

VERS L'AUTONOMIE ÉNERGETIQUE EN ZONE NON INTERCONNECTÉE À L'HORIZON 2050

MODELISATION ET OPTIMISATION D'UN SYSTÈME ÉLECTRIQUE AUTONOME ET 100 % RENOUVELABLE À L'HORIZON 2050



Étude pour la Guadeloupe

SYNTHÈSE

Décembre 2025



EXPERTISES

REMERCIEMENTS

L'ADEME remercie les membres du Comité de Pilotage de cette étude et notamment :

Stéphane BISCAGLIA (ADEME), Yvonnick DURAND (ADEME), Bouzid KHEBCHACHE (ADEME), Jérôme ROCHE (ADEME), Benoît LACROIX (ADEME), Jonathan MULLER (ADEME), Erlène SIMION (ADEME), Melvin LUHAT (ADEME), Julien LAFFONT (Région), Julien EVARISTE (Région), Ludovic OSMAR (Région), Raissa EUSTACHE (Région), Thierry LECOMTE (DEAL), Philippe EDOM (DEAL), Virginie TESSIER (DEAL), Alain REUGE (DEAL), Malik BLIRANDO (SYMEG), Dimitri FRANCIS (SYMEG), Lionel HARNAIS (EDF), Damien BILBAULT (EDF), Emile FAMY (EDF), Christophe AVOGNON (EDF), Frédéric PLACIDE (EDF), Jérôme BEVERT (SYNERGILE), Cinthia BONINE (SYNERGILE), Jonathan FABRI (SEM Guadeloupe ENR),

CITATION DE CE RAPPORT

Stéphane BISCAGLIA, Yvonnick DURAND, ADEME, David CHOTARD, Mathieu BRUGERON, Erwan GALLI, Ziqi LI, Maxime AUZUECH, Nagham DUHAINI, Simona MILADINOVA ARTELIA, Frederic BABONNEAU, ORDECSYS, 2024, Yves-Marie SAINT DRENAN, Thomas BERTHOU, Bruno DUPLESSIS, MINES Maris Tech. 2024. Vers l'autonomie énergétique en zone non interconnectée à l'horizon 2050 – Etude pour l'île de La Guadeloupe. 198 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 : 2021AC000089

Étude réalisée pour le compte de l'ADEME par :

Artelia : David Chotard, Nagham Duhaini, Ziqi Li, Maxime Auzuech, Erwan Galli, Mathieu Brugeron

Ordecys : Frédéric Babonneau

ParisTech : Yves-Marie Saint Drenan, Thomas Berthou, Bruno Duplessis

Coordination technique - ADEME : BISCAGLIA Stéphane, DURAND Yvonnick

Direction Bioéconomie et Energies Renouvelables / Service Planification Énergétique, Prospectives, Impacts et Territoires

Photo page de garde : Cascade aux écrevisses, Guadeloupe (libre de droit)

Résumé

A la suite de la loi de transition énergétique fixant un objectif d'autonomie énergétique à 2030 aux Zones Non Interconnectées (ZNI), l'ADEME souhaite traiter de manière approfondie les problématiques liées au développement massif d'énergies variables et météo-dépendantes sur les ZNI. Dans un contexte insulaire ou faiblement interconnecté, pour lequel les coûts d'approvisionnement en électricité sont supérieurs à ceux de la métropole, et où le plafond de puissance ENR variable sur le réseau électrique est déjà atteint, autorisant l'opérateur de réseau à déconnecter certaines installations ENR quelques heures par an, les enjeux induits par un développement massif des ENRs électriques sur l'équilibre offre-demande et la stabilité du réseau sont en effet particulièrement importants.

L'objectif de la présente étude est donc d'évaluer les implications techniques, organisationnelles et économiques qu'aurait un mix électrique très fortement renouvelable dans les territoires non interconnectés à l'horizon 2050. Ces éléments pourront alors fournir un éclairage en vue des révisions de la PPE. La présente étude constitue une mise à jour de l'étude réalisée en 2018, avec de nombreux approfondissements méthodologiques.

La méthodologie mise en œuvre vise à identifier les trajectoires de développement du système électrique permettant de minimiser leurs coûts globaux tout en respectant un ensemble de contraintes propres à chaque scénario.

Les systèmes électriques ainsi obtenus ont été validés en :

- Testant leurs capacités à assurer l'équilibre offre-demande pour 69 chroniques météo différentes, et tenant compte d'indisponibilités fortuites des moyens de production,
- Testant leurs capacités à maintenir leurs stabilités dynamiques face aux incidents les plus critiques.

Dans la continuité de la première série d'étude, on montre que les potentiels ENR locaux disponibles permettent d'atteindre un niveau d'autonomie élevé pour le système électrique, à des conditions économiques compétitives par rapport au système électrique actuel. Les coûts associés au mix atteignant l'autonomie incluent une part importante de déploiement de capacités de stockage dans le but de palier les situations météo les plus critiques. Une légère réduction du taux d'autonomie permet une réduction significative du volume de stockage nécessaire.

En complément, cette étude met particulièrement en évidence que :

- L'objectif d'un taux d'autonomie électrique de 100% respectant le critère de défaillance de 3 heures est possible pour la Guadeloupe, sous réserve :
 - du déploiement d'un bouquet de filières météo-dépendantes choisies de façon à maximiser le foisonnement météo : Houломoteur (50 MW), Eolien (180 MW), Photovoltaïque (280 à 475 MW)
 - de la valorisation des potentiels géothermique et biomasse disponibles sur le territoire avec une conception permettant un fonctionnement à charge réduite pendant 4000 heures (biomasse) et 6000 heures (géothermie). La valeur, pour le système électrique, de la puissance garantie par ces moyens de production est importante, dépassant la simple valeur du kWh produit.
 - d'une importante capacité de stockage de 2,2 GWh. Cette conclusion s'explique par la particularité de la météo sur le territoire, marquée par une forte saisonnalité. Les aléas météo extrêmes pouvant avoir lieu dans les saisons les plus défavorables, demandent de tels stocks d'énergie en réserve.
- Le déploiement de l'éolien offshore, plutôt que terrestre, avec un objectif d'autonomie électrique permet de réduire légèrement le besoin en stockage mais son introduction se traduit par une hausse des coûts totaux du système électrique.
- L'optimum économique est atteint avec de faibles variations de coût complet de l'énergie, y compris avec l'atteinte de l'autonomie électrique.
- Pour les scénarios visant simplement un mix 100% ENR, les parcs PV et stockage à déployer sont réduits respectivement de -40% et -80% par rapport à l'autonomie. La biomasse solide importée complète la ressource locale pour permettre un fonctionnement en base, tandis que la biomasse

liquide est destinée à une part des moteurs existant convertis dans un rôle de réserve stratégique permettant de pallier les situations extrêmes.

- L'autonomie électrique implique une bascule des coûts d'importations vers des investissements. Ceci peut être réalisé sans impact sur les coûts globaux du système électrique. Dans un tel système, la production d'ENR variable pèserait entre 47% et 54% du mix électrique, selon l'année météo.
- Tenir compte des enjeux réseau dans la localisation des installations de production et de stockage permet de réduire très fortement les besoins de renforcement du réseau HTB, dont la réalisation présente une contrainte forte. Les lignes à renforcer sont : Capesterre – Rivière sens et Petit Bourg – Trois rivières.
- Les études de stabilité dynamique, conduites sur des points de fonctionnement particulièrement critique du système électrique, n'ont pas permis de mettre en évidence de situation dans lesquelles la stabilité dynamique ne pouvait pas être maintenue. Des études détaillées et exhaustives restent toutefois nécessaires pour valider les conditions de bonne exploitation de tels systèmes électriques, et notamment : le pilotage d'un ensemble de capacités de stockage réparties sur le territoire, l'ajustement du plan de protection du système électrique, la mise en œuvre de compensateurs synchrones, etc.

Les hypothèses et les résultats présentés dans cette étude n'engagent que la responsabilité de l'ADEME. Ces travaux prospectifs n'ont pas pour objectif de se substituer aux exercices de planification énergétique tels que ceux réalisés dans le cadre des PPE, mais visent à éclairer les acteurs des implications techniques et économiques de différents scénarios contrastés de prospective énergétique. Ces éléments pourront alors fournir, lors des exercices de révision des PPE, des éclairages sur la faisabilité, les conditions de mise en œuvre, et le coût de certains objectifs ainsi que sur les dynamiques de développement souhaitables pour les différentes filières technologiques. Ils pourront ainsi alimenter les futurs travaux « futurs énergétiques des ZNI » qui seront menés conjointement par DGEC-CRE-EDF SEI-ADEME.

Table des matières

Résumé	4
Table des matières	6
Préambule	7
1. Apports et limites de l'étude	8
2. Méthodologie générale de l'étude	9
2.1. Données météo	9
2.2. Outil d'optimisation ETEM-GR	9
2.3. Outil de calcul de dispatch ANTARES	10
2.4. Modèle électrotechnique PowerFactory	11
3. Elaboration des scénarios prospectifs	12
3.1. Prix des énergies importées et taxe carbone	13
3.2. Facteurs d'émission de CO2	13
3.3. Evolution de la demande et mobilité électrique	14
3.4. Stockage d'énergie	16
3.5. Projection des coûts	16
4. Evaluation de la demande électrique	18
4.1. Reconstitution de la demande électrique	18
4.2. Reconstitution de la courbe de charge et de sa décomposition	18
5. Evaluation des potentiels ENR	20
6. Résultat des optimisations	23
6.1. Analyse des scénarios par filière de production	25
6.2. Bilan des émissions de GES de la production d'électricité	26
7. Validation du système électrique à 2050	27
7.1. Analyse statistique des conditions de fonctionnement	27
7.1. Etudes statiques	27
7.2. Etudes dynamiques	28
8. Analyse économique	29
8.1. Définition des coûts	29
8.2. Résultats économiques	30
9. Conclusions	36
Sigles et acronymes	38

Préambule

En complément des différentes études de prospective énergétique déjà réalisées par l'ADEME sur le territoire continental, « Visions 2030-2050 », « Un mix électrique 100% renouvelable ? Analyses et optimisations », « trajectoires d'évolution du mix électrique 2020-2060 », « Transition(s) 2050 », et en totale cohérence avec la loi de transition énergétique fixant un objectif d'autonomie énergétique à 2030 aux Zones Non Interconnectées (ZNI), l'ADEME a souhaité traiter de manière approfondie les problématiques liées au développement massif d'énergies renouvelables dans les principales ZNI françaises.

Ce travail a conduit à la publication de l'étude « Vers l'autonomie énergétique des ZNI à 2030 », publié en 2018 pour la Guadeloupe. Cette étude avait permis de conclure qu'un mix électrique 100% ENR local est possible sur La Guadeloupe :

- en satisfaisant l'ensemble de la demande électrique à tout instant malgré une très forte proportion de production météo dépendante (équilibre offre demande vérifié) ;
- en maintenant la stabilité du système électrique – testée sur des incidents significatifs pour trois points de fonctionnement particulièrement délicats ;
- sous réserve d'un certain nombre d'adaptations du système électrique, et en particulier moyennant un recours significatif à des capacités de stockage.

Toutefois, cette première série d'études a mis en évidence certaines limites méthodologiques, que l'ADEME a souhaité approfondir dans le cadre de nouveaux travaux dont les résultats font l'objet de ce rapport. Ces travaux complémentaires visent en particulier à :

- Réinterroger l'objectif 2030 afin d'évaluer une échéance plus réalisable d'atteinte de l'objectif d'autonomie électrique d'ici 2050, en tenant compte des dynamiques de déploiement des différentes filières d'énergie renouvelable qui sous-tendent la trajectoire ;
- Améliorer la qualité de l'analyse relative à la météo, à la fois sur la production des données météo et sur leur prise en compte dans l'étude ;
- Affiner le modèle de reconstitution de la demande électrique ;
- Assurer la traçabilité des potentiels ENR mobilisés ;
- Ouvrir la possibilité de prendre en compte de nouveaux usages et nouvelles technologies notamment ceux liés au vecteur hydrogène.¹

Ce document, qui traite de la Guadeloupe, constitue la synthèse du rapport complet de l'étude disponible sur le site de l'ADEME. Après une courte description des éléments méthodologiques et des différents contextes de scénarisation, les principaux résultats sont présentés et commentés. Le lecteur souhaitant avoir une connaissance détaillée des travaux trouvera l'ensemble des éléments dans le rapport complet.

Les hypothèses et les résultats présentés dans cette étude n'engagent que la responsabilité de l'ADEME. Ces travaux prospectifs n'ont pas pour objectif de se substituer aux exercices de planification énergétique tels que ceux réalisés dans le cadre des PPE, mais visent à quantifier les implications techniques, organisationnelles et économiques de l'autonomie énergétique dans les territoires non interconnectés à l'horizon 2050. Ces éléments pourront alors fournir, lors des exercices de rédaction des PPE, des éclairages sur la faisabilité, les conditions de mise en œuvre, et le coût de certains objectifs ainsi que sur les dynamiques de développement souhaitables pour les différentes filières technologiques. Ils pourront ainsi alimenter les futurs travaux « futur(s) énergétique(s) des ZNI » qui seront menés conjointement par DGEC-CRE-EDF SEI-ADEME.

¹ L'introduction de l'hydrogène n'a pas été retenu par le comité de pilotage au lancement de l'étude sur La Guadeloupe

1. Apports et limites de l'étude

L'étude détaillée ici se limite au système électrique, et tient compte des transferts d'usage vers le vecteur électrique (mobilité principalement).

Comme dans tout travail prospectif, des hypothèses d'évolution de certains paramètres structurants ont dû être prises. Bien que l'on se soit attaché à tester la sensibilité de ces paramètres au travers des différents scénarios simulés, les quatre cas présentés ici ne peuvent prétendre couvrir l'ensemble des possibles et moins encore définir la politique énergétique du territoire. Ils apportent néanmoins une vision quantitative et robuste de ce qu'il est possible de faire et dans quelles conditions.

Le réseau de transport d'électricité est modélisé, toutefois, faute de données et moyens suffisants, la modélisation du réseau de distribution n'a pu être effectuée. Les charges et productions raccordées sur le réseau de distribution de l'aire d'influence d'un poste source sont agrégées au poste source en question. Il est important de souligner que ce point peut avoir un impact significatif sur les coûts de développement du parc ainsi que sur la protection du système. Les coûts calculés ici ne représentent donc qu'une partie de celui qu'aura la transition énergétique du territoire. En effet, une telle évaluation relève d'une part d'un travail technique encore plus approfondi et d'autre part, d'une approche économique plus englobante qui comptabilise à la fois les coûts et les bénéfices de la mutation du système énergétique.

Un important travail a été conduit sur la robustesse de l'étude vis-à-vis de l'aléa météo.

En ce sens :

- Une méthodologie spécifique a été mise en place afin d'assurer une cohérence spatiale et temporelle de l'ensemble des composantes météo afin d'assurer une cohérence météo complète à l'échelle du territoire et dans le temps pour tous les paramètres ayant une dépendance à la météo ;
- La validation du système électrique a été conduite sur des chroniques de 69 années météo complètes correspondant aux 69 dernières années.

Toutefois, le contexte d'évolution du climat à l'échelle mondiale interroge sur les limites de la prise en compte de données passées pour valider la tenue du système dans des conditions futures. Malgré tout, l'état de l'art à la date de réalisation de ces travaux ne permet pas encore d'envisager la construction de chroniques météo fiables sur la base de projections climatiques futures.

Dans le cadre des travaux publiés en 2018, plusieurs scénarios de demande avaient été pris en compte pour l'exercice de scénarisation prospective. Le parti pris retenu pour la présente étude a été d'affiner le modèle de reconstitution de la demande électrique mais de ne retenir qu'un seul scénario de demande, commun à l'ensemble des scénarios prospectifs, ces derniers étant construits sur l'accessibilité des potentiels et l'ambition visée.

Dans le cas particulier de la Guadeloupe, l'analyse prospective a été conduite sur la base des scénarios INSEE de croissance de la population ainsi que des hypothèses relatives à la valorisation des gisements de MDE et au déploiement des véhicules électriques conduisant à une hausse sensible de la demande électrique malgré une baisse de la population. Une incertitude importante sur l'évolution future de la demande énergétique existe, liée à l'efficacité de la politique de maîtrise de la demande en énergie qui sera déployée, et à la vitesse et l'ampleur de la conversion de la mobilité vers les solutions électriques.

2. Méthodologie générale de l'étude

L'étude s'articule en trois grandes étapes :

- La compilation de l'ensemble des données et la mise au point des règles de simulation ;
- L'optimisation, simulation et validation de l'équilibre offre-demande et de la stabilité du système électrique ;
- L'analyse des impacts technico-économiques et gaz à effet de serre.

Le schéma suivant illustre les grands éléments méthodologiques pour chaque étape de l'étude.

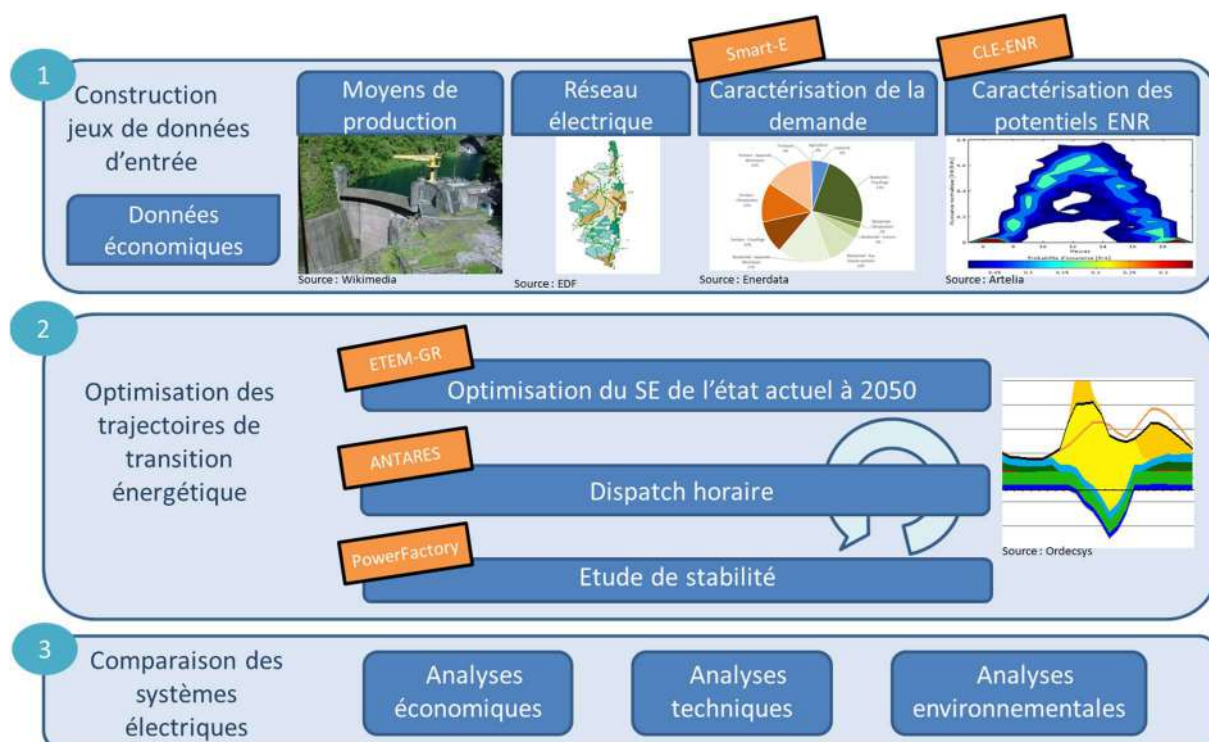


Figure 1 – Méthodologie générale de l'étude

2.1. Données météo

Une grande partie des analyses étant basée sur des paramètres météorologiques, le choix de la méthodologie de construction des données météo est important pour assurer la qualité de l'étude. Pour cela, tous les paramètres météorologiques nécessaires au travail de simulation doivent être cohérents entre eux à la fois spatialement et temporellement avec une historicité sur des séries temporelles longues afin d'inclure un large panel d'événements climatiques.

Cela nous a conduit à retenir les données publiques ERA5 produites par le service Copernicus C3S (Copernicus Climate Change Service) permettant d'avoir accès à 69 ans de données météorologiques – 1950 à 2020 – avec une résolution de 1 heure pour une résolution spatiale de 0.25°.

Un travail de post traitement permettant une descente d'échelle spatiale à une résolution de 2,5 km x 2,5 km a ensuite été conduit à partir de données spécifiques à chaque filière (satellite) pour tenir compte des spécificités météo locales de l'île

2.2. Outil d'optimisation ETEM-GR

A partir d'une représentation fidèle du système énergétique initial, d'un scénario d'évolution des prix des énergies importées, d'un scénario d'évolution de la demande et d'une base de données technologiques dans laquelle le modèle puise pour construire le parc optimal, ETEM-GR fournit l'ensemble des informations indiquées dans la figure ci-dessous, colonne de droite.

Le réseau électrique simulé est le réseau de transport d'électricité (HTB). L'ensemble des charges et injections électriques sur une portion du réseau de distribution sont agrégées au niveau du poste source électrique concerné.

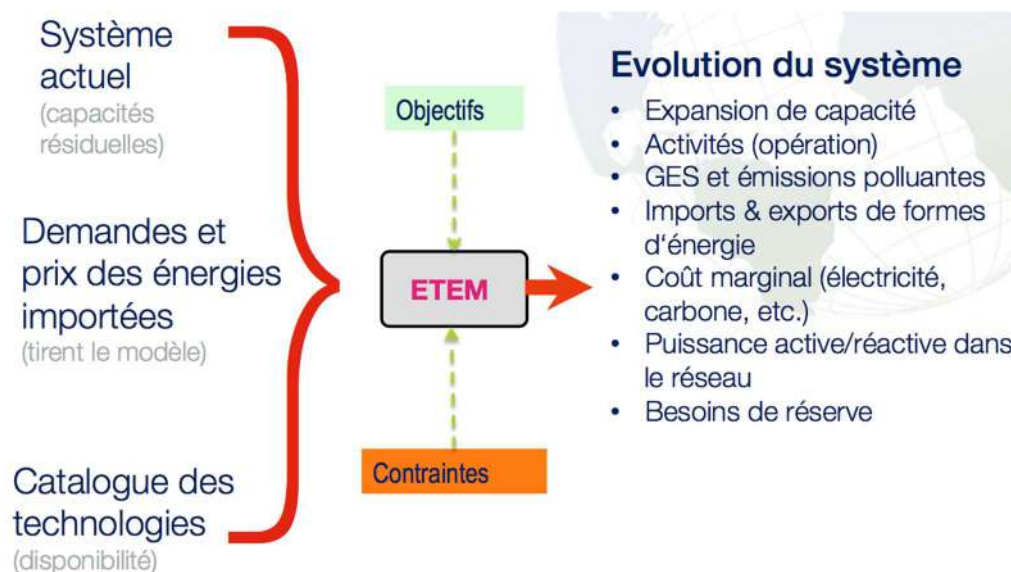


Figure 2 – Schéma d'utilisation du modèle ETEM

2.3. Outil de calcul de dispatch ANTARES

A partir du plan d'expansion du système électrique optimisé par ETEM, la validation du critère de défaillance – capacité du système électrique à garantir la tenue de l'équilibre offre-demande à tout instant – nécessite de simuler le système sur un ensemble de séries temporelles couvrant au moins 10 ans de production et de demande, en tenant compte des fortuits et contingences opérationnelles des moyens de production : incertitudes associées à la production ENR météo dépendante, à la fiabilité des groupes thermiques, et aux incertitudes sur la demande.

Antares-Simulator est un simulateur de l'équilibre offre-demande conçu pour mesurer l'adéquation ou la performance économique de systèmes électriques, à court comme à long terme. Le noyau du logiciel est un solveur linéaire développé par RTE qui calcule les points de consigne de fonctionnement pour l'ensemble du système. Le mode de simulation le plus exhaustif, retenu pour cette étude, inclut explicitement dans le problème d'optimisation les variables de démarrage de groupes, ainsi que les contraintes et les coûts liés à la flexibilité des unités de production (puissance minimale stable, durées minimales en état allumé ou éteint).

La validation de la tenue de l'EOD est construite de façon à prendre en compte les deux sources d'incertitudes suivantes :

1. **L'incertitude associée aux conditions météorologiques**, qui impacte la production renouvelable et la demande thermosensible. Afin de modéliser cette incertitude, le système électrique est testé pour 69 chroniques météorologiques issues de la base ERA5, donnant 69 scénarios de production renouvelable et de demande.
2. **Les aléas liés à l'opération des groupes thermiques** : la modélisation de la disponibilité des groupes thermiques tient compte de l'indisponibilité liée aux arrêts planifiés (« planned outage », PO) et aux arrêts fortuits (ou forcés ; « forced outage », FO) ou contingences opérationnelles des moyens de production. Pour cela nous mettons en œuvre le module de simulation Monte Carlo pour construire 10 scénarios d'aléas par année météo.

Pour une année future donnée, avec 10 scénarios d'aléas et 69 chroniques météorologiques, la simulation de la tenue de l'équilibre offre-demande par le système électrique est donc réalisée pour 690 années.

2.4. Modèle électrotechnique PowerFactory

Il s'agit, aux vues des données disponibles, d'une modélisation en courant alternatif (AC) pour étudier les situations les plus contraignantes identifiées à l'issue de l'étude de dispatch permettant de vérifier le bon fonctionnement du réseau de transport obtenu à l'issue de l'optimisation, c'est-à-dire que l'ensemble des grandeurs caractéristiques du fonctionnement (fréquence, tension, courant, etc...) restent dans les limites admissibles. Cette analyse est réalisée avec le logiciel PowerFactory (société Digsilent). Ce logiciel bénéficie d'un retour d'expérience de plus de 25 ans. Il s'agit de l'un des outils de référence pour la simulation, l'analyse et la modélisation des réseaux électriques.

Cette validation regroupe trois types d'études :

1. Une **étude statique** de répartition de flux de puissance (load-flow) sur une sélection de trois points de fonctionnement du système correspondant à des situations particulièrement contraignantes pour le respect des limites de fonctionnement statiques du réseau et/ou de stabilité transitoire du système électrique, identifiées sur la base des résultats de la simulation de Dispatch :
 - P1 : Forte demande et forte production ENR variables.
 - P2 : Forte demande et forte contribution des batteries (forte décharge).
 - P3 : Taux d'ENR variables maximum (inertie mécanique minimum).Cette étude permet de valider le bon dimensionnement des lignes (absence de surcharges) et le besoin éventuel d'équipements de compensation de puissance réactive (condensateurs, réactances, électronique de puissance) en cas de sous-tension (ou surtension).
2. Une **étude de stabilité dynamique** des événements les plus critiques identifiés. Cette étude de cas consiste à vérifier que les variations de fréquence et de tension consécutives à un événement de contingence N-1 critique (perte d'un groupe ou variation brutale de production ENR par exemple) ne mettent pas en danger la stabilité du réseau électrique. Les 3 événements suivants sont étudiés sur les points de fonctionnement de l'étude statique :
 - Événement n°1 : Stabilité transitoire du système à la suite de la perte de la plus forte injection de puissance interfacée par électronique de puissance (Forte demande, taux ENR élevé)
 - Événement n°2 : Perte soudaine de la plus forte production injectée par un groupe ou par le parc diffus PV à l'échelle d'un poste source, scénario de forte demande et d'injection par batterie élevée (Contraignant vis-à-vis de l'inertie et des réserves disponibles)
 - Événement n°3 : Creux de tension (court-circuit) de 250 ms sur la ligne la plus chargée, puis élimination du défaut par ouverture des disjoncteurs de ligne, scénario de faible demande, taux ENR élevé (faible inertie et faible puissance de court-circuit).
3. Une **étude des courants de court-circuit**. Cette analyse est menée à chaque jeu de barres du réseau, par application de la méthode de calcul définie dans la norme IEC 60909. Elle permet de vérifier le bon dimensionnement des équipements du poste (non-dépassement de l'Icc max des équipements). Elle permet aussi de s'assurer que le niveau de court-circuit minimum reste suffisant pour une bonne détection par les appareils de protection lors des épisodes pour lesquels peu de machines tournantes sont en opération.

3. Elaboration des scénarios prospectifs

Le paramétrage de la scénarisation ne consiste pas à choisir un parc de production a priori, mais à mettre en compétition, au niveau de l'algorithme d'optimisation, un ensemble de potentiels de production d'énergie dans le but de déterminer la combinaison permettant de minimiser le coût de production tout en respectant un ensemble de contrainte technique. Nous avons donc choisi de rendre éligible les potentiels de façon graduelle d'un scénario à un autre, selon le niveau de contrainte associé à ces potentiels. Trois niveaux de potentiels sont ainsi définis :

- Niveau 1 – Dit « Potentiel favorable »
Ce potentiel directement accessible est techniquement validé et répond à l'ensemble des contraintes en vigueur.
- Niveau 2 – Dit « Potentiel sous compromis » :
Ce potentiel est techniquement validé mais nécessite certains aménagements réglementaires ou compromis sociaux non rédhibitoires permettant de relaxer les contraintes limitant son accessibilité.
- Niveau 3 – Dit « Potentiel théorique » :
Ce potentiel rassemble la totalité des potentiels de production d'énergie renouvelable. Ce niveau de potentiel n'est pas utilisé pour l'optimisation. Il sert ici à évaluer la limite physique de la faisabilité d'une autonomie électrique.

Quatre scénarios prospectifs ont donc été élaborés en travaillant sur le niveau de l'ambition (100% ENR ou autonomie) et sur le panel de potentiels éligibles selon le niveau de contrainte associé :

- Le premier scénario S1, dit « 100% ENR favorable », est considéré comme le scénario de référence, dont l'objectif est d'identifier le mix électrique optimum – sur les critères technico-économiques – à 2050, dans un contexte découlant des choix et contraintes actuels. Seuls les potentiels de niveau 1 sont mobilisés.
- Ce scénario est complété par un deuxième scénario S2, dit « 100% ENR élargi » dans lequel, pour chaque filière de production, les potentiels de niveau 2 sont mobilisés après épuisement des potentiels de niveau 1.
- Le troisième scénario S3, dit « Autonomie élargie », vise l'autonomie électrique en interdisant toute importation et ce, dans les mêmes conditions d'accès aux potentiels que le scénario précédent.
- Enfin, le dernier scénario S4, dit « Autonomie optimale », vise les mêmes objectifs énergétiques que le précédent mais libère la contrainte de priorité aux potentiels de niveaux 1. Ici l'algorithme puise indifféremment dans les potentiels de niveaux 1 et 2 en vue de l'optimisation technico-économique.

Le schéma suivant illustre les principes de construction des scénarios étudiés.

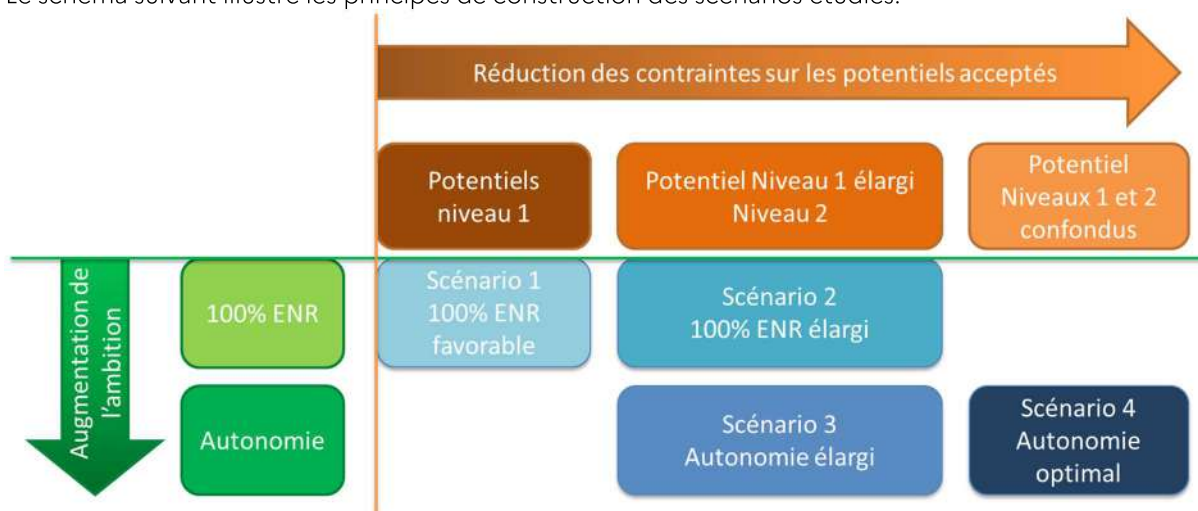


Figure 3 – Principes de construction des scénarios étudiés

3.1. Prix des énergies importées et taxe carbone

Les prix des énergies fossiles importées sont calés sur les scénarios de l'Agence Internationale de l'Energie (AIE) augmentés d'une taxe carbone.

Les variations des prix des énergies conventionnelles selon les cours internationaux des énergies ont été établies sur la base des scénarios du World Energy Outlook (WEO 2021, AIE). Les coûts futurs sont normalisés par le coût 2020, donnant ainsi la chronique de l'indice des prix en référence 2020. Ces prix n'incluent ni la taxe carbone ni les taxes locales.

Les prix des ressources renouvelables importées n'étant pas intégrés dans des marchés mondiaux de même ampleur que les énergies fossiles, les prix de ces ressources sur les marchés internationaux ne sont pas connus, mais sont négociés en bilatéral entre les acteurs locaux. En première approche, nous avons donc retenu l'hypothèse d'un **prix de la biomasse solide importée en €/kWhPCI égal à celui du charbon en 2030 augmenté de la taxe carbone**. Cette valeur est retenue pour tous les scénarios et prise constante sur la période 2020 – 2050.

Le prix de la biomasse liquide importée a été estimé à partir du tableau de bord biocarburant publié par l'IFPEN². Le surcoût par rapport aux prix du diesel a été estimé à +37% à 2020 hors effet taxe carbone.

Notons que le prix final payé dépend aussi des taxes locales qui ont un impact sur les prix relatifs entre les combustibles. Toutefois, le déploiement d'un scénario à forte pénétration d'énergie renouvelable – et donc induisant une réduction significative des importations d'énergie fossile – appellera nécessairement un ajustement des taxes locales sur les importations d'énergie, de leurs assiettes et de leurs montants. De ce fait l'ensemble des prix est calculé hors taxes locales.

La taxe carbone est fixée à 25 €/tCO₂ en 2020 avec une évolution construite sur un objectif de 80 €/tCO₂ à 2030 et 170 €/tCO₂ à 2050, soit une croissance de l'ordre de 4,8 €/tCO₂.an) entre 2020 et 2050. Notons que la Loi de Finance 2018 fixe dorénavant une augmentation plus rapide de la taxe carbone.

3.2. Facteurs d'émission de CO₂

Le bilan des émissions de GES est réalisé sur le périmètre des émissions directes et indirectes (Scopes 2 - émissions indirectes associées à l'énergie - et 3 - émissions indirectes associées au transport) établi sur l'ensemble des filières de production mises en œuvre dans le cadre de la trajectoire étudiée. Le transport des combustibles importés est pris en compte à l'aide d'hypothèses sur la provenance des combustibles. Le tableau suivant synthétise l'ensemble des hypothèses utilisées pour réaliser ce bilan des émissions de gaz à effet de serre utilisées pour les filières dont les émissions sont fortement dépendantes de l'énergie produite.

² <https://www.ifpenergiesnouvelles.fr/article/tableau-bord-biocarburants-2020>

Source de production	Facteurs d'émissions indirectes (associé à l'énergie) Scope 2	Facteurs d'émissions indirectes (associé au transport terrestre) Scope 3	Facteurs d'émissions indirectes (associé au transport maritime) Scope 3	Facteurs émissions totaux	Source	Hypothèses
	kgCO2eq/kWh	kgCO2eq/kWh	kgCO2eq/kWh	kgCO2eq/kWh		
Géothermie	0.045	0	0	0.0450	1	
Hydraulique	0.006	0	0	0.0060	1	
Centrale Charbon	1.06	0	0	1.0600	1	
Centrale biodiesel	0.24	0.0001	0.0274	0.2675	1	Trajet Australie-Bordeaux, Bordeaux-Guadeloupe
Centrale Gaz	0.418	0	0	0.4180	1	
Centrale Biomasse	0.033	0.0032	0.0206	0.0568	2	Prise en compte de l'approvisionnement pour la partie importée, provenance Canada (Hypothèse Montréal 4850 km) et distance port-centrale 25km
Biogaz	0.126	0	0	0.1257	2	Local
Bioethanol	0.123	0	0	0.1230	2	
Bagasse	0	0	0	0	2	
Batterie	0.425	0	0	0.425	3	Facteur d'émission en MWh de stockage

Tableau 1 Facteurs d'émissions CO2 par filière hors ENR variables

1 : Base Carbone ADEME

2 : Base Carbone ADEME spécifique DOM COM

3 : <https://www.sciencedirect.com/science/article/abs/pii/S0959652623004092>

Source de production	Facteurs émissions du parc installé	Source	Hypothèses
	kgCO2eq/kWh		
Photovoltaïque	42	Base Carbone ADEME	Moyenne issue INCER-ACV
Eolien en mer	67	Base Carbone ADEME	Facteur de charge moyen sur le territoire, et durée de vie utilisée en paramètre pour l'étude
Eolien terrestre	18.5	Base Carbone ADEME	Facteur de charge moyen sur le territoire, et durée de vie utilisée en paramètre pour l'étude
Batterie 2h	13.1	Comparative Life Cycle Assessment of Battery Storage Systems for Stationary Applications	
Batterie 4h	21	Comparative Life Cycle Assessment of Battery Storage Systems for Stationary Applications	

Tableau 2 Facteurs d'émissions annuels de CO2 par filière pour les ENR variables, exprimés en volume émis par unité de production

Notons également que le bilan ne tient pas compte des émissions évitées dans le secteur des transports par le déploiement des véhicules électriques en substitution des véhicules thermiques.

3.3. Evolution de la demande et mobilité électrique

Les trajectoires d'évolution de la demande d'électricité (hors véhicules électriques) s'appuient sur les scénarios décrits dans le bilan prévisionnel EDF SEI. Ces trajectoires ont toutefois été modifiées pour tenir compte des nouvelles projections démographiques de l'INSEE qui prévoient une décroissance de la population par rapport à 2020, pour atteindre 358 200 habitants en 2050.

D'autre part, une projection du Cadre Territorial de Compensation (CTC) a été introduite à 2025, à partir du retour d'expérience sur son niveau d'application à la date de réalisation de l'étude, afin de déterminer un volume d'économie d'énergie annuelle projeté à 2025, appliqué en soustraction à la projection démographique.

Enfin, ces différentes projections sont utilisées pour estimer le niveau de consommation projeté à 2050. Ces paramètres ajustés à 2050 étant appliqués par poste de la décomposition de la courbe de charge, leur application induit une modification de la forme de la courbe de charge dans le temps.

La consommation des véhicules électriques est modélisée avec les facteurs suivants : l'évolution de la population, les parts de marché des véhicules électriques, le taux de renouvellement des véhicules, le

taux de sorti de parc des véhicules, les profils horaires des activités de la population par typologie d'individus, et la part flexible de la charge.

La part de marché des véhicules électriques est considérée de 100% en 2035, en cohérence avec la directive du Pacte Vert Européen adopté en 2022. Enfin, conformément aux arbitrages du COPIL de l'étude, la part flexible de la charge des véhicules électrique est considérée comme variant de manière linéaire à partir de 2030 pour atteindre 50% en 2050.

Cette trajectoire d'évolution de la demande apparaît comme un scénario « haut » d'évolution de la demande par rapport au bilan prévisionnel 2022 d'EDF-SEI, dernier BP disponible au moment où ce scénario a été établi

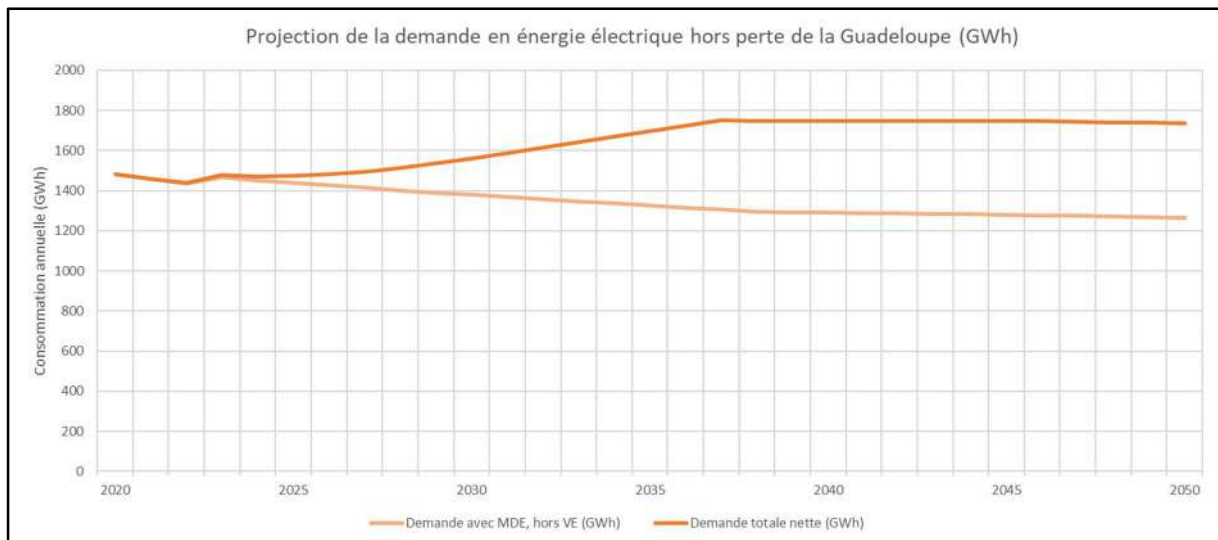


Figure 4 – Evolution de la demande annuelle globale en GWh/an

3.4. Stockage d'énergie

Les besoins de stockage sont répartis selon quatre catégories en fonction des constantes de temps nécessaires :

1. Stockage long terme d'énergie : saisonnier, mensuel,
2. Stockage à moyen terme d'énergie : de l'heure à quelques jours (transfert d'énergie).
3. Réserve primaire et secondaire, à l'échelle de quelques secondes à quelques minutes
 - couverture de l'aléa associé à la production variable de certaines filières renouvelables - lissage, à l'échelle d'une journée,
 - couverture de l'aléa associé à la demande électrique par rapport à la valeur moyenne, en particulier pour la pointe électrique, à l'échelle de quelques heures,
4. Stockage sous forme d'énergie cinétique liée à l'inertie des masses tournantes, à l'échelle de quelques millisecondes.

Le stockage à moyen et long terme, est historiquement couvert par deux ensembles de technologies : les sources d'énergies de stock (barrages hydroélectriques, biomasse) et les STEP terrestres ou marines. Le stockage par batterie électrochimique est en plein essor pour répondre au stockage à moyen terme. D'autres technologies, comme l'air comprimé, ou le gravitaire en mer pourraient également se développer sur ce service.

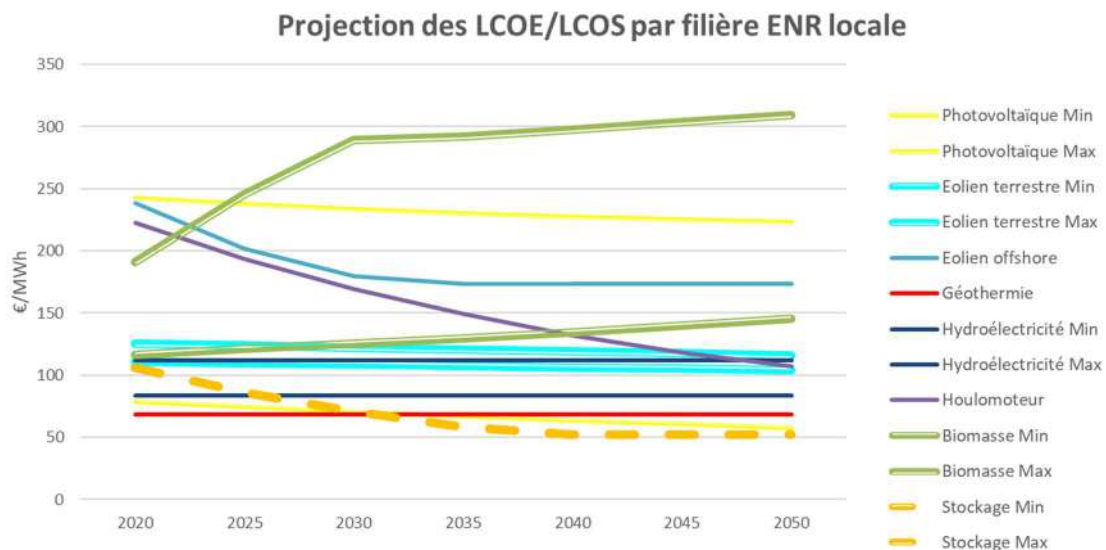
Pour la couverture des réserves primaire et secondaire, les solutions de stockage long et moyen terme sont généralement capables d'apporter ces services également chacun avec leurs propres contraintes opérationnelles et spécifications techniques adaptées. Pour la présente étude, sont modélisées les barrages hydroélectriques, biomasse, STEP, et batteries électrochimiques Li-Ion.

Par construction, du fait d'une représentation temporelle sous la forme de journées types, le modèle ETEM GR permet de bien représenter les technologies de stockage d'électricité cyclant sur des durées infra-journalières (quelques heures) ou saisonnières, mais plus difficilement les stockages cyclant sur quelques jours. Pour pallier cette limite, une ré-optimisation du stockage est réalisée au niveau du dispatch sur la base des séries temporelles complètes.

D'autre part, agissant sur des constantes de temps beaucoup plus courtes que le pas de temps horaire, les éventuels besoins de stockage inertiel sont évalués dans le cadre de l'étude dynamique du réseau.

3.5. Projection des coûts

Le graphique suivant illustre de façon synthétique les projections des coûts des technologies, calculées sur la base des conditions moyennes de fonctionnement sur l'île de la Guadeloupe. Comme les conditions de fonctionnement diffèrent entre les différents sites de la Guadeloupe, les coûts utilisés pour l'optimisation sont les coûts CAPEX et OPEX sous-jacents aux LCOE présentés ici, ce qui peut conduire, pour une filière donnée, à des coûts inférieurs – si seuls les sites les plus favorables sont conservés à l'issue de l'optimisation – ou supérieurs – en particulier en cas d'écrtage important ou de mise en réserve.



Hors Taxes, impôts et marge, pour un facteur de charge moyen typique

Figure 5 – Projection des LCOE et LCOS moyens sur l'île de la Guadeloupe selon les technologies

4. Evaluation de la demande électrique

4.1. Reconstitution de la demande électrique

La demande électrique de la Guadeloupe était de 1,73 TWh en 2019, dont près de la moitié pour le secteur résidentiel. Sa décomposition par secteur est illustrée par la figure suivante :

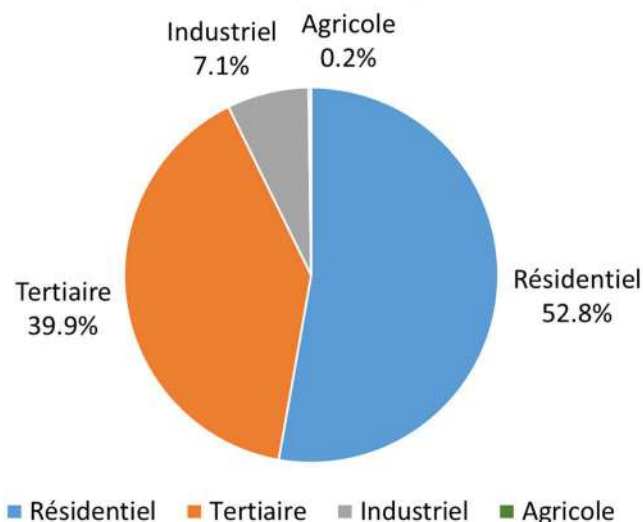


Figure 6 – Reconstitution de la demande d'électricité de la Guadeloupe par secteur en 2019 (Source : EDF)

4.2. Reconstitution de la courbe de charge et de sa décomposition

A partir de la courbe de charge annuelle au pas horaire fournie par EDF-SEI, les profils de courbe de charge correspondant à différents jours-types sont reconstitués. Huit journées-types sont construites permettant de distinguer la saison, par trimestre, et le jour de la semaine.

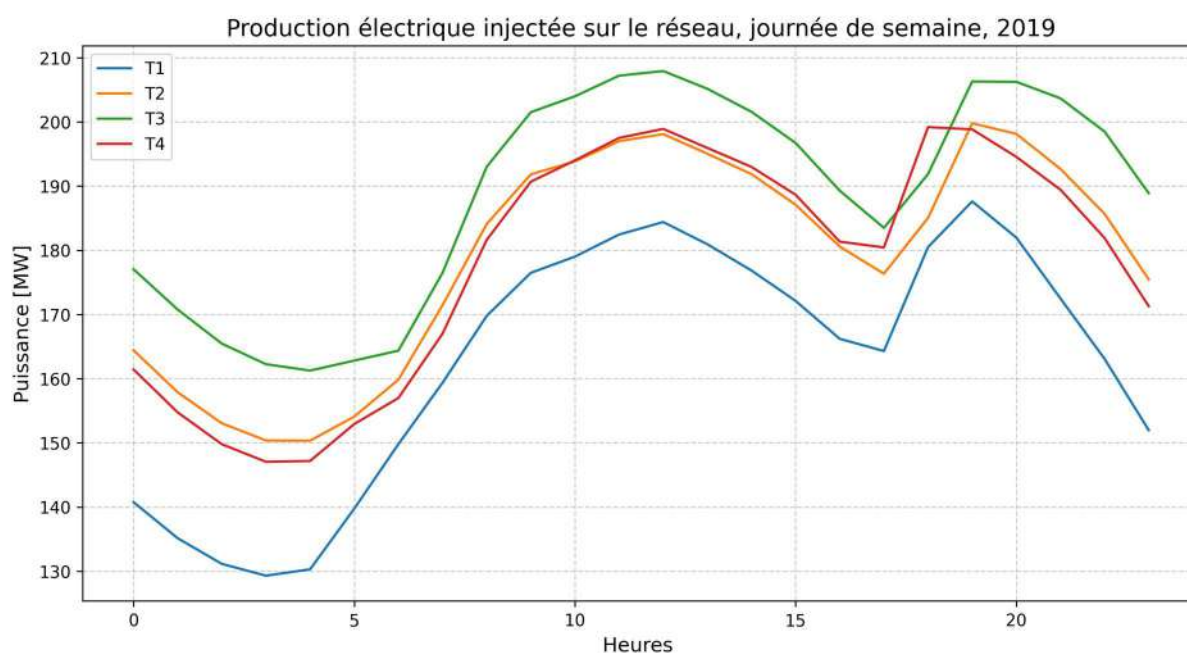
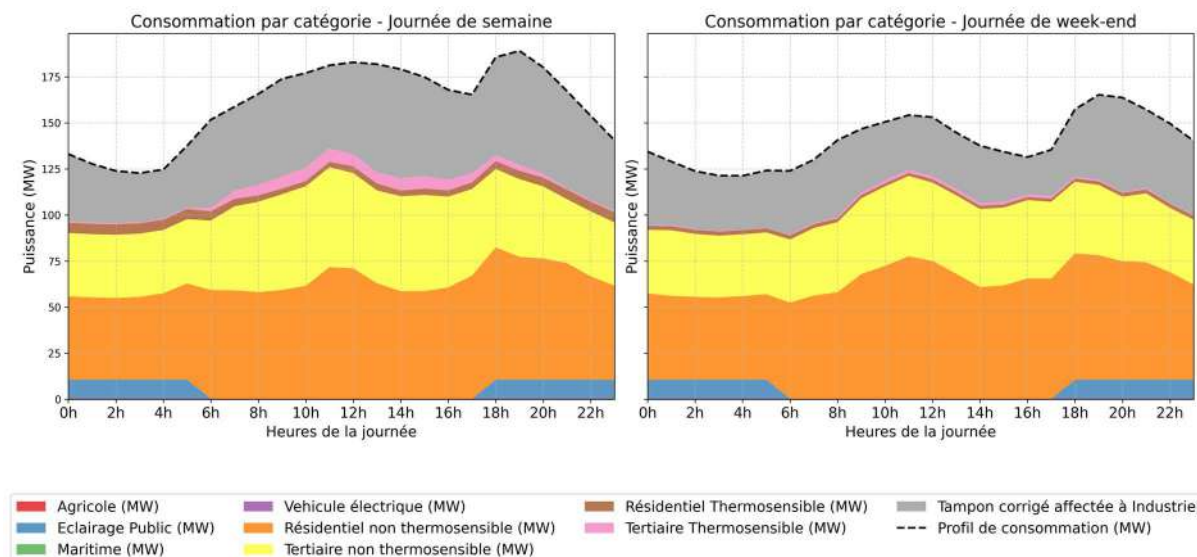
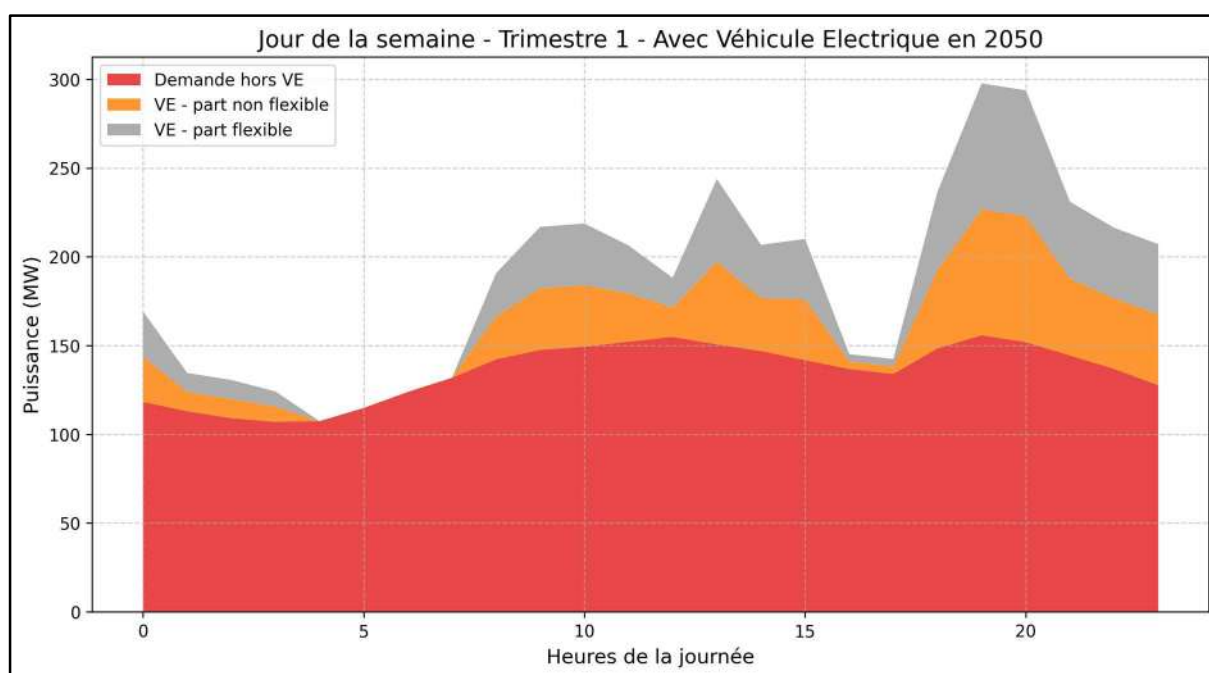


Figure 7 – Courbes de charge journalière selon le trimestre (jour de semaine) – 2019 (Source : EDF SEI, traitement ARTELIA)

La construction des courbes de charge journalières est obtenue par agrégation de profils par usage. Cette décomposition par usage permet de modéliser la sensibilité de la demande à la météo, la flexibilité de la demande (usages non prioritaires, véhicules électriques, etc...) et l'évolution de la forme de la courbe de charge lors de sa projection. Elle est illustrée par la figure suivante pour le 1^{er} trimestre. La courbe noire représente la consommation réelle (source : EDF-SEI) hors pertes des lignes. L'erreur de la reconstitution en énergie est inférieure à 1%.



La projection de cette courbe de charge à 2050 est illustrée en figure suivante. Elle fait apparaître la déformation de la courbe de charge induite par les évolutions des usages et de leurs performances dans le temps, et intègre également la demande additionnelle pour les véhicules électriques qui apparaît en orange pour la part non flexible, et en gris pour la part flexible, dont le placement du volume d'énergie correspondant au cours de la journée est optimisé par l'algorithme.



5. Evaluation des potentiels ENR

L'évaluation des potentiels de chaque filière de production renouvelable a fait l'objet d'une approche spécifique conduite pendant la première phase de l'étude et validée par les membres du Comité de Pilotage local. Elle s'appuie sur les données existantes pour les filières ayant déjà fait l'objet d'une étude de potentiel. Dans le cas contraire, une estimation avait été réalisée dans le cadre de la première étude selon une démarche conservatrice, prenant en compte l'ensemble des contraintes présentes : Espaces naturels protégés, Parcs Nationaux, loi littoral, espace d'exclusion éolien, conflits d'usage, changement d'affectation des sols et retour au sol, etc.

L'île de La Guadeloupe disposait à fin 2024 d'une capacité installée de 569 MW dont 210 MW de sources renouvelables réparties par filière de production et par poste source. Près de 45% de la puissance ENR installée à fin 2024 est photovoltaïque, répartie principalement sur 6 postes sources. Le facteur de charge de cette filière étant relativement faible, celle-ci ne contribue qu'à hauteur de près de 20% dans le mix de production ENR. Un quart de la puissance ENR installée est éolienne et ne contribue qu'à hauteur de 13% dans le mix de production ENR.

A l'inverse, les filières biomasse solide et géothermique ne représentent que respectivement 16% et 7% du parc installé pour un poids dans le mix de production de 40% et 16%.

Les potentiels additionnels³ favorables représentent 791 MW, dont environ 60% portés par le photovoltaïque, suivi de l'éolien (26%) puis 10% de géothermie. Les potentiels photovoltaïques sont plutôt équitablement répartis sur l'ensemble des postes sources, tandis que les potentiels éoliens sont concentrés sur deux postes sources.

Les potentiels sous compromis s'élèvent à 775 GW, composés à 66% de potentiel photovoltaïque, puis 20% de potentiel éolien, soit 154 MW. Le reste est réparti entre la filière houlomotrice (12%) et la géothermie (2%).

L'addition des puissances existantes et des potentiels additionnels donne une capacité totale potentiellement disponible à 2050 d'environ 1,9 GW, dont près de 52% représentée par le photovoltaïque, suivi par l'éolien offshore et terrestre pour 18%. Les capacités résiduelles⁴ fossiles s'élèvent à 17% de la puissance total dont 14% pour la part convertie aux biocombustibles et 3% pour la part convertie à la biomasse. Les capacités hydroélectriques résiduelles représenteraient près de 1% de la puissance valorisable.

La figure suivante illustre le poids des différents potentiels par filière et par niveau de contrainte dans ce potentiel total à 2050.

³ Les potentiels additionnels sont les potentiels s'ajoutant aux installations existantes.

⁴ Les capacités résiduelles regroupent l'ensemble des installations existantes dont la fin de vie est postérieure à la date considérée.

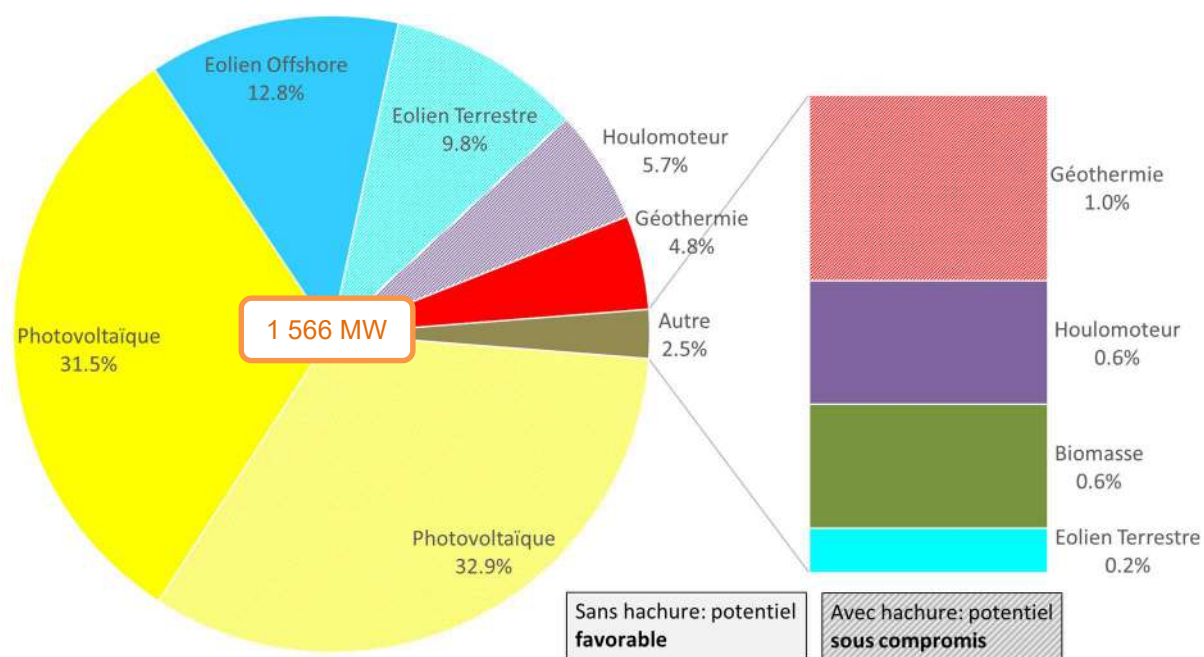


Figure 10 - Répartition des potentiels totaux par filière, favorables et sous compromis, à 2050

La répartition des capacités résiduelles, potentiels favorables et sous-compromis par poste source, en puissance et en énergie, est illustrée en figure suivante.

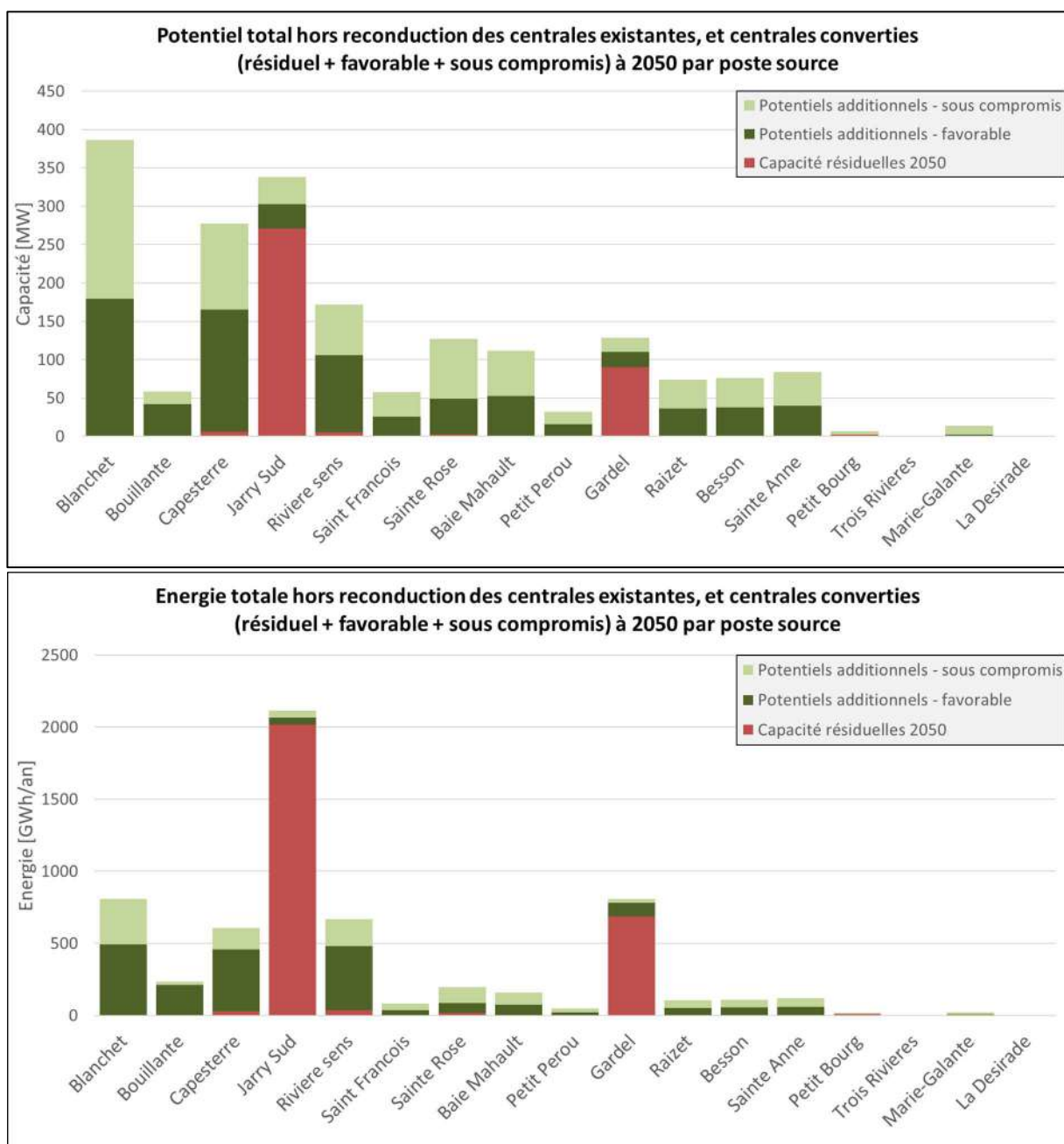


Figure 11 - Répartition par poste source des capacités résiduelles, et potentiels additionnels (favorables et sous compromis) à 2050 (Puissance en haut et Energie en bas)

6. Résultat des optimisations

Les tableaux et graphes ci-après récapitulent les principaux résultats des optimisations. Le premier tableau présente l'ensemble des paramètres de scénarisation. En gras, apparaissent les différences permettant de contraster les scénarios. Le second tableau donne une vision chiffrée des principaux résultats d'optimisation. Les graphes permettent une comparaison des parcs et des mix de production.

	Scénario 1 100% ENR Potentiels favorables	Scénario 2 100% ENR Potentiels élargis	Scénario 3 Autonomie potentiels élargis	Scénario 4 Autonomie Optimale
Éléments de contexte				
Objectif autonomie	Sans	Sans	100%	100%
Accès aux potentiels ENR	Niv 1	Niv2 après épuisement Niv 1	Niv2 après épuisement Niv 1	Niv 1 + Niv 2 Eolien offshore forcé
Potentiels ENR maximum additionnels à 2050				
Photovoltaïque [MW]	492	1008	1008	1008
Eolien terrestre [MW]	3.6	158	158	158
Eolien offshore [MW]	200	200	200	200
Année de disponibilité	2040	2040	2040	2040
Hydraulique [MW]	0	0	0	0
Biomasse [MW]	0	0	0	0
Biomasse locale [GWhélec/an]	509	648	648	648
Biomasse - Bagasse [ha surfaces additionnelles]	-	-	-	-
Biomasse - Paille de canne [% surfaces récoltables]	50%	100%	100%	100%
Biomasse - Canne fibre [ha surfaces additionnelles]	3 600 ha	3 600 ha	3 600 ha	3 600 ha
Biomasse – Bois énergie [ha surfaces valorisables]	56 000 ha	56 000 ha	56 000 ha	56 000 ha
Biomasse - Déchets verts [% de la collecte]	100%	100%	100%	100%
Géothermie [MW]	75	90	90	90
Année de disponibilité	2030	2030	2030	2030
Houlomoteur [MW]	5	50	50	50
Année de disponibilité	2035	2035	2035	2035

*Ces valeurs ne concernent que les terres mécanisables

Tableau 3 – Synthèse du paramétrage des scénarios étudiés

2050	Scénario 1 100% ENR Potentiels favorables	Scénario 2 100% ENR Potentiels élargis	Scénario 3 Autonomie Potentiels élargis	Scénario 4 Autonomie Optimal
Taux d'autonomie	84%	87%	100%	100%
Parc ENR local (MW)⁵	750	728	899	799
dont ENR variable	581	544	715	615
Stockage (MW/MWh)	407 / 878	193 / 387	888 / 2234	918 / 2179
dont stockage 2h	376 / 751	193 / 387	569 / 1318	747 / 1494
dont stockage 4h	31 / 124	0 / 0	229 / 547	171 / 686

Tableau 4 – Principaux résultats des optimisations pour les cinq scénarios

Notons ici que l'éolien offshore a été forcé dans le scénario 4. Ce choix a été retenu en COPIL pour créer une variante : ce scénario aurait été identique au scénario 3.

Les mix électriques à 2050 présentés ici sont pour une année moyenne, en l'absence d'aléa météo significatifs. Pour une telle année fictive, les agrocarburants ne contribuent pas au mix électrique. Une

⁵ Le parc EnR local exclut les centrales fossiles reconverties.

analyse plus détaillée de l'impact de la météo sur le poids de cette filière est faite dans le chapitre présentant la validation du système électrique à 2050.

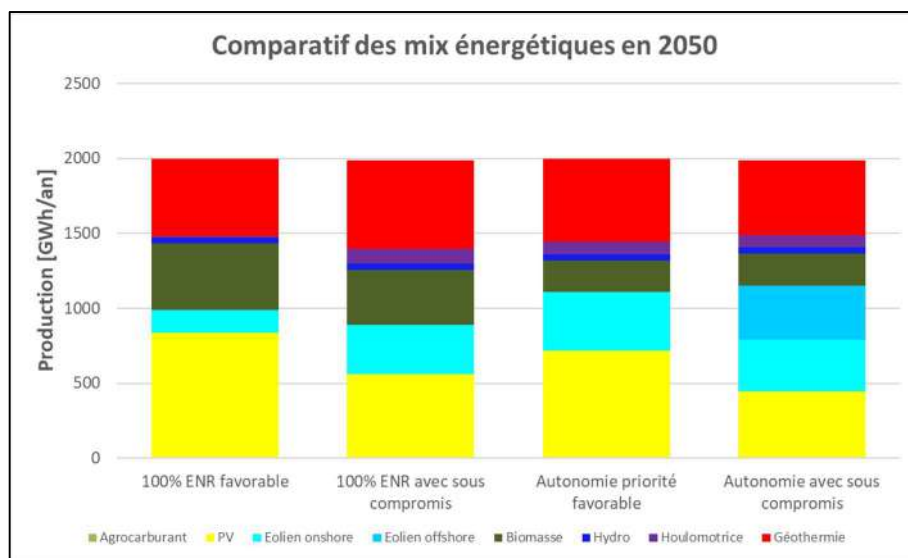


Figure 12 - Comparaison des mix énergétiques en 2050

La biomasse et la géothermie sont les deux filières dispatchables locales clefs sur lesquelles le territoire doit compter pour sécuriser son système électrique contribuant entre 36 et 48% de la demande électrique. Ces filières assurent également un rôle de réserve essentiel pour le bon service du réseau électrique. En complément, les filières photovoltaïque et éolienne, couplées au stockage, contribuent au mix électrique à hauteur de 50 à 57% en fonction des scénarios.

La figure suivante donne ainsi la répartition des potentiels valorisés selon leur classement pour chaque scénario. Pour mémoire, le scénario 1 n'autorise l'accès qu'aux seuls potentiels favorables tandis que les scénarios 2 et 3 autorisent l'accès aux potentiels sous-compromis après épuisement des potentiels favorables de la filière concernée. Enfin, le scénario 4 autorise l'accès aux potentiels sous-compromis sans contrainte mais impose le déploiement de l'éolien offshore. Cela montre que plus de 20% des potentiels les plus intéressants à valoriser sont classés sous-compromis dans les scénarios 2 et 3. L'obligation de développement de l'éolien offshore conduit à un ratio plus élevé pour le scénario 4. Une analyse en détail par filière est proposée dans les paragraphes suivants.

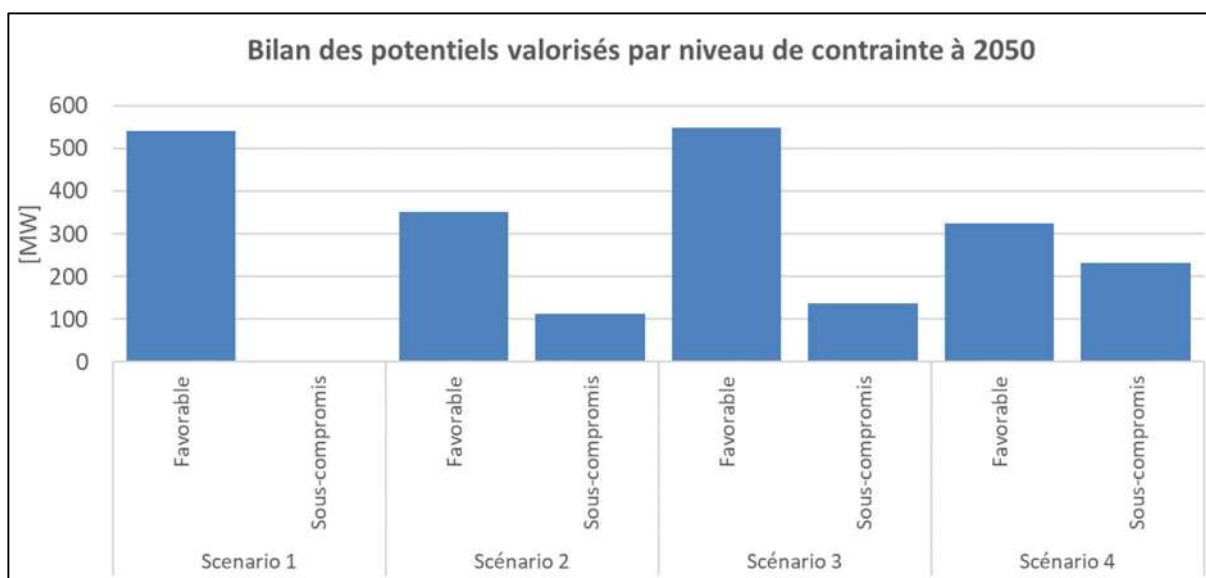


Figure 13 - Bilan des potentiels valorisés par niveau de contrainte à 2050

6.1. Analyse des scénarios par filière de production

Cette partie analyse les conséquences des scénarios pour chaque filière sur les principaux indicateurs techniques que sont les potentiels disponibles, les capacités installées et la production d'énergie associée. Le tableau ci-dessous détaille les capacités installées par filière pour chacun des scénarios et indique entre parenthèses le taux de mobilisation du potentiel disponible dans chaque scénario pour la filière considérée. Les valeurs indiquées incluent donc les capacités résiduelles - c'est-à-dire le parc existant aujourd'hui encore en service à 2050 - et le parc additionnel mis en service entre 2020 et 2050. Ces valeurs peuvent donc être supérieures aux potentiels additionnels indiqués précédemment. On observe les éléments suivants :

- Concernant les filières dispatchables :
 - L'ensemble du potentiel géothermique est valorisé, quel que soit le scénario.
 - L'ensemble de la filière biomasse est valorisé, en puissance comme en énergie.
- Le potentiel houlomoteur est valorisé à son maximum quel que soit le scénario.
- Les potentiels photovoltaïque et éolien ne sont pas saturés, y compris dans les scénarios visant l'autonomie électrique.

Capacité ENR installée [MW] (% du potentiel éligible au scénario)	Situation de référence 2020	100% ENR Potentiels favorables	100% ENR Potentiels élargis	Autonomie Potentiels élargis	Autonomie Optimal
Biomasse/Bagasse	38	94* (100%)**	94* (100%)**	94* (100%)**	94* (100%)**
PV	89	511 (86%)	327 (24%) entièrement favorable	475 (38%) entièrement favorable	282 (19%) dont 92 MW favorable
Eolien onshore	53	54 (100% mais 25% en 2050)	157 (682%) dont 4 MW favorable	180 (100%) dont 4 MW favorable	173 (94%) dont 4 MW favorable
Eolien offshore	0	0 (0%)	0 (0%)	0 (0%)	100 (50% forcé)
Géothermie locale	15	75 (100%)	90 (100%) dont 75 MW favorable	90 (100%) dont 75 MW favorable	90 (100%) dont 75 MW favorable

Hydroélectricité	11	11 (100%)	11 (100%)	11 (100%)	11 (100%)
Houlomoteur	0	5 (100%)	50 (100%)	50 (100%)	50 (100%)
Total ENR (MW)	206	750	728	899	799

* Conversion des deux groupes charbon (21MW) en biomasse

**Taux calculé en énergie et non puissance, sur la base de la production biomasse locale.

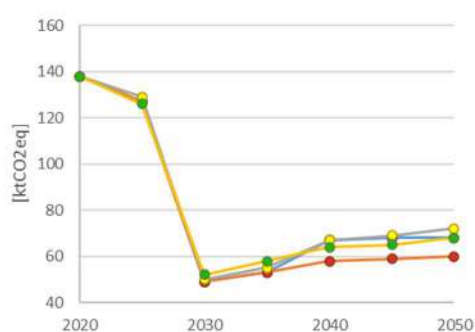
Tableau 5 – Capacités ENR installées en 2050 et taux d'exploitation des potentiels éligibles par scénario

6.2. Bilan des émissions de GES de la production d'électricité

Quel que soit le scénario, la substitution des ressources fossiles de production d'électricité par des ressources renouvelables induit une importante baisse des émissions de GES.

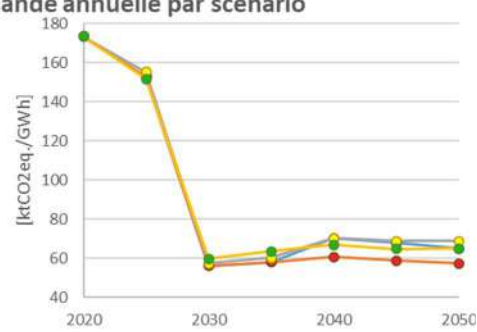
Notons également que ce bilan ne tient pas compte des émissions évitées dans le secteur des transports par le déploiement des véhicules électriques en substitution des véhicules thermiques.

Evolution des émissions de GES par scénario



Vers l'autonomie énergétique des ZNI, Guadeloupe, 2025, ADEME, Artelia

Evolution des émissions de GES rapportée à la demande annuelle par scénario



Vers l'autonomie énergétique des ZNI, Guadeloupe, 2025, ADEME, Artelia

Figure 14 – Evolutions prospectives des émissions annuelles de CO2

7. Validation du système électrique à 2050

7.1. Analyse statistique des conditions de fonctionnement

Selon les années météo, le fonctionnement des moyens de production dispatchables et le poids de la production météo dépendante dans la production annuelle varient sensiblement.

Le système électrique obtenu respecte le critère de défaillance d'une espérance de défaillance inférieure à 3 heures par an en moyenne sur 10 ans pour l'ensemble des scénarios. Sur l'ensemble des années testées la défaillance est la suivante :

- Scénario 1 : défaillance moyenne de 0.04 heures/an
- Scénario 2 : défaillance moyenne de 1.17 heures/an
- Scénario 3 : absence de défaillance
- Scénario 4 : défaillance moyenne de 0.17 heures/an

Pour le scénario 1, le taux d'ENR variable moyen varie entre 41% et 45% contre 43% et 52% pour le scénario 2. Pour les deux scénarios, les filières renouvelables dispatchables (biomasse et géothermie) sont appelées en base, avec toujours au moins un groupe en fonctionnement. Les moteurs thermiques et TAC (fossiles) viennent compenser les manques de productions ENR sur les périodes météo les plus défavorables et lors des pics de charges.

En l'absence de production locale de carburant liquide renouvelable en Guadeloupe, les moteurs ne sont pas conservés à 2050 dans les deux scénarios d'autonomie électrique.

Pour le scénario 3, le taux d'ENR variable dans le mix de production annuel est compris entre 47% et 54%. Les filières dispatchables sont utilisées en base et comblent le besoin de réserve afin de limiter les besoins de stockage.

Pour le scénario 4, le taux d'ENR variable dans le mix de production annuel est compris entre 48% et 59%. L'introduction imposée de l'éolien offshore a pour effet de réduire les temps d'utilisation de la biomasse et de la géothermie, comparé au scénario 3.

7.1. Etudes statiques

Les études statiques sous PowerFactory ont permis de déterminer à chaque point de fonctionnement l'état du plan de tension du réseau.

Les valeurs de pertes sur le réseau sont indiquées dans le tableau suivant. Seules les pertes Joule sur le réseau 63 kV sont calculées.

	Scenario 1	Scenario 2	Scenario 3	Scenario 4
Pic de demande en l'absence d'injection de machines tournantes	1,4 MW (0.3%)	7.8 MW (1.8%)	4.8 MW (1.0%)	6 MW (1.6%)
Plus faible inertie observée pendant le pic d'injection à l'échelle d'une centrale	8,11 MW (1.9%)	15,9 MW (2.8%)	0,85 MW (0.3%)	14,2 MW (3.9%)
Pic de demande observée en période d'injection maximale des batteries	3,7 MW (1.1%)	4,8 MW (2,1 %)	10,4 MW (1,9%)	3,7 MW (1,3%)

Tableau 6 – Pertes Joules du réseau pour les différents scénarios étudiés à chaque point de fonctionnement [MW]

Les pertes réseau calculées varient entre moins de 1% pour un réseau peu chargé (forte production décentralisée) et moins de 4% dans le cas où le réseau est très chargé. Ce qui constitue un bon résultat. L'ajout de production décentralisée a naturellement tendance à décharger le réseau 63 kV, réduisant ainsi le transport de l'énergie et donc les pertes associées.

Les renforcements de réseau concernent les ligne(s) :

- Capesterre – Rivière Sens dans le scénario 1
- Blanchet – Jarry Sud, Besson – Sainte Anne, Capesterre – Rivière Sens dans le scénario 2
- Capesterre – Rivière Sens, Petit Bourg – Trois Rivières, dans le scénario 3
- Blanchet – Jarry Sud, Capesterre – Rivière Sens dans le scénario 4

Habituellement, le réglage de la tension est assuré par les alternateurs par injection ou absorption de puissance réactive sur le réseau. Dans les scénarios de forte production décentralisée, le maintien de la tension ne peut pas être assuré par les centrales classiques, ces dernières étant généralement déconnectées lors de ces périodes. De plus, les centrales PV diffuses sont raccordées aux réseaux de distribution moyenne et basse tension, et il est considéré ici qu'elles ne participent pas à la régulation de puissance réactive pour le réseau de transport. Le maintien de la tension est donc essentiellement assuré par les centrales éoliennes et solaires centralisées et les parcs de batteries raccordés aux postes sources par des départs HTA dédiés, qui permettent la fourniture et/ou l'absorption de réactif à tout instant de la journée en fonction de la tension du réseau 63 kV.

Sur toutes les simulations statiques, la tension est restée en tous points dans la bande réglementaire des $\pm 5\%$. Il n'a pas été nécessaire de recourir à l'ajout de compensation réactive locale (condensateurs), les capacités en puissance réactive des installations proposées étant suffisantes.

Notons que ces résultats dépendent beaucoup des hypothèses prises concernant les capacités en réactif, notamment les parcs de batteries (raccordement centralisé, cos phi de 0,9, puissances installées relativement importantes, etc.). Sous les hypothèses retenues, le plan de tension est maintenu dans les plages de valeurs admissibles pour tous les cas étudiés.

7.2. Etudes dynamiques

Les études de stabilité dynamique ont été réalisées sur le mix électrique résultant du scénario 4, comme étant le plus contraignant pour la stabilité du réseau électrique :

- **Evènement n°1** : Perte soudaine de la centrale Eolienne offshore de Blanchet (injectant 85,2 MW à l'instant considéré), scénario de forte demande et de taux ENR élevé (absence de réserve par bridage des ENR, faible inertie)
- **Evènement n°2** : Perte soudaine de la ligne la plus chargée Blanchet-Jarry Sud.

Pour l'ensemble de ces simulations, aucune instabilité du système n'a pu être mise en évidence.

La réserve de puissance apportée par les systèmes de stockage permet de compenser la perte de production. Le temps de réponse des batteries est de l'ordre de 200 ms sur cette simulation, ce qui permet de compenser très rapidement la perte de production en limitant la chute de fréquence. Cette rapidité est requise car la pente de la chute de la fréquence est importante en raison de la faible inertie du système électrique et de l'amplitude de l'évènement simulé.

Les performances de régulation de la fréquence par les batteries sont donc fondamentales pour le maintien de la stabilité du système.

La grande puissance installée de batteries et les hypothèses de paramètres considérées permettent de conserver un faible écart statique après stabilisation de la fréquence. Dans un tel système, la fréquence reste donc dans la plage [48-52 Hz] qui correspond à la plage de fonctionnement normal du système dans tous les cas étudiés. Les seuils de délestages ne sont donc pas franchis dans les cas étudiés, minimisant ainsi l'énergie non distribuée.

On observe également que les batteries situées à proximité du groupe en défaut réagissent en quelques dizaines de millisecondes pour compenser la modification du plan de tension par injection de réactif. Cette rapidité de réponse est également très importante à la stabilité en tension.

8. Analyse économique

Une transition énergétique visant à substituer tous les combustibles fossiles par des ressources renouvelables appelle une révision en profondeur de la fiscalité associée à l'énergie. De ce fait, l'ensemble des coûts est ici calculé et présenté hors impôts, taxes et marges à l'exception de la taxe carbone. A titre indicatif et à des fins de comparaison avec les valeurs actuelles disponibles, une surcote d'environ 44% peut être appliquée pour tenir compte de ces éléments.

8.1. Définition des coûts

Coût total sur une période de temps : Somme de l'ensemble des coûts sur cette même période : amortissements du capital, rémunération des capitaux, coûts échoués, charges fixes et variables.

Coût complet moyen de production : Coût moyen de l'énergie produite sur l'année considérée (ici non actualisé)

$$CoûtCompletMoyen_{année} = \frac{CoûtTotalNonActualisé_{année}}{Production_{année}}$$

Coût marginal : la part variable des coûts d'exploitation du moyen de production marginal⁶ à cet instant. Cela correspond au coût additionnel à payer pour fournir un kWh supplémentaire à cet instant.

Coût marginal maximum : Coût marginal maximum observé pour une année donnée sur l'ensemble des postes source du système.

Coût marginal moyen : Moyenne des coûts marginaux pondérée par les quantités d'énergie produite des moyens de production marginaux pour chaque poste source.

LCOE d'une installation : Rapport entre la somme des coûts annuels actualisés sur la somme des productions annuelles actualisées sur la période de calcul, calculé selon la formule suivante pour une durée de vie de n années :

$$LCOE_{installation} = \frac{Somme\ des\ coûts\ actualisés\ de\ l'année\ 1\ à\ n}{Somme\ des\ productions\ actualisées\ de\ l'année\ 1\ à\ n}$$

Les coûts sont calculés à partir de l'année de référence 2020 :

- Tous les coûts sont actualisés par rapport à l'année 2020.
- Les dépenses réalisées avant l'année 2020 ne sont pas prises en compte, à l'exception des coûts d'investissement qui sont intégrés :
 - sous la forme d'un amortissement annuel de l'année 2020 à la fin de vie de l'installation.
 - par la prise en compte de la rémunération des capitaux immobilisés jusqu'au déclassement des équipements de la centrale.

Ce calcul est réalisé pour une technologie et un poste source donné.

Les systèmes de stockage tels que les batteries sont considérés au même titre que des solutions de production et sont donc bien comptabilisés dans les bilans.

Coûts échoués : Ils résultent du déclassement d'un équipement de production avant la fin de sa durée d'amortissement. Ils sont égaux au montant du capital immobilisé et restant à amortir à la date du déclassement. Ainsi, afin de rester au plus près de la situation actuelle, nous considérons ici que les coûts échoués sont répartis de façon identique à l'amortissement initialement programmé et tenons compte de la rémunération du capital immobilisé, au taux fixé par la Commission de Régulation l'Energie.

⁶ A un instant donné, un moyen de production d'électricité est dit marginal lorsque la part variable de ses coûts d'exploitation est la plus faible parmi l'ensemble des moyens de production encore disponibles.

8.2. Résultats économiques

8.2.1. Bilan des indicateurs

Le tableau ci-après résume les indicateurs économiques obtenus :

	SC1.	SC2	SC3	SC4	
Année 2050					
Coût complet hors marges et impôts ⁷	196	200	198	214	€/MWh
Coût marginal maximum ⁸	321	292	508	469	€/MWh
Coût marginal moyen	121	95	121	114	€/MWh
Sur la période 2020 – 2050					
Couts totaux non actualisés	10 280	9 907	9 836	10 266	M€
Couts totaux actualisés	3 902	3 815	3 875	3 947	M€, ref. 2020
Investissements bruts	1 096	1 421	1 887	1 823	M€
Energie produite actualisée	68 433	67 607	68 403	68 040	GWh, ref. 2020
Energie produite non actualisée	20 130	20 926	20 309	20 864	GWh
Renforcement des réseaux	1	9	5	5	M€
Sur la durée d'amortissement des investissements					
LCOE moyen parc	174	162	160	166	€/MWh
Couts totaux actualisés	4 118	4 012	4 046	4 139	M€, ref. 2020
Energie produite actualisée	23 672	24 829	25 232	24 354	GWh, ref. 2020
LCOE moyen installations neuves	65	75	86	99	€/MWh
LCOE avec renforcements HTB	174	162	161	170	€/MWh
LCOE médian	56	69	78	85	€/MWh

Tableau 7 – Récapitulatif des indicateurs économiques de chaque scénario

L'impact des coûts de renforcement du réseau HTB sur le LCOE moyen parc est négligeable. Ceci ne signifie pas que l'impact des coûts de renforcement de tous les réseaux électriques le sera également. En l'absence de donnée, il n'a pas été possible d'évaluer les coûts de renforcement des réseaux basse et moyenne tension. Il est probable que ces coûts aient un impact significatif. La répartition des coûts totaux montre une contribution notable des filières fossiles. Ceci s'explique par les coûts à payer (amortissement, charges, prix des énergies fossiles, coûts échoués) sur la période 2020 – 2050.

8.2.2. Décomposition des coûts par filière

D'une manière générale, le poste le plus important sur la période 2020 – 2050 concerne les importations d'énergies (Biomasse, Fuel et Diesel), y compris dans les scénarios atteignant l'autonomie. Ceci s'explique par le poids important de ces filières dans la production d'énergie à court et moyen terme.

⁷ Ces coûts incluent les coûts échoués induits par le déclassement anticipé d'installations, calculés et répartis dans le temps de façon identique à ce qu'étaient les amortissements et la rémunération du capital immobilisé. Ils n'incluent pas les impôts, taxes et marges (environ +44%).

⁸ Du fait de la saturation des moyens de production disponibles lors des périodes critiques, les coûts marginaux des scénarios 3 et 4 correspondent à l'investissement dans des unités de stockage dédiées aux situations extrêmes. Ces installations non utilisées à l'exception de quelques heures par décade génèrent un coût marginal qui n'a pas de sens.

Etant donnée la longue durée de la période 2020-2050 et l'effet de l'actualisation, qui réduit le poids des coûts à long terme, la structure de coût total sur la durée de vie des équipements est similaire à celle sur la période 2020-2050 pour l'ensemble des scénarios.

La géothermie constitue le premier poste de coût à 2050 (coût complet) pour les trois premiers scénarios. Il est équivalent à celui des TAC (23%), et proche de celui de la biomasse dans le scénario 1. La comparaison de la structure du coût complet entre les scénarios met en évidence une transformation progressive, suivant l'augmentation de l'ambition des scénarios, avec :

- La réduction du poids des TAC (15%) et du stockage dans le scénario 2 par rapport au scénario 1 au profit de l'éolien terrestre et de l'houlomoteur : la biomasse – toute filière confondue – représente alors 23% du coût complet.
- La contrainte d'autonomie supprime les TAC du scénario 3 au profit du photovoltaïque, de l'éolien et du stockage : après la géothermie, les poids du photovoltaïque et de la biomasse sont similaires (23%), suivi de l'éolien (18%).
- Enfin, l'introduction forcée de l'éolien offshore dans le scénario 4 conduit à un poids global de l'éolien de 40% dont 26% pour l'éolien offshore, proche du poids de la géothermie (25%). La biomasse représente alors 16% du coût complet de l'énergie et le photovoltaïque 10%.

Les figures suivantes donnent la décomposition des coûts par filière pour l'ensemble des scénarios :

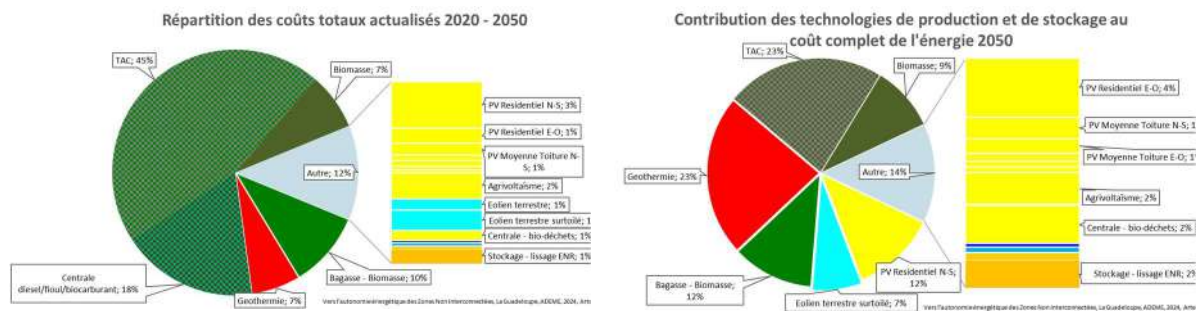


Figure 15 – Scénario 1 : 100% Potentiels favorables

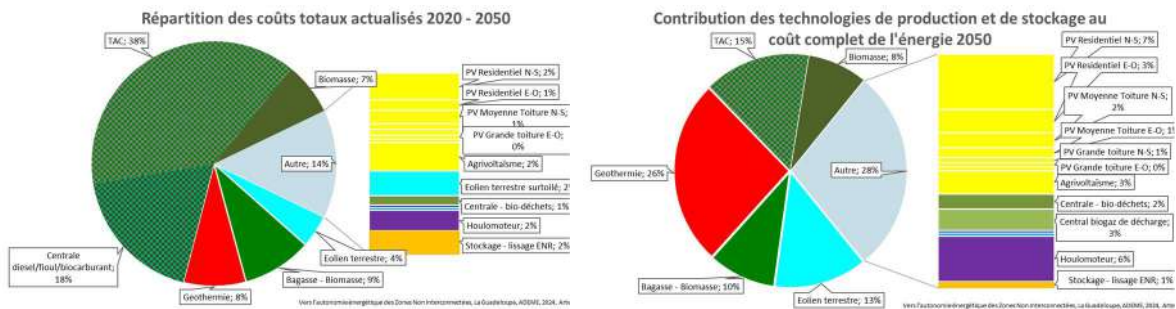


Figure 16 – Scénario 2 : 100% ENR Potentiels élargis

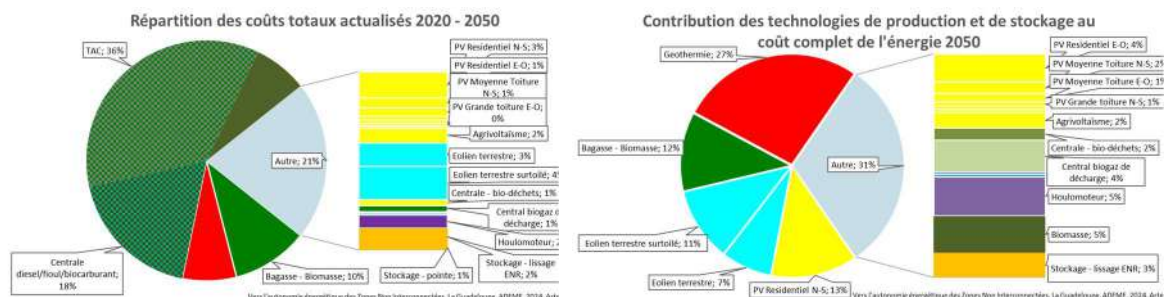


Figure 17 – Scénario 3 : Autonomie Potentiels élargis

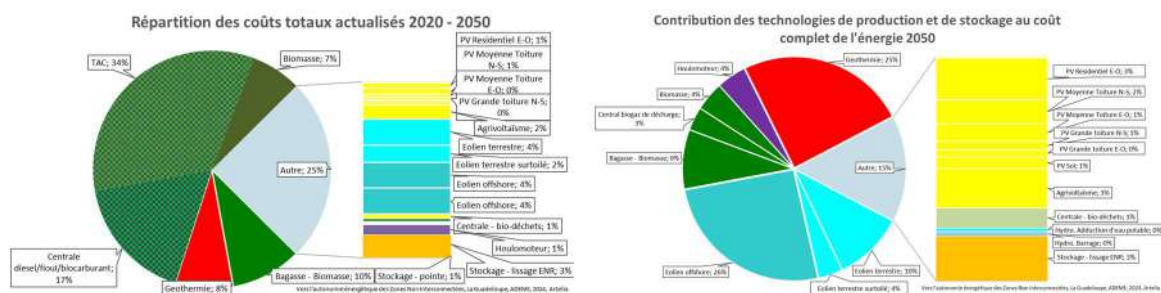


Figure 18 – Scénario 4 : Autonomie Optimale

8.2.3. Besoins en investissements selon les scénarios

La figure 20 présente l'évolution des investissements par scénario. L'accès aux potentiels sous-compromis du scénario 2 s'accompagne d'une hausse des investissements, permettant de valoriser une plus grande part d'énergie locale à long terme, rentable du fait de la réduction associée des volumes d'énergies importés.

Les deux scénarios d'autonomie électrique s'accompagnent d'une forte hausse des investissements nécessaires, en grande partie liée à la nécessité d'investir dans des capacités non productives, uniquement déployées à but de réserve pour les situations météo les plus extrêmes. Les scénarios 3 et 4 sont relativement proches en volume d'investissements, avec un léger avantage pour le scénario 4. La différence provient de l'introduction forcée de l'éolien offshore dans ce dernier scénario en 2045, pour lequel l'effet de l'actualisation explique cette réduction.

Notons ici que ces éléments ne tiennent pas compte des besoins en investissement dans les réseaux HTA/BT ainsi que dans les équipements associés aux véhicules électriques, et aux économies d'énergie. Afin d'être cohérent, les économies de charges (importations de carburant) associées à la substitution par des véhicules électriques ne sont aussi pas prises en compte.

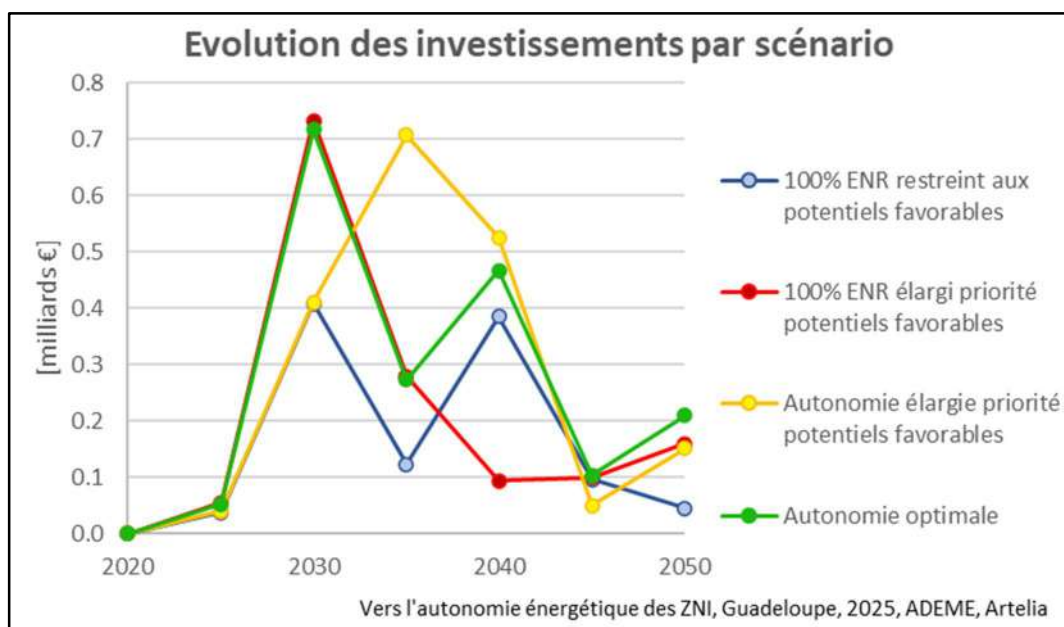


Figure 19 – Evolution des investissements par scénario

8.2.4. Evolution et structure des coûts

La figure suivante donne la structure des coûts totaux sur la période 2020 – 2050 par grands postes de coût : production et stockage. Le poids des coûts induits par le déploiement du stockage reste marginal par rapport aux coûts de production pour l'ensemble des scénarios, cela s'expliquant par la base renouvelable d'unité dispatchable (géothermie et biomasse) présente dans le mix électrique. Notons que

le déploiement optimisé du stockage permet d'éviter de nombreux renforcements du réseau électrique. Par conséquent, ces coûts sont négligeables au regard des deux premiers et ne sont pas représentés. Notons à nouveau que les coûts de renforcement du réseau de distribution n'ont pas pu être évalués.

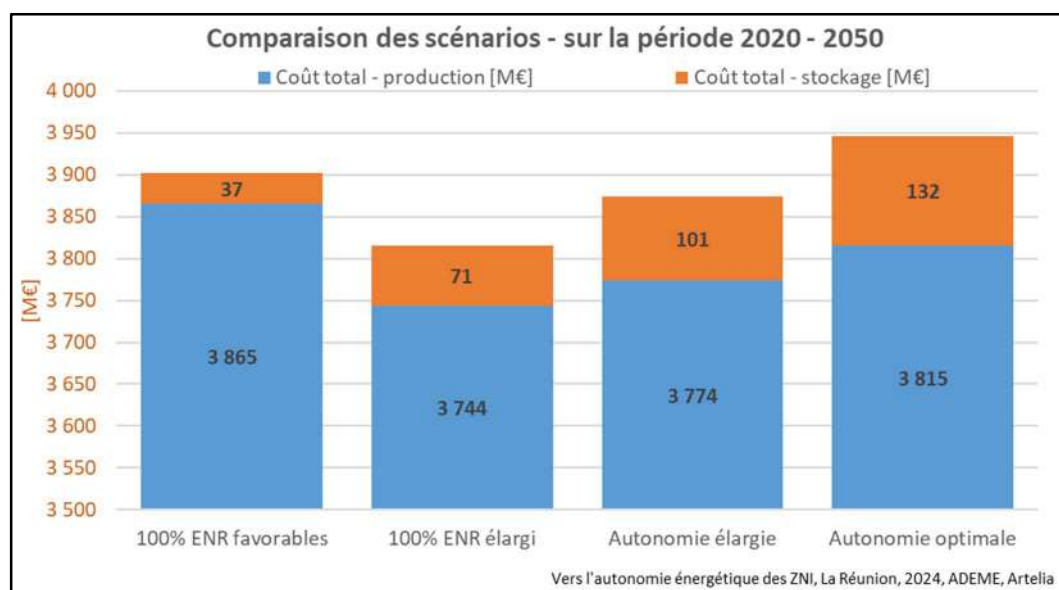


Figure 20 – Structure des coûts totaux par grand poste pour chaque scénario sur la période 2020 – 2050

A partir de la figure 21 suivante, nous observons les points suivants :

- Les trajectoires des coûts complets annuels de production restent globalement proches dans le temps pour les scénarios 1, 2 et 3. Le scénario 4 se démarque avec une augmentation plus forte des coûts à partir de 2040 (du fait de l'introduction forcée de l'éolien offshore, comme expliqué dans les parties précédentes).
- La conversion du parc vers un mix 100% ENR fait bien apparaître :
 - Une baisse des coûts jusqu'à 2030 inclus induit par la substitution de la production thermique conventionnelle par les filières ENR météo dépendantes et par la géothermie, suivie d'une hausse sur la période suivante, induite par la hausse de la demande alors même que les ressources dispatchables disponibles (géothermie et biomasse) sont saturées, ce qui implique un surinvestissement en moyens de production ENR météo dépendants couplé au stockage et/ou un recours plus important aux filières thermiques conventionnelles.
 - le caractère capitalistique des filières ENR avec un amortissement du capital en augmentation de façon significative à partir de 2030.
 - la bascule des dépenses vers une logique d'entretien/maintenance (coûts fixes) par rapport à une structure actuelle fortement impactée par les coûts variables et achats d'énergie.

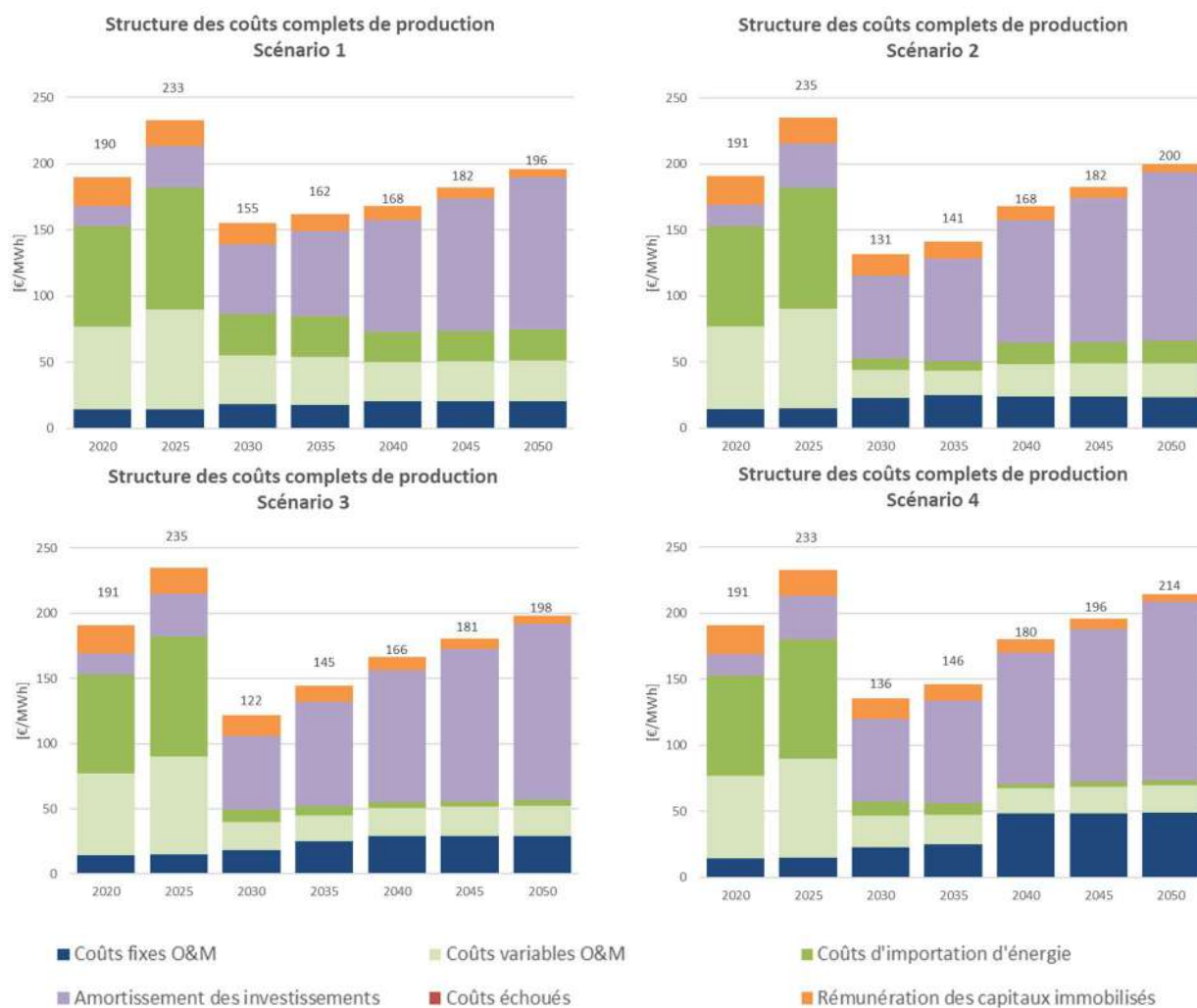


Figure 21 – Trajectoire et structure des coûts complets de production de 2015 à 2050

Dans ces graphiques, les coûts fixes d'entretien et maintenance (O&M) sont les coûts d'entretien proportionnels à la capacité installée des technologies de production. Les coûts variables O&M sont ceux proportionnels à la production d'énergie.

8.2.5. Comparaison des scénarios

L'accès aux potentiels sous-compromis du scénario 2 s'accompagne d'une hausse des investissements, permettant de valoriser une plus grande part d'énergie locale à long terme, rentable du fait de la réduction associée des volumes d'énergies importés.

Les deux scénarios d'autonomie électrique s'accompagnent d'une forte hausse des investissements nécessaires, en grande partie liée à la nécessité d'investir dans des capacités non productives, uniquement déployées à but de réserve pour les situations météo les plus extrêmes.

Les surinvestissements réalisés dans les scénarios 2 et 3 par rapport au scénario 1 sont ainsi compensés par une diminution des coûts d'importations sur la période 2020-2050, permettant globalement d'obtenir des coûts actualisés légèrement plus faibles.

Ceci signifie que l'accès aux potentiels ENR sous-compromis (niveau 2) permet de compenser les surcoûts d'investissement induits par la contrainte d'autonomie, grâce à la mise en œuvre de moyens de production dont les LCOE sont inférieurs à ceux considérés pour les potentiels favorables.

Nous pouvons noter que malgré un investissement plus faible pour le scénario 4, l'introduction de l'éolien offshore induit une hausse notable des coûts totaux actualisés du fait d'un doublement des coûts fixes.

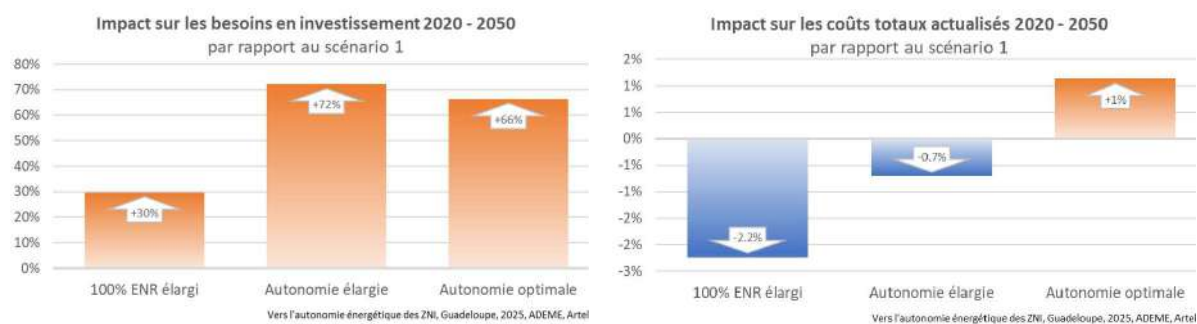


Figure 22 – Impact sur les besoins en investissement brut et les coûts totaux actualisés 2020 - 2050

9. Conclusions

La présente étude montre que l'atteinte de l'objectif d'un taux d'autonomie électrique très élevé est possible pour le territoire de la Guadeloupe, dans des conditions économiques compétitives par rapport à la situation actuelle.

Ainsi, les coûts totaux actualisés de la période 2020-2050 du scénario 1 (100% ENR, basé sur les gisements favorables uniquement) s'élèvent à 3.9 milliards d'euros et sont semblables à ceux du scénario d'autonomie élargie (scénario 3).

De nombreux investissements sont compétitifs dès aujourd'hui, du point de vue de la collectivité (hors prise en compte des taxes, impôts et marges), ce qui conduit à une substitution de la majorité de la production thermique conventionnelle (moteurs, TAC) par des filières météo dépendantes et la géothermie sur les 10 prochaines années.

L'accès aux potentiels éolien, houlomoteur, et géothermique identifiés comme sous-compromis dans la présente étude pour un total de 113 MW permet d'éviter l'investissement de 200 MW de photovoltaïque pour atteindre un taux d'autonomie électrique de 87%. L'atteinte de ce taux d'autonomie électrique nécessite moins de 400 MWh de capacité de stockage installée.

L'objectif d'un taux d'autonomie électrique de 100% et respectant le critère de défaillance de 3 heures, validé sur 69 ans de chroniques météo, est possible pour la Guadeloupe ; toutefois le respect strict de cet objectif implique la mise en œuvre de +173 MW de capacités additionnelles ENR locales combinées à de très importantes capacités de stockage dédiées à la couverture des situations extrêmes (+1.8 GWh) par rapport au scénario optimum économique d'autonomie élargie.

Dans un système électrique autonome électriquement, et dans les conditions d'accès aux potentiels considérés dans la présente étude, la part optimale – d'un point de vue économique – de la production d'ENR variable (éolien (180 MW), photovoltaïque (475 MW), houlomoteur (50 MW)) dans le mix électrique est de 47% à 54% selon l'année météo.

Pour la Guadeloupe, le coût marginal d'un tel système reste similaire à celui de référence (scénario 1) et le LCOE moyen du parc est inférieur de près de 8% à celui du scénario 1.

Les forts investissements nécessaires à l'autonomie, en termes de production ENR comme de stockage, modifient significativement la structure de coûts du système électrique, où les investissements conséquents viennent remplacer progressivement les charges liées à l'importation de combustibles, prédominantes dans le mix actuel.

Après une baisse significative du coût complet induite par la substitution de la production thermique conventionnelle (fuel/diesel/agrocarburants) par les filières météo dépendantes, le coût complet augmente régulièrement chaque année jusqu'en 2050 pour retrouver un niveau similaire à celui actuel, et ce quel que soit le scénario.

Les **ressources dispatchables** disponibles en Guadeloupe permettent de réduire significativement le besoin en stockage et le surdimensionnement des moyens de production météo-dépendants dans une perspective d'autonomie électrique, et sont donc stratégiques pour le territoire. Nous attirons l'attention sur l'évolution du rôle et de la structure de la rémunération de ces moyens de production d'électricité, dont les facteurs de charge devraient sensiblement baisser avec l'augmentation du taux d'autonomie : la valeur pour le système électrique, de la puissance garantie par ces moyens de production sera plus importante, au-delà de la valeur du kWh produit.

L'introduction de l'éolien offshore, y compris dans une optique d'atteinte de l'autonomie électrique, ne s'avère pas compétitif sur l'horizon temporel de la présente étude par rapport aux ressources alternatives présentes sur la Guadeloupe.

Les niveaux de déploiement important de nouvelles capacités de production décentralisées sur le territoire peuvent être réalisés avec un niveau de renforcement limité du réseau HTB sous réserve **de tenir compte des enjeux réseau dans la localisation des installations de production mais aussi et surtout de stockage**. En effet, un niveau de stockage significatif est nécessaire pour assurer l'EOD global de ces systèmes électriques. Ces capacités de stockage sont également suffisantes pour apporter les services (1) d'arbitrage local permettant de limiter les besoins en renforcement, et (2) de réserve primaire permettant d'assurer la tenue de la stabilité dynamique du système en cas d'incident. **L'optimisation du placement du stockage conduit à privilégier les 3 postes sources suivants : Pointe Jarry, Rivière Sens, et Blanchet.** Toutefois, un volume non négligeable de stockage doit être réparti sur la quasi-totalité des postes sources. Dans ces conditions, seules les lignes suivantes doivent être renforcées : Capesterre – Rivière Sens, et Petit-Bourg – Trois Rivières en l'absence de parc éolien offshore.

Les études de stabilité dynamique, conduites sur des points de fonctionnement particulièrement critiques du système électrique, n'ont pas permis de mettre en évidence de situation dans lesquelles la stabilité dynamique ne pouvait pas être maintenue. Des études détaillées et exhaustives restent toutefois nécessaires pour valider les conditions de bonne exploitation de tels systèmes électriques, et notamment : le pilotage d'un ensemble de capacités de stockage réparties sur le territoire, l'ajustement du plan de protection du système électrique, la mise en œuvre de compensateurs synchrones, ...

Sigles et acronymes

AC	Courant Alternatif
AO	Appel d'Offre
ADEME	Agence de la Transition Ecologique
CAPEX	Investissements
CRE	Commission de Régulation de l'Energie
DC	Courant Continu
ENR	Energies Renouvelables
EOD	Equilibre Offre Demande
ETEM-GR	Energie / Technologie / Environnement / Modélisation Grid
ETM	Energie Thermique des Mer
LCOE	Leverage Cost of Electricity
LCOS	Leverage Cost of Storage
O&M	Exploitation et Maintenance
OPEX	Coûts d'exploitation et de maintenance
PCI	Pouvoir Calorifique Inférieur
PPE	Programmation Pluriannuelle de l'Energie
PV	Photovoltaïque
STEP	Station de Transfert d'Energie par Pompage
TAC	Turbine à Combustion
VE	Véhicule électrique
UVE	Unité de Valorisation Energétique

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 de la Cohésion des territoires, du ministère de l'économie, des finances et de la souveraineté industrielle et numérique et du ministère de l'Enseignement supérieur et de la Recherche.

LES COLLECTIONS DE L'ADEME



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 élabore 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.



VERS L'AUTONOMIE ENERGETIQUE EN ZONE NON INTERCONNECTEE A L'HORIZON 2050 – LA GUADELOUPE

En complément des différentes études de prospective énergétique déjà réalisées par l'ADEME sur le territoire continental, et en totale cohérence avec la loi de transition énergétique fixant un objectif d'autonomie énergétique à 2030 aux Zones Non Interconnectées (ZNI), l'ADEME a souhaité traiter de manière approfondie les problématiques liées au développement massif d'énergies renouvelables dans les principales ZNI françaises.

Ce travail a conduit à la publication de l'étude " Vers l'autonomie énergétique des ZNI à 2030 ", publié en 2018 pour la Guadeloupe. Cette étude avait permis de conclure qu'un mix électrique 100% ENR local est possible sur La Guadeloupe sous certaines conditions.

Cette première série d'études a mis en évidence certaines limites méthodologiques, que l'ADEME a souhaité approfondir dans le cadre de nouveaux travaux. Ces travaux complémentaires visent en particulier à :

- Réinterroger l'objectif 2030 afin d'évaluer une échéance plus réalisable d'atteinte de l'objectif d'autonomie électrique d'ici 2050, en tenant compte des dynamiques de déploiement des différentes filières d'énergie renouvelable qui sous-tendent la trajectoire ;
- Améliorer la qualité de l'analyse relative à la météo, à la fois sur la production des données météo et sur leur prise en compte dans l'étude ;
- Affiner le modèle de reconstitution de la demande électrique ;
- Assurer la traçabilité des potentiels ENR mobilisés ;
- Ouvrir la possibilité de prendre en compte de nouveaux usages et nouvelles technologies notamment ceux liés au vecteur hydrogène.

Ce document présente les résultats obtenus pour la Guadeloupe.

Sont décrits, les grands axes méthodologiques, Les hypothèses structurantes des scénarios prospectifs, les résultats des optimisations - simulations ainsi que leurs analyses économiques.

Le lecteur souhaitant approfondir sa vision du travail retrouvera le détail de l'ensemble des hypothèses, méthodes de calcul et résultats de simulation dans le rapport complet.