paragraphe précédent sont ajoutées à la liste des indicateurs pertinents. La valeur absolue de chacune des catégories d'impact est considérée, car les contributions sont positives ou négatives du fait du caractère différentiel du calcul"	Gingko 21	ok
91	DB	Rapport Mars 2025	5.6.1.1	1585	AI - Analyse/interprétation	Recommandation	Tableau 30 : A quoi correspond le code couleur? A expliciter. Idem sur l'ensemble des tableaux suivants.		Pris en compte	Le code couleur permet de montrer par système étudié (A1, A2...) quels sont les composants du système qui sont les plus impactant (en rouge) et les moins impactants (en vert) Une mention est ajoutée dans les sections "Résultats comparatifs" 5.6.1, 5.7.1 et 5.8.1	Gingko 21	ok
92	DB	Rapport Mars 2025	5.6.1.1	1589	AI - Analyse/interprétation	Important - Ecart	Nous n'avons aucune idée de l'impact du scenario de référence afin de valider les ordres de grandeur. Les résultats ne sont donc jamais présentés par rapport à l'UF. A revoir. Il est tout à fait acceptable d'avoir les résultats en différentiel mais une fois que les résultats bruts sont établis. Pourquoi ne pas avoir évaluer le scenario de référence?		Pris en compte	Explications en fin de § 5.6.1	Gingko 21	ok, approche conséquentielle court terme requalifiée. Voir rapport RC.
93	GA	Rapport Mars 2025	5.6.1.3	1692	AI - Analyse/interprétation	Recommandation	La Figure 29 semble incomplète sur cette version.		Pris en compte	Figure corrigée	Gingko 21	ok
94	DB	Rapport Mars 2025	5.6.1.4	1717	AI - Analyse/interprétation	Important - Ecart	1) La figure 30 ne permet pas de présenter les résultats par rapport à l'UF. Elle ne présente pas les résultats des impacts liés à l'autoproduction, l'autoconsommation et la consommation du mix. 2) Les notions de variations de production et flexibilité de production ne sont pas explicitées.		Pris en compte	1) Comme expliqué dans §3.5 et la boite de texte en §5.2, les résultats et analyses sont en différentiel (comparaison entre le scénario avec autoconso et sans autoconso) 2) Variation de production est défini en 5.3.4. Flexibilité fait référence à Stockage Centralisé en 5.3.5, nous allons changer le nom dans les graphes pour une meilleure cohérence de présentation	Gingko 21	ok, approche conséquentielle court terme requalifiée. Voir rapport RC.
95	DB	Rapport Mars 2025	5.6.4.2	1996	AI - Analyse/interprétation	Editorial	"La Figure 42 est issue d'un calcul par tirage de Monte-Carlo sur d'incertitude ". Il doit manquer un mot. Je ne comprends pas la phrase.		Pris en compte	Texte corrigé	Gingko 21	ok
96	DB	Rapport Mars 2025	5.6.4.2	2009	AI - Analyse/interprétation	Important - Ecart	Figure 42 et 43 : il serait bon d'accompagner le lecteur dans sa lecture et la compréhension de ces deux graphes. A priori on ne peut conclure que lorsque les tirages sont à 100% sur une couleur donc effet des particules files et radiation ionisantes et épuisement ressources minérales et metaux, ou peut-on tirer plus d'enseignement avec des intervalle de confiance. Le paragraphe 2009-2012 est incompréhensible. L'ensemble de l'analyse est à clarifier.		Pris en compte	Le commentaire en §5.6.4.2. juste avant la figure 49 explique comment lire la figure. Le § après la figure est reformulé	Gingko 21	ok
97	DB	Rapport Mars 2025	5.6.5.1	2018	Autre	Editorial	pour apporter (d' en trop)		Pris en compte	Texte adapté	Gingko 21	ok
98	DB	Rapport Mars 2025	5.6.5.1	2020	AI - Analyse/interprétation	Recommandation	Je ne comprends pas le terme "proposer un jugement prenant en compte"		Pris en compte	Texte adapté	Gingko 21	ok

Num	Initiales rédacteur	version du rapport	Chapitre	Numéro de ligne	Type de commentaire	Niveau d'importance	Commentaire du reviewer	Suggestion éventuelle du reviewer	Type réponse praticien	Réponse du praticien	Qui ?	Revue du reviewer (pour intégration)
99	GA	Rapport Mars 2025	6.	2815	AI - Analyse/interprétation	Important - Ecart	La conclusion sur le système d'autoconsommation (3) est imprécise et peut porter à confusion pour un lecteur qui ne lirait que la conclusion.	Préciser si le pilotage présente une intérêt environnemental supplémentaire par rapport à pas de pilotage.	Pris en compte	Texte "améliorant encore plus les indicateurs pertinents, dégageant une valeur environnementale positive." ajouté	Gingko 21	ok
100	GA	Rapport Mars 2025	6.	2825	Autre	Editorial	Le terme "péjoration" comme antonyme d'amélioration est très soutenu.	Préférer le terme plus courant de "Dégradation" ?	Pris en compte	Terme modifié	Gingko 21	ok
101	GA/DB	Rapport Mai 2025				Important - Ecart	L'approche méthodologique retenue et décrite dans le rapport n'est pas attributionnelle mais conséquentiel court terme. A revoir en regard des objectifs de l'étude.	Ce point est à rediscuter en réunion complémentaire(22 mai 2025). L'avis est établi sur une nouvelle version prenant en compte ce commentaire.				ok- voir avis

REFERENCES BIBLIOGRAPHIQUES

- ADEME. (2021). *Panel usages électrodomestiques.*
- Andreasi Bassi, S., & al. (2023). *Updated characterisation and normalisation factors for the Environmental Footprint 3.1 method.* (E.-J. 1. Centre), Éd.) Luxembourg: Publications Office of the European Union. doi:doi:10.2760/798894
- Andreasi Bassi, S., Biganzoli, F., Ferrara, N., Amadei, A., Valente, A., Sala, S., & Ardente, F. (2023). *Updated characterisation and normalisation factors for the Environmental Footprint 3.1 method.* Luxembourg: Publications Office of the European Union. doi:doi:10.2760/798894
- CEGIBAT. (2024). *Calcul des degrés jours unifiés (DJU).* Récupéré sur <https://cegibat.grdf.fr/simulateur/calcul-dju>
- EC. (2023). *RÈGLEMENT DU PARLEMENT EUROPÉEN ET DU CONSEIL relatif aux batteries et aux déchets de batteries* (Vol. L 191/1, 28/7/2023). Bruxelles: Journal officiel de l'Union européenne. Récupéré sur <https://eur-lex.europa.eu/legal-content/FR/TXT/PDF/%3Furi%3DCELEX:32023R1542&ved=2ahUKEwic89iu4jqKAxVPRKQEhfBkCPgQFnoECBgQAQ&usg=AOvVaw0zuo6vsbXyivjK9iuF47fk>
- ECOFLOW. (2023). *What Is Depth of Discharge for Batteries?* Récupéré sur <https://blog.ecoflow.com/us/what-is-depth-of-discharge-for-batteries/#:~:text=The%20more%20electricity%20you%20use,DoD%20of%20up%20to%2080%25.https://blog.ecoflow.com/us/what-is-depth-of-discharge-for-batteries/#:~:text=The%20more%20electricity%20you%20use>
- EDF ENR. (2024). *Tout savoir sur la consommation d'une maison chauffée à l'électricité.* Récupéré sur <https://www.edfrenr.com/guide-solaire/consommation-moyenne-chauffage-electrique/>
- EDF SEI. (2022). *Bilan Prévisionnel 22.*
- EDF SEI. (2023). *BILAN PRÉVISIONNEL de l'équilibre offre-demande d'électricité à La Réunion 2023 - 2028.*
- EDF SEI. (2023). *BILAN PRÉVISIONNEL de l'équilibre offre-demande d'électricité en Martinique 2023 - 2028.*
- ENEDIS. (2024). *Open services & open data .* Récupéré sur <https://data.enedis.fr/pages/accueil/>
- Enedis. (2024). *Produire et consommer localement de l'énergie.* Récupéré sur L'Observatoire français de la transition écologique: <https://observatoire.enedis.fr/autoconsommation>
- énergies renouvelables pour tou.te.s. (2024). *La transition énergétique dans les zones non-interconnectées de France : l'impasse de l'usage massif de la biomasse importée.*
- ENTSO-E. (2022). *TYNDP 2022 Scenario Report.*
- ENTSO-E. (2024). *Pan European Modelling Database (PEMMDB) 2.5.*
- Fazio, S., & al. (2018). *Supporting information to the characterisation factors of recommended EF Life Cycle Impact Assessment method.* (JRC109369, Éd.) Luxembourg: Publications Office of the European Union. doi:10.2760/671368
- France Territoire Solaire. (2024). *Publication trimestrielle.*
- ILCD Handbook. (2010). *European Commission - Joint Research Centre - Institute for Environment and Sustainability - International Reference Life Cycle Data System (ILCD) Handbook - General guide for Life Cycle Assessment - Detailed guidance* (éd. EU JRC 24708 EN). Luxembourg, Luxembourg.: Publications Office of the European Union. Récupéré sur <https://publications.jrc.ec.europa.eu/repository/handle/11111111/15651?mode=full>
- météo.data.gouv. (2025). *Données climatologiques de base - horaires.* Récupéré sur <https://meteo.data.gouv.fr/datasets/donnees-climatologiques-de-base-horaires/>
- Ministère de la transition écologique. (2017). *Loi de transition énergétique pour la croissance verte (LTECV).*
- Ministère de la transition écologique. (2020). *RE2020.*

- Ministère de la transition écologique. (2022). *SDES, Bilan de l'énergie*. Récupéré sur <https://www.statistiques.developpement-durable.gouv.fr/edition-numerique/bilan-energetique-2022/pdf/pages/partie3/partie3.pdf>
- Ministère de la Transition Ecologique. (2024). *Présentation du DPE tertiaire*. Récupéré sur <https://rt-re-batiment.developpement-durable.gouv.fr/dpe-tertiaire-a785.html>
- NPCR 029. (2020). *Part B for photovoltaic modules used in the building and construction industry, including production of cell, wafer, ingot block, solar grade silicon, solar substrates, solar superstrates and other solar grade semiconductor materials (Version 1.1)*. Oslo, Norway: <https://www.epd-norge.no>. Récupéré sur https://www.epd-norge.no/getfile.php/1315101-1601554095/PCRer/NPCR%2520029%25202020%2520Part%2520B%2520for%2520photovoltaic%2520modules%25201.1%2520011020.pdf&ved=2ahUKEwjajo_o2ZqKAxX0VaQEHQQgCRgQFnoECbwQAQ&usg=AOvVaw0Pd_rABAZn3iP23O-ptQLI
- NREL. (2021). *Residential Battery Storage*. Récupéré sur https://atb.nrel.gov/electricity/2021/residential_battery_storage
- Observatoire de l'Immobilier Durable. (2017). *Baromètre de la performance énergétique et environnementale des bâtiments tertiaires*. Récupéré sur https://www.planbatimentdurable.developpement-durable.gouv.fr/IMG/pdf/le_barometre_version_pdf.pdf
- Observatoire Energie Réunion. (2024). *Production d'électricité*. Récupéré sur <https://oer.spl-horizonreunion.com/electricite/production-electricite-la-reunion>
- OTTEE. (2024). *Bilan Energétique Martinique 2022*.
- PCR 2007:08, v. (2024). *Product Category Rules - Electricity, Steam and Hot/Cold Water Generation and Distribution (Version 5.0.0)*. (B. 2.-1. EPD International AB, Éd.) Stockholm, Sweden: www.environdec.com. Récupéré sur <https://api.environdec.com/api/v1/EPDLibrary/Files/f6d488e6-7c6c-41ad-c618-08dc95fad0b1/Data>
- PEFCR. (2017). *Guidance for the Development of Product Environmental Footprint Category Rules (PEFCRs) v6.3*.
- pour, e. r. (2024). *La transiot*.
- Rancilio, G. A. (2019). *Modeling a Large-Scale Battery Energy Storage System for Power Grid Application Analysis*.
- RTE. (2023). *Bilan prévisionnel Edition 2023*.
- RTE. (s.d.). *Électricité : l'autoconsommation, un remède à la crise de l'énergie ?* Récupéré sur rte-france: <https://www.rte-france.com/wiki-energie/electricite-autoconsommation-remede-crise-energie>
- Sala S., C. A. (2018). *Development of a weighting approach for the Environmental Footprint*. (E. 28562, Éd.) Luxembourg: Publications Office of the European Union. doi:10.2760/945290
- Sala, S., & al. (2019). *Suggestions for the update of the Environmental Footprint Life Cycle Impact Assessment*. Luxembourg: Publications Office of the European Union. doi:10.2760/78072

INDEX DES TABLEAUX ET FIGURES

TABLEAUX

Tableau 1 – Capacités d'interconnexion à l'import et à l'export entre la métropole et ses pays voisins en 2025	19
Tableau 2 – Nombre d'heures d'ensoleillement équivalentes considérées pour chaque système	29
Tableau 3 – Dimensionnement des actifs de production pour les pavillons résidentiels	31
Tableau 4 – Dimensionnement des actifs de production pour les immeubles de bureau	31
Tableau 5 – Résultats de la simulation dans le cas d'un pavillon résidentiel en métropole en zone H3 ...	33
Tableau 6 – Taux d'autoconsommation et d'autoproduction dans le cas du pavillon résidentiel en métropole.....	34
Tableau 7 – Production supplémentaire en MWh des batteries et STEP du système lors de l'ajout des systèmes d'autoconsommation dans le cas du pavillon résidentiel en zone H3.....	35
Tableau 8 – Résultats de la simulation pour un pavillon résidentiel en Martinique	35
Tableau 9 – Taux d'autoconsommation et d'autoproduction dans le cas du pavillon résidentiel en Martinique	36
Tableau 10 – Résultats de la simulation dans le cas d'un pavillon résidentiel à la Réunion.....	37
Tableau 11 – Taux d'autoconsommation et d'autoproduction dans le cas du pavillon résidentiel à La Réunion	37
Tableau 12 – Production supplémentaire en MWh des batteries centralisées lors de l'ajout des systèmes d'autoconsommation dans le cas du pavillon résidentiel à la Réunion	38
Tableau 13 – Résultats de la simulation dans le cas d'un immeuble de bureau en métropole en zone H3	39
Tableau 14 – Taux d'autoconsommation et d'autoproduction dans le cas de l'immeuble de bureau en métropole.....	39
Tableau 15 – Production supplémentaire en MWh des batteries et STEP du système lors de l'ajout des systèmes d'autoconsommation dans le cas de l'immeuble de bureau en zone H3	40
Tableau 16 – Résultats de la simulation dans le cas de l'immeuble de bureau en Martinique	41
Tableau 17 – Taux d'autoconsommation et d'autoproduction dans le cas de l'immeuble de bureau en Martinique	41
Tableau 18 – Résultats de la simulation dans le cas de l'immeuble de bureau à la Réunion.....	42
Tableau 19 – Taux d'autoconsommation et d'autoproduction dans le cas de l'immeuble de bureau à La Réunion	42
Tableau 20 – Production supplémentaire en MWh des batteries centralisées lors de l'ajout des systèmes d'autoconsommation dans le cas de l'immeuble de bureau à la Réunion.....	43
Tableau 21 – Dimensionnement des actifs de production du système (3) pour le périmètre de la France métropolitaine – zone H3.....	44
Tableau 22 – Production supplémentaire en MWh des batteries et STEP du système lors de l'ajout des systèmes d'autoconsommation dans le cas du pavillon résidentiel en zone H3.....	45
Tableau 23 – Production supplémentaire en MWh des batteries et STEPs du système lors de l'ajout des systèmes d'autoconsommation dans le cas de l'immeuble de bureau en zone H3	46
Tableau 24 – Proportion prévisionnelle des carburants de la Martinique, 2025	52
Tableau 25 – Provenance et proportion de la biomasse en pellet de bois importés de la Martinique, 2023	52
Tableau 26 – Proportion prévisionnelle des carburants de la Réunion, 2025.....	52
Tableau 27 – Provenance et proportion des pellets de bois de La Réunion, 2023.....	53

Tableau 28 – Hypothèses principales appliquées aux panneaux photovoltaïques et par périmètre géographique de l'étude.....	55
Tableau 29 - Éléments modélisés pour les panneaux photovoltaïques pour l'ensemble des systèmes et des périmètres géographiques de l'étude	56
Tableau 30 – Hypothèses principales appliquées aux Batteries stationnaires et par périmètre géographique de l'étude.....	57
Tableau 31 – Éléments modélisés pour les batteries stationnaires pour l'ensemble des systèmes et des périmètres géographiques de l'étude	58
Tableau 32 – Éléments modélisés pour les variations de production pour l'ensemble des systèmes et des périmètres géographiques de l'étude	60
Tableau 33 – Éléments modélisés pour les stockages centralisés pour l'ensemble des systèmes et des périmètres géographiques de l'étude	61
Tableau 34 – Catégories d'impacts, unité, méthode et robustesse	62
Tableau 35 – Résultats différentiels par rapport au mix réseau des impacts de l'ensemble des systèmes en métropole sur l'ensemble du cycle de vie par catégorie d'impact de la méthode EF 3.1.....	63
Tableau 36 – Résultats différentiels par rapport au mix réseau des impacts de l'ensemble des systèmes en Martinique sur l'ensemble du cycle de vie par catégorie d'impact de la méthode EF 3.1	64
Tableau 37 – Résultats différentiels par rapport au mix réseau des impacts de l'ensemble des systèmes de La Réunion sur l'ensemble du cycle de vie par catégorie d'impact de la méthode EF 3.1.....	64
Tableau 38 – Indicateurs retenus pour chaque système en métropole par la méthode EF3.1	66
Tableau 39 – Indicateurs retenus pour chaque système en Martinique par la méthode EF3.1.....	66
Tableau 40 – Indicateurs retenus pour chaque système de La Réunion par la méthode EF3.1.....	67
Tableau 41 – Liste des indicateurs pertinents pour les cas d'usage en métropole, Martinique et La Réunion	67
Tableau 42 – Contribution différentielle (par rapport au mix réseau) par composant à l'indicateur épuisement des ressources fossiles, en métropole.....	69
Tableau 43 – Contribution différentielle (par rapport au mix réseau) par composant à l'indicateur radiations ionisantes, en métropole	70
Tableau 44 – Contribution différentielle (par rapport au mix réseau) par composant à l'indicateur épuisement des ressources minérales et métalliques, en métropole	72
Tableau 45 – Contribution différentielle (par rapport au mix réseau) par composant à l'indicateur changement climatique, en métropole	73
Tableau 46 – Contribution différentielle (par rapport au mix réseau) par composant à l'indicateur acidification, en métropole.....	75
Tableau 47 – Contribution différentielle (par rapport au mix réseau) par composant à l'indicateur formation d'ozone troposphérique, en métropole.....	76
Tableau 48 – Contribution différentielle (par rapport au mix réseau) par composant à l'indicateur eutrophisation eaux douces, en métropole.....	77
Tableau 49 – Statistiques de comparaison des scores uniques des systèmes d'autoconsommation des cas d'usage en métropole, résidentiels (haut) et tertiaire (bas),.....	86
Tableau 50 – Contribution différentielle (par rapport au mix réseau) par composant à l'indicateur changement climatique, en Martinique.....	88
Tableau 51 – Contribution différentielle (par rapport au mix réseau) par composant à l'indicateur épuisement des ressources fossiles, en Martinique	89
Tableau 52 – Contribution différentielle (par rapport au mix réseau) par composant à l'indicateur particules fines, en Martinique	90
Tableau 53 – Contribution différentielle (par rapport au mix réseau) par composant à l'indicateur acidification, en Martinique	91
Tableau 54 – Contribution différentielle (par rapport au mix réseau) par composant à l'indicateur formation d'ozone troposphérique, en Martinique	92

Tableau 55 – Contribution différentielle (par rapport au mix réseau) par composant à l'indicateur épuisement des ressources minérales et métalliques, en Martinique.....	93
Tableau 56 – Contribution différentielle (par rapport au mix réseau) par composant à l'indicateur effets des particules fines, à La Réunion	100
Tableau 57 – Contribution différentielle (par rapport au mix réseau) par composant à l'indicateur changement climatique, à La Réunion.....	101
Tableau 58 – Contribution différentielle (par rapport au mix réseau) par composant à l'indicateur acidification, à La Réunion	103
Tableau 59 – Contribution différentielle (par rapport au mix réseau) par composant à l'indicateur formation d'ozone troposphérique, à La Réunion.....	104
Tableau 60 – Contribution différentielle (par rapport au mix réseau) par composant à l'indicateur eutrophisation terrestre, à La Réunion.....	105
Tableau 61 – Contribution différentielle (par rapport au mix réseau) par composant à l'indicateur changement d'occupation des sols, à La Réunion.....	106
Tableau 62 – Contribution différentielle (par rapport au mix réseau) par composant à l'indicateur épuisement des ressources fossiles, à La Réunion	107
Tableau 63 – Contribution différentielle (par rapport au mix réseau) par composant à l'indicateur eutrophisation marine, à La Réunion.....	108
Tableau 64 – Contribution différentielle (par rapport au mix réseau) par composant à l'indicateur épuisement des ressources minérales et métalliques, à La Réunion	110
Tableau 65 – Détail des évaluations des données ACV	118
Tableau 67 – ICV d'1kWh du mix électrique de la Martinique utilisé pour définir les indicateurs pertinents de l'étude sur la Martinique.....	120
Tableau 69 – ICV d'1kWh du mix électrique de La Réunion utilisé pour définir les indicateurs pertinents de l'étude sur La Réunion	121
Tableau 70 – ICV de l'installation solaire de 3kWc utilisée dans les modèles de l'étude	122
Tableau 71 – ICV de l'installation solaire de 3kWc sur ombrières 1 pente	124
Tableau 72 – Nomenclature d'1kg de batterie LFP adaptée et utilisée dans les modèles de l'étude, sur la base de la donnée d'ecoinvent 3.10 « Battery, Li-ion, LFP, rechargeable, prismatic {CN} battery production, Li-ion, LFP, rechargeable, prismatic ».....	126
Tableau 73 – ICV d'1kg de batterie LFP adaptée et utilisée dans les modèles de l'étude	126
Tableau 74 – Nomenclature d'1kg de graine de colza adaptée et utilisée dans les modèles de l'étude..	129
Tableau 75 – Facteurs de normalisation et de pondération de la méthode EF3.1 (Sala S., 2018)	130

FIGURES

Figure 1 – Schéma d'ensemble du processus d'ACV selon la norme ISO 1404-44.....	10
Figure 2 – Schéma de la méthodologie de réinjection du surplus PV	13
Figure 3 – Schéma de la méthodologie de modélisation proposée	17
Figure 4 – Cartographie du système électrique européen modélisé dans Artelys Crystal Super Grid	18
Figure 5 – Capacités de production d'électricité installées en métropole en 2025 (GW).....	18
Figure 6 – Production d'électricité en métropole en 2025	19
Figure 7 – Capacités de production d'électricité installées en Europe en 2025 (GW)	19
Figure 8 – Production d'électricité en Europe en 2025	20
Figure 9 – Mix de référence au pas de temps horaire pour la métropole sur une semaine modélisée en juin 2025	20
Figure 10 – Mix de référence au pas de temps horaire pour la Martinique en 2025	20
Figure 11 – Capacités de production d'électricité installées en Martinique en 2025 (MW).....	22
Figure 12 – Répartition des différentes sources de biomasse en Martinique en 2025	22

Figure 13 – Production d'électricité en Martinique en 2025	22
Figure 14 – Mix de référence au pas de temps horaire pour La Réunion en 2025.....	23
Figure 15 – Capacités de production d'électricité installées à La Réunion en 2025 (MW).....	24
Figure 16 – Répartition des différentes sources de biomasse à La Réunion en 2025.....	24
Figure 17 – Production d'électricité à La Réunion en 2025.....	25
Figure 18 – Schéma récapitulatif de la création de la courbe de charge pour un pavillon résidentiel en zone H3.....	26
Figure 19 – Schéma récapitulatif de la création de la courbe de charge pour un pavillon résidentiel en Martinique et à La Réunion.....	27
Figure 20 – Consommations annuelles (MWh) par usage pour les pavillons résidentiels des trois périmètres géographiques	27
Figure 21 – Schéma récapitulatif de la construction des courbes de charge pour les immeubles de bureau	28
Figure 22 – Illustration du comportement du système d'autoconsommation (2) dans le cas du pavillon résidentiel en zone H3 sur 4 jours moyens.....	33
Figure 23 – Production évitée en MWh lors de l'ajout des systèmes d'autoconsommation dans le cas du pavillon résidentiel en zone H3	34
Figure 24 – Production évitée en MWh lors de l'ajout des systèmes d'autoconsommation dans le cas du pavillon résidentiel en Martinique.....	36
Figure 25 – Production évitée en MWh lors de l'ajout des systèmes d'autoconsommation dans le cas du pavillon résidentiel à La Réunion.....	37
Figure 26 – Production évitée en MWh lors de l'ajout des systèmes d'autoconsommation dans le cas de l'immeuble de bureau en zone H3.....	40
Figure 27 – Production évitée en MWh lors de l'ajout du des systèmes d'autoconsommation dans le cas de l'immeuble de bureau en Martinique	41
Figure 28 – Production évitée en MWh lors de l'ajout du des systèmes d'autoconsommation dans le cas de l'immeuble de bureau à La Réunion.....	43
Figure 29 – Production évitée en MWh lors de l'ajout du des systèmes d'autoconsommation dans le cas du pavillon résidentiel en zone H3	45
Figure 30 – Production évitée en MWh lors de l'ajout du des systèmes d'autoconsommation dans le cas de l'immeuble de bureau en zone H3.....	46
Figure 31 – Pérимètre du cas d'étude.....	48
Figure 32 – Ventilation des impacts de l'installation solaire de 3kWc utilisée dans l'étude (indicateurs EF3.1)	54
Figure 33 – Contribution différentielle (par rapport au mix réseau) à l'indicateur épuisement des ressources fossiles (MJ) en métropole.....	68
Figure 34 – Contribution différentielle (par rapport au mix réseau) à l'indicateur radiations ionisantes (kBq U-235 eq) en métropole.....	69
Figure 35 – Contribution différentielle (par rapport au mix réseau) à l'indicateur épuisement des ressources minérales et métalliques (kg Sb eq) en métropole	71
Figure 36 – Modèle de durée de vie de la batterie = min (15, 6000/nombre de cycles annuels).....	72
Figure 37 – Contribution différentielle (par rapport au mix réseau) à l'indicateur changement climatique (kg CO2eq) en métropole	73
Figure 38 – Contribution différentielle (par rapport au mix réseau) à l'indicateur acidification (mol H+ eq) en métropole	74
Figure 39 – Contribution différentielle (par rapport au mix réseau) à l'indicateur formation d'ozone troposphérique (kg NMVOC eq) en métropole.....	75
Figure 40 – Contribution différentielle (par rapport au mix réseau) à l'indicateur eutrophisation eaux douces (kg P eq) en métropole	77

Figure 41 – Comparaison des impacts pertinents des systèmes d'autoconsommation résidentiels en métropole.....	79
Figure 42 – Comparaison des impacts pertinents des systèmes d'autoconsommation tertiaires en métropole.....	79
Figure 43 – Sensibilités des indicateurs à l'efficacité des panneaux photovoltaïques, cas B2.....	80
Figure 44 - Sensibilités des indicateurs à la durée de vie des panneaux photovoltaïques, cas B2	81
Figure 45 - Sensibilités des indicateurs à la densité énergétique de la batterie, cas B2.....	81
Figure 46 - Sensibilités des indicateurs à la durée de vie de la batterie, cas B2.....	82
Figure 47 – Incertitudes des impacts pertinents des systèmes d'Autoconsommation résidentiels en métropole : quartiles 2,5% et 97,5%.....	83
Figure 48 – Incertitudes des impacts pertinents des systèmes d'Autoconsommation tertiaires en métropole : quartiles 2,5% et 97,5%.....	83
Figure 49 – Probabilité en % de comparaison des résultats des calculs corrélés des 16 indicateurs de dommage EF3.1 des systèmes A1 et A2 avec incertitude par méthode de Monte-Carlo, 1000 tirages....	84
Figure 50 – Probabilité en % de comparaison des résultats des calculs corrélés pour les systèmes A1 et A2 des indicateurs EF3.1 pertinents au cas d'usage Résidentiel en métropole, avec incertitude par méthode de Monte-Carlo, 1000 tirages.....	84
Figure 51 – Comparaison des scores uniques des systèmes d'Autoconsommation résidentiels en métropole, en milli-Point	85
Figure 52 – Comparaison des scores uniques des systèmes d'Autoconsommation tertiaires en métropole, en Point	85
Figure 53 – Probabilité en % de comparaison des résultats des calculs corrélés des scores uniques EF3.1 des systèmes A1 et A2 par méthode de Monte-Carlo, 1000 tirages.	86
Figure 54 – Contribution différentielle (par rapport au mix réseau) à l'indicateur changement climatique (kg CO ₂ eq) en Martinique	88
Figure 55 – Contribution différentielle (par rapport au mix réseau) à l'indicateur épuisement des ressources fossiles (MJ) en Martinique	89
Figure 56 – Contribution différentielle (par rapport au mix réseau) à l'indicateur particules fines (disease inc.) en Martinique	90
Figure 57 – Contribution différentielle (par rapport au mix réseau) à l'indicateur acidification (mol H ⁺ eq) en Martinique.....	91
Figure 58 – Contribution différentielle (par rapport au mix réseau) à l'indicateur formation d'ozone troposphérique (kg NMVOC eq) en Martinique	92
Figure 59 – Contribution différentielle (par rapport au mix réseau) à l'indicateur épuisement des ressources minérales et métalliques (kg Sb eq) en Martinique	93
Figure 60 – Comparaison des impacts pertinents des systèmes d'autoconsommation résidentiels en Martinique	95
Figure 61 – Comparaison des impacts pertinents des systèmes d'autoconsommation tertiaires en Martinique	95
Figure 62 – Incertitudes des impacts pertinents des systèmes d'autoconsommation résidentiels en Martinique : quartiles 2,5% et 97,5%	96
Figure 63 – Incertitudes des impacts pertinents des systèmes d'autoconsommation tertiaires en Martinique : quartiles 2,5% et 97,5%	96
Figure 64 – Probabilité en % de comparaison des résultats des calculs corrélés pour les systèmes C1 et C2 des indicateurs EF3.1 pertinents au cas d'usage résidentiel en Martinique, avec incertitude par méthode de Monte-Carlo, 1000 tirages.....	97
Figure 65 – Probabilité en % de comparaison des résultats des calculs corrélés pour les systèmes D1 et D2 des indicateurs EF3.1 pertinents au cas d'usage tertiaire en Martinique, avec incertitude par méthode de Monte-Carlo, 1000 tirages.....	97
Figure 66 – Comparaison des scores uniques des systèmes d'autoconsommation résidentiels en Martinique, en milli-Point.....	98

Figure 67 – Comparaison des scores uniques des systèmes d'autoconsommation tertiaires en Martinique, en Point	99
Figure 68 – Contribution différentielle (par rapport au mix réseau) à l'indicateur effets des particules fines (disease inc.) à La Réunion	100
Figure 69 – Contribution différentielle (par rapport au mix réseau) à l'indicateur changement climatique (kg CO ₂ eq) à La Réunion	101
Figure 70 – Contribution différentielle (par rapport au mix réseau) à l'indicateur acidification (mol H ⁺ eq) à La Réunion	102
Figure 71 – Contribution différentielle (par rapport au mix réseau) à l'indicateur formation d'ozone troposphérique (kg NMVOC eq) à La Réunion	103
Figure 72 – Contribution différentielle (par rapport au mix réseau) à l'indicateur eutrophisation terrestre (mol N eq) à La Réunion	104
Figure 73 – Contribution différentielle (par rapport au mix réseau) à l'indicateur changement d'occupation des sols (Pt) à La Réunion	106
Figure 75 – Contribution différentielle (par rapport au mix réseau) à l'indicateur eutrophisation marine (kg N eq) à La Réunion	108
Figure 76 – Contribution différentielle (par rapport au mix réseau) à l'indicateur épuisement des ressources minérales et métalliques (kg Sb eq) à La Réunion	109
Figure 77 – Comparaison des impacts pertinents des systèmes d'autoconsommation résidentiels pour La Réunion	111
Figure 78 – Comparaison des impacts pertinents des systèmes d'autoconsommation tertiaires pour La Réunion	111
Figure 79 – Incertitudes des impacts pertinents des systèmes d'autoconsommation résidentiels en Réunion : quartiles 2,5% et 97,5%	112
Figure 80 – Incertitudes des impacts pertinents des systèmes d'autoconsommation tertiaires en Réunion : quartiles 2,5% et 97,5%	112
Figure 81 – Probabilité en % de comparaison des résultats des calculs corrélés pour les systèmes E1 et E2 des indicateurs EF3.1 pertinents au cas d'usage résidentiel en Réunion, avec incertitude par méthode de Monte-Carlo, 1000 tirages	113
Figure 82 – Probabilité en % de comparaison des résultats des calculs corrélés pour les systèmes F1 et F2 des indicateurs EF3.1 pertinents au cas d'usage tertiaire en Réunion, avec incertitude par méthode de Monte-Carlo, 1000 tirages	113
Figure 83 – Comparaison des scores uniques des systèmes d'autoconsommation résidentiels en Réunion, en milli-Point	114
Figure 84 – Comparaison des scores uniques des systèmes d'autoconsommation tertiaires en Réunion, en Point	114
Figure 85 - Présentation d'Artelys Crystal Super Grid	117
Figure 86 – Méthode des stocks	118
Tableau 66 - ICV de 1kWh d'électricité de la Martinique	119
Tableau 68 – ICV de 1kWh d'électricité de La Réunion	120
Figure 87 – Comparaison des impacts de l'installation solaire de 3kWc a) utilisée dans les modèles Autoconsommation de l'étude et b) de l'installation solaire de 3kWc d'ecoinvent 3.10 à Silicium monocristallin (base 100 : installation utilisée)	122
Figure 88 – Inventaire d'une ombrrière 1 pente. Détails confidentiels – Source : JMT Industrie	123
Figure 89 – Plot de béton fondation de l'ombrrière 1 pente. Détails confidentiels – Source : JMT Industrie	123
Figure 90 – Impacts différentiels par rapport au mix, immeuble tertiaire à La Martinique pour le système C1 (panneaux photovoltaïques seuls, sans batterie) , comparaison entre panneaux sur ombrrière ou sur toiture inclinée – Indicateurs montrés selon leur contribution positive ou négative par rapport au mix, situation sur toiture inclinée prise en référence à + ou -100%	125

Figure 91 – Impacts différentiels par rapport au mix, immeuble tertiaire à La Martinique pour le système C1 (panneaux photovoltaïques seuls, sans batterie) , comparaison entre panneaux sur ombrière ou sur toiture inclinée – Indicateurs en valeur absolue, situation sur toiture inclinée prise en référence à 100%	125
Figure 92 – Comparaison graphique des 9 premiers indicateurs de centrales nucléaires Européennes (France, Allemagne, Belgique, Espagne), pour 1kWh produit, ecoinvent 3.10, selon EF3.1.....	127
Figure 93 – Comparaison des 9 premiers indicateurs de centrales gaz à cycle combiné Européennes (France, Allemagne, Belgique, Espagne), pour 1kWh produit, ecoinvent 3.10, selon EF3.1.....	127
Figure 94 – Comparaison des 9 premiers indicateurs de centrales nucléaires Européennes (France, Allemagne, Belgique, Espagne), pour 1kWh produit, ecoinvent 3.10, selon EF3.1	128

SIGLES ET ACRONYMES

ACV	Analyse de Cycle de Vie
ADEME	Agence de l'Environnement et de la Maîtrise de l'Énergie
BT	Basse Tension
CCGT	Combined Cycle Gas Turbine, turbine à gaz à cycle combiné
COTECH	Comité Technique
CRE	Commission de Régulation de l'Energie
DR	Direction Régionale
EDF SEI	Electricité de France Systèmes Energétiques Insulaires
ELD	Entreprise Locale de Distribution
EnR	Energie Renouvelable
GE	Groupe Electrogène
GWP	Global Warming Potentiel
HTA	Haute Tension
ICV	Inventaire de Cycle de Vie
IRVE	Infrastructure de Recharge de Véhicules Electriques
LFP	Lithium-Fer-Phosphate
NMC	Nickel-Manganèse-Cobalt
OCGT	Open Cycle Gas Turbine, turbine à gaz à cycle ouvert
PV	Photovoltaïque
PPE	Programmation Pluriannuelle de l'Energie
RTE	Réseau de Transport d'Electricité
SICAP	Société Coopérative d'Intérêt Collectif Agricole de la Région de Pithiviers
SRD	Sorégies Réseaux de Distribution
TAC	Turbine à Combustion
UF	Unité Fonctionnelle
V2G	Vehicle To Grid
VE	Véhicule Electrique
ZNI	Zone Non Interconnectée



LES COLLECTIONS DE L'ADEME

L'ADEME EN BREF

À l'ADEME - l'Agence de la transition écologique -, nous sommes résolument engagés dans la lutte contre le réchauffement climatique et la dégradation des ressources.

Sur tous les fronts, nous mobilisons les citoyens, les acteurs économiques et les territoires, leur donnons les moyens de progresser vers une société économe en ressources, plus sobre en carbone, plus juste et harmonieuse.

Dans tous les domaines - énergie, économie circulaire, alimentation, mobilité, qualité de l'air, adaptation au changement climatique, sols... - nous conseillons, facilitons et aidons au financement de nombreux projets, de la recherche jusqu'au partage des solutions.

À tous les niveaux, nous mettons nos capacités d'expertise et de prospective au service des politiques publiques.

L'ADEME est un établissement public sous la tutelle du ministère de la Transition écologique et du ministère de l'Enseignement supérieur, de la Recherche et de l'Innovation.

FAITS ET CHIFFRES

L'ADEME référent : Elle fournit des analyses objectives à partir d'indicateurs chiffrés régulièrement mis à jour.

CLÉS POUR AGIR

L'ADEME facilitateur : Elle élaboré des guides pratiques pour aider les acteurs à mettre en œuvre leurs projets de façon méthodique et/ou en conformité avec la réglementation.

ILS L'ONT FAIT

L'ADEME catalyseur : Les acteurs témoignent de leurs expériences et partagent leur savoir-faire.

EXPERTISES

L'ADEME expert : Elle rend compte des résultats de recherches, études et réalisations collectives menées sous son regard

HORIZONS

L'ADEME tournée vers l'avenir : Elle propose une vision prospective et réaliste des enjeux de la transition énergétique et écologique, pour un futur désirable à construire ensemble.



EXPERTISES

AUTOCONSOMMATION PHOTOVOLTAÏQUE AVEC OU SANS BATTERIE DANS UN BATIMENT RESIDENTIEL OU TERTIAIRE

L'objectif de ce cas d'étude est d'étudier l'impact environnemental de l'ajout d'un système de production d'énergie photovoltaïque en autoconsommation, avec ou sans système de stockage associé, pour un bâtiment. Deux types de bâtiments sont étudiés : pavillon résidentiel ou immeuble de bureaux, dans différentes zones géographiques (la métropole, étudiée ici en côte méditerranéenne – zone climatique H3 –, la Martinique et La Réunion). Il n'est pas question ici de modéliser le développement de l'autoconsommation à l'échelle d'un parc de bâtiments : seul un bâtiment unitaire est modélisé.

Dans tous les cas d'usage d'autoconsommation résidentiels et tertiaires, qu'ils soient en zone métropolitaine en zone H3, à La Martinique et à La Réunion, les systèmes d'autoconsommation [photovoltaïque seul] et photovoltaïque + batterie] permettent une réduction des impacts environnementaux sur tous les indicateurs pertinents, sauf sur l'épuisement des ressources minérales et métalliques qui se dégrade. Il s'agit donc d'un transfert d'impact.